

V KOS *****/18

X*****

z.H. *****

per elektronischer Zustellung

Wirtschaftskammer Österreich

z.H. *****

Wiedner Hauptstraße 63

1045 Wien

per elektronischer Zustellung

Bundesarbeitskammer

z.H. *****

Prinz-Eugen-Straße 20-22

1040 Wien

per elektronischer Zustellung

B e s c h e i d

In dem von Amts wegen eingeleiteten Verfahren zur Feststellung der Kosten, der Zielvorgaben und des Mengengerüsts der X***** für das Jahr 2019 ergeht gemäß § 7 Abs. 1 Energie-Control-Gesetz (E-ControlG), BGBl. I Nr. 110/2010, idF des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 108/2017, iVm § 48 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010), BGBl. I Nr. 110/2010, idF des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 108/2017, nachstehender

I. Spruch

1. Gemäß § 48 Abs. 1 iVm § 59 Abs. 2 EIWOG 2010 wird ein Einsparungspotential von ***** als Zielvorgabe für den Zeitraum von 1. Jänner 2019 bis zum 31. Dezember 2019 festgestellt.
2. Die den Entgelten zu Grunde liegenden Kosten für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb des Netzsystems werden gemäß § 48 Abs. 1 iVm § 59 Abs. 1 EIWOG 2010 für das Jahr 2019 wie folgt festgestellt:

3. Die Kosten für die transparente und diskriminierungsfreie Beschaffung von angemessenen Energiemengen zum Ausgleich physikalischer Netzverluste werden gemäß § 48 Abs. 1 iVm § 59 Abs. 1 EIWOG 2010 für das Jahr 2019 wie folgt festgestellt:

4. Das dem Netznutzungsentgelt, dem Systemdienstleistungsentgelt und dem Netzverlustentgelt zu Grunde zu legende Mengengerüst wird – abgesehen von den in Spruchpunkt 5 festgelegten Mengen - gemäß § 48 Abs. 1 iVm § 61 EIWOG 2010 für das Jahr 2019 wie folgt festgestellt:

5. Das dem Netznutzungsentgelt für Pumpspeicherkraftwerke und für Erbringer von Regelreserve zu Grunde zu legende Mengengerüst wird gemäß § 48 Abs. 1 iVm § 61 EIWOG 2010 für das Jahr 2019 wie folgt festgestellt:

6. Die über die Feststellungen hinausgehenden Anträge werden abgewiesen.

II. Begründung

II.A. Verfahrensablauf

Mit Beschluss vom 24. November 2017 hat der Vorstand der E-Control ein Verfahren zur Feststellung der Kosten, der Zielvorgaben sowie des Mengengerüsts gemäß § 48 EIWOG 2010 eingeleitet. Mit Schreiben vom 28. November 2017 bzw. 2. Dezember 2017 wurden die X***** und die Amtsparteien von der Einleitung des Verfahrens in Kenntnis gesetzt. Das Unternehmen wurde dabei um die Übermittlung der folgenden Unterlagen binnen acht Wochen ersucht:

- Bruttomengenerhebung 2017
- Anlageklassen 2017
- Erhebungsbögen des Geschäftsjahres 2017 (Allgemeines, Netzhöchstlast, Technische Daten, Wirtschaftliche Daten)
- Wirtschaftsprüfungsbericht bzw. Jahresabschluss Geschäftsjahr 2017
- Abfrage Strukturdaten Geschäftsjahr 2017
- Daten aus der Anforderungsliste

Die genannten Daten bzw. Unterlagen wurden der Behörde fristgerecht übermittelt.

Am 30. Juli 2018 wurden sowohl das Unternehmen als auch die Amtsparteien gemäß § 48 Abs. 2 EIWOG 2010 eingeladen, zu den vorläufigen Ermittlungsergebnissen Stellung zu nehmen.

Das Unternehmen übermittelte am 29. August 2018 eine Stellungnahme zum vorläufigen Ermittlungsergebnis. Aufgrund von neuen Sachverhalten übermittelte das Unternehmen am 17. September 2018 eine zusätzliche Stellungnahme. Die Wirtschaftskammer Österreich (WKÖ) übermittelte am 5. September 2018 eine Stellungnahme. Die Bundesarbeitskammer (BAK) übermittelte am 4. September 2018 eine allgemeine Stellungnahme zu den Ermittlungsergebnissen. Die eingelangten Stellungnahmen wurden den jeweils übrigen Parteien des Verfahrens zugestellt.

Zusätzlich beantragten die WKÖ am 25. September 2018 bzw. die BAK am 27. September 2018 Akteneinsicht in das Verfahren.

Am 5. Oktober 2018 regte die WKÖ einen Gesprächstermin der Verfahrensparteien in den Räumlichkeiten der E-Control Austria an. In der Folge fand am 18. Oktober 2018 eine mündliche Verhandlung statt. Behandelt wurden die Themen der eingebrachten Stellungnahmen (vgl. Beilage 11).

II.B. Rechtliche Grundlagen

1. Gesetzliche Grundlagen der Kosten- und Mengenermittlung

Gemäß § 48 EIWOG 2010 sind die Kosten, die Zielvorgaben und das Mengengerüst von Netzbetreibern mit einer jährlichen Abgabemenge an Entnehmer von mehr als 50 GWh im Kalenderjahr 2008 von Amts wegen periodisch mit Bescheid festzustellen. Die Kosten und das Mengengerüst der übrigen Netzbetreiber können von Amts wegen mit Bescheid festgestellt werden. Zum Ermittlungsverfahren bestimmt § 48 Abs. 2 EIWOG 2010, dass der Wirtschaftskammer Österreich, der Landwirtschaftskammer Österreich, der Bundesarbeitskammer und dem Österreichischen Gewerkschaftsbund vor Abschluss Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben ist. Die Behörde hat deren Vertretern Auskünfte zu geben und Einsicht in den Verfahrensakt zu gewähren. Wirtschaftlich sensible Informationen, von denen die Vertreter bei der Ausübung ihrer Einsichtsrechte Kenntnis erlangen, sind vertraulich zu behandeln.

Die Grundsätze der Kostenermittlung werden in § 59 EIWOG 2010 bestimmt. Die den Entgelten zugrunde liegenden Kosten haben dem Grundsatz der Kostenwahrheit zu entsprechen und sind differenziert nach Netzebenen zu ermitteln. Dem Grunde und der Höhe nach angemessene Kosten sind zu berücksichtigen. Der Netzsicherheit, der Versorgungssicherheit unter Berücksichtigung von Qualitätskriterien, der Marktintegration sowie der Energieeffizienz ist Rechnung zu tragen. Die Bestimmung der Kosten unter Zugrundelegung einer Durchschnittsbetrachtung, die von einem rationell geführten, vergleichbaren Unternehmen ausgeht, ist zulässig. Investitionen sind in angemessener Weise ausgehend von den ursprünglichen Anschaffungskosten sowie den Finanzierungskosten zu berücksichtigen. Außerordentliche Aufwendungen oder Erträge können – im Wege des Regulierungskontos gemäß § 50 EIWOG 2010 – über einen mehrjährigen Zeitraum anteilig verteilt werden. Die bei einer effizienten Implementierung neuer Technologien entstehenden Kosten sind in den Entgelten unter Berücksichtigung der beschriebenen Grundsätze und der Nutzung von Synergieeffekten angemessen zu berücksichtigen. Internationale Transaktionen und Verträge für den Transport von Energie gemäß § 113 Abs. 1 EIWOG 2010 sind bei der Kostenermittlung zu berücksichtigen.

Für die Ermittlung der Kosten sind gemäß § 59 Abs. 2 EIWOG 2010 Zielvorgaben zugrunde zu legen, die sich am Einsparungspotential der Unternehmen orientieren; zudem ist die Kostenbasis um eine netzbetreiberspezifische Teuerungsrate anzupassen. Nach § 59 Abs. 6 EIWOG 2010 wirken die Zielvorgaben sowie die netzbetreiberspezifische Teuerungsrate nur auf die vom Unternehmen beeinflussbaren Kosten. Der Zeitraum zur Realisierung der Zielvorgaben kann gemäß § 59 Abs. 3 EIWOG 2010 in ein- oder mehrjährige Regulierungsperioden unterteilt werden. Zum Ende einer Regulierungsperiode können die unternehmensindividuellen Effizienzfortschritte einer Evaluierung unterzogen werden. Nach einer Regulierungsperiode kann neuerlich ein

Effizienzvergleich oder ein alternatives dem Stand der Wissenschaft entsprechendes Regulierungssystem zur Ermittlung der Netznutzungsentgelte umgesetzt werden.

Gemäß § 60 EIWOG 2010 sind bei der Kostenermittlung Finanzierungskosten, die angemessene Kosten für die Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital zu umfassen haben, zu berücksichtigen. Dabei ist ein Finanzierungskostensatz aus einem gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatz unter Zugrundelegung einer Normkapitalstruktur sowie der Ertragsteuer zu bestimmen. Zusätzlich wird in § 60 Abs. 4 EIWOG 2010 festgelegt, wie die verzinsliche Kapitalbasis zu ermitteln ist. Die Finanzierungskosten sind sodann durch Multiplikation des angemessenen Finanzierungskostensatzes mit der zu verzinsenden Kapitalbasis zu ermitteln.

Gemäß § 61 EIWOG 2010 sind die den Entgelten zugrunde liegenden Mengen auf Basis der Abgabe- und Einspeisemengen in kWh, des arithmetischen Mittels der im Betrachtungszeitraum monatlich ermittelten bzw. gemessenen höchsten einviertelstündlichen Leistungen in kW und Zählpunkte des zuletzt verfügbaren Geschäftsjahres pro Netzebene zu ermitteln. Aktuelle oder erwartete erhebliche Effekte bei der Mengenentwicklung, sowohl bei der Mengen- als auch bei der Leistungskomponente sowie bei der Anzahl der Zählpunkte, können berücksichtigt werden.

2. Zuständigkeit

Die Festsetzung der Kosten, Zielvorgaben und des Mengengerüsts von Netzbetreibern erfolgt gemäß § 48 EIWOG 2010 iVm § 7 Abs. 1 E-ControlG mit Bescheid des Vorstands der E-Control. Die in diesem Verfahren festgestellten Kosten und Zielvorgaben sowie das festgestellte Mengengerüst bilden die Basis der Bestimmung der Systemnutzungsentgelte sowie erforderlichenfalls der Ausgleichszahlungen zwischen Netzbetreibern eines Netzbereiches mit Verordnung der Regulierungskommission gemäß § 49 EIWOG 2010 iVm § 12 Abs. 2 Z 1 E-ControlG.

II.C. Sachverhalt und rechtliche Beurteilung

1. Allgemeines

Ziel der Regulierung ist es, Betreibern von Netzinfrastrukturen, die volkswirtschaftlich gesehen natürliche Monopole darstellen, gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen im Allgemeininteresse aufzuerlegen, zu denen insbesondere der kosteneffiziente Netzbetrieb, die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Netzsicherheit sowie der diskriminierungsfreie Zugang Dritter zum Netz zu von der Regulierungsbehörde genehmigten Tarifen (Systemnutzungsentgelt) zählen.

Grundlage des Systemnutzungsentgelts sind die von der Regulierungsbehörde festgestellten Kosten der Netzbetreiber (§ 59 Abs. 1 EIWOG 2010). Die Entgelte ergeben sich vereinfacht gesagt aus einer Division der festgestellten Kosten (abzüglich vereinnahmter Erlöse) durch die festgestellten Mengen, wobei die Werte pro Netzbereich zusammengefasst und nach Netzebenen differenziert werden.

Während die Entgelte im Stromverteilernetz seit 1. Jänner 2006 im Rahmen eines langfristigen Anreizregulierungsregimes bestimmt werden, erfolgt die Entgeltermittlung im Übertragungsnetz der **** im Rahmen eines Kosten-Plus Regulierungsansatzes. Hierbei werden die angemessenen Netzkosten jährlich neu bestimmt und mittels Hochrechnungsfaktoren in entsprechende Übertragungsnetzentgelte übergeleitet. Die entsprechenden Schritte werden in weiterer Folge dargestellt.

Im Gegensatz zu den Verteilernetzbetreibern gibt es im Bereich der Übertragungsnetze keine ausreichend große Anzahl vergleichbarer Unternehmen auf nationaler Ebene, weshalb an der Kosten-Plus Regulierung festgehalten wird. Zukünftig kann jedoch auf Basis von internationalen Vergleichen eine Umstellung des Systems erfolgen.

2. Ermittlung der Kostenbasis

Als Ausgangsbasis für die Ermittlung angemessener Kosten gemäß § 48 Abs. 1 EIWOG 2010 sind die Daten des letztverfügbaren Geschäftsjahres (geprüfte Jahresabschlüsse) zum Zeitpunkt der Verfahrenseinleitung heranzuziehen (siehe dazu auch die Erl. zu § 59 Abs. 1 und 4 EIWOG 2010). Darüber hinaus sind jene angemessenen Kosten, die mit der Umsetzung des Netzentwicklungsplanes nach § 38 Abs. 4 EIWOG 2010 einhergehen, inklusive der Vorfinanzierungskosten zu berücksichtigen. In weiterer Folge werden die Kosten des Unternehmens auf zwei Bereiche aufgeteilt:

- **Operative Kosten** (in Folge „OPEX“): Diese Kosten fallen für den laufenden Betrieb des Netzes an. Im Speziellen sind darunter die Kosten für Material, Personal und sonstige laufende Tätigkeiten zu erfassen.
- **Kapitalkosten** (in Folge „CAPEX“): Kapitalkosten sind die Kosten für langfristige Investitionen in das Netz. Sie umfassen neben den Abschreibungen auch die in § 60 EIWOG 2010 beschriebenen Finanzierungskosten zur Abdeckung angemessener Kosten für die Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital.

In dieser Kostenermittlung sind folgende Kosten nicht enthalten:

- **Netzverlustkosten:** Die Kosten für Netzverluste werden gesondert behandelt und somit getrennt ermittelt.
- **Kosten Systemdienstleistungen:** Kosten für Systemdienstleistung werden gesondert behandelt und somit getrennt ermittelt.

In weiterer Folge sind kostenmindernde Elemente zu berücksichtigen:

- **Sonstige betriebliche Erträge und sonstige Umsatzerlöse:** Sollten durch den Netzbetreiber Tätigkeiten für andere Unternehmen bzw. andere Unternehmenssegmente erbracht werden, so sind die dafür anfallenden Erlöse oder Erträge kostenmindernd zu berücksichtigen.
- **Aktiviert Eigenleistungen:** Sollten durch den Netzbetreiber Eigenleistungen aktiviert werden, so sind auch diese von den Kosten (im speziellen Personalaufwendungen) abzuziehen, da durch die Aktivierung diese Aufwendungen langfristig mittels CAPEX erfasst werden. Würde ein derartiger Abzug nicht vorgenommen, so hätte dies eine doppelte Abgeltung dieser Kosten zur Folge.

2.1. Finanzierungskosten und WACC

Finanzierungskosten sind ein Bestandteil der Kapitalkosten und haben gemäß § 60 EIWOG 2010 die angemessenen Kosten für die Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital zu umfassen. Dabei sind die Verhältnisse des Kapitalmarktes und die Kosten für Ertragsteuern zu berücksichtigen. Die Bestimmung angemessener Finanzierungskosten ist eine wesentliche Grundlage für die Investitionsbereitschaft und damit generell für die Versorgungssicherheit für Elektrizitätsnetze. Stellen Investoren Netzbetreibern Kapital zur Verfügung, verlangen sie dafür gemäß dem Opportunitätskostenprinzip eine entsprechende Vergütung. Regulierte Unternehmen müssen zur Sicherstellung der zukünftigen Kapitalbereitstellung durch den Kapitalmarkt den Kapitalgebern im Rahmen der Regulierung genau jene Rendite gewähren, die diese für eine Investition ihrer Mittel in einer Anlage mit vergleichbarer Risikostruktur erhalten.

Die zu ermittelnden Finanzierungskosten sollen folgenden Anforderungen Rechnung tragen:

- Marktgerechte Abgeltung des entstehenden Risikos
- Anreizwirkung zur Optimierung der Finanzierungsstruktur
- Konsistente Anwendung bei allen Unternehmensgrößen und -strukturen
- Transparente und überprüfbare Ermittlungsvorschriften
- Kein Eingriff in unternehmensspezifische Finanzierungsentscheidungen

In Zusammenarbeit mit Vertretern der Elektrizitätsbranche sowie unter Beiziehung mehrerer Gutachter wurde ein Modell geschaffen, welches die genannten Grundsätze berücksichtigt. Es wurde ein sog. WACC-Verfahren („weighted average cost of capital“) ausgewählt, das der Ermittlung eines gewichteten Eigen- und Fremdkapitalzinssatzes, der auf das eingesetzte Kapital Anwendung findet, dient. Dieses Verfahren wird von den Regulierungsbehörden in Europa in verschiedenen Formen angewendet. Innerhalb des WACC-Ansatzes müssen unternehmenstypische Annahmen der zu bestimmenden Parameter getroffen werden. Zur Ermittlung angemessener Finanzierungskosten sind dies:

- Risikoloser Zinssatz
- Marktrisikoprämie
- Beta-Faktor (Maß für nicht diversifizierbares Risiko)
- Kapitalstruktur
- Fremdkapitalzinsen.

Im Rahmen des Verfahrens V KOS *****/17 wurde die Methodik der Ermittlung des WACC aktualisiert. Der dabei bestimmte WACC soll bis 31. Dezember 2022 für das Unternehmen Anwendung finden. Für die Festlegung des Zinssatzes werden grundsätzlich die gleichen Parameter wie in der Methode für die Gasfernleitungsnetzbetreiber herangezogen. Im Rahmen der Ermittlung des Zinssatzes wird von einem risikolosen Basiszinssatz iHv 2,70 % ausgegangen, welcher auf einer 10-jährigen AAA Anleihe des Euro-Raums basiert.

Die Bestimmung des gewichteten Kapitalkostensatzes ist im Dokument zur „Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Gasverteilternetzbetreiber (1. Jänner 2018 bis 31. Dezember 2022)“¹ im Detail dargelegt. Hintergrund der Festlegung ist die Überlegung, dass sämtliche Strom- und Gasnetzanlagen gleichen Voraussetzungen bei der Abgeltung von Kapitalkosten ausgesetzt sind. Diesbezüglich wird auch auf das derzeit laufende Verfahren der Verteilernetzbetreiber Strom und der Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Stromverteilternetzbetreiber verwiesen (vgl. [Beilage ./6b](#)).

¹ Vgl. [Beilage ./6a](#) Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Gasverteilternetzbetreiber; Angemerkt wird, dass sich die Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Stromverteilternetzbetreiber in Ausarbeitung befindet.

Die Berechnung ergibt einen angemessenen Zinssatz iHv 4,88 %. Die folgende Tabelle stellt diese Berechnung des WACC dar:

Ermittlung WACC	
Risikoloser Zins (10-jährige AAA Anleihen des Euro-Raums)	1,87%
Risikozuschlag für Fremdkapital	0,83%
Fremdkapitalzinssatz (vor Steuern)	2,70%
Marktrisikoprämie	5,00%
Betafaktor (unverschuldet)	0,400
Betafaktor (verschuldet)	0,850
Eigenkapitalzinssatz (nach Steuern)	6,12%
Gearing	60,00%
Steuersatz	25,00%
WACC (vor Steuer)	4,88%

Ermittlung gewogener Kapitalkostensatz (WACC)

Stellungnahme der WKÖ

Die WKÖ bringt in ihrer Stellungnahme zum vorläufigen Ermittlungsergebnis vor, dass sich die Behörde im Rahmen der Ermittlung des WACC zwar auf das von ihr selbst eingeholte Gutachten von F***** stütze. Ohne nachvollziehbare Begründung ziehe sie dann aber nicht den von F***** mit guter Begründung tatsächlich vorgeschlagenen Wert von 4,4 % heran, sondern beharre auf dem bisherigen, freilich unter anderen Marktumständen ermittelten Wert von 5 %. Das könne auch nicht mit der von der Behörde ins Treffen geführten Unsicherheit und dem Vorsichtsprinzip begründet werden, weil F***** schon unter Berücksichtigung des Vorsichtsprinzips für diesen Wert eine Bandbreite zwischen 3,2 % und 4,4 % ermittelt habe. Damit sei klar, dass – basierend auf anerkannten wissenschaftlichen Methoden, deren konsequente Anwendung dem Gutachter F***** wohl unterstellt werden könne – schon durch das Abstellen auf die obere Grenze der Bandbreite, also durch Heranziehung des Wertes von 4,4 %, dem Vorsichtsprinzip voll Genüge getan wäre.

Wenig überraschend komme auch die deutsche Bundesnetzagentur unter durchaus vergleichbaren Prämissen zu einer Marktrisikoprämie von zuletzt 3,8 %² Weiters werde in dem von der deutschen Bundesnetzagentur in Auftrag gegebenen zugrundeliegenden Gutachten von F***** vom Juni 2016³ festgehalten, dass „insbesondere nicht von einer systematischen inversen Korrelation der

² Vgl. den aktuellen "Beschluss für die dritte Regulierungsperiode für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen (BK4-16-160"; https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK4-GZ/2016/2016_0001bis0999/2016_0100bis0199/BK4-16-0160/BK4-16-0160_Beschluss_Strom_BF_download.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

³ Abgerufen von http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK4-GZ/2016/2016_0001bis0999/2016_0100bis0199/BK4-16-0161/Gutachten_Wagniszuschlag_2016.pdf?__blob=publicationFile&v=1

Marktrisikoprämie mit der risikolosen Verzinsung auszugehen ist“. Damit liege bei sinkenden Zinssätzen kein Grund für eine Erhöhung des Wertes vor.

Die Festlegung einer zu hohen Marktrisikoprämie, noch dazu entgegen einem eingeholten Gutachten eines Fachmannes, führe aber zur Festlegung eines zu hohen WACC und damit eines unangemessen hohen Finanzierungskostenansatzes unter Außerachtlassung der anerkannten Methoden nach dem Stand der Wissenschaft und verstoße damit gegen § 60 Abs. 3 EIWOG 2010, weil dort nur eine marktgerechte Risikoprämie zugestanden werde und keine Überkompensation oder Überremuneration durch Festlegung einer nicht marktgerechten, zu hohen Risikoprämie erfolgen solle. Somit sei der Wert laut WKÖ iHv 4,4 % festzulegen.

Bei der Marktrisikoprämie ist aus Behördensicht grundsätzlich auf Basis des angesprochenen Gutachtens von F***** vorzugehen. Allerdings werden, wie bereits in der Stellungnahme der WKO ausgeführt, anstelle eines Wertes iHv 4,4 % weiterhin 5,0 % angesetzt. Dies wird jedoch nicht mit einer Orientierung am Vorsichtsprinzip begründet, sondern damit, 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 nach unten in Erwägung zu ziehen. Ergänzend merkt die Behörde an, dass sie ebenfalls die Meinung hinsichtlich der fehlenden systematisch inversen Korrelation der Marktrisikoprämie mit der risikolosen Verzinsung teilt. Es steht die getroffene Festlegung dieser übereinstimmenden Meinung nicht entgegen, da dieses Konzept keinen Einfluss auf die Festlegung der Marktrisikoprämie hatte.

2.2. Anpassung der Kostenbasis

Die gemäß Punkt 2 ermittelte Kostenbasis umfasst, wie oben dargelegt, die Netzkosten exklusive der erwähnten Abzugspositionen. Die festgestellten Kosten sind in der Folge durch die Entgelte gemäß § 51 Abs. 2 Z 1 und 3 bis 8 EIWOG 2010 abzudecken. Gesondert davon werden die Kosten für den Ausgleich der Netzverluste ermittelt und durch das Netzverlustentgelt gemäß § 51 Abs. 2 Z 2 EIWOG 2010 abgegolten.

Da der Zeitpunkt des Inkrafttretens einer neuen Systemnutzungsentgelte-Verordnung in der Regel nicht mit dem Geschäftsjahr, das der Prüfung zugrunde liegt, zusammenfällt, ist eine Hochrechnung der Kostendaten vom geprüften Geschäftsjahr erforderlich. Hierzu wird als Ausgangsbasis die Summe der Netzkosten exklusive vorgelagerte Netzkosten und Netzverlustkosten herangezogen.

Diese Netzkostenbasis wird in der Folge einer jährlichen Anpassung anhand der Hochrechnungsfaktoren gemäß § 59 Abs. 2 1. Satz EIWOG 2010 unterzogen.

Hochrechnungsfaktoren sind die Zielvorgabe (ZV), welche den generellen (Xgen) sowie gegebenenfalls den individuellen (Xind) Produktivitätsabschlag als kostenmindernde Faktoren umfasst, sowie der Netzbetreiberpreisindex als kostenerhöhender Faktor.

2.2.1. Zielvorgabe

Grundsätzlich kombiniert die ZV die generelle Produktivitätsentwicklung mit individuellen Effizienzzielen (§ 59 Abs. 2 EIWOG 2010).

Im Zuge des Projekts E3grid2012 wurden europäische Übertragungsnetzbetreiber, darunter auch die X*****, einem Benchmarking unterzogen. Für das gegenständliche Verfahren lassen sich daraus Erkenntnisse für die Festlegung der generellen und der individuellen Zielvorgabe gewinnen. Ein genereller Effizienzfortschritt ist für Übertragungsnetzbetreiber dabei nicht festgestellt worden (vgl. Beilage ./3, „e3grid2012 for X****“). Allerdings muss in diesem Zusammenhang der Unterschied zwischen dem Netzbetreiberpreisindex (NPI, dazu im Detail sogleich) gemäß § 59 Abs. 2 und 5 EIWOG 2010 und dem Verbraucherpreisindex (VPI) berücksichtigt werden (vgl. 2.2.2). Dies ist damit zu begründen, dass die Anwendung des NPI (Kombination aus Input- und Outputindices) anstelle des VPI (reine Outputindices) im österreichischen Regulierungskontext zu einer systematischen Überdeckung in der Höhe der Differenz zwischen NPI und VPI führt. Um diese unsachgerechte Überdeckung zu eliminieren, muss bei weiterer Anwendung des NPI für die Ermittlung einer generellen Produktivitätsentwicklung das Ausmaß der Überdeckung korrigiert werden.

Stellungnahme der WKÖ

Die WKÖ leitet aus dem vorliegenden Kostenanpassungsfaktors einen negativen Xgen ab. Ein negativer Xgen sei aus Sicht der WKÖ sehr kritisch zu sehen, da jedes Unternehmen immer noch Optimierungspotenziale habe. Im Monopolbereich sehe sie dies auf jeden Fall gegeben. Da sich der negative Wert in diesem Jahr aufgrund der Berechnungssystematik (Differenz zwischen NPI und VPI) ergebe, fordere sie eine „Deckelung“ auf 0 %, die lediglich bewirke, dass der Netzbetreiber (im Monopolbereich) nicht produktiver sein müsste als ein Unternehmen im marktwirtschaftlichen Umfeld.

Würdigung der Behörde

Die Behörde nimmt die Stellungnahme zur Kenntnis, behält aber die Systematik im Sinne einer konsistenten Fortführung der Systematik wie in den letzten Entscheidungen bei. Wie im Ansatz des Xgen beschrieben, ergibt sich der rechnerische Wert aus der Differenz zwischen VPI und NPI und simuliert damit eine entsprechende Kostenentwicklung im Betrachtungsjahr. Im vorliegenden Fall führt dies aufgrund des höheren VPI zu einem negativen Wert für das Jahr 2017. Es wird daher keinesfalls

ein negativer Xgen bestimmt, sondern lediglich die Effekte des NPI bereinigt. In den letzten Jahren führte dies zu einem zusätzlichen Abschlag. Die gewählte Systematik basiert immer noch auf den Ergebnissen des internationalen TSO-Benchmarkings (vgl. Beilage ./3).

Für die Ermittlung eines individuellen Effizienzziels werden die Ergebnisse des erwähnten europäischen Benchmarkingreports für Übertragungsnetzbetreiber (vgl. Beilage ./3) herangezogen. Daraus geht eine individuelle Effizienz von **** % im Vergleich zu anderen europäischen Übertragungsnetzbetreibern hervor. Analog zur Systematik der Verteilernetzbetreiber (vgl. dazu das oben genannte Regulierungsdokument zur dritten Regulierungsperiode Gas bzw. vierte Regulierungsperiode Strom) erfolgt eine direkte Überführung der Effizienzwerte in jährliche Vorgaben auf Basis einer entsprechenden Linearisierung über eine Dauer von siebeneinhalb Jahren (gleitender Verlauf).

Aus der zuvor beschriebenen Systematik ergibt sich somit eine Zielvorgabe iHv ****% (vgl. Beilage ./1).

2.2.2. Netzbetreiberpreisindex

Zur Einhaltung des Grundsatzes der Kostenorientierung ist eine Anpassung der Kosten anhand der netzbetreiberspezifischen Teuerungsrate notwendig (§ 59 Abs. 2 und 5 EIWOG 2010). Dadurch werden exogene, d.h. vom Unternehmen nicht beeinflussbare, Kostenerhöhungen abgebildet.

Die Kostenerhöhungen der Netzbetreiber werden durch die Veränderung des Netzbetreiberpreisindex, ΔNPI , abgebildet, wobei sich dieser wie folgt zusammensetzt:

- TLI mit einer Gewichtung von 57 % (= $40 \times 100/70$),
- VPI mit einer Gewichtung von 43 % (= $30 \times 100/70$).

Die angeführten Gewichtungen orientieren sich an der durchschnittlichen Kostenstruktur österreichischer Netzbetreiber. Auch die Teuerungsrate für die Verteilernetzbetreiber wird gemäß der dargestellten Methodik ermittelt. Zur Ermittlung von ΔNPI_{2019} werden die Einzelindizes gewichtet addiert, für die Detailberechnung wird auf die Beilage ./1 verwiesen.

2.2.3. Netzverlustabdeckung und Eigenbedarf

Die Höhe der Netzverluste kann im Übertragungsnetz exakt gemessen werden. Seit 1. Jänner 2011 erfolgt die Beschaffung von Netzverlusten im Rahmen einer öffentlichen Ausschreibung durch die X**** gemeinsam für zahlreiche Netzbetreiber der Regelzone. ****

3. Kosten und Entgelte

Gemäß § 51 Abs. 1 EIWOG 2010 müssen die Netzbenutzer für die Erbringung aller Leistungen, die von den Netzbetreibern und Regelzonenführern in Erfüllung der ihnen auferlegten Verpflichtungen erbracht werden, Systemnutzungsentgelt entrichten. Das Systemnutzungsentgelt bemisst sich gemäß § 51 Abs. 2 EIWOG 2010 aus den folgenden Bestandteilen, welche in Summe sämtliche Kosten der Netzbetreiber abzudecken haben:

1. Netznutzungsentgelt;
2. Netzverlustentgelt;
3. Netzzutrittsentgelt;
4. Netzbereitstellungsentgelt;
5. Systemdienstleistungsentgelt;
6. Entgelt für Messleistungen;
7. Entgelt für sonstige Leistungen sowie
8. gegebenenfalls dem Entgelt für internationale Transaktionen und für Verträge für den Transport von Energie gemäß § 113 Abs. 1 EIWOG 2010.

In der Vergangenheit hat es sich bei der Entgeltfestsetzung bewährt, sequenziell vorzugehen. Aus der Gesamtkostenbasis sollten in einem ersten Schritt die Netzverlustkosten ausgeschieden und darauf aufbauend ein angemessenes Netzverlustentgelt bestimmt werden (vgl. 2.2.3).

Da das Netzzutritts- und das Netzbereitstellungsentgelt (Baukostenzuschüsse - BKZ) über einen längeren Zeitraum wirken (für das Netzbereitstellungsentgelt ist diese Vorgangsweise explizit in § 55 Abs. 6 EIWOG 2010 geregelt und ein Verteilungszeitraum von 20 Jahren festgesetzt), ist es nur sehr schwer möglich, die angemessenen Entgelte auf Basis der aktuell ermittelten Kosten zu bestimmen. Für die Berücksichtigung der Entgelte im Rahmen der jährlichen Kostenermittlung wird daher die Auflösung der vereinnahmten Entgelte aus der Vergangenheit herangezogen. Anpassungen des Netzbereitstellungsentgelts müssen zukünftige Entwicklungen antizipieren, weil dieses aufgrund der langen Auflösungsdauer stark zukunftsorientiert zu ermitteln ist.

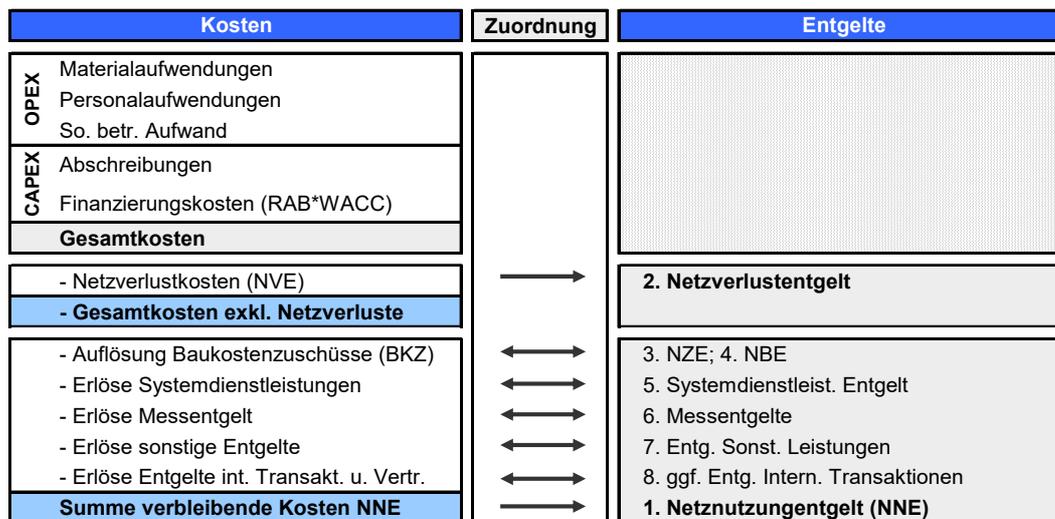
Kosten und zu erwartende Erlöse aus Systemdienstleistungen, Messentgelten und sonstigen Entgelten werden in weiterer Folge einander gegenübergestellt und die entsprechenden Kosten aus dem verbleibenden Kostenblock ausgeschieden.

Da die Entgelte gemäß § 51 Abs. 2 Z 8 EIWOG 2010 für internationale Transaktionen und für Verträge für den Transport von Energie gemäß § 113 Abs. 1 EIWOG 2010 nicht mit Verordnung bestimmt

werden, können deren Auswirkungen nur kostenmindernd für andere Entgelte berücksichtigt werden, weil andernfalls die Netzkosten überkompensiert würden.

Die verbleibenden Kosten bilden somit die Ausgangsbasis für die Bestimmung der Systemnutzungsentgelte.

Durch diese Vorgangsweise ist sichergestellt, dass sämtliche Kosten durch die Entgelte gemäß § 51 Abs. 2 EIWOG 2010 abgedeckt werden und gleichzeitig keine Überkompensation erfolgt. Nachfolgende Grafik stellt diesen Zusammenhang nochmals dar.



Zuordnung Kosten Entgelte

4. Mengengerüst

Für die Entgeltermittlung durch die Regulierungskommission ist den festgestellten Kosten ein Mengengerüst gegenüberzustellen.

Wie auch bisher werden die letztverfügbaren Istwerte als Grundlage verwendet. Hinzugezogen wird also jene Mengenbasis, die vom Unternehmen bekanntgegeben, vom Abschlussprüfer und den Organen bestätigt und genehmigt wird und von der Behörde überprüft werden kann. Die Darlegung dieser Mengenbasis erfolgt im Zuge der regelmäßigen Abfrage des Erhebungsbogens Strom für Netzbetreiber.

Die ermittelten Mengendaten basieren auf den vom Übertragungsnetzbetreiber übermittelten Messdaten des Geschäftsjahres 2017, die einer Plausibilisierung unterzogen worden sind.

5. Ermittlung der Kosten- und Mengenbasis

5.1. Ermittlung der Kostenbasis

Die Kostenprüfung erfolgte auf Basis des Wirtschaftsberichtes des Jahres 2017, den Angaben aus dem Erhebungsbogen sowie aus den Angaben auf Grund der darüberhinausgehenden Anforderungslisten und dem sonstigen Vorbringen des Unternehmens. Die gesamten anerkannten Netzkosten gliedern sich im vorläufigen Ermittlungsergebnis in folgende Komponenten (Angabe der Beträge in tausend EUR - TEUR):

Generell ist festzuhalten, dass für das Geschäftsjahr 2017 aufgrund der Umstellung der ***** Verschiebungen im Jahresabschluss und der Saldenliste seit 2011 erfolgten.

In Bezug auf die Erlöse der X***** aus der Verrechnung der Systemnutzungsentgelte gegenüber der Ö***** wird zu den Netzanschlusspunkten *****aktuell zur Zahl V KOR *****/18 von der Behörde ein Korrespondenzverfahren mit ***** geführt. Der Hintergrund dafür ist der Umstand, dass vor der Umsetzung des dritten Binnenmarktpaketes zwischen Ö***** und X***** zivilrechtliche Sondervereinbarungen (sog. "Altverträge") zur Höhe und Verrechnung der Systemnutzungsentgelte abgeschlossen wurden, die von den in der SNE-V 2018 verordneten und zu verrechnenden Entgelten abweichen. Sollte sich nach Prüfung der Rechtslage ergeben, dass andere Netznutzungsentgelte zu entrichten wären, wäre eine Aktualisierung der Kosten und Mengenfeststellung möglich.

Folgende Kosten, die aus den Angaben des Unternehmens hervorgehen, wurden von der Behörde evaluiert und ggf. angepasst:

5.1.1. Netznutzungsentgelte

Im diesem Bereich wurden keine Anpassungen vorgenommen.

5.1.2. Netzverlustentgelte

Die hier durchgeführte Korrektur bezieht sich auf eine Umgliederung der Erlöse aus der Verrechnung von Netzverlustentgelten an Erzeuger der Netzebene 3. Diese Erlöse wurden in der Zuordnung im Erhebungsbogen durch das Unternehmen nicht unter den Netzverlustentgelten angesetzt, weshalb die durchgeführte Anpassung durch die Behörde erforderlich ist.

5.1.3. Erlöse aus Primärregelung

Da die Erlöse aus Primärregelung keinen Einfluss auf die Netzkosten haben, sondern gemäß § 68 EIWOG 2010 einem eigenen Rechnungskreis zugeführt werden, werden diese aus der Netzkostenermittlung ausgeschieden.

5.1.4. Erlöse aus Tertiärregelung und Ausgleichsenergie

Da die Erlöse aus Tertiärregelung, Ausgleichsenergie und ungewolltem Regelenergieaustausch der X***** an die APCS Power Clearing and Settlement AG (APCS) als zuständigem Bilanzgruppenkoordinator (zur Einhebung von Bilanzgruppenverantwortlichen) weiterverrechnet werden, können sie im Materialaufwand ebenfalls ausgeschieden werden und haben damit keinen Einfluss auf die Netzkosten.

5.1.5. Sonstige Umsatzerlöse

Die durchgeführten Kostenanpassungen sind wie folgt begründet:

Inter-TSO-Compensation (ITC-Zahlungen)

Maßgebliche Rechtsgrundlage für den Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragungsnetzbetreibern (Transmission System Operators – TSO) ist die Verordnung (EU) Nr. 838/2010 zur Festlegung von Leitlinien für den Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragungsnetzbetreibern und für einen gemeinsamen Regelungsrahmen im Bereich der Übertragungsentgelte, ABI. Nr. L 250 vom 24.09.2010 S. 5. Bei der Ausgestaltung des Ausgleichsmechanismus wurde jedoch für die Kompensation für Nutzung von Infrastruktur keine Bewertung der tatsächlich angemessenen TSO-Kosten zugrunde gelegt, sondern vielmehr ein nicht begründeter Pauschalbetrag von 100 Mio. Euro für alle teilnehmenden Übertragungsnetzbetreiber in Europa. Aus Punkt 5.4. in Teil A des Anhangs I zur Verordnung (EU) Nr. 838/2010 ergibt sich, dass dieser Basisbetrag für die Kompensation nur vorläufig festgelegt wurde: Auf Grundlage einer Bewertung durch die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) hat die Europäische Kommission gemäß Pkt. 5.1 der Leitlinien die künftige Gesamtsumme für den Ausgleichsmechanismus festzulegen. Die Bewertung durch ACER wurde mit Anfang 2013 abgeschlossen, hatte jedoch keine Änderung der bisherigen Pauschalsumme zum Ergebnis. Gleichzeitig wurde von ACER ein grundlegend neuer Vorschlag für die ITC-Systematik für die kommenden Jahre in Aussicht gestellt. Derzeit ist jedoch noch keine Änderung der Systematik im Wege einer neuen Verordnung der Europäischen Kommission absehbar.

Auf Basis der vorgelegten Unterlagen ist ersichtlich, dass die pagatorischen ITC-Zahlungen im Geschäftsjahr 2017 TEUR ***** betragen. Im Rahmen der Ermittlung angemessener Netzkosten wurde schon in den letzten Verfahren aufgrund der von einer pagatorischen Sichtweise auf eine planmäßige Anerkennung samt zukünftiger Aufrollung auf Basis von Ist-Werten umgestellt. Für das gegenständliche Verfahren wird seitens der X***** vorläufig ein geplanter ITC-Erlös für das Geschäftsjahr 2019 iHv TEUR ***** bekanntgegeben. Die Behörde hält diesen Betrag für zu gering und setzt einen noch immer vorsichtigen Wert auf Basis der letztjährigen Entwicklungen TEUR ***** an. Dieser Betrag wird im Rahmen der Bestimmung angemessener Kosten berücksichtigt und ist sachgerecht, da er den historischen Werten entspricht. Mögliche Änderungen aufgrund der zukünftigen Trennung der Preiszone können zum heutigen Tag nicht vollumfassend abgeschätzt werden. Daher sind aus diesem Titel die Erlöse aus ITC um TEUR ***** zu verringern.

Im Verfahren V KOS *****/16 wurde ein Planwert iHv TEUR ***** für das Jahr 2017 berücksichtigt, tatsächlich sind hingegen bilanzielle TEUR ***** aus dem Titel ITC-Erlöse angefallen,⁴ welche aufgerollt werden.

Die erlösenkende Anpassung der Position ITC-Erlöse um TEUR ***** sowie die erlösererhöhende Anpassung iHv TEUR ***** resultieren in einer Anpassung von TEUR ***** für die Position ITC-Erlöse im vorläufigen Ermittlungsergebnis.

Auktionserlöse

Übertragungsnetzbetreiber sind gemäß Art. 16 iVm Kapitel 2 des Anhangs I zur Verordnung (EG) Nr. 714/2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003, ABl. Nr. L 211 vom 14.08.2009 S. 15, verpflichtet, engpassbehaftete Grenzkapazitäten über Auktionen zu vergeben. Für die X***** kommt diese Vorgabe an den Grenzen zu ***** zum Tragen. Dabei werden an allen Grenzen Auktionen für Jahres-, Monats- und Tageskapazitäten durchgeführt.

Im Rahmen der Ermittlung angemessener Netzkosten ist auf Basis der vorgelegten Unterlagen ersichtlich, dass sich die pagatorischen Auktionserlöse des Jahres 2016 iHv TEUR ***** auf TEUR ***** im Jahr 2017 abermals erhöht haben⁵.

⁴ Vgl. 2018-03-16 15-01-37 WU Zus Dok 05. ITC ITC_2017_L

⁵ Vgl. 2018-03-26 18-56-02 WU Zus Dok 04. Auktionen grenzüberschreitende Kapazitäten Allokationen_Grenzen 2017_für ECA

Für das Gesamtjahr 2018 schätzt die X**** Erlöse iHv TEUR ****. Die weitere Einschätzung der X**** für das Geschäftsjahr 2019 sieht wiederum eine Erhöhung der Erlöse auf TEUR **** vor. Um gravierende Sprünge im Bereich der Auktionserlöse zu vermeiden, wird von der Behörde ein Wert von TEUR **** angesetzt. Der von der X**** erwartete Wert für 2019 erscheint insofern angemessen, als die Großhandelsmarktsituation in Zentraleuropa und insbesondere in der bis 1. Oktober 2018 gemeinsamen deutsch-österreichischen Preiszone von niedrigen Preisen aufgrund hoher Einspeisemengen aus erneuerbaren Energieträgern (Wind, Photovoltaik) gekennzeichnet war. Da Überschussmengen aus der gemeinsamen deutsch-österreichischen Preiszone weiterhin in angrenzende Märkte mit höheren Preisen exportiert werden, scheinen die Erlöse in ähnlicher Größenordnung plausibel.

Die Umsetzung einer Kapazitätsvergabe an der deutsch-österreichischen Grenze mit Oktober 2018 wird Auswirkungen auf die Struktur der Auktionserlöse haben. Einerseits wird die X**** an der „neuen Grenze“ Auktionserlöse generieren. Andererseits werden durch einen geringen Anstieg der Großhandelspreise in Österreich die Preisdifferenzen zu anderen Ländern – in welche momentan exportiert wird – geringer, was an diesen Grenzen zu leicht verringerten Auktionserlösen führen kann. Die Gesamtauswirkung aus diesen beiden Effekten ist jedoch momentan nicht klar einschätzbar.

Darüber hinaus wurde (wie auch bereits im Verfahren K SNT S *****/06) dem Unternehmen gemäß Art. 16 Abs. 6 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 die Möglichkeit der Bildung einer Rücklage für zukünftige Investitionen eingeräumt. Die Rücklage umfasst im Jahr 2017 einen Betrag iHv TEUR ****. Die Auflösung hiervon müsste grundsätzlich analog zu jener für Leitungsanlagen erfolgen, allerdings wurde keine Auflösung bzw. Umbuchung in die freie Rücklage des Unternehmens berücksichtigt. Die Behörde erkennt die Rücklage bei der Ermittlung der Finanzierungskosten sowie der Abschreibungen an.

Die Erlösverwendung durch die X**** erfolgt gemäß den Vorgaben des Art. 16 Abs. 6 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009, d.h. die Erlöse sind vorrangig für Erhaltung oder Ausbau von Verbindungskapazitäten, insbesondere durch Investitionen in die Netze und/oder die Gewährleistung der tatsächlichen Verfügbarkeit der vergebenen Kapazität in Form von Engpassmanagementkosten (siehe Kap. 5.1.6.) einzusetzen. Der Restbetrag kann im Sinne der genannten Bestimmung bis zu einem von der Behörde festzusetzenden Höchstbetrag entgeltwirksam (tarifsenkend) verwendet werden, da bei einer Verwendung gemäß Art. 16 Abs. 6 lit. a oder b der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 keine besonderen Effizienzgewinne zu erwarten wären. Dieser Höchstbetrag wird aufgrund der hohen Investitionsintensität des Unternehmens und im Sinne eines konsistenten Vorgehens zu den Vorjahren mit TEUR ****festgesetzt.

⁶ vgl. 2018-05-25 15-58-24 WU Zus Dok Planwerte Auktionen SDL EPM - Verw. Reg.Konto Antrag Planwerte Auktionen_EPM_SDL_Verw. Reg.Konto

Zusätzlich werden, wie im letzten Verfahren V KOS *****/17, auch im laufenden Verfahren dem erhöhten Bedarf an der Verfügbarkeit der vergebenen Kapazität in Form von Engpassmanagementkosten Rechnung getragen und entsprechende Mittel aus den Auktionserlösen iHv TEUR ***** bereitgestellt.

Stellungnahme des Unternehmens

Eingangs weist das Unternehmen in seiner Stellungnahme drauf hin, dass die Allokationserlöse DE/AT aus den Jahres- und Monatsauktionen ex-post zur Kompensation eines Sozialisierungsmechanismus verwendet werden könnten. In einem solchen Fall seien auch die Anteile der Y***** davon betroffen.

Bezugnehmend auf den Antrag zur Festlegung des ex-ante Wertes iHv TEUR *****für Engpassmanagement für 2019, der um TEUR ***** über dem Wert der dem Parteienghör unterzogenen vorläufigen Stellungnahme liege, beantragt das Unternehmen, diese Mehrkosten aus dem Regulierungskonto für Auktionen zu bedecken, um eine Erhöhung der Tarifierungsbasis gegenüber der vorläufigen Stellungnahme zu vermeiden. Der Betrag aus Vorperioden-Auktionserlösen iHv TEUR ***** solle daher auf TEUR ***** erhöht werden. In der Stellungnahme vom 29. August 2018 hatte das Unternehmen lediglich TEUR ***** beantragt.

Würdigung der Behörde

Die Behörde kann dem Vorbringen des Unternehmens nur teilweise folgen. Aus Sicht der Behörde erscheint der aktualisierte Wert dem Grunde nach nachvollziehbar. Eine Berücksichtigung gemäß den Vorgaben des Art. 16 Abs. 6 lit. a oder b der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 ist sachlich ebenso möglich. Für die Behörde stellt sich aber die Frage, in welcher Höhe die zusätzlichen Kosten aus EPM unter dem Licht zukünftiger Investitionserfordernisse (zB S*****-leitung) kompensiert werden können. So lassen sich zwar auf Basis der vom Unternehmen gemeldeten Informationen über Planwerte und auf Basis des Netzentwicklungsplanes entsprechende zukünftige Kostensteigerungen aufgrund von Investitionen ableiten, dem gegenüber stehen mögliche Mehreinnahmen aus Auktionserlösen aufgrund der Trennung der Preiszone zwischen Deutschland und Österreich, die jedoch mit einer gewissen Unsicherheit behaftet sind. Weiters handelt es sich bei dem Ansatz einer Kompensation einer strukturellen Kostensteigerung mit Auktionserlösen nur um eine zeitliche Verschiebung einer realen Erhöhung der Entgelte. Es ist nicht gesichert, dass die Kosten aus EPM weiter in diesem Umfang durch Auktionserlöse kompensiert werden können.

Um dem Kostenansatz sowie den zukünftigen Erfordernissen Rechnung zu tragen, wird dem Antrag des Unternehmens TEUR ***** kostensenkend für die Kompensation des EPM Planwertes anzusetzen nicht in voller Höhe gefolgt. Der Ansatz der Behörde trägt einer nachhaltigen Entwicklung bei Kosten sowie Entgelten Rechnung und nicht einmaligen vollständigen Kompensationen von mittel- bis langfristigen Kostenentwicklungen. Daher werden aus diesem Titel TEUR ***** zum Ansatz

gebracht und sind entsprechend den Vorgaben des Art. 16 Abs. 6 lit. a oder b der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 zu verwenden (vgl. Beilage ./4).

Zusammenfassend wird daher nach Stellungnahme und analog zum letzten Verfahren der Restbetrag aus V KOS *****/17 iHv TEUR ***** erhöht und gleichzeitig unter Verwendung des vorhin genannten Höchstbetrages iHv TEUR ***** reduziert. Der daraus resultierende Betrag von TEUR ***** wird um die direkt eingesetzten Mittel für die St*****-leitung und S*****-leitung I iHv TEUR ***** sowie der aktualisierten direkten Verwendung für Engpassmanagement TEUR ***** verringert. Der Restbetrag iHv TEUR ***** wird erneut mit dem Fremdkapitalzins von 2,70 % angesetzt und im kommenden Verfahren (V KOS *****/19) iHv TEUR *****⁷ berücksichtigt werden.

In Summe werden somit TEUR ***** als Auktionserwartungswert für 2019 berücksichtigt und für die Verwendung von bereits erzielten Auktionen aus 2012 bis 2016 TEUR ***** in Abzug gebracht. Aus den entsprechenden Jahren verbleiben noch TEUR ***** für zukünftige Berücksichtigungen. Insgesamt werden somit TEUR ***** Auktionserlöse mehr verwendet, als im Jahr 2017 eingenommen wurden. Details zur Berechnung sind in Beilage ./4 zusammengefasst.

Verbleibende sonstige Umsatzerlöse

Neben den zuvor behandelten Themenkomplexen sind unter den sonstigen Erlösen noch weitere Erlöspositionen enthalten, welche sich wie folgt darstellen:

Die sonstigen Erlöse sind im Vergleich zu den Vorjahren stabil. Generell ist aber der Großteil der Erlöspositionen im Jahr 2017 rückläufig. Die „Netzverluste Netzebene 3 - Einspeiser“ werden aufgrund der jährlichen Neuermittlung wie gewohnt bereinigt.

Die gesamte Position sonstige Umsatzerlöse setzt sich nach Stellungnahme aus folgenden Posten zusammen, wobei die einzelnen Anpassungen unter der Tabelle beschrieben werden:

Wie im vergangenen Jahr ist ein Teil der Netzverlustmengen verursachungsgerecht den internationalen Energiedurchzügen zuzurechnen, weshalb die Kosten für ***** GWh an

⁷ Vgl. 04_BKZ_Variante Verwendung_2018.

Netzverlustmengen iHv TEUR ***** den internationalen Erlösen gegenübergestellt und von den sonstigen Erlösen im Rahmen der Kostenermittlung abgezogen werden. Weiters werden die Erlöse aus der Entgeltermittlung der Erzeugernetzverluste der Ebene 3 mit TEUR ***** im Rahmen der sonstigen Umsatzerlöse berücksichtigt.

Abschließend werden die Erlöse aus Störungs- und Engpassmanagement iHv TEUR ***** ausgeschieden und den entsprechenden Aufwendungen im Materialaufwand gegengerechnet. Diese erheblichen Erlöse sind darauf zurückzuführen, dass Engpasssituationen innerhalb Deutschlands bestehen und deutsche Übertragungsnetzbetreiber zu deren Behebung auf Redispatch mit österreichischen Kraftwerken zurückgreifen. Diese Kraftwerke werden unter den bestehenden Engpassmanagementverträgen operativ über X***** aktiviert, sodass zunächst Kosten bei der X***** anfallen. Diese werden jedoch im Sinne des Anforderungsprinzips (technischen Bedarfs) an die deutschen Übertragungsnetzbetreiber weiterverrechnet.

5.1.6. Sonstige betriebliche Erträge

Bei den sonstigen betrieblichen Erträgen erfolgt eine kostenerhöhende Anpassung der Baukostenzuschüsse iHv TEUR *****, sowie eine kostenerhöhende Anpassung der sonstigen betrieblichen Erträge nach Stellungnahme des Unternehmens (iHv TEUR *****, siehe dazu unten). Insgesamt ergibt dies eine Reduktion der sonstigen betrieblichen Erträge nach Stellungnahme von TEUR *****.

a) Baukostenzuschüsse

Die Baukostenbeiträge werden im gegenständlichen Verfahren um insgesamt TEUR ***** kostenerhöhend angepasst. Dies ergibt sich einerseits aus der Anpassung aus dem Vergleich des Planwerts für das Jahr 2019 iHv TEUR ***** mit dem tatsächlichen Wert des Jahres 2017 und andererseits aus der Plan/Ist-Aufrollung (2017) der Baukostenzuschüsse für die Kapitalbasis.

b) Verbleibende Sonstige betriebliche Erträge

Die verbleibenden sonstigen betrieblichen Erträge setzen sich wie folgt zusammen:

Dabei werden jene Erträge, die auf Basis einer Auflösung von Rückstellungen realisiert wurden, iHv TEUR ***** eliminiert, da im Gegenzug entsprechende Rückstellungsdotierungen im Aufwand nicht anerkannt werden. Die Behörde stellt damit rein auf die realisierten Geschäftsfälle des jeweiligen Prüfungsjahres ab und scheidet entsprechende Dotierungen und Auflösungen aus.

Stellungnahme des Unternehmens

Das Unternehmen führt aus, dass gemäß Beilage ./6b die kostenmindernden Förderungen für Forschungsprojekte bei Netzbetreibern nicht anzusetzen seien. Diesbezüglich würden sich auf Basis des EU Projekts „H***** 2020, welches seit 2016 laufe, Erlöse iHv TEUR ***** nicht mehr kostenmindernd auswirken.

Würdigung der Behörde

Die Behörde kann dem Vorbringen auf Basis der Ausführungen und dem dargelegten Konto folgen. Grundsätzlich werden Forschungen im Netzbereich positiv gesehen und unterstützen das regulatorische Ziel die Rahmenbedingungen für effizienter und sichere Netze zu gewährleisten. Dahingehend wird auch der Anreiz gesetzt Erlöse aus Forschungsförderungen im Unternehmen zu belassen und diese nicht kostenmindernd anzusetzen. Daher werden die kostenmindernde Erlöse iHv TEUR **** nicht kostenmindernd berücksichtigt.

Weiters sind für eine bereinigte Betrachtung der Netzkosten die Baukostenzuschüsse iHv TEUR **** auszuscheiden. Diese werden zu einem späteren Zeitpunkt bei der Ermittlung der Tarifbasis inklusive der Aufrollung mitberücksichtigt.

5.1.7. Materialaufwand

a) Sekundärregelung

Die X**** hat in ihrer Aufgabe als Regelzonenführer gemäß § 23 Abs. 2 Z 1 EIWOG 2010 zur Gewährleistung eines sichereren und zuverlässigen Betriebs des Verbundsystems Systemdienstleistungen (SDL) zu erbringen, wobei diese auch von Dritten erbracht werden können. Da gemäß § 69 EIWOG 2010 die Sekundärregelung auszuschreiben ist, werden für die dem Systemdienstleistungsentgelt zuordenbaren Kosten die erwarteten Ergebnisse der Ausschreibungen zu Grunde gelegt.

Gemäß § 69 Abs. 1 EIWOG 2010 wird eine getrennte Aufbringung der Kosten über das Systemdienstleistungsentgelt (SDL) einerseits und die Ausgleichsenergieverrechnung andererseits vorgeschrieben. Seit 2012 werden die Kosten für die Leistungsvorhaltung, die abgerufene Sekundärregelung sowie die Leistungsvorhaltung für den Kraftwerksausfall („Ausfallsreserve“) zu 78% durch das Systemdienstleistungsentgelt und zu 22% durch die Ausgleichsenergie abgegolten. Da jedoch mit 18. Dezember 2018 die Verordnung (EU) Nr. 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem, ABI. Nr. L 312 vom 28.11.2017 S. 6, (auch: „Guideline on Electricity Balancing“ oder „GLEB“) anwendbar wird, entsteht der Bedarf, die zu ermittelnde Kostenbasis des SDL umzustellen. Gemäß Art. 44 und 55 GLEB werden die Kosten der Regularbeit („Netto-Arbeitskosten SRL“ im F****-Gutachten; Beilage ./10) über die Verrechnung der Ausgleichsenergie aufgebracht. Damit dürfen diese Kosten nicht mehr der Kostenbasis des SDL-Entgelts zugerechnet werden. Für die zu ermittelnde Kostenbasis der SDL bleiben somit nur mehr die Leistungsvorhaltungskosten (für SRL und Ausfallsreserve) bestehen.

Im Verfahren V KOS *****/16 wurde auf Basis eines Gutachtens von F***** ein Betrag iHv TEUR ***** für die Sekundärregelung angesetzt, welcher durch das Systemdienstleistungsentgelt zu tragen ist. Auf Basis der im Jahr 2017 tatsächlich angefallenen Kosten ist nun eine Aufrollung durchzuführen und der jeweils betroffenen Zahlergemeinschaft zuzuordnen. Aus dieser Methode ergibt sich ein aufzurollender Betrag iHv TEUR *****.

Aufgrund der systematischen Umstellung durch die GLEB wird die Basis zur Berechnung des SDL-Entgelts massiv reduziert. Zusätzlich wirkt der hohe Aufrollungsbetrag des aktuellen sowie vergangenen Verfahrens (Bestand TEUR *****) nochmals kostensenkend. Um eine angemessene Kostenbasis für die Ermittlung eines Entgelts festzusetzen, entscheidet die Behörde, im Rahmen des Verfahrens V KOS *****/18 TEUR ***** kostenmindernd zu berücksichtigen. Damit wird nicht dem Antrag des Unternehmens gefolgt, TEUR ***** zum Ansatz zu bringen. Der am Regulierungskonto verbleibende Betrag wird in den nächsten Verfahren im Sinne einer stabilen Entwicklung des Entgelts entsprechend kostenmindernd rückgeführt.

Im Rahmen des laufenden Verfahrens wurde vom Unternehmen eine Aktualisierung des Gutachtens von F***** übermittelt, in dem auch schon die prognostizierten Implikationen der GLEB berücksichtigt wurden.⁸ Die X***** hat im Zuge des Verfahrens einen Planwert für Sekundärregelung iHv TEUR ***** beantragt. Dies entspreche dem Mittelwert des Basis- bzw. High-Szenarios des Gutachtens zur Sekundärregelung.

Die Behörde hält dazu fest, dass aufgrund der derzeitigen Entwicklung des Regelenergiemarktes, der erwartenden Trennung der Preiszone Österreich/Deutschland sowie der Umsetzung der GLEB eine entsprechende Unsicherheit für die Entwicklung der einzelnen Produktpreise des Regelenergiemarktes und somit der Kosten aus diesem Titel besteht. Aus diesem Grund entscheidet die Behörde, basierend auf den Ausführungen des Gutachtens den Base-Wert iHv TEUR ***** anzusetzen.

Wie im Gutachten ausgeführt, sind die Gesamtkosten aus Regelenergie im Jahr 2017 im Vergleich zum Jahr 2016 nur leicht gestiegen. Der bisherige Trend des Jahres 2018 (basierend auf den Daten des ersten Halbjahres) deutet aber auf noch deutlich geringere Gesamtkosten als in den Jahren 2016 und 2017 hin. Eine Fortschreibung der bisherigen Kosten für die zweite Jahreshälfte würde zu Gesamtkosten von unter TEUR ***** führen. Selbst bei Annahme von deutlich höheren Kosten ab Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch/österreichischen Grenze mit massiven Einschränkungen beim Austausch von Sekundärregelenergie sei zu erwarten, dass die Kosten 2018 noch unter denen von 2017 und 2016 liegen werden. Diese Aussage wird von der Behörde aber unter

⁸ vgl. 2018-05-25 11-15-22 WU Zus Dok 17. Beschaffung Sekundärregelung RPT-Frontier-APG-Regelenergie 2019-2018-05-15-final-stc.pdf

den derzeitigen Entwicklungen aufgrund der Strompreiszonentrennung kritisch gesehen, wobei dies dem Zeitpunkt der Studiererstellung geschuldet ist.

Ebenso wird im Gutachten ausgeführt, dass es durch Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch/österreichischen Grenze mit Oktober 2018 zu einer Auftrennung der gemeinsamen Gebotszone von Deutschland und Österreich komme. Dies stelle laut Gutachten einen massiven Strukturbruch für den Strommarkt in Österreich dar. Gleichzeitig seien die genauen Rahmenbedingungen und die Ausgestaltung noch sehr unklar, was die Unsicherheit für die Marktteilnehmer noch zusätzlich erhöhe. Die Effekte (auf die Leistungs- und Abrufpreise) durch den Anstieg der Unsicherheit könnten derzeit jedoch nur schwer durch den Studienautor prognostiziert und quantifiziert werden. Daher wird im Rahmen der Studie empfohlen, kein zu optimistisches Szenario zu wählen und zwischen dem High Case und dem Base Case zu entscheiden. Auch das Unternehmen weist in seinem Antrag auf eine erhebliche Prognoseunsicherheit aufgrund der Preiszonentrennung hin. Da auch die Behörde die entsprechenden Abschätzungen bestätigen kann und eine Quantifizierung entsprechender Parameter mit einer großen Schwankungsbreite behaftet ist, sieht sich die Behörde in ihrem Ansatz bestätigt, einen realistisch- bis vorsichtigen Wert für das Jahr 2019 anzusetzen.

Der in den vergangenen Verfahren gesetzte Anreiz zur Reduzierung bzw. Stabilisierung der Kosten für die Beschaffung der Regelernergie wird grundsätzlich weitergeführt. Dazu stellt das Unternehmen auch einen entsprechenden Antrag, in dem unter anderem die relevanten Modellparameter dargelegt werden (vgl. Beilage ./9). Dabei führt das Unternehmen ein Basis-Szenario, ein adaptiertes Szenario inklusive Implikationen unsicherer Marktentwicklungen sowie eine Öffnungsklausel bei nicht planbaren Mehrkosten an. Die Modellparameter für das Basisszenario, bei dem ein Maximalbonus von TEUR ***** zu erreichen wäre, starten mit einer Kostengrenze bei TEUR *****, wobei der Maximalbonus bei Unterschreiten der Grenze von TEUR ***** erreicht würde. Dabei wäre der Bonus zwischen dem Unternehmen und dem Netznutzer zu gleichen Teilen aufzuteilen (50:50).

In einem weiteren Szenario, welches Unsicherheitsfaktoren (gesicherte Austauschkapazitäten für Regelreserve an der Grenze AT/DE) beinhaltet, wird ein Aufschlag auf das Basisszenario von TEUR ***** angesetzt. Dadurch würden sich die Grenzen für den Bonus auf TEUR ***** bzw. die Grenze für den maximalen Bonus auf TEUR ***** erhöhen.

Ergänzend wird eine Öffnungsklausel aufgrund möglicher Anpassungen der Verrechnungspreise bei Imbalance Netting bzw. dem ungewollten Regelaustausch gefordert. Sollte es bei diesen Punkten aufgrund der schon erwähnten GLEB zu nicht planbaren Änderungen kommen, so wäre der Wert abermals anzupassen.

Die Behörde hält dazu wiederholt fest, dass zwar grundsätzlich der Anreiz methodisch beibehalten wird, dieses System jedoch weder eine Öffnungsklausel noch ein erweitertes Szenario beinhalten darf. Weiters erscheinen die gesetzten Grenzen des Basisszenarios auf Grundlage der derzeitigen Kostenentwicklung (Gesamtkosten 2018 werden unter denen von 2017 und 2016 erwartet) sowie aus der Erfahrung der vergangenen Jahre, bei denen die Grenzen relativ leicht erreicht wurden, als zu wenig ambitioniert. Das Unternehmen wird aufgefordert, entsprechende Daten für die Prognose umfassender aufzuarbeiten und darzulegen, um einen sachgerechten Anreiz für diesen Themenblock festzusetzen.

Stellungnahme des Unternehmens

Das Unternehmen führt aus, dass die F**** Studie vom Mai 2018 ursprünglich folgende Werte ermittelt habe (Kalkulation Gesamtkosten unter der Annahme, dass sich die Kosten 2019 für Primärregelreserve [PRR], Tertiärregelreserve [TRR] und ungewollten Austausch [UA] im Bereich von rd. MEUR ***** bewegen. Die Kostenannahme des Unternehmens liegt bei MEUR *****):

- Low-Case von ***** MEUR → Gesamtkosten ***** MEUR
- Base-Case von ***** MEUR → Gesamtkosten ***** MEUR
- High-Case von ***** MEUR → Gesamtkosten ***** MEUR

Das Unternehmen habe hier als vorsichtig angesetzt – und damit bei weitem nicht alle Risikopositionen abdeckenden – Planwert den Mittelwert zwischen Base- und High-Case angenommen und daraus abgeleitet die Grenzwerte für den Bonus mit ***** bzw. ***** MEUR beantragt.

Hierzu müsse von Seiten des Unternehmens festgehalten werden, dass es seit Erstellung der F**** Studie im Mai 2018 zu teilweise gravierenden Änderungen der Rahmenbedingungen gekommen wäre und sich die Risikosituation für X**** deutlich verschärft hätte. Das Unternehmen sehe vor allem drei wesentliche Einflussfaktoren:

- 1) Preiseffekt - aktuelle Entwicklungen Großhandelspreise;
- 2) Zukünftig zur Verfügung stehende (reservierte) Grenzkapazität DE-AT für Kooperationen bei der Sekundärregelreserve (SRR);
- 3) Potentielle Kostensteigerung durch notwendige Harmonisierung des Abrechnungsschemas mit den deutschen TSOs.

Die entsprechenden Punkte wurden vom Unternehmen in der Stellungnahme noch weiter ausgeführt.

Wenn sich das Unternehmen dem Ansatz der Behörde anschliesse und den Base-Case heranziehe und keine Öffnungsklausen bzw. erweiterte Szenarien berücksichtigt werden, müssten zumindest

folgende wesentliche Punkte bzw. aktuelle Entwicklungen bei der Festlegung der Grenzwerte berücksichtigt werden:

- Berücksichtigung der Strompreisentwicklung seit Gutachtenerstellung im Mai 2018 und daher den aktualisierten Wert für den Base-Case in der Höhe von **** MEUR und somit Gesamtkosten in der Höhe von **** MEUR;
- Berücksichtigung der zukünftig zur Verfügung stehenden, fix reservierten Grenzkapazität für SRR-Kooperationen in der Höhe von nur mehr **** MW im Base-Case (statt **** MW) und somit Mehrkosten in der Höhe von **** MEUR (statt **** MEUR) und somit Gesamtkosten in der Höhe von **** MEUR

Das Unternehmen weist somit darauf hin, dass die Grenzwerte als ambitioniert zu sehen seien und einen erheblichen Teil der Risikopositionen nicht vollständig berücksichtigen, und beantragt daher die Festlegung der Grenzwerte für den Bonus bei **** bis **** MEUR.

Stellungnahme der BAK

Die BAK führt aus, sie erkenne die schwierige Rolle der X**** an, die jene angesichts der zunehmenden Herausforderungen im Zusammenhang mit den sich ändernden Marktbedingungen, dem Klimawandel, der zunehmenden volatilen Einspeisung ins Stromnetz und der Trennung der gemeinsamen deutsch-österreichischen Strompreisgrenze zu bewältigen habe. Diese neuen Aufgaben würden im Rahmen des Regulierungsregimes auch entsprechend gewürdigt und die angemessenen Kosten dafür anerkannt. Darüber hinaus würde der X**** für das aktuelle Jahr in drei Bereichen die Möglichkeit eingeräumt, zusätzliche Prämien zu generieren.

Für das kommende Jahr sei nun vorgesehen, dass die X**** für Netzstabilisierung und für Marktliquidität je **** MEUR an Prämien generieren könne. Weitere **** MEUR stünden als Prämie im Bereich Regelenergie zur Verfügung, wobei nur die Hälfte davon der X**** zugutekomme. Die BAK habe bereits in der Vergangenheit dargelegt, dass eine pauschale zusätzliche Abgeltung abgelehnt wird.

Stellungnahme der WKÖ

Die Behörde stelle aus Sicht der WKÖ fest, dass die Grenzen und damit das Anreizsystem offenbar zu wenig ambitioniert seien, wenn die Auszahlung des Bonus leicht erreicht werde. Es werde auch die Meinung der Behörde geteilt und der Bonus kritisch gesehen, da er auf einen Mitnahmeeffekt hindeute. Weiters werde die Vorgangsweise der Behörde ausdrücklich unterstützt, das Anreizsystem nicht weiter zugunsten des Netzbetreibers zu verbessern (erweitertes Szenario, Öffnungsklausel).

Würdigung der Behörde

Die Argumente des Unternehmens sind teilweise nachvollziehbar, unterstreichen aber die Argumentation der Behörde, dass ein Anreiz dann gewährt werden kann, wenn besondere Anstrengungen unternommen wurden, um entsprechende Entwicklungen und Risiken zu minimieren

sowie Kosten einzusparen. Dies entspricht auch den Forderungen der WKÖ und BAK, bei Gewährung zusätzlicher Anreize neben der bestehenden Kostenabgeltung ambitionierte und klar definierte Ziele zu setzen, um eine pauschale Abgeltung bzw. einen Mitnahmeeffekt zu vermeiden.

Derzeit gibt es – wie vom Unternehmen ausgeführt – Elemente, die zu einer gewissen Planungsunsicherheit führen können. Aus Sicht der Behörde haben diese aber kein zusätzlich abzugeltes Risiko für das Unternehmen zur Folge. Im vorliegenden Anreizmodell existiert keine Abzugskomponente (Malus), wodurch kein Verlustrisiko besteht, da ohnehin die anlaufenden Kosten aus diesem Titel abgegolten werden. Weiters würde es inhaltlich fragwürdig erscheinen, aufgrund von hohen Unsicherheiten entsprechende „Sicherheitsaufschläge“ zu gewähren, die eventuell zu höheren Systemkosten führen würden. Eine Belohnung für steigende Kosten ist nicht sachgerecht.

Die marktseitige Analyse zeigt, dass es tatsächlich über die letzten Monate eine steigende Großhandelspreistendenz gab. Gleichzeitig erlauben die Bonusgrenzen spürbar höhere Durchschnittskosten, als die tatsächlich aufgetretenen Kosten der Vergangenheit ergeben würden. Die Marktintegration mit Deutschland ist sicherlich ein relevanter Baustein für einen effizienten Regelenergiemarkt in Österreich, weshalb die Behörde Initiativen unterstützt die darauf abzielen diese Marktintegration möglichst gut aufrecht zu erhalten. Ein Bonus soll jedoch genau den Zweck haben, den Übertragungsnetzbetreiber zu veranlassen, sämtliche ihm zur Verfügung stehenden Maßnahmen zur Erreichung eines effizienten Marktes auszuschöpfen.

Zusammenfassend hält die Behörde damit fest, dass mit der Festlegung des Korridors zur Erreichung eines allfälligen Bonus zwischen **** MEUR und **** MEUR ein für das Unternehmen ambitioniertes, aber erreichbares Ziel gesetzt wird und ein solcher Bonus entsprechende Anstrengungen des Unternehmens bei Erreichen des Zieles würdigt. Die Berücksichtigung eines möglichen Bonus aus diesem Titel wird bei Erreichung der Kriterien (vgl. Basis des Verfahrens V KOS **** /16 sowie Vorgaben der prozeduralen Kriterien⁹) im Rahmen des Verfahrens V KOS **** /20 stattfinden.

Die im Verfahren V KOS ****/16 gesetzte Vorgabe im Zuge der Kostenoptimierung für den Gesamtblock Regelenergie einen Wert von MEUR **** zu unterbieten wurden im Geschäftsjahr 2017 mit MEUR **** vom Unternehmen erreicht¹⁰. Daher wird im Rahmen der gegenständlichen Kostenprüfung der festgelegte Bonus von TEUR **** an das Unternehmen ausgeschüttet und gutgeschrieben (vgl. nachfolgende Grafik).

Folgende Positionen ergeben den derzeitigen Kostenansatz für den Bereich Regelenergie:

⁹ Vgl. Arbeitsunterlage 2018-05-25 16-06-46 WU Zus Dok Prozedurale Kriterien 2018 Prozedurale Kriterien 2018

¹⁰ Vgl Angaben aus 2018-03-16 14-47-33 WU Zus Dok 01. Abrechnung Bonus_Regelenergie_2016 Bonus_Regelenergie_2016.pdf

Auf Basis der Ausführungen zu diesem Themenblock ergeben sich entgeltrelevante Kosten für den Regelenergiebereich iHv TEUR *****. Dies bedeutet einen deutlichen Abfall der Kosten für das Jahr 2019 gegenüber den Kosten des Jahres 2018.

Spannungs- bzw. Blindleistungsregelung

Die X***** ist als Übertragungsnetzbetreiber zum Ausgleich des Blindleistungshaushaltes, d.h. zur Spannungshaltung innerhalb normierter und technisch vorgegebener Grenzen verpflichtet (vgl. insbesondere § 40 Abs. 1 Z 15 EIWOG 2010). Dies dient einem sicheren Netzbetrieb und geringeren Netzverlusten.

Seit dem Geschäftsjahr 2012 erfolgt die Beschaffung gemäß der Vereinbarung betreffend Blindleistung, welche im genehmigten Vertrag (Gz V ZER *****/17) geregelt ist. Der Wert wird in voller Höhe von TEUR ***** anerkannt.

Netzverlustabdeckung und Eigenbedarf

Seit 1. Jänner 2011 erfolgt die Beschaffung von Netzverlusten durch die ***** im Rahmen einer öffentlichen Ausschreibung gemeinsam für den Großteil aller Netzbetreiber in Österreich. Dieses Beschaffungsverfahren kann bei ausreichender Anzahl potentieller Anbieter und, damit einhergehend, genügend hoher Liquidität eingesetzt werden, daneben wären auch andere Beschaffungsstrategien, etwa über geeignete Produkte an Strombörsen, möglich.

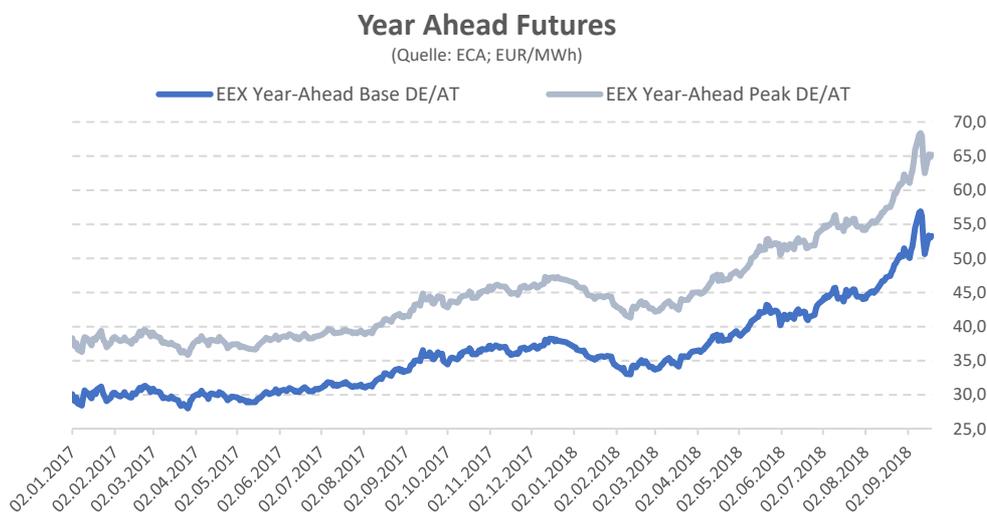
Stellungnahme WKÖ

Generell begrüße die WKÖ, dass ***** die gemeinsame Beschaffung der Netzverlustenergie vornehme, da aufgrund der großen Beschaffungsmenge sicher ein Vorteil gegenüber zahlreichen kleinen Beschaffungen entstehe. Dennoch werde mit Sorge der immense Preisanstieg beobachtet. Die Behörde werde ersucht, den Netzbetreiber aufzufordern, alle zur Verfügung stehenden Mittel zum Einsatz zu bringen, damit die Kosten nicht weiterhin derart massiv ansteigen. Auch hier gehe es um eine adäquate Beschaffungsstrategie, die das Interesse der Stromkunden an vertretbaren Kosten berücksichtige.

Würdigung der Behörde

Zu dem Vorbringen der WKÖ ist anzumerken, dass die Beschaffung der Netzverluste seit 2011 einer mit der Behörde abgestimmten, marktbasieren Beschaffungsstrategie folgt. Die von der WKÖ angeführte Kostenentwicklung ist auf folgende Umstände zurückzuführen: Aufgrund der alljährlichen Aufrollung des Planwertes der Netzverlustkosten gab es im Jahr 2016 eine Überdeckung die positiv auf die Netzverlustkosten gewirkt hat. Im Jahr 2017 hingegen kam es zu einer deutlichen Unterdeckung wodurch die Kosten um rund TEUR **** im Vergleich zum Vorjahr angestiegen sind. Der markanteste Kostentreiber war aber der Effekt aus steigenden Beschaffungspreisen. Während noch im Februar 2018 um 33,00 EUR/MWh Base 2019 beschafft werden konnte, liegt dieser Wert laut **** aktuell bei rund EUR 50,000. Der Peak Preis 2019 stieg von 41,000 auf über 60,000 EUR/MWh.

Da im Juni 2018 erst etwa die Hälfte des Mengenvolumens für 2019 beschafft wurde, unterliegt die zweite Hälfte voll dem erhöhten Preisniveau.



Auch die Effekte der Auftrennung der gemeinsamen Preiszone Österreich/Deutschland ab 1. Oktober 2018 im Ausmaß von rund **** EUR/MWh sind dabei eingepreist, da **** Energie nur mehr über AT-Forwards beschaffen kann. Diese Forwards sind entsprechend teurer als jene im Rahmen der gemeinsamen Strompreiszone. Mittelfristig muss derzeit davon ausgegangen werden, dass sich der Trend steigender Preise fortsetzen wird, da die marktbasierende Beschaffung entsprechende Änderungen im Marktumfeld widerspiegelt.

Seit dem Verfahren V KOS ****/11 wurde, wie auch im Vorjahr, neben der reinen Abgeltung der direkt damit in Zusammenhang stehenden Kosten, für welche ein aufzurollender Betrag von TEUR **** vorläufig angesetzt wurde, eine Prämie auf Basis der beschafften Mengen iHv **** EUR/MWh für jene Mengen gewährt, die für andere Netzbetreiber beschafft werden. Durch die kalkulatorische Abgeltung der operativ/administrativen Kosten sind die pagatorischen Kosten in den jeweiligen Kostenpositionen

zu bereinigen, um eine Doppelabgeltung zu vermeiden. Gemäß der übermittelten Arbeitsunterlage¹¹ sind folgende operativ/administrativen Kosten angefallen:

Generell wurden die Kosten für Netzverlustbeschaffung bereits im Verfahren V KOS *****/11 kalkulatorisch anerkannt. Künftige Netzverlustbeschaffungskosten werden separat abgegolten und sind zur Gänze in den jeweiligen Aufwandspositionen zu bereinigen.

Die gemessenen Netzverlustmengen sowie deren Zuordnung zu internationalen Transiten haben sich in den letzten Jahren wie folgt entwickelt:

Das Unternehmen beantragt einen Verrechnungspreis von ***** EUR/MWh für die Verrechnung der beschafften Mengen des Verteilernetzes. Dazu wurde eine Unterlage zum Verrechnungspreis 2019 der Behörde übermittelt.¹²

Basierend auf den letztverfügbaren Ausschreibungsergebnissen für die Netzverlustkosten 2019 setzt die Behörde einen Wert für die Netzverlustkosten des Übertragungsnetzes der X***** iHv TEUR ***** (***** GWh x ***** EUR/MWh) fest.

Verglichen mit den pagatorischen Netzverlustkosten und den Kosten des Eigenbedarfs des Geschäftsjahres 2017 iHv TEUR ***** ergibt sich eine Reduktion iHv TEUR *****. Hiervon werden Kosten iHv TEUR ***** für die international zuordenbaren Netzverlustmengen mit ***** GWh abgezogen.

Störungsmanagement (Schwarzstartfähigkeit)

Die X***** ist als Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, Maßnahmen zur Vermeidung oder Behebung von Störungen im Netz zu setzen. Darunter versteht man sowohl anlassbezogene Maßnahmen zur Verhinderung, Beschränkung und Beseitigung von Störungen als auch Präventivmaßnahmen und Einrichtungen zur Versorgungswiederaufnahme nach Großstörungen, wie Schwarzstartfähigkeit und Inselbetriebsfähigkeit von Maschinensätzen (§ 40 Abs. 1 Z 15 EIWOG 2010).

¹² vgl. 2017-04-11 16-27-33 WU Zus Dok 16.a Netzverluste 2018 2018_ECA_Verrechnungspreis_2017.03.14

Die X***** hat mit der V***** AG, vertreten durch die V***** T***** AG, den Vertrag zur Sicherstellung der Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit aktualisiert. Dieser Vertrag wurde von der E-Control mit dem Schreiben vom 16. März 2018 zu Zahl V ZER *****/18 genehmigt. Darin wurde für die Erbringung der Dienstleistung ein Betrag von TEUR ***** genehmigt. Weitere Aufwendungen für die Schulung der Mitarbeiter sowie für die Netzwiederaufbauversuche müssen nach tatsächlichem Aufwand verrechnet werden.

Im Geschäftsjahr 2017 galt noch der alte Vertrag *****. Darin wurden TEUR ***** pauschal abgegolten. Aufgrund von internen Mehrkosten (Kosten für Betreuung der Berichterstellung durch TU Graz sowie Reisekosten für Versuchsbetreuung) stellt die X***** den Antrag, entsprechende Kosten, die über die Pauschale hinausgehen, anzuerkennen.

Die Behörde folgt auf Basis der Ausführungen im Antrag des Unternehmens dem Vorbringen und erkennt zusätzlich ***** TEUR einmalig an, da der Mehraufwand durch die zusätzlichen Tests betreffend Schwarzstart und Inselbetriebsfähigkeit im Sinne der Versorgungssicherheit gerechtfertigt ist. Entsprechende Kosten sind im zukünftigen Verfahren frühzeitig darzulegen und nachzuweisen.

Engpassmanagement und Leistungsvorhaltung

Zur Vermeidung von (n-1)-Verletzungen stehen der X***** neben netztechnischen Maßnahmen auch kraftwerksseitige Maßnahmen zur Verfügung. Dabei werden von X***** geplante Kraftwerkseinsätze bezüglich der eingespeisten Leistung nach oben oder unten verändert (Redispatch). Die praktische Aktivierung des Redispatches wird in weiterer Folge als Engpassmanagement (EPM) verwendet. Für die Leistungsvorhaltung für die Möglichkeit solcher Aktivierungen wird der Begriff Engpassvermeidung und Versorgungssicherheit (EPV) verwendet. Die erwarteten Kosten aus der Abgeltung der letztgenannten Maßnahmen erfolgt gemäß § 23 Abs. 2 EIWOG 2010 unter dem Titel Engpassmanagement (EPM). EPM umfasst alle betrieblichen Maßnahmen zur Vermeidung und Lösung von grenznahen und innerösterreichischen Engpässen. Diese Maßnahmen umfassen damit auch Cross-Border-Redispatch, multilaterale Redispatch-Aktivierungen (MRA¹³), Vorhalteleistungen bzw. EPV, EPM-Abrufe aus vorgehaltenen Einheiten und nationale EPM-Abrufe. Insgesamt kam es dabei im Jahr 2017 zu folgenden nationalen Kosten (exkl. Internationale EPM-Weiterverrechnung).

Ersichtlich daraus ist, dass der Bedarf an nationalen EPM-Maßnahmen aufgrund von erwarteten kritischen Lastflusssituationen deutlich gestiegen ist. Aufgrund des massiven Anstiegs hat die Behörde zusätzlich entsprechende Unterlagen angefordert, um diese Entwicklung auch von der

¹³ MRA steht für Multilateral Remedial Actions –zwischen mehreren TSOs koordinierte Maßnahmen

Kostenseite zu plausibilisieren. Dabei wurde neben dem Kosten/Mengengerüst (jeder Abruf inkl. Auslöser, Leistung, Dauer, Preis und damit verbundenen Kosten) auch die Art der Plausibilisierung der Kosten durch das Unternehmen hinterfragt sowie der Einsatz von thermischen und hydraulischen Kraftwerken für EPM-Abrufe gegenübergestellt.

Grundsätzlich kann abgeleitet werden, dass die spezifischen Kosten je kW für kurze Abrufe mit Mindestlast kostenintensiver als lange Abrufe mit Maximallast sind. Dies wird auch durch das Unternehmen bestätigt. Weitere Kosteneinflussfaktoren können unter anderem Leistungsänderungen oder auch der thermische Betriebszustand des Kraftwerks sein. Auch durch das Unternehmen bestätigt sind entsprechend günstigere Kosten bei Abrufen von Kraftwerken, die eine Wärmeauskopplung haben.

Ergänzend dazu wurde hinterfragt, warum thermische Kraftwerke öfter für EPM herangezogen wurden als hydraulische Kraftwerke (u.a. Pumpspeicher).

Laut Unternehmen sei ein Großteil der Abrufe über thermische Kraftwerke erfolgt, da diese eine höhere Wirksamkeit aufweisen. Auch zur Lösung innerösterreichischer West-Ost Engpässe würden die thermischen Kraftwerke im Osten als Hochfahrpotential benötigt – die Speicher würden in solchen Fällen teils als Gegenknoten (Absenkung) genutzt. Thermische Kraftwerke hätten auch längere Aktivierungszeiten und müssen daher in der Regel früher aktiviert werden. Speicher könnten kurzfristiger eingesetzt werden, wenn die thermischen Kraftwerke nicht mehr ausreichen, bzw. zur Abdeckung von temporärem Spitzenbedarf und unter der Voraussetzung, dass es die innerösterreichische Netzsituation zulässt. Ein überbordender Speichereinsatz für EPM sei laut Unternehmen nicht zielführend, da einerseits die Speicherinhalte begrenzt seien und andererseits Nachholeffekte erwartet werden müssten, d.h. dass die Pumpspeicherkraftwerke später nachpumpen und in dieser Zeit erneut Engpässe hervorrufen.

Weiters wurde von der Behörde stichprobenartig die Abarbeitung einzelner Engpässe sowie der Kostengestehung analysiert. Im Speziellen wurde hier die Wirkung auf den Knoten S***** genauer betrachtet. Auffällig hierbei ist, dass aufgrund der geografischen Situation zwar G***** vorrangig herangezogen wurde, aber bereits am zweithäufigsten Z*****, welches geografisch deutlich weiter entfernt liegt als vergleichbare Kraftwerke und mit einer deutlich geringeren Wirksamkeit am Knoten ankommt¹⁴. Das Unternehmen wurde aufgefordert, die entsprechenden betrieblichen Entscheidungen zu erläutern, warum der Standort Z*****trotz der geringen Wirksamkeit auf den Knoten S***** derart oft abgerufen wurde, sowie entsprechende betriebliche Alternativen und Szenarien, warum der Standort bevorzugt abgerufen wurde, darzulegen.

¹⁴ vgl. 2018-05-30 15-37-23 WU Zus Dok 3. Liste EPM Frage_EPM_20180528.pdf

Das Unternehmen übermittelte entsprechende Unterlagen zur vorliegenden Fragestellung. Darin wird ausgeführt, dass neben den relevanten Leitungselementen zwischen dem Knoten S**** und D**** auch regelmäßig (an 43 % der Tage) Verletzungen der Sicherheitskriterien in O**** identifiziert worden seien. Für eine Behebung dieser Sicherheitsverletzungen durch West-Ost Lastflüsse verfüge das Kraftwerk Z**** über die höchste Wirksamkeit. Gleichzeitig wirke eine Aktivierung von Z**** etwas geringer, jedoch in nahezu vergleichbarer Größenordnung auf die Netzelemente zwischen S**** und D****.

Die Behörde hält die Erläuterung für grundsätzlich nachvollziehbar, weitere Entwicklungen werden auf Basis von einigen Fallbeispielen beobachtet.

Weiters wurde das Unternehmen aufgefordert, nach Abschluss des Verfahrens V KOR *****/17 und der Kontrahierung relevanter Kraftwerke für Engpassvermeidung (EPV) einen aktualisierten und sachgerechten ex-ante Wert für den Kostenblock Engpassmanagement zu übermitteln. Unter Berücksichtigung der beträchtlichen Unsicherheit über den Ausnutzungsgrad unterschiedlicher Maßnahmen setzte die Behörde im vorläufigen Ermittlungsergebnis ursprünglich einen Betrag iHv TEUR **** für das Jahr 2019 an. Dieser Wert basierte auf den letztverfügbaren Werten der Sommerreserve 2017 sowie den weiteren Maßnahmen im Rahmen des EPM für das Jahr 2017 inklusive einer entsprechenden Unsicherheitskomponente.

Stellungnahme X****

Mit Abschluss der Kontrahierung von Kraftwerken für das EPV und den gegebenen Rahmenbedingungen beantragt das Unternehmen im Rahmen der Stellungnahme vom 29. August 2018 einen „vorsichtigen“ Planwert iHv TEUR **** anzuerkennen. Die Behörde forderte das Unternehmen am 4. September 2018 auf, die technischen und wirtschaftlichen Entscheidungskriterien zur Kontrahierung der ausgewählten Kraftwerke für EPV offenzulegen und im Rahmen des gegenständlichen Verfahrens zu übermitteln. Zusätzlich sollte der Ansatz für das gesamte Engpassmanagement (EPV und EPM-Abruf) von Seiten des Unternehmens beschrieben und begründet werden.

Stellungnahme BAK

Zusammenfassend führt die BAK zum Thema Engpassmanagement wie folgt aus: Die Kosten für das nationale Engpassmanagement hätten sich von 2016 auf 2017 mehr als verdreifacht. Für das Jahr 2018 habe die Behörde, auf der Grundlage von Prognosen der X****, im Bescheid des Vorjahres **** Mio. Euro an Engpassmanagementkosten angesetzt. Im aktuellen Verfahren habe die X**** noch keine Bewertung der zu erwartenden Engpassmanagementkosten abgegeben, die Bekanntgabe eines Planwertes im Rahmen ihrer Stellungnahme jedoch angekündigt. Die Behörde rechne jedoch weiterhin mit „deutlichen Mehrkosten im Rahmen der Kontrahierung von thermischen Kapazitäten“ und setze die Kosten somit im vorläufigen Ermittlungsverfahren erneut mit **** Mio. Euro an. Der

dramatische Anstieg der Kosten für die Netzstabilisierung in den letzten Jahren und das nun anhaltend hohe Kostenniveau stelle eine signifikante Belastung der österreichischen Volkswirtschaft dar. Sowohl der Übertragungsnetzbetreiber X**** als auch die Regulierungsbehörde E-Control seien daher gefordert, kostensenkende Maßnahmen zu ergreifen. Einerseits gelte es, den Markt für Engpassleistungen für neue Marktteilnehmer, wie zB kleine Kraftwerke, zu öffnen. Andererseits sei auch durch erhöhte Transparenz (Überprüfung und Offenlegung der detaillierten Kosten) und strenger Marktaufsicht der immanenten Gefahr von Kollusion wirkungsvoll zu begegnen. Die BAK verweise in diesem Zusammenhang auf § 23 Abs. 2 EIWOG 2010 sowie die beihilferechtlichen Vorgaben der Europäischen Union, insbesondere auf die Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020, ABl. Nr. C 200 vom 28. Juni 2014 S. 1, welche eine Überkompensation der Kraftwerksbetreiber untersagen. Die BAK fordere die Behörde daher auf, die zwischen X**** und den Kraftwerksbetreibern getroffenen Vereinbarungen ebenso wie das Ausmaß der Kontrahierung (Leistung, Menge, Zeitraum etc.) zu überprüfen. Dementsprechend ersuche die BAK die X**** um ein Höchstmaß an Transparenz gegenüber der Behörde. Die X**** sei gefordert, der Behörde die entsprechenden Verträge vorzulegen und das Ausmaß der für notwendig erachteten Kontrahierung zu belegen und gegebenenfalls mit Gutachten nachzuweisen.

Stellungnahme der WKÖ

Die zur Erhaltung der Netzstabilität durchgeführten Maßnahmen bewirken aus Sicht der WKÖ eine signifikante Steigerung der Engpassmanagementkosten auf knapp mehr als das Doppelte, was durch den gleichzeitigen, jedoch geringeren Anstieg der Erlöse (an deutsche Übertragungsnetzbetreiber weiterverrechnete Redispatch-Kosten) nicht wettgemacht würde.

Die Behörde habe im Rahmen des vorläufigen Ermittlungsergebnisses folgende Schritte gesetzt, um die Auswirkungen auf die Netzkosten abzuschwächen: der Planwert für 2019 werde von **** Mio. Euro auf **** Mio. Euro reduziert und die Aufrollung auf zwei Jahre verteilt. Ohne diese Eingriffe würden die Engpassmanagementkosten um ein Drittel gegenüber dem Vorjahr ansteigen.

Die Vorgangsweise der Behörde mindere zwar die aktuell zu berücksichtigenden Kosten, lasse jedoch einen signifikanten Anstieg in den kommenden Jahren erwarten. Aus diesem Grund werde die Behörde ersucht, den Netzbetreiber aufzufordern, alle möglichen Schritte zu setzen, um den Kostenanstieg zu verringern. Insbesondere könne die Einbindung neuer Marktteilnehmer zur Kostensenkung beitragen. Der (industrielle Groß-)Kunde könne – ähnlich wie im Regelenergiemarkt – Kapazitäten neben Eigenerzeugung auch mittels Demand-Side- Management (DSM) dauerhaft oder flexibel abrufbar zur Verfügung stellen, wofür entsprechende Verfahren zu etablieren bzw. auszubauen seien.

Weiters stelle sich die Frage, welches Preis-Mengen-Gerüst den Ist- und Planwerten für das Engpassmanagement zugrunde liege, weshalb WKÖ eine transparente Offenlegung fordere. Gleichzeitig werde die aktuelle Beschaffungsstrategie kritisch hinterfragt, da offenbar alle verfügbaren Kapazitäten vom Netzbetreiber kontrahiert werden müssen, um die nötige Menge/Leistung zu erhalten. Dadurch komme kein Wettbewerb zustande und gleichzeitig unterliege der verhandelte Preis keinerlei regulatorischer Einschränkung. Somit müsse der Kunde für das Engpassmanagement jeglichen Preis zahlen, da der Netzbetreiber die Kosten einfach durchreiche. Aus Sicht der WKÖ sei durch die Behörde zumindest eine Bandbreite für den Preis vorzusehen, da sonst die Gefahr bestehe, dass die Netzkunden über Gebühr zur Kasse gebeten werden.

Stellungnahme X****

Aufgrund der Verfahrensfortschritte aus dem Kontrahierungsprozess aktualisierte das Unternehmen mit Stellungnahme vom 17. September 2018 den Planwert für EPM auf TEUR *****. Gleichzeitig wurden die von der Behörde geforderten Unterlagen und Erläuterungen zur Plausibilisierung des beantragten Planwertes übermittelt. Der final beantragte Planwert des Unternehmens setzt sich wie folgt zusammen:

Würdigung der Behörde

Nachfolgend wird der Antrag des Unternehmens für die EPV-Leistung analysiert. Auf Basis der übermittelten Unterlagen wurde der Ansatz für die kontrahierte Leistung im Zuge von EPV sowie für das gesamte Engpassmanagement vor einem wirtschaftlichen, rechtlichen als auch technischen Hintergrund geprüft. Die Behörde hält dazu Folgendes fest:

Das Unternehmen gibt auf Basis der übermittelten Unterlagen einen generellen Überblick über den Verfahrensablauf zur Kontrahierung von Kraftwerken im Zuge des EPV.¹⁵ Dieser teilt sich in folgende drei Schritte auf:

- Interessensbekundung
- Kostenbekanntgabe
- Kontrahierung

Daraus ist ersichtlich, welche Unternehmen sich auf Basis der im Vergleich zur Sommerreserve erweiterten Eignungskriterien bei der Interessensbekundung zur Teilnahme gemeldet haben bzw. zur Angebotslegung auf Basis der Präqualifikationsbedingungen zugelassen wurden. Neben der Interessensbekundung wird die Phase der Kostenbekanntgabe und der Kontrahierung erläutert. Auf

¹⁵ 2018-09-19 13-12-37 WU Zus Dok EPV- Verfahrensverlauf Überblick über EPV-Verfahrensverlauf

Basis der Unterlagen und der Informationen aus dem Verfahren V KOR *****/17 stellt sich der Prozess für die Behörde als hinreichend transparent und nachvollziehbar dar.¹⁶ Auffällig für die Behörde ist jedoch, dass keine „neuen“ Teilnehmer (vorwiegend Industrie) einen Zuschlag bekommen haben, da deren Gebote weit über jenen der kontrahierten Unternehmen lagen. Da laut X***** mit allen Angebotslegern vor Zuschlag noch einmal gesprochen wurde, stellt sich für die Behörde sowie den Legalparteien die Frage, welche Informationen (Nachbesserung, Aktualisierung der Angebote) jene Unternehmen ohne Zuschlag bekommen haben. Im Rahmen der mündlichen Verhandlung vom 18. Oktober 2018 legte das Unternehmen den Prozess wiederholt dar und nahm zu Fragen der WKÖ und AK Stellung.

Wirtschaftliche Würdigung des Planwertes EPV-Leistung

Der Prozess der Kostenbekanntgabe beruht auf einem mit der Behörde abgestimmten Abgeltungskonzept, welches sich auf den § 23 Abs. 2 Z 5 EIWOG 2010 stützt. Dabei besteht der Grundsatz, gegen Ersatz der wirtschaftlichen Nachteile und Kosten die zugesicherte Leistung abzugelten. Diesem Grundsatz folgt das vom Unternehmen übermittelte Abgeltungskonzept.¹⁷

In weiterer Folge des EPV-Prozesses wurden die potentiellen Anbieter aufgefordert, entsprechende Angebote auf Basis der Ausschreibungsbedingungen bzw. des Abgeltungskonzepts zu legen.¹⁸ Die Unternehmen hatten nach der Bekanntgabe die Möglichkeit, auf Basis der zuvor genannten Gespräche ihr Angebot zu aktualisieren. Bei den Gesprächen ging es laut X***** primär um jene Kostenpositionen der Angebote, welche im Sinne des Abgeltungskonzepts kritisch oder nicht anerkennungsfähig waren.

Danach beauftragte X***** einen unabhängigen Wirtschaftsprüfer (-E*****) zur wirtschaftlichen bzw. technischen Plausibilisierung und Prüfung der Angebote. Das Ergebnis liegt in Form eines Berichtsentwurfs vom 4. September 2018 vor.¹⁹ Der finale Bericht wurde bisher nicht an die Behörde übermittelt.

Auf Basis der Ergebnisse des Gutachtens von E***** entschied X***** über den Angebotszuschlag. X***** kontrahierte die Vorhalteleistung für drei Jahre von ***** Unternehmen bzw. ***** Kraftwerken (bei mehreren Blöcken eines Kraftwerks wurden diese zusammengefasst) mit einer Gesamtleistung von ***** MW (Anm.: die Höhe des benötigten Leistungsbedarfs wird in der technischen Prüfung behandelt). Damit fallen Plankosten iHv TEUR ***** für 2019 an. Die abgeschlossenen Verträge liegen trotz Aufforderung, bis auf einen Vertrag der X***** mit dem konzernverbundenen Unternehmen, der

¹⁶ 2018-09-17 17-33-04 WU Zus Dok EPV-Abgeltungskonzept 20180405_Aufruf zur Interessensbekundung

¹⁷ 2018-09-17 17-33-14 WU Zus Dok EPV-Abgeltungskonzept Allgemeine Bedingungen für Vorhalteleistung zur Engpassvermeidung -EPV- - Beilage 1.pdf

¹⁸ 2018-09-17 17-33-09 WU Zus Dok EPV-Abgeltungskonzept Allgemeine Bedingungen für Vorhalteleistung zur Engpassvermeidung -EPV-

¹⁹ Bericht APG_EPV Projekt_04.09.2018 draft_040918_PE 2458

seitens X***** gem. § 29 Abs. 3 EIWOG 2010 (Gz V ZER *****/18) zur Genehmigung eingereicht wurde, der Behörde nicht vor.

Beim Kostenansatz handle es sich laut Unternehmen nicht um die volle Kostenhöhe gemäß den abgeschlossenen Verträgen, sondern um Kosten inklusive einer „OPT-Out bzw. DROP-Out Annahme“.²⁰ Dies bedeute, dass die Anbieter von der vertraglich vereinbarten Option, bei wirtschaftlich opportunen Bedingungen aus dem Abgeltungsmechanismus für EPV temporär auszusteigen (Opt-Out), Gebrauch machen können oder aus der Abgeltung automatisch temporär ausscheiden (Drop-Out), was in der Heizperiode für Kraft-Wärme-Koppelungsanlagen der Fall wäre.

Der Ansatz für den Planwert der EPV-Leistung ist aus Sicht der Behörde und auf Basis der vom Unternehmen zusätzlich übermittelten Unterlagen²¹ zum überwiegenden Teil nachvollziehbar, aber in Bezug auf die angenommene Höhe des benötigten Leistungsbedarfs und aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten mit einem relevanten Risiko behaftet. Dies ergibt sich aus der Unsicherheit, wie oft kontrahierte Unternehmen von der Opt-Out Möglichkeit tatsächlich Gebrauch machen wollen bzw. müssen bzw. aufgrund von unsicheren Heizperioden temporär aus dem Abgeltungskonzept tatsächlich ausscheiden.

Des Weiteren ist zum aktuellen Zeitpunkt eine vollumfassende Kostenprüfung der Angebote nicht möglich. Einerseits liegt das finale Gutachten von E***** der Behörde nicht vor, andererseits fehlen die unterzeichneten Verträge einzelner Anbieter (bis auf den in V ZER *****/18 gegenständlichen Vertrag mit dem konzerngebundenen Unternehmen). Da es sich aber aus Sicht der Behörde um einen Planwertansatz handelt, ist eine Ist-Wert-Prüfung erst im Rahmen des Verfahrens V KOS *****/19 möglich. Die X***** hat sich aus unternehmerischer Vorsicht auch dahingehend vertraglich abgesichert, dass bei etwaigen Feststellungen der Behörde, die zu einer Nichtanerkennung von einzelnen Kostenkomponenten führen kann, diese beim Vertragspartner geltend gemacht werden können (Clawback-Klausel²²). Vollständigkeitshalber ist zu erwähnen, dass bei der wirtschaftlichen Analyse der kontrahierte Leistungsumfang in MW bzw. der Bedarf nicht betrachtet wurde. Dies wird im Rahmen der technischen Würdigung behandelt.

Rechtliche Würdigung des Planwertes EPV-Leistung:

Die Abgeltung der konkreten Stillstandskosten eines Kraftwerksbetreibers für EPV durch X***** ist sowohl aus dem Titel des Unionsrechts (Beihilfenrechts) als auch aus dem Gesichtspunkt des nationalen Rechts (Elektrizitätsrechts, Wettbewerbsrechts) zu prüfen. Im konkreten Fall bedeutet dies, dass im Sinne dieser doppelten Bedingtheit bei der Kontrahierung von EPV-Vorhalteleistung von

²⁰ 2018-09-17 17-32-59 WU Zus Dok EPV-Abgeltungskonzept Allgemeine Bedingungen für Vorhalteleistung zur Engpassvermeidung -EPV- - Beilage 2

²¹ 2018-09-18 16-48-19 WU Zus Dok VERTRAULICH- EPV-Kontrahierung EPV-Kontrahierung_20180828.pdf

²² 2018-09-17 17-33-09 WU Zus Dok EPV-Abgeltungskonzept Allgemeine Bedingungen für Vorhalteleistung zur Engpassvermeidung -EPV-

X**** nicht nur die beihilferechtlichen Remunerationsbeschränkungen der Art. 107 f AEUV und der einschlägigen Entscheidungspraxis von EuGH und Europäischer Kommission zu beachten sind, sondern auch die Kostenersatzregeln des EIWOG 2010. In beiden Rechtssystemen ist zwar die Durchführung eines offenen und transparenten Ausschreibungsverfahrens nicht zwingend erforderlich, um eine rechtskonforme Leistungsbeschaffung zu erreichen, ein solches Verfahren indiziert jedoch die Marktüblichkeit der EPV-Remuneration und trägt dazu bei, Selektivität und Überkompensation zu vermeiden. Zur genauen Spezifikation des EPV-Bedarfs sowie zur Entsprechung mit beihilferechtlichen Vorgaben wurde von X**** eine Bedarfsanalyse in Auftrag gegeben, welche die energiewirtschaftliche Erforderlichkeit der EPV und aus technischer Sicht das öffentliche Interesse an der Nachfrage dieser EPV-Vorhalteleistungen der Kraftwerke darstellte. In einem weiteren Schritt wurde von X**** die Notwendigkeit des konkreten EPV-Leistungsumfangs sowie – angesichts der Marktpreissituation (mangelnde Wirtschaftlichkeit von thermischen Kraftwerken) in Bezug auf den Verbleib der Kraftwerke im Markt - die Notwendigkeit der Beschaffung der EPV im Wege des Verfahrens gemäß § 23 Abs. 2 Z 5 EIWOG 2010 übergeleitet.

X**** ist gemäß § 23 Abs. 1 EIWOG 2010 Regelzonenführerin der Regelzone X**** und daher gemäß Abs. 2 Z 5 leg. cit. verpflichtet, soweit erforderlich, Verträge mit Erzeugern abzuschließen, wonach die Erzeuger zu Leistungen (Erhöhung oder Einschränkung der Erzeugung, Veränderung der Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen) gegen Ersatz der wirtschaftlichen Nachteile und Kosten verpflichtet sind. Diese Bestimmung legt dabei einen subjektiv-individuellen Maßstab der Kostenabgeltung an, nämlich den „Ersatz der wirtschaftlichen Nachteile und Kosten, die durch diese Leistungen verursacht werden“. Das bedeutet in weiterer Folge, dass die X**** als Regelzonenführerin nur jene bei den EPV-Kraftwerken individuell anfallenden Mehrkosten, die durch die Vorhaltung der Leistung gegenüber einer kompletten Stilllegung konkret anfallen, abgelden darf. Welche Kosten das dann im Einzelfall sind und inwieweit die Aufwendungen der X**** als notwendig und angemessen zu beurteilen sind, ist Gegenstand der Kostenermittlung gemäß § 48 iVm § 59 iVm § 23 Abs. 2 Z 5 EIWOG 2010 ex post, in den Folgeverfahren, wo überprüft werden kann, welche Kosten konkret angefallen sind.

Neben dem gemäß § 23 Abs. 2 Z 5 EIWOG 2010 normierten subjektiv-individuellen Maßstab im Hinblick auf den „Ersatz der wirtschaftlichen Nachteile und Kosten, die durch diese Leistungen verursacht werden“ tritt aufgrund des ebenfalls verbindlichen Unionsrechts und der einschlägigen Altmark-Judikatur²³ ein an einem objektiv-absoluten Maßstab des „gut geführten Kraftwerks samt angemessenem Gewinn“ anknüpfendes Bemessungskriterium. Die Beurteilung der beihilfenrechtlichen Aspekte und der Frage, ob alle Altmark-Kriterien (1. Erbringung von Gemeinwohlverpflichtungen, 2. Vorliegen objektiver und transparenter Parameter für den finanziellen Ausgleich, 3. Verbot von Überkompensation, 4. Auswahl über eine öffentliche Ausschreibung oder –

²³ EuGH-Urteil vom 24.7.2003 in der RS C-280/00, *AltmarkTrans*.

subsidiär – über einen Kostenbenchmark) durch die EPV-Beschaffung der X***** erfüllt wurden, obliegt jedoch vor allem der Antragstellerin selbst. Dazu wurde ihr von der Behörde auch eine beihilfenrechtliche Einschätzung des Bundesministeriums für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort vom 15. Mai 2018 sowie vom 16. Juli 2018 zur Selbstbeurteilung beigelegt.

Im Sinne einer doppelten Bedingtheit der Kostenabgeltungsbestimmungen sind sowohl § 23 Abs. 2 Z 5 EIWOG 2010 als auch die unmittelbar geltenden Vorgaben der Art. 107 f AEUV zum Beihilfenrecht einzuhalten. Das bedeutet konsequenterweise, dass höchstens die niedrigere der beiden Berechnungsarten als EPV-Remuneration gewährt werden kann, da sonst ein Verstoß zumindest gegen eine der beiden Rechtsvorschriften zu konstatieren wäre.

In Abgrenzung zur „Feinprüfung“ im Kostenermittlungsverfahren (ex post) wurde in dem auf vier Wochen beschränkten Verfahren gemäß § 29 Abs. 3 EIWOG 2010 (ex ante) eine Grobprüfung des einen, zur Genehmigung vorgelegten ITO-Vertrags des unabhängigen Übertragungsnetzbetreibers X***** mit dem vertikal integrierten Unternehmen (für die ***** Kraftwerke *****) vorgenommen (Gz V ZER *****/18). Der Prüfungsfokus hatte sich dabei an der Marktüblichkeit und Diskriminierungsfreiheit zu orientieren: Zweck ist es nämlich bei den Verfahren im Zusammenhang mit Entflechtungssachverhalten, wettbewerbliche Vorteile für vertikal integrierte Unternehmen, die durch das unternehmerische Gebaren des konzernverbundenen Netzbetriebs resultieren, möglichst nicht entstehen zu lassen. Konkret für die Prüfung der Verträge der X***** im Zusammenhang mit EPV war daher im Verfahren gemäß § 29 Abs. 3 EIWOG 2010 zu prüfen, ob V***** T***** GmbH (*****) aus der Kontrahierung der EPV einen ungebührlichen ökonomischen Vorteil lukriert und es damit zu einer Diskriminierung anderer, nicht im Konzernverbund der X***** befindlicher Kraftwerksbetreiber kommt. Im Rahmen der mündlichen Verhandlung stellte die X***** klar, dass alle Anbieter gleich behandelt worden seien und öffentliche Informationen allen Anbieter zu Verfügung gestanden wären. Auch die WKO hat das Ausschreibungsverfahren in die Diskussion eingebracht und im Speziellen die Informationstransparenz, mit Schwerpunkt von möglichen Informationsvorteilen von einzelnen Anbietern, kritisch hinterfragt.

Die Behörde hält fest, dass das von X***** gewählte „Ausschreibungsverfahren“ von der Behörde grob geprüft wurde und dabei keine unmittelbaren strukturellen Informationsasymmetrien oder Ungleichbehandlungen der EPV-Interessenten festgestellt werden konnten. Die Inhalte von Einzelgesprächen mit jenen Anbietern die nicht kontrahiert wurden, liegen der Behörde zum aktuellen Zeitpunkt aber nicht vor.

Weiters ist – in Abgrenzung zum allgemeinen Wettbewerbsrecht – der von § 29 Abs. 3 EIWOG 2010 angelegte Prüfungsmaßstab der „Marktüblichkeit und Nichtdiskriminierung“ ausschließlich auf das EIWOG 2010 beschränkt. Sowohl aus zeitlichen als auch aus zuständigkeitsrechtlichen Gründen kann

bzw. konnte durch die E-Control innerhalb der vorgegebenen vier Wochen weder tiefergehend geprüft werden, ob die vorgelegte Beauftragung dem allgemeinen Wettbewerbsrecht (Kartellrecht) oder dem Beihilferecht vollinhaltlich entspricht (vgl. dazu insb. Altmark-Judikatur des EuGH, allenfalls wäre der Sachverhalt der Europäischen Kommission von den zuständigen Stellen zu notifizieren). Sowohl eine kartellrechtliche als auch eine beihilfenrechtliche Prüfung der EPV sind nicht verfahrensgegenständlich im Verfahren gemäß § 48 iVm § 59 EIWOG 2010.

Die Genehmigung des ITO-Antrags der X**** zur EPV-Kontrahierung der Kraftwerke **** wurde im Verfahren V ZER ****/18 unter den Voraussetzungen erteilt, dass die erforderlichen Nachweise (Aufsichtsratsbeschlüsse der V**** AG vom ****. März 2018 und vom ****. September 2018, welche nach Angaben der **** konkrete Beschlüsse zur Veräußerung der V**** T**** G**** KG zum Inhalt haben sollen; Vorlage eines externen Rechtsgutachtens zur Möglichkeit eines vorzeitigen Ausstiegs der V**** T**** G**** KG aus dem bis Ende 2022 laufenden Netzzugangsvertrag mit der E**** GmbH) nachgereicht werden. Sollten diese Nachweise nicht erbracht werden, wird von der Regulierungsbehörde eine Kürzung der Kosten im Zuge des Verfahrens zur Feststellung der Kostenbasis nach § 48 ff iVm § 23 Abs. 2 Z 5 EIWOG 2010 in Aussicht genommen.

Technische Würdigung des Planwertes EPV-Leistung

Zur technischen Bemessung der erforderlichen Leistung für Redispatch wurde vom Unternehmen ein Gutachten bei einem Konsortium bestehend aus C****, I**** und F**** in Auftrag gegeben („A**** – Gutachten“). Das Gutachten liegt in der finalen Version vom 6. April 2018 vor. Der Betrachtungszeitraum des Gutachtens ist das Jahr 2020. Dieses Jahr konnte gewählt werden, da die **** dreijährige Verträge mit Erzeugungsunternehmen abgeschlossen hat. Damit liegt das Jahr 2020 innerhalb des Kontrahierungszeitraumes.

Die Methodik des Gutachtens startet mit einer Marktsimulation, in welcher der Einsatz der Kraftwerke unterschiedlicher Erzeugungstechnologien simuliert wird. Auf Basis der Marktsimulation erfolgte daraufhin eine Lastflussberechnung. Als Ergebnis dessen werden grundsätzlich die Lastflüsse im Übertragungsnetz und im speziellen Überlastungen bzw. Verletzungen der Netzbetriebssicherheitsstandards ermittelt. Letztlich wird die Kraftwerksleistung ermittelt, welche für Redispatchaktivierungen zur Behebung von Netzüberlastungen erforderlich ist. In diesem Schritt spielt die Erwartung, welche Kraftwerke im Markt bzw. nicht mehr im Markt sind, eine wesentliche Rolle. Eine Einschätzung darüber lässt sich aus den Ergebnissen der Marktsimulation gewinnen.

Zum generellen Prozess der Abschätzung der erforderlichen Redispatchleistung steht die Behörde auf dem Standpunkt, dass die im Gutachten getroffenen Annahmen (Stand Netzausbau inkl. Abschaltungen im Betrachtungszeitraum, Entwicklung Kraftwerkspark inkl. volatile erneuerbare Energieträger, Primärenergiepreise, etc.) als Inputs in die Simulation eine ganz entscheidende Rolle für die Ergebnisse spielen. Unter diesem Aspekt sind deshalb auch die ermittelten Zahlenwerte zu

sehen. Da die Prognosen für zukünftige Entwicklungen naturgemäß mit Unsicherheiten behaftet sind, lässt sich auch durch den durchlaufenen Prozess keine absolut richtige Zahl für den Redispatchbedarf ermitteln.

Als erstes Zwischenergebnis hat das A**** Gutachten ergeben, dass die Wirtschaftlichkeit von Gas-Kraftwerken ohne KWK-Nutzung weitestgehend nicht gegeben wäre. Es wäre deshalb zu erwarten, dass diese Kraftwerke regulär für Redispatch nicht verfügbar wären. Für Steinkohlekraftwerke bzw. Gas-Kraftwerke mit Wärmenutzung wären die Szenarien besser. Darüber hinaus ergab die Lastflusssimulation, dass auf einer Reihe österreich-interner und grenzüberschreitender Leitungen Überlastungen auftreten. Zur weiteren Behandlung dieser Überlastungen wurden exemplarisch zur Dimensionierung des Redispatchbedarfs ein Sommer- bzw. ein Winterszenario weiterverfolgt. Unter Berücksichtigung weiterer Einflussfaktoren, wie z.B. Netzabschaltungen oder Revisionszeiträumen, bzw. weiterer Verbesserungsmaßnahmen, wie z.B. grenznahe PV Absenkung in Deutschland, gelangt das A****-Gutachten letztlich zu einem Bedarf von etwa **** MW in den Sommermonaten und etwa **** MW in den Wintermonaten. Ergänzend wird als Resultat davon ausgegangen, dass davon etwa **** MW im Winter bzw. etwa **** MW während des Sommers zu normalen Marktbedingungen verfügbar wären. Zusätzlich werden Redispatchmöglichkeiten im Umfang von **** MW aus hydraulischen Kraftwerken unterstellt.

Die Behörde hält aus technischer Sicht das methodische Vorgehen und die Ergebnisse des A****-Gutachtens grundsätzlich für nachvollziehbar. Aufgrund der relevanten Kostenauswirkungen auf das Unternehmen wurde zur Plausibilisierung des A****-Gutachtens durch die Behörde ein weiteres Gutachten bei F**** in Auftrag gegeben. Dieses Gutachten liegt mit Endversion vom 27. Juni 2018 vor. Im Zuge des Auftrags hat F**** eine generelle Plausibilisierung der Methode bzw. der Annahmen durchgeführt, jedoch keine eigenen Simulationen angestellt.

Die Studie von F**** bestätigt im Wesentlichen den methodischen Ansatz und die Größenordnung der Ergebnisse des A**** Gutachtens. Daneben wird noch auf Unsicherheiten in den Annahmen und Inputdaten (z.B. Entwicklung Primärenergiepreise und CO₂ Preise) und deren Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken verwiesen. Aus Sicht der Behörde wurde solchen Unsicherheiten in der Gestaltung des Kontrahierungsschemas zumindest teilweise durch die Opt-Out bzw. Drop-Out Möglichkeit Rechnung getragen.

Das Unternehmen hat zur finalen Ermittlung des Kontrahierungsbedarfs noch ein sog. „Überleitungsdokument“ erstellt, bzw. separat Überlegungen zur Temperaturabhängigkeit bei der Einspeiseleistung von Kraftwerken angestellt. Im Überleitungsdokument wird erläutert, dass die kontrahierten Kraftwerke idR einmal jährlich durch Revisionen mehrere Wochen nicht für Redispatchaktivierungen zur Verfügung stehen. Diese Angaben lassen sich durch die Praxis der Vergangenheit nachvollziehen. Die Revisionen sollen gemäß der Planung des Unternehmens in den

Sommermonaten – wenn tendenziell weniger Redispatchbedarf besteht – koordiniert durchgeführt werden. Um trotz der Revisionen auch im Sommer die erforderliche Leistung verfügbar zu haben, wird von X***** eine jahresdurchgängige Kontrahierung durchgeführt. Letztlich wurde vom Unternehmen mit Schreiben vom 28. August 2018 erläutert, dass die Kraftwerksleistung mit steigender Außentemperatur abnehme. Eine kontrahierte Leistung von ***** MW (bei einer Referenztemperatur von 20 °C) entspreche einer tatsächlichen Einspeiseleistung von etwa ***** MW bei 30 °C.

Die Frage der Revisionstaktung wurde auch in der mündlichen Verhandlung am 18. Oktober 2018 auf Fragen von Seiten der WKÖ erörtert. Dabei wurde von WKÖ vorgeschlagen Revisionen in den Winter zu verlagern, da in diesen Phasen die Leistungsreduktion durch niedrigere Umgebungstemperaturen weniger schlagend würde.

Revisionen bei thermischen Kraftwerken sind üblicherweise in Abhängigkeit von Betriebsstunden und Anfahrvorgängen durchzuführen. Gegebenenfalls sind Garantieleistungen der Hersteller mit der Durchführung entsprechender Revisionen verknüpft. Eine Koordination der Kraftwerksrevisionen möglichst gestaffelt und in der unkritischeren Zeitperiode (Sommer) durch X***** erscheint sinnvoll. Würden die Revisionszeiträume in den Winter verlagert, wären zumindest für diese Zeiträume höhere Leistungen zu kontrahieren, da der „Zugewinn“ an Leistung durch Temperaturabhängigkeit wesentlich geringer wäre als der „Ausfall“ durch Revisionen.

Das bedeutet aus technischer Sicht, dass die Angaben zur Notwendigkeit bzw. der Taktung der Revisionen und der grundsätzliche Zusammenhang zwischen steigenden Außentemperaturen und sinkender Maximalleistung der thermischen Kraftwerke sind aus Sicht der Behörde nachvollziehbar. Gleichzeitig wird nochmals darauf hingewiesen, dass die Bestimmung der Redispatchleistung weitgehend von angenommenen Inputparametern abhängig ist, welche mit Unsicherheiten behaftet sind.

Eine nachhaltige Reduktion des Redispatchbedarfes lässt sich aus Sicht der Behörde vor allem mit rascher Umsetzung von Netzausbauprojekten bewirken.

Würdigung der Planwerte in Bezug auf Abrufe durch die Behörde

Der vom Unternehmen angesetzte Planwert im Rahmen des Engpassmanagements wird mit einer Preisannahme für interne Abrufe von ***** EUR/MWh, für Externe Abrufe und Multilateral Remedial Action (MRA) mit ***** EUR/MWh und für Grenzleitungsabrufe mit ***** EUR/MWh hinterlegt.²⁴ Für die Mengen seien dabei als Basis die abgerufenen Redispatch-Mengen des Jahres 2017 und – soweit bereits vorhanden (Jänner - August) – die Abrufmengen von 2018 herangezogen worden. Für die spezifischen Kosten sei der Mittelwert der Jahre 2015 bis September 2018 angenommen worden.

²⁴ 2018-09-25 16-10-44 WU Zus Dok EPV- Abrufkostendetail Planwerte_2019_Details_20180921

Die Behörde hält dazu fest, dass die Preisprognose für den internen Abruf eine deutliche Reduzierung des Arbeitspreises gegenüber dem Vorjahr darstellt. Auch die Reduktion der Mengen um den Faktor **** für Grenzleitungen und **** für externe Abrufe aufgrund der Markttrennung und gleichzeitigen Erhöhung der Grenzleitungen um den Faktor **** aufgrund der reduzierten Abrufmengen durch T**** sind auf Basis der kurzen Ausführung nur bedingt nachvollziehbar und damit aus Sicht der Behörde mit einer sehr hohen Unsicherheit behaftet.

Weiters gehe das Unternehmen davon aus, dass sich die Kosten für interne Abrufe (EPM) aufgrund von EPV reduzieren werden, da zahlreiche Kostenpositionen schon über diesen Titel abgegolten werden und eine Doppelabrechnung gemäß den Ausschreibungsbedingungen nicht zulässig sei.²⁵

Auch die Behörde sieht die erwarteten Veränderungen der Lastflusssituation in Folge der Kapazitätsvergabe zu Deutschland als Ursache für Unsicherheiten bei der Abschätzung der Redispatchmengen. Eine Tendenz zur Verringerung des Bedarfs für Grenzleitungen ist jedenfalls nachvollziehbar, das genaue Ausmaß jedoch schwierig zu prognostizieren. Ohne die konkreten Preisansätze für die unterschiedlichen Zwecke zu beurteilen, scheint die Größenordnung der spezifischen Durchschnittskosten (EUR/MWh) in einer realistischen bzw. eher optimistischen Bandbreite. Die Behörde weist darauf hin, dass es in der Verantwortung der X**** liegt, eine entsprechende Prüfung der verrechneten Preise für den Abruf durchzuführen und relevante Daten zu dokumentieren. Sollten dazu keine belastbaren Daten und Unterlagen im Zuge einer IST-Kosten-Prüfung vorliegen, so können die betreffenden Kosten nicht anerkannt werden.

Anschließend wird festgehalten, dass im Falle von Abweichungen wie üblich eine Aufrollung erfolgen wird.

Ein Vergleich der anerkannten saldierten EPM-Kosten für das Jahr 2017 (gemäß V KOS *****/16) und den tatsächlichen IST-Werten ergibt eine Differenz iHv TEUR ****. Aufgrund der Höhe der Aufrollung sowie der zu erwartenden Aufrollung im nächsten Jahr entscheidet die Behörde, die aktuelle Aufrollung auf zwei Jahre zu verteilen, um einen Glättungseffekt zu erzielen. Somit werden im laufenden Verfahren TEUR **** anerkannt. An dieser Stelle ist anzumerken, dass die übermittelten Kosten für das Jahr 2017 einer Prüfung unterzogen wurden. In diesem Zusammenhang wurden auch Fragestellungen an EPM-Bereitsteller zu der Höhe der verrechneten Kosten gestellt. Diese konnten auch in Zusammenhang mit den Vertragsvorbereitungen für EPV teilweise noch nicht beantwortet werden. Die Prüfung wird im kommenden Verfahren fortgeführt. Sollte sich hierbei herausstellen, dass im Jahr 2017 EPM-Kosten verrechnet wurden, die nicht den Vorgaben des EIWOG 2010 entsprachen, wird eine Reduktion der anerkannten Kosten der X**** im nächsten Verfahren vorgenommen und bei etwaigen Aufrollungen berücksichtigt.

²⁵ 2018-09-18 16-48-19 WU Zus Dok VERTRAULICH- EPV-Kontrahierung EPV-Kontrahierung_20180828

Folgende Gesamtkosten ergeben sich damit aus diesem Titel.

Es sind somit insgesamt geplante Engpassmanagementkosten nach Stellungnahme iHv TEUR *****(vor Stellungnahme TEUR *****) zu berücksichtigen, was zu einer saldierten Anpassung iHv TEUR *****(vor Stellungnahme TEUR *****) führt. Wie bisher vollzogen, wird der vorläufig angesetzte Planwert für die Entgelte 2019 mit den IST-Werten 2019 im Rahmen des Verfahren V KOS *****/20 aufgerollt.

Kosten Primärregelung

In den Materialaufwendungen des Jahres 2017 sind Kosten für Primärregelung ausgewiesen, welche analog zu den Erlösen (vgl. Kapitel 5.1.3) aus der Ermittlung angemessener Netzkosten auszuscheiden sind.

Kosten Tertiärregelung und Kosten für ungewolltem Regelernergieaustausch

In den Materialaufwendungen des Jahres 2017 sind Kosten für Tertiärregelung iHv TEUR ***** ausgewiesen, welche analog zu den Erlösen aus der Ermittlung angemessener Netzkosten auszuscheiden sind.

Weiters sind Kosten für ungewollten Regelernergieaustausch iHv TEUR ***** ebenfalls aus der Kostenbasis auszuscheiden.

Übrige Materialaufwendungen

Als übrige Materialaufwendungen werden Aufwendungen für

- Netzverrechnung,
- Betriebsführungs- und Benutzungsentgelte sowie
- Provisionsleistungen für das Strom/Netzgeschäft ausgewiesen.

5.1.8. Personalaufwand

Die Personalaufwendungen im Jahr 2017 sind um TEUR **** (im VJ Steigerung um TEUR ****) bzw. **** % gesunken. Hauptursache für diese Entwicklung waren die Änderung bei den Aufwendungen für Altersversorgung. Hierfür sind vor allem die gesunkenen Pensionskassenbeiträge sowie eine höhere Auflösung bei den Krankenzusatzversicherungen verantwortlich. Die Gehälter haben sich im Jahresvergleich auf ähnlich hohem Niveau weiterentwickelt. Die Sonderzahlungen bzw. Prämien steigen abermals deutlich um weitere **** % an (VJ: +**** %).

Insgesamt setzen sich die somit Personalaufwendungen des Jahres 2017 wie folgt zusammen:

Die Erlöse aus Personalbeistellung, resultierend aus der ITO-Umsetzung, sind im Jahresvergleich stabil geblieben, aber verringern die Aufwendungen dennoch um TEUR****. Zur Entwicklung des Sozialkapitals übermittelte das Unternehmen eine Analyse für das Jahr 2017.²⁶

Mit dem aktuellen Verfahren kommt es zu keinen Aufrollungen bzw. Anerkennungen aus der Korridormethode mehr. Diese wurden letztmalig im vergangenen Verfahren anerkannt.

Personalkosten für die Netzverlustbeschaffung iHv TEUR ****, wie in Kapitel 5.1.7 beschrieben, ausgeschieden, da diese bereits als kalkulatorische Position im Verfahren V KOS ****/11 anerkannt wurden. Aus dem Titel Personalabstellung an P**** fielen keine Kosten an.

5.1.9. Abschreibungen

Seit dem Verfahren V KOS ****/14 wird bei der Ermittlung der Abschreibungskosten auf Planwerte gemäß Angaben des Unternehmens abgestellt. Das Unternehmen aktualisiert im Rahmen der Stellungnahme den Wert für die adaptierte Abschreibung des Geschäftsjahres 2019 auf TEUR ****. Dieser Wert geht anstatt der in der Saldenliste angeführten Abschreibung iHv TEUR **** zur Gänze in die Kostenermittlung ein. Bei deutlichen Überschätzungen kommen höhere Zinssätze bei der Aufrollung mit Ist-Werten zur Anwendung, um einen Anreiz zur Planungsgenauigkeit zu setzen. Wesentlich ist auch, dass das dargestellte Abgehen von Ist-Kosten auf die Notwendigkeit der Anerkennung von Vorfinanzierungskosten gemäß § 38 Abs. 4 EIWOG 2010 zurückzuführen ist, der ausschließlich auf Übertragungsnetzbetreiber Anwendung findet, und ansonsten nach dem

²⁶ vgl. 2018-03-16 14-59-19 WU Zus Dok 03. Personalaufwand Analyse Sozialkapital 2017

allgemeinen Grundsatz des § 59 Abs. 1 EIWOG 2010 tatsächlich angefallene Kosten gemäß den geprüften Jahresabschlüssen in die Kostenbasis einfließen.

Weiters ist die kostenreduzierende Auflösung der regulatorischen Rücklage zu berücksichtigen. Hierbei wurde ab dem Verfahrens K SNT S *****/09 eine Auflösungsdauer von 45 Jahren für TEUR ***** angesetzt und der St*****-Leitung zugeordnet. Da gemäß § 50 Abs. 7 EIWOG 2010 vom Regulierungskonto erfasste Ansprüche und Verpflichtungen (insbesondere Differenzbeträge zwischen anerkannten und tatsächlich erreichten Erlösen) zu aktivieren bzw. zu passivieren sind, ist aus Sicht der Behörde für die Zukunft eine weitere Dotierung der Rücklage nicht mehr möglich. Daher wird der verbleibende Bestand der Rücklage auf die nunmehr verbleibenden 33 Jahre aufgelöst, weshalb es zu einer Berücksichtigung im diesjährigen Verfahren iHv TEUR ***** kommt.

Ergänzend sind noch die vorab anerkannten Abschreibungen für die Netzverlustbeschaffung, wie in Kapitel 5.1.7. beschrieben, auszuscheiden, da die Kosten iHv TEUR ***** bereits im Verfahren K SNT *****/11 anerkannt wurden.

Dies führt in einem ersten Schritt zu einer kostenerhöhenden Anpassung der Abschreibung iHv TEUR ***** .

Auch bei der Abschreibung werden Differenzen zwischen anerkannten und tatsächlich eingetretenen Kosten nach Vorliegen der Ist-Jahreswerte verzinst aufgerollt. Seit dem Verfahren V KOS *****/14 wurde die Umstellung der Systematik zur Ermittlung der gesamten Finanzierungskosten auf Planwerte mit einer einjährigen Verzögerung durchgeführt.

Im Verfahren V KOS *****/16 wurden zuletzt Abschreibungen iHv TEUR ***** für das Jahr 2017 anerkannt. Tatsächlich fielen im Geschäftsjahr 2017 Abschreibungen iHv TEUR ***** an. Die Differenz iHv TEUR ***** wird verzinst (Basis WACC) angesetzt und führt zu einer kostenerhöhenden Anpassung von TEUR ***** .

Insgesamt führt dies zu einer kostenerhöhenden Anpassung der Abschreibungen nach Stellungnahme des Unternehmens iHv TEUR ***** .

5.1.10. Sonstiger betrieblicher Aufwand

In der Folge werden einzelne Teilbereiche des sonstigen betrieblichen Aufwandes im Detail untersucht und, sofern nicht anders beschrieben, zur Gänze anerkannt.

Lieferungen und Leistungen

Die Entwicklung der Kosten für Lieferungen und Leistungen zeigt folgendes Bild:

- *Lieferungen und Leistungen übrige*

Die Kosten sind im Vergleich zum vergangenen Jahr abermals angestiegen. Dies ist vor allem auf den Aufwand für Bau-, Regie- und Montagekosten zurückzuführen. Nach Aufforderung, weitere Daten beizubringen, führt das Unternehmen dazu aus, dass der Anstieg zum einen aus einer Umstellung der Buchungslogik ab 2017 resultiere (Instandhaltungsmaßnahmen werden nicht mehr auf dem allgemeinen Konto 730000 Fremdlieferungen und Leistungen gebucht) und es sich zum anderen um zusätzliche Kosten aufgrund der Sanierung von drei Betriebsgebäuden in E****, B**** und **** handle. Das entsprechende Projekt sei vom Unternehmen dargelegt worden. Die Behörde nimmt die Ausführungen zur Kenntnis.²⁷

Die Behörde erwartet sich für die Zukunft, dass aufgrund der zusätzlich anerkannten Bonuszahlungen für die positiven volkswirtschaftlichen Effekte aus den marktrelevanten Maßnahmen des Unternehmens, die Kosten bei den Markt-, Betriebs- und Kundenprojekten entsprechend gesenkt und optimiert werden, da sonst kein Vorteil für den Kunden ableitbar ist, der eine Anerkennung der zusätzlichen Aufwandabgeltung legitimiert.

- *Regulatorkosten*

Die Kosten der E-Control werden grundsätzlich entsprechend dem geplanten Budget 2019 anteilig auf die Übertragungsnetzbetreiber Strom und Marktgebietsmanager sowie Verteilergbetsmanager Gas aufgeteilt (§ 32 E-ControlG).

Für 2019 wird der Budgetwert für die Kosten der E-Control iHv TEUR **** bei der Kostenermittlung berücksichtigt. Zusätzlich wird die noch durchzuführende Aufrollung der anteiligen E-Control-Kosten des Jahres 2017 mit TEUR **** kostenmindernd berücksichtigt. In Summe werden somit planmäßige Regulatorkosten iHv TEUR **** im Rahmen der sonstigen betrieblichen Aufwendungen berücksichtigt und TEUR **** ausgeschieden.

²⁷ Vgl. 2018-05-25 11-29-06 WU Zus Dok 02-08 Lieferungen u. Leistungen 8_Lieferungen und Leistungen.pdf

Sonstiger Materialaufwand

Der sonstige Materialaufwand ist im Vergleich zum Vorjahr um TEUR ***** gesunken. Insgesamt normalisierten sich die Aufwendungen der Werksküche auf ein ähnliches Niveau wie in den Vorjahren. Die Materialbewertung bleibt aufgrund der Konzernrichtlinie auf ähnlicher Höhe. Alle anderen Positionen bewegen sich im Jahresmittel der vergangenen Jahre.

Personalabstellungen und AR-Vergütungen

Im Bereich der Personalabstellungen ist abermals der Aufwand für das Leasingpersonal P***** enthalten, aber leicht gesunken. Laut Unternehmen werden damit zusätzliche Instandhaltungskosten sowie Großmaßnahmen abgegolten. Weitere Erläuterungen zur zukünftigen Entwicklung wurden vom Unternehmen nicht bereitgestellt.

Stellungnahme BAK

Der Aufwand für das Leasingpersonal P***** im Ausmaß von TEUR***** werde – wie von der Behörde wiedergegeben – durch „zusätzliche Instandhaltungskosten sowie Großmaßnahmen“ begründet. Dies scheine der BAK für eine Kostenposition dieser Größenordnung als unzureichend.

Die Behörde hält dazu wie folgt fest: Bei der Prüfung der entsprechenden Kosten ist die Position kritisch hinterfragt worden. Auf Aufforderung durch die Behörde wurde ein Detail zum Aufwand übermittelt.²⁸ Aus diesem Detail sind die relevanten Instandhaltungsprojekte ersichtlich auf die die hinterfragten Kosten gebucht wurden. Des Weiteren wurde auch der Investitionsbedarf auf Basis des Netzentwicklungsplanes 2017 plausibilisiert. Generell ist es aus Sicht der Behörde nachvollziehbar, dass bei einzelnen Projekten spezialisiertes Fremdpersonal, welches flexibel die Leistung erbringen kann, eingesetzt wird. Voraussetzung für die Behörde ist naturgemäß ein effizienter und kostenschonender Einsatz der Mittel. Da in diesem Fall auch Personal herangezogen wurde, welches nicht in der X***** aufgebaut bzw. im ausreichenden Maße zu Verfügung stand, hat die Behörde keine inhaltlichen Bedenken geäußert. Bestehen bleibt aber, dass auch in Zukunft die Kostenentwicklung kritisch hinterfragt wird und das Unternehmen angehalten ist nachzuweisen, dass es sich bei dieser Entscheidung um entsprechend kosteneffiziente Maßnahmen handelt, die auch die Personalkosten entlasten.

²⁸ 2018-05-25 16-21-12 WU Zus Dok 02-20 Kto. 740012 740012 Leasingpersonal Sonstiges bis 2013 Pöyry

Nachrichtenaufwand

Die X**** erbringt im Zuge der Ausgestaltung als ITO die Telekomleistungen großteils selbst, wobei ein Teil der Aufwendungen durch Leistungen, welche auf Basis eines Vertrags mit der Schwestergesellschaft **** Services GmbH geregelt sind, erbracht wird. Vor allem die Aufwendungen für Datendienste sind über die letzten Jahre massiv gestiegen. Im Vergleich zum Vorjahr hat sich dieser Aufwand abermals deutlich um **** % erhöht. Das Unternehmen führt dazu aus, dass sich die Erhöhung hauptsächlich aus betrieblich notwendigen Bandbreitenerhöhungen sowie aus der langfristigen Umstellung des veralteten Datex auf Ethernet mit entsprechenden Parallelbetrieb ergebe. Das Unternehmen wird dahingehend aufgefordert, die erwarteten Kosten nach der Vollumstellung darzulegen, um die entsprechende Kostenentwicklung abschätzen zu können.

Stellungnahme des Unternehmens

X**** bringt in ihrer Stellungnahme vor, dass sie dargestellt habe, dass sich Kostensteigerungen aufgrund von betriebsnotwendigen Systemumstellungen mit teilweisem Doppelbetrieb sowie Bandbreitenerhöhungen ergeben würden. Aus diesen Titeln seien zukünftig keine weiteren Kostensteigerungen geplant, da die Umstellungen bereits erfolgt seien und der nötige Parallelbetrieb mit 2019 abgeschlossen sein solle. Es sei aber nicht auszuschließen, dass es aufgrund der Internationalisierung und Umsetzung von gesetzlichen Anforderungen und zukünftiger, betrieblicher Notwendigkeiten (zB CGM, TSC, TSO/DSO, Datenaustausch, SOGL, neues Zentrales Netzführungssystem) zu Anpassungen des Bandbreitenbedarfs kommen werde. Dies sei jedoch derzeit nicht in der Planung verarbeitet, da die genauen Anforderungen dazu noch nicht bekannt seien.

Die Behörde nimmt die Stellungnahme zu Kenntnis. Dass sich die Anforderungen an Datenaustausch künftig erhöhen können, ist grundsätzlich nachvollziehbar. Ob damit eine Kostensteigerung verbunden ist, lässt sich momentan nicht beurteilen. Deshalb fordert die Behörde das Unternehmen auf, diese frühzeitig in Bezug auf kommende Kostensteigerungen zu informieren. Ein Durchbrechen des Systems des Zeitverzugs bei der Kostenanerkennung dieser Komponente ist nicht vorgesehen, insbesondere vor dem Hintergrund, dass bereits sämtliche Kapitalkosten über Plan-Werte berücksichtigt und aufgerollt werden. Weiters werden signifikante Betriebskosten (wie EPM-/EPV-Kosten) ebenfalls ex ante berücksichtigt und aufgerollt. Ein vollständiges Abstellen auf Planwerte bei sämtlichen Kosten ist gemäß den Vorgaben im EIWOG 2010 nicht möglich und sachgerecht.

Beiträge und Gebühren

Die Kosten für Beiträge und Gebühren sind gegenüber dem Vorjahr wieder auf ein übliches Niveau zurückgegangen. Laut Unternehmen kam es bei allen relevanten Beiträgen zu Kostensenkungen.

Einzigste Ausnahme stellt der ENTSO-E Mitgliedsbeitrag dar, der aufgrund der umfassenden neuen gesetzlichen Anforderungen und zB der Umsetzung des Common Grid Modells zu höheren Beiträgen führte.

Stellungnahme BAK

Für Beiträge und Mitgliedsbeiträge habe die X**** im Jahr 2017 TEUR **** aufgewendet. Weitere Details könnte die BAK den Unterlagen nicht entnehmen und ersucht daher um Detailauskünfte zu diesem Konto. Die BAK stelle darüber hinaus Folgendes fest: Freiwillige Vereinsmitgliedschaften allgemeiner Interessenvertretungen seien nicht in der Kostenbasis zu berücksichtigen. Kosten für Mitgliedschaften seien dann anzuerkennen, wenn sie in direktem Zusammenhang mit den Aufgaben bzw. den Tätigkeiten eines Netzbetreibers stehen. Dies sei bei den Beiträgen für „Österreichs Energie“ und „ENTSO-E“ der Fall. Nur durch die transparente Darlegung der Bemessung von Mitgliedsbeiträgen könne eine übermäßige Kostenbelastung der im Monopolbereich tätigen Netzbetreiber ausgeschlossen werden. Die BAK ersuche daher die E-Control, von der X**** Auskünfte zur Systematik der Festlegung von Mitgliedsbeiträgen bei „Österreichs Energie“ und „ENTSOE“ einzufordern.

Würdigung der Behörde

Die Behörde verweist hierzu auf die grundsätzliche Prüfung nach dem Maßstab der Netzdienlichkeit. Naturgemäß sind die Unternehmen aber bei unterschiedlichen Vereinigungen oder Gesellschaften Mitglieder, um entsprechende Informationen und Vorteile für das Unternehmen bzw. dessen Rolle als Netzbetreiber zu generieren. Oftmals ist auch ein direkter Nutzen unmittelbar nur schwer ableitbar, was dann auch von der Behörde im Rahmen der Prüfung kritisch hinterfragt wird. Sollte tatsächlich kein Nachweis über den Nutzen für das Unternehmen und deren Grundaufgaben im Netzbereich bestehen, so werden die entsprechenden Mittel auch gekürzt, wobei hier Kosten, welche maßgebliche Auswirkungen auf die Kostenbasis haben, tiefergehend geprüft werden. Für die kommenden Verfahren wird dem Ansuchen der BAK gefolgt und entsprechende Hintergrundinformationen zur Festlegung von Mitgliedsbeiträgen bei Österreichs Energie und ENTSO-E eingefordert werden. Die Behörde verweist auch auf die Diskussion und Erläuterungen im Rahmen der mündlichen Verhandlung (vgl. Beilage ./11) hin. Dabei wird von Seiten der BAK besonders der Beitrag für die Industriellenvereinigung (IV) kritisch gesehen, da kein direkter Netznutzen ableitbar wäre. Das Unternehmen führt dazu aus, dass die IV eine effiziente Interessensvertretung hinsichtlich von Umweltverträglichkeitsprüfungen darstelle sowie ein wichtiger Partner in der Entwicklung des Wirtschaftsstandortes sei. Daher wäre eine Mitgliedschaft vertretbar. Die Behörde wird ihre gängige Praxis dazu beibehalten und entsprechend den Anforderungen des Unternehmens und der damit verbundenen notwendigen Tätigkeiten kritisch zu hinterfragen. Sollte sich daraus ein markantes Missverhältnis zwischen den gesetzlichen Vorgaben und den getätigten Maßnahmen ergeben so wird eine entsprechende Anpassung durchgeführt werden. Im vorliegenden Fall sieht die Behörde aber einen Nutzen speziell auf die laufenden Großprojekte (z.B. S****-leitung) weshalb diese Position

anerkannt wird. Zu den diskutierten Positionen „Beitrag Österreichs Energie“ und „ENTSO-E“ wird auf die Ausführungen in den Stellungnahmen bzw. Niederschrift mündliche Verhandlung vom 18. Oktober 2018 (vgl. Beilage ./11) verwiesen und von der Behörde zur Kenntnis genommen.

Rechts- und Beratungsaufwand

Die Kosten für Konsultationen, Gutachten, Beratung und Recht sind im Vergleich zum Vorjahr abermals massiv gestiegen. Nach der Steigerung im Vorjahr haben sich die Aufwendungen laut Unternehmen aufgrund der Position Studien, Tools, Präqualifikation – Energiewirtschaftliche Studien (Erhöhung um TEUR *****) ergeben. Hier wurde 2017 eine Studie zur Netzreserve beauftragt. Weitere Kostentreiber waren unter anderem die Positionen „Projekte Nachhaltiges Trassenmanagement“, Weiterentwicklung Ölanalyse, Forschung: En2VA bzw. die Bidding Zone Review. Der Behörde wurden dazu die entsprechenden Unterlagen bzw. das Konto übermittelt. Die Behörde wird in den kommenden Verfahren die Entwicklung des Kontos kritisch weiterverfolgen.

Stellungnahme des Unternehmens

Analog zur bisherigen Vorgangsweise beantragt X*****, die im Geschäftsjahr 2017 aus Rückstellungen der Vorjahre bestimmungsgemäß verwendeten Beträge für Rechtskosten tarifwirksam anzusetzen, da sie sonst – durch die buchhalterische Saldierung der Fakturen mit den Rückstellungen - neutralisiert blieben. Die Dotierung dieser Rückstellungen sei in den jeweiligen Kostenverfahren der Vorjahre nicht als Tarifkosten anerkannt worden.

Die Behörde kann dem Vorbringen des Unternehmens folgen und gibt dem Antrag, TEUR ***** kostenerhöhend anzuerkennen, statt. Da die entsprechende Dotierung der Rückstellungen nicht kostenwirksam erfasst wird, sind die IST-Kosten einer saldierten Betrachtung anzuerkennen.

Stellungnahme der WKÖ

Die geltend gemachten Kosten für Rechts- und Beratungsaufwand wiesen aus Sicht der WKÖ in den letzten beiden Jahren einen drastischen Anstieg auf. So habe sich der Rechtsaufwand beinahe verdoppelt und der Aufwand für Gutachten sei um mehr als 50 % angestiegen. WKÖ ersuche die Behörde, wie angekündigt diese Kostenposition kritisch zu beobachten, einen strengen Prüfungsmaßstab anzulegen und nur „netzdienliche“ Kosten anzuerkennen.

Würdigung der Behörde

In Bezug auf die Stellungnahme der WKÖ hält die Behörde fest, dass generell auf eine kosteneffiziente und sachgerechte Beschaffung von Dienstleistungen geachtet wird. Daher wurde das Unternehmen auch aufgefordert, entsprechende Unterlagen vorzulegen, die die entsprechende Kostenerhöhung

darlegen und transparent nachvollziehbar machen.²⁹ Allgemein ist für das Jahr 2017 anzumerken, dass ein zusätzlicher Bedarf an Studien und Beratungsleistungen im Zuge von Umsetzungsprojekten (EPV, S****-leitung, Bidding Zone Review, usw.) notwendig waren. Grundsätzlich sieht die Behörde besonders Beratungsaufwendungen für Kommunikation kritisch. Diese sind aber im Vergleich zum Vorjahr deutlich von TEUR**** auf TEUR **** gesunken. Die größten Kostenpositionen, welche auch zur angesprochenen Kostensteigerung führten, wurden in der Erläuterung zu den Kosten dargelegt.

Werbe- und Repräsentationsaufwand

Im Rahmen der mündlichen Verhandlung vom 18. Oktober 2018 stellt die AK grundsätzlich die Frage nach der Angemessenheit von Marketingaufwendungen für ein monopolistisches Unternehmen. Weiters wird dabei beanstandet, dass unter anderem Kosten für den T**** Triathlon iHv TEUR **** von der Behörde anerkannt wurden.

Die Behörde sieht die Anerkennung von Werbe- und Marketingaufwendungen inkl. Sponsoring im Monopolbereich grundsätzlich kritisch und ist der Meinung, dass diese direkt mit den Aufgaben des Netzbetreibers in Zusammenhang zu stehen haben. Generell ist anzumerken, dass im regulierten Netzbereich eine Anerkennung gemäß §59 Abs. 1 EIWOG 2010 nur eingeschränkt argumentierbar erscheint, da ein Monopolbetrieb mangels Mitbewerbern keinen Bedarf hat sich auf Basis von Werbe- oder sonstigen Maßnahmen abzugrenzen bzw. durchzusetzen.

Für das gegenständliche Verfahren ist aber auch die Sondersituation des Übertragungsnetzes im Speziellen in Bezug auf die Umsetzung von Großprojekten zu sehen. Dabei ist es aus Sicht der Behörde angemessen, relevante Kommunikationsmaßnahmen für die Akzeptanz und in einem gewissen Maß auch für die positive Darstellung des Projektwerbers anzuerkennen. Kritisch wird jedoch auch der vorgebrachte Einwand der AK gesehen. Das Sponsoring eines Triathlons bzw. auch die Kostensteigerung von TEUR **** auf TEUR **** sind sachlich nur schwer mit einem direkten Nutzen für den Netzbetreiber in Zusammenhang zu bringen. Daher wird dem Vorbringen der AK gefolgt und TEUR **** aus der Kostenbasis bereinigt.

Verbleibende sonstige betriebliche Aufwendungen

Die verbleibenden sonstigen Aufwendungen haben in der Vergangenheit zu einem Großteil ILV-Verwaltungsaufwand für diverse zentral erbrachte Leistungen betroffen. Durch die Ausgestaltung des ITO sind diese internen Verrechnungen nicht mehr zulässig, da die X**** selbst die Leistungen

²⁹ 2018-05-25 16-27-11 WU Zus Dok 02-17 Kto. 753400 753400 Beratung.pdf

erbringt. Es werden keine internen Leistungen zwischen Konzern und X**** mehr direkt verrechnet, wodurch der verbleibende sonstige betriebliche Aufwand nur noch TEUR **** beträgt.

Bereinigung sonstige Aufwendungen für Netzverlustbeschaffung

Ergänzend sind noch die vorab anerkannten, sonstigen Aufwendungen für die Netzverlustbeschaffung, wie in Kapitel 5.1.7 beschrieben, auszuscheiden, da die Kosten iHv TEUR **** bereits über die Netzverlustkosten anerkannt wurden.

In nachfolgender Grafik werden alle Anpassungen im sonstigen betrieblichen Aufwand dargestellt:

5.1.11. Finanzierungskosten

Ermittlung verzinsliches Kapital

Mit V KOS **** /14 wurde von der Behörde auf Basis des § 38 Abs. 4 EIWOG 2010 die Umstellung auf eine Planwertmethode zur Ermittlung der Finanzierungskosten umgesetzt.

Aus den übermittelten Unterlagen geht hervor, dass im Geschäftsjahr 2019 mit einer verzinslichen Kapitalbasis iHv TEUR **** kalkuliert werde. Daher geht dieser Wert zur Gänze in die Kostenermittlung ein. Es sei an dieser Stelle analog zu den Abschreibungen (siehe Punkt 5.1.9 Abschreibungen) darauf hingewiesen, dass bei deutlichen Überschätzungen höhere Zinssätze bei der Aufrollung mit Ist-Werten zur Anwendung kommen, um Anreize zur Erhöhung der Planungsgenauigkeit des Unternehmens zu schaffen.

In einem ersten Schritt wird somit die verzinsliche Kapitalbasis für das Geschäftsjahr 2017 auf Basis der Planwerte 2019 ermittelt:

Darüber hinaus ist die geplante Entwicklung der Buchwerte bzw. Baukostenzuschüsse zu berücksichtigen. Auf Basis der vom Unternehmen übermittelten Stellungnahme wird ein Buchwertwachstum aufgrund von Investitionen, im Speziellen der S****-leitung, der W****-leitung sowie der laufenden Generalerneuerung bzw. dem Ersatzneubau der D****-schiene von **** nach E***** iHv TEUR **** beantragt. Die Behörde plausibilisiert die Annahme des Unternehmens auf Basis des eingereichten Netzentwicklungsplans für 2018 und kann dem Antrag folgen. Aufgrund des

hohen Investitionsbedarfs in der Zukunft ist mit weiter deutlich steigenden Kapitalkosten und damit steigenden Entgelten auf der Netzebene 1 und Netzebene 2 zu rechnen.

Ergänzend ist die Auswirkung der bestehenden regulatorischen Rücklage wie in den vergangenen Jahren auch für das Jahr 2019 zu berücksichtigen. Nach Angaben des Unternehmens wird die Rücklage einen Wert iHv TEUR **** aufweisen.

Die einzelnen Anpassungsschritte zusammengefasst machen in Summe eine Steigerung der verzinslichen Kapitalbasis nach Stellungnahme um TEUR **** (vor Stellungnahme TEUR ****) erforderlich.

Die verzinsliche Kapitalbasis für das Jahr 2017 ermittelt sich somit wie folgt:

Finanzierungskosten – Gewogener Kapitalkostensatz (WACC)

Gemäß § 60 Abs. 3 EIWOG 2010 ist eine Überprüfung der Kapitalstruktur durchzuführen. Sie zeigt folgendes Ergebnis:

Der Eigenkapital-Anteil der X**** liegt bei der vorliegenden Berechnung bei ****% (Vorjahr: ****%). Da gemäß § 60 Abs. 3 EIWOG 2010 erst ein Unterschreiten von mehr als 10 % der Normkapitalstruktur mit 40 % Eigenkapital- und 60 % Fremdkapitalanteil eine Anpassung des Zinssatzes erforderlich macht, wird im gegenständlichen Verfahren der reguläre Zinssatz von 4,88% angewandt.

Auswirkung von EIB-Finanzierungen

Das Unternehmen hat für den Bau der St****- und S****-leitung Kredite der Europäischen Investitionsbank (EIB) erhalten. Die einzelnen Verträge und Bedingungen wurden im Verfahren K SNT S ****/10 im Detail analysiert. So bestehen für die Finanzierung der St****-leitung eine fixe Verzinsung und für die Kredite für die S****-leitung eine variable Verzinsung.

Seit dem Verfahren K SNT S ****/10 werden die Differenzbeträge zwischen anerkanntem Fremdkapitalkostensatz und jenem der Kreditverträge im Verhältnis von 50:50 zwischen Unternehmen und Kunden aufgeteilt, um den administrativen Mehraufwand einer EIB-Finanzierung

abzudecken. Die Aufteilung, die damals auf Basis der vorliegenden Werte gefunden wurde, spiegelt jedoch in keiner Weise den tatsächlichen administrativen Aufwand der EIB-Finanzierung wider.

Die Behörde hat von der EIB den Anforderungskatalog für Projektwerber erhalten, woraus ersichtlich ist, dass die Überprüfungsaspekte großteils ident sind mit anderen Kommerzbanken. Wesentlicher Unterschied ist eine technische und ökonomische Überprüfung des Projektes zu Beginn. Gerade aber für diese Themen dürften jedenfalls die Ressourcen der X***** selbst und nicht jene von Finanzierungsabteilungen benötigt werden.

Weiters wurden mit der Ausgestaltung des ITO für die X***** auch zusätzliche personelle Ressourcen geschaffen, die auch für die Finanzierung von Großprojekten wesentliche Aspekte und Aufgaben übernehmen können. Sofern der Antrag zur EIB-Finanzierung dies rechtfertigt, kann bei Bedarf auch zusätzliches Personal aufgenommen werden. Jedenfalls ist von einer weiteren pauschalen Abgeltung der Hälfte des Vorteils für die Zukunft abzusehen, da davon auszugehen ist, dass ein etwaiger administrativer Mehraufwand in der Vergangenheit mit den bisher erhaltenen Beträgen abgegolten ist.

Laut Auskunft der Eigentümervertreter ist die EIB-Finanzierung mit maximal 20 % des Eigenkapitals des betroffenen Unternehmens begrenzt, weshalb der Umfang der EIB-Finanzierung lediglich durch die hohen Eigenkapitalbestände des Eigentümers erreicht werden kann.

In Folge werden die Kredite der EIB aufgelistet:

Derzeit erfolgt allerdings eine neue Ermittlung des dem Netzbetrieb zurechenbaren Vorteils aus der EIB-Finanzierung, welche in Folge dargestellt ist:

Aufrollung CAPEX

Im Zuge der Zuordnung der einzelnen EIB-Kredite wurde auf die unterschiedlichen Laufzeiten Bedacht genommen. Dabei bestand das Ziel, eine Laufzeit zu finden, welche der Festsetzung des WACC über fünf Jahre möglichst gut entspricht. Die Vorgehensweise wurde analog zum vergangenen Verfahren V KOS *****/17 gewählt.

Die erforderliche Korrektur der EIB-Finanzierung wird im gegenständlichen Verfahren mit TEUR ***** festgesetzt (vgl. Beilage ./2).

Wie eingangs zur verzinslichen Kapitalbasis beschrieben, müssen zusätzlich die Planwerte aus dem Verfahren V KOS *****/16 aufgerollt werden.

Bei der Aufrollung der verzinslichen Kapitalbasis werden in einem ersten Schritt die Buchwerte der Baukostenzuschüsse für den Plan- und den IST-Wert in Abzug gebracht. Die daraus resultierende Plan- und IST-Nettokapitalbasis wird gegenübergestellt und ergibt eine Differenz iHv TEUR *****. Im zweiten Schritt wird der kalkulierte Wert mit dem WACC verzinst und ergibt einen für die Finanzierungskosten aufzurollenden Betrag von TEUR *****.

Als Investitionsförderung wird ein Mark-up in der Höhe von ***** % auf die eigenkapitalfinanzierten Nettozugänge ab dem Geschäftsjahr 2019 gewährt. Im Rahmen der Stellungnahme beantragt das Unternehmen für die Investitionen 2018 und 2019, abzüglich deren Abschreibung und Baukostenzuschüsse, einen Wert für die Bemessungsgrundlage iHv TEUR*****. Die Behörde zieht auch hier die Angaben aus dem Netzentwicklungsplan zur Plausibilisierung des Antrags heran. Auffällig dabei ist, dass für das Jahr 2018 ein um rund TEUR *****höherer Ansatz iHv TEUR ***** (NEP 2018 TEUR *****) gewählt wurde, als der Netzentwicklungsplan ausweist. Es wird zwar darauf hingewiesen, dass der Wert im Netzentwicklungsplan kein Gesamtinvestitionsvolumen des entsprechenden Jahres darstellt, aber eine Abweichung in dieser Höhe scheint der Behörde markant. Da dieser Wert mit den IST-Werten aufgerollt wird, kommt der Ansatz gemäß dem Antrag des Unternehmens zur Anwendung. Bei deutlichen Überschätzungen kommen höhere Zinssätze bei der Aufrollung mit Ist-Werten zur Anwendung, um einen Anreiz zur Planungsgenauigkeit zu setzen. Aus dem beantragten Ansatz ergeben sich zusätzlich anzuerkennende Kosten iHv TEUR ***** (*****).

Zusätzlich beantragt das Unternehmen, jene Planinvestitionen für 2018 und 2019, die die S*****-leitung betreffen (rund TEUR *****), von einer zukünftigen Verzinsung der Plan-Ist-Abweichung in den Folgeverfahren auszunehmen. Begründet werde dies mit der hohen Planungsunsicherheit im Rahmen des Projekts.

Die Behörde lehnt den Antrag des Unternehmens ab. Die Anreizkomponente ist nur dann sinnvoll und effizient, wenn das Unternehmen den beantragten Werten auch eine entsprechende Planungsgenauigkeit zugrunde legt. Projektverläufe mit hoher Unsicherheit sollten daher aus unternehmerischer Vorsicht gar nicht eingebracht werden. Ein Anreiz auf Projekte, die sich eventuell verzögern oder vom Planungshorizont unbestimmt sind, ist aus Sicht der Behörde im Sinne einer

zielgerichteten Beanreizung von zukünftigen Investitionen nicht sachgerecht. Die Planwerte werden daher in künftigen Verfahren vollständig einem Plan-Ist-Abgleich unterzogen und entsprechend verzinst angesetzt.

Stellungnahme der WKÖ

Der "Mark-up", also ein Zuschlag zum WACC, für Neuinvestitionen sei laut WKÖ zu streichen, da der Eigenkapitalzins bereits so berechnet sei, dass ein hinreichender Anreiz für Neuinvestitionen bestehe. Durch den Mark-up ergeben sich WACC-Werte in ähnlicher Höhe wie in der letzten Regulierungsperiode, wodurch die Neuberechnung ad absurdum geführt werde und die relevanten Marktverhältnisse de facto unberücksichtigt geblieben seien. Weiters verweise die WKÖ auf die eigenen Ausführungen der Behörde in der Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode für Stromnetzbetreiber, wo sie dies im Übrigen selbst so gesehen hätte und den Mark-up gestrichen habe. Es sei kein Grund ersichtlich, warum die angeführte Begründung für die Streichung des Mark-up in der dritten Regulierungsperiode nunmehr keine Gültigkeit mehr haben solle. Außerdem sei die Berechnung des Mark-up nicht nachvollziehbar. Es werde – sofern die Anerkennung bestehen bleibe – um Überprüfung ersucht.

Der seit dem letzten Ermittlungsverfahren angewandte Mark-up ist aus Sicht der Behörde keine Korrektur des angemessenen Eigenkapitalzinssatzes, denn sonst wäre dieser als nicht korrekt einzustufen. Er dient einer zusätzlichen Investitionsförderung und geht damit über den angemessenen Finanzierungskostensatz gemäß § 60 EIWOG 2010 hinaus.

Abschließend weist die Behörde darauf hin, dass bei der Berechnung des Mark-up ein Formelfehler enthalten war, welcher von der Behörde korrigiert wurde.

In Summe werden daher die anerkannten Finanzierungskosten nach Stellungnahme um TEUR ***** erhöht.

Zusammenfassung Ermittlung Finanzierungskosten

Auf Basis der durchgeführten Ermittlungsschritte sowie der Würdigung der Stellungnahme des Unternehmens ergeben sich Finanzierungskosten iHv TEUR *****.

5.1.12. Kostenaktualisierung

In der Beilage ./1 erfolgt die Aktualisierung der Kostenbasis 2017 auf den Zeitpunkt des Inkrafttretens der neuen Verordnung in **drei Schritten (A, B und C)**.

In **Schritt A** wird die Zielvorgabe (ZV) ermittelt. Dies erfolgt in **drei Unterschritten**:

1. **ZV**: Die Höhe des Produktivitätsfortschritts (und entsprechend die Zielvorgabe der Zielwert) wird, wie bereits unter Punkt 2.2.1. ausgeführt, mit **** % für die Entgeltermittlung des Jahres 2019 angesetzt.
2. **Anwendungsdauer**: Der Beginn des Bezugszeitraumes der Zielvorgabe fällt auf den Bilanzstichtag des Referenzjahres. Der Bezugszeitraum endet mit jener Periode, für die die Kosten festgestellt werden.
3. **Zusammenführung von (1) und (2)**: Die Zusammenführung von (1) und (2) erfolgt durch Multiplikation. Dabei wird die jährliche Zielvorgabe auf jedes Jahr der Anwendungsdauer erneut angewandt

In **Schritt B** werden die Kostensteigerungen für die Anpassungsdauer abgebildet. Dies erfolgt durch eine Bereinigung um die Änderung des Netzbetreiberindex, Δ NPI, für diesen Zeitraum. Die Berechnung des Δ NPI ist in Kapitel 2.2.2 ersichtlich.

In **Schritt C** erfolgt die Aktualisierung der Netzkosten des Jahres 2017, welche nicht durch Vorscheurechnungen auf 2019 angepasst wurden, durch Multiplikation der Netzkosten mit dem auf Basis von **Schritt A und B** ermittelten Faktor von **** %.

Anträge des Unternehmens zur zusätzlichen Abgeltung von Sonderthemen

Das Unternehmen bringt im Zuge der Erhebungen des gegenständlichen Verfahrens vor, dass für die Tätigkeiten der X**** in den Bereichen „Netzstabilität“ und „Marktliquidität“ weiterhin zusätzliche Anreize gewährt werden sollen. Die Herausforderungen in diesen Bereichen blieben weiterhin extrem hoch und daher werde eine Fortführung des Anreizsystems in den Themenblöcken Netzstabilität und Marktliquidität von X**** beantragt. Dazu übermittle das Unternehmen prozedurale Kriterien, die als entsprechende Basis zur Feststellung erbrachter Leistungen in den genannten Bereichen dienen sollen (vgl. Beilage ./7). Für beide Bereiche werde jeweils ein Betrag iHv TEUR **** (Gesamt TEUR ****) gefordert.

Wie schon im Verfahren V KOS *****/17 führt die Behörde aus, dass die Anreizregulierung zur Erreichung des volkswirtschaftlichen Optimums versucht, soweit wie möglich folgende Regulierungsziele bei einem natürlichen Monopol zu vereinen:

- Vermeidung des Wohlfahrtsverlustes durch die Unterbindung von Monopolrenten
- Steigerung der Effizienz der Unternehmen durch Gewinnanreize

§ 59 Abs. 2 EIWOG 2010 normiert, dass für Netzbetreiber „bei der Ermittlung individueller Zielvorgaben auch Teilprozesse herangezogen werden können“. Hierbei sollen „Anreize bestehen, die Effizienz zu steigern und notwendige Investitionen angemessen durchführen zu können“. Die erläuternden Bemerkungen zu § 59 Abs. 2 und 3 gehen ua. von folgendem Verständnis aus: „Um Unternehmen einen Anreiz zur produktiven Effizienz und Kosteneinsparung zu bieten, sollte ihnen zumindest für eine gewisse Zeitperiode eine Belohnung für diese Anstrengung gewährt [...] werden.“

Vor diesem Hintergrund wird den Argumenten des Unternehmens gefolgt und es erfolgt eine Kostenanerkennung über EUR ***** Mio. für Aktivitäten im Bereich der Netzstabilität und Marktliquidität. Es werden somit abermals Anreize im Hinblick auf die Netzstabilität und die Marktliquidität gewährt.

Wie eingangs ausgeführt, wird auf Basis der überermittelten Kriterien evaluiert werden, ob entsprechende Ziele und vor allem der entsprechende nachvollziehbare Nutzen für den Endkunden bzw. den Markt erreicht wurden. Sollten die angeführten Parameter unter Effizienzgesichtspunkten im Geschäftsjahr 2019 erreicht werden, kann dem Unternehmen die „Belohnung für diese Anstrengung“ zugestanden werden. Sollte dies nicht der Fall sein und den entsprechenden Kriterien keine ausreichend positiven Effekte oder kein relevanter Nutzen für den Endkunden oder Markt zugrunde liegen, so wird die Belohnung im nächsten Kostenverfahren aufgerollt und abgezogen. Dieses System ist, entgegen der Forderung des Unternehmens nach einer mehrjährigen Festlegung, jedenfalls nur für dieses Verfahren und unabhängig von der Höhe und zeitlichen Festsetzung des WACC zu sehen.

Vorbehaltlich der Evaluierung im Verfahren V KOS *****/20 werden aus beiden beantragten Titeln TEUR ***** zusätzlich in der Kostenermittlung berücksichtigt.

Zusätzlich fordert das Unternehmen die Berücksichtigung von zusätzlichen TEUR ***** für die Intensivierung der Tätigkeiten im Bereich Forschung und Innovation (vgl. Beilage ./8).

Die Behörde folgt dem Antrag des Unternehmens nicht und verweist auf die bestehende Regulierungssystematik (Kosten-Plus Regulierung), in der für den gewöhnlichen OPEX Bereich keine Plankosten oder vergleichbare Ansätze gewählt werden. Weiters sieht die Behörde hierfür keine Notwendigkeit, da das Unternehmen ausreichend Mittel zur Zwischenfinanzierung zu Verfügung hat.

In Summe erhöht sich somit der Betrag für die Abgeltung in den zuvor genannten Bereichen wie folgt:

Stellungnahme BAK

Die BAK bringt in ihrer Stellungnahme vor, dass sie bereits in der Vergangenheit dargelegt habe, dass eine pauschale zusätzliche Abgeltung abgelehnt werde und solche Anreize mit Bedacht zu wählen seien. Sie sollten spezifisch an klar definierte Ziele gebunden sein und sich in ausgewogenem Umfang aus Bonus-Malus-Anreizen zusammensetzen. Die BAK weise in diesem Zusammenhang darauf hin, dass die Aufgaben des Übertragungsnetzbetreibers im EIWOG 2010 klar geregelt seien. Die Kosten der von der X***** durchgeführten Projekte werden über die Anerkennung von Betriebs- und Investitionskosten ohnehin abgegolten. Eine zusätzliche Abgeltung von Leistungen über Prämien sei daher nur dann sachlich gerechtfertigt, wenn daraus ein zusätzlicher Nutzen für die Netzbenutzer entstehe.

Die Ausgestaltung des Prämiensystems müsse den Mitnahmeeffekt minimieren. Das bedeute, Ziele müssen ambitioniert und quantifizierbar sein. Qualitative Kriterien reichen als objektives Kriterium alleine nicht aus und die Zielerreichung dürfe kein „Selbstläufer“ sein. Dementsprechend seien vor allem technisch und/oder ökonomisch messbare Ziele zu definieren. Die X***** habe neben den Prämien im Bereich Netzstabilisierung, Marktliquidität und Regelenergie noch eine weitere Prämie für „Intensivierung Tätigkeiten im Bereich Forschung und Innovation“ beantragt. Die BAK teile die Auffassung der Behörde, diesem Antrag nicht stattzugeben. Die X***** habe diesbezüglich einen gesetzlichen Auftrag, verfüge über ausreichend Kapital und eine hohe regulatorische Verzinsung. Eine Vorfinanzierung von Forschungsausgaben, welche einzig dazu diene, den Zeitverzug bei der Kostenanerkennung zu vermeiden, sei daher nicht notwendig. Außerdem würde eine solche Vorfinanzierung den Prüfungsaufwand der Behörde deutlich erhöhen und sei daher auch aus verwaltungsökonomischen Gründen abzulehnen.

Stellungnahme WKÖ

Wie die WKÖ in ihrer Stellungnahme ausführt, habe der Netzbetreiber eine Kriterienliste übermittelt, anhand derer die künftige Auszahlung des Anreizbetrags in Höhe von ***** MEUR überprüft werden soll. Diese Kriterien müssen aus Sicht der WKÖ einerseits von der Behörde überprüft und beurteilt werden, ob sie dazu beitragen, einen volkswirtschaftlichen Nutzen zu erzielen und damit auch dem Kunden zugutekommen.

Weiters sei zu prüfen, ob in der Kriterienliste ein ambitioniertes Vorgehen erkennbar sei, damit nicht ein Mitnahmeeffekt (Bonus für Tätigkeiten, die ohnedies „am Plan stehen“) gegeben sei. Denn eine Kriterienliste, die lediglich vom Antragsteller, der den Bonus lukrieren will, ausgearbeitet werde, sei kritisch zu hinterfragen. Sofern die Kriterien von der Behörde approbiert werden, könne die Liste

bereits zur Evaluierung des letztjährigen Bonus herangezogen werden; der Netzbetreiber müsste dann zumindest Teilschritte der genannten Projekte nachweisen können. Die Behörde werde daher um Prüfung ersucht, ob der im vergangenen Jahr gewährte Bonus diese Punkte erfülle. Falls dem nicht so wäre, gehe die WKÖ davon aus, dass der Betrag aberkannt und im diesjährigen Verfahren aufgerollt werde.

Weiters werde die Vorgangsweise der Behörde bei der ex-ante Anerkennung für Forschungstätigkeiten von der WKÖ ausdrücklich unterstützt. Aus Sicht der WKÖ seien die systematischen Parameter (z.B. WACC) bereits ausreichend hoch, weshalb kein weiterer Anreiz für Forschung und Innovation erforderlich sei.

Stellungnahme des Unternehmens im Rahmen der mündlichen Verhandlung

Im Rahmen der mündlichen Verhandlung vom 18. Oktober 2018 führt das Unternehmen aus, dass die jetzige Fassung des EIWOG als veraltet empfunden werde, weil sich viele neue Entwicklungen im Stromsektor ergeben hätten. Ein großer Teil des Geschäftes würde im Marktbereich umgesetzt werden, ohne dass es dafür gesetzliche Regelungen gibt. Das gleiche dieses Anreizsystem aus.

Würdigung der Behörde

Die Behörde nimmt die Stellungnahme der BAK und WKÖ zur Kenntnis. Aus Sicht der Behörde erscheint es abhängig von den Rahmenbedingungen sinnvoll und sachgerecht, entsprechende Anreizsysteme sowohl an qualitativen als auch an quantifizierbaren Zielen festzumachen. Im laufenden Verfahren wurde mit dem Unternehmen auch schon darüber diskutiert, wie eine Quantifizierung ausgestaltet könnte. Aufgrund des umfassenden Diskussionsbedarfs sowie der Notwendigkeit, sich entsprechend damit auseinanderzusetzen, wurden vorerst die qualitativen Ziele für eine Ergebnisevaluierung herangezogen. Aus energiewirtschaftlicher Sicht ergibt sich für das laufende Verfahren nach wie vor eine Situation, die von laufenden Änderungen durch die Umsetzung des dritten Binnenmarktpaketes gekennzeichnet ist. Die schrittweise Implementierung von Network Codes und Guidelines führt zu Umstellungen im Marktgefüge und zu betrieblichen Anpassungen. Die quantitativen Resultate bzw. Auswirkungen dieser Modifikationen sind schwer prognostizierbar. Ungeachtet dessen werden laufend Überlegungen angestellt, ob bzw. wie in nächsten Schritten eine verstärkte Quantifizierung erfolgen kann.

Die Behörde nimmt abschließend die Rückmeldung der AK auf und wird weitere Gespräche mit dem Unternehmen führen, um schon im kommenden Verfahren neben den vorliegenden qualitativen Zielen auch entsprechende quantitative Ziele festzusetzen. Damit sollte der Befürchtung der BAK, dass es sich um einen reinen Selbstläufer bzw. um Mitnahmeeffekte handelt, Rechnung getragen werden. Das Unternehmen ist gleichzeitig aufgefordert, für das kommende Verfahren eine entsprechende

Grundlage aufzubereiten, die der Forderung der BAK nachkommt und entsprechende Ziele auch quantitativ hinterlegt.

Nach Kostenaktualisierung ergibt sich eine festgestellte Netzkostenbasis für 2017 von TEUR ***** (vgl. Kapitel 0).

5.1.13. Regulierungskonto

§ 50 Abs. 1 EIWOG 2010 sieht vor, Differenzbeträge zwischen den tatsächlich erzielten und den der Systemnutzungsentgelte-Verordnung zugrundeliegenden Erlösen bei der Feststellung der Kostenbasis für die nächsten Entgeltperioden zu berücksichtigen.

Hinsichtlich der Entgeltkomponenten werden folgende Bereiche einer Aufrollung unterzogen:

Abschließend muss gemäß den Feststellungen aus dem Verfahren V KOS *****/16 systemtechnisch das Regulierungskonto Netzverluste auch anteilig dem Netznutzungsentgelt zugerechnet werden, da es sonst zu einer nicht sachgerechten Feststellung der Entgeltkomponenten käme.

Aus obiger Abbildung ist ersichtlich, dass ***** % der Erhöhung der Netzverlustmengen auf die internationalen Transporte zurückzuführen sind, weshalb dieser Anteil des Regulierungskontos auch dem Netznutzungsentgelt zugeordnet wird.

Die Aufrollung der Kosten für Sekundärregelung wird wie folgt berücksichtigt:

Im Rahmen der Aufrollung Sekundärregelung wird bei Erreichen der relevanten Grenzen der entsprechende Bonus gemäß Anreizsystematik des Verfahrens V KOS *****/16 berücksichtigt. Das Unternehmen hat die Grenze von TEUR ***** zur Erreichung des vollen Bonus mit TEUR ***** unterschritten. Damit wird der Bonus von TEUR ***** in voller Höhe angesetzt³⁰.

Von einer expliziten Aufrollung der ITC-Erlöse wird abgesehen, da ohnehin jährlich eine Aufrollung der Plan-Ist-Werte durchgeführt wird.

Stellungnahme X*****

³⁰ 2018-03-16 14-47-33 WU Zus Dok 01. Abrechnung Bonus_Regelenergie_2016 Bonus_Regelenergie_2016.pdf

Abschließend führt das Unternehmen in seiner Stellungnahme zur Umsetzung der GLEB wie folgt aus: Auf Basis der erwähnten Richtlinie werden im Jahr 2019 voraussichtlich „Mehrergebnisse im Zuge der Erlöse aus Ausgleichsenergie“ entstehen. Die Behörde werde in den diesbezüglich kommenden Konsultationsverfahren vom Unternehmen laufend informiert werden. Da für die innerstaatliche Umsetzung und Verwendung dieser Erlöse in Österreich noch keine Regelung in Kraft sei, beantrage das Unternehmen, bis zum Inkrafttreten dieser Bestimmungen im Anwendungsfall die Buchungslogik analog zum gesetzlichen Regulierungskonto gemäß § 50 EIWOG anwenden zu dürfen.

Stellungnahme BAK

Wie die BAK in ihrer Stellungnahme vorbringt, werden die Kosten für die Sekundärregelung (Regelenergie) über das Systemdienstleistungsentgelt verrechnet. Das Systemdienstleistungsentgelt werde zu 78 % von den Stromerzeugern (ab 5 MW Leistung) getragen. Der Rest werde über die Verrechnung der Ausgleichsenergie durch die Bilanzgruppen aufgebracht. Mit 18. Dezember 2018 trete nun die GLEB in Kraft. Die daraus resultierenden Vorgaben führen dazu, dass die Kosten für die Regelarbeit nun direkt den Bilanzgruppen verrechnet werden müssen. Die bisher bestehende 78 %-Regelung werde damit weitgehend obsolet. Oder anders ausgedrückt: Die von den europäischen Übertragungsnetzbetreibern festgelegten sogenannten „technischen“ Regeln der GLEB führen zu einer signifikanten Entlastung der Stromerzeuger idHv rund *****/MEUR jährlich. Gleichzeitig komme es zu einer deutlichen Mehrbelastung aller anderen Netznutzer. Besonders betroffen seien davon jene Bilanzgruppen, die häufig Regelenergie in Anspruch nehmen müssen. Dies betreffe besonders die Bilanzgruppe der OeMAG mit den (geförderten) Ökostromanlagen. Die dort anfallenden Mehrkosten werden über die Ökostromförderung an die Stromverbraucher (zum überwiegenden Teil private Haushalte) gewälzt. Die BAK fordere die Regulierungsbehörde auf, im Zuge der Umsetzung der GLEB eine Verschiebung der Kosten hin zu privaten Haushalten so gering wie möglich zu halten. Aus Sicht der BAK sei die Behörde darüber hinaus gefordert, im Rahmen ihrer Möglichkeiten eine Systemkostenbeteiligung der Erzeuger sicherzustellen und neue Anreize zu schaffen, die hohen Regelenergiepreisen entgegenwirken.

Würdigung der Behörde

Die Behörde hält dazu wie folgt fest: Die von der BAK ins Treffen geführte Regelung aus der GLEB, wonach Ausgleichsenergiekosten an Bilanzgruppen zu verrechnen sind, gilt unmittelbar und ist von der vollziehenden Behörde anzuwenden. Eine Verrechnung der Ausgleichsenergiekosten an die Bilanzgruppen ist auch aus Sicht der Behörde verursachungsgerecht. Zu der genannten „Verschiebung der Kosten“ kommt es durch die Änderung der Bepreisung der durch die APCS Power Clearing and Settlement AG verrechneten Ausgleichsenergie. Die Bestimmung der Ausgleichsenergiepreisformel ist allerdings nicht Gegenstand dieses Verfahrens. Die durch die neuen Verrechnungsmodalitäten eintretenden Mehr-/Mindererlöse müssen in Ermangelung einer

gesetzlichen Bestimmung, welche deren Verwendung regelt, vorerst von X**** auf einem abgrenzbaren Konto treuhänderisch verwaltet werden.

5.1.14. Zusammenfassung Kosten nach Stellungnahme für das Geschäftsjahr 2017

5.2. Ergebnis der Mengenermittlung

Die ermittelten Mengendaten für das Jahr 2017 basieren auf den vom Netzbetreiber übermittelten Messdaten, die einer Plausibilisierung unterzogen worden sind. Das Mengengerüst besteht aus folgenden Komponenten:

- Gesamtabgabe an Endkunden in der Regelzone, Abgabe an Verteilernetzbetreiber je Netzebene, Erzeugungsmengen gesamt, Einspeisemengen pro Netzebene

- Mengendaten zum Bezug von Pumpstrom – Netzebene 1

III. Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Bescheid kann gemäß § 7 VwGVG das Rechtsmittel der Beschwerde an das Bundesverwaltungsgericht erhoben werden. Die Beschwerde ist binnen vier Wochen nach erfolgter Zustellung dieses Bescheides bei der Energie-Control Austria einzubringen und hat die Bezeichnung des angefochtenen Bescheides, die belangte Behörde und die Gründe auf die sich die behauptete Rechtswidrigkeit stützt, sowie das Begehren zu enthalten. Für Beschwerden an das Bundesverwaltungsgericht wird ersucht, die Eingabegebühr von EUR 30,0 gemäß § 14 TP 6 Abs. 5 Z 1 lit. b Gebührengesetz (GebG) 1957, BGBl. Nr. 267/1957 idgF, iVm § 2 BuLVwG-EGebV, BGBl. II Nr. 387/2014 idgF, unter Angabe des Verwendungszwecks durch Überweisung auf das entsprechende Konto des Finanzamtes für Gebühren, Verkehrssteuern und Glücksspiel gemäß § 1 Abs. 3 BuLVwG-EGebV, IBAN: AT83 0100 0000 0550 4109, BIC: BUNDATWW, zu entrichten.

Energie-Control Austria
für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)

Wien, am 30. Oktober 2018

Der Vorstand

Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.
Vorstandsmitglied

DI Andreas Eigenbauer
Vorstandsmitglied

Beilagen:

Beilage .1 Kostenaktualisierung 2018 nSTN

Beilage .2 WACC

Beilage .3 Not E3grid2012

Beilage .4 BKZ Verwendung 2018 nSTN

Beilage .5 VEB Verrechnungspreis 2018

Beilage .6a Regulierungssystematik dritte Periode Gas Verteilernetz

Beilage .6b Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber

Beilage .7 Antrag Anreize Prozedurale Kriterien 2019

Beilage .8 Antrag Anreize Anreiz Neue Aufgaben Innovation

Beilage .9 Sekundärregelung Anreizmodell Regelreserven

Beilage .10 Beschaffung Sekundärregelung RPT-F****

Beilage .11 Niederschrift der mündlichen Verhandlung vom 18. Oktober 2018

Ergeht als Bescheid an:

per elektronischer Zustellung

Wirtschaftskammer Österreich
z.H. ****
Wiedner Hauptstraße 63
1045 Wien

per elektronischer Zustellung

Bundesarbeitskammer
z.H. ****
Prinz-Eugen-Straße 20-22
1040 Wien

per elektronischer Zustellung

Ergeht zur Information an:

Landwirtschaftskammer Österreich
z.H. ****
Schauflegasse 6
1014 Wien

per elektronischer Zustellung

Österreichischer Gewerkschaftsbund
z.H. ****
Johann-Böhm-Platz 1
1020 Wien

per elektronischer Zustellung