

An die
Ö**

Linke Wienzeile 4/1/6, 1060 Wien
T: +43 1 5050707
F: +43 1 5050707 180
office@schienencontrol.gv.at
DVR-Nr: 1060163

GZ: SCK-WA-16-017

BESCHEID

Die Schienen-Control Kommission hat durch Dr. Robert Streller als Vorsitzenden sowie Dr. Karl-Johann Hartig und MMag. Dr. Clemens Kaupa, LL.M. als weitere Mitglieder im gemäß § 74 EisbG von Amts wegen eingeleiteten Verfahren zur Wettbewerbsüberwachung betreffend Zugang zum Bahnstromnetz zu Recht erkannt:

SPRUCH:

I.

- 1) In dem Anhang „Durchleitung Bahnstrom“ zu den Schienennetz-Nutzungsbedingungen 2017 werden jeweils folgende Tarife im nachstehenden Umfang für unwirksam erklärt:

Unter Punkt 3. b) Netzentgelte der Tarif „Verteilung 16,7 Hz-Bahnstrom“, der Hochtarif mit 38,11 EUR je MWh, soweit er eine Höhe von 29,68 EUR je MWh überschreitet, der Niedertarif mit 31,75 EUR je MWh soweit er eine Höhe von 24,73 EUR je MWh überschreitet.

- 2) Die Ö** hat den in dem Anhang „Durchleitung Bahnstrom“ zu den Schienennetz-Nutzungsbedingungen 2017 unter Punkt 3. b) veröffentlichten Tarif „Verteilung 16,7 Hz-Bahnstrom“ binnen fünf Arbeitstagen ab Zustellung dieses Bescheides aus dem auf ihrer Internetseite abrufbaren Anhang „Durchleitung Bahnstrom“ zu den Schienennetz-Nutzungsbedingungen 2017 zu entfernen und durch die im Spruchpunkt I. 1) angeführten Tarife zu ersetzen.

- 3) Die Ö** hat es ab Zustellung dieses Bescheides zu unterlassen, sich gegenüber Eisenbahnverkehrsunternehmen auf die im Spruchpunkt I. 1) für unwirksam erklärten Tarife zu berufen, etwa indem sie Verträge mit den Eisenbahnverkehrsunternehmen abschließt, in denen die Eisenbahnverkehrsunternehmen zur Leistung dieser Tarife verpflichtet werden, indem sie die Gewährung der Leistung von der Zahlung dieser Tarife abhängig macht, oder indem sie die Eisenbahnverkehrsunternehmen zur Zahlung dieser Tarife auffordert.

II.

Die Anträge der W** werden im übrigen geltend gemachten Umfang abgewiesen.

Rechtsgrundlagen:

§§ 37 ff, 56 ff Allgemeines Verwaltungsverfahrensgesetz (AVG) 1991,

§§ 54, 58b, 62a Abs 1, 69b, 74 Abs 1 Z 4, Z 5 bis Z 7 Eisenbahngesetz (EisbG) 1957.

Inhaltsverzeichnis

SPRUCH:	1
BEGRÜNDUNG:.....	8
Zum Gang des Verfahrens:.....	8
Die Schienen-Control Kommission hat in tatsächlicher und rechtlicher Hinsicht erwogen:.....	21
Die Schienen-Control Kommission stellt folgenden Sachverhalt fest:	21
1. Tarife für die Nutzung der Frequenzumformer und die Nutzung des Bahnstromnetzes...	21
2. Kostenpositionen, die der Ermittlung der Tarife zugrunde liegen	24
2.1 Kostenblöcke samt Kostenpositionen	24
2.2 Zuordnung der Kostenpositionen zu den Tarifen	24
2.3 Tarif „Nutzung Umformung“	25
2.4 Tarif „Verteilung“	26
3. Differenzierung zwischen Hoch- und Niedertarif	27
4. Verluste	29
4.1 Einführung	29
4.2 Verlustpreis	29
4.3 Verluste Frequenzumformer	33
4.4 Netzverluste Bahnstromleitungen	33
4.5 Netzverluste Oberleitung	34
5. Anlagenkosten.....	35
5.1 Einführung	35
5.2 Anlagen für die Umformung und Verteilung von Bahnstrom/Abgrenzung zu sonstigen Infrastrukturanlagen	39
5.3 Frequenzumformer	40
5.4 Umrichter Timelkam.....	42
5.5 Bahnstromleitungen.....	43
5.6 Zentrale Leitstelle Innsbruck	44
5.7 Abzug aktivierte Fremdkapitalzinsen	45
6. Systemdienstleistungen	47
6.1 Einführung	47
6.2 Regelleistung	47
6.2.1 Regelleistung Frequenzumformer	51
6.2.2 Regelleistung Kraftwerke	53
6.3 Ausfallreserve Frequenzumformer	55
6.4 Frequenzumformerverluste durch rotierende Reserve	57

6.5	Blindleistung	58
6.6	Schwarzstartfähigkeit	59
1.	OPEX.....	59
2.	CAPEX I.....	60
3.	CAPEX II.....	62
6.7	Kraftwerksreserve für Revisionen Frequenzumformer.....	62
6.8	Spannungsvorhaltung Lindau (Spullersee und Braz).....	64
6.9	Engpassmanagement	67
7.	Vorgelagerte Netzkosten	69
7.1	Einführung	69
7.2	Netzkosten APG.....	69
7.3	Netzkosten Timelkam-Vertrag	72
8.	Allgemeine Kosten	73
8.1	Einführung	73
8.2	Kosten aus Versorgungsauftrag	73
8.3	Kosten aus Lieferauftrag	75
8.4	Overhead Geschäftsbereich Bahnsysteme	76
8.5	Energiemanagement	76
8.6	ÖMAG-Zuweisung.....	77
8.7	Regulierungsmanagement	77
8.8	Risikopositionen	78
4.	Verlustenergiepreisrisiko	78
5.	Absatzrisiko	78
6.	Sonstige Unsicherheiten	79
9.	Darstellung der Plankosten der Ö** samt Korrekturen	79
	Diese Feststellungen beruhen auf folgender Beweiswürdigung:.....	85
	Zur Zuständigkeit der Schienen-Control Kommission:	89
	Zu den weiteren rechtlichen Erwägungen:.....	91
I.	Zu Spruchpunkt I.....	91
A.	Kostenmaßstab und Kostenzurechnung.....	91
i.	Kostenmaßstab.....	91
a.	Allgemeines	93
b.	Bahnstromnetze als Sonderfall der Bahnstromversorgung	95
c.	Einschränkendes Begriffsverständnis in der Rsp des EuGH	96
d.	Inhalt des Begriffs „Versorgungseinrichtung für Fahrstrom“	98

e.	Systemwidrigkeit, Normenwiderspruch und Grundrechtswidrigkeit.....	102
f.	Systematische Auslegung und Korrektur des Begriffsverständnisses	104
ii.	Kostenzurechnungsmaßstab	106
a.	Der Kostenmaßstab für Serviceleistungen in der Rsp des VwGH	106
b.	Qualifikation des Bahnstromnetzes als Eisenbahnanlage.....	109
c.	Umfang der dem Bahnstromnetzbetrieb gemäß § 19 EisbG zurechenbaren Leistungen.....	113
7.	aa. Stand der Technik und Betriebsführung	113
8.	bb. Unterschiede und gemeinsame Rahmenbedingungen	113
9.	cc. Einschlägige Normen des Energierechts und grundlegende Verpflichtungen des Übertragungsnetzbetriebs	114
10.	dd. Versorgungssicherheit und störungsfreier Betrieb.....	116
11.	ee. Ergebnis.....	119
iii.	Zu den Grundsätzen der Beweiswürdigung.....	120
B.	Regelleistung	123
i.	Ausgangslage	123
ii.	Mangelnde Vergleichbarkeit der Sachverständigengutachten	123
iii.	Methodik zur Berechnung der Regelleistungshöhe	125
iv.	Berechnung der Regelleistungshöhe im Bahnstromsystem	129
C.	Verlustpreis.....	131
i.	Ausgangslage	131
ii.	Kosten aus Versorgungs- und Lieferauftrag	131
iii.	Bewertung der Residualmenge	132
iv.	Bewertung zu Marktpreisen.....	135
v.	Ergebnis.....	137
D.	Engpassmanagement	138
i.	Verpflichtung der Ö** zum Einsatz von Engpassmanagementmaßnahmen	138
ii.	Beurteilung der Netzsituation und Erforderlichkeit von Engpassmanagementmaßnahmen	139
iii.	Methodik und Beweiswert der Herleitung.....	141
E.	Schwarzstartfähigkeit.....	144
i.	Sachverhalt und Ausgangslage	144
ii.	Gutachterliche Bewertung der Schwarzstartfähigkeit als Netzkostenposition	145
iii.	Rechtliche Einordnung von Netzverlustminimierung und Berücksichtigung als Netzkosten	146
iv.	Gegenpositionen zur Kostenzuordnung der Schwarzstartfähigkeit	148

v.	Beweiswürdigung	150
F.	Vermarktungsentgelt Timelkam	154
i.	Sachverhalt und Ausgangslage	154
ii.	Kraftwerkseinsatz zur Verlustkostenminimierung und Netzzurechnung	154
iii.	Rechtliche Einordnung von Netzverlustminimierung und Berücksichtigung als Netzkosten	157
iv.	Gegenpositionen zur Kostenzuordnung der Redispatchmaßnahmen	159
v.	Beweiswürdigung	160
G.	Spannungshaltung Lindau	162
i.	Sachverhalt und Ausgangslage	162
ii.	Gutachterliche Bewertung der benötigten Spannungshaltung	162
iii.	Rechtliche Einordnung der Spannungsvorhaltung	164
iv.	Gegenpositionen zur Kostenzuordnung der Schwarzstartfähigkeit	166
v.	Beweiswürdigung	167
H.	Kraftwerksbezogene Ausfallsreserve	169
i.	Sachverhalt und Ausgangslage	169
ii.	Kraftwerkseinsatz als Ausfallsreserve zum Zwecke der Lastabdeckung	169
iii.	Rechtliche Einordnung der zusätzlichen Kraftwerksreserve	171
iv.	Gegenpositionen zur Kostenzuordnung der Redispatchmaßnahmen	174
v.	Beweiswürdigung	177
I.	WACC	180
i.	Ausgangslage	180
ii.	Kapitalstruktur	180
iii.	Risikoloser Zinssatz	181
iv.	Beta	182
v.	Fremdkapitalkosten	182
J.	Regulierungsmanagement und Risikopositionen	184
i.	Sachverhalt und Ausgangslage	184
ii.	Rechtliche Einordnung von Regulierungsmanagement und Risikopositionen	184
K.	Kosten aus Versorgungsauftrag	186
II.	Zu Spruchpunkt II.	192
A.	Bereits erledigte Anträge	192
B.	Abspruch über die offenen Anträge in Spruchpunkt II	196
	Rechtsmittelbelehrung:	200

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Tarifmodell nach Kostenblöcken	24
Abbildung 2: Kostenpositionen je Tarif.....	25
Abbildung 3: Tarifzeiten 2017	27
Abbildung 4: Tarifzeiten samt Tarifen 2017.....	28
Abbildung 5: Verluste.....	30
Abbildung 6: Verlustkostenberechnung	31
Abbildung 7: WACC-Ermittlung $\ddot{O}^{**}$	36
Abbildung 8: WACC-Korrektur Auswirkungen	39
Abbildung 9: $\ddot{O}^{**}$ Bahnstromsystem	40
Abbildung 10: Anlagenkosten Frequenzumformer	42
Abbildung 11: Regelleistungsschwankung 2008.....	48
Abbildung 12: Aufteilung Regelleistung 2008.....	49
Abbildung 13: Regelleistung Frequenzumformer	51
Abbildung 14: Übersicht Kraftwerke und Umformer	55
Abbildung 15: Installierte Leistung Umformer	56
Abbildung 16: Anlagenkosten Frequenzumformer	57
Abbildung 17: Verteilung vorgelagerte Netzkosten APG.....	71
Abbildung 18: Überblick Kosten $\ddot{O}^{**}$ 2017	80
Abbildung 19: Tarife $\ddot{O}^{**}$ 2017	81
Abbildung 20: Überblick Kosten 2017 - Korrektur	82
Abbildung 21: Tarife 2017 - Korrektur	83
Abbildung 22: Tarifzeiten samt Tarifen 2017 - Korrektur	84

BEGRÜNDUNG:

Zum Gang des Verfahrens:

Mit Schreiben vom 16.12.2016 informierte die Schienen-Control Kommission die Ö**, vertreten durch J**, über die Einleitung eines wettbewerbsaufsichtsbehördlichen Verfahrens mit der GZ SCK-16-017 betreffend den Zugang zum Bahnstromnetz gemäß der Schienennetz-Nutzungsbedingungen 2017 („SNNB 2017“) der Ö** und ersuchte um Stellungnahme zu den Grundlagen der aktuellen Kostenpositionen für das Jahr 2017 sowie etwaiger Änderungen.

Die Ö** nahm daraufhin mit Schriftsatz vom 16.01.2017 zu dem Schreiben der Schienen-Control Kommission vom 16.12.2016 Stellung. Demnach sei das diesbezügliche Marktzugangsmodell, welches sich in den Netz-Verträgen „Bahnstromnetznutzungs- und Durchleitungsvertrag“ für den Bezug und die Lieferung von Bahnstrom abbilde, gegenüber dem Jahr 2016 grundsätzlich auch für das Jahr 2017 gleich geblieben. Dasselbe gelte auch für das dazugehörige Tarifmodell für die Nutzung des Bahnstromsystems, bestehend aus dem Tarif „Nutzung Umformung“ und dem Tarif „Verteilung“, sowie für den ausspeisseitigen Ansatz und die Verrechnung der Netzentgelte über den Bruttobezug der Bahnstromverbraucher.

Es seien jedoch sechs zusätzliche Kostenpositionen hinzugekommen, die von der Ö** in ihrem Schriftsatz näher erläutert wurden. Konkret sei die ursprüngliche Kostenposition „Ausfallsreserve“ durch die detaillierteren Kostenpositionen „Schwarzstart Kraftwerke (KW)“, „Revisionsvorhaltung und Ausfallsreserve“, „Spannungshaltung Lindau“ sowie „Engpassmanagement Kraftwerke (KW)“ ersetzt worden, um eine bessere Verständlichkeit und Nachvollziehbarkeit der Kostenpositionen gewährleisten zu können. Darüber hinaus seien auch noch die Kostenpositionen „Regulierungsmanagement“ und „Risikopositionen“ hinzugekommen.

Unter Schwarzstartfähigkeit sei die Fähigkeit eines Kraftwerks(-blocks) zu verstehen, unabhängig vom Stromnetz vom abgeschalteten Zustand ausgehend wieder hochfahren zu können. Diese Fähigkeit sei insbesondere bei einem flächendeckenden Stromausfall von Bedeutung, um das Netz wieder in Betrieb nehmen zu können und stelle eine Dienstleistung dar, die technisch-physikalisch nicht von den Frequenzumformern erbracht werden könne. Nur auf diese Weise könne die Sicherheit des Eisenbahnbetriebs, zu dessen Gewährleistung die Ö** gemäß § 19 Abs 1 EisbG gesetzlich verpflichtet sei, in der hierfür erforderlichen Qualität sichergestellt werden.

Grundsätzlich sei immer die Netzsicherheit und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, denn gerade in einem „kleinen“ Netz mit einer geringen Anzahl von Kraftwerken und hoher Lastvolatilität müssen alle Betriebsfälle, Störungen und Ausfälle abgedeckt werden, ohne

dabei die Versorgung zu gefährden. Deshalb müsse zu jedem Zeitpunkt dafür gesorgt werden, dass mindestens *** MW in Reserve für etwaige Ausfälle vorgehalten werden.

Die Ö** müsse weiters aufgrund ihres Lastabdeckungskonzepts in ihrem Durchleitungsmodell für das Jahr 2017 *** MW der regelfähigen Kraftwerke in der Kostenposition „Revisionsvorhaltung und Ausfallsreserve“ geltend machen.

Im Klostertal müsse der Kraftwerkseinsatz von etwa *** MW zwingend und stets vorgehalten werden um die Spannungen im Oberleitungsnetz in Lindau innerhalb der zulässigen Spannungsgrenzen gemäß ÖVE Norm EN50163:2004 gewährleisten zu können.

Eine Versorgung dieses Gebietes mit dem nächstgelegenen Frequenzumformer Ötztal ohne zusätzliche Einspeisung der Kraftwerke im Klostertal würde nämlich Spannungen unterhalb der zulässigen Grenzen nach sich ziehen, sodass ein regulärer Zugbetrieb dadurch nicht möglich sei.

Die hierfür vorgesehene Kostenposition „Spannungshaltung Lindau“ betrage *** Mio. Euro und werde mit einem Gutachten von D**, welches am 31.01.2017 noch nachgereicht werden würde, untermauert.

Die 16,7 Hz-Kraftwerke müssten nun einem Wettbewerb mit 50 Hz-Kraftwerken standhalten. Es würden jedoch Kosten in Form von entgangenen Erlösen am Spot-, Intraday- bzw. Regenergiemarkt durch den eingeschränkten bzw. netzbedingten Einsatz der Kraftwerke entstehen, die als Engpassmanagementmaßnahmen in Höhe von *** Mio. Euro abgegolten werden müssten.

Die Kostenposition „Regulierungsmanagement“ in Höhe von *** Mio. Euro setze sich aus den angefallenen Kosten im Zuge des regulatorischen Prozesses der Marktöffnung und den dazugehörigen externen Aufwänden zusammen.

Die Kostenposition „Risikopositionen“ in der Höhe von *** Mio. Euro decke die Risiken, die nicht bereits über den WACC gedeckt seien ab und setze sich aus den drei Komponenten Verlustenergiepreis, Absatzrisiko sowie sonstige Unsicherheiten, wie etwa der Erhöhung von vorgelagerten Kostenpositionen (z.B. Netzkosten), zusammen.

Mit Schreiben vom 31.01.2017 reichte die Ö** weitere, ergänzende Gutachten zu ihrer Stellungnahme vom 16.01.2017 als Beilagen nach:

- zur Untermauerung des für das Jahr 2017 angesetzten WACC in Höhe von *** % ein Gutachten der N** vom 31.01.2017 („Quantifizierung der Kapitalkosten des Bahnstromnetzes der Ö** für 2017 und 2018“);
- zur Bekräftigung der Kostenposition „Schwarzstart Kraftwerke“ ein Gutachten von DI B** vom 27.01.2017 („Schwarzstartfähigkeit der Kraftwerke der Ö**“);
- zur Untermauerung der dargelegten Kostenposition „Revisionsvorhaltung und Ausfallsreserve“ ein Gutachten von DI B** vom Jänner 2017 („Vorhalten von Reserveleistungen der Ö**“);

- zur Bestätigung der hinsichtlich der Kostenposition „Spannungshaltung Lindau“ vorgenommenen Berechnungen ein Gutachten von vom Jänner 2017 („Bewertung der Spannungshaltung in Lindau bei der Ö**“);
- zur Untermauerung der Kosten aus Versorgungsauftrag ein Gutachten der N** vom 27.01.2017 („Angemessener Umgang mit langfristigen Lieferverträgen im Rahmen der Liberalisierung des Bahnstrommarkts“).

Mit Schreiben der Schienen-Control Kommission vom 07.02.2017 wurden alle am Eisenbahnverkehrsmarkt tätigen Eisenbahnverkehrsunternehmen über die Einleitung sowie den Gegenstand des wettbewerbsaufsichtsbehördlichen Verfahrens mit der GZ SCK-16-017 betreffend den Zugang zum Bahnstromnetz gemäß der Schienennetz-Nutzungsbedingungen 2017 in Kenntnis gesetzt und ihnen dabei die Möglichkeit zur Akteneinsicht, hinsichtlich der Stellungnahme der Ö** vom 16.01.2017 und der dazugehörigen Beilagen zur Netzentgeltermittlung vom 31.01.2017, ebenso wie die Möglichkeit zur Erstattung einer allfälligen Stellungnahme bis zum 07.03.2017, eingeräumt.

Von der Möglichkeit der Akteneinsicht haben in weiterer Folge die W** am 15.02.2017, die C** am 21.02.2017, die Ö** am 22.02.2017 sowie die D** am 23.03.2017 Gebrauch gemacht.

Mit Schriftsatz vom 07.03.2017 beantragte die W**, vertreten durch L**, eine Erstreckung der mit dem Schreiben der Schienen-Control Kommission vom 07.02.2017 vorgemerkten Äußerungsfrist, um eine umfassende Prüfung der Akten vornehmen zu können.

Die beantragte Fristerstreckung wurde der W** mit Schreiben der Schienen-Control Kommission vom 27.03.2017 bis zum 28.04.2017 gewährt.

Mit Schriftsatz vom 06.04.2017 reichte die Ö** zwei Gutachten von DI B** zur ergänzenden Untermauerung der in ihrer Stellungnahme vom 16.01.2017 vorgebrachten Argumente zu den Punkten „Engpassmanagement Kraftwerke“ („Nicht nutzbare Kraftwerksleistungen durch Netzengpässe im Stromnetz der Ö**“) sowie „vorgelagerte Netzkosten aus Timelkam-Vertrag“ („Netzverlustminimierung im 110 kV Bahnnetz der Ö**“) nach.

Die W** brachte mit Schriftsatz vom 11.04.2017 einen erneuten Antrag auf Fristerstreckung sowie einen Antrag auf Ergänzung von Kostenunterlagen im Hinblick auf ihre Maschinenlesbarkeit ein.

Die Schienen-Control Kommission wies zwar mit Schreiben vom 26.04.2017 den Ergänzungsantrag mit der Begründung ab, dass die von der Ö** mit ihrer Stellungnahme vom 16.01.2017 übermittelten Kostenunterlagen ausreichend maschinenlesbar seien, um einer Entscheidung der Schienen-Control Kommission zugrunde gelegt werden zu können, jedoch wurde die von der W** beantragte Fristerstreckung bis zum 27.05.2017 gewährt.

Einen Antrag auf Fristerstreckung brachte am 07.04.2017 weiters auch die D** per E-Mail ein, dem mit Schreiben der Schienen-Control Kommission vom 05.05.2017 bis zum 26.05.2017 stattgegeben wurde.

Im Hinblick auf die Kalkulation der Bahnstromtarife 2017 wurde die Ö** mit Schreiben der Schienen-Control Kommission vom 05.05.2017 zur Beantwortung weiterer offener Fragen und zur Übermittlung von bestimmten Daten bis zum 29.05.2017 aufgefordert.

Dabei wurden insbesondere Erläuterungen zur Regelleistung, der Ausfallsreserve für Frequenzumformer, den Risikopositionen, dem Engpassmanagement, der Verlustpreisberechnung, der vorgelagerten Netzkosten Timelkam und APG, den aktivierten Fremdkapitalzinsen sowie dem WACC angefordert.

Mit Schreiben vom 23.05.2017 nahm die D** Stellung zum gegenständlichen wettbewerbsaufsichtsbehördlichen Verfahren der Schienen-Control Kommission, GZ: SCK-16-017, bezog ihre Ausführungen jedoch unter anderem auf die bereits in ihrer Stellungnahme vom 03.03.2016 vorgebrachten Punkte zum Verfahren GZ: SCK-WA-12-006, und brachte dementsprechende Ausführungen vor, die sich auf die grundlegenden Modalitäten der Liberalisierung des österreichischen Bahnstrommarkts bezogen.

Demnach würden gravierende Mängel hinsichtlich des zweistufigen Entgeltmodells mit den gesonderten Tarifen „Nutzung Umformung“ und „Verteilung“, der unzureichenden Entflechtung der Funktionen Netzvertrieb und Bahnstromvertrieb, der fehlenden Vergütung vermiedener Netzentgelte für rückgespeiste Energie, sowie der zu kurzen Einspruchsfrist gegen die Spitzabrechnung bestehen, die alternative Bahnstromlieferanten diskriminieren würden.

Anschließend beantragte die D** eine ergänzende Akteneinsicht zum Verfahren SCK-WA-12-006 sowie *in eventu* auch für das Verfahren SCK-16-0017 für den Fall, dass seit ihrem Akteneinsichtstermin am 23.03.2017 noch weitere von Verfahrensbeteiligten oder von der Schienen-Control Kommission erstellte Dokumente zum Akt hinzugefügt worden sein sollten.

Darüber hinaus brachte die D** vor, dass es zu einer Ungleichbehandlung zwischen den Eisenbahnverkehrsunternehmen des Ö**-Konzerns und anderen Zugangsberechtigten im Hinblick auf die Verpflichtung zur Verwendung von Energiemesseinrichtungen kommen würde und dass dabei ein Ersatzwertverfahren zur Anwendung komme, das strukturell zu einer Besserstellung von Triebfahrzeugen führen würde, die über eine eigene Energiemesseinrichtung verfügen.

Weiters seien die mit Teilbescheid der Schienen-Control Kommission vom 10.06.2016 erlassenen Verfügungen auch auf das Durchleitungsregime ab dem 01.01.2017 anwendbar und daher auch im Wege eines Vollstreckungsverfahrens durchsetzbar. Es sei deshalb nicht ersichtlich, dass neue Tatsachen hinsichtlich der Tarifiermittlung eingetreten seien, die ein neues wettbewerbsaufsichtsbehördliches Verfahren angezeigt erscheinen ließen.

Die diesbezüglichen Anträge der D** wurden, soweit sie sich nicht auf den Sachverhalt des gegenständlichen Verfahrens, GZ: SCK-16-0017, bezogen, mit Bescheid vom 13.06.2017 behandelt. Für den weiteren Verfahrensverlauf wird daher auf die Ausführungen im Bescheid der Schienen-Control Kommission vom 13.06.2017, GZ: SCK-WA-12-006, verwiesen.

Mit Schriftsatz vom 26.05.2017 nahm die Ö** zu der von der Schienen-Control Kommission mit Schreiben vom 05.05.2017 aufgetragenen Fragenbeantwortung ausführlich Stellung und reichte auch die Regelleistungs- und Verbrauchswerte 2014-2016 als ¼ h Leistungswerte, weiters alle relevanten Vertragsbestätigungen (Confirmations) zum Nachweis der am Markt beschafften Menge (IEM), ebenso wie die Basisdaten, die der im Gutachten der N** vom 31.01.2017 ausgewiesenen Bandbreite für den Beta-Wert zugrunde lagen, als Beilagen nach.

Darüber hinaus machte die Ö** geltend, das EisbG sehe die Regelung eines „Regulierungskontos“ nicht vor, durch welches Abweichungen von Plan zu Ist erfasst werden könnten, die dann im Abrechnungsjahr zweitfolgenden Jahr in der Netzentgeltkalkulation berücksichtigt werden könnten. Folglich sei man dazu verpflichtet die potentiellen Risiken in die Netzentgelte einzupreisen. Nachträgliche Preisanpassungen seien grundsätzlich nur nach unten zulässig. Um daher dem Sorgfalts- und Vorsichtsprinzip Rechnung tragen zu können, sei die Notwendigkeit von Risikopositionen unabdingbar.

Für die Herleitung der Kosten für das Engpassmanagement seien die Kosten der regelfähigen 16,7 Hz Kraftwerke der Ö** herangezogen worden, minus der Position „Schwarzstart Kraftwerke“, wobei die Schlüsselung über die Leistung erfolgen würde.

Bei der Verlustenergiepreisberechnung handle es sich um eine „Planberechnung“ für das jeweilige Lieferjahr, weshalb mit Bewertungsstichtag 14.10.2016 auch keine tatsächlich angefallenen Ist-Mengen/Kosten für das Lieferjahr 2017 berücksichtigt werden könnten. Der Timelkam-Vertrag werde somit, wie vertraglich definiert, mit dem Lieferprofil *** MW Base und *** MW Peak als Basis der durchschnittlichen EEX-Terminmarkt-Abrechnungspreise (BASE und PEAK) vom 01.10.2015 bis 30.09.2016 in der IEM berücksichtigt.

Die Eigenerzeugung der Ö** werde mit durchschnittlichen täglichen EEX-Terminmarktabrechnungspreisen der Periode 01.10.2013 bis 30.09.2016 bewertet.

Die vorgelagerten Netzkosten des Timelkam-Vertrags würden sich zwar an den veröffentlichten Netzkosten der E-Control orientieren, sie seien jedoch nicht an die APG zu bezahlen, sondern an den Vertragspartner E** zum Strombezug vom Kraftwerk Timelkam. Die Bezahlung der vorgelagerten Netzkosten erfolge somit nach den Regeln des abgeschlossenen Vertrags mit der E**. Dieser sehe vor, dass die Netzkosten für die gesamte Vertragsmenge zu bezahlen seien. Eine Vermarktung reduziere diese Bezugsmenge für Netzkosten daher nicht.

Die verfahrensrelevanten aktivierten Fremdkapitalzinsen für 2017 würden sich laut Planung auf *** Euro belaufen und zu einer Korrekturposition in Höhe von *** Euro führen.

Da das Bahnstromnetz keine Schieneninfrastrukturanlage im Sinne des § 42 Abs 1 BBG sei, erhalte die Ö** dafür auch keine Zuschüsse aus Bundesmitteln gemäß § 42 Abs 2 BBG für Instandhaltung bzw. Revision. Das Netzentgelt werde daher grundsätzlich aufwandsdeckend kalkuliert und verrechnet.

Mit Schreiben vom 29.05.2017 gab die W** in einem Schriftsatz eine Gegenstellungnahme zur Stellungnahme der Ö** vom 16.01.2017 und zum verfahrenseinleitenden Schreiben der Schienen-Control Kommission vom 16.12.2016 ab.

Dazu wurde in einem einleitenden Kapitel auf den Umfang des Verfahrensgegenstands, den Bezug dieses Verfahrens zum unerledigten Teil des Verfahrens SCK-WA-12-006 sowie der für den Verfahrensgegenstand maßgeblichen Rechtsgrundlagen verwiesen. Im Anschluss daran erfolgte eine Darstellung der Bahnstromnetznutzungskosten („Umformung“ und „Verteilung“) aufgrund des aus Sicht der W** anzuwendenden Kostenmaßstabs.

Darüber hinaus brachte die W** vor, dass eine Entscheidung der Schienen-Control Kommission über die Vorbringen in ihren Stellungnahmen vom 09.02.2017 und 08.03.2017 zum Verfahren SCK-WA-12-006 bis dato noch nicht getroffen worden sei. Diese seien nämlich auch im gegenständlichen Verfahren maßgeblich, da sich offenkundig weder die Vertragssituation, noch die inhaltliche Ausgestaltung der für die Durchleitung von Bahnstrom maßgeblichen Verträge geändert haben.

Die von der Ö** in den Schienennetz-Nutzungsbedingungen 2017 veröffentlichten Bedingungen zur Durchleitung von Bahnstrom 2017 sowie die mit Stellungnahme vom 13.01.2017 von der Ö** geltend gemachten Kostenpositionen seien insofern rechtswidrig und für unwirksam zu erklären bzw nicht anzuerkennen, als die Nutzung des Bahnstromnetzes in der Komponente „Verteilung“ gegen die mit Teilbescheid SCK-WA-12-006 angeordneten Entgeltobergrenzen verstoßen würde.

Aus Sicht der W** seien die Netzentgelte für die Komponente „Verteilung“ und für die Komponente „Umformung“ auf Basis der Grenzkosten zu ermitteln, da das Bahnstromnetz nicht unter den Tatbestand der „Nutzung der Eisenbahninfrastruktur“ gemäß § 58 Abs 1 Z 1 EisbG oder unter den Tatbestand der „Bereitstellung von Fahrstrom“ gemäß § 58b Abs 2 Z 2 EisbG, sondern unter den Tatbestand der „Nutzung vorhandener Versorgungseinrichtungen für Fahrstrom“ gemäß § 58 Abs 1 Z 3 EisbG zu subsumieren und daher Teil des Mindestzugangspakets sei.

Auf Basis dieser Rechtsansicht wurde ein Gutachten von O** und T** vom 29.05.2017 zu den von der Ö** zur Verfügung gestellten Daten zu den einzelnen Kostenpositionen vorgelegt („Gutachten zu der von der Ö** vorgelegten Kalkulation der Kosten des Bahnstromnetzes 2017“).

Ebenfalls vorgelegt wurde ein Gutachten von Z** vom 27.05.2017 über die Höhe eines angemessenen WACC, der dem Marktumfeld, dem systematischen Risiko des Geschäftsbereichs und der Finanzierungsstruktur der Ö** entsprechen müsse („Gutachten zur Quantifizierung der Kapitalkosten des Bahnstromnetzes der Ö** für 2017 und 2018“).

Abschließend brachte die W** noch weitere Anträge hinsichtlich der Notwendigkeit der Abhaltung einer mündlichen Verhandlung, der Unwirksamkeitserklärung der Tarife „Umformung“ und „Verteilung“ in den Schienennetz-Nutzungsbedingungen 2017 der Ö**,

unter gleichzeitiger Auftragung der Herstellung eines gesetzmäßigen Zustandes, sowie der Auftragung einer Berücksichtigung von Rekuperationsenergie und von staatlichen Zuschüssen gemäß dem Bundesbahngesetz als kostensenkende Parameter bei der Ermittlung der Netzentgelte ein.

Mit Schreiben der Schienen-Control Kommission vom 02.06.2017 wurden der D** und der W** jeweils die Stellungnahme der Ö** vom 26.05.2017 übermittelt und ihnen dabei die Möglichkeit zur Erstattung einer allfälligen Stellungnahme bis zum 23.06.2017 eingeräumt.

Ebenfalls mit Schreiben der Schienen-Control Kommission vom 02.06.2017 wurde der Ö** die Stellungnahme der W** vom 29.05.2017 sowie die Stellungnahme der D** vom 23.05.2017 übermittelt und ihr dabei die Möglichkeit zur Erstattung einer allfälligen Stellungnahme bis zum 23.06.2017 eingeräumt.

Darüber hinaus wurde der W** mit den Schreiben der Schienen-Control Kommission vom 09.06.2017 und vom 14.06.2017 sowohl das Schreiben der Schienen-Control Kommission vom 05.05.2017 an die Ö**, als auch die dazu entsprechende Stellungnahme der Ö** vom 06.04.2017 samt deren Beilagen übermittelt und ihr wiederum die Möglichkeit zur Erstattung einer allfälligen Stellungnahme bis zum 30.06.2017 eingeräumt.

Die Ö** brachte daraufhin mit Schriftsatz vom 14.06.2017 einen Antrag auf Fristerstreckung ein. Mit Schreiben der Schienen-Control Kommission vom 19.06.2017 wurde diesem Antrag in der Folge stattgegeben und eine Erstreckung der Frist bis zum 30.06.2017 gewährt.

Mit Schreiben der Schienen-Control Kommission vom 19.06.2017 wurde der D** die Stellungnahme der Ö** vom 06.04.2017 zur Kenntnisnahme übermittelt und dabei gleichzeitig auf die jederzeitige Möglichkeit der Akteneinsicht gemäß § 17 AVG hingewiesen.

Mit Schreiben der Schienen-Control Kommission vom 22.06.2017 wurde die Ö** zur Beantwortung weiterer Fragen bzw. zur Übermittlung entsprechender Nachweise hinsichtlich der Kalkulation der Bahnstromtarife 2017, insbesondere in Hinblick auf Darlegungen zur Verlustpreisberechnung, zur Regelleistung sowie zu den Risikopositionen, aufgefordert.

Im weiteren Verfahrensverlauf hatte die Schienen-Control Kommission gemäß §§ 40 bis 42 AVG eine mündliche Verhandlung zum gegenständlichen Verfahren mit 11.07.2017 anberaumt, zu der die D**, die W** sowie die Ö** mit Schreiben der Schienen-Control Kommission vom 22.06.2017 ordnungsgemäß geladen wurden.

In der Zwischenzeit brachte die Ö** mit Schriftsatz vom 30.06.2017 eine umfassende Gegenstellungnahme zur Stellungnahme der W** vom 29.05.2017 und zur Stellungnahme der D** vom 23.05.2017 ein, im Zuge dessen ein weiteres Gutachten der N** vom 30.06.2017, in Erwiderung des durch die W** mit ihrer Stellungnahme vom 29.05.2017 beigebrachten Gutachtens von Z**, hinsichtlich der angemessenen Höhe des WACC, als Beilage eingebracht wurde („Bewertung der Kapitalkosten für das Bahnstromnetz der Ö**“).

Hinsichtlich der Argumentation der W**, wonach die im Teilbescheid SCK-WA-12-006 festgesetzten Entgeltobergrenzen für die Nutzung des Bahnstromnetzes Umformung und Verteilung auch für die Schienennetz-Nutzungsbedingungen 2017 gelten würden, brachte die Ö** vor, dass der Verfahrensgegenstand streng formal abzugrenzen sei, wofür allein der Spruch des Teilbescheids maßgeblich sei. Da sich dieser jedoch nur auf die Schienennetz-Nutzungsbedingungen 2016 bezogen hätte, seien die Schienennetz-Nutzungsbedingungen 2017 davon nicht erfasst.

Darüber hinaus gehe die Aussage der W** fehl, wonach die Frequenzumformer dem Tatbestand „Nutzung von Versorgungseinrichtungen“ zu unterstellen seien, weil dieser Tatbestand ansonsten keinen Sinn ergeben würde, da ansonsten sämtliche Länder, in denen keine Umformung notwendig ist, mit diesem Makel der Überflüssigkeit der Bestimmung behaftet wären. Wollte daher der Unionsgesetzgeber die Umformung als Teil des Mindestzugangspakets sehen, so hätte er dies ohne weiteres regeln können. Dass ihm die mögliche Notwendigkeit der Umwandlung bewusst war, zeige der vorletzte Spiegelstrich des Anhang I der RL 2012/34/EU.

Hinsichtlich der Behauptung der W**, wonach die langfristigen, durch die Ö** abgeschlossenen, Bezugsverträge nicht notwendig gewesen wären, sei zu beachten, dass für die Gewährleistung einer stetigen Bahnstromversorgung grundsätzlich verschiedene Optionen bestehen würden. Darunter würden der Kauf auf dem Großhandelsmarkt, der Bau von Kraftwerken und der Abschluss von Bezugsverträgen fallen.

Im Nachhinein ließe sich für jede dieser Optionen festhalten, dass diese Strategie nicht alternativlos bzw nicht notwendig gewesen wäre, da immer auch eine andere Option gewählt werden hätte können. Dies ändere jedoch nichts an der Tatsache, dass es notwendig sei, mindestens eine dieser Optionen zu verfolgen, um den gesetzlichen Pflichten aus § 19 Abs 1 EisbG nachkommen zu können.

Darüber hinaus würde die W** die Ansicht vertreten, wonach die Vorhaltung von *** MW Leistung der Speicherkraftwerke als „Ausfallsreserve“ keine Systemdienstleistung, sondern eine für den Betrieb erforderliche Kapazität sein würde.

Die Ausfallsreserve sei jedoch tatsächlich schon per Definition eine Systemdienstleistung, denn die Reservehaltung erfolge auf Anordnung des Netzbetreibers und der Kraftwerksbetreiber würde deshalb daran gehindert werden, diese Leistung anderwärtig kommerziell nutzen zu können. Wie diese Ausfallsreserve letztlich erbracht werde, sei irrelevant, sofern das Kraftwerk die technischen Anforderungen erfülle und die zusätzliche Erzeugungskapazität zu jedem Zeitpunkt auch verfügbar sei.

Gemäß dem Teilbescheid SCK-WA-12-006 vom 10.06.2016 seien die Verluste in der Oberleitung bei systematischer Betrachtung dem Bahnstromnetz zuzuordnen. Es komme deshalb im Hinblick auf Oberleitungsverluste zu keiner Doppelverrechnung, weil diese nicht

bei der Ermittlung der Höhe der Wegeentgelte für den Zugang zur Eisenbahninfrastruktur gemäß § 67 EisbG berücksichtigt werden würden.

Die ungesteuerte Rückspeisung beeinflusse die fixen Kosten nicht, weil die Dimensionierung des Bahnstromsystems aktuell hiervon nicht beeinflusst werde. Dies bedeute, dass die für das Netzentgelt anrechenbaren Anlagenkosten (Frequenzumformer, Bahnstromleitungen, etc.) durch die vermiedene Energie, die dann aufgrund der Rückspeisung insgesamt weniger durch das Bahnstromsystem fließen würde, nicht vermindert würden. Die fixen Kosten des Bahnstromsystems würden mehr als *** % der geltend gemachten Kosten betragen.

Für die Nutzung des Bahnstromnetzes werde ein Netzentgelt erhoben, das für alle EVUs dasselbe sei. Die Tarife Nutzung Umformung und Verteilung Bahnstrom würden dabei auf die Bezugsmenge eines EVUs zurückgehen. Im Idealfall sei also das EVU vollständig gemessen hinsichtlich Bezug und Rückspeisung von Energie. Sollte dies jedoch nicht der Fall sein, würden hierfür Ersatzwerte herangezogen, die möglichst der Realität entsprechen würden, weiters überschaubar, nachvollziehbar sowie anwendbar seien und auch alle paar Jahre angepasst werden würden. Sie würden ebenfalls für alle EVUs gleichermaßen gelten. Die Ersatzwerte sollten gegenüber gemessenen Werten weder höher noch tiefer ausfallen und damit EVUs weder bevorzugen, noch benachteiligen.

Tatsächlich würde jedoch ein EVU, das vollständig gemessen sei, im Vergleich mit einem EVU, bei dem teilweise Ersatzwerte herangezogen worden seien, immer einen höheren oder einen tieferen Bezugswert, wohl aber nicht den gleichen Wert aufweisen. Man könne in diesem Zusammenhang aber nicht von zwei unterschiedlichen Abrechnungsklassen von EVUs sprechen, da die Ersatzwerte für alle gleich seien und praktisch jedes Triebfahrzeug im Laufe der Nutzungsdauer irgendwann einmal einen Ausfall eines Messgeräts zu verzeichnen hätte.

In einem weiteren Schriftsatz vom 30.06.2017 nahm die Ö** zu den Fragen der Schienen-Control Kommission vom 22.06.2017 im Detail Stellung und reichte die von der Schienen-Control Kommission geforderten Daten nach.

Hinsichtlich des steigenden Bedarfs an Regelleistung führte die Ö** aus, dass dies unter anderem mit der Inbetriebnahme neuer Hochgeschwindigkeitsstrecken, dem steigenden Anteil an Tunnelstrecken, der zunehmenden Verkehrsverdichtung, der Einführung eines Taktfahrplans, dem Einsatz von leistungsstärkeren Triebfahrzeugen bzw. von Mehrfachtraktion, sowie mit der Inbetriebnahme des Verkehrsknotenpunkts Wien Hbf zusammenhängen würde.

Da gerade im Fernverkehr leistungsstarke Triebfahrzeuge eingesetzt werden und diese gegenüber den vergangenen Jahren aufgrund von höheren Geschwindigkeiten und einer Pünktlichkeitsoffensive noch stärker belastet werden würden, ließe sich ein erhöhter Regelbedarf im Kontext mit den oben genannten Punkten ableiten. Gleichsam müsse aufgrund des Zukaufs von leistungsstärkeren Triebfahrzeugen für den Regional- und Nahverkehr in den nächsten Jahren zusätzlich dazu auch von einer stärkeren Belastung im Nahverkehr ausgegangen werden.

Die W** brachte ebenfalls mit Schriftsatz vom 30.06.2017 eine Gegenstellungnahme zu den Stellungnahmen der Ö** vom 06.04.2017 und vom 26.05.2017 ein, die auch ein ergänzendes Gutachten von Z** vom 27.06.2017 als Beilage beinhaltete („Ergänzung zum Gutachten vom 27. Mai 2017 zur Quantifizierung der Kapitalkosten des Bahnstromnetzes der Ö** für 2017 und 2018“).

Darin brachte die W** unter anderem vor, dass das 16,7 Hz Bahnstromnetz gemäß § 7 Abs 1 Z 51 ElWOG 2010 von der energierechtlichen Regulierung ausgenommen sei, weil dieses eben kein 50 Hz Übertragungs- oder Verteilernetz sei.

Dies würde implizieren, dass die im ElWOG 2010 und in der CACM-VO 2015/1222/EU vorgesehenen finanziellen Kompensationen im Rahmen des Engpassmanagements für das Bahnstromnetz, mangels sachlichen Anwendungsbereichs, nicht vorgesehen seien. Dass diese Regelungen daher bei der Ermittlung des Entgelts für die Leistung der Umformung und der Verteilung von Bahnstrom weder direkt noch analog anwendbar seien, werde im Übrigen auch von der Schienen-Control Kommission und der Ö** selbst vertreten.

Weiters gebe es nach wie vor keine Rechtsgrundlage für die Verrechnung von Kosten aus Lieferauftrag und von Kosten aus Versorgungsauftrag.

Nach Ansicht der W** gehöre das Bahnstromnetz zur Eisenbahninfrastruktur, weshalb die hierfür aus Bundesmitteln geleisteten Zuschüsse auch Zuschüsse im Sinne des § 42 Abs 2 BBG seien.

Darüber hinaus hätte die Ö** bei Wahrnehmung ihrer Versorgungspflicht gemäß § 19 EisbG auch untersuchen müssen, wie und mit welchem Aufwand die Kosten für hohe Netzverluste, inklusive den Kosten der Engpassbewirtschaftung, vermieden werden hätten können.

Mit Schreiben der Schienen-Control Kommission vom 04.07.2017 wurden der D** sowie der W** die Stellungnahme der Ö** vom 30.06.2017, ebenso wie das dazugehörige Schreiben der Schienen-Control Kommission an die Ö** vom 22.06.2017, zur Kenntnisnahme übermittelt. Gleichzeitig wurde auch der Ö** mit Schreiben der Schienen-Control Kommission vom 04.07.2017 die Stellungnahme der W** vom 30.06.2017 zur Kenntnisnahme übermittelt.

Mit Schriftsatz vom 06.07.2017 hat die W** einen Antrag auf Vertagung bzw. Fortsetzung der für den 11.07.2017 anberaumten mündlichen Verhandlung, sowie weitere damit verbundene Anträge eingebracht, die sämtlich von der Schienen-Control Kommission mit Schreiben vom 10.07.2017 abgewiesen wurden.

Am 11.07.2017 wurde die anberaumte mündliche Verhandlung zum gegenständlichen Verfahren, GZ: SCK-16-0017, durchgeführt. Im Zuge dessen wurden der W** sowie der Ö** von der Schienen-Control Kommission auch jeweils die Möglichkeit zur Einbringung einer abschließenden Stellungnahme zu den von beiden Verfahrensparteien jeweils eingebrachten Stellungnahmen vom 30.06.2017 bis zum 01.08.2017 eingeräumt.

Weiters erklärte der Vorsitzende der Schienen-Control Kommission am Ende der Verhandlung das Ermittlungsverfahren, vorbehaltlich der noch einzuliegenden Schriftsätze, für geschlossen.

Die Zustellung der Verhandlungsschrift erfolgte mit Schreiben der Schienen-Control Kommission vom 24.07.2017 an die W**, die D** sowie an die Ö**.

In Folge dessen brachte die Ö** mit Schriftsatz vom 31.07.2017 eine Gegenstellungnahme zur Stellungnahme der W** vom 30.06.2017 ein, durch welche das bisherige Vorbringen der W** in dessen wesentlichen Punkten vollinhaltlich bestritten wurde.

Insbesondere vertrat die Ö** die Ansicht, dass die Anwendung von Maßnahmen aus der CACM-VO 2015/1222/EU zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement, sowie anderer Vorgaben des Betriebs von Netzen im öffentlichen 50 Hz-Stromsystem, zwar nicht direkt rechtlich bindend seien, aber als Best Practice zur Erreichung der gesetzlichen Verpflichtungen des Netzbetreibers auch für die Ö** angebracht seien. Dies gelte sowohl für das Engpassmanagement, als auch für die Verlustminimierung. Sie würden folglich den Stand der Technik darstellen, der anzuwenden sei.

Darüber hinaus könnten strukturelle Engpässe nicht immer durch einen rechtzeitigen Netzausbau vermieden werden. Die Ö** würde ihr Netz zwar laufend ausbauen, jedoch seien kurzfristige Engpässe immer möglich. Auch im öffentlichen Stromnetz seien Engpässe, aufgrund der langen Vorlaufzeiten für den Netzausbau, häufig. Die Annahme der W**, wonach Netzengpässe von der Ö** immer bereits im Vorhinein durch Netzausbaumaßnahmen zu verhindern sein würden, sei aus diesen Gründen daher weltfremd.

Die Gegenstellungnahme der Ö** vom 31.07.2017 wurde anschließend der W** mit Schreiben der Schienen-Control Kommission vom 07.09.2017 zur Kenntnisnahme übermittelt.

Die W** brachte ihrerseits mit Schriftsatz vom 01.08.2017 eine Gegenstellungnahme zur Stellungnahme der Ö** vom 30.06.2017 ein, die neben eigenen Ausführungen und Anträgen auch eine gutachterliche Entgegnung von O** vom 31.07.2017 („Gutachterliche Entgegnung zur Stellungnahme der Ö** vom 30.06.2017“) sowie ein ergänzendes Gutachten von Z** vom 21.07.2017 („Ergänzung zum Gutachten vom 27. Mai 2017 zur Quantifizierung der Kapitalkosten des Bahnstromnetzes der Ö** für 2017 und 2018 – Bewertung der Erwidern durch N**“) beinhaltete.

Nach Ansicht der W** betreibe die Ö** bei der Verlustpreisberechnung ein „Rosinenpicken“, weil sie die Eigenproduktion und die zu viel kontrahierte Menge nicht mit den korrekterweise anzusetzenden Produktionskosten bzw durchschnittlichen Einkaufspreisen, sondern mit der HFC-Kurve bewerten würde. Diese sei eine Prognose der künftigen Marktpreise und werde typischerweise in der Energiewirtschaft zur Investitionsrechnung von Kraftwerken verwendet.

Gleichzeitig würde die Ö** aber auch die überhöhten Preise aus dem Versorgungsauftrag geltend machen. Bei dieser Position würde die Ö** jedoch nicht Marktpreise, sondern ihre

eigenen Kosten ansetzen. Ohne jede Systematik würde sie jeweils das für sie günstigere Maximum aus Kosten und Marktpreisen wählen. Beides sei jedoch unzulässig.

Hinsichtlich der Geltung der durch den Teilbescheid SCK-WA-12-006 festgesetzten Entgeltobergrenzen wies die W** darauf hin, dass eine strenge Abgrenzung des Verfahrensgegenstands in Hinblick auf einen bestimmten Zeitraum mit der ständigen Rechtsprechung des Bundesverwaltungsgerichts und des Verwaltungsgerichtshofs nicht vereinbar sei, wonach dies dem für das Regulierungsrecht zentralen Grundsatz der Nichtdiskriminierung zuwider laufen würde.

Darüber hinaus brachte die W** vor, dass sich die Entgelte an den Kosten zu orientieren hätten, die aufgrund der Mitwirkungspflicht der Ö** auf Basis der von ihr vorzulegenden Kostenunterlagen zu ermitteln seien. Solange daher die Ö** keine vollständigen Kostenunterlagen vorlege und diese nicht von Sachverständigen im Auftrag der Regulierungsbehörde geprüft, validiert und zertifiziert worden seien, würden sich alle weiteren Schritte und Modellierungen erübrigen, sodass die gegenständliche Verwaltungssache nicht entscheidungsreif sei.

Weiters kenne die österreichische Rechtsordnung keine „stranded costs“ im Eisenbahnwesen und die Anwendung von § 69b EisebG ließe ebenfalls keine Abgeltung von ineffizienten Kosten zu. Die in Zusammenhang mit dem von der Ö** behaupteten Versorgungsauftrag stehenden Verträge seien nachgewiesenermaßen kein Bestandteil eines effizienten Portfolios. Der Abschluss von langfristigen Festpreisverträgen sei auch nicht branchenüblich. Aus diesen Gründen sei die Anwendung des Konzepts der „stranded costs“ im vorliegenden Fall sachlich nicht korrekt.

Daneben stelle die Aufrechterhaltung des alten Bahnstrommarktzugangsmodells Ö**-intern bis 2020 eine massive und dauerhafte Diskriminierung sämtlicher Nicht-Ö** EVUs dar. Dass Ö**-intern ein anderes Verfahren als gegenüber sämtlichen anderen Marktteilnehmern zur Anwendung gelange, könne nämlich nicht dadurch gerechtfertigt werden, dass die Ö** zeitlich und technisch nicht die Möglichkeit hatte, sämtliche Fahrzeuge bis zum 01.01.2016 mit Zählern auszurüsten bzw. die geforderten Betriebsdaten in der geforderten Qualität zur Verfügung zu stellen bzw. zu verarbeiten.

Die Gegenstellungnahme der W** vom 01.08.2017 wurde der Ö** mit Schreiben der Schienen-Control Kommission vom 07.09.2017 zur Kenntnisnahme übermittelt.

Mit Schriftsatz vom 15.09.2017 brachte die W** nach Abschluss des Ermittlungsverfahrens unaufgefordert eine weitere Gegenstellungnahme zur Stellungnahme der Ö** vom 31.07.2017 ein. Demnach würde es zwischen den Verfahrensparteien zu sämtlichen von der Ö** geltend gemachten Kostenpositionen sowohl in rechtlicher, als auch fachlicher Hinsicht diametral entgegengesetzte Auffassungen geben.

Aus Sicht der W** seien auf Basis des aktuellen Verfahrenstandes noch weitere Verfahrensschritte unbedingt notwendig, um formell und materiell ein richtiges und rechtmäßiges Verfahrensergebnis erzielen zu können.

Dazu wurde auf die bereits in den Stellungnahmen der W** vom 29.05.2017 und 30.06.2017 eingebrachten Anträge über die Notwendigkeit der Bestellung von Sachverständigen durch die Schienen-Control Kommission, hinsichtlich der Beurteilung der von der Ö** vorgelegten Kostenpositionen „Schwarzstartfähigkeit der Kraftwerke“, „Revisionsvorhaltung und Ausfallsreserve“, „Spannungshaltung Lindau“ sowie „Regelenergie“ hingewiesen.

Darüber hinaus sei eine sachverständige Prüfung der Kostenrechnung, ebenso wie eine Zertifizierung des Kostenrechnungssystems der Ö** durchzuführen. Weiters müsse der Ö** in Bezug auf die Anwendung des *** die vollständige und transparente Offenlegung der Ö**-internen Vertragsgrundlagen aufgetragen werden. Andernfalls sei das gegenständliche Verfahren nicht entscheidungsreif.

Im Anschluss daran wurde die Ö** mit Schreiben der Schienen-Control Kommission vom 17.11.2017 noch zur ergänzenden Klarstellung bzw. Vorlage von entsprechenden Daten hinsichtlich der Gesamtbezugsmenge von elektrischer Energie und der damit in Zusammenhang stehenden Teilkostenposition der Residualmenge, die der Verlustpreisberechnung zugrunde zu legen seien, bis zum 24.11.2017 aufgefordert.

Mit Schriftsatz vom 24.11.2017 übermittelte schließlich die Ö** der Schienen-Control Kommission zwar Nachweise der der Verlustpreisberechnung zugrunde liegenden Gesamtbezugsmenge, nicht jedoch Nachweise hinsichtlich der Werte für die Teilkostenposition der Residualmenge.

Die Schienen-Control Kommission ersuchte daher die Ö** in einem weiteren Schreiben vom 13.12.2017 um Übermittlung der noch fehlenden Werte bis zum 21.12.2017, dem die Ö** mit einem Schriftsatz vom 21.12.2017 in Form einer berichtigenden Stellungnahme nachgekommen war.

Mit Schriftsatz vom 14.01.2018 brachte die W** eine Säumnisbeschwerde im gegenständlichen Verfahren gemäß Art 130 Abs 1 Z 3 und Art 132 Abs 3 B-VG beim Bundesverwaltungsgericht ein, welche die Anträge im Verfahren GZ SCK-16-017 zum Inhalt hatte, die von der W** in ihren Schriftsätzen vom 12.01.2017, 29.05.2017 und 30.06.2017 gestellt wurden.

Die Schienen-Control Kommission hat in tatsächlicher und rechtlicher Hinsicht erwogen:

Die Schienen-Control Kommission stellt folgenden Sachverhalt fest:

1. Tarife für die Nutzung der Frequenzumformer und die Nutzung des Bahnstromnetzes

Die Ö** hat unter Punkt 3. des Anhangs „Infrastruktur/Durchleitung“ zu ihren Schienennetz-Nutzungsbedingungen 2017 (SNNB 2017) nachfolgende Tarife für die Umformung und Verteilung von Bahnstrom samt Beschreibung veröffentlicht:

3. Netzentgelte 2017

Das ab dem 01. Jänner 2016 geltende **Preismodell für die Netzentgelte** differenziert zwischen dem Tarif für die Nutzung der Frequenzumformer („Tarif Nutzung Umformung“) und einem Tarif für die Nutzung des Bahnsystems („Tarif Verteilung“):

a) Tarif Nutzung Umformung 16,7 Hz-Bahnstrom

Variable Kosten:
Frequenzumformerverluste, vorgelagerte Netzkosten, ÖMAG-Zuweisung

HT 4,43 €/MWh

NT 3,69 €/MWh

Gilt für die Bezugsmenge eines Eisenbahnverkehrsunternehmens über die Frequenzumformer; die [REDACTED] bezieht für 2017 voraussichtlich 41,25 % der Bezugsmenge über die Frequenzumformer.

b) Tarif Verteilung 16,7 Hz-Bahnstrom

Solidarisierte Kosten:
Fixen Anlagekosten, Verluste, Regelleistung, ZLI, etc.

HT 38,11 €/MWh

NT 31,75 €/MWh

Gilt für die gesamte Bezugsmenge eines Eisenbahnverkehrsunternehmens.

Dem Durchleitungsmodell 2017 liegt die Annahme zugrunde, dass 58,75 % des prognostizierten 16,7 Hz-Stromverbrauchs für das Jahr 2017 über acht 16,7 Hz-Wasserkraftwerke der Ö** und über drei Partner-Kraftwerke zur Verfügung gestellt werden. Der restliche Strombedarf (laut Durchleitungsmodell 2017 voraussichtlich 41,25 %) wird durch Zukäufe aus dem öffentlichen Netz gedeckt und – da der Strom aus dem öffentlichen Netz

eine Frequenz von 50 Hz aufweist – über die Frequenzumformer¹ der Ö** in 16,7 Hz-Bahnstrom umgewandelt.

Die Ö** ist Eisenbahninfrastrukturunternehmen im Sinne des § 1a EisbG. Bis zum Inkrafttreten der Novelle BGBl I 137/2015 war sie Zuweisungsstelle im Sinne des § 62 Abs 1 EisbG idF BGBl I 38/2004.

Seit Inkrafttreten der Novelle BGBl I 137/2015 am 27.11.2015 ist sie Zuweisungsstelle im Sinne des § 62 Abs 1 Z 1 EisbG idF BGBl I 137/2015. Sie ist weiters Betreiberin von Serviceeinrichtungen im Sinne des § 62a Abs 1 EisbG idF BGBl I 137/2015.

Die Ö** bietet Eisenbahnverkehrsunternehmen die bescheidgegenständliche Leistung der Umformung und Verteilung² von Bahnstrom gemäß den in dem Anhang „Infrastruktur/Durchleitung“ zu den Schienennetz-Nutzungsbedingungen 2017 veröffentlichen Konditionen an und ist somit im Hinblick auf diese Leistungen Betreiberin einer Serviceeinrichtung (Bahnstromnetzbetreiberin).

Diese Leistung wird nur von der Ö** angeboten. Bei der Leistung der Umformung und Verteilung von Bahnstrom handelt es sich um eine „Sonstige Leistung“ iSd § 58 EisbG idF BGBl I 38/2004.

Darüber hinaus stellt sie Eisenbahnverkehrsunternehmen Fahrstrom zur Verfügung und ist somit diesbezüglich ebenfalls Betreiberin einer Serviceeinrichtung (Energieförderin).

Die Ö** hat eine informelle Trennung der Bereiche Netz und Energie vorgenommen, indem Mitarbeiter beider Bereiche räumlich getrennt wurden, Verpflichtungserklärungen abgegeben haben und eine Adaptierung des IT-Systems vorgenommen wurde. Eine rechtliche Entflechtung der Bereiche Netz und Energie wurde nicht durchgeführt.

¹ Unter den Oberbegriff (Frequenz-)Umformer werden sowohl (Frequenz-)Umformer als auch (Frequenz-)Umrichter subsumiert, es sei denn die (Frequenz-)Umrichter werden ausdrücklich ausgeschlossen.

² Bei Inanspruchnahme der Leistung der Umformung kommt der Tarif „Nutzung Umformung“ zur Anwendung, während bei Inanspruchnahme der Leistung der Verteilung der Tarif „Verteilung“ zur Anwendung gelangt (Details hierzu siehe unten). Unter den Oberbegriff Durchleitung fällt die Inanspruchnahme beider Leistungen.

Beschreibung Netzentgelte 2017

zu a): Tarif Nutzung Umformung 16,7 Hz-Bahnstrom

Folgende, variable Kostenpositionen fließen in diesen Tarif ein

- Verluste der Frequenzumformer, abzüglich anteilig der Aufbringung der Regelleistung
- Netzkosten des vorgelagerten 50 Hertz-Übertragungsnetzes, abzüglich der fixen Kostenkomponenten (Leistungspreis)
- Mehrkosten aus der ÖMAG-Zuweisung

zu b): Tarif Verteilung 16,7 Hz-Bahnstrom

Folgende Positionen bilden die Grundlage für Festlegung des Netzentgeltes:

- Frequenzumformer (Umformer- und Umrichterwerke)
- Bahnstromleitungen
- Energieverluste, bestehend aus
 - Frequenzumformerverluste (Wirkbezug)
 - Frequenzumformerverluste durch rotierende Reserve
 - Bahnstromleitungsverluste, Trafoverluste im Umspannwerk (Unterwerk)
 - Oberleitungsverluste
- Netzkosten des vorgelagerten 50 Hertz-Übertragungsnetzes (fixen Kostenkomponenten)
- Netzkosten „Timelkamvertrag“
- Mehrkosten aus der Zuweisung der OeMAG-Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG)
- Anteilige Kosten für die Zentrale Leitstelle Innsbruck sowie anteilige Kosten des Geschäftsbereiches Bahnsysteme
- Blindleistungsvorhaltung
- Bereitstellung der Regelleistung, bestehend aus
 - Anteil Frequenzumformer inkl. Verluste
 - Anteil Frequenzumformer für Ausfallsicherheit
 - Anteil Kraftwerkseinsatz
 - Anteil Kraftwerkseinsatz für Ausfallsicherheit
- Kosten aus dem Versorgungsauftrag und aus dem Lieferauftrag

Die Ö** unterscheidet in ihrem Durchleitungsmodell 2017 danach, ob ein Eisenbahnverkehrsunternehmen seinen Strom über einen Drittlieferanten oder weiterhin über die Ö** bezieht.

Im ersten Fall kommen beide Tarifkomponenten – sowohl der Tarif „Verteilung“³ als auch der Tarif „Nutzung Umformung“⁴ – für die gesamte Bezugsmenge zur Anwendung, während im zweiten Fall der Tarif „Verteilung“ für die gesamte Bezugsmenge und der Tarif „Nutzung

³ Die verwendete Kurzform Tarif „Verteilung“ steht für den Tarif Verteilung 16,7 Hz-Bahnstrom der Ö**

⁴ Die verwendete Kurzform Tarif „Nutzung Umformung“ steht für den Tarif Nutzung Umformung 16,7 Hz-Bahnstrom der Ö**

Umformung“ lediglich für die Bezugsmenge eines Eisenbahnverkehrsunternehmens über die Frequenzumformer zur Anwendung kommen.

2. Kostenpositionen, die der Ermittlung der Tarife zugrunde liegen

2.1 Kostenblöcke samt Kostenpositionen

Nachfolgende fünf Kostenblöcke („Anlagenkosten“, „Verluste“, „Systemdienstleistungen“, „Vorgelagerte Netzkosten“, „Allgemeine Kosten“) samt zugehörigen Kostenpositionen liegen der Tarifiermittlung des Tarifs „Verteilung“ sowie des Tarifs „Nutzung Umformung“ durch die Ö** zugrunde.

Kostenblöcke samt Kostenpositionen

Anlagenkosten	Verluste	Systemdienstleistungen	Vorgelagerte Netzkosten	Allgemeine Kosten
Frequenzumformer	Netzverluste Oberleitung	Regelleistung Frequenzumformer	Netzkosten APG	Overhead GB
Umrichter Timelkam	Netzverluste Bahnstromleitung	Regelleistung Kraftwerke	Netzkosten Timelkamvertrag	Energiemanagement
Bahnstromleitungen	Verluste Frequenzumformer	Ausfallreserve Frequenzumformer		ÖMAG Zuweisung
Zentrale Leitstelle Innsbruck		FU-Verluste durch rotierende Reserve		Kosten aus Versorgungsauftrag
Abzug aktivierte Fremdkapitalzinsen		Blindleistung		Kosten aus Lieferauftrag
		Schwarzstartfähigkeit		Regulierungsmanagement
		KW-Reserve für Revisionen Frequenzumformer		Risikopositionen
		Spannungsvorhaltung Lindau		
		Engpassmanagement		

Abbildung 1: Tarifmodell nach Kostenblöcken

2.2 Zuordnung der Kostenpositionen zu den Tarifen

Bei den in der nachstehenden Kostenübersicht grün hinterlegten Feldern handelt es sich um jene Kostenpositionen, die dem Tarif „Nutzung Umformung“ anteilig (im Hinblick auf die Netzkosten APG) bzw. vollständig (im Hinblick auf die Kostenpositionen „Verluste Frequenzumformer“ und „ÖMAG-Zuweisung“) zuzuordnen sind, während die restlichen blau hinterlegten Kostenpositionen dem Tarif „Verteilung“ zugerechnet werden.

Kostenpositionen der Tarife Umformung und Verteilung von Bahnstrom

Anlagenkosten	Verluste	Systemdienstleistungen	Vorgelagerte Netzkosten	Allgemeine Kosten
Frequenzumformer	Netzverluste Oberleitung	Regelleistung Frequenzumformer	Netzkosten APG	Overhead GB
Umrichter Timelkam	Netzverluste Bahnstromleitung	Regelleistung Kraftwerke	Netzkosten Timelkamvertrag	Energiemanagement
Bahnstromleitungen	Verluste Frequenzumformer	Ausfallreserve Frequenzumformer		ÖMAG Zuweisung
Zentrale Leitstelle Innsbruck		FU-Verluste durch rotierende Reserve		Kosten aus Versorgungsauftrag
Abzug aktivierte Fremdkapitalzinsen		Blindleistung		Kosten aus Lieferauftrag
		Schwarzstartfähigkeit		Regulierungsmanagement
		KW-Reserve für Revisionen Frequenzumformer		Risikopositionen
		Spannungsvorhaltung Lindau		
		Engpassmanagement		

Abbildung 2: Kostenpositionen je Tarif

2.3 Tarif „Nutzung Umformung“

Der Tarif „Nutzung Umformung“ beläuft sich im Hochtarif auf 4,43 EUR je – über die Frequenzumformer aus dem 50 Hz-Netz bezogenen – MWh und im Niedertarif auf 3,69 EUR je – über die Frequenzumformer aus dem 50 Hz-Netz bezogenen – MWh.

Dem Tarif „Nutzung Umformung“ liegt die Annahme zugrunde, dass im Jahr 2017 *** MWh an Strom über die Frequenzumformer bezogen werden. Dies entspricht 41,25 % der Gesamtbezugsmenge (siehe Punkt 1.).

Nachfolgende drei Kostenpositionen samt zugehöriger Plankosten für das Jahr 2017 liegen der Ermittlung des Tarifs „Nutzung Umformung“ zugrunde:

Kostenpositionen	Plankosten 2017 in EUR
Verluste Frequenzumformer	***
(anteilige) Netzkosten APG	***
ÖMAG-Zuweisung	***
GESAMT	***

2.4 Tarif „Verteilung“

Der Tarif „Verteilung“ beläuft sich im Hochtarif auf 38,11 EUR je MWh und im Niedertarif auf 31,75 EUR je MWh.

Dem Tarif „Verteilung“ liegt die Annahme zugrunde, dass die Eisenbahnverkehrsunternehmen ab Oberleitung eine Planmenge von *** MWh (brutto-Bahnstromentnahme) verbrauchen.

Nachfolgende Kostenpositionen samt zugehöriger Plankosten der Ö** für das Jahr 2017 liegen der Ermittlung des Tarifs „Verteilung“ zugrunde:

Kostenpositionen	Plankosten 2017 in EUR
Frequenzumformer (ohne Umrichterwerk Timelkam)	***
Umrichterwerk Timelkam	***
Bahnstromleitungen	***
Netzverluste Oberleitung	***
Netzverluste Bahnstromleitungen	***
(anteilige) Netzkosten APG	***
Netzkosten Timelkam-Vertrag	***
Zentrale Leitstelle Innsbruck	***
Overhead Geschäftsbereich	***
(anteilige) Kosten Energiemanagement	***
Blindleistungsvorhaltung	***
Kosten Schwarzstartfähigkeit	***
Kosten Regulierungsmanagement	***
Kosten aus Versorgungsauftrag	***
Kosten aus Lieferauftrag	***
Risikopositionen	***
Abzugsposition aktivierte Fremdkapitalzinsen	***
Regelleistung Frequenzumformer	***
Frequenzumformerverluste durch rotierende Reserve	***
Regelleistung Kraftwerke	***
Ausfallreserve Frequenzumformer	***
KW-Reserve für Revisionen FU	***

Spannungsvorhaltung Lindau	***
Engpassmanagement	***
GESAMT	***

3. Differenzierung zwischen Hoch- und Niedertarif

Das Tarifierungsmodell der Ö** sieht innerhalb des Tarifs „Nutzung Umformung“ als auch des Tarifs „Verteilung“ von Montag bis Sonntag eine Differenzierung zwischen Hochtarif (HT: 06:00 – 22:00 Uhr) und Niedertarif (NT: 22:00 – 06:00 Uhr) vor.

Tarifzeiten

Zeitfenster von Montag bis Sonntag

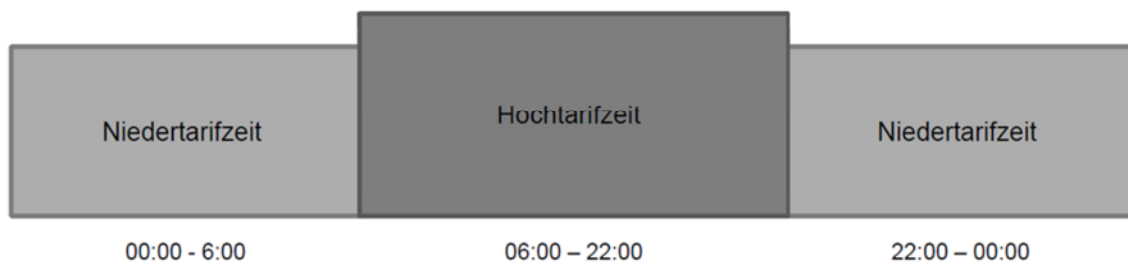
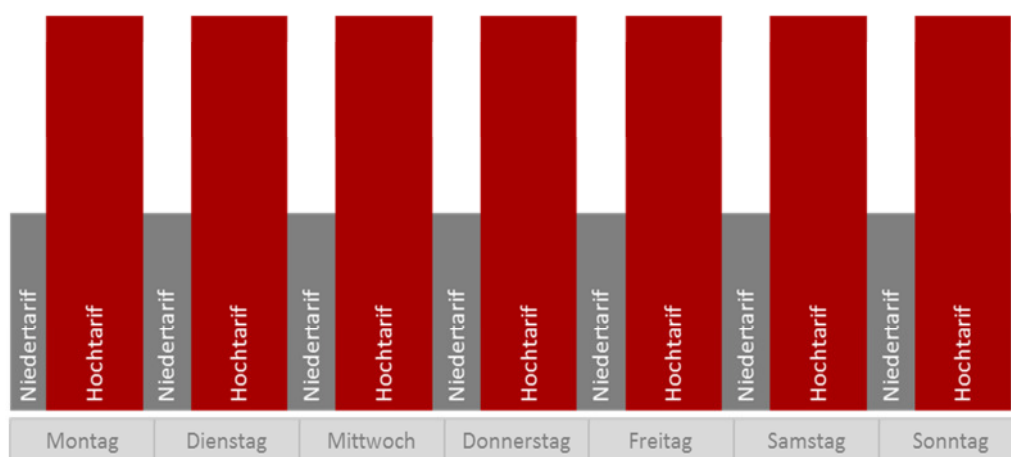


Abbildung 3: Tarifzeiten 2017

Der Preisunterschied zwischen dem während der Hochtarifzeit zur Anwendung kommenden Tarif gegenüber jenem der während der Niedertarifzeit zur Anwendung kommt, beläuft sich auf 20 %.

Tarifzeiten



Tarife 2017 in EUR/MWh		
	Durchleitung	Umformung
Hochtarif	38,11	4,43
Mo – So 06:00 – 22:00		
Niedertarif	31,75	3,69
Mo – So 22:00 – 06:00		

Abbildung 4: Tarifzeiten samt Tarifen 2017

Der Tariffdifferenzierung liegt der Umstand zugrunde, dass die Verluste im Bahnstromnetz sowie die Kosten für den zum Zweck der Stabilisierung des Netzes erforderlichen Einsatz von Frequenzumformern und -umrichtern in den Spitzenlastzeiten ansteigen.

Der Preisunterschied zwischen Hoch- und Niedertarif beruht demnach auf der Tatsache, dass der Lastbezug während der Hochtarifzeit von 06:00 bis 22:00 Uhr höher (durchschnittlich rund 36 %) als zur Niedrigtarifzeit ist. Folglich muss das Bahnstromnetz während der Hochtarifzeit eine größere Menge an Bahnstromverlusten (rund *** % höhere Verluste) ausgleichen, als während der Niedertarifzeit, zumal Verluste im Verhältnis zur bezogenen Menge quadratisch ansteigen. Zum Ausgleich der Bahnstromverluste muss der Netzbetreiber Energie beschaffen. An dem Terminmarkt (öffentlicher Strommarkt) wird zwischen Peak-Tarifen (werktags 08:00 bis 20:00 Uhr) und Off-Peak Tarifen unterschieden. Die Preise während der Peak-Tarifzeit sind dabei durchschnittlich 1,5 Mal so hoch wie die Preise während der Off-Peak-Tarifzeit. Demgemäß entstehen bei der Energiebeschaffung für die Bereitstellung der Bahnstromverluste werktags zwischen 08:00 und 20:00 Uhr höhere Kosten als zu der restlichen Tageszeit.

4. Verluste

4.1 Einführung

Bei der Frequenzumformung, der Energieübertragung sowie der Energieverteilung entstehen aufgrund von elektrischen Widerständen (Strom-)Verluste. Die Ö** sorgt für den Ausgleich der in ihrem Netz auftretenden Stromverluste. Die daraus entstehenden Kosten werden solidarisch unter den Netznutzern über den Tarif „Verteilung“ aufgeteilt.

Der Kostenblock „Verluste“ des Durchleitungsmodells 2017 der Ö** setzt sich aus nachfolgenden Kostenpositionen zusammen:

- Netzverluste Oberleitung
- Netzverluste Bahnstromleitungen
- Netzverluste Frequenzumformer

4.2 Verlustpreis

Die Ö** hat zur Bewertung der Stromverluste einen Verlustpreis in Höhe von *** EUR pro MWh festgesetzt, der maßgeblich für die Höhe der Kostenpositionen „Netzverluste Frequenzumformer“, „Netzverluste Bahnstromleitungen“, „Netzverluste Oberleitung“, „Frequenzumformerverluste durch rotierenden Reserve“ sowie „Regelleistung Frequenzumformer“ ist.

Verluste

Anlagenkosten	Verluste	Systemdienstleistungen	Vorgelagerte Netzkosten	Allgemeine Kosten
Frequenzumformer	Netzverluste Oberleitung	Regelleistung Frequenzumformer	Netzkosten APG	Overhead GB
Umrichter Timelkam	Netzverluste Bahnstromleitung	Regelleistung Kraftwerke	Netzkosten Timelkamvertrag	Energiemanagement
Bahnstromleitungen	Verluste Frequenzumformer	Ausfallreserve Frequenzumformer		ÖMAG Zuweisung
Zentrale Leitstelle Innsbruck		FU-Verluste durch rotierende Reserve		Kosten aus Versorgungsauftrag
Abzug aktivierte Fremdkapitalzinsen		Blindleistung		Kosten aus Lieferauftrag
		Schwarzstartfähigkeit		Regulierungsmanagement
		KW-Reserve für Revisionen Frequenzumformer		Risikopositionen
		Spannungsvorhaltung Lindau		
		Engpassmanagement		

Abbildung 5: Verluste

Der Verlustenergiepreis in Höhe von ***EUR je MWh wurde für das Jahr 2017 unter Zugrundelegung der geplanten Gesamtenergiebeschaffungskosten in Höhe von ***EUR und der prognostizierten Gesamtbezugsmenge von ***MWh ab Kraftwerk/Umformerwerk ermittelt.

Die Gesamtkosten für den Verlustpreis setzen sich aus zwei Kostenbestandteilen („Einkaufskosten“, „Sonstige Beschaffungskosten“) zusammen. Die Kostenbestandteile „Einkaufskosten“ und „Sonstige Beschaffungskosten“ bestehen wiederum aus verschiedenen Komponenten („Ist-Einkaufsmenge (inkl. Verbundvertrag und Timelkam)“ + „Langfristverträge (A** und R**)“ + „Eigenerzeugungskosten“ + „Residual – Offene Position“ – „Nicht anrechenbare Kosten A**/R** Bezugsverträge“; „CO₂ R**“ + „Herkunftsnachweise“ + „Portfoliomanagement“).

Verlustkostenberechnung

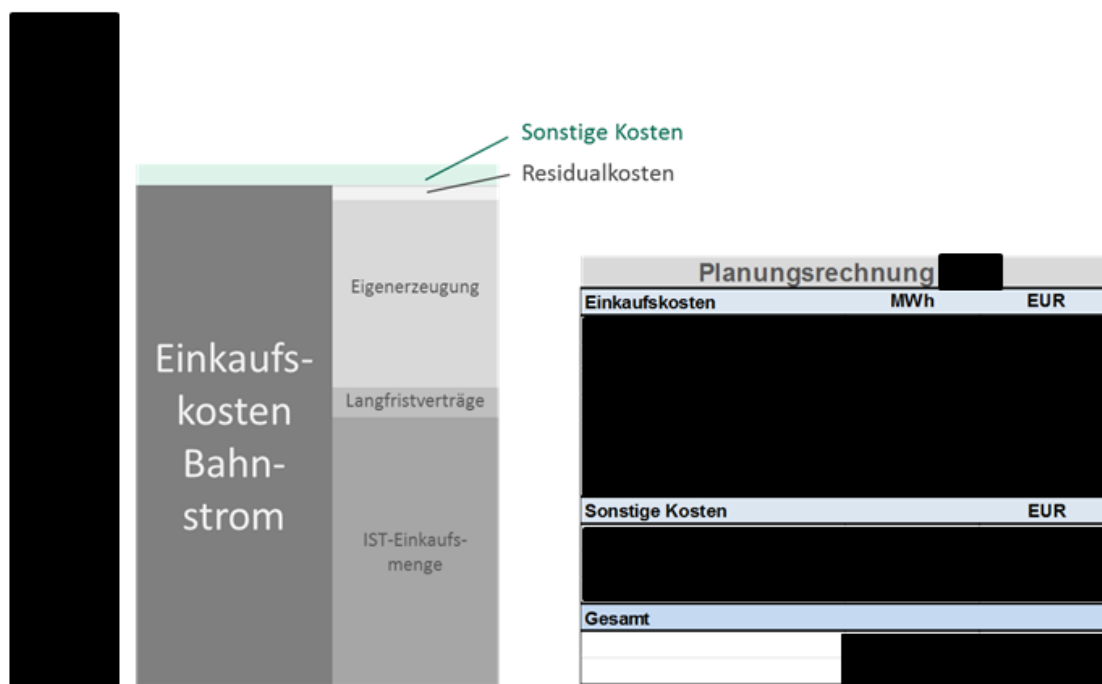


Abbildung 6: Verlustkostenberechnung Ö**

Abbildung 6: Verlustkostenberechnung Ö**

Der Kostenbestandteil „Einkaufskosten“, der in Summe *** EUR ausmacht, enthält den Aufwand der Ö** für am öffentlichen 50 Hz-Markt getätigte Stromgeschäfte sowie den zwischen der Ö** und der E** abgeschlossenen Langfristbezugsvertrag Timelkam als auch den zwischen der Ö** und der V** abgeschlossenen Langfristbezugsvertrag.

Bestandteil der „Einkaufskosten“ ist hierbei der der Ö** durch die marktöffnungsbedingte einvernehmliche Auflösung der Langfristlieferverträge mit den Eisenbahnverkehrsunternehmen entstehende Mehraufwand. Dieser Mehraufwand wird im Durchleitungsmodell 2017 doppelt berücksichtigt (siehe Kostenposition „Kosten aus Lieferauftrag“ des Kostenblocks „Allgemeine Kosten“, Punkt 8.3). Daher ist dieser bei der Berechnung des Verlustpreises in Abzug zu bringen.

Darüber hinaus wird bei den „Einkaufskosten“ anteilig der der Ö** entstehende Mehraufwand aufgrund von vor der Marktöffnung abgeschlossener Strombezugsverträge (beispielsweise mit R**, A**), die sich als defizitäre Geschäfte erwiesen haben, berücksichtigt. Jener Anteil, der defizitär bewertet wird, wurde seitens der Ö** jedoch anschließend in Abzug gebracht, da dieser bereits als eigene Kostenposition „Kosten aus Versorgungsauftrag“ des Kostenblocks

„Allgemeine Kosten“ Berücksichtigung findet (siehe Kostenposition „Kosten aus Versorgungsauftrag“ des Kostenblocks „Allgemeine Kosten“, Punkt 8.2).

Weiters werden jene Eigenerzeugungskosten unter dem Kostenbestandteil „Einkaufskosten“ angeführt, die mittels Ö** eigenen Kraftwerken zur Verfügung gestellt werden um benötigte Energiemengen bereitzustellen. Die erforderliche Energiemenge wurde unter Anwendung des Marktpreises bewertet.

Bestandteil der „Einkaufskosten“ ist ferner die Kostenkomponente „Residual – Offene Position“. Die Position „Residual – Offene Position“ berücksichtigt den Aufwand, der der Ö** im Hinblick auf die Deckung des noch nicht beschafften, jedoch prognostizierten Strombedarfs in Stundengranularität entsteht. Zur Ermittlung der Höhe dieser Kostenposition wurde in einem ersten Schritt die stundengenaue Bedarfsprognose ermittelt und anschließend die Differenz zwischen dieser stundengenauen Prognosemenge und der geplanten Gesamtbezugsjahresmenge für das Jahr 2017 errechnet, was dann als sogenannte „Residualmenge“ verbleibt. In einem weiteren Schritt wurde die Residualmenge einer stündlichen Marktpreisbewertung unterzogen.

Hinzu kommt der Kostenbestandteil „Sonstige Kosten“, der Kosten für CO₂-Zertifikate, Herkunftsnachweise und Portfoliomanagement beinhaltet und in Summe einen Betrag von ***EUR ausmacht.

Die Kostenkomponente „Herkunftsnachweise“ beinhaltet denjenigen Aufwand der Ö**, der dadurch entsteht, dass Stromhändler gemäß Ökostromgesetz verpflichtet sind, den ihnen zugewiesenen Ökostrom sowie die dazugehörigen Herkunftsnachweise abzunehmen und der Ökostromabwicklungsstelle (Details hierzu siehe unter Punkt 8.6) das Entgelt jedenfalls in Höhe des gesetzlich festgelegten Preises zu entrichten.

Eine weitere Kostenkomponente stellen die CO₂-Zertifikate dar. Im Rahmen der langfristigen rollierenden Beschaffungsstrategie der Ö** wurden Lieferverträge abgeschlossen, die eine Abgeltung der mit der Stromerzeugung in Zusammenhang stehenden Emissionen durch die Bereitstellung von Emissionszertifikaten vorsehen.

Der Aufwand für Portfoliomanagement umfasst Kosten für den Strommarktzugang und anfallende Stromhandelsgebühren, Vertragskosten aus dem Energieliefervertrag mit der V**, IT-Aufwendungen sowie anteilige Personalkosten für die Energiebeschaffung, die nicht in den Netzkosten beinhaltet sind. Die Geltendmachung einzelner Kosten der Kostenkomponente Portfoliomanagement stellt eine Doppelverrechnung dar, da bei einer Marktpreisbewertung der Eigenerzeugungsmenge und der Residualmenge, wie sie von Seiten der Ö** vorgenommen wurde (siehe oben), nicht zusätzlich Vertragskosten aus dem Energieliefervertrag mit der V**, IT-Aufwendungen sowie anteilige Personalkosten für die Energiebeschaffung geltend gemacht werden können.

Unter Abzug der Doppelverrechnungen beim Verlustpreis belaufen sich die Gesamtenergiebeschaffungskosten auf ***EUR, die wiederum einen Verlustpreis in Höhe von ***EUR je MWh ergeben.

4.3 Verluste Frequenzumformer

Bei den Frequenzumformern wurden jene Verluste berücksichtigt, die bei der Umformung von Strom mit einer Frequenz von 50 Hz auf 16,7 Hz-Strom anfallen.

Das Durchleitungsmodell der Ö** geht für das Jahr 2017 davon aus, dass bei der Umformung Stromverluste in Höhe von ***% entstehen. Der Verlustwert von ***% wurde seitens Ö** auf Basis historischer Messwerte (Messungen des Differenzbetrags zwischen bezogener 50 Hz-Arbeit und der in das 16,7 Hz-Netz eingespeisten Arbeit) ermittelt. Da gemäß Durchleitungsmodell 2017 ***MWh (***% der Gesamtbezugsmenge für das Jahr 2017) über die Frequenzumformer umgewandelt werden, wird unter Berücksichtigung des Verlustwertes von ***% eine Umformerbezugsmenge von ***MWh ermittelt. Insofern ergibt sich im Hinblick auf den Kostenblock „Verluste Frequenzumformer“ für das Jahr 2017 eine Verlustmenge von ***MWh. Unter Heranziehung des Verlustpreises in Höhe von ***EUR/MWh wurde seitens der Ö** für die Kostenposition „Verluste Frequenzumformer“ ein Gesamtaufwand von ***EUR angesetzt.

An dieser Stelle sei darauf verwiesen, dass der oben genannte Gesamtaufwand für die Vorhaltung der Verlustmengen bei den Umformern gemäß dem Durchleitungsmodell 2017 nicht zu 100 % in die Kostenposition „Verluste Frequenzumformer“ geflossen ist, sondern nur zu ***%, was ***MWh entspricht (Details zu dem Aufteilungsschlüssel siehe unter Punkt 6.2). Die restlichen ***% (***MWh) wurden der Kostenposition „Regelleistung Frequenzumformer“ zugerechnet. Somit sind ***% des Aufwandes für Frequenzumformerverluste in den Tarif „Nutzung Umformung“ eingeflossen, während die restlichen ***% dem Tarif „Durchleitung“ zugeordnet wurden.

Unter Zugrundelegung des um die Doppelverrechnungen bereinigten Stromverlustpreises in Höhe von ***EUR je MWh ergibt sich für die Kostenposition „Verluste Frequenzumformer“ ein Gesamtaufwand von ***EUR.

4.4 Netzverluste Bahnstromleitungen

Für die Berechnung des Verlustwertes im Bereich der Bahnstromleitungen wurden historische Bahnstromnetzverluste (gemessene IST-Verluste der Jahre 2013-2015) ermittelt. Die Ö** hat auf diese Weise für die Bahnstromleitungen für das Jahr 2017 einen Bahnstromverlust-Prozentsatz von ***% ermittelt.

Bezogen auf die geplante Menge an durchzuleitendem Strom von ***MWh ergeben sich unter Zugrundelegung der ***% ***MWh an Verlusten. Unter Zugrundelegung des Planwertes der Ö** von ***EUR je MWh, beläuft sich der geplante Gesamtaufwand auf ***EUR. Da dieser Aufwand im Bahnstromnetz anfällt, wurde er zur Gänze dem Tarif „Verteilung“ zugerechnet.

Bei Heranziehung des um die Doppelverrechnungen bereinigten Stromverlustpreises in Höhe von ***EUR je MWh ergibt sich für die Kostenposition „Netzverluste Bahnstromleitungen“ ein Gesamtaufwand ***EUR.

4.5 Netzverluste Oberleitung

Die Verluste in der Oberleitung sind – systematisch betrachtet – dem Bahnstromnetz zuzuordnen. Sie können nicht verbraucherexakt gemessen und zugewiesen werden. So bewirken Triebfahrzeuge, gesetzt dem Fall es befinden sich mehrere Triebfahrzeuge im Speiseabschnitt, bei gleichem Traktionsenergieverbrauch höhere elektrische Verluste in der Oberleitung, als wenn diese einzeln verkehren. Auch gibt es aufgrund des zeitlich, technisch und wirtschaftlich bedingten unterschiedlichen Ausbaus der Oberleitungsanlagen im Netz der Ö** mit unterschiedlichen Oberleitungsbauarten und unterschiedlicher Konfiguration in den Speiseabschnitten, auch abhängig von der Speisebereichslänge, unterschiedlich große Impedanzen (Wechselstromwiderstände). Die Leistungsaufnahme eines Triebfahrzeugs in einen bestimmten Abschnitt hängt auch vom Fahrverhalten des Triebfahrzeugführers ab, da etwa häufige Beschleunigungsphasen mehr Energiebedarf als einmaliges starkes Beschleunigen mit langen Beharrungsfahrten erfordern. Zum Zwecke der Quantifizierung der Oberleitungsverluste wurde seitens der Ö** auf ein mathematisches Rechenmodell aus dem Jahr 2014 zurückgegriffen. Für sämtliche elektrische Verluste im 15 kV-Oberleitungsnetz ergab das auf Simulationen basierende Rechenmodell der Ö** einen Wert für die Verluste in der Oberleitung von ***%. Unter Berücksichtigung der für das Jahr 2017 geplanten durchzuleitenden Strommenge von ***MWh ergibt sich für die Verluste in der Oberleitung ein Wert von ***MWh, was bei Zugrundelegung des Verlustpreises in Höhe von ***EUR je MWh einem Gesamtaufwand von ***EUR für die Kostenposition „Verluste Oberleitung“ entspricht. Dieser Aufwand wurde zur Gänze dem Tarif „Verteilung“ zugeordnet.

An dieser Stelle sei darauf verwiesen, dass der Ausgleich für die in den Oberleitungen entstehenden Verluste – im Gegensatz zu den Infrastrukturkosten für die Oberleitungen – nicht bei der Ermittlung der Höhe der Benützungsentgelte für den Zugang zur Schieneninfrastruktur gemäß § 67 EisbG idF BGBl I 38/2004 bzw der Wegeentgelte für den Zugang zur Eisenbahninfrastruktur gemäß § 67 EisbG idF BGBl I 137/2015 durch die Ö** berücksichtigt wird, sodass es im Hinblick auf die Oberleitungsverluste zu keiner Doppelverrechnung kommt.

Unter Zugrundelegung des um die Doppelverrechnungen bereinigten Stromverlustpreises in Höhe von ***EUR je MWh ergibt sich für die Kostenposition „Netzverluste Oberleitung“ ein Gesamtaufwand von ***EUR.

5. Anlagenkosten

5.1 Einführung

OPEX: Die Betriebsausgaben beziehen sich auf die laufenden Ausgaben für einen funktionierenden operativen Geschäftsbetrieb. Unter die OPEX subsumiert die Ö** die Kosten für Materialaufwand, Sachaufwand, Personal etc. Sie werden in voller Höhe bilanziert.

CAPEX I: Die Ö** berücksichtigt hier – basierend auf dem historischen Anschaffungswert der Anlagegüter – die Kosten für die Abschreibung der Anlagegüter der jeweiligen Anlageklasse. Passivierte Kostenbeiträge für Anlagegüter werden analog zu den Anlagegütern abgeschrieben und vermindern somit den Aufwand der Abschreibung.

CAPEX II: Unter CAPEX II wird der Aufwand für die Verzinsung des gebundenen Kapitals verstanden. Zur Berechnung des Aufwandes für die Verzinsung des gebundenen Kapitals wird der Buchwert der Anlagegüter zu Beginn des Wirtschaftsjahres (Stichtag 31.12. des Vorjahres) mit jenem zum Ende des Wirtschaftsjahres (Stichtag 31.12. des Planjahres) verglichen und hieraus ein Mittelwert gebildet. Der Mittelwert wird sodann mit dem WACC-Zinssatz bewertet. Gemäß dem Durchleitungsmodell 2016 der Ö** werden passivierte Kostenbeiträge Dritter (Zuschüsse und Förderungen) bei den Buchwerten in Abzug gebracht, sodass keine Kapitalverzinsung der Finanzierung durch die Kostenbeiträge Dritter vorgenommen wird.

Die Ö** greift für die Ermittlung der Kapitalkosten auf einen WACC-Zinssatz in Höhe von ***% zurück. Der WACC-Zinssatz wurde seitens der Ö** auf Geschäftsbereichsebene (Geschäftsbereich Bahnsysteme) festgelegt und fließt über die Anlagenkosten in die Kostenpositionen „Frequenzumformer“, „Umrichter Timelkam“, „Bahnstromleitungen“, „Zentrale Leitstelle Innsbruck“, „Regelleistung Frequenzumformer“, „Regelleistung Kraftwerke“, „Ausfallreserve Frequenzumformer“, „Blindleistung“, „Schwarzstartfähigkeit“, „Spannungsvorhaltung Lindau“, „Kraftwerksreserve für Revisionen Frequenzumformer“ ein.

Der WACC (Weighted Average Cost of Capital) wurde vor Steuern anhand nachstehender Formel berechnet:

$$WACC = \frac{EK}{GK} * r_{EK} + \frac{FK}{GK} * r_{FK}$$

EK	Eigenkapital
FK	Fremdkapital
GK	Gesamtkapital (Eigenkapital und Fremdkapital)
r_{EK}	Rendite Eigenkapital (Eigenkapitalkostensatz)
r_{FK}	Fremdkapitalkostensatz

Die Berechnung des WACC-Zinssatzes führt zu den Kapitalkosten, die sich als gewichtetes Mittel der Eigen- und Fremdkapitalkosten ergeben. Die Ö** ist von der Körperschaftssteuer befreit, sodass die WACC-Ermittlung ohne Berücksichtigung einer allfälligen Körperschaftssteuer vorgenommen wurde.

Aus nachstehender Darstellung samt Beschreibung ergibt sich die WACC-Ermittlung des Geschäftsbereichs Bahnsysteme der Ö**, die im Jahr 2015 vorgenommen wurde:

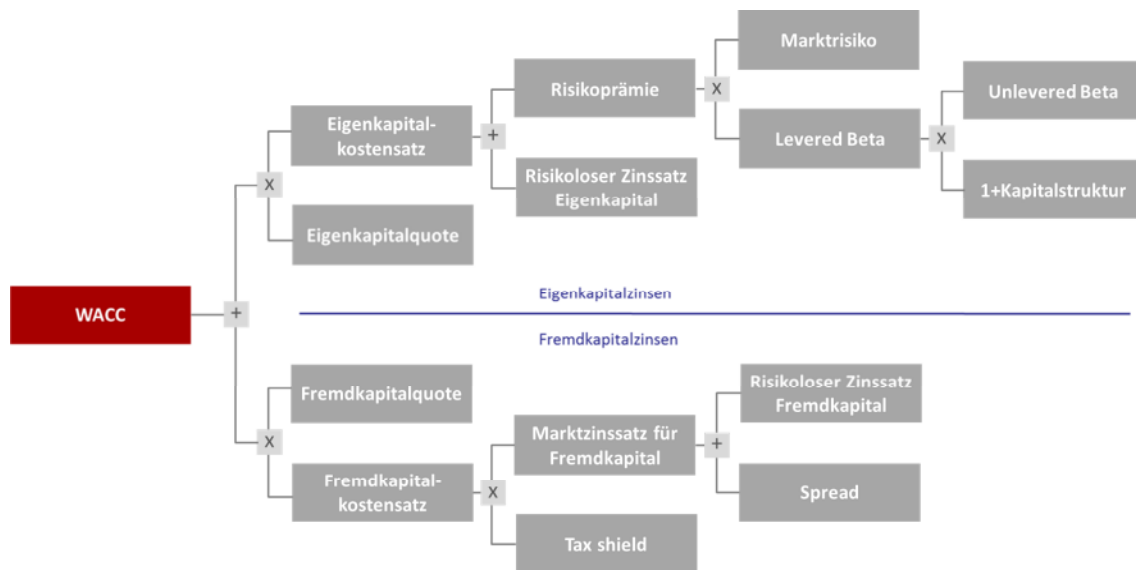


Abbildung 7: WACC-Ermittlung Ö**

	N** – Bandbreite Minimum	N** – Bandbreite Maximum
Risikoloser Zinssatz	***	***
Marktrisikoprämie	***	***
Unlevered Beta	***	***
Levered Beta	***	***
EK Zins	***	***
	***	***
Fremdkapitalkosten	***	***
	***	***
WACC	***	***

Die Ö** legt das Gutachten „Quantifizierung der Kapitalkosten des Bahnstromnetzes der Ö** für 2017 und 2018“ der N** aus dem Jahr 2017 vor, welches sich mit der Ermittlung einer Bandbreite für den WACC beschäftigt. Diese kommt zum Ergebnis eines WACC zwischen ***% und ***% für das Jahr 2017. Daraus ermittelt die Ö** einen WACC-Zinssatz in Höhe von ***% für 2017.

Die Ö** verwendet für die Bewertung der Eigenkapitalzinsen für den WACC einen Capital Asset Pricing Model Ansatz (CAPM). Die Verwendung dieses Ansatzes wirkt sich unmittelbar auf den Bereich Eigenkapitalzinsen und dessen Bestandteile Unlevered Beta, Marktrisiko und Risikoloser Zinssatz Eigenkapital aus.

Unlevered Beta: Seitens der Ö** wurde eine Anzahl von Vergleichsunternehmen herangezogen, die sich aus drei Gruppen zusammensetzt – Regulierung, Nachfrage Schienenpersonenverkehr und Nachfrage Schienengüterverkehr. Unter Anwendung einer Gewichtung und Bandbreite wird der gewichtete Mittelwert errechnet. Die Schnittmenge der Nachfrageunternehmen und der Regulierungsunternehmen ergibt dann eine Schnittmenge, wobei diese jeweils für ein Jahr, drei Jahre und fünf Jahre ermittelt wurde und deren Ergebnis über alle drei Resultate einen Wert von *** bis *** ergibt.

Kapitalstruktur: Weiters wurde eine Eigenkapitalquote von *** % und ein Verschuldungsgrad von *** % herangezogen. Dadurch ergibt sich eine Fremdkapitalquote von *** %. Aus der Multiplikation des Unlevered Beta mit dem Verhältnis Fremdkapital zu Eigenkapital ergibt sich ein Levered Beta von *** bis ***.

Marktrisikoprämie: Die Marktrendite wurde mittels Total-Market-Return-Ansatz in Höhe von *** % ermittelt. Hinzu kommt laut Gutachten der N** eine Inflation mit einer Bandbreite von *** % bis *** %. Der Total-Market-Return-Ansatz basiert auf einer Betrachtung der Marktrendite unter Abzug des risikolosen Zinssatzes. Unter Berücksichtigung der Bandbreite der Inflation und des risikolosen Zinssatzes ergibt sich eine Marktrisikoprämie zwischen *** % und *** %.

Durch die Multiplikation des Levered Beta mit der Marktrisikoprämie ergibt sich eine Risikoprämie zwischen *** % und *** %.

Risikoloser Zinssatz Eigenkapital: Für den risikolosen Zinssatz des Eigenkapitals wurde für 2017 ein Zinssatz von *** % herangezogen, der wiederum anhand des 10-Jahres-Durchschnitts österreichischer Bundesanleihen mit einer 10-jährigen Restlaufzeit ermittelt wurde.

Durch Addition des risikolosen Zinssatzes mit der Risikoprämie ergibt sich ein Eigenkapitalkostensatz von *** % bis *** %.

Risikoloser Zinssatz Fremdkapital: Bei der Ermittlung der Fremdkapitalkosten wurde ein risikoloser Zinssatz von *** % angesetzt. Die angewandte Methodik berücksichtigt die Renditeentwicklungen von Unternehmensanleihen mit einer Bonität von A/BBB. Bei der Obergrenze werden zusätzlich die Ausgabekosten berücksichtigt. Die geschätzten Fremdkapitalkosten auf Basis der 10-Jahres Durchschnitts der Index-Werte betragen *** % bis *** % für das Jahr 2017.

Unter Berücksichtigung der folgenden Korrekturen ergibt sich ein WACC-Zinssatz in Höhe von *** % für das Jahr 2017.

Risikoloser Zinssatz	***
Marktrisikoprämie	***
Unlevered Beta	***
Levered Beta	***
EK Zins	***

FK risikoloser Zins	***
Spread/Risikozuschlag für FK	***
Fremdkapitalkosten	***

WACC	***

Die WACC-Korrektur von *** % auf *** % hat wiederum Auswirkungen auf die Kostenpositionen „Frequenzumformer“, „Umrichter Timelkam“, „Bahnstromleitungen“, „Zentrale Leitstelle Innsbruck“, „Regelfähige Kraftwerke“ und „Nicht regelfähige Kraftwerke“:

Umformer/Umrichterwerke	***
Umrichter Timelkam	***
Bahnstromleitungen	***
Zentrale Leitstelle Innsbruck	***
regelfähige Kraftwerke	***
nicht regelfähige Kraftwerke	***
<i>Gesamt</i>	***

WACC Korrektur Auswirkungen

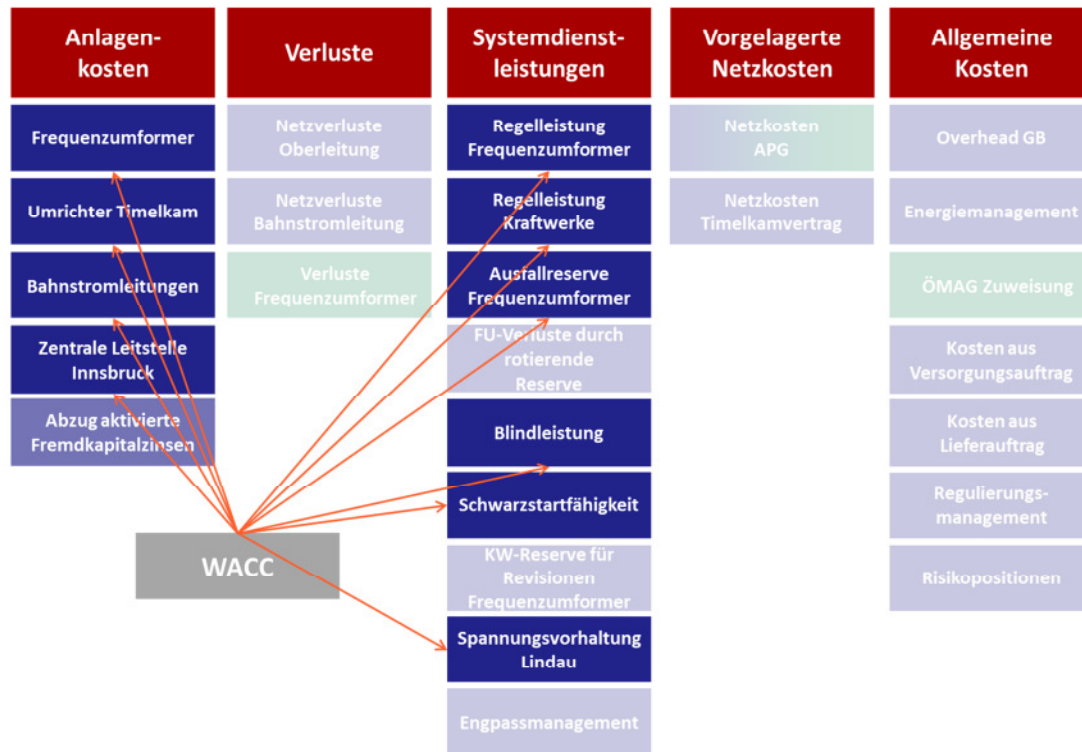


Abbildung 8: WACC-Korrektur Auswirkungen

Die Höhe des von Seiten der Ö** festgesetzten WACC-Zinssatzes ist – soweit er *** % überschreitet – nicht nachvollziehbar.

5.2 Anlagen für die Umformung und Verteilung von Bahnstrom/Abgrenzung zu sonstigen Infrastrukturanlagen

Das Bahnstromversorgungssystem wird auf der einen Seite durch die Frequenzumformer als Schnittstelle zum öffentlichen Versorgungsnetz bzw durch Schalt- und/oder Umspannanlagen jener Ö**-eigenen Kraftwerke oder Partnerkraftwerke, die bereits 16,7 Hz-Strom erzeugen, auf der anderen Seite durch sogenannte Abspannklemmen am Abspannportal der Unterwerke oder durch sogenannte Kabelendverschlüsse in den Unterwerken begrenzt. Bei den Frequenzumformern und den 132-, 110- und 55-kV-Bahnstromleitungen handelt es sich um Eisenbahnanlagen (vgl § 10 EibG).

Das Bahnstromleitungsnetz der Ö** in 16,7 Hz-Wechselstromtechnik, das Teil des Bahnstromversorgungssystems ist, dient der Übertragung und Verteilung des Bahnstroms von den Bahnstromkraftwerken und den Einspeisungen aus dem 50 Hz-Netz der öffentlichen Versorgung hin zu den Verbrauchern im Schienennetz. Es ist überwiegend als 110 kV-Netz ausgebaut (mit Ausnahme des 55 kV-Bahnstromnetzes in Wien und dem 132 kV-

Bahnstromnetz in Vorarlberg). Aus diesem Bahnstromleitungsnetz wird österreichweit über zahlreiche Unterwerke das 15 kV-Oberleitungsnetz versorgt, aus dem die Züge gespeist werden.

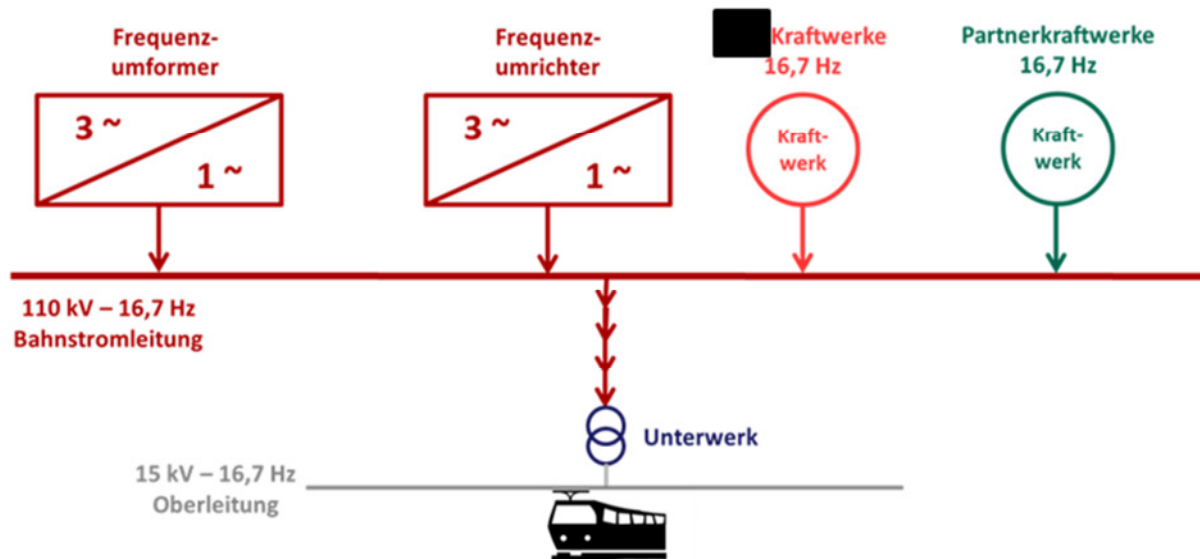


Abbildung 9: Ö Bahnstromsystem**

In den Unterwerken wird der für die Versorgung der Züge bzw. ortsfesten Anlagen erforderliche 16,7 Hz-Bahnstrom auf 15 kV transformiert und in die Oberleitung (Fahrleitung) eingespeist. Die Unterwerke und die Oberleitungen sind Teil der Eisenbahninfrastruktur iSd § 10a EisbG idF BGBl I 38/2004; seit Inkrafttreten der Novelle BGBl I 137/2015 am 27.11.2015 sind sie Bestandteile der Eisenbahninfrastruktur iSd § 10a EisbG idF BGBl I 137/2015.

Die Unterwerke (Umspannwerke) sind demgemäß keine Eisenbahnanlagen iSd § 10 EisbG und somit auch nicht Bestandteil des Bahnstromversorgungssystems. Die Nutzung der Eisenbahninfrastrukturanlagen durch die Eisenbahnverkehrsunternehmen wird durch einen gesonderten Vertrag (Infrastrukturnutzungsvertrag) geregelt (siehe Punkt 4.5).

5.3 Frequenzumformer

Ein Frequenzumformer dient nicht der Stromerzeugung, sondern – wie bereits erwähnt – der Umwandlung der Frequenz des Stroms. Durch die Umwandlung des 50 Hz-Stroms des öffentlichen Versorgungsnetzes in 16,7 Hz-Strom wird der Strom für ein Triebfahrzeug nutzbar gemacht. Darüber hinaus wird ein Frequenzumformer zur Leistungsregelung eingesetzt.

Die Frequenzumformung erfolgt mittels eines 16,7 Hz-EinphasensynchronGenerators, dessen Antrieb – anders als bei einem Wasserkraftwerk – nicht durch eine Turbine, sondern durch einen Drehstromasynchronmotor erfolgt, der aus dem öffentlichen 50 Hz-Netz gespeist wird.

Die Ö** verfügt über fünf Frequenzumformer und zwei Frequenzumrichter (Uttendorf, Timelkam). Die Umformerwerke der Ö** weisen nachfolgende (technische) Eckdaten auf:

Frequenzumformer und Frequenzumrichter	Anzahl der Maschinensätze	Leistung in Megawatt
Ötztal	***	***
St. Michael	***	***
Bergern	***	***
Auhof	***	***
Kledering	***	***
Uttendorf	***	***
Summe regelfähiger Frequenzumformer	***	***
	***	***
Timelkam	***	***
Summe aller Umformer	***	***

Für das Jahr 2017 wurden nachfolgende Anlagenkosten für die Frequenzumformer und den Frequenzumrichter Uttendorf festgesetzt:

Kostenkategorien	Frequenzumformer	UrW Uttendorf	Gesamt
OPEX	***	***	***
CAPEX I (AfA)	***	***	***
CAPEX II (Finanzaufwand)	***	***	***
Summe Aufwand	***	***	***

Da die Frequenzumformer neben der Umformung auch Regelleistung erbringen, wurde ein Anteil von *** % – in Summe *** EUR – der oben angeführten Anlagenkosten der Frequenzumformer in Höhe von *** EUR der Kostenposition „Regelleistung Frequenzumformer“ zugerechnet (Details zu dem Aufteilungsschlüssel siehe unter Punkt 6.2). Ein weiterer Anteil von *** % der Anlagenkosten der Frequenzumformer – entspricht einem Betrag von *** EUR – wurde der Kostenposition „Ausfallreserve Frequenzumformer“ zugewiesen, zumal die Frequenzumformer für die Ausfallsicherheit zur Verfügung stehen (Details zu dem Aufteilungsschlüssel siehe unter Punkt 6.3). Die restlichen *** % der Anlagenkosten Frequenzumformer (*** EUR) sind in den Tarif „Verteilung“ eingeflossen.

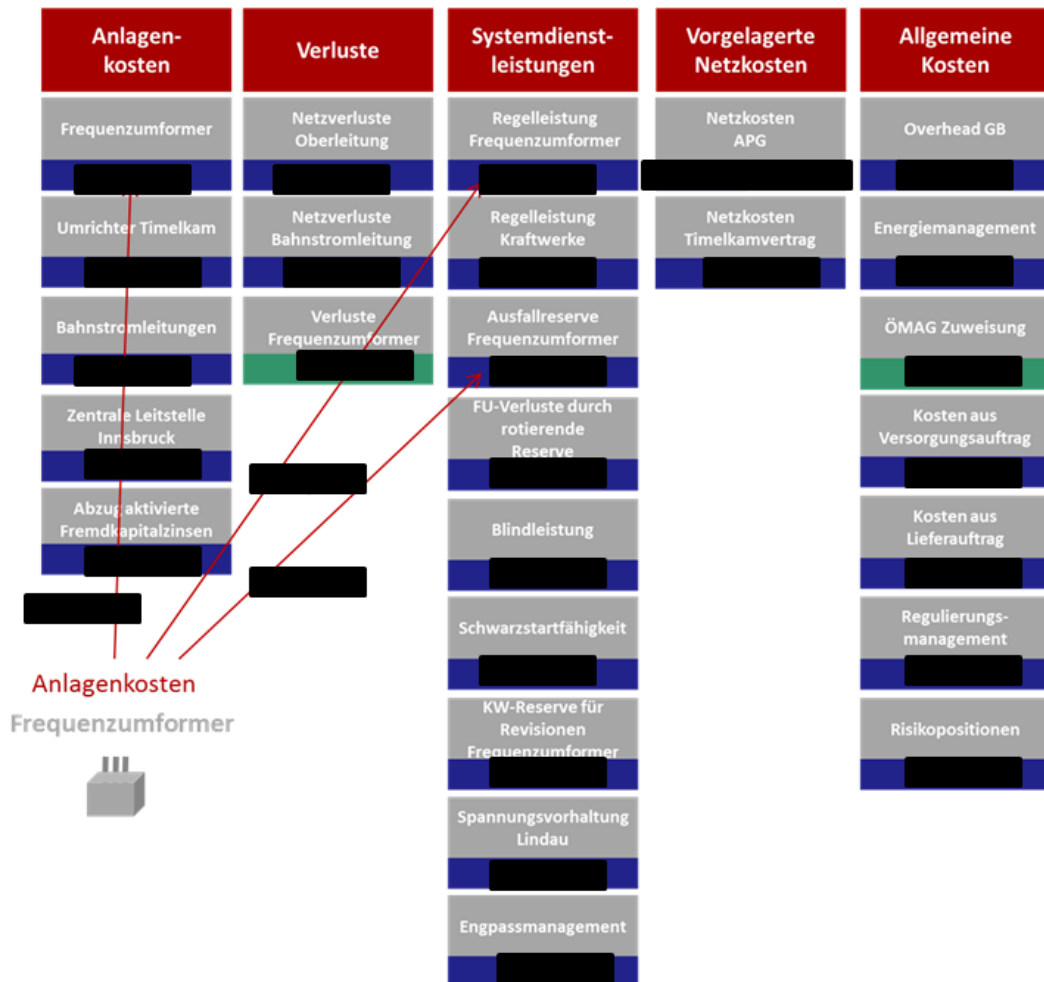


Abbildung 10: Anlagenkosten Frequenzumformer

Bei der Kostenposition „Frequenzumformer“ wurde ein *** % übersteigender WACC-Zinssatz angesetzt und ein Regelleistungsbedarf von *** MW (statt *** MW) unterstellt.

Der Gesamtaufwand der Kostenposition „Frequenzumformer“ beläuft sich bei Berücksichtigung der WACC-Korrektur auf *** % (siehe Punkt 5.1) und der Berücksichtigung der Regelleistungshöhe auf einen Betrag von *** EUR.

5.4 Umrichter Timelkam

Neben der elektromechanischen Umformertechnik greift die Ö** zwecks Leistungstransfers zwischen den Netzen auf die elektronische Umrichtertechnik zurück. Der Vorteil dieser Technologie ergibt sich aus den geringeren Stromverlusten im Vergleich zu jenen, die bei den mechanischen Umformern auftreten. Ein auf dieser Technologie basierendes Umrichterwerk befindet sich in Timelkam (Umrichterwerk Timelkam). Es ermöglicht Einspeisungen aus einem mit 50 Hz-Generatoren ausgestatteten Kraftwerk in das 16,7 Hz-Bahnstromnetz.

Während das Umrichterwerk in Uttendorf analog zu den Frequenzumformern auch für die Bereitstellung von Regelleistung und für die Ausfallsicherheit eingesetzt wird, wird das

Umrichterwerk Timelkam lediglich für die Umwandlung von Strom verwendet. Dies ist auch der Grund dafür, weshalb das Umrichterwerk Timelkam in den Kostenaufstellungen separat dargestellt wird.

Für das Jahr 2017 wurden von Seiten der Ö** nachfolgende Anlagenkosten für den Umrichter Timelkam ermittelt:

UrW Timelkam	Plankosten 2017 in EUR
OPEX	***
CAPEX I (AfA)	***
CAPEX II (Finanzaufwand)	***
Summe Aufwand	***

Aufgrund der Tatsache, dass das Umrichterwerk Timelkam keine Regelleistung erbringt und nicht für die Ausfallsicherheit zur Verfügung steht, wurde der gesamte Aufwand für das Umrichterwerk Timelkam in Höhe von *** EUR dem Bereich Netz (Tarif „Verteilung“) zugeordnet.

Zur Ermittlung der Höhe der Kostenposition „Umrichter Timelkam“ wurde ein WACC-Zinssatz in Höhe von *** % herangezogen.

Unter Zugrundelegung des korrigierten WACC-Wertes (siehe Punkt 5.1) beläuft sich der Gesamtaufwand für die Kostenposition „Umrichter Timelkam“ auf einen Betrag von *** EUR.

5.5 Bahnstromleitungen

Das österreichweite Bahnstromleitungsnetz der Ö** mit einer Gesamtlänge von circa 2.000 km verbindet die Umformer- und Umrichterwerke, die Wasserkraftwerke und die Unterwerke miteinander und ermöglicht den Transport des Bahnstroms von den Kraft- und Frequenzumformern zu den Unterwerken.

Für das Jahr 2017 wurden von Seiten der Ö** nachfolgende Anlagenkosten für die Bahnstromleitungen ermittelt:

Bahnstromleitungen	Plankosten 2017 in EUR
OPEX	***
CAPEX I (AfA)	***
CAPEX II (Finanzaufwand)	***
Summe Aufwand	***

Die OPEX und die CAPEX I entstammen der Mittelfristplanung der Ö**. Zur Ermittlung der CAPEX II wurde aus den Planbuchwerten der Bahnstromleitungen zum 31.12.2016 (*** EUR) und zum 31.12.2017 (*** EUR) ein Mittelwert gebildet und dieser Mittelwert (*** EUR) wurde mit dem WACC von *** % bewertet. Hieraus ergibt sich ein CAPEX II Aufwand von *** EUR.

Die gesamte Kostenposition „Bahnstromleitungen“ – in Summe *** EUR – wurde dem Tarif „Verteilung“ zugerechnet.

Es wurde ein WACC in Höhe von *** % zugrunde gelegt (siehe Kapitel 5.1).

Der Gesamtaufwand für die Kostenposition „Bahnstromleitungen“ beläuft sich unter Berücksichtigung des korrigierten WACC-Zinssatzes (siehe Punkt 5.1) auf einen Betrag von *** EUR.

5.6 Zentrale Leitstelle Innsbruck

Die Steuerung, Regelung und Überwachung der Kraftwerke, Umformerwerke und Bahnstromleitungen erfolgt in der Zentralen Leitstelle der Ö** in Innsbruck. Von hier aus wird der Maschineneinsatz der Kraft- und Umformerwerke entsprechend der Belastungssituation im Bahnstromnetz zentral gesteuert. Darüber hinaus werden im Störfall Maßnahmen zur Fehlereingrenzung und Wiederversorgung vorgenommen.

Für das Jahr 2017 wurden nachfolgende Anlagenkosten für die Zentrale Leitstelle Innsbruck ermittelt:

Zentrale Leitstelle Innsbruck (ZLI)	Plankosten 2017 in EUR
OPEX	***
CAPEX I (AfA)	***
CAPEX II (Finanzaufwand)	***
Summe Aufwand	***

Die OPEX und die CAPEX I entstammen der Mittelfristplanung der Ö**. Für die CAPEX II wurde ein Mittelwert aus den geplanten Buchwerten der Anlagegüter zum 31.12.2016 (*** EUR) und 31.12.2017 (*** EUR) gebildet und dieser Mittelwert (*** EUR) wurde mit dem WACC Zinssatz von *** % bewertet, woraus sich CAPEX II Kosten von *** EUR ergeben.

Da die Zentrale Leitstelle Innsbruck sowohl Werkssteuerungsaufgaben (Steuerung der Kraft- und Umformerwerke) als auch Netzbetriebsführungsaufgaben (zB Regelleistung) wahrnimmt, wurde der Aufwand für die Kostenposition „Zentrale Leitstelle Innsbruck“ in einem ersten Schritt zu einem Teil dem Bereich Netz (Tarif „Verteilung“) zugerechnet: Die Festlegung des Aufteilungsschlüssels wurde auf Grundlage historischer Werte über die Arbeitsleistungen – in Leistungsstunden gemessen – der in der Zentralen Leitstelle zum Einsatz kommenden Mitarbeiter, differenziert nach Einsatz für einerseits die Steuerung der Kraft- und Umformerwerke und andererseits die Netzbetriebsführung, vorgenommen. Demgemäß wurde ein Anteil von *** %⁵ der Kosten der Zentralen Leitstelle dem Tarif „Verteilung“ zugerechnet.

⁵ Entspricht dem Einsatz der Mitarbeiter für die Netzbetriebsführung.

In einem weiteren Schritt wurde ein Anteil des verbleibenden Kostenanteils von *** % auf Grundlage nachstehender Formel dem Bereich Netz (Tarif „Durchleitung“) zugeordnet, zumal der Aufwand für die Steuerung der Umformer dem Netzbereich zuzuordnen ist:

- 1) Anzahl der Kraftwerke und Frequenzumformer: Da die Ö** über acht Wasserkraftwerke und sieben Frequenzumformer bzw -umrichter (in Summe *** Anlagen) verfügt, und lediglich die Steuerung/Überwachung der Frequenzumformer durch die Zentrale Leitstelle Innsbruck dem Bereich Netz zuzurechnen ist, wurden *** des verbleibenden Kostenanteils von *** % dem Tarif „Verteilung“ zugerechnet.
- 2) Anzahl der Maschinensätze in Kraftwerken und Frequenzumformern: Von insgesamt 38 Maschinensätzen entfallen *** Maschinensätze auf die Umformer (siehe Punkt 5.3). Somit wurden *** des verbleibenden Kostenanteils von *** % dem Tarif „Verteilung“ zugerechnet.
- 3) Installierte Leistung der Kraftwerke und der Umformerwerke: Von einer Gesamtleistung von *** MW stellen *** MW die Frequenzumformer zur Verfügung. Somit wurden dem Tarif „Verteilung“ *** des verbleibenden Anteils an Kosten von *** % zugerechnet.

$$\text{Kostenanteil Durchleitung} = ***$$

Von den Gesamtkosten der Zentralen Leitstelle Innsbruck wurde somit ein Anteil von *** % (*** % aufgrund der Aufzeichnungen über die Arbeitsleistungen und weitere *** % von den übrig gebliebenen *** %) dem Tarif „Verteilung“ zugerechnet.

Es wurde bei der Kostenposition „Zentrale Leitstelle Innsbruck“ ein WACC in Höhe von *** % angesetzt.

Der Gesamtaufwand der Kostenposition „Zentrale Leitstelle Innsbruck“ beläuft sich unter Berücksichtigung des korrigierten WACC (siehe Punkt 5.1) auf einen Wert von *** EUR.

5.7 Abzug aktivierte Fremdkapitalzinsen

Die Ö** ermittelt den CAPEX II (Finanzierungsaufwand) für die Buchwerte der Anlagen. In diesen Buchwerten sind auch die Buchwerte für Anlagen im Bau enthalten.

Das Rechnungswesen der Ö** sieht vor, dass für Bauprojekte mit einer Fertigstellungszeit > 6 Monate die anfallenden Fremdkapitalaufwendungen aktiviert werden. Die Tatsache, dass gemäß Rechnungslegungsgrundsätzen der Ö** für Bauprojekte mit einer Fertigstellungszeit > 6 Monate die anfallenden Fremdkapitalaufwendungen aktiviert werden, hat Auswirkungen auf die Höhe der Anlagenkosten der Frequenzumformer, die Anlagenkosten der Bahnstromleitungen, die Anlagenkosten der Zentralen Leitstelle Innsbruck sowie die Anlagenkosten der Kraftwerke und somit auch auf die Höhe verschiedener Kostenpositionen („Frequenzumformer“, „Bahnstromleitungen“, „Zentrale Leitstelle Innsbruck“, „Regelleistung

Frequenzumformer“, „Regelleistung Kraftwerke“, „Ausfallreserve Frequenzumformer“, „Ausfallreserve Kraftwerke“, „Blindleistung“) des Durchleitungsmodells 2017.

Im Jahr der Herstellung einer Anlage können Finanzierungskosten (Fremdkapitalzinsen) für die Herstellung des Anlagegutes anfallen. Für den Fall, dass diese Fremdkapitalzinsen den Herstellkosten zugerechnet werden (aktiviert werden), wird der gesamte Finanzaufwand des Jahres um die aktivierten Fremdkapitalzinsen korrigiert. Für die Finanzierung des Anlagegutes fällt somit im laufenden Geschäftsjahr kein Aufwand an. Nichtsdestotrotz müssen die Fremdkapitalzinsen zukünftig über die Abschreibung angerechnet werden.

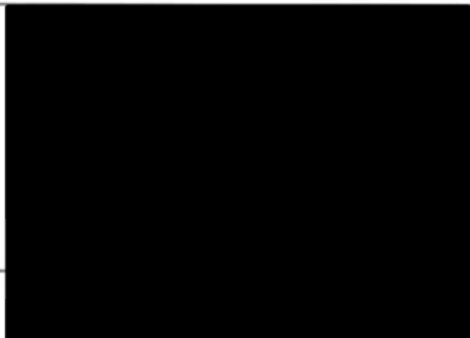
Die Ö** verwendet bei der Ermittlung der CAPEX II Aufwendungen einen WACC-Ansatz. Dies hat zur Folge, dass im Durchleitungsmodell 2017 der Ö** für Anlagen im Bau die Finanzierungskosten durch

1. sowohl die Aktivierung der anfallenden Fremdkapitalzinsen (siehe oben), als auch
2. die Berücksichtigung der Buchwerte samt Anlagen im Bau bei der CAPEX II Berechnung

doppelt berücksichtigt werden.

Unter dem Kostenbestandteil „Abzug aktivierter Fremdkapitalzinsen“ setzt die Ö** einen Gesamtkorrekturwert von *** EUR an.

Im Jahr 2017 plant die Ö** die Aktivierung von Fremdkapitalzinsen in Höhe von *** EUR für Anlagen im Geschäftsbereich Bahnstrom.

Anlagenart	aktivierte FKZ	Korrekturposition
Kraftwerke		
Zentrale Leitstelle Innsbruck		
Bahnstromleitungen		
Umformerwerke		
Summen		

Da „Zentrale Leitstelle Innsbruck“, „Bahnstromleitungen“ und „Umformerwerke“ ausschließlich Leistungen für das Bahnstromnetz erbringen, sind die aktivierten Fremdkapitalzinsen zur Gänze als Korrekturposition zu berücksichtigen.

Hingegen werden die Kraftwerke nur teilweise für das Bahnstromnetz eingesetzt (ein Teil der Kraftwerke gehört zur Energieerzeugung). Somit ist nur jener Anteil der aktivierten Fremdkapitalzinsen im Kraftwerksbereich zu korrigieren, welcher dem Netzanteil entspricht. Bezüglich der Höhe des Kraftwerkseinsatzes für das Bahnstromnetz wird ein Wert von gesamt

*** % ermittelt – siehe Kapitel 6.2.2 Regelleistung Kraftwerke, 6.5 Blindleistung, 6.6 Schwarzstartfähigkeit, 6.7 Kraftwerksreserve für Revisionen F, 6.8 Spannungsvorhaltung Lindau (Spullersee und Braz) und 6.9 Engpassmanagement. Folglich ergibt sich ein Korrekturwert für die Berücksichtigung von aktivierten Fremdkapitalzinsen in Höhe von *** EUR.

6. Systemdienstleistungen

6.1 Einführung

Systemdienstleistungen sind für die Funktionsfähigkeit eines (Bahnstrom-)Netzes notwendige Dienste, die vom Netzbetreiber neben der Übertragung und Verteilung von elektrischer Energie geleistet werden.

Nachfolgende Systemdienstleistungen werden von der Ö** erbracht:

- Regelleistung Frequenzumformer
- Regelleistung Kraftwerke
- Ausfallreserve Frequenzumformer
- Frequenzumformerverluste durch rotierende Reserve
- Blindleistungsvorhaltung
- Schwarzstartfähigkeit
- Kraftwerksreserve für Revisionen Frequenzumformer
- Spannungsvorhaltung Lindau
- Engpassmanagement

Der gesamte Aufwand für die obengenannten Systemdienstleistungen wird gemäß dem Durchleitungsmodell 2017 der Ö** dem Tarif „Verteilung“ zugerechnet.

6.2 Regelleistung

Der Energielieferant übermittelt dem Netzbetreiber Ö** auf Grundlage des Fahrplanes des mit Strom zu beliefernden Eisenbahnverkehrsunternehmens einen Energiefahrplan, um die Ö** in die Lage zu versetzen, möglichst genaue Prognosen hinsichtlich der benötigten Stromlieferungsmengen, die in das Bahnstromnetz gespeist werden müssen, abzugeben um auftretende Schwankungen der Frequenz, der Spannung als auch der Stromstärke ausgleichen zu können. Abweichungen von der Prognose sind jedoch unvermeidbar. In diesen Fällen greift der Netzbetreiber zunächst auf die Systemdienstleistung „Regelleistung“ zurück, um einen Zusammenbruch des Stromnetzes abzuwenden: Ein Ungleichgewicht zwischen Einspeisungen und Entnahmen wird durch zusätzliche oder geringere Einspeisungen bzw Entnahmen wieder ausgeglichen.

Zur Regelung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch greift die Ö** sowohl auf ihre Frequenzumformer als auch auf ihre regelfähigen Kraftwerke zurück, wobei die Ö** in

unmittelbarer Reaktion auf Ungleichgewichte tendenziell zunächst die Frequenzumformer und anschließend die Kraftwerke einsetzt.

Bei der Ermittlung der Höhe des Aufwands für die Erbringung von Regelleistung im Bahnstromnetz ist einerseits die Höhe der erforderlichen Regelleistung und andererseits die Verteilung der Regelleistungsaufbringung zwischen Kraftwerken und Umformern maßgeblich.

Im Jahr 2008 wurde seitens Ö** die C**-Studie in Auftrag gegeben, die sich unter anderem mit dem Thema Regelleistung auseinandersetzt. Auf Grundlage von Daten über alle aufgetretenen Leistungsschwankungen im Bahnstromnetz der Ö** innerhalb einer repräsentativen Woche im Jahr 2008 wurde eine Analyse der Leistungsverhältnisse vorgenommen, deren Ergebnisse sich in der C**-Studie wiederfinden. Die repräsentative Woche im Jahr 2008 (04.02.2008-10.02.2008) wies folgende Struktur auf:

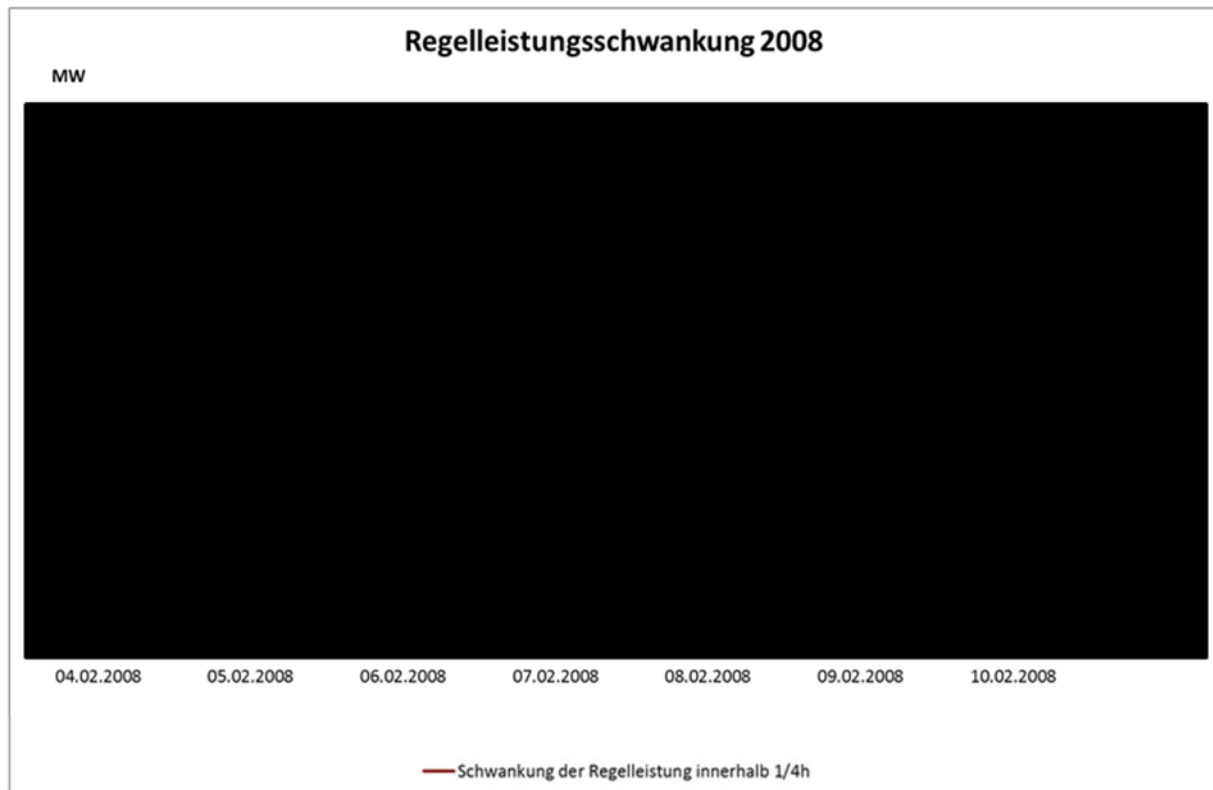


Abbildung 11: Regelleistungsschwankung 2008

Anhand dieser Struktur bzw der zugrunde liegenden Leistungsdaten zur Ermittlung der Verteilung von Frequenzumformereinsatz und Kraftwerkseinsatz wurden gemäß C** 2008 folgende Werte ermittelt:

Position	Wert
Maximale Schwankung der Leistung im Betrachtungszeitraum	***
- davon Kraftwerkseinsatz für kurzfristige Leistungsregelung	***
- davon Frequenzumformereinsatz für kurzfristige Leistungsregelung	***
Maximale Schwankung innerhalb einer ¼ h einer repräsentativen Woche	***
Total installierte Leistung Kraftwerke Ö**	***

Total installierte Leistung Frequenzumformer
 % Anteil der Kraftwerke für Regelabruf
 % Anteil der Frequenzumformer für Regelabruf

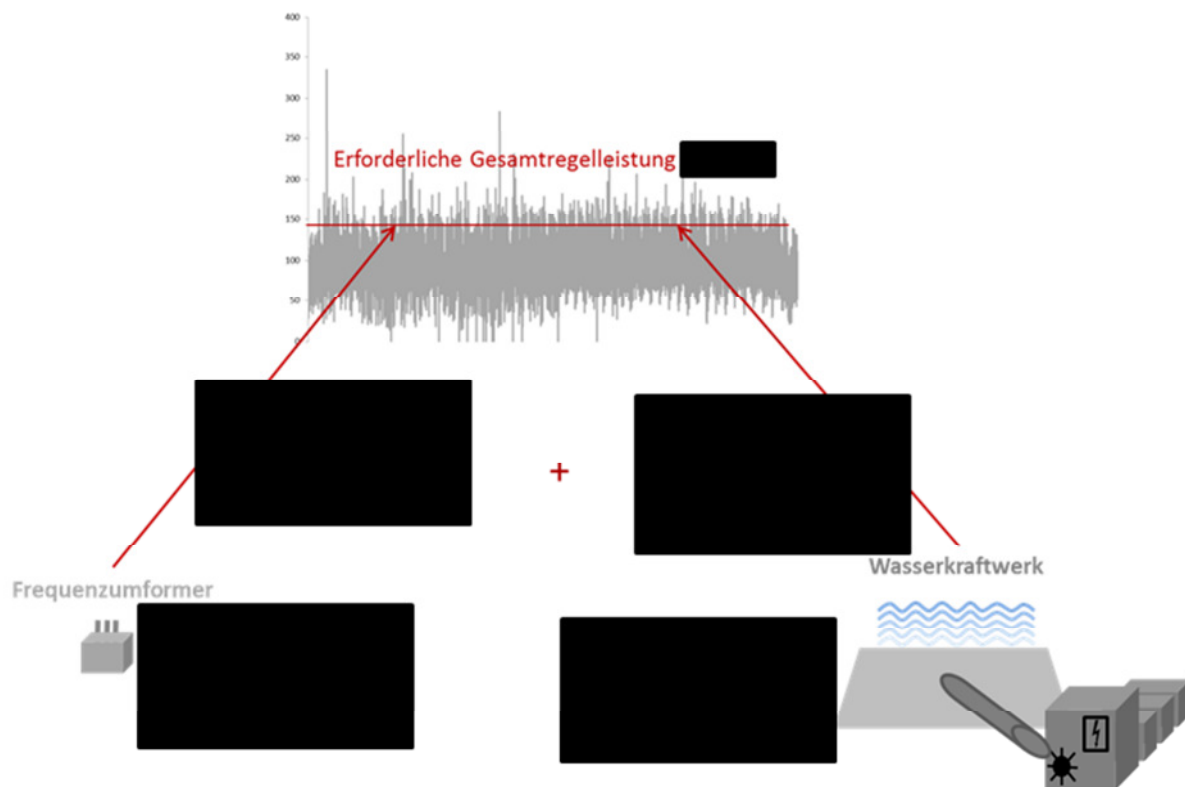


Abbildung 12: Aufteilung Regelleistung 2008

Die C**-Studie 2008 geht davon aus, dass bei der Ermittlung der tatsächlich benötigten Regelleistung durch die Frequenzumformer und die Kraftwerke berücksichtigt werden muss, dass die maximale Schwankung der Leistung im Betrachtungszeitraum (*** MW) die maximale Schwankung innerhalb einer Viertelstunde (*** MW) deutlich übersteigt. Daraus schließt C**, dass rund *** MW (=*** MW**** MW*** MW) an Leistung von den Frequenzumformern bereitgestellt werden müssen, während die Kraftwerke rund *** MW (=*** MW**** MW*** MW) bereitzustellen haben.

Seitens der Ö** wurde zur Ermittlung des Aufwands für die Regelleistung für das Jahr 2017 eine Neuberechnung vorgenommen, welche sich an der Ermittlung des Regelleistungsaufwands 2016 orientiert, der durch die Schienen-Control Kommission im 1. Teilbescheid Bahnstrom 2016 anerkannt wurde. Dabei verwendet die Ö** die gleiche Berechnungsmethodik der C**-Studie 2008 für die Verteilung zwischen Kraftwerken und Frequenzumformern. Die Höhe der Regelleistung ermittelt die Ö** unter Rekurs auf Basisdaten für Juli 2015 bis Juli 2016 und unter Berücksichtigung einer Standardabweichung (3σ bzw. einem Konfidenzniveau von rund 99,73 %). Daraus resultierend werden *** MW Gesamtregelleistung durch die Ö** angesetzt, wovon *** MW Regelleistung den

Frequenzumformern zugewiesen werden und *** MW Regelleistung den Kraftwerken zugeordnet werden.

Zum Planungszeitpunkt vorliegende Daten für den Zeitbereich Juli 2014 bis Juni 2015 ergeben unter Berücksichtigung einer Standardabweichung (3σ bzw einem Konfidenzniveau von rund 99,73 %) einen Anstieg des Regelleistungsbedarfs auf *** MW. Für die Tarifiermittlung 2016 wurden seitens Ö** Basisdaten für das Jahr 2013 verfügbar gemacht. Für die aktuelle Tarifiermittlung 2017, welche im Dezember 2015 veröffentlicht wurde, sollten jedoch Daten bis einschließlich Juli 2016 herangezogen werden, welche jedoch zum Planungszeitpunkt nicht bekannt waren.

Unter Berücksichtigung einer Regelleistungshöhe von *** MW und der Regelleistungsaufteilung gemäß C** 2008 (*** MW Frequenzumformer und *** MW Kraftwerke) ergibt sich, dass *** MW zur Ausregelung des Netzes durch die Frequenzumformer zur Verfügung stehen. Dies entspricht einem Anteil von *** % ($= \frac{\text{*** MW}}{\text{*** MW}}$) der Gesamtleistung der Frequenzumformer für die Regelleistung. Demgemäß fließen *** % der Anlagenkosten der Frequenzumformer – statt den festgesetzten *** % – in die Kostenposition „Regelleistung Frequenzumformer“ ein.

An dieser Stelle sei darauf verwiesen, dass die aufgrund der Regelleistungsbereitstellung entstehenden Kosten nicht mit den Ausgleichsenergiekosten, die aufgrund der zusätzlichen Energieeinspeisungen bzw –entnahmen zwecks Ausregelung des Netzes entstehen, zu verwechseln sind.

Unter Punkt 4.2 des (Muster-)Durchleitungsvertrages der Ö**, der zwischen dem Energielieferanten und der Ö** abgeschlossen wird, heißt es, dass der Preis für die Ausgleichsenergie in Analogie zum Preismodell der APG (Austrian Power Grid AG) ermittelt und dem Energielieferanten in Rechnung gestellt wird, der diese wiederum an das Eisenbahnverkehrsunternehmen weiterreicht bzw direkt dem Eisenbahnverkehrsunternehmen in Rechnung stellt.

Die Ermittlung der Ausgleichsenergie des jeweiligen Eisenbahnverkehrsunternehmens durch die Ö** erfolgt gemäß dem (Muster-)Durchleitungsvertrag der Ö** ausschließlich anhand der Energiefahrpläne des jeweiligen Energielieferanten (siehe Punkt 4.1 des (Muster-)Durchleitungsvertrages), sodass es zu keiner Solidarisierung des Ausgleichsenergieisikos innerhalb der Eisenbahnverkehrsunternehmen kommt.

Auszug aus dem (Muster-)Durchleitungsvertrag der Ö:**

4. Verrechnung der Ausgleichsenergie

- 4.1. Die [REDACTED] bestimmt die Ausgleichsenergie ausschließlich aus den entsprechenden Energiefahrplänen gem. **Anlage 4** und dem gem. Pkt. 3.2 gebildeten Verbrauch.
- 4.2. Die Verrechnung der Ausgleichsenergie an den Energielieferanten erfolgt in Analogie zum veröffentlichten Preismodell des Bilanzgruppenkoordinators über die 2 Preiskomponenten und der von der E-Control GmbH (Regulierungsbehörde der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft in Österreich) festgelegten und veröffentlichten Clearinggebühren. Diese sind auf der Internetseite des Bilanzgruppenkoordinators ersichtlich. Die im zweiten Clearing des Bilanzgruppenkoordinators errechneten Ausgleichsenergiepreise werden für die Verrechnung der Ausgleichsenergie durch [REDACTED] nicht herangezogen.

6.2.1 Regelleistung Frequenzumformer

Die Kostenposition „Regelleistung Frequenzumformer“ setzt sich – jeweils anteilig – aus Anlagenkosten der Frequenzumformer, Verlusten der Frequenzumformer sowie vorgelagerten Netzkosten der APG zusammen; siehe nachstehende Formel:

„Regelleistung Frequenzumformer = Anteilige Anlagenkosten der Frequenzumformer (ohne UrW Timelkam) + anteilige Verluste der Frequenzumformer + anteilige vorgelagerte Netzkosten APG“

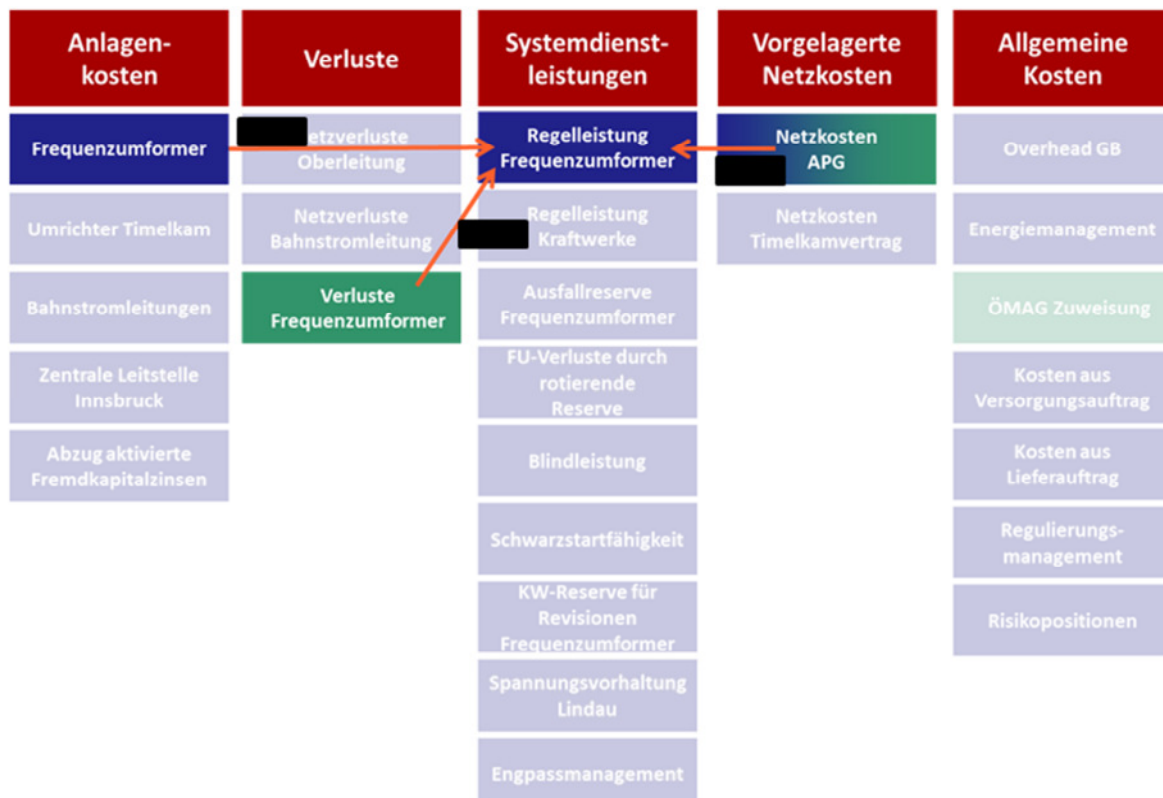


Abbildung 13: Regelleistung Frequenzumformer

Da laut C**-Studie 2008 auf den gesamten Betrachtungszeitraum (04.02.2008 – 10.02.2008) gesehen *** MW (*** MW durch die Kraftwerke und *** MW durch die Frequenzumformer) zur Ausregelung des Netzes bereitgestellt werden, die maximale Schwankung der Entnahmen innerhalb einer Viertelstunde (Gesamtregelleistungsbedarf) jedoch laut Berechnung der Ö** nur bei *** MW liegt, werden von den *** MW nur rund *** MW zur Ausregelung des Netzes durch die Frequenzumformer zur Verfügung gestellt.

In Relation zur Gesamtleistung der Frequenzumformer von *** MW (Frequenzumformer inklusive Umrichterwerk Uttendorf, exklusive Umrichter Timelkam, der nicht zur Regelung des Bahnstromnetzes eingesetzt werden kann) ergibt sich hieraus ein Anteil von *** % ($= \frac{\text{*** MW}}{\text{*** MW}}$ der Gesamtleistung der Frequenzumformer für die Regelleistung).

Aus diesem Grund wurden *** % der Anlagenkosten der Frequenzumformer (siehe Punkt 5.3, wonach sich der Aufwand für die Kostenposition „Anlagenkosten Frequenzumformer“ auf insgesamt *** EUR beläuft) – also *** EUR – dem Bereich Netz (Tarif „Verteilung“) zugewiesen.

Der Kostenposition „Regelleistung Frequenzumformer“ enthält darüber hinaus *** % des Aufwands der Kostenposition „Verluste Frequenzumformer“, zumal die Frequenzumformer in diesem Umfang zur Ausregelung des Netzes zur Verfügung stehen (siehe oben) und demgemäß in diesem Umfang – aufgrund der zusätzlichen Energieeinspeisungen – auch zusätzlich Verluste bei den Frequenzumformern anfallen. Daraus ergibt sich für das Jahr 2017 – unter Heranziehung des Gesamtaufwandes für Umformerverluste in Höhe von *** EUR – ein Betrag von *** EUR.

Weiters werden gemäß dem Durchleitungsmodell 2017 für die in Folge der Ausregelung des Netzes notwendig werdenden Strommengen, Kosten für die Nutzung vorgelagerter APG-Netze – die bei Strombezug aus dem 50 Hz-Netz anfallen – angesetzt. *** % dieser vorgelagerten Netzkosten der APG (geplanter Gesamtwert für das Jahr 2017 *** EUR) wurden der Kostenposition „Regelleistung Frequenzumformer“ zugeordnet. Dies entspricht einem Betrag von *** EUR.

In Summe ergibt sich daraus ein Gesamtaufwand von *** EUR für die Kostenposition „Regelleistung Frequenzumformer“, der dem Tarif „Verteilung“ zugeordnet wird:

Kostenposition	Plankosten 2017 in EUR
Anteilige Anlagenkosten Frequenzumformer	***
Anteilige Verluste der Frequenzumformer	***
Anteilige vorgelagerte Netzkosten APG	***
Gesamt	***

Bei der Kostenposition „Regelleistung Frequenzumformer“ wurde ein *** % übersteigender WACC-Zinssatz angesetzt und ein Regelleistungsbedarf von *** MW (statt *** MW) unterstellt. Der Gesamtaufwand für die Kostenposition „Regelleistung Frequenzumformer“

beläuft sich unter Berücksichtigung des korrigierten WACC-Zinssatzes (siehe Punkt 5.1), sowie der Korrekturen bei der Regelleistung auf einen Betrag von *** EUR.

6.2.2 Regelleistung Kraftwerke

Die Kostenposition „Regelleistung Kraftwerke“ wurde seitens der Ö** auf Basis der Anlagenkosten der Kraftwerke ermittelt. Nachstehende 16,7 Hz-Kraftwerke werden von der Ö** betrieben:

Regelfähige 16,7 Hz-Kraftwerke	Anzahl der Maschinensätze	Leistung in Megawatt
Spullersee	***	***
Braz	***	***
Uttendorf I	***	***
Uttendorf II	***	***
Schneiderau	***	***
Enzingerboden	***	***
Summe KW	***	***

*** MW werden gemäß dem Durchleitungsmodell 2017 der Ö** von Seiten der Kraftwerke für die Regelleistung vorgehalten. Da insgesamt *** MW (*** MW durch die Kraftwerke und *** MW durch die Frequenzumformer) zur Verfügung stehen, der tatsächliche Gesamtregelungsbedarf gemäß dem Durchleitungsmodell 2017 bei lediglich *** MW liegt, werden somit von den *** MW rund *** MW zur Ausregelung des Bahnstromnetzes vorgehalten. In Relation zur Gesamtleistung der Kraftwerke von *** MW ergeben die rund *** MW einen Anteil von *** % der Gesamtleistung der regelfähigen Kraftwerke. Somit wurden *** % der Anlagenkosten der regelfähigen Kraftwerke (sohin *** EUR), die sich nach Abzug der Kosten für Schwarzstartfähigkeit (siehe Punkt 6.6) auf insgesamt *** EUR belaufen, der Regelleistung zugerechnet.

Die nachstehend angeführten Werte von OPEX und CAPEX I entstammen der Mittelfristplanung der Ö**. Die CAPEX II wurden gebildet aus den Mittelwerten der geplanten Buchwerte zum 31.12.2016 und jenen zum 31.12.2017. Diese Mittelwerte wurden mit dem WACC-Zinssatz von *** % bewertet. *** % der Anlagenkosten der regelfähigen Kraftwerke wurden dem Bereich Netz (Tarif „Verteilung“) zugewiesen.

Regelfähige 16,7 Hz-Kraftwerke	OPEX	CAPEX I	CAPEX II	Gesamt
Uttendorf I & II	***	***	***	***
Schneiderau	***	***	***	***
Enzingerboden	***	***	***	***
Spullersee	***	***	***	***
Braz	***	***	***	***

Summe KW	***	***	***	***
-----------------	-----	-----	-----	-----

Die nachstehende Tabelle enthält eine Übersicht über die Zusammensetzung von CAPEX II der regelfähigen Kraftwerke. Im Hinblick auf die Kraftwerke Enzingerboden und Braz wurden Kostenbeiträge Dritter passiviert und mit der den Kraftwerken entsprechenden Nutzungsdauer abgeschrieben. Daraus ergibt sich ein jährlicher Erlös bzw eine jährliche Kostenminderung (Abschreibungsaufwand der Kraftwerke Enzingerboden und Braz) in der Kostenrechnung. Demgemäß wurden die Kostenbeiträge Dritter bei der Ermittlung der Buchwerte in Abzug gebracht. Nachstehende Tabelle zeigt eine Übersicht über die Zusammensetzung CAPEX II der regelfähigen Kraftwerke in EUR:

Kraftwerk	2016	2017	CAPEX II
Uttendorf	***	***	***
Schneiderau	***	***	***
Enzingerboden <i>MINUS passivierte Kostenbeiträge</i>	***	***	***
Spullersee	***	***	***
Braz <i>MINUS passivierte Kostenbeiträge</i>	***	***	***
Gesamt	***	***	***

Die nachstehende Tabelle enthält eine Übersicht über die Zusammensetzung von CAPEX II der nicht-regelfähigen Kraftwerke:

Kraftwerk	2016	2017	CAPEX II
Obervellach / Obervellach II	***	***	***
Fulpmes	***	***	***
Gesamt	***	***	***

Unter Berücksichtigung der ermittelten Regelleistungshöhe von *** MW (siehe Punkt 6.2) kann lediglich eine Kraftwerksregelleistung in Höhe von rund *** MW bzw ein Anteil von *** % ($= \frac{*** \text{ MW}}{*** \text{ MW}}$) der Anlagenkosten der regelfähigen Kraftwerke der Regelleistung zugerechnet werden.

Des Weiteren wurde ein *** % übersteigender WACC-Zinssatz angesetzt und ein Regelleistungsbedarf von *** MW (statt *** MW) unterstellt. Der Gesamtaufwand für die Kostenposition „Regelleistung Kraftwerke“ beläuft sich unter Berücksichtigung der Korrekturen bei der Höhe der Regelleistung und bei Berücksichtigung des korrigierten WACC-Zinssatzes (siehe Punkt 5.1) auf einen Wert in Höhe von *** EUR.

6.3 Ausfallreserve Frequenzumformer

Hinter der Kostenpositionen „Ausfallreserve Frequenzumformer“ des Kostenblocks „Systemdienstleistungen“ verbergen sich jene Kosten, die dadurch entstehen, dass der Bahnstromnetzbetreiber Ö** Umformerwerksleistungen für den Fall von Kraftwerks- und/oder Umformerwerksausfällen vorhält. Auf diese Weise soll sichergestellt werden, dass das Bahnstromversorgungssystem bei Eintritt des oben genannten Szenarios nicht kollabiert.

Im Durchleitungsmodell 2017 werden – unter anderem zwecks Einhaltung der Bilanzkreistreue und der Einhaltung der Vorgaben des Verbandes Europäischer Übertragungsnetzbetreiber – sowohl für die Frequenzumformer als auch für die Kraftwerke Maschinen für die Ausfallsreserve bereitgestellt. Eine gesetzliche Verpflichtung zur Einhaltung der Bilanzkreistreue besteht in Österreich jedoch nicht. Weiters ist die Ö** auch kein Mitglied des Verbandes Europäischer Übertragungsnetzbetreiber.

Zur Ermittlung der Kostenposition „Ausfallreserve Frequenzumformer“ wurden (anteilig) die Anlagenkosten der Frequenzumformer herangezogen.

Zur Ermittlung der Höhe der der jeweiligen Ausfallreserve zurechenbaren Anlagenkosten wurde seitens der Ö** das sogenannte (n-1)-Prinzip herangezogen. Das Prinzip beruht auf der Annahme, dass das Bahnstromversorgungssystem so ausgestaltet werden muss, dass der Ausfall der jeweils größten Einheit des Versorgungssystems durch die übrigen Systemkomponenten kompensiert werden kann. Bei Ausfall eines Elements der Stromversorgung – beispielsweise eines Generators oder eines Transformators – soll es zu keiner Beeinträchtigung des Netzbetriebs in Form einer Versorgungsunterbrechung kommen.

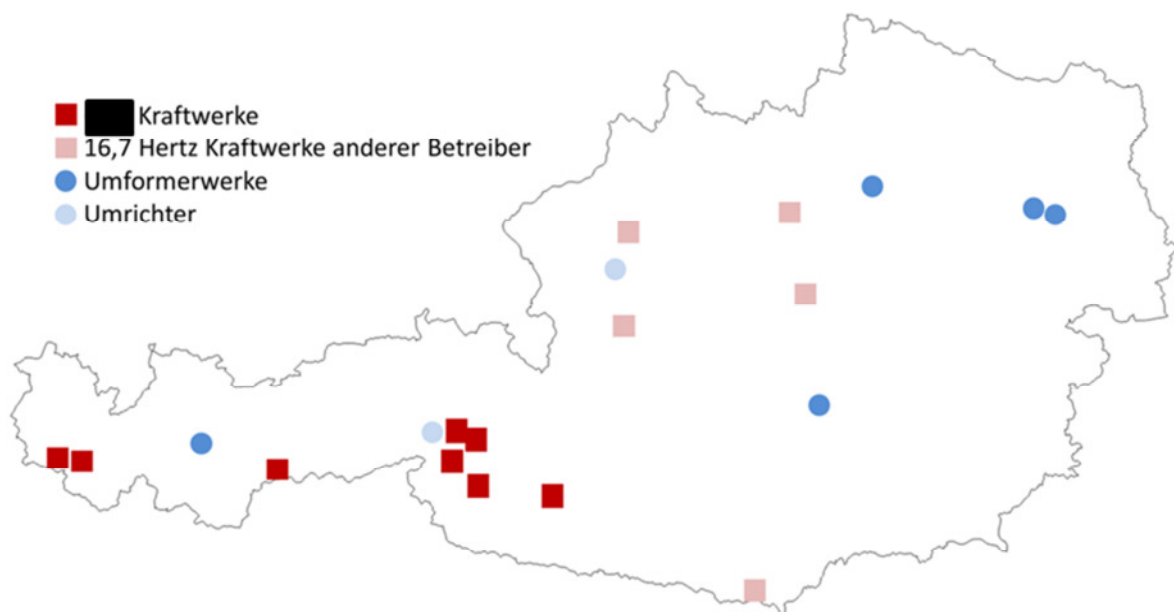


Abbildung 14: Übersicht Kraftwerke und Umformer

Die Ö** hat das (n-1)-Kriterium für die Frequenzumformer angewendet.

Zur Ermittlung der Kostenposition „Ausfallreserve Frequenzumformer“ wurde zunächst der Ausfall des größten Frequenzumformerwerks mit *** MW als Einzelausfall unterstellt (Ausfall eines Drehstromumspanners in Kledering und dadurch Ausfall von zwei Umformersätzen mit jeweils circa *** MW). Setzt man die Gesamtleistung der Frequenzumformer (alle Frequenzumformer und Umrichterwerk Uttendorf, ohne Umrichterwerk Timelkam) in Höhe von *** MW in Relation zu den *** MW, ergibt sich ein Prozentsatz von *** %.

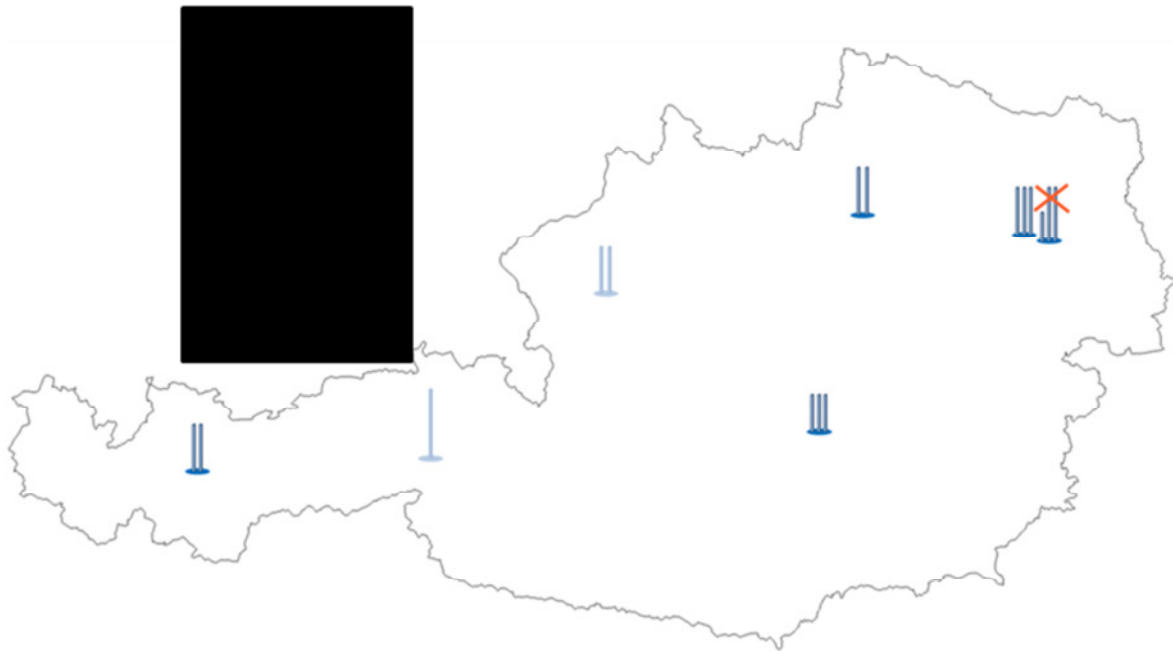


Abbildung 15: Installierte Leistung Umformer

Da die Umformer in diesem Umfang nicht mehr für die Erbringung von Umformungsleistung zur Verfügung stehen, wurden die für diesen Teil der Leistung anfallenden Anlagenkosten der Frequenzumformer dem Bereich Netz (Tarif „Verteilung“) zugerechnet.

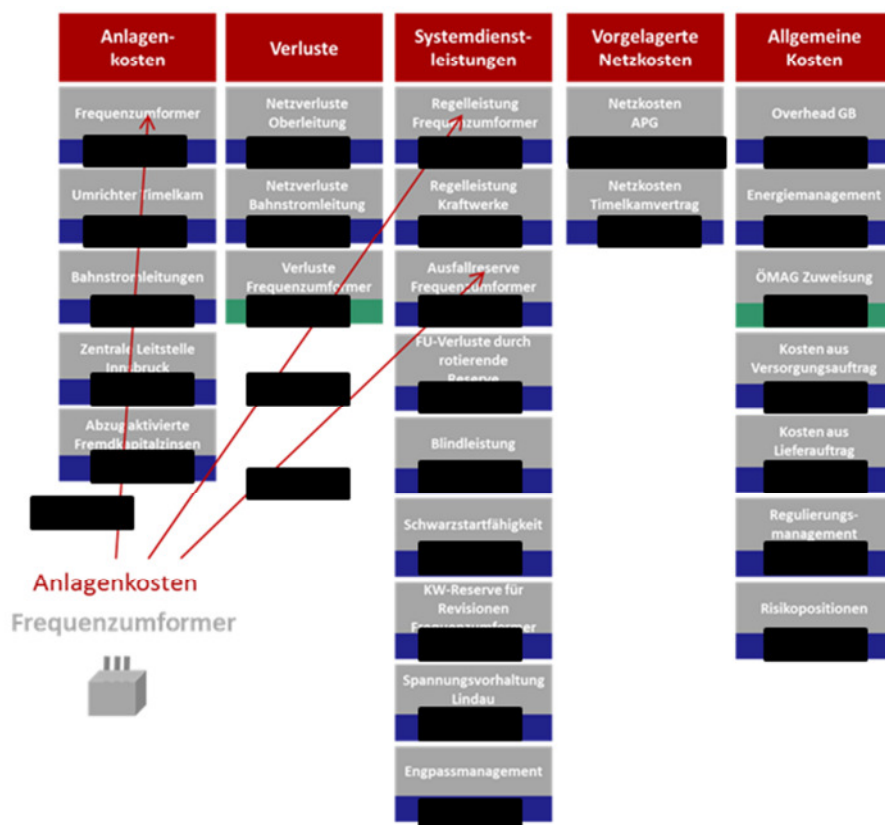


Abbildung 16: Anlagenkosten Frequenzumformer

Aus Punkt 5.3 ergibt sich, dass für die Kostenposition „Anlagenkosten Frequenzumformer“ (inklusive Umrichterwerk Uttendorf) ein Aufwand von *** EUR angesetzt wurde. Der Anteil der Ausfallreserve in Höhe von *** % der Anlagenkosten der Frequenzumformer, der dem Bereich Netz (Tarif „Verteilung“) zugerechnet wurde, entspricht demnach *** EUR.

Bei der Kostenposition „Ausfallreserve Frequenzumformer“ wurde ein WACC-Zinssatz in Höhe von *** % angesetzt (siehe Punkt 5.1).

Der Gesamtaufwand der Kostenposition „Ausfallreserve Frequenzumformer“ beläuft sich unter Berücksichtigung des korrigierten WACC-Zinssatz auf einen Wert von *** EUR.

6.4 Frequenzumformerverluste durch rotierende Reserve

Der Verbrauch im Netz der Ö** unterliegt starken Schwankungen, die über die Frequenzumformer (und die Kraftwerke) ausgeglichen werden. Die Frequenzumformer werden somit – neben ihrer Funktion als Frequenzumwandler – zur Ausregelung des Bahnstromnetzes (Erbringung von Regelleistung) eingesetzt (Details hierzu siehe unter Punkt 6.2).

Der Umstand, dass die Frequenzumformer zur Ausregelung des Netzes verwendet werden, führt dazu, dass die durchschnittliche Auslastung der Maschinensätze der Frequenzumformer weit niedriger ist, als sie durch die reine Umformertätigkeit ohne Erbringung von Regelleistung

wäre. Demgemäß muss eine höhere Frequenzumformerleistung vorgehalten werden, als für die Erbringung der reinen Umformung (ohne Regelleistung) notwendig wäre.

Für die Regelleistung hält die Ö** – von insgesamt *** regelfähigen Maschinensätzen – drei Maschinensätze mit je einer Leistung von durchschnittlich *** MW vor. Die Leistungsvorhaltung von je rund *** MW pro Maschinensatz wird für die Rotation (ohne Wirkleistung) benötigt und ganzjährig (24 Stunden x 365 bzw 366 Tage im Falle eines Schaltjahres, im Mittel 24 Stunden x 365,25 Tage) zur Verfügung gestellt. Der hierdurch verursachte Stromverbrauch wird als Verlust der Frequenzumformer durch rotierende Reserve bezeichnet, da er unabhängig davon entsteht, ob Energie aus der Oberleitung entnommen wird oder nicht. Unter Zugrundelegung der Leistung der drei Maschinensätze mit je *** MW ergibt sich für das Jahr 2017 – mit seinen rechnerisch 8.760 Stunden – ein Stromverbrauch von *** MWh, der wiederum unter Zugrundelegung des festgesetzten Stromverlustpreises der Ö** in Höhe von *** EUR/MWh einen Aufwand von *** EUR verursacht. Dieser Aufwand wurde gemäß dem Durchleitungsmodell 2017 dem Tarif „Verteilung“ zugeordnet.

Unter Zugrundelegung des korrigierten Stromverlustpreises in Höhe von *** EUR/MWh ergibt sich ein Aufwand von *** EUR.

6.5 Blindleistung

Zur Stabilisierung des Spannungsniveaus des Netzes wird seitens der Ö** Blindleistung kompensiert. Die Blindleistung kann entweder von den Generatoren der Kraftwerke oder – sofern verfügbar – von Kompensationseinrichtungen in den Unterwerken kompensiert werden. Da die Unterwerke der Ö** nur vereinzelt über Kompensationseinrichtungen verfügen, wird größtenteils auf die Generatoren der Kraftwerke zurückgegriffen.

Die Kompensation von Blindleistungserzeugungs- bzw –transportkapazität führt bei den Generatoren und den Blocktransformatoren der Kraftwerke zu einem Mehraufwand, da eine entsprechend erhöhte Stromtragfähigkeit vorgesehen werden muss.

Für die Berechnung des Aufwands für die Blindleistungskompensation wurden anteilmäßig die Anlagenkosten der regelfähigen und der nicht regelfähigen Kraftwerke herangezogen:

Planwerte Anlagenkosten 2017 in EUR	16,7 Hz regelfähige Kraftwerke	16,7 Hz NICHT regelfähige Kraftwerke	Kraftwerke Gesamt
OPEX	***	***	***
CAPEX I (AfA)	***	***	***
CAPEX II (Finanzaufwand)	***	***	***
Summe Aufwand	***	***	***

Der Kostenposition „Blindleistung“ liegt ein Anteil von *** % der Kraftwerkskosten zugrunde. Dies entspricht – bei Gesamtkosten für die Kraftwerksanlagen in Höhe von *** EUR – für die

Kostenposition „Blindleistung“ einem Aufwand in Höhe von *** EUR, der dem Bereich „Verteilung“ zugerechnet wurde.

Bei der Kostenposition „Blindleistung“ wurde ein WACC-Zinssatz in Höhe von *** % angesetzt (siehe Punkt 5.1).

Der Gesamtaufwand der Kostenposition „Blindleistung“ beläuft sich unter Berücksichtigung des korrigierten WACC-Zinssatzes auf einen Betrag in Höhe von *** EUR.

6.6 Schwarzstartfähigkeit

Zur Wiederherstellung der Bahnstromversorgung im Falle eines Blackouts – eines Totalausfalls der Bahnstromversorgung – werden laut Ö** schwarzstartfähige Anlagen benötigt. Unter Schwarzstartfähigkeit wird die Fähigkeit eines Kraftwerkes verstanden ohne Eigenbedarfsversorgung über ein öffentliches Netz den Betrieb selbstständig wieder aufnehmen zu können, insbesondere nach einer Störung, die zum Zusammenbruch des Netzes führt.

Darüber hinaus wird eine „Inselnetzfähigkeit“ als erforderlich erachtet, d.h. eine stabile Spannung liegt in einem Teilbereich des Bahnstromnetzes vor und der erforderliche Verbrauch kann für diesen Teilbereich gedeckt werden. Auf Grund von Engpässen im Netz kann nach einem kompletten Netzausfall die Wiederinbetriebnahme nicht von nur einem Punkt aus vorgenommen werden, sondern muss in einzelnen Netzabschnitten jeweils einzeln erfolgen, so dass in jedem dieser Netzabschnitte schwarzstartfähige Anlagen bereitzuhalten sind. Sobald die Teilnetze im Inselbetrieb wieder aufrecht sind, erfolgt die Zusammenschaltung der verschiedenen Netzabschnitte.

Die Schwarzstartfähigkeit kann technisch-physikalisch nicht durch die Frequenzumformer im Bahnstromnetz übernommen werden und auch nicht von Kraftwerken, die über keine schwarzstartfähigen Anlagen verfügen, da diese jeweils Initial Energie aus dem Netz benötigen um selbst wieder Strom produzieren zu können. Folglich kann auch die bereits vorgehaltene Frequenzumformerausfallreserve im Falle eines Blackouts nicht zur Wiederherstellung der Bahnstromversorgung eingesetzt werden.

Die schwarzstartfähigen Anlagen verursachen Kosten zur erstmaligen Herstellung und zur Aufrechterhaltung der Schwarzstartfähigkeit sowie zusätzliche Investitionen, laufende Betriebskosten und laufende Reinvestitionen. Im Tarifmodell 2017 führt die Ö** diese Kosten gesondert an. Die Ö** führt hierbei OPEX, CAPEX I und CAPEX II-Aufwendungen an.

1. OPEX

Die Ermittlung der OPEX-Kosten enthält die Aufwendungen für die Instandhaltung (Wartung und Inspektion) und Entstörungen sowie die geplanten Instandsetzungsprojekte. Bezugnehmend auf die benötigten Kosten für Wartung und Inspektion im Jahr 2016 wird seitens Ö** der benötigte Aufwand 2017 ermittelt, indem den ermittelten Aufwänden eine 3-prozentige Steigerung der Stundensätze zugerechnet wird.

Kraftwerke	Aufwand Wartung und Inspektion in EUR
Uttendorf	***
Schneiderau	***
Enzingerboden	***
Spullersee	***
Braz	***
Summe Kraftwerke 2016	***
*** % Steigerung	***
Summe Kraftwerke 2017	***

Für die Tarifiermittlung 2017 wurden außerdem die geplanten Instandsetzungsprojekte angeführt.

Vorhaben	Aufwand Instandsetzungsprojekte in EUR
WEb-ISP: Batterietausch 220V 800Ah Eigenleistung	***
WEb-ISP: Batterietausch 220V 800Ah Fremdleistung	***
Summe Instandsetzungsprojekte	***

In Summe ergibt sich daher ein OPEX-Aufwand in Höhe von *** EUR.

2. CAPEX I

Als zweiten Kostenbestandteil führt die Ö** die CAPEX I – Kosten an, welche sich wiederum aus der AfA für bereits aktivierte Anlagen und aus der AfA für Investitionen zusammensetzt. Bei der Ermittlung der bereits aktivierten Anlagen werden nur jene Anlagenkosten herangezogen, die seit dem Jahre 2001 entstanden sind, da alle vorherigen Aufwendungen nicht verfügbar sind und somit keine AfA für diese ermittelt werden kann. Anlagenteile, die nicht zu 100 % für die Schwarzstartfähigkeit verwendet werden ergeben sich bei Kraftabstiegen, die sowohl die 16,7 Hz Maschinen als auch die Eigenbedarfsmaschinen versorgen. Der %-Schlüssel errechnet sich aus den installierten Leistungen der Maschinen. Die für 2016 ermittelten Werte werden auch für die Tarifikalkulation 2017 verwendet, da die Nutzungsdauer keiner Anlage ausläuft. Die Ö** ermittelt für Anlagenkosten zwischen 2001 und 2016 die AfA wie folgt:

Anlagenbezeichnung	AfA pro Jahr in EUR	Aktivierungs- jahr	Aktivierungs- betrag in EUR	%-Anteil für Schwarzstart- fähigkeit
Eb; Kraftabstieg	***	***	***	***
Eb; Kraftabstieg	***	***	***	***
Eb; Kraftabstieg	***	***	***	***
Eb; Kraftabstieg	***	***	***	***
Eb; Kraftabstieg	***	***	***	***

Eb; Kraftabstieg	***	***	***	***
Eb; Kraftabstieg	***	***	***	***
Eb; Kraftabstieg	***	***	***	***
Eb; Kraftabstieg	***	***	***	***
Sn; Kraftabstieg	***	***	***	***
Sn; Kraftabstieg	***	***	***	***
Sn; Kraftabstieg	***	***	***	***
Sn; Kraftabstieg	***	***	***	***
Sn; Kraftabstieg	***	***	***	***
Sn; Kraftabstieg	***	***	***	***
Sn; Kraftabstieg	***	***	***	***
Sn; Kraftabstieg	***	***	***	***
Bz; Kraftabstieg	***	***	***	***
Bz; Kraftabstieg	***	***	***	***
Sp; sonst. Versorgungsanl. WEKZ 0534	***	***	***	***
Sp; sonst. Versorgungsanl. WEKZ 0534	***	***	***	***
Sp; sonst. Versorgungsanl. WEKZ 0534	***	***	***	***
Sp; sonst. Versorgungsanl. WEKZ 0534	***	***	***	***
Eb; sonst.Versorgungsanl. WEKZ 0534	***	***	***	***
Eb; sonst.Versorgungsanl. WEKZ 0534	***	***	***	***
Eb; sonst.Versorgungsanl. WEKZ 0534	***	***	***	***
Eb; sonst.Versorgungsanl. WEKZ 0534	***	***	***	***
Eb; sonst.Versorgungsanl. WEKZ 0534	***	***	***	***
Ut; sonst. Versorgungsanl. WEKZ 0534	***	***	***	***
Bz; sonst. Versorgungsanl. WEKZ 0534	***	***	***	***
Sn; sonst. Versorgungsanl. WEKZ 0534	***	***	***	***
Sn; sonst. Versorgungsanl. WEKZ 0534	***	***	***	***
Sn; sonst. Versorgungsanl. WEKZ 0534	***	***	***	***
Sn; sonst. Versorgungsanl. WEKZ 0534	***	***	***	***

Summe AfA p.a.	***	***	***	***
-----------------------	-----	-----	-----	-----

Zusätzlich wird die AfA für geplante Instandsetzungsprojekte durch die Ö** ermittelt.

Instandsetzungsprojekte	AfA 2017 in EUR
KW Eb; Ertüchtigung Eigenbedarfsanlage	***
KW Sp; Herstellung Netzkupplung VKW	***
Summe AfA Invest 2017	***

Folglich ergibt sich ein gesamter CAPEX I – Aufwand in Höhe von *** EUR für das Jahr 2017.

3. CAPEX II

Die Aufwandsermittlung CAPEX II wurde laut Ö** mit denselben Daten wie für CAPEX I durchgeführt. Unter Berücksichtigung des Aktivierungszeitpunktes, der Restnutzungsdauer der Anlage und der Zurechenbarkeit zur Schwarzstartfähigkeit wurden die einzelnen Buchwerte der Anlagen ermittelt. Hierfür verwendet die Ö** einen WACC-Zinssatz von *** %.

	Buchwert 31.12.2016 in EUR	Buchwert 31.12.2017 in EUR
	***	€ ***
CAPEX II 2017 in EUR	***	

Die Gesamtkosten der Schwarzstartfähigkeit, welche aus OPEX, CAPEX I und CAPEX II ermittelt werden, belaufen sich daher auf *** EUR (*** EUR + *** EUR + *** EUR).

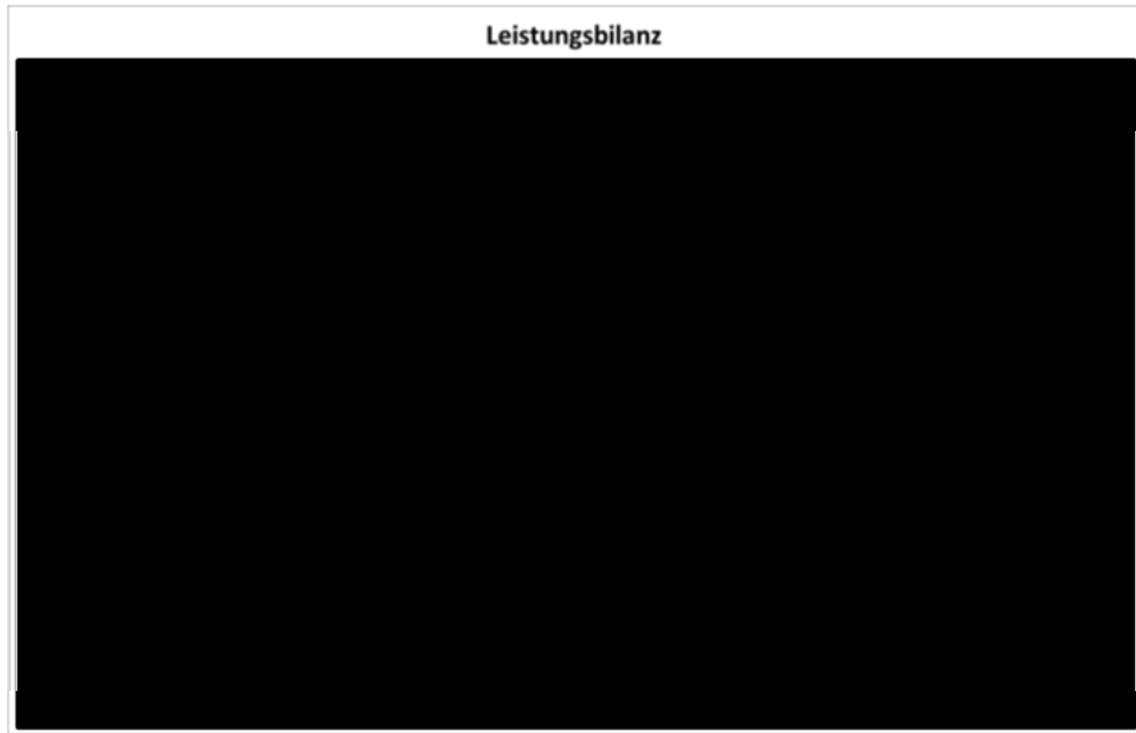
Unter Berücksichtigung des korrigierten WACC-Zinssatzes beläuft sich der Gesamtaufwand der Kostenposition „Schwarzstartfähigkeit“ auf einen Betrag in Höhe von *** EUR.

6.7 Kraftwerksreserve für Revisionen Frequenzumformer

Das Bahnstromnetz, welches mit einer Frequenz von 16,7 Hz betrieben wird, kann 50 Hz Strom nur dann aus dem öffentlichen Netz beziehen, wenn ein Frequenzumformer die Umformung übernimmt. Da jedoch nicht ausreichend viele Frequenzumformer im Bahnstromnetz vorhanden sind um eine Vollversorgung durch das öffentliche Netz zu gewährleisten, greift der Infrastrukturbetreiber unter bestimmten Umständen für die Ausregelung des Bahnstromnetzes auch auf 16,7 Hz Erzeugungseinheiten zurück.

Weiters wird auf die Bedeutung der geografischen Lage der Bahnstromkraftwerke verwiesen, da unzureichende Transportleistungen im Bahnstromnetz die Versorgung von nur einem Punkt nicht ermöglichen.

Ein durch DI B** im Auftrag der Ö** erstelltes Gutachten führt hierbei folgende Leistungsbilanz an, welche aufzeigt, dass eine zusätzliche Kraftwerksreserveleistung von *** MW erforderlich ist:



Die Darstellung der Leistungsbilanz zeigt folgendes auf:

- Die installierte Leistung der Umformer beträgt *** MW
- Es sind im Jahresschnitt *** MW Umformerleistung nicht verfügbar, da diese für Revisionen abgestellt sind
- Eine Ausfallreserve in Höhe von *** MW wird vorgehalten und ist somit nicht für die Lastdeckung verfügbar
- Folglich sind von *** MW Umformerleistung lediglich *** MW verfügbar
- Die installierte Leistung der Laufkraftwerke beträgt *** MW
- Sofern die verfügbare Laufwassermenge minimal ist, stehen lediglich *** MW Laufwassererzeugung zur Verfügung
- Somit beträgt die gesicherte verfügbare Leistung *** MW
- Eine bereits vorgehaltene Regelleistung der Kraftwerke in Höhe von *** MW deckt einen weiteren Teil der benötigten Last(spitzen) ab
- In Summe stehen somit *** MM Leistung zur Verfügung
- Auf der Verbrauchsseite wird die Maximallast mit *** MW herangezogen

Um die verbleibende Differenz von *** MW sicherzustellen, wird die angeführte Kostenposition „Kraftwerksreserve für Revisionen Frequenzumformer“ bei der Tarifiermittlung berücksichtigt. Hierzu werden die Anlagenkosten der regelfähigen Kraftwerke abzüglich der Kosten der schwarzstartfähigen Anlagen herangezogen, was einem Betrag von *** EUR entspricht. Die erforderlichen *** MW Kraftwerksreserve werden dann ins Verhältnis zu der gesamten installierten Leistung der regelfähigen Kraftwerke von *** MW gesetzt und im

Folgenden auf die Anlagenkosten angewendet. Somit bringt die Ö** einen Betrag von *** EUR für die Kostenposition „Kraftwerksreserve für Revisionen Frequenzumformer“ zur Anwendung.

Die Vorhaltung von insgesamt *** MW Leistung für Lastspitzen, deren Auftreten innerhalb der letzten Jahre nicht nachvollziehbar belegt werden konnte (keine Ausreißerbereinigung erfolgt) sowie die Gleichzeitigkeit der geschilderten Aufbringungsengpässe – vollständige Nutzung der Revisionsvorhaltung, gleichzeitig minimaler Wasserfluss, gleichzeitig maximaler Einsatz der Ausfallreserve sowie die gleichzeitige Lastspitze – stellen keine nachvollziehbare Begründung der Kostenposition „Kraftwerksreserve für Revisionen Frequenzumformer“ dar.

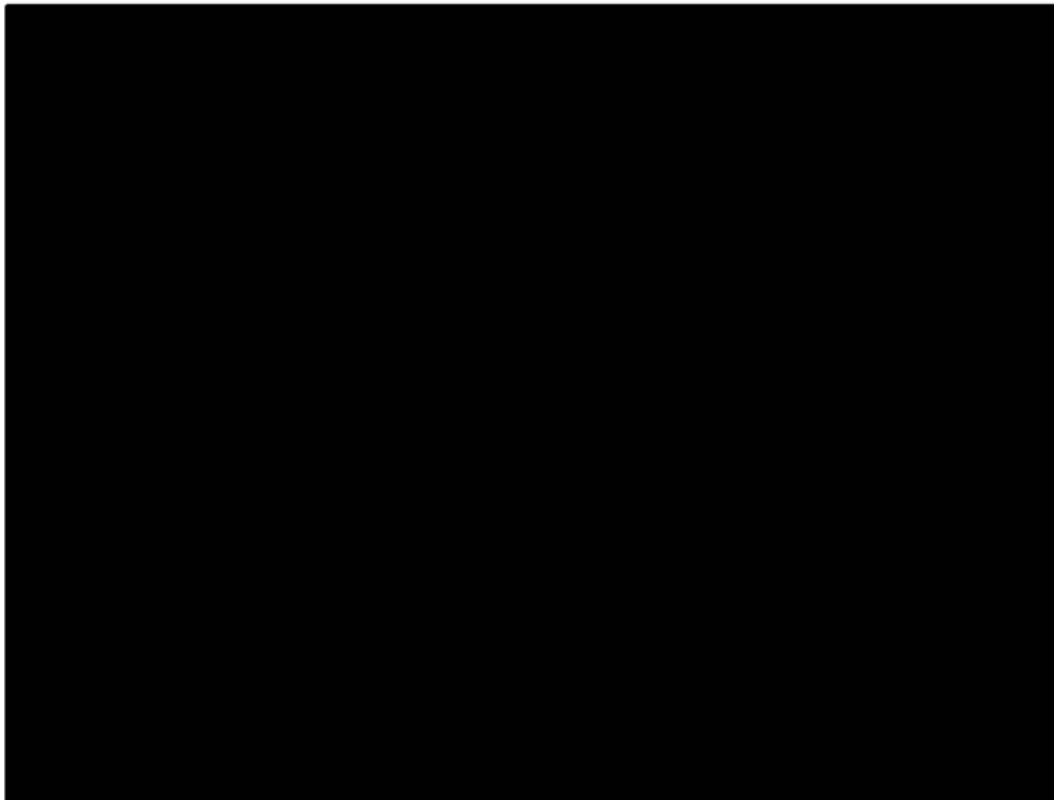
Die Schienen-Control Kommission konnte nicht feststellen, dass die vorgehaltene „Kraftwerksreserve für Revisionen Frequenzumformer“ eine ganzjährige Vorhaltung einer Kraftwerksausfallreserve rechtfertigt.

6.8 Spannungsvorhaltung Lindau (Spullersee und Braz)

Zu den Qualitätskriterien der Bahnenergieversorgung zählen hauptsächlich die Einhaltung der Nennspannung von 15 kV und der Netzfrequenz von 16,7 Hz an der Oberleitung (Fahrdrabt).

In Bezug auf die Einhaltung der Nennspannung besteht durch die einseitige Speisung vom Unterwerk Feldkirch aus der 47 km langen zweigleisigen Strecke Feldkirch – Staatsgrenze und weiter nach Lindau Hauptbahnhof eine Einschränkung. Die Speisung des Unterwerks Feldkirch erfolgt über die 2-systemige Bahnstromleitung 110 kV aus den 32 km bzw. 41 km entfernten Ö**-eigenen Kraftwerken Braz und Spullersee (Kraftwerksgruppe Klostertal). Bei Ausfall der Bahnenergieversorgung in der Kraftwerksgruppe Klostertal ist in den Starklastzeiten (Berufsverkehr) die Leistungsfähigkeit der Zugförderung in diesem Bereich eingeschränkt.

Um die Spannungen in der Oberleitung der Strecke bis Lindau Hauptbahnhof innerhalb der zulässigen Grenzwerte der TSI Energie (Verordnung (EU) Nr. 1301/2014 über die technische Spezifikation Interoperabilität des Teilsystems „Energie“ des Eisenbahnsystems in der Europäischen Union vom 18. November 2014) zu gewährleisten, muss nach Aussagen der Ö** in der Kraftwerksgruppe Klostertal ein Maschinensatz (Nennleistungen der Generatoren sind in der Regel *** MW und *** MW) zwingend und stets verfügbar vorgehalten werden.



Im Gutachten von Dr.-Ing. D**, welches im Auftrag der Ö** erstellt wurde, wird festgestellt, dass eine Versorgung der betroffenen Strecken mit dem nochmals um 84 km weiter entfernten Umformerwerk Ötztal bei Ausfall oder reduzierter Einspeiseleistung der Kraftwerke im Klostertal Spannungen unterhalb der Grenzwerte ergeben würden, die nur noch einen sehr eingeschränkten Zugbetrieb zulassen würden.

In Anlehnung an die TSI stellt das Gutachten des Dr.-Ing. D** fest, dass die Höhe und die Grenzwerte der Spannung und Frequenz folgenden Anforderungen für das Bahnenergieversorgungssystem der Ö** entsprechen müssen:

Niedrigste nichtpermanente Spannung Umin2 in V	Niedrigste Dauerspannung Umin1 in V	Nennspannung Un in V	Höchste Dauerspannung Umax1 in V	Höchste nichtpermanente Spannung Umax2 in V
***	***	***	***	***

Zur Ermittlung der Strombelastung in den Oberleitungsabschnitten des Bahnenergieversorgungsnetzes müssen folgende Faktoren beachtet werden:

- einseitige oder zweiseitige Speisung mit Vorbelastung der speisenden Unterwerke, Fahrzustand der Triebfahrzeuge (Stand, Beschleunigung, Fahrt mit konstanter Geschwindigkeit, Bremsen),

- Ort der Belastung (Triebfahrzeugstrom) oder Rückspeisung der Triebfahrzeugströme,
- Verteilung der in den Oberleitungsabschnitten erzeugten Ströme (z.B. bei Querkupplungen der Oberleitungen oder bei parallel geschalteten Verstärkungsleitungen) und
- Einfluss der Spannung, die durch die Strombelastung/Stromentlastung und durch Stromausgleichsvorgänge mit anderen Speiseabschnitten bestimmt wird, auf das Betriebsverhalten der unterschiedlichen elektrischen Triebfahrzeuge.

Messungen der elektrischen Kennwerte am Ende der einseitig gespeisten Strecke mit Ausfallszenarien von Generatoren zum praktischen Nachweis einer Reservehaltung installierter Leistung sind erstens mit Personaleinsatz und Messaufwand außerordentlich intensiv und zweitens müsste ein gestörter Eisenbahnbetrieb in Kauf genommen werden.

Die einzige Möglichkeit Leistungsbedarfe von Strecken und Strombelastungen in Oberleitungen und damit Qualitäten der Bahnenergieversorgung zu bestimmen, sind realitätsnahe Berechnungen. Es gibt ausgereifte Simulationsprogramme, die wirklichkeitsnah Zugfahrten und deren elektrische Belastung für die Bahnenergieversorgungsnetze berechnen können. Mit Hilfe dieser Simulationsprogramme können Bahnenergielieferanten und Netzbetreiber ihre Anlagen bewerten, Systeme grundlegend untersuchen und sehr genaue Aussagen über den aktuellen Zustand sowie die zukünftige Ausnutzung der Anlagen treffen.

Unter Nutzung der Software „µ-PAS“ (Power Application Software) ermittelt die Ö** eine Lastfluss- und eine Zugfahrtsimulation.

Triebfahrzeuge benötigen eine festgelegte Spannungshöhe. Beim Transport der elektrischen Energie von den Erzeugungsstellen bis zum Triebfahrzeug auf der Strecke treten Spannungsabfälle auf, die die vorgegebene Spannung strom- und lastabhängig vermindern. Die an den Fahrzeugen anstehende Fahrleitungsspannung ist demnach zeitlich und örtlich unterschiedlich belastungsabhängig.

Zur Beurteilung der Spannungshaltung zwischen der Kraftwerksgruppe Klostertal und der Abnahme bis Lindau stellt die Ö** drei verschiedene Szenarien gegenüber. Hieraus ergeben sich für die Szenarien folgende minimale Spannungswerte:

Szenario	Minimalspannung U _{min} in kV
a) Ausfall der gesamten Kraftwerksgruppe Klostertal	***
b) Speisung mit nur einem Generator *** MW im KW Spullersee	***
c) normaler heutiger Betrieb	***

Das Gutachten von Dr.-Ing. D** kommt zu dem Schluss, dass eine Versorgung der Strecke Feldkirch – Lindau nur aus dem Umformerwerk Ötztal nicht möglich ist. Weiters stellt der Gutachter fest, dass die Reservehaltung eines Generators in der Kraftwerksgruppe Klostertal auf Grund der derzeitigen Netzkonfiguration und der derzeitigen Belastungen für einen

ungestörten, zuverlässigen und sicheren Bahnbetrieb mit der elektrischen Zugförderung, wie das die TSI fordert, unabdingbar ist. Außerdem wird nach Prüfung durch den Gutachter festgehalten, dass die Ö** außerdem installierte Leistung vorhalten muss, um eine Kurzschlussstromleistung im Netzbereich Feldkirch – Lindau zu gewährleisten, die für die notwendige Spannungsqualität und Störfestigkeit der Bahnenergieversorgung sorgt.

Resultierend aus den Berechnungen der Simulation ermittelt die Ö** eine erforderliche Vorhaltung von *** MW Leistung, die zur Spannungshaltung zwischen Feldkirch und Lindau erforderlich ist. Hieraus ergeben sich Kosten in Höhe von *** EUR, welche dem Tarif Verteilung zugeordnet werden.

Unter Berücksichtigung des korrigierten WACC-Zinssatzes beläuft sich der Gesamtaufwand der Kostenposition „Spannungsvorhaltung Lindau“ auf einen Betrag in Höhe von *** EUR.

6.9 Engpassmanagement

Das Bahnstromnetz, welches sich über ganz Österreich erstreckt, unterliegt Einschränkungen in Bezug auf die Verfügbarkeit von Transportleistungen. Die Einspeisepunkte der Speicherkraftwerke liegen im Wesentlichen im Westen von Österreich und die Einspeisepunkte über die Umformer im Norden bzw. Osten von Österreich. Durch die langen Leitungstrecken und notwendige Revisionen sowie Erneuerungen, kommt es in bestimmten Fällen zu Engpässen im Netz, die eine komplette Nutzung der verfügbaren Kraftwerksleistungen einschränkt. Ein Gutachten durch DI B**, welches im Auftrag der Ö** erstellt wurde, erläutert den Sachverhalt näher.

Angeführt wird, dass Engpässe durch Leitungsabschaltungen oft in den folgenden Bereichen entstehen:

- Netzengpass I: Durch die zum Teil geringen Leitungsquerschnitte kommt es im Bereich ‚Schwarzach – St. Veit‘ zu Engpässen und das insbesondere dann, wenn es einen hohen Bedarf auf der Westschiene gibt und die Versorgung aus den Speicherkraftwerken im Westen erfolgt.
- Netzengpass II: Wenn der Verbrauch im Osten (Raum Wien) sehr hoch ist und vom Übergabepunkt Timelkam sehr viel Leistung bezogen wird, dann entsteht auf dem Teilstück zwischen Timelkam und Raum Wien ein Netzengpass, weil die gesamte Leistung nicht mehr über diese Leitungen übertragen werden kann.

Die folgende Abbildung zeigt, dass grundsätzlich ein struktureller Netzengpass in zwei Bereichen vorliegt, welche insbesondere dann Eingriffe in die Erzeugung notwendig machen, wenn es zu Leitungsabschaltungen innerhalb des Netzes kommt.



Zur Verifizierung der Netzengpässe wurden Leitungsabschaltungen im Jahr 2015 analysiert. Insgesamt waren im Jahr 2015 *** Megawattstunden (MWh) durch Netzengpässe nicht abrufbar. Durch eine Division der *** MWh durch die Jahresgesamststunden (8760) ergibt sich die im Mittel für jede Stunde des Jahres nicht verfügbare Kraftwerksleistung von *** MW.

Anschließend werden die Kosten der regelfähigen Kraftwerke abzüglich der Kosten für schwarzstartfähige Anlagen mit der installierten Leistung von *** MW ins Verhältnis gesetzt. Folglich ergibt sich ein Betrag von *** EUR für eine Engpassleistung von *** MW, welche unter der Kostenposition „Engpassmanagement“ erfasst und zur Tarifiermittlung herangezogen wird.

Von Seiten der Schienen-Control Kommission konnte festgestellt werden, dass strukturelle Engpässe vorliegen und somit die angesetzten Kosten für „Engpassmanagement“ gerechtfertigt sind, sofern sie unter Berücksichtigung des korrigierten WACC-Zinssatzes einen Betrag von *** EUR nicht überschreiten.

7. Vorgelagerte Netzkosten

7.1 Einführung

Der Kostenblock „Vorgelagerte Netzkosten“ setzt sich aus den Kostenpositionen „Netzkosten APG“ und „Netzkosten Timelkam-Vertrag“ zusammen.

7.2 Netzkosten APG

Für den Bezug von Strom aus dem öffentlichen Stromnetz stellt die Austrian Power Grid AG (APG) der Ö** ein Entgelt („Systemnutzungsentgelt“) in Rechnung. Die Ö** hat aufgrund des Bezuges von 50 Hz-Strom (**% % der Gesamtbezugsmenge, was für das Jahr 2017 einer geplanten Menge von *** MWh entspricht, siehe Punkt 2.3) aus der Regelzone der APG über die Umformerwerke (Ötztal, St. Michael, Bergern, Auhof und Kledering) sowie das Umrichterwerk Uttendorf, der in das 16,7 Hz-Bahnstromnetz eingespeist wird, ein Systemnutzungsentgelt zu entrichten.

Das Systemnutzungsentgelt beinhaltet einerseits Kostenkomponenten, deren Höhe aufgrund ihrer Abhängigkeit von der Strombezugsmenge variabel ist (Arbeitspreis) und andererseits fixe Kostenkomponenten, deren Höhe sich einerseits aus der in einem bestimmten Zeitraum maximal genutzten Leistung ergibt (Leistungspreis) und andererseits Kostenkomponenten, die pauschal in Rechnung gestellt werden.

Die Entgelthöhe als auch der Anteil an variablen und fixen Kostenkomponenten richtet sich nach der Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Entgelte für die Systemnutzung bestimmt werden (Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012, BGBl II 440/2011 idF BGBl II 426/2016) und der Verordnung des Bundesministeriums für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der der Förderbeitrag für Ökostrom für das Kalenderjahr 2014 bestimmt wird (Ökostromförderbeitragsverordnung 2016, BGBl II 458/2015).

Für das Jahr 2017 wurde seitens der Ö** für die Kostenposition „Netzkosten APG“ ein Aufwand in Höhe von *** EUR ermittelt. Der Aufwand wurde unter Zugrundelegung des der Ö** seitens APG für das Jahr 2015 in Rechnung gestellten Systemnutzungsentgelts festgesetzt (siehe nachstehende Tabelle):

Kostenkomponente	Arbeitspreis Leistungspreis /Pauschale	IST-Kosten 2015 in EUR
Netznutzung Arbeit brutto	Arbeitspreis (variabel)	***
Netznutzung Arbeit netto	Arbeitspreis (variabel)	***
Netznutzung Leistung netto	Leistungspreis (fix)	***
Übertragungsverluste	Arbeitspreis (variabel)	***
Netznutzung 110 kV-Ebene	Leistungspreis (fix)	***
Ökostrompauschale	Pauschale (fix)	***
Ökostromförderbeitrag Leistung	Leistungspreis (fix)	***
Ökostromförderbeitrag Netznutzung	Arbeitspreis (variabel)	***
Ökostromförderbeitrag Netzverlust	Arbeitspreis (variabel)	***
KWK Pauschale	Pauschale (fix)	***
Arbeit netto - Netzebene 2	Arbeitspreis (variabel)	***
Leistung netto - Netzebene 2	Leistungspreis (fix)	***
Verluste - Netzebene 2	Arbeitspreis (variabel)	***
Nachverrechnung Schwarzenbach	Leistungspreis (fix)	***
Blindarbeit APG	Leistungspreis (fix)	***
Online Zählerdatenübertragung	Leistungspreis (fix)	***
Netzentgelt St.Michael	Leistungspreis (fix)	***

variable Anteile		***
fixe Anteile		***
SUMME Systemnutzungsentgelt		***
Variabler Anteil	*** %	
Fixer Anteil	*** %	

Im Jahr 2015 machten die variablen Kostenkomponenten einen Anteil von *** % des Aufwandes für die Kostenposition „Netzkosten APG“ aus. Demgemäß wurden – unter Bezug auf den für das Jahr 2015 geltenden Aufteilungsschlüssel – *** % des geplanten Aufwandes (in Summe *** EUR) für das Jahr 2017 dem Tarif „Nutzung Umformung“ zugerechnet.

Im Jahr 2015 machten die fixen Kostenkomponenten (Leistungspreis und Pauschalen) einen Anteil von *** % des Systemnutzungsentgelts aus. Demgemäß wurden im Durchleitungsmodell 2017 *** % (in Summe *** EUR) des ermittelten Aufwands dem Tarif „Verteilung“ zugeordnet (siehe nachstehende Tabelle), wobei von den *** % ein Anteil von *** % (entspricht einem Wert von *** EUR) der Kostenposition „Regelleistung Frequenzumformer“ zugeordnet wurde (siehe Punkt 6.2).

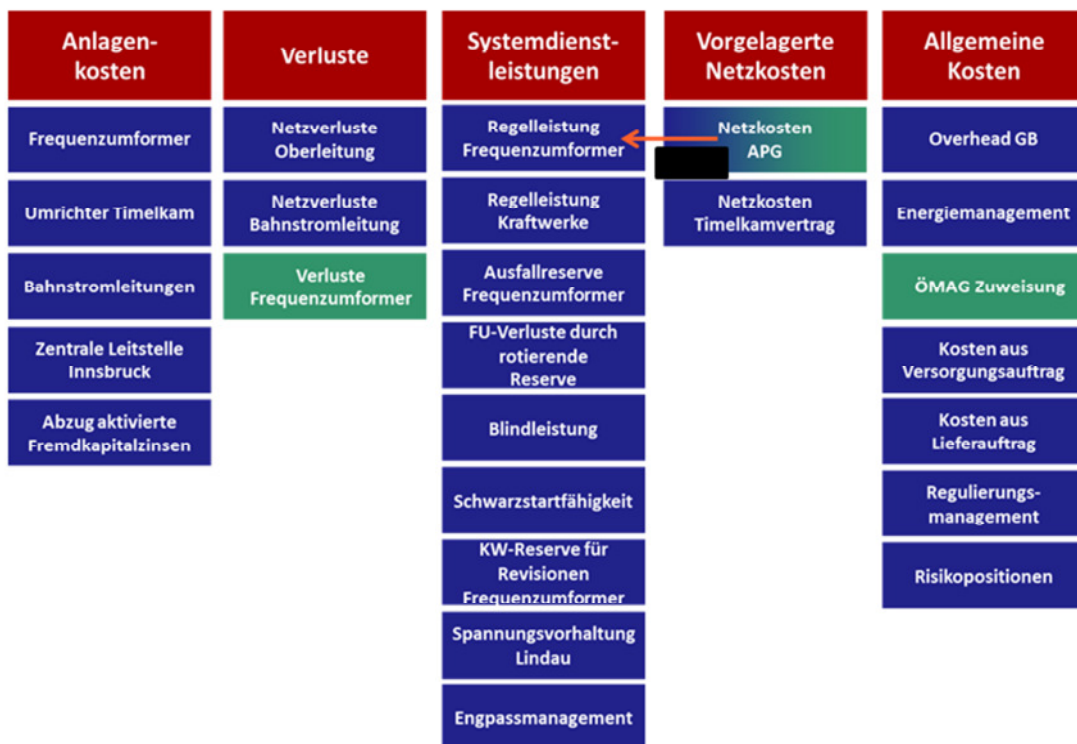


Abbildung 17: Verteilung vorgelagerte Netzkosten APG

Komponenten	Tarif Umformung in EUR	Tarif Verteilung in EUR
Vorgelagerte Netzkosten für die Regelleistung Frequenzumformer	***	***
Variable vorgelagerte Netzkosten	***	***
Fixe vorgelagerte Netzkosten	***	***
GESAMT	***	***

Unter Berücksichtigung der Verschiebung des Anteils der Frequenzumformer an der Regelleistungserbringung von *** % auf *** % der Anlagenkosten der Frequenzumformer (siehe Punkt 6.2), ergibt sich innerhalb des Tarifs Verteilung eine Verschiebung der Einzelkostenkomponenten wie folgt:

Komponenten	Tarif Umformung in EUR	Tarif Verteilung in EUR
Vorgelagerte Netzkosten für die Regelleistung Frequenzumformer	***	***
Variable vorgelagerte Netzkosten	***	***
Fixe vorgelagerte Netzkosten	***	***
GESAMT	***	***

7.3 Netzkosten Timelkam-Vertrag

Die E** ist Eigentümerin eines Kraftwerks in Timelkam. Zwischen der Ö** und der E** besteht eine vertragliche Vereinbarung darüber, dass die E** mittels Direktleitung 50 Hz-Strom in das Umrichterwerk der Ö** in Timelkam liefert.

Die Kostenposition „Netzkosten Timelkamvertrag“ in Höhe von *** EUR setzt sich aus dem Kostenbestandteil „vermiedene vorgelagerte Netzkosten“ und dem Kostenbestandteil „Vermarktungsaufwand Timelkam“ zusammen.

Aufgrund der Direktleitung fallen – da das 50 Hz-Netz der APG nicht in Anspruch genommen wird – keine APG-Netzkosten an. Zwischen den beiden Vertragsparteien besteht eine vertragliche Vereinbarung darüber, dass der daraus resultierende Kostenvorteil für die Ö** (Einsparung von APG-Netzkosten des öffentlichen Netzes, Details zu den APG-Netzkosten siehe unter Punkt 7.2) insoweit geschmälert wird, als dass die Ö** an die E** (anteilig) sogenannte „vermiedene vorgelagerte Netzkosten“ in Höhe von *** EUR zu entrichten hat, die um *** % geringer sind, als sie bei alternativer Bereitstellung von Strom aus dem 50 Hz-Netz wären. Zur Ermittlung der „vorgelagerten vermiedenen Netzkosten“ wurden durch die Ö** sowohl die Systemnutzungsentgeltverordnung als auch die Ökostromförderbeitragsverordnung zugrundegelegt, wobei nur *** % der ermittelten Kosten angesetzt wurden.

Der Kostenbestandteil „Vermarktungsaufwand Timelkam“ ist ebenfalls auf das Vertragsverhältnis zwischen der E** und der Ö** zurückzuführen: Laut dem zwischen den Vertragsparteien abgeschlossenen Langfristbezugsvertrag können fest kontrahierte, aber von der Ö** aus beispielsweise technischen oder wirtschaftlichen Gründen nicht abgerufene Stromlieferungsmengen von der E** im Auftrag und auf Kosten sowie Risiko der Ö** gegen Leistung eines Vermarktungsentgeltes, dessen Höhe sich nach einem vertraglich fixierten Prozentsatz pro vermarkteter MWh richtet, verwertet werden. In der gutachterlichen Stellungnahme von DI B** „Netzverlustminimierung im 110 kV Bahnnetz der Ö**” wird dargelegt, dass es unter der als „Vermarktungsaufwand Timelkam“ betitelten Position um eine Re-Dispatch Maßnahme handelt, über die eine Minimierung der Netzverluste erreicht wird. Für die Position „Vermarktungsaufwand Timelkam“ wurde für das Jahr 2017 ein Planaufwand von *** EUR festgesetzt. Die Ermittlung des Planwertes erfolgte auf Grundlage des Durchschnitts der Jahreswerte 2013 bis 2015.

Sowohl der Aufwand für „vermiedene vorgelagerte Netzkosten“ in der Höhe von *** EUR als auch der „Vermarktungsaufwand Timelkam“ in der Höhe von *** EUR wurden dem Bereich Netz (Tarif „Verteilung“) zugeordnet.

Für den Kostenbestandteil „vermiedene vorgelagerte Netzkosten“ wurden Kosten für die maximal mögliche Bezugsmenge von *** MWh geltend gemacht ohne die tatsächliche Bezugsmenge (nach Vermarktung) von *** MWh – Planung der tatsächlichen Bezugsmenge

auf Basis der durchschnittlichen Vermarktungsmengen der Jahre 2013 bis 2015 – zu berücksichtigen.

Unter Berücksichtigung der tatsächlichen Bezugsmenge auf Basis der durchschnittlichen Vermarktungsmengen der Jahre 2013 bis 2015 ergibt sich ein Betrag von *** EUR.

8. Allgemeine Kosten

8.1 Einführung

Dem Kostenblock „Allgemeine Kosten“ werden die Kostenpositionen „Overhead Geschäftsbereich“, „Energiemanagement“, „ÖMAG-Zuweisung“, „Kosten aus Versorgungsauftrag“, „Kosten aus Lieferauftrag“ sowie „Regulierungsmanagement“ und „Risikopositionen“ zugerechnet.

8.2 Kosten aus Versorgungsauftrag

Die der Ö** aufgrund ihrer langfristigen Einkaufsstrategie – und des damit einhergehenden Abschlusses zweier Langfristbezugsverträge – entstehenden Mehrkosten werden unter der Kostenposition „Kosten aus Versorgungsauftrag“ über die Netzentgelte (Tarif „Verteilung“) auf alle Eisenbahnverkehrsunternehmen solidarisiert.

Die Ö** beruft sich im Hinblick auf die Kostenposition „Kosten aus Versorgungsauftrag“ auf zwei in der Vergangenheit abgeschlossene Langfristbezugsverträge, die (anteilig) Berücksichtigung finden: Die Ö** und die A** haben am 21.12.2007 einen Strombezugsvertrag abgeschlossen. Ein weiterer Strombezugsvertrag wurde am 27.07.2009 zwischen der Ö** und der R** abgeschlossen.

Der Vertrag zwischen der Ö** und der A** sieht als Energielieferzeitraum den 01.01.2010 bis zum 31.12.2019 vor. Vertraglich vereinbart wurde, dass die Ö** – über ein Vertragsjahr betrachtet – pro Stunde *** MW +/-1,0 MW an 50 Hz-Strom zu beziehen hat. Unter Berücksichtigung der jährlichen Stundenanzahl von 8760 Stunden im Jahr 2017 und unter der Prämisse einer konstanten Leistung von *** MW für *** Monate und *** MW für einen Monat wurde ein bestimmter MWh-Wert angenommen, der im Rahmen des Vertrages mit der A** im Jahr 2017 bezogen wird.

Zum Stichtag 29.09.2014 wurde an der Energiebörse EEX in Leipzig für das Jahr 2017 ein Jahresprodukt „Base“ zu einem Preis von *** EUR je MWh gehandelt. Der Differenzbetrag des Jahresprodukts „Base“ zu dem vertraglich vereinbarten MWh-Preis wurde als Aufwand im Durchleitungsmodell 2017 geltend gemacht. Unter Heranziehung der festgesetzten Stromliefermenge wurde ein Planaufwand von *** EUR ermittelt.

Der Vertrag mit der R** sieht vor, dass ein Bezug von 50 Hz-Strom durch die Ö** im Zeitraum 01.01.2013 bis zum 31.12.2020 erfolgt. Zwischen den Vertragsparteien wurde vereinbart, dass innerhalb eines Jahres stetig *** MW Leistung – als fest kontrahierte Strommengen – an die

Ö** geliefert werden. Unter Berücksichtigung des Umstandes, dass das Jahr 2017 8.760 Stunden hat, wurde die im Jahr 2017 zu beziehende Strommenge ermittelt.

In Anbetracht des Marktpreises (Stichtag 29.09.2014) für den Bezug von Strom im Jahr 2017 in Höhe von *** EUR je MWh wurde ein Differenzbetrag zwischen Vertrags- und Marktpreis in Höhe von *** EUR ermittelt, der nunmehr als Aufwand geltend gemacht wird.

Vertrag	Menge in MWh	Vertragskosten in EUR	Bewertungskosten in EUR	Mehraufwand in EUR
A**	***	***	***	***
R**	***	***	***	***
<i>Gesamt</i>	***	***	***	***

Der Mehraufwand aus den Verträgen mit der R** Vertrag und der A** ergibt einen Aufwand von insgesamt *** EUR.

Es ist davon auszugehen, dass – sofern eine entsprechende Vorlaufzeit gegeben ist – Strommengen in der Größenordnung von *** MW (+/- 1 MW) jederzeit am Markt hätten beschafft werden können. Alleine das börsliche Day-Ahead Markt Volumen (physikalische Lieferung am Folgetag) beläuft sich an den zwei für die Lieferzone APG (AT) relevanten Börsen (EXAA und EPEX Spot) auf *** bis über *** MWh täglich. Die Bandlieferung von *** MW pro Stunde entspricht *** MWh oder rund *** % des börslichen Marktvolumens. Selbst bei einer Annahme, dass eine *** MW Market Order (also preisunabhängiges Gebot) für jede Einzelstunde an der weit kleineren Day-Ahead Auktion der EXAA (rund *** MWh pro Tag) abgegeben wird, würde dies den Marktpreis unmerklich beeinflussen.

Wenn die Mengen im Vorhinein beschafft werden sollen – also über Terminmarktprodukte – stehen an der EEX Wochen-, Quartals- und Jahresprodukte zu Verfügung. Besonders bei den Front-Jahr, Front-Monat, oder Front-Quartal Grundlastprodukten ist die Liquidität äußerst hoch, sodass eine *** MW Order nicht ins Gewicht fallen würde. Dem börslichen Handel steht darüber hinaus der OTC-Handel gegenüber, in dem unterschiedlichste standardisierte und nicht-standardisierte Produkte mit diversen Fristigkeiten gehandelt werden.

Aufgrund der hohen Liquidität des Strommarktes sind derartig langfristige Beschaffungsverträge als ungewöhnlich einzustufen und auch nicht durch die Erfüllung eines „Versorgungsauftrags“ zu argumentieren.

Von Seiten der Schienen-Control Kommission konnte nicht festgestellt werden, dass der Abschluss der Langfristbezugsverträge aus Versorgungssicherheitsgründen erfolgt ist.

8.3 Kosten aus Lieferauftrag

Die Kostenposition „Kosten aus Lieferauftrag“ enthält die der Ö** – gegenüber einer tagesaktuellen Beschaffung am Strommarkt – entstehenden Mehrkosten aufgrund ihrer rollierenden Beschaffungsstrategie, die anteilig über die Netzentgelte (Tarif „Verteilung“) auf alle Eisenbahnverkehrsunternehmen solidarisiert werden.

Ursächlich für das Entstehen der Mehrkosten ist, dass der Großteil der auf dem österreichischen Schienenverkehrsmarkt tätigen Eisenbahnverkehrsunternehmen – vor der Marktöffnung und der seinerzeitig nicht bestehenden Wahlmöglichkeit des Energielieferanten – einen rollierenden Langfristliefervertrag mit der Ö** abgeschlossen hat.

Der rollierende Langfristliefervertrag sah vor, dass der Bahnstromkunde mit Abschluss des Vertrages verbindlich für das auf den Vertragsabschluss folgende erste Vertragsjahr *** % seines Strombedarfs bestellte und für das darauffolgende Vertragsjahr *** % der für das erste Vertragsjahr bestellten Jahresbestellmenge bzw für das übernächste Vertragsjahr *** % der für das erste Vertragsjahr bestellten Jahresbestellmenge. Zum Ende eines jeden Vertragsjahres gab das Eisenbahnverkehrsunternehmen *** % seines Strombedarfs für das kommende Jahr bekannt. Mit der Bekanntgabe der für das kommende Jahr benötigten Bezugsmenge verlängerte sich die Laufzeit des – ursprünglich auf drei Jahre abgeschlossenen Vertrages – nach der oben angeführten Systematik um ein weiteres Jahr.

Die fest kontrahierten Strommengen waren Basis für die dreijährige Beschaffungsstrategie der Ö**, zumal auf Basis der Informationen über den jährlichen Strombedarf der Eisenbahnverkehrsunternehmen, die sich vor der Marktöffnung vertraglich dazu verpflichtet haben, zukünftig (bis längstens 31.12.2017) bestimmte Strommengen zu beziehen, ein Drittel des Gesamtstrombedarfs gedeckt wurde. So wurden aufgrund der rollierenden Beschaffungsstrategie ab Oktober 2013 bereits Strommengen für das Jahr 2017 beschafft. Die Einkaufspreise der beschafften Strommenge für das Jahr 2017 lagen jedoch über dem Marktpreis, der mit Stichtag 30.09.2014 ermittelt wurde. Da die Ö** den Strom seinerzeit unter der Prämisse gekauft hatte, ihn den Eisenbahnverkehrsunternehmen zum Einkaufspreis weiterzuverkaufen, wurde als Aufwand die Differenz zwischen dem Einkaufs- und dem Marktpreis angesetzt.

Nr.	Menge in MWh	Vertragspreis in EUR/MWh	Vertragskosten in EUR	Bewertungs- kosten in EUR	Mehraufwand in EUR
01	***	***	***	***	***
02	***	***	***	***	***
03	***	***	***	***	***
04	***	***	***	***	***
05	***	***	***	***	***
06	***	***	***	***	***
gesamt	***	***	***	***	***

Für das Jahr 2017 wurde demgemäß für die Kostenposition „Kosten aus Lieferauftrag“ ein Mehraufwand in Höhe von *** EUR angesetzt. Dieser Aufwand wurde im Durchleitungsmodell 2017 zusätzlich bei dem Kostenbestandteil „Einkaufskosten“ des Verlustpreises berücksichtigt (siehe Punkt 4.2).

8.4 Overhead Geschäftsbereich Bahnsysteme

Der Kostenposition „Overhead Geschäftsbereich Bahnsysteme“ werden die aufgrund der Verwaltung und Führung von Personal- und Sachanlagevermögen im Geschäftsbereich Bahnsysteme anfallenden Kosten (Energieverteilung, Energieaufbringung, Engineering Services), die die Thematik „Markttöffnung“ betreffen, zugerechnet. Die der Thematik „Markttöffnung“ zuzuordnenden Kosten werden wiederum nach folgendem Aufteilungsschlüssel einerseits auf den Bereich Netz (Tarif „Verteilung“) und andererseits auf den Bereich Energie aufgeteilt: *** % der anfallenden Kosten werden dem Bereich Energie und weitere *** % werden dem Bereich Netz (Tarif „Verteilung“) zugerechnet.

Der geplante Aufwand der Kostenstellen BA60000002, BA60000003, BA60000006, BA60000088, BA60000009, BA60000097, BA6B100097, BA6B110003 und BA6B132003, der für das Jahr 2017 einen Betrag von *** EUR ausmacht, entspricht den vorhandenen IST-Werten Jänner bis Oktober 2015, der Hochrechnung dieser IST-Werte für November und Dezember 2015 und einer Indexanpassung von jeweils +*** % für die Jahre 2016 und 2017. Da die Hälfte des Planwertes dem Bereich „Verteilung“ zugeordnet wird (siehe oben), ergibt sich für die Kostenposition „Overhead Geschäftsbereich Bahnsysteme“ ein Aufwand von *** EUR.

8.5 Energiemanagement

Der Bereich „Energiemanagement“ besteht im Wesentlichen aus zwei Teilbereichen: Dem Teilbereich Energiewirtschaft (Energiebeschaffung) und dem Teilbereich Bahnstrom (Vertrieb, Energiezählung und Abrechnung), in denen die anteiligen Personalkosten und Kosten für IT-Infrastruktur und Systeme enthalten sind. Da der Bereich „Energiemanagement“ auch Tätigkeiten ausübt, die weder dem Thema Energie noch dem Thema Netz zugeordnet werden können und sich der Umfang dieser Tätigkeiten – unter Berücksichtigung der Gesamtleistung des Geschäftsbereiches – auf lediglich *** % beläuft, wurden diese *** % bei der Festsetzung

der Plankosten für den Bereich „Energiemanagement“ abgezogen. Die restlichen *** % wurden zur Hälfte dem Bereich Netz (Tarif „Verteilung“) und zur anderen Hälfte dem Bereich Energie zugerechnet.

Für die Ermittlung der Höhe der Kostenposition „Energiemanagement“ wurden die Planwerte der Kostenstellen BA66000002, BA66130003, BA66000097, BA66000003 und BA66100003 herangezogen. In Summe ergibt sich daraus ein Aufwand in Höhe von *** EUR. Von den anrechenbaren *** % der Kosten, die einem Wert von *** EUR entsprechen, wurden *** % dem Bereich Energie und *** % dem Bereich Netz (Tarif „Verteilung“) zugerechnet. Der dem Tarif „Verteilung“ zugerechnete Betrag beläuft sich somit auf *** EUR.

8.6 ÖMAG-Zuweisung

Im Jahr 2006 wurde die ÖMAG-Abwicklungsstelle für Ökostrom AG in Österreich eingerichtet. Aufgabe der ÖMAG-Abwicklungsstelle ist es, die von anerkannten Ökostromanlagen gemäß §§ 12 ff Ökostromgesetz 2012 (ÖSG 2012) in das öffentliche Netz eingespeisten Ökostrommengen nach den geltenden Marktregeln an Stromhändler zuzuweisen und zu verrechnen. Gemäß Ökostromgesetz sind Stromhändler verpflichtet den ihnen zugewiesenen Ökostrom sowie die dazugehörigen Herkunftsnachweise abzunehmen und der Ökostromabwicklungsstelle ein durch Verordnung festgesetztes Entgelt zu entrichten.

Die Kostenposition „ÖMAG-Zuweisung“ enthält sohin die der Ö** aufgrund der gesetzlichen Vorgaben (Ökostromgesetz) entstehenden Mehrkosten für die Zuweisung von Ökostrom aufgrund des Bezuges von Strom aus dem 50 Hz-Markt, wobei die Ö** für das Jahr 2017 für die Kostenposition „ÖMAG-Zuweisung“ einen Aufwand in Höhe von *** EUR einkalkuliert hat, der zu 100 % dem Tarif „Nutzung Umformung“ zugerechnet wurde.

8.7 Regulierungsmanagement

Unter der Kostenposition „Regulierungsmanagement“ führt die Ö** jene Kosten an, die im Jahr 2016 entstanden sind und mit der Marktöffnung in Zusammenhang stehen. Hierunter fallen Dienstleistungen von Wirtschaftsprüfern in Zusammenhang mit der Detailaufstellung der jährlichen Netzkosten, Dienstleistungen von externen Beratern in Zusammenhang mit der Detailaufstellung der jährlichen Netzkosten, Dienstleistungen bzw Gutachten von externen Beratern aus dem Energieregulierungsbereich, Gutachten von externen Beratern aus dem Energieregulierungsbereich und Kosten für Gutachten von externen Beratern aus dem Energie- und Eisenbahnumfeld sowie Kosten für Rechtsanwaltsaufwendungen.

Die Ö** führt hierbei Kosten in Höhe von *** EUR an, welche sich wie folgt verteilen:

- Wirtschaftsprüfer - Detailaufstellung der jährlichen Netzkosten (*** % bzw *** EUR)
- externe Berater - Detailaufstellung der jährlichen Netzkosten (*** % bzw *** EUR)
- Gutachten externe Berater - Entgeltregulierung (*** % bzw *** EUR)
- Gutachten externe Berater - Energie- und Eisenbahnumfeld (*** % bzw *** EUR)
- Rechtsanwälte (*** % bzw *** EUR)

Die Schienen-Control Kommission konnte nicht feststellen, dass die Kosten für „Regulierungsmanagement“ gerechtfertigt sind.

8.8 Risikopositionen

Im Zuge der Tarifiermittlung führt die Ö** Kosten für Risiken an, welche nicht bereits über den WACC berücksichtigt wurden. Unter der Kostenposition „Risikopositionen“ werden Risiken für den Verlustenergiepreis, Absatzrisiken und sonstige Unsicherheiten angeführt.

4. Verlustenergiepreisrisiko

Das erste Risiko – das Verlustenergiepreisrisiko – beschreibt zwei potentielle Risiken, einerseits das Risiko, dass mehr Verlustmenge zu beschaffen ist als angenommen und andererseits das Risiko, dass der Marktpreis für die Beschaffung der Verlustenergiemengen steigt.

Mittels Simulation wurden seitens Ö** mögliche Szenarien errechnet. Zur Berechnung dieser Szenarien wurden Grundannahmen getroffen. Einerseits wurden die für 2017 geplanten Verlustmengen als Basis herangezogen und dabei die Annahme getroffen, dass bis zu *** % mehr Verlustmenge benötigt werden, was einer Menge von *** GWh entspricht.

IST-Werte	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Verluste	***	***	***	***	Keine Angabe	***

Die Ö** führt aus, dass der ermittelte Verlustwert jenem aus dem Jahr 2016 entspricht und somit einen plausiblen Erwartungswert für 2017 darstellt.

Andererseits wurde auf Basis historischer Preisschwankungen eine Volatilität ermittelt, die zur Berechnung der Szenarien herangezogen wurde. Auf Grundlage dieser berechneten Szenarioergebnisse hat die Ö** *** EUR als Verlustenergiepreisrisiko kalkuliert.

5. Absatzrisiko

Das zweite Risiko – das Absatzrisiko – beschreibt die Abweichung der geplanten Menge zur tatsächlichen Bezugsmenge der Eisenbahninfrastrukturunternehmen. Die Ö** zeigt auf, dass in der Vergangenheit Planmengen tendenziell zu hoch angesetzt waren und setzt somit ein Risiko in Höhe von *** % an, welches für folgende Kostenpositionen herangezogen wird:

- Fixe Anteile der Netzrechnung APG
- Vorgelagerte Netzkosten aus Timelkam-Vertrag
- Overhead Geschäftsbereich
- Anteilige Kosten des Energiemanagements
- Kosten aus Versorgungsauftrag
- Kosten aus Lieferauftrag

In Summe beläuft sich das angesetzte Risiko auf einen Betrag von *** EUR für das Jahr 2017.

6. Sonstige Unsicherheiten

Ein Risiko für sonstige Unsicherheiten wird durch die Ö** kalkuliert. Darunter sind folgende Risiken zu verstehen:

- Erhöhung von vorgelagerten Kostenpositionen (zB Netzkosten)
- Mögliche Trennung der deutsch-österreichischen Strompreiszone

Die Berechnung erfolgt mittels Heranziehung der Gesamtkosten ohne Risikozuschläge. Hierbei werden *** % als Risiko angesetzt. Dies ergibt einen Betrag von *** EUR für den Kostenbestandteil „Sonstige Unsicherheiten“.

Somit werden in Summe für die Kostenposition „Risikopositionen“ Aufwendungen in Höhe von *** EUR (*** EUR + *** EUR + *** EUR) für das Jahr 2017 zur Tarifiermittlung herangezogen.

Von Seiten der Schienen-Control Kommission konnte nicht festgestellt werden, dass die angeführten Aufwendungen der Kostenposition „Risikopositionen“ tatsächlich anfallen.

9. Darstellung der Plankosten der Ö samt Korrekturen**

Nachfolgende Grafiken enthalten einerseits die von Seiten der Ö** festgesetzten Plankosten, die der Ermittlung der Tarife zugrunde gelegt wurden und andererseits die Verteilung dieser Plankosten auf die beiden Tarife:

Kostenüberblick 2017 – Aufstellung

Anlagen-kosten	Verluste	Systemdienst-leistungen	Vorgelagerte Netzkosten	Allgemeine Kosten
Frequenzumformer	Netzverluste Oberleitung	Regelleistung Frequenzumformer	Netzkosten APG	Overhead GB
Umrichter Timelkam	Netzverluste Bahnstromleitung	Regelleistung Kraftwerke	Netzkosten Timelkamvertrag	Energiemanagement
Bahnstromleitungen	Verluste Frequenzumformer	Ausfallreserve Frequenzumformer		ÖMAG Zuweisung
Zentrale Leitstelle Innsbruck		FU-Verluste durch rotierende Reserve		Kosten aus Versorgungsauftrag
Abzug aktivierte Fremdkapitalzinsen		Blindleistung		Kosten aus Lieferauftrag
Umformung:		Schwarzstartfähigkeit		Regulierungsmanagement
Durchleitung		KW-Reserve für Revisionen Frequenzumformer		Risikopositionen
		Spannungsvorhaltung Lindau		
		Engpassmanagement		

Abbildung 18: Überblick Kosten Ö** 2017

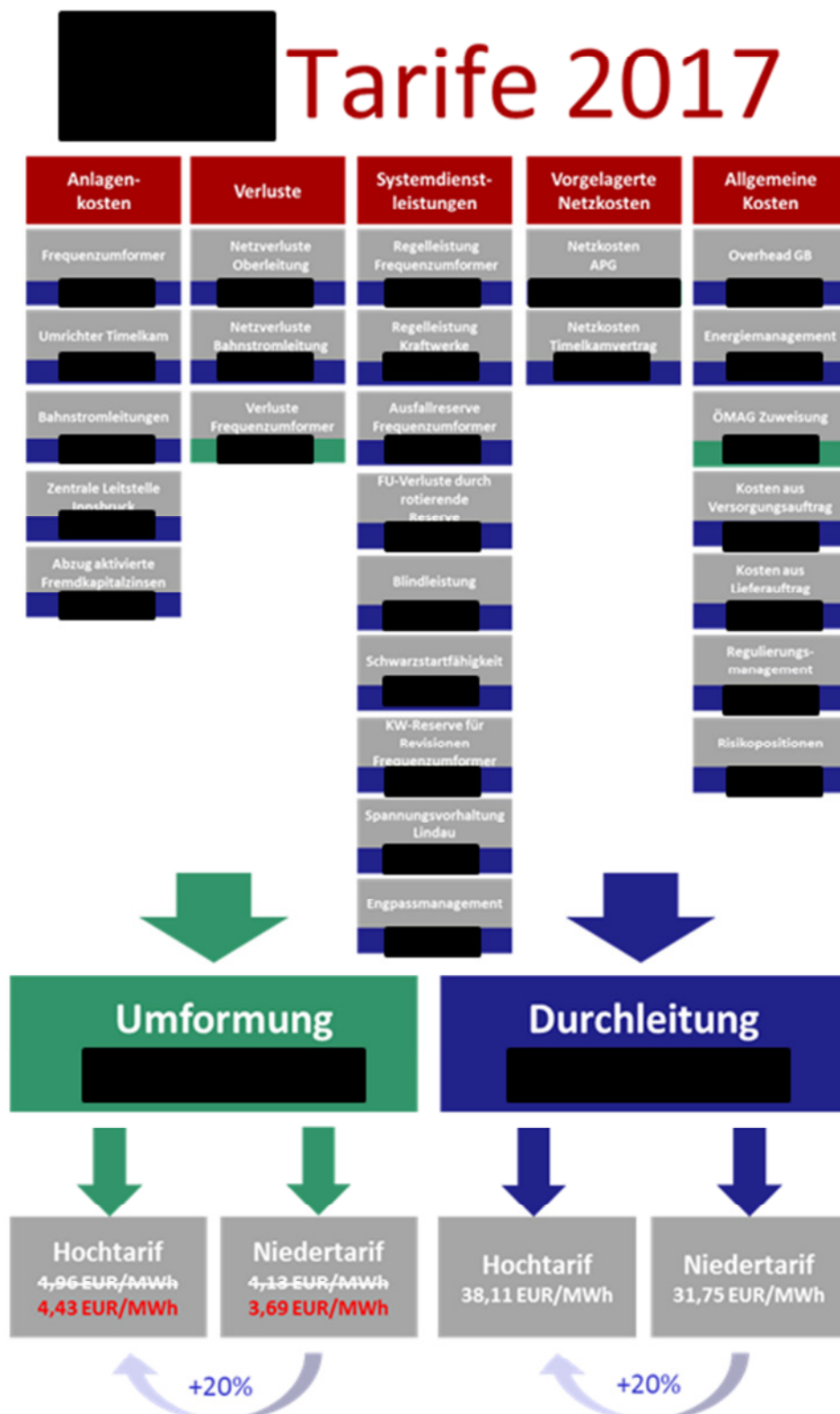


Abbildung 19: Tarife Ö** 2017

Die Tarifiermittlung der beiden Umformungstarife ergibt einen höheren Kostensatz als jenen, der in den Schienennetz-Nutzungsbedingungen 2017 im Dezember 2015 durch die Ö**

veröffentlicht wurde. Dementsprechend hat die Ö** nur den bereits veröffentlichten Tarif zur Anwendung gebracht.

Kostenüberblick 2017 – Korrektur

Anlagenkosten	Verluste	Systemdienstleistungen	Vorgelagerte Netzkosten	Allgemeine Kosten
Frequenzumformer	Netzverluste Oberleitung	Regelleistung Frequenzumformer	Netzkosten APG	Overhead GB
Umrichter Timelkam	Netzverluste Bahnstromleitung	Regelleistung Kraftwerke	Netzkosten Timelkamvertrag	Energiemanagement
Bahnstromleitungen	Verluste Frequenzumformer	Ausfallreserve Frequenzumformer		ÖMAG Zuweisung
Zentrale Leitstelle Innsbruck		FU-Verluste durch rotierende Reserve		Kosten aus Lieferauftrag
Abzug aktivierte Fremdkapitalzinsen		Blindleistung		
Umformung:		Schwarzstartfähigkeit		
Durchleitung		Spannungsvorhaltung Lindau		
		Engpassmanagement		

Abbildung 20: Überblick Kosten 2017 - Korrektur

Tarifkorrektur 2017

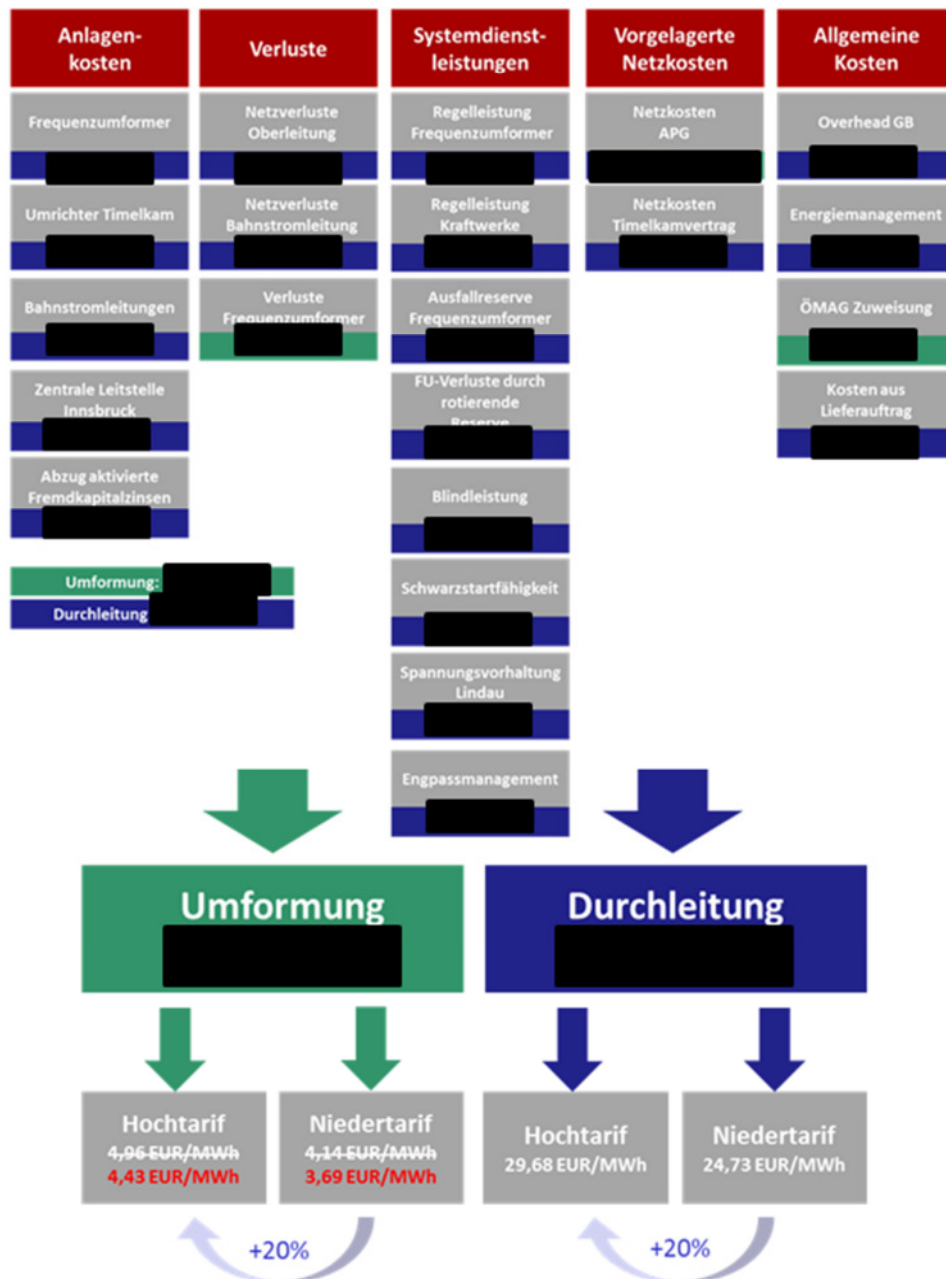
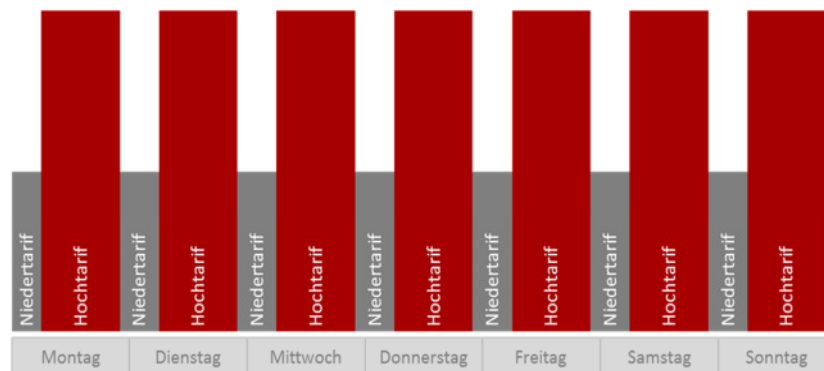


Abbildung 21: Tarife 2017 - Korrektur

Tarifzeiten 2017 - Korrektur



Tarife 2017 in EUR/MWh		
	Durchleitung	Umformung
Hochtarif	29,68	4,43
Mo – So 06:00 – 22:00		
Niedertarif	24,73	3,69
Mo – So 22:00 – 06:00		

Abbildung 22: Tarifzeiten samt Tarifen 2017 - Korrektur

Diese Feststellungen beruhen auf folgender Beweiswürdigung:

Gegenstand des vorliegenden Wettbewerbsüberwachungsverfahrens ist der Zugang zum Bahnstromnetz gemäß den Schienennetz-Nutzungsbedingungen 2017.

Die Schienen-Control Kommission hat im Verfahren SCK-WA-12-006 bereits umfangreiche Ermittlungen angestellt, die den grundlegenden Aufbau des Bahnstromnetzes, den Einsatz der dort angeführten Systemdienstleistungen, die eingesetzten Anlagen und die dementsprechenden Kostenpositionen (Anlagenkosten, Verluste, Systemdienstleistungen, vorgelagerte Netzkosten, allgemeine Kosten) betreffen.

Gegenstand des vorliegenden Verfahrens ist die Überprüfung der Bahnstromnetznutzungsentgelte in ihrer Ausgestaltung, wie sie von der Ö** mit Stellungnahmen vom 16.01.2017 in Antwort auf das Einleitungsschreiben der Schienen-Control Kommission vorgelegt wurden.

Die Ausgestaltung der Bahnstromnetznutzungsentgelte und deren Prüfung erfolgt gegenständlich für den Zeitraum, welcher durch den Geltungsbereich der Schienennetz-Nutzungsbedingungen 2017 festgelegt wird und enthält somit Kostenpositionen, die auf Grundlage des Bezugszeitraums für das Jahr 2017 ihrer Höhe nach einer erneuten Überprüfung der Schienen-Control Kommission gemäß § 69b EibG unterzogen werden.

Mit den Kostenpositionen Schwarzstartfähigkeit, Ausfallsreserve für Kraftwerke, Spannungshaltung Lindau, Engpassmanagement, Regulierungsmanagement und Risikopositionen sind im Rahmen des vorliegenden Verfahrens damit auch neue Kostenpositionen geltend gemacht worden, die in Hinblick auf ihre Anerkennung, bzw, sofern diese im Rahmen des Verfahrens SCK-WA-12-006 mangels entsprechend vorgelegter Beweise inhaltlich nicht behandelt werden konnten, auf ihre Höhe einer Überprüfung der Schienen-Control Kommission gemäß § 69b EibG unterzogen werden.

Soweit es sich daher im Folgenden nicht um Kostenpositionen handelt, deren Beurteilung den Sachverhalt des gegenständlichen Verfahrens darstellt und die somit ausdrücklich Gegenstand des vorliegenden Ermittlungsverfahrens waren, und nicht ausdrücklich anders festgestellt wird, legt die Schienen-Control Kommission dem gegenständlichen Verfahren den im Bescheid vom 10.06.2016, GZ: SCK-WA-12-006 festgestellten Sachverhalt zugrunde.

Diese Vorgehensweise findet auch ihre Deckung in den Bestimmungen des AVG und der Rsp des VwGH:

In einem anderen verwaltungsbehördlichen Verfahren aufgenommene Beweise dürfen gemäß § 46 AVG nach dem Grundsatz der Unbeschränktheit der Beweismittel unter Wahrung des Parteienghörs herangezogen und verwertet werden (VwGH 27.08.2014, Ro 2014/05/0057).

Demnach ist es zulässig, in der Begründung eines Bescheides auf jene eines anderen Bescheides zu verweisen und in einem Verwaltungsverfahren die Ergebnisse eines anderen

Verfahrens zu verwerten, zumal dem Verwaltungsverfahren der Grundsatz der unmittelbaren Beweisaufnahme fremd ist (VwGH 24.10.1986, 84/17/0218).

Die Feststellungen hinsichtlich der Höhe eines angemessenen WACC stützen sich auf die von der Ö** mit Schreiben vom 31.01.2017 vorgelegte gutachterliche Stellungnahme der N** vom 31.01.2017 („Quantifizierung der Kapitalkosten des Bahnstromnetzes der Ö** für 2017 und 2018“) und dessen mit Schreiben vom 30.06.2017 vorgelegten Ergänzung vom 30.06.2017 („Bewertung der Kapitalkosten für das Bahnstromnetz der Ö**“).

Ebenso stützen sich diese Feststellungen auf die von der W** mit Schreiben vom 29.05.2017 vorgelegte gutachterliche Stellungnahme von Z** vom 27.05.2017 („Gutachten zur Quantifizierung der Kapitalkosten des Bahnstromnetzes der Ö** für 2017 und 2018“) und dessen Ergänzungen vom 27.06.2017 („Ergänzung zum Gutachten vom 27. Mai 2017 zur Quantifizierung der Kapitalkosten des Bahnstromnetzes der Ö** für 2017 und 2018“) sowie vom 21.07.2017 („Ergänzung zum Gutachten vom 27. Mai 2017 zur Quantifizierung der Kapitalkosten des Bahnstromnetzes der Ö** für 2017 und 2018 – Bewertung der Erwiderung durch N**“).

Weiters gehen diese Feststellungen aus dem Vorbringen der Ö** (Stellungnahmen vom 16.01.2017, 17.05.2017 und 30.06.2017) sowie der W** (Stellungnahmen vom 29.05.2017, 30.06.2017, 01.08.2017) hervor.

Die Feststellungen zur Kostenposition „Zinskorrektur“ gründen auf dem Vorbringen der Ö** (Stellungnahmen vom 26.05.2017 und 31.07.2017) sowie der W** (Stellungnahmen vom 30.06.2017 und 01.08.2017).

Die Feststellungen zur Kostenposition „KW-Reserve für FU-Ausfall“ ergeben sich aus den von der Ö** mit Schreiben vom 31.01.2017 vorgelegten gutachterlichen Stellungnahmen von DI B** vom Jänner 2017 („Vorhalten von Reserveleistungen der Ö**“) sowie aus der von der W** mit Schreiben vom 29.05.2017 vorgelegten gutachterlichen Stellungnahme von O** und T** („Gutachten zu der von der Ö** vorgelegten Kalkulation der Kosten des Bahnstromnetzes 2017“).

Weiters gründen diese Feststellungen auf den diesbezüglichen Vorbringen der Ö** (Stellungnahmen vom 16.01.2017 und 30.06.2017) und der W** (Stellungnahmen vom 29.05.2017 und 01.08.2017).

Die Feststellungen zur Kostenposition „Regulierungsmanagement“ stützen sich auf das Vorbringen der Ö** (Stellungnahmen vom 16.01.2017 und 30.06.2017) sowie auf das Vorbringen der W** (Stellungnahmen vom 29.05.2017 und 01.08.2017).

Die Feststellungen zur Kostenposition „Engpassmanagement“ ergeben sich aus den Vorbringen der Ö** (Stellungnahmen vom 16.01.2017, 30.6.2017 und 31.07.2017), den Vorbringen der W** (Stellungnahmen vom 29.05.2017 und 30.06.2017) sowie aus der von der Ö** mit Schreiben vom 06.04.2017 vorgelegten gutachterlichen Stellungnahme von DI B**

vom 30.03.2017 („Nicht nutzbare Kraftwerksleistungen durch Netzengpässe im Stromnetz der Ö**“).

Die Feststellungen zur Kostenposition „Risikopositionen“ beruhen auf dem Vorbringen der Ö** (Stellungnahmen vom 16.01.2017, 26.05.2017 und 31.07.2017), dem Vorbringen der W** (Stellungnahmen vom 30.06.2017 und 01.08.2017) sowie auf der von der W** mit Schreiben vom 29.05.2017 vorgelegten gutachterlichen Stellungnahme von Z** vom 27.06.2017 („Gutachten zur Quantifizierung der Kapitalkosten des Bahnstromnetzes der Ö** für 2017 und 2018“) und dessen Ergänzung vom 21.07.2017 („Ergänzung zum Gutachten vom 27. Mai 2017 zur Quantifizierung der Kapitalkosten des Bahnstromnetzes der Ö** für 2017 und 2018 – Bewertung der Erwiderung durch N**“).

Die Feststellungen zur Kostenposition „Kosten aus Versorgungsauftrag“ gründen auf dem Vorbringen der Ö** (Stellungnahmen vom 16.01.2017, 30.06.2017 und 31.07.2017) sowie auf dem Vorbringen der W** (Stellungnahmen vom 29.05.2017 und 01.08.2017).

Weiters stützen sich diese Feststellungen auf die von der Ö** mit Schreiben vom 31.01.2017 vorgelegte gutachterliche Stellungnahme der N** vom 27.01.2017 („Angemessener Umgang mit langfristigen Lieferverträgen im Rahmen der Liberalisierung des Bahnstrommarkts“) sowie auf die von der W** mit Schreiben vom 01.08.2017 vorgelegte gutachterliche Stellungnahme von O** vom 31.07.2017 („Gutachterliche Entgegnung zur Stellungnahme der Ö** vom 30.06.2017“).

Die Feststellungen zur Kostenposition „Kosten aus Lieferauftrag“ ergeben sich aus der Stellungnahme der W** vom 29.05.2017.

Die Feststellungen hinsichtlich der Höhe der benötigten Regelleistung beruhen auf dem Vorbringen der W** (Stellungnahmen vom 12.01.2017, 29.05.2017, 30.06.2017 und 01.08.2017) sowie der Ö** (Stellungnahmen vom 29.05.2017, 22.06.2017 und 30.06.2017).

Die Feststellungen hinsichtlich der Berechnung des Verlustpreises gründen auf dem Vorbringen der Ö** (Stellungnahmen vom 26.05.2017 und 30.06.2017) sowie auf dem Vorbringen der W** (Stellungnahmen vom 29.05.2017, 30.06.2017 und 01.08.2017).

Die Feststellungen zur Kostenposition „Netzkosten Timelkamvertrag“ stützen sich auf die von der Ö** mit Schreiben vom 06.04.2017 vorgelegte gutachterliche Stellungnahme von DI B** vom 30.03.2017 (Titel: „Netzverlusteliminierung im 110 kV Bahnnetz der Ö**“) und auf das Vorbringen der Ö** (Stellungnahmen vom 26.05.2017, 30.06.2017 und 31.07.2017) sowie der W** (Stellungnahmen vom 29.05.2017 und 30.06.2017).

Die Feststellungen zur Kostenposition „Netzkosten APG“ ergeben sich aus der Stellungnahme der Ö** vom 29.05.2017 sowie aus der Stellungnahme der W** vom 30.06.2017.

Die Feststellungen zur Kostenposition „ÖMAG Zuweisung“ gründen auf der von der Ö** mit Stellungnahme vom 16.01.2017 vorgelegten Tarifikalkulation.

Die Feststellungen zur Kostenposition „Overhead GB“ beruhen auf der von der Ö** mit Stellungnahme vom 16.01.2017 vorgelegten Tarifikalkulation sowie auf der Stellungnahme der W** vom 29.05.2017.

Die Feststellungen zur Kostenposition „Energiemanagement“ stützen sich auf die von der Ö** mit Stellungnahme vom 16.01.2017 vorgelegte Tarifikalkulation.

Die Feststellungen zur Kostenposition „Blindleistung“ beruhen ebenso auf der von der Ö** mit Stellungnahme vom 16.01.2017 vorgelegten Tarifikalkulation.

Die Feststellungen zur Kostenposition „FU-Verluste durch rotierende Reserve“ ergeben sich aus der von der Ö** mit Stellungnahme vom 16.01.2017 vorgelegten Tarifikalkulation.

Die Feststellungen zur Kostenposition „Ausfallsreserve Frequenzumformer“ gründen auf dem Vorbringen der Ö** (Stellungnahmen vom 16.01.2017, 26.05.2017 und 30.06.2017) sowie der W** (Stellungnahmen vom 29.05.2017, 30.06.2017 und 01.08.2017).

Die Feststellungen zur Kostenposition „Schwarzstartfähigkeit“ stützen sich auf die von der Ö** mit Schreiben vom 31.01.2017 vorgelegte gutachterliche Stellungnahme von DI B** vom 27.01.2017 (Titel: „Schwarzstartfähigkeit der Kraftwerke der Ö**“) und auf das Vorbringen der Ö** (Stellungnahmen vom 16.01.2017 und 30.06.2017) sowie der W** (Stellungnahmen vom 29.05.2017 und 01.08.2017).

Die Feststellungen zur Kostenposition „Spannungsvorhaltung Lindau“ beruhen auf der von der Ö** mit Schreiben vom 31.01.2017 vorgelegten gutachterlichen Stellungnahme von D** vom Jänner 2017 („Bewertung der Spannungshaltung in Lindau bei der Ö**“) und auf dem Vorbringen der Ö** (Stellungnahmen vom 16.01.2017 und 30.06.2017) sowie der W** (Stellungnahmen vom 29.05.2017 und 01.08.2017).

Rechtlich folgt:

Zur Zuständigkeit der Schienen-Control Kommission:

Gemäß § 74 Abs 1 Z 4 EisbG hat die Schienen-Control Kommission auf Beschwerde von Fahrwegkapazitätsberechtigten oder Eisenbahnverkehrsunternehmen sowie von Amts wegen einem Betreiber von Serviceeinrichtungen hinsichtlich der Gewährung des Zuganges zu Serviceeinrichtungen, einschließlich des Schienenzuganges, und der Gewährung von Serviceleistungen im Falle des Zuwiderhandelns ein den Bestimmungen des 6. Teiles oder den unmittelbar anzuwendenden unionsrechtlichen, die Regulierung des Schienenverkehrsmarktes regelnden Rechtsvorschriften entsprechendes Verhalten aufzuerlegen oder nicht entsprechendes Verhalten zu untersagen.

Gemäß § 74 Abs 1 Z 5 EisbG hat die Schienen-Control Kommission auf Beschwerde von Fahrwegkapazitätsberechtigten oder Eisenbahnverkehrsunternehmen sowie von Amts wegen den Bestimmungen des 6. Teiles oder den unmittelbar anzuwendenden unionsrechtlichen, die Regulierung des Schienenverkehrsmarktes regelnden Rechtsvorschriften nicht entsprechende Schienennetz-Nutzungsbedingungen, Verträge oder Urkunden ganz oder teilweise für unwirksam zu erklären.

Gemäß § 74 Abs 1 Z 6 EisbG hat die Schienen-Control Kommission auf Beschwerde von Fahrwegkapazitätsberechtigten oder Eisenbahnverkehrsunternehmen sowie von Amts wegen die Berufung auf Schienennetz-Nutzungsbedingungen, die zur Gänze für unwirksam erklärt sind oder die Berufung auf diejenigen Teile der Schienennetz-Nutzungsbedingungen, die für unwirksam erklärt sind, zu untersagen.

Mit der Novelle BGBl I 137/2015 wurde der Maßstab für die Wettbewerbsüberwachung durch die Schienen-Control Kommission neu formuliert. Nunmehr wird nicht nur auf das diskriminierende Verhalten abgestellt, sondern allgemeiner auf Verstöße gegen Rechtsvorschriften (und zwar auf Verstöße gegen Bestimmungen des EisbG, unions- und sonstiges völkerrechtswidriges Verhalten). Damit wird nach dem Wortlaut des § 74 EisbG idF BGBl I 137/2015 nicht nur die Diskriminierung im engeren Sinn erfasst, sondern allgemeiner auch sonstige Zuwiderhandlungen gegen einschlägige Rechtsvorschriften einbezogen (ErläutRV 841 BlgNR 25. GP 11).

Die Bestimmungen zur Bahnstromnetznutzung sind gemäß Punkt 2.3.4 („Bahnstromnetznutzung“) als Bestandteil der Schienennetznutzungsbedingungen gemäß § 59 Abs 4 Z 2 lit c EisbG zu veröffentlichen. Bei den Bestimmungen handelt es sich gemäß § 59 Abs 4 Z 2 lit c EisbG um die Gewährung von Serviceleistungen, die in Serviceeinrichtungen erbracht werden.

Die Erbringung von Serviceleistungen wird durch Art 13 Abs 7 und 8 der RL 2012/34/EU gewährleistet und in Anhang II Z 2 bis 4 der RL 2012/34/EU definiert und findet ihre Umsetzung in der Bestimmung des § 58b EisbG. Gemäß § 62a Abs 1 EisbG umfassen

Serviceleistungen auch Zusatz- und Nebenleistungen gemäß § 58b Abs 2 und Abs 3 EisbG. § 58b Abs 2 EisbG regelt den Zugang zur Kategorie der in Serviceeinrichtungen erbrachten Zusatzleistungen. § 58b Abs 2 Z 2 EisbG definiert die „Bereitstellung von Fahrstrom“ als entsprechende Zusatzleistung.

Da die Bereitstellung von Fahrstrom gemäß § 58 Abs 2 Z 2 EisbG naturgemäß auch die Nutzung der Umformer und des Bahnstromnetzes impliziert, und somit eine Bereitstellung von Fahrstrom überhaupt erst ermöglicht, handelt es sich auch bei der Umformung und der Verteilung um eine Teilleistung der Zusatzleistung der Bereitstellung von Fahrstrom iSv § 58 Abs 2 Z 2 EisbG.

Gemäß § 62a Abs 1 EisbG idF BGBl I 137/2015 ist Betreiber einer Serviceeinrichtung, wer eine oder mehrere Serviceeinrichtungen betreibt oder eine oder mehrere Serviceleistungen für Eisenbahnverkehrsunternehmen erbringt. Bei einem Betreiber einer Serviceeinrichtung iSd § 62a EisbG idF BGBl I 137/2015 kann es sich beispielsweise um ein Eisenbahninfrastrukturunternehmen oder ein Eisenbahnverkehrsunternehmen handeln. Die Begriffsbestimmung folgt den Vorgaben aus Art 3 Z 12 in Verbindung mit Anhang II der RL 2012/34/EU (ErläutRV 841 BlgNR 25. GP 8).

Soweit die Ö** im dargelegten Rahmen Serviceleistungen anbietet, ist sie Betreiberin einer Serviceeinrichtung iSd § 62a Abs 1 EisbG und legt die diesbezüglichen Entgelte gemäß § 69b Abs 3 EisbG fest.

Die Zuständigkeit der Schienen-Control Kommission ist damit gegeben.

Zu den weiteren rechtlichen Erwägungen:

I. Zu Spruchpunkt I.

A. Kostenmaßstab und Kostenzurechnung

i. Kostenmaßstab

Nach einer im Ermittlungsverfahren durch die Antragstellerin geäußerten Ansicht ist die verfahrensgegenständliche Leistung der Bahnstromnetznutzung nicht als Serviceleistung gemäß Anhang II Z 3 lit a RL 2012/34/EU zu qualifizieren, sondern stellt einen Teil des Mindestzugangspakets gem Anhang I Z 1 lit e RL 2012/34/EU dar. Somit sei der vertretenen Ansicht nach nicht der Kostenmaßstab für Serviceeinrichtungen gem § 69b EisbG (angefallene Kosten plus angemessener Gewinn), sondern jener für den Zugang zum Mindestzugangspaket gem § 67 EisbG (Kosten, die unmittelbar aufgrund des Zugbetriebs anfallen, „Grenzkosten“) anzuwenden.

Die geäußerte Auffassung gründet auf einem bestimmten Verständnis des Begriffs „Versorgungseinrichtung für Fahrstrom“ gem Anhang I Z 1 lit e RL 2012/34/EU, der auch das gesamte Bahnstromnetz umfasst. Die Antragstellerin legt ihrer Rechtsansicht folgende Argumentation zugrunde:

Die Schienen-Control Kommission ging in ihrem Bescheid vom 10.06.2016 ursprünglich davon aus, dass die Bereitstellung von Traktionsstrom und Brennstoffen gemäß § 58 Abs 3 Z 3 EisbG auch die Nutzung der Umformer und des Bahnstromnetzes umfasst, da dieses eine Bereitstellung von Traktionsstrom und Brennstoffen erst ermöglicht. Umformung und Verteilung stellten somit eine Teilleistung der Zusatzleistung der Bereitstellung von Traktionsstrom und Brennstoffen gemäß § 58 Abs 3 Z 3 EisbG dar.

Mit der Änderung der unionsrechtlichen Grundlagen der RL 2001/14/EG durch die RL 2012/34/EU kam es zu einer Verschiebung des Tatbestands „Nutzung von Versorgungseinrichtungen für Fahrstrom“. Der Tatbestand fand sich zuvor in Anhang II Z 2 lit a RL 2001/14/EG und war somit den Serviceeinrichtungen zugeordnet, mit der RL 2012/34/EU wurde der Tatbestand unter Anhang II Z 1 lit e, und somit unter den Leistungen des Mindestzugangspakets angeführt.

Anhang I der RL 2012/34/EU regelt unter dem Titel „Verzeichnis der Eisenbahninfrastrukturanlagen“ jene Anlagen, die zur Eisenbahninfrastruktur zu rechnen sind. Diese Aufzählung enthält im 9. Spiegelstrich „Anlagen zur Umwandlung und Zuleitung von Strom für die elektrische Zugförderung: Unterwerke, Stromversorgungsleitungen zwischen Unterwerk und Fahrdraht, Fahrleitungen mit Masten, dritte Schiene mit Tragestütze“.

Anhang II der RL 2012/34/EU regelt unter dessen Z 1 jene Leistungen, die unter dem Titel des Mindestzugangspakets zu erbringen sind. Anhang II Z 1 lit c enthält die Eisenbahninfrastruktur als Teil des Mindestzugangspakets.

Anhang II Z 1 lit e enthält die „Nutzung von Versorgungseinrichtungen für Fahrstrom, sofern vorhanden“.

Somit, so betont die Antragstellerin, würde, nach übereinstimmender Auffassung der Parteien und der Behörde, die Eisenbahninfrastruktur vom Bahnstromsystem unterschieden.

Anhang II Z 3 RL 2012/34/EU regelt, welche Leistungen als Zusatzleistungen zu betrachten sind.

Anhang II Z 3 lit a RL 2012/34/EU enthält dabei den Begriff der Bereitstellung von Fahrstrom.

Subsumiert man nun aber, so die Antragstellerin, die Nutzung der Umformer und des Bahnstromnetzes unter den Begriff der Bereitstellung von Fahrstrom (Anhang II Z 3 lit a), getrennt davon als Teil der Eisenbahninfrastruktur die Oberleitungsanlagen, so bleibt für den Begriff der Nutzung von Versorgungseinrichtungen für Fahrstrom gemäß Anhang II Z 1 lit e kein Anwendungsbereich mehr.

Somit hätte die RL 2012/34/EU und ihre Umsetzung im EisbG eine Änderung der Zuordnung des Bahnstromnetzes zur Folge gehabt: Durch die Verschiebung des Begriffs der Nutzung von Versorgungseinrichtungen in die Leistungen des Mindestzugangspakets würde die Nutzung des Bahnstromsystems nicht mehr unter den Kostenmaßstab für Serviceleistungen, sondern jenen für das Mindestzugangspaket zu subsumieren sein.

Darüber hinaus sei Erwägungsgrund 10 der DurchführungsVO (EU) 2015/909 über die Modalitäten für die Berechnung der Kosten, die unmittelbar aufgrund des Zugbetriebs anfallen, zu berücksichtigen, welcher regelt, dass die Ausrüstung für die Stromversorgung, wie Leitungen oder Transformatoren nicht in die Kosten des Mindestzugangspakets (Kosten die unmittelbar aufgrund des Zugbetriebs anfallen) einzurechnen sei. Die Beschwerdeführerin zieht daraus insbesondere den Schluss, „dass ein WACC überhaupt nicht zur Anwendung zu kommen hat“.

Insgesamt ist nach Ansicht der Antragstellerin jener Teil der Bahnstromversorgung, welcher zwischen Unterwerk und Fahrdraht verläuft, Teil der Eisenbahninfrastruktur und als solcher in Anhang I, vorletzter Spiegelstrich RL 2012/34/EU enthalten.

Dem Begriff der „Versorgungseinrichtungen für Fahrstrom“ gem Anhang II Z 1 lit e RL 2012/34/EU müsse daher ein anderer Inhalt zugrunde gelegt werden. Eine Subsumtion des Bahnstromnetzes unter den Tatbestand des Anhang II Z 3 lit a RL 2012/34/EU würde jedoch bewirken, dass der Tatbestand des Anhang II Z 1 lit e RL 2012/34/EU „keinen Anwendungsbereich mehr“ hätte. Somit wäre das Bahnstromnetz unter den Begriff „Versorgungseinrichtungen für Fahrstrom“ gem Anhang II Z 1 lit e RL 2012/34/EU zu subsumieren und Teil des Mindestzugangspakets.

Die Schienen-Control Kommission geht aus den folgenden Gründen jedoch weiterhin von einer Zuordnung des Bahnstromnetzes zum Bereich der Serviceeinrichtungen aus:

a. Allgemeines

Zunächst erkennt die Antragstellerin, dass bei der von ihr pauschal bemängelten Subsumtion unter den Kostenmaßstab des § 69b EStG zwischen verschiedenen Kostenarten innerhalb des Tarifmodells (Tarif Nutzung Umformung und Tarif Verteilung, in Folge Durchleitungstarif) unterschieden werden muss.

Der weitaus größte Teil des Tarifmodells besteht aus Kosten, die aus der Nutzung des Netzes zur Verteilung von elektrischer Energie verursacht werden. Es sind dies Kosten wie sie zB auch einem Übertragungs- oder Verteilernetzbetreiber im öffentlichen 50 Hz-Netz entstehen, und die durch die Entnahme, Einspeisung und Übertragung von elektrischer Energie verursacht werden (dazu näher unten unter ii.).

Diese Kosten bestehen im Wesentlichen aus jenen Positionen, die im 50 Hz-Bereich und im sachlichen Anwendungsbereich des EStG 2010 als Systemdienstleistungsentgelt, Netzverlustentgelt und Teile des Netznutzungsentgelts (der Kosten für den „Betrieb des Netzsystems“) geregelt und anerkannt sind. Die Tätigkeiten, die diesen Kosten entsprechen, bestehen aus der Erhaltung der Leistungs-Frequenz-Regelung (Regelleistung) des Übertragungs- und Verteilernetzes, der Beschaffung und dem Ausgleich von Verlustenergie und sonstigen mit dem Betrieb des 50 Hz-Netzes verbundenen Kosten (dazu abermals näher unten unter ii.).

Die solcherart entstehenden Kosten sind aber Kostenpositionen, die mit dem Bezug bzw der Lieferung und der Übertragung von Strom im Rahmen des Netzbetriebs in untrennbarem Zusammenhang stehen. Stromnetze werden unter einer bestimmten Frequenz (50 Hz im öffentlichen Übertragungs- und Verteilernetz, 16,7 Hz im Bahnstromnetz) betrieben. An jedes Stromnetz sind in der Regel eine Vielzahl von Netznutzern als Entnehmer und Einspeiser angeschlossen (dies können einzelne Kraftwerke oder Lieferanten sein).

Im Rahmen der Bahnstromnetznutzung stellen die Triebfahrzeuge der Eisenbahnverkehrsunternehmen als Bahnstromnetznutzer Entnehmer dar, wohingegen als Einspeiser sowohl Kraftwerke, deren Erzeugung und Einspeisung innerhalb des Bahnstromnetzes erfolgt, als auch jede Lieferung von Strom aus dem öffentlichen Netz, die über die Umformer/Umrücker in das Bahnstromnetz bezogen wird, angesehen werden kann.

Die Kalkulation der Einspeise- und Entnahmemengen erfolgt zentral und stellt über die jeweiligen prognostizierten Erzeugungs- und Verbrauchswerte ein Gleichgewicht des entnommenen und gelieferten Stroms her, um ein Gleichgewicht der Strommengen zu erzielen (B. Raschauer, Handbuch Energierecht (2006) 79).

Dieses Gleichgewicht stellt die Leistungs-Frequenz-Regelung oder Regelleistung dar. Da jedoch zu keinem Zeitpunkt ein tatsächliches Gleichgewicht herrscht, da ein Ausgleich der Strommengen durch nicht prognostizierbare Abweichungen real nicht stattfindet, ist der Netzbetreiber (im öffentlichen Netz der Regelzonenführer, vgl § 23 EStG 2010) dafür verantwortlich, durch die Messung und den Ausgleich der Abweichungen jederzeit für die

stabile Herstellung der Netzfrequenz zu sorgen. Dabei muss durch entweder einen Ausgleich der Nachfrage (zusätzliche Einspeisung) oder des Angebots (zusätzliche Entnahme) die entsprechende Beschaffung der positiven oder negativen Leistung beschafft werden, was dem Netzbetreiber entsprechende Kosten verursacht.

Gleichermaßen kommt es beim Transport von elektrischer Energie über ein Stromnetz, physikalisch bedingt, zu Verlusten, d. h. es kann weniger Energie entnommen werden, als eingespeist wird. Diese Differenz bezeichnet die im Netzbetrieb auftretende Verlustenergie, oder auch Netzverluste. Die Verlustenergie wird physikalisch dem Quadrat der transportierten Energie proportional berechnet und beträgt je nach Netzfunktion und Übertragungsebene *** % bis zu *** % der transportierten Energie. Die Netzbetreiber, gleich ob es sich um den Betreiber des Bahnstromnetzes oder den Regelzonenführer des 50 Hz-Netzes handelt, sind für den Ausgleich der Netzverluste verantwortlich und kaufen dazu entsprechende Energiemengen in Form einer Fahrplanlieferung mit dem benötigten Lastgang ein.

Schließlich bleiben dem Bahnstromnetzbetreiber im Rahmen des Netzbetriebs noch all jene Aufgaben überantwortet, die die Erhaltung und Gewährleistung und gegebenenfalls Wiederherstellung des störungsfreien Netzbetriebs, sowie die Aufrechterhaltung der einschlägigen Sicherheitsstandards zum Inhalt haben.

Da die Bewältigung dieser Aufgaben der **Systemdienstleistung, Versorgungssicherheit und Systemverantwortung** einen enormen technischen und organisatorischen Aufwand voraussetzt (vgl hierzu die Komplexität der rechtlichen und tatsächlichen Anforderungen im öffentlichen Netzbereich), entstehen des Weiteren die übrigen Kostenpositionen des Bahnstromnetzbetriebs.

Aus dem Gesagten erhellt somit bereits, dass ein großer Teil der Kostenpositionen im Verteilungstarif des bekämpften Bescheids unmittelbar mit der Bereitstellung von Fahrstrom verbunden und somit direkt durch diese verursacht ist.

Dies gilt völlig unabhängig davon, ob der Strom durch den Infrastrukturbetreiber oder einen dritten Lieferanten geliefert wird, da die Bereitstellung iSe Verteilung durch das Bahnstromnetz die beschriebenen Kosten verursacht. Die betreffenden Kostenpositionen gehören daher, durch ihre technische Verursachung bedingt, schon begrifflich in die Leistungskategorie der „Bereitstellung von Fahrstrom“ gem Anhang II Abs 1 lit e RL 2012/34/EU, da diese Kosten ansonsten keiner der übrigen Leistungskategorien zugeordnet werden können.

Im Übrigen bezieht sich die Argumentation der Antragstellerin offenbar nur auf die Anlagenkosten (Kostenposition „Bahnstromleitungen“) des Verteilungstarifs. Dies wird auch durch den Verweis der Antragstellerin deutlich, wenn diese zur folgenden Aussage gelangt:

„Darüber hinaus erklärt Erwägungsgrund 10 der zitierten DVO (EU)“ 2015/909, dass die Ausrüstung für die Stromversorgung, wie Leitungen oder Transformatoren nicht in die Kosten, die unmittelbar aufgrund des Zugbetriebs anfallen, eingerechnet werden soll. Angewendet auf

den vorliegenden Fall bedeutet dies, dass ein WACC überhaupt nicht zur Anwendung zu kommen hat.“

b. Bahnstromnetze als Sonderfall der Bahnstromversorgung

Die Ausführungen der Antragstellerin treffen nicht zu. Die Auffassung legt den Bestimmungen der RL 2012/34/EU insbesondere ein Verständnis zugrunde, welches zum einen das Bestehen eigener Bahnstromnetze in den betroffenen MS neben dem allgemeinen 50 Hz Netz anerkennt, zum anderen die Besonderheiten des österreichischen Bahnstromnetzes und die Voraussetzungen zur Durchleitung von Strom aus dem 50 Hz -Netz bis zum Unterwerk nicht berücksichtigt, und somit im Übrigen einen grundrechtswidrigen Gehalt zugrunde legt.

Zunächst ermangelt der dargelegten Ansicht jeglicher Nachweis für die behauptete, wesentliche Änderung der Rechtsgrundlagen des geltenden Unionsrechts. Zumindest im Ansatz sollte eine Änderung des Kostengrundsatzes, sofern es sich dabei nicht nur um einen begrifflichen Zirkelschluss handelt, welche zur Folge hat, dass landesweite Stromnetze nun einen wesentlichen Teil (wie zu zeigen sein wird hätte dies tatsächlich noch viel größere Auswirkungen) ihrer Kosten nicht mehr ersetzt erhalten, in den Erwägungen des Unionsgesetzgebers ihren Niederschlag finden. Aus den Rechtsakten und Erwägungsgründen der RL 2012/34/EU gehen derartige Überlegungen aber mit keinem Wort hervor.

Auch nimmt die einschlägige Literatur bei der Behandlung der Änderungen des EisbG durch die RL 2012/34/EU Bezug auf Modifikationen, die sich in Hinblick auf den Zugang zu den verschiedenen Leistungen ergeben werden (*Catharin/Gürtlich*, Eisenbahngesetz³ (2015) 649 Anm 2). Auch hier wird jedoch mit keinem Wort erwähnt, dass sich aus diesen Änderungen etwas an der Zuordnung der Leistung des Bahnstromnetzes ändern würde.

Es ist daher zunächst darauf Bezug zu nehmen, dass die geltend gemachten Auslegungen des Begriffs der Bahnstromversorgung im Rahmen der Systematik der RL 2012/34/EU und deren Zuordnung zu Mindestzugangspaket oder Serviceleistung in völliger Außerachtlassung der Tatsache ergehen, dass die Bestimmungen der RL 2012/34/EU vom Standardfall des nicht Vorhandenseins eines Bahnstromnetzes mit gesonderter Netzspannung ausgehen.

Den Regelfall in Europa bildet die Bahnstromversorgung ausgehend vom öffentlichen 50 Hz - Netz, welches durch Bahnstromleitungen und Transformatoren mit der Schieneninfrastruktur verbunden ist. In der Regel besteht daher zwischen den Höchst- und Hochspannungsebenen (öffentliches 50 Hz Netz) und den Unterwerken (Beginn Schieneninfrastruktur) eine entsprechende Verbindung.

Ein völlig anderes Bild ergibt sich bei Bestehen eines Bahnstromnetzes, welches eine vom öffentlichen Netz abweichende Frequenz besitzt. Die abweichende Netzspannung von 16,7 Hz, mit der das österreichische Bahnstromnetz betrieben wird, ist historisch begründet und trennt den Betrieb des Bahnstromsystems technisch vom 50 Hz-Netz der öffentlichen Regelzone.

So besteht parallel zum öffentlichen Netz ein vergleichbar großes und weitläufiges Bahnstromnetz, welches dem Transport und der Weiterverteilung des Bahnstroms durch das gesamte Bundesgebiet dient. Das österreichweite Bahnstromnetz der Ö** verbindet die Umformer-/Umrichterwerke, Wasserkraftwerke und Unterwerke über eine Länge von insgesamt ca 2000 km miteinander. Im Vergleich dazu verfügt das österreichische öffentliche Übertragungsnetz, welches durch die Austrian Power Grid AG (APG) betrieben wird, über eine Trassenlänge von derzeit 3424 km (APG Masterplan 2030, abrufbar unter <https://www.apg.at/de/netz/netzausbau/masterplan>).

Wenn daher die Unionsbestimmungen die Bahnstromversorgung näher als „Ausrüstung für die Stromversorgung, wie Leitungen oder Transformatoren“ (siehe dazu noch weiter unten) bezeichnen, wird hierdurch deutlich, dass die Subsumtion eines gesamten Stromnetzes nicht davon umfasst sein kann.

In Europa existieren lediglich in Österreich, Deutschland, Nordschweden, Südnorwegen und der Schweiz Bahnstromnetze mit gesonderter Netzfrequenz. Die Bestimmungen der RL 2012/34/EU tragen dem Vorhandensein der Bahnstromnetze in Deutschland, Österreich und Teilen Schwedens keinerlei Rechnung, insb sind keinerlei Regelungen vorhanden, die auf die Ausnahmesituation in diesen MS hinweisen würden.

Umgekehrt kann daher auch dem sachlichen Anwendungsbereich der RL 2012/34/EU nicht unterstellt werden, umfassende Regelungen zu treffen, die gleichzeitig Besonderheiten berücksichtigen sollen, deren räumlicher Anwendungsbereich sich lediglich auf zwei MS und einen Teil eines weiteren MS bezieht. In diesem Fall würde entweder die Ausnahme zur Regel oder wesentliche Unterschiede bezüglich der technischen Voraussetzungen der Bahnstromversorgung völlig außer Acht gelassen, was dem Unionsgesetzgeber, auch mangels gegenteiliger Hinweise in den geltenden Rechtsakten, nicht unterstellt werden kann.

Wenn der Unionsgesetzgeber sich daher des Begriffs der „Versorgungseinrichtung für Fahrstrom“ bedient, muss diesem ein Bedeutungsgehalt zukommen, der auf die Netzgegebenheiten aller MS anwendbar ist und nicht aufgrund einer zu weitgehenden Auslegung MS mit abweichenden tatsächlichen Voraussetzungen in eine, wie im Folgenden noch gezeigt wird, grundrechtswidrige und unionsrechtswidrige und daher benachteiligende Situation durch Ungleichbehandlung mit Unternehmen anderer MS bringt.

c. Einschränkendes Begriffsverständnis in der Rsp des EuGH

Eine solche isolierte Auslegung von Begriffen einer Richtlinie verstieße auch gegen die in stRsp entwickelten Auslegungsgrundsätze des EuGH. Zwar geht der EuGH grundsätzlich in Ermangelung einer begrifflichen Bestimmung davon aus, dass Bedeutung und Tragweite eines Begriffs im Einklang mit dem Sinn, der ihm nach dem gewöhnlichen Sprachgebrauch zukommt, bestimmt werden. Dies hat aber unter Berücksichtigung des allgemeinen Zusammenhangs, in dem er verwendet wird zu geschehen.

Maßgeblich sind also nach der stRsp des EuGH bei der Auslegung einer Unionsvorschrift nicht nur ihr Wortlaut, sondern es sind auch ihr Zusammenhang und die Ziele zu berücksichtigen, die mit der Regelung, zu der sie gehört, verfolgt werden (vgl etwa EuGH 17.11.1983, Rs C-292/82, Merck, Slg. 1983, 3781; EuGH 21.2.1984 Rs C- 337/82, St. Nikolaus Brennerei, Slg. 1984, 1051; EuGH 14.10.1999, Rs C-223/98, Adidas, Slg. 1999, I-7081; EuGH 18.5.2000, Rs C-301/98, KVS International, Slg. 2000, I-3583; EuGH 14.5.2001, Rs C-191/99, Kvaerner, Slg. 2001, I-4447; EuGH 10.12.2002, Rs C-491/01, British American Tobacco (Investments) und Imperial Tobacco, Slg. 2002, I-11453; EuGH 4.5.2006, Rs C-431/04, Massachusetts Institute of Technology, Slg. 2006, I-4089; EuGH 13.12.2012, Rs C-395/11, BLV Wohn- und Gewerbebau).

Konkret hat der EuGH zuletzt in diesem Zusammenhang etwa entschieden, dass eine Vorschrift des Unionsrechts nicht in einer Weise ausgelegt werden darf, die ihre Wirkung über das zum Schutz der Interessen, die sie gewährleisten soll, Erforderliche hinaus ausdehnt (EuGH 03.10.2013, Rs C-317/12, Lundberg Rz 20).

Auch darf der Geltungsbereich einer Vorschrift nicht begrifflich dahingehend ausgedehnt werden, dass mit einem zu weit gehenden Verständnis die praktische Wirksamkeit einer Bestimmung in Frage gestellt würde (EuGH 03.10.2013, Rs C-317/12, Lundberg Rz 34).

Dem Begriff der „Versorgungseinrichtung für Bahnstrom“ kann nun aber nicht unterstellt werden, das gesamte Bahnstromnetz eines Landes schlechthin zu umfassen und dem Mindestzugangspaket gem § 58 Abs 1 EisbG iVm Anhang II Z 1 lit e RL 2012/34/EU unterstellen zu wollen. Ein sich landesweit erstreckendes Bahnstromnetz muss im gegenständlichen Regelungszusammenhang aus den soeben dargestellten Gründen als Ausnahme gesehen werden.

Zum einen ist daher, mangels Berücksichtigung im Wortlaut der RL 2012/34/EU, den geltenden Bestimmungen nicht zu entnehmen, dass derartige Ausnahmererscheinungen wie ein landesumfassendes Bahnstromnetz unter den Begriff der „Versorgungseinrichtung“ fallen sollen.

Zum anderen ist in Hinblick auf eben diese Voraussetzungen im Rahmen einer zielgerichteten Auslegung der RL 2012/34/EU unter Berücksichtigung der Ausnahmesituation bei Bestehen eines Bahnstromnetzes vielmehr von dem Ergebnis auszugehen, dass mit „Nutzung von Versorgungseinrichtungen für Bahnstrom, sofern vorhanden“ die einzelnen Verbindungsleitungen mit dem öffentlichen Stromnetz und Transformatoren zur Überwindung der Spannungsebenen von der Höchstspannungsebene bis zum Unterwerk angesprochen sind (dazu sogleich unten), keinesfalls aber eine Subsumtion des Bahnstromnetzes unter die Bedingungen des Mindestzugangspakets gem § 58 Abs 1 EisbG vorgenommen werden kann.

Auch der deutsche BGH differenziert in einer Entscheidung aus dem Jahr 2010 zur Zuordnung des Bahnstromnetznutzungsentgelts deutlich begrifflich zwischen „Energieversorgungsnetzen“ bzw „Elektrizitätsversorgungsnetzen“ wie dem Bahnstromnetz von 16,7 Hz und zwischen der „Versorgung mit Fahrstrom über den Fahrdrabt“ (BGH 09.11.2010, EnVR 1/10 Rz 12 und 15).

d. Inhalt des Begriffs „Versorgungseinrichtung für Fahrstrom“

Wie bereits angedeutet, bedeutet eine solche Auslegung des Begriffs „Versorgungseinrichtung für Bahnstrom“ in Gegenüberstellung zum Tatbestand der Bereitstellung von Fahrstrom gem Anhang II Z 3 lit a RL 2012/34/EU, und unter Zugrundelegung der Subsumtion des Bahnstromnetzes darunter, auch nicht, wie von der Beschwerdeführerin behauptet, dass damit der Tatbestand „Nutzung von Versorgungseinrichtungen für Fahrstrom“ gemäß Anhang II Z 1 lit e RL 2012/34/EU keinen Anwendungsbereich mehr hätte.

Der Tatbestand „Versorgungseinrichtung für Bahnstrom“ gemäß Anhang II Z 1 lit e RL 2012/34/EU umfasst jedoch lediglich die herkömmlich vorhandenen Verbindungsleitungen und Transformatoren zwischen dem öffentlichen Stromnetz und den Unterwerken.

Der Tatbestand der Bereitstellung von Fahrstrom gemäß Anhang II Z 3 lit a RL 2012/34/EU umfasst neben der Bereitstellung von Traktionsstrom auch die Nutzung der Umformer-/Umrichterwerke und des Bahnstromnetzes, da dieses eine Bereitstellung von Traktionsstrom erst ermöglicht.

Der Tatbestand der Nutzung der Eisenbahninfrastruktur gemäß Anhang II Z 1 lit c iVm Anhang I vorletzter Spiegelstrich RL 2012/34/EU umfasst demgegenüber die Stromversorgungsleitungen zwischen Unterwerk und Fahrdraht.

Dies zeigt zum einen ein Vergleich mit dem Wortlaut der Definition der Leitungsinfrastruktur für das Oberleitungsnetz gem Anhang I, vorletzter Spiegelstrich RL 2012/34/EU, der diese wie folgt bestimmt:

„Anlagen zur Umwandlung und Zuleitung von Strom für die elektrische Zugförderung: Unterwerke, Stromversorgungsleitungen zwischen Unterwerk und Fahrdraht, Fahrleitungen mit Masten, dritte Schiene mit Tragestützen“.

Infrastruktur iSv Anhang I RL 2012/34/EU iVm § 58 Abs 1 Z 1 EisbG umfasst daher Stromversorgungsleitungen zwischen Unterwerk und Fahrdraht, Transformatoren für das Oberleitungsnetz („Unterwerk“) und Fahrleitungen.

Versorgungseinrichtungen für Fahrstrom iSv § 58 Abs 1 Z 3 EisbG iVm Anhang II Abs 1 lit e RL 2012/34/EU umfassen dementsprechend in Ländern ohne eigenständiges Bahnstromnetz auch nur jene Bahnstromleitungen und Transformatoren, die von einer höheren Spannungsebene bis zu den Unterwerken führen (dies ist der Regelfall den auch die Bestimmungen der RL 2012/34/EU vor Augen haben).

Auch die Wortfolge „sofern vorhanden“ Anhang II Abs 1 lit e RL 2012/34/EU wird daraus verständlich. Ähnlich wie im Bereich des öffentlichen 50 Hz Netzes hängt der Bedarf nach Leitungen und Transformatoren, die eine Anlage mit dem öffentlichen Netz verbinden von der Netzebene ab, auf der sich der Anschluss der Anlage befindet und benötigt entsprechende Leitungen und Transformatoren für die Umformung und den Transport (im Gegensatz zu Netzanschlüssen, die sich bereits auf der benötigten Spannungsebene befinden).

In diesem Zusammenhang ist zum anderen auch darauf hinzuweisen, dass der Unionsgesetzgeber offensichtlich die Begriffe gemäß Anhang I, vorletzter Spiegelstrich RL 2012/34/EU und den Begriff der „Versorgungseinrichtungen für Fahrstrom“ gem Anhang II Z 1 lit e RL 2012/34/EU entgegen der Behauptung der Beschwerdeführerin stellenweise überschneidend verwendet. Daraus geht jedoch nicht zwangsweise einher, dass der Tatbestand der Nutzung von „Versorgungseinrichtungen für Fahrstrom“ keinen Anwendungsbereich mehr hätte. Dies wird auch durch die Bestimmungen der RL 2012/34/EU veranschaulicht:

Art 4 DurchführungsVO (EU) 2015/909 regelt jene Kosten im Rahmen des Mindestzugangspakets, welche bei der Berechnung der direkten Kosten nicht geltend gemacht werden dürfen. Art 4 Abs 1 lit k DurchführungsVO (EU) 2015/909 nimmt davon auch die „Kosten der Ausrüstung für die Bahnstromversorgung“ aus.

Anhang II Z 1 lit e RL 2012/34/EU und Art 4 Abs 1 lit k DurchführungsVO (EU) 2015/909 regeln nun zum einen „Versorgungseinrichtungen für Fahrstrom“, zum anderen die „Ausrüstung für die Bahnstromversorgung“. Dass beide Begriffe jedoch synonym verwendet werden, ergibt sich sowohl aus einer Verbalinterpretation der Begriffe, als auch einem Vergleich mit der englischen Sprachfassung der beiden Gesetzesstellen, welchen übereinstimmend von „electric supply equipment for traction current“ sprechen.

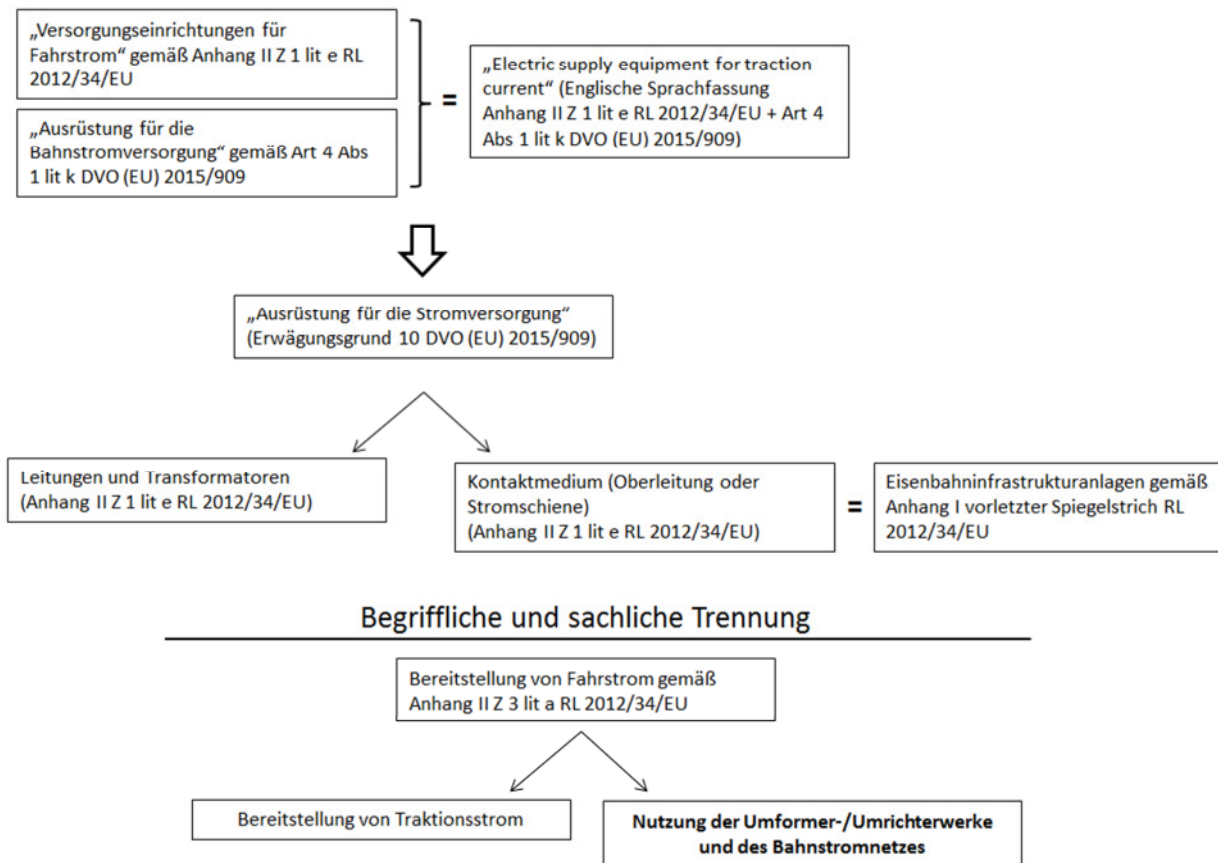
Art 4 Abs 1 lit k DurchführungsVO (EU) 2015/909 legt fest, dass Kosten der Ausrüstung für die Bahnstromversorgung, sofern diese nicht unmittelbar aufgrund des Zugbetriebs angefallen sind, nicht als direkte Kosten für den Zugang zum Mindestzugangspaket geltend gemacht werden dürfen und spricht dabei undifferenziert von „Kosten der Ausrüstung für die Bahnstromversorgung“.

Erwägungsgrund 10 DurchführungsVO (EU) 2015/909 erläutert näher, welche Kosten für die Nutzung der Bahnstromversorgung als unmittelbar aufgrund des Zugbetriebs angefallen gelten. Dabei differenziert der 10. Erwägungsgrund (in wiederum abweichender aber gleichbedeutender Terminologie, „Electric supply equipment“) zwischen der, bereits erwähnten, Ausrüstung für die Stromversorgung (Leitungen und Transformatoren), deren Kosten nicht einzurechnen sind, und jenen Teilen der Bahnstromversorgung (im Wortlaut: „Stromversorgung“), die aufgrund elektrischer und mechanischer Beanspruchung als direkte Kosten zu berücksichtigen sind. Letztere werde explizit als „Verschleiß des Kontaktmediums (Oberleitung oder Stromschiene)“ bzw „Bauteile der Oberleitungsausrüstung“ bezeichnet.

Damit zeigt der Unionsgesetzgeber jedoch eindeutig, dass er die Oberleitungsinfrastruktur („Oberleitung oder Stromschiene“) von dem Oberbegriff der Versorgungseinrichtungen für Fahrstrom („electric supply equipment for traction current“) umfasst wissen will. Dieser umfasst neben der Oberleitung auch noch die aus „Leitungen und Transformatoren“ bestehende Ausrüstung für die (Bahn)Stromversorgung (Erwägungsgrund 10 DurchführungsVO (EU) 2015/909).

Allein deshalb kann eine Argumentation nicht zutreffen, die offenbar von einer exakten Abgrenzung der Begriffe zueinander ausgeht.

Durch die einheitliche Verwendung unterschiedlicher Begriffe ergibt sich eine komplexe, nur schwer fassbare begriffliche Dihairese, die sich zwar schwer auflösen lässt, letztlich aber zu einer klaren inhaltlichen Auslegung des Begriffs der Versorgungseinrichtungen für Fahrstrom gemäß Anhang II Z 1 lit e RL 2012/34/EU führt und unter Bestätigung der hier vertretenen Auffassung zeigt, dass bei Subsumtion des Bahnstromnetzes unter den Tatbestand der „Bereitstellung von Fahrstrom“, der Tatbestand der „Versorgungseinrichtungen für Fahrstrom“ nicht obsolet wird:



Tatsächlich sind die begrifflichen Definitionen der Eisenbahninfrastrukturanlagen, wie sie Anhang I RL 2012/34/EU verwendet, bereits seit dem Jahr 1970 in Verwendung (vgl dazu Anlage I lit A der Verordnung (EWG) Nr. 2598/70 der Kommission vom 18. Dezember 1970 zur Festlegung des Inhalts der verschiedenen Positionen der Verbuchungsschemata des Anhangs I der Verordnung (EWG) Nr. 1108/70 des Rates vom 4. Juni 1970).

Es ist daher nicht verwunderlich, wenn es durch die undifferenzierte Übernahme älterer Definitionen durch den Unionsgesetzgeber und die Verwendung von Begriffen, die erst seit jüngerer Zeit in Gebrauch sind, zu Überschneidungen kommt.

Wenn daher im gegenständlichen Verfahren geltend gemacht wird, dass das Bahnstromnetz unter den Tatbestand der Nutzung von „Versorgungseinrichtungen für Fahrstrom“ gem Anhang II Z 1 lit a RL 2012/34/EU fallen müsste, da die Oberleitungsausrüstung bereits im Begriff der Eisenbahninfrastruktur enthalten wäre, so trifft dies aus den dargestellten Gründen nicht zu, da die Begriffsverwendung durch den Unionsgesetzgeber keiner exakten Abgrenzung zwischen Eisenbahninfrastruktur und Bahnstromversorgung folgt.

Zudem konnte gezeigt werden, dass der Unionsgesetzgeber dem Oberbegriff der „Bahnstromversorgung“ in unterschiedlicher Diktion sowohl die Oberleitungsinfrastruktur, als auch „Leitungen und Transformatoren“ zuordnet. Der Begriff „Leitungen und Transformatoren“ ist jedoch im oben (b. und c.) gezeigten Sinne als Verbindung mit dem öffentlichen Stromnetz auszulegen und umfasst schon sprachlich kein landesübergreifendes Verteilungsnetz mit mehreren tausend Kilometern Länge.

Letztlich findet dieses Ergebnis auch unter Heranziehung der Bestimmungen über die Interoperabilität eine entsprechende Bestätigung:

Die RL 2008/57/EG über die Interoperabilität des Eisenbahnsystems in der Gemeinschaft (Neufassung) regelt gemäß Anhang II, Punkt 2.2. die Definition des Teilsystems „Energie“ gemäß Anhang I lit a, 2. Spiegelstrich als „Elektrifizierungssystem einschließlich Oberleitungen und bordseitiger Teile der Stromverbrauchsmesseinrichtungen“.

Die mit Erlassung der technischen Säule des 4. Eisenbahnpakets ergangene Nachfolgeregelung der RL (EU) 2016/797 über die Interoperabilität des Eisenbahnsystems in der Europäischen Union regelt gemäß Anhang II, Punkt 2.2. die Definition des Teilsystems „Energie“ gemäß Anhang I lit a, 2. Spiegelstrich als (Hervorhebung hinzugefügt) **„Energieversorgungssystem**, einschließlich Oberleitungen und streckenseitiger Teile der Stromverbrauchsmess- und Ladeeinrichtungen“.

Für den Bereich „Energie“ erging eine „TSI“ („technische Spezifikation für die Interoperabilität“ - eine nach der RL angenommene Spezifikation, die für jedes Teilsystem oder Teile davon im Hinblick auf die Erfüllung der grundlegenden Anforderungen gilt und die Interoperabilität des Eisenbahnsystems der Union gewährleistet) in Form der VO (EU) Nr. 1301/2014 über die technische Spezifikation für die Interoperabilität des Teilsystems „Energie“ des Eisenbahnsystems in der Europäischen Union, welche als Komponenten für den Bereich Energie gemäß Punkt 5.1 Abs 2 des Anhangs ausschließlich die Oberleitung und ihre Teilkomponenten festlegt.

Somit legen auch die einschlägigen Bestimmungen der, ausschließlich zum Zwecke der technischen Vereinheitlichung des Eisenbahnsystems in der Union dienenden, Interoperabilität nahe, dass der, nunmehr offenbar vermehrt gebrauchte, Begriff der „Einrichtungen für die Versorgung mit Energie“, in welcher spezifisch begrifflichen Ausprägung er nun auch verwendet wird, auch in technischer Hinsicht ausschließlich den Bereich der Oberleitung bezeichnet.

e. Systemwidrigkeit, Normenwiderspruch und Grundrechtswidrigkeit

Bei Vorhandensein eines eigenen Bahnstromnetzes muss daher im Sinne der oben angeführten Jud des EuGH von einem einschränkenden Begriffsverständnis ausgegangen werden, um eine völlige Verzerrung der Rechtslage und eine gröbliche Ungleichbehandlung jener Unternehmen im Anwendungsbereich der RL 2012/34/EU zu verhindern, denen die Erhaltung eines landesweiten Stromnetzes somit zum Grenzkostenpreis aufgebürdet werden würde (zur verfassungsrechtlichen Problematik von „Erdrosselungsentgelten“ aus grundrechtlicher Perspektive vgl etwa VfSlg 19580/2011, 18183/2007, 17414/2004, grundlegend VfSlg 9750/1982).

Diese Auslegung wird zusätzlich noch aus den Entgeltgrundsätzen des Art 31 Abs 3 RL 2012/34/EU deutlich. Dieser legt fest, dass „das Entgelt für das Mindestzugangspaket und für den Zugang zu Infrastrukturen, durch die Serviceeinrichtungen angebunden werden, in Höhe der Kosten ..., die unmittelbar aufgrund des Zugbetriebs anfallen“ festzulegen ist.

Was unter jenen Kosten, die unmittelbar aufgrund des Zugbetriebs anfallen, zu verstehen ist, wird durch die DurchführungsVO (EU) 2015/909 der Kommission vom 12. Juni 2015 über die Modalitäten für die Berechnung der Kosten, die unmittelbar aufgrund des Zugbetriebs anfallen weiter präzisiert. Diese stellt im bereits erwähnten 10. ErwG fest:

„Die Ausrüstung für die Stromversorgung, wie Leitungen oder Transformatoren, verschleißt in der Regel nicht durch den Zugbetrieb. Sie ist weder der Reibung noch anderen Einwirkungen aufgrund des Zugbetriebs ausgesetzt. Daher sollten die Kosten der Ausrüstung für die Stromversorgung nicht in die Kosten eingerechnet werden, die unmittelbar aufgrund des Zugbetriebs anfallen.“

Dementsprechend regelt Art 4 Abs 1 lit k DurchführungsVO (EU) 2015/909: „[Der Infrastrukturbetreiber kann bei der Berechnung der direkten Kosten seines gesamten Netzes vor allem die folgenden Kosten nicht geltend machen:] Kosten der Ausrüstung für die Bahnstromversorgung, sofern diese nicht unmittelbar aufgrund des Zugbetriebs angefallen sind.“

Legt man daher die von der Antragstellerin vertretene Auslegung den Bestimmungen über die Kostengrundsätze zugrunde, würde dies somit zur Folge haben, dass ein Stromnetz von 2000 km Länge zwar dem Mindestzugang unterliegen würde, dessen Unterhaltung aber nicht einmal im Wege der Direktkosten geltend gemacht werden könnte.

Ein solches Ergebnis kann den Bestimmungen der RL 2012/34/EU und der DurchführungsVO (EU) 2015/909 aber keinesfalls zugesonnen werden und würde im Widerspruch zur zitierten Jud des EuGH in der Rs Lundberg dazu führen, dass eine Vorschrift des Unionsrechts in einer Weise ausgelegt würde, die ihre Wirkung über das zum Schutz der Interessen, die sie gewährleisten soll, Erforderliche hinaus ausdehnt bzw den Geltungsbereich der Vorschrift eben begrifflich dahingehend ausdehnt, dass mit einem zu weit gehenden Verständnis die praktische Wirksamkeit dieser Bestimmung in Frage gestellt werden müsste. Ausgehend von

der Rsp des EuGH ist daher im gegenständlichen Zusammenhang eine einschränkende Auslegung der entsprechenden Begriffe geboten.

Die belangte Behörde verkennt in diesem Zusammenhang auch nicht, dass der Ö** als Betreiberin der Schieneninfrastruktur von staatlicher Seite ein Zuschussanspruch gem § 42 Bundesbahngesetz zusteht. Nach dem derzeitigen Wissensstand der Behörde erhält die Ö** für den Betrieb des Bahnstromnetzes jedoch keine Kostenzuschüsse gemäß § 42 Bundesbahngesetz.

Würde man aber an dieser Stelle annehmen wollen, dass die Kosten des gesamten Netzbetriebs des Bahnstromnetzes doch über die Bestimmung des § 42 Bundesbahngesetz refinanziert werden könnten, würde die Finanzierung eines Bahnstromnetzes und somit einer Infrastrukturanlage von erheblicher Größe als Teil der Schieneninfrastruktur durch die Republik Österreich bzw einen Ausgleich des Schieneninfrastrukturbetriebs und eine Übernahme der durch den Wettbewerb verursachten Kosten aus dem allgemeinen Bundesbudget hinauslaufen, was den grundlegenden Anforderungen der RL 2012/34/EU in mehreren Punkten erheblich zuwiderlaufen würde:

So würde die Auslegung der Beschwerdeführerin dazu führen, dass entgegen Art 4 Abs 1 RL 2012/34/EU (Unabhängigkeit der Geschäftsführung) in Bezug auf die Geschäftsführung, die Verwaltung und die interne Kontrolle der Verwaltungs-, Wirtschafts- und Rechnungsführungsfragen keine unabhängige Stellung des Infrastrukturbetreibers bestehen würde, aufgrund deren er insbesondere über ein Vermögen, einen Haushaltsplan und eine Rechnungsführung verfügt, die von Vermögen, Haushaltsplan und Rechnungsführung des Staates getrennt sind.

Nach den dargestellten Konsequenzen wäre entgegen Art 8 Abs 1 RL 2012/34/EU eine dauerhaft tragfähige Finanzierung des Eisenbahnsystems im Hinblick auf Instandhaltung, Erneuerung und Ausbau der Infrastruktur und somit die Einhaltung dieser Bestimmung nicht möglich.

Auch die Einhaltung von Art 8 Abs 3 RL 2012/34/EU eine optimale, effiziente Nutzung, Bereitstellung und Entwicklung der Infrastruktur unter gleichzeitiger Wahrung des finanziellen Gleichgewichts und Bereitstellung der zur Erreichung dieser Ziele erforderlichen Mittel zu gewährleisten wäre dem Infrastrukturbetreiber unmöglich und würde somit zwangsläufig auf einen nicht vermeidbaren Verstoß gegen die RL 2012/34/EU hinauslaufen.

Schließlich wäre eine Erreichung der in Art 8 Abs 4, UAbs 1 RL 2012/34/EU geregelten Ziele, die langfristig eine Deckung der Infrastrukturkosten durch deren Nutzer vorsehen, unter der Voraussetzung des Bestehens eines eigenen Bahnstromnetzes schlechthin unmöglich.

Somit würde die dargestellte Auslegung der RL 2012/34/EU gleichzeitig zu einem Verstoß gegen zentrale, durch die RL selbst vorgesehene Bestimmungen führen, was offenkundig nicht von dieser intendiert sein kann.

Zumindest darf bei der Auslegung einer Rechtsvorschrift dieser kein widersprüchliches Ergebnis unterstellt oder offenkundige Wertungswidersprüche hervorgerufen werden (unlösbarer Normwiderspruch; zur Notwendigkeit im österreichischen Recht zur Sinnermittlung alle zur Verfügung stehenden Auslegungsmöglichkeiten auszuschöpfen, vgl. etwa VfSlg 8395/1978, 10296/1984, 11499/1987).

Auch unter Beachtung dieser Bestimmung und unter Berücksichtigung der Erbringung der Netzleistung in einem regulierten Sektor der Netzwirtschaften, mit allen Einschränkungen die diese Leistungserbringung im öffentlichen Interesse mit sich bringen, erweist sich eine solche Interpretation der Bestimmungen des EisbG und der RL 2012/34/EU zudem als Verstoß gegen die verfassungsrechtlich und unionsrechtlich gewährten Grundrechte gem Art 5, 6 StGG, Art 1, 1. ZPEMRK und Art 16, 17 GRC (vgl etwa *Schneider*, Regulierungsrecht der Netzwirtschaften I (2013) 706 mwN).

Dies würde in letzter Konsequenz ein privatwirtschaftlich eingerichtetes Unternehmen zum kostenlosen Betrieb eines Stromnetzes zwingen, ohne dass diesem ein Marktaustritt faktisch möglich ist (vgl dazu noch unten unter ii. die eisenbahnanlagenrechtliche Betriebspflicht). Somit würde die Ö** in letzter Konsequenz durch einen kostenlosen Zwangsbetrieb eines landesweiten Stromnetzes langsam wirtschaftlich erheblichen Schaden nehmen.

Ein solches Ergebnis kann und darf im Rahmen einer demokratischen Grundrechtsordnung, die einen Schutz des Eigentums und der Erwerbstätigkeit gewährleistet, aber nicht haltbar sein, da dies unter keinen Umständen iSd Art 5, 6 StGG, Art 1, 1. ZPEMRK und Art 16, 17 GRC eine verhältnismäßige Eigentumsbeschränkung darstellt (vgl etwa *B. Raschauer*, Allgemeiner Teil in: *B. Raschauer* (Hrsg), *Wirtschaftsrecht*³ (2010) Rz 213, 231; *Schneider*, Regulierungsrecht der Netzwirtschaften I (2013) 695; *Rossi* in *Calliess/Ruffert* (Hrsg), *EUV/AEUV*⁴ (2011) Art 17 GRC Rz 28 ff).

f. Systematische Auslegung und Korrektur des Begriffsverständnisses

Abschließend lässt sich die hier vertretene Lösung der Auslegung des Begriffs der „Nutzung von Versorgungseinrichtungen für Fahrstrom“ gemäß Anhang II Z 1 lit e RL 2012/34/EU mit einem Vergleich zu einem ähnlichen gefassten Tatbestand bekräftigen.

Anhang II Abs 2 lit i RL 2012/34/EU ordnet „Einrichtungen für die Brennstoffaufnahme und Bereitstellung von Brennstoffen in diesen Einrichtungen, deren Preis auf der Rechnung getrennt auszuweisen ist“ den Serviceeinrichtungen zu.

Die „Bereitstellung von Brennstoffen“ entspricht dabei auffallend dem Tatbestand der „Bereitstellung von Traktionsstrom“ gem Anhang II Z 3 lit a RL 2012/34/EU.

Die Nutzung von Brennstoffen als Triebwagenkraftstoffe stellt nicht den Regelfall des Schienenverkehrsbetriebs dar, wie bereits aus der Aufnahme der Oberleitungsinfrastruktur in den Begriff der Eisenbahninfrastruktur hervorgeht. Die Aufnahme in die Leistungen des

Mindestzugangspakets konnte daher bezüglich der Nutzung von Brennstoffeinrichtungen unterbleiben.

Die Bestimmung illustriert jedoch den Anwendungsbereich des Begriffs der „Versorgungseinrichtungen für Fahrstrom“, entspricht dieser doch dem ganz ähnlich gehaltenen Begriff der „Einrichtungen für die Brennstoffaufnahme“. Letztere sollen jedoch nicht die netzgebundene Verteilungsleistung für das Antriebsmedium des Triebwagens, sondern die direkte Verbindung der Einrichtung zum Zwecke der Aufnahme und Abgabe des Antriebsmediums umfassen (Zapfsäule, Tankschlauch etc).

Die Reichweite der „Einrichtungen für die Brennstoffaufnahme“ entspricht somit auch der - oben dargestellten - Reichweite der „Versorgungseinrichtungen für Fahrstrom“, die die Leitungen und Transformatoren, die die Verbindung zum vom Unionsgesetzgeber als Regelfall betrachteten öffentlichen Netz umfassen, beinhaltet.

Für die Nutzung des Bahnstromnetzes, welches weder einen Vergleich mit den „Einrichtungen für die Brennstoffaufnahme“, noch, mangels leitungsgebundener fossiler Energieträger im Schienenverkehrsbetrieb, mit der Bereitstellung von Brennstoffen erlaubt, bleibt als tatbestandsmäßige Zuordnung somit nur die Bereitstellung von Fahrstrom übrig.

Dem entspricht auch die Änderung der Zuordnung in Anhang II der RL 2001/14/EG durch die RL 2012/34/EU:

Die „Versorgungseinrichtungen für Fahrstrom“, denen als stationäre Anbindungen zum öffentlichen Stromnetz keine eigenständige Bedeutung zukommt, da sie nur als Zuleitung zur Oberleitungsinfrastruktur dienen, wurden von Anhang II Z 2 (Serviceeinrichtungen) in Anhang II Z 1 (Mindestzugangspaket) verschoben, wohingegen die Bereitstellung von Brennstoffen von Anhang II Z 3 (Zusatzleistungen) in Anhang II Z 2 zur gemeinsamen Regelung mit den, nicht von der Dienstleistung trennbaren, dort bereits im Rahmen der RL 2001/14/EG geregelten, „Einrichtungen für die Brennstoffaufnahme“ verschoben wurde.

ii. Kostenzurechnungsmaßstab

a. Der Kostenmaßstab für Serviceleistungen in der Rsp des VwGH

Das EibG folgt zur Festlegung der Netzentgelte, wie auch die Gesetze in anderen Sektoren der Netzregulierung, bestimmten, abschließenden Entgeltgrundsätzen.

Maßgeblicher Grundsatz der Entgeltbestimmung ist in der Regel der Grundsatz der Kostenorientierung, welcher die Orientierung der Erlöse an den Kosten als Grundlage der Entgeltberechnung festlegt (*Schneider*, Regulierungsrecht der Netzwirtschaften I (2013) 706 ff). Zwar haben regulierte Unternehmen auch Anspruch auf einen angemessenen Gewinn, allerdings dürfen Preise die Kosten nur insofern abdecken, als sie mit der regulierten Tätigkeit in Zusammenhang stehen.

Bei den Kostengrundsätzen des EibG handelt es sich grundsätzlich um eine Methodenregulierung mit regulierungsbehördlicher ex-post Kontrolle der Benützungsentgelte (*Schneider*, Regulierungsrecht der Netzwirtschaften I (2013) 656 f).

Die Benützungsentgelte haben gem § 59 Abs 4 Z 2 EibG Bestandteil der Schienennetz-Nutzungsbestimmungen zu sein und unterliegen der wettbewerbsbehördlichen Aufsicht der Regulierungsbehörde gem § 74 EibG.

Die Regelung der Entgeltgrundsätze für die Schienennetznutzung erfolgt durch das EibG im 6. Teil, 2. Hauptstück, 3. Abschnitt, §§ 67 ff EibG.

Die Entgeltgrundsätze stellen im Rahmen des Schienennetz Zugangs die zwingende Bemessungsgrundlage für die entsprechende Nutzung dar, und stehen mit den übrigen regulierungsrechtlichen Bestimmungen des EibG in einem systematischen und einheitlichen Zusammenhang.

Soweit daher für einen bestimmten Teil des Schienennetzes eine Zugangsregelung vorgesehen ist, besteht auch eine entsprechende Zuordnung der Leistung zu den Kostengrundsätzen in den §§ 67 ff EibG für deren Nutzung innerhalb des Schienennetzes. „Entweder-oder“-Regelungen oder Bereiche, deren Zugang nicht durch eine spezifische Entgeltregelung durch das Gesetz geregelt und in den Schienennetz-Nutzungsbedingungen enthalten ist, sind daher unzulässig.

Dabei folgen die Regelungen der §§ 67 ff EibG jeweils spezifischen gesetzlichen Ausgestaltungen für die einzelnen Entgeltpositionen für die in Anspruch genommenen Leistungen. Grundlegend gilt jedoch immer, dass als Grundlage für die Entgelterhebung die entsprechenden Kosten auch durch die Schienennetznutzung verursacht werden müssen (Grundsatz der Kostenverursachung bzw Verursachungsgerechtigkeit gemäß Inanspruchnahme, vgl dazu *Catharin/Gürtlich*, Eisenbahngesetz³ (2015) 193 f).

Das EibG unterscheidet grundlegend zwischen den vier Leistungsgruppen Mindestzugangspaket, Serviceleistungen, Zusatzleistungen und Nebenleistungen (*Catharin/Gürtlich*, Eisenbahngesetz³ (2015) 195). Eine grundsätzliche Abweichung vom Prinzip

der Verursachungsgerechtigkeit gemäß Inanspruchnahme kennt das EisbG, unabhängig davon ob es sich dabei um die Kostenmaßstäbe gemäß § 67 EisbG oder 69b EisbG handelt, jedoch nicht. Eine Festsetzung der Entgelte ist daher nur in jenem Rahmen zulässig, der durch die Bestimmungen des EisbG gesetzlich geregelt ist.

Im gegenständlichen Verfahren kommt gemäß § 69b EisbG der Kostengrundsatz für Serviceeinrichtungen zur Anwendung, der die Berücksichtigung eines angemessenen Gewinns zulässt, mit der Einschränkung, dass geltend gemachte Kosten durch die regulierte Tätigkeit verursacht sein müssen.

Diese für Gewährung von Serviceleistungen angefallenen Kosten anwendbaren Grundsätze haben in dieser Form bereits Eingang in die Rechtsprechung des VwGH gefunden (VwGH 27.11.2014, 2013/03/0092 in Bezug auf die – inhaltlich gleichlautende – Rechtslage vor der Umsetzung der RL 2012/34/EU, Hervorhebungen hinzugefügt):

„Der in § 70 Abs 1 EisenbahnG 1957 enthaltene Grundsatz des angemessenen Kostenersatzes beinhaltet, dass das Entgelt in Beziehung zu den Kosten für die Leistungserbringung steht, wobei die Qualifikation "angemessen" bedeutet, dass **die diesbezügliche Berechnung auf der Grundlage des tatsächlichen Nutzungsumfanges erfolgt**.

Die in § 70 Abs 1 EisenbahnG 1957 enthaltene Regelung zur Ermittlung des Entgeltes stellt in diesem Sinn darauf ab, dass die Höhe des Entgeltes **in Relation zu den auf Grund der Inanspruchnahme der Serviceleistungen anfallenden Kosten stehen muss**.

Zum Grundsatz des angemessenen Kostenersatzes tritt nach § 70 Abs 1 EisenbahnG 1957 der Grundsatz des branchenüblichen Entgelts hinzu.

Die Orientierung an diesem Grundsatz erfordert, dass das Branchenübliche ermittelt und dargestellt wird (vgl in diesem Zusammenhang etwa auch die aus § 59 Abs 1 Z 2 lit b EisenbahnG 1957 für den Inhalt der Schienennetz-Nutzungsbedingungen (SN-NB) getroffene Regelung). Weiters kommt es einer Partei, die sich auf diesen Grundsatz in einem Verfahren nach § 74 EisenbahnG 1957 beruft, zu, das Branchenübliche näher darzulegen bzw aufzuzeigen, sofern das Branchenübliche nicht ohnehin notorisch ist.“

Weiters spricht der VwGH zur Bestimmung des § 58 Abs 5 EisbG idF BGBl I 61/2015, aktuell entspricht dieser Bestimmung § 58b Abs 4 EisbG, aus (Hervorhebungen hinzugefügt):

„Nach der in § 58 Abs 5 EisenbahnG 1957 enthaltenen Vorschrift, wonach unter anderem die für den Zugang zur Schieneninfrastruktur benötigten Serviceleistungen (dazu zählt die Mitbenützung von Personenbahnhöfen) transparent, angemessen, wirtschaftlich realistisch und ausreichend entbündelt angeboten werden müssen, **brauchen Zugangsberechtigte nicht für Leistungen zu zahlen, die sie für die Ausübung des Zugangsrechts nicht benötigen**. Diese zuletzt genannte Regelung betreffend das von einem Eisenbahninfrastrukturunternehmen gegenüber Zugangsberechtigten zu legende Angebot weist in die Richtung, dass ein Entgelt für die Zurverfügungstellung ua der Mitbenützung von Bahnhöfen **nur solche Leistungen erfassen**

soll, die für die Ausübung des Zugangsrechtes benötigt bzw in Anspruch genommen werden.“

Aus den Vorgaben der RL 2012/34/EU ergeben sich keine inhaltlichen Änderungen der bisherigen Rsp des VwGH zum Kostenmaßstab gemäß § 69b EisbG, durch die Regelungssystematik der RL wird die abgeschlossene Entgeltsystematik, denen die Infrastrukturunternehmen bei Erstellung ihrer Schienennetz-Nutzungsbedingungen unterliegen, aber noch deutlicher.

Die folgenden Ausführungen folgen daher den rechtlichen Anforderungen an die Entrichtung der gebührenden Entgelte für die Nutzung von Serviceleistungen gemäß § 58b Abs 2 Z 2 EisbG iVm § 69b EisbG.

b. Qualifikation des Bahnstromnetzes als Eisenbahnanlage

Aus dem regulatorischen Kostenmaßstab des § 69b EisbG ergibt sich somit die grundsätzliche Anordnung, dass Kosten, die auf der Grundlage des tatsächlichen Nutzungsumfanges anfallen, als Entgelt auf Grund der Inanspruchnahme von Serviceleistungen geltend gemacht werden können und in weiterer Folge auch anzuerkennen sind.

Deutlich spricht der VwGH aus, dass die Höhe des Entgeltes in Relation zu den auf Grund der Inanspruchnahme der Serviceleistungen anfallenden Kosten stehen muss (Grundsatz der Kostenverursachung).

Davon losgelöst ist jedoch die Frage zu beantworten, welche Kosten aufgrund der Inanspruchnahme tatsächlich verrechnet werden können, oder mit anderen Worten, welche Kosten im Rahmen der Anlagennutzung als angefallen gelten, weil sie durch die Nutzung verursacht sind.

Insbesondere ist im verfahrensgegenständlichen Fall der Nutzung des Bahnstromsystems die Frage zu klären, welche Kostenpositionen die Ö** als für den Bahnstromnetzbetrieb angefallen geltend machen kann.

Anders als bei Sachverhalten, die Leistungen zum Gegenstand haben, deren Inhalt dem Mindestzugangspaket zugerechnet werden kann, und die daher den unionsrechtlichen Bestimmungen der Kostenzuordnung unterliegen (DurchführungsVO (EU) 2015/909 über die Modalitäten für die Berechnung der Kosten, die unmittelbar aufgrund des Zugbetriebs anfallen) muss im Fall der Kostenzuordnung bei der Nutzung von Serviceeinrichtungen im Einzelfall nach Art der Nutzung und Art der genutzten Einrichtung bestimmt werden, welche Kosten als durch die Nutzung der Leistung angefallen gelten.

Im gegenständlichen Fall handelt es sich um die Nutzung einer Zusatzleistung gemäß § 58b Abs 2 Z 2 iVm § 69b EisbG, die in Form der Bereitstellung des Bahnstromnetzes vorliegt.

Die im Rahmen des gegenständlichen Verfahrens zur Anwendung kommenden Tarife „Nutzung Umformung 16,7 Hz Bahnstrom“ und „Verteilung 16,7 Hz Bahnstrom“ umfassen als Bahnstromnetzentgelte die Nutzung der Bahnstromerzeugungsanlagen, die 110 kV Bahnstromleitungen und die Umformeranlagen (Frequenzumformer und Frequenzumrichter).

Wie bereits im vorhergehenden Abschnitt eingehend dargestellt werden konnte, handelt es sich im Falle des Bahnstromnetzes nicht um Eisenbahninfrastrukturanlagen gemäß § 10a EisbG iVm Anhang I RL 2012/34/EU idF RL (EU) 2016/2370. Die Zuordnung einer Anlage zur Eisenbahninfrastruktur gemäß § 10a EisbG iVm Anhang I RL 2012/34/EU idF RL (EU) 2016/2370 hat in erster Linie Bedeutung in Hinblick auf den Zugang zur Eisenbahninfrastruktur iSd der Wettbewerbsregulierung (*Liebmann*, EisbG³ (2014) Rz 2 f zu § 10a).

Die Qualifikation einer Einrichtung als eisenbahnrechtliche Anlage muss dementsprechend keine Zuordnung zur Eisenbahninfrastruktur bedeuten (*Liebmann*, EisbG³ (2014) Rz 1 zu § 10)

und ist in erster Linie für die daran anknüpfenden Sicherungs- und Betriebspflichten ausschlaggebend.

Grundsätzlich lassen sich die in Rede stehenden Anlagen daher zunächst als elektrische Leitungsanlagen qualifizieren. Als solche lassen sich diese grundsätzlich auch unter die Legaldefinition des § 2 Abs 1 StarkstromwegeG subsumieren, welches als elektrische Leitungsanlagen solche Anlagen bezeichnet, die als elektrische Anlagen iSd § 1 Abs 2 ElektrotechnikG der Fortleitung elektrischer Energie dienen, wozu insbesondere auch Umspann-, Umform- und Schaltanlagen zählen. Gemäß § 1 Abs 2 StarkstromwegeG gilt dieses jedoch nicht für elektrische Leitungsanlagen für Starkstrom, die ausschließlich dem ganzen oder teilweisen Betrieb von Eisenbahnen dienen.

Als elektrische Leitungsanlagen für Starkstrom, die ausschließlich dem ganzen oder teilweisen Betrieb von Eisenbahnen dienen, sind die Anlagen des Bahnstromnetzes gemäß § 1 Abs 2 StarkstromwegeG dem Anwendungsbereich des StarkstromwegeG entzogen. Durch die Erfüllung des Tatbestands gemäß § 1 Abs 2 StarkstromwegeG ist jedoch gleichzeitig die Qualifikation als Eisenbahnanlage gemäß § 10 EisebG angedeutet.

Eisenbahnanlagen sind gemäß § 10 EisebG Bauten, ortsfeste eisenbahnsicherungstechnische Einrichtungen und Grundstücke, die ganz oder teilweise, unmittelbar oder mittelbar der Abwicklung oder Sicherung des Betriebes einer Eisenbahn, des Betriebes von Schienenfahrzeugen auf einer Eisenbahn oder des Verkehrs auf einer Eisenbahn dienen, ein räumlicher Zusammenhang mit der Eisenbahninfrastruktur ist dazu nicht erforderlich.

Die gesetzliche Definition einer Eisenbahnanlage wird durch die Rsp des VwGH weiter präzisiert. So spricht der VwGH aus, eine Eisenbahnanlage liegt dann vor, wenn sie mit dem Eisenbahnbetrieb oder dem Eisenbahnverkehr in einem solchen Zusammenhang steht, dass ohne diese ein geordneter Eisenbahnbetrieb oder Eisenbahnverkehr nicht möglich ist (VwGH 17.10.1963, 754/63, VwSlg 6123 A; VwGH 19.12.1995, 95/05/0237).

Nach der weiteren Rsp des VwGH ergibt sich die Qualifikation einer Anlage als Eisenbahnanlage aus ihrer Zweckbestimmung: die primär entscheidende eigentliche Zweckbestimmung kann sich schon aus der technischen Eigenart oder der speziellen Funktion ergeben, letztlich entscheidet aber die Zweckwidmung zur Abwicklung oder Sicherung des Betriebes einer Eisenbahn, des Betriebes von Schienenfahrzeugen auf einer Eisenbahn oder des Verkehrs auf einer Eisenbahn (VwGH 16.9.2009, 2006/05/0150).

Zudem, so der VwGH, reicht nach dem Gesetz ein mittelbarer Zusammenhang, es sei somit nicht erforderlich, dass die Anlage ausschließlich Eisenbahnzwecken iSd § 10 EisenbahnG 1957 dient, vielmehr sind gemäß dieser Norm Bauten auch dann Eisenbahnanlagen, wenn sie bloß teilweise Eisenbahnzwecken dienen (VwGH 25.03.2010, 2007/05/0141).

Der VwGH nimmt in seiner Rsp ausdrücklich Bezug auf die Qualifikation von 110 kV Übertragungsleitungen des Bahnstromnetzes als Eisenbahnanlagen und stellt fest, dass 110 kV Übertragungsleitungen ortsfeste eisenbahntechnische Einrichtungen darstellen, die

der Abwicklung des Eisenbahnbetriebes und des Eisenbahnverkehrs dienen, die betreffenden Merkmale der Begriffsbestimmung des § 10 des Eisenbahngesetzes 1957 zutreffen und 110 kV Übertragungsleitungen somit einen Teil der den Eisenbahnbetrieb bildenden Betriebsführung darstellen (VwGH 31.03.1982, 81/03/0213; VwGH 14.12.1983, 83/03/0226).

Zusammenfassend handelt es sich bei Bahnstromleitungen, genauer bei den 110 kV Übertragungsleitungen, der Ö** neben ihrer regulierungsrechtlichen Einordnung als Serviceeinrichtungen, genauer Zusatzleistungen, die im Rahmen von Serviceeinrichtungen gem § 58 Abs 2 Z 2 EisbG erbracht werden, um eine Zusammenfassung von Bahnstrom-Übertragungsanlagen, die gemäß 10 EisbG Eisenbahnanlagen darstellen und damit der betriebs- und verkehrstechnischen Sicherungspflicht des § 19 EisbG unterliegen (vgl dazu *Catharin/Gürtlich*, Eisenbahngesetz³ (2015) 400).

§ 19 EisbG verpflichtet ein zum Bau und zum Betrieb von Eisenbahnen berechtigtes Eisenbahnunternehmen, die Eisenbahn einschließlich der zugehörigen Eisenbahnanlagen, Betriebsmittel und des sonstigen Zugehört unter Berücksichtigung der Sicherheit, der Ordnung und der Erfordernisse des Betriebes der Eisenbahn und des Verkehrs auf der Eisenbahn zu bauen, zu erhalten, zu ergänzen und nach Maßgabe der Rechtsvorschriften und entsprechend der nach diesem Bundesgesetz erforderlichen Konzessionen, Genehmigungen und Bewilligungen zu betreiben und diesbezüglich die notwendigen Vorkehrungen zu treffen.

Damit ist die grundsätzliche **eisenbahnrechtliche betriebs- und verkehrstechnische Sicherungspflicht** festgelegt, die den Bau und die Ergänzung sowie den Betrieb und die Erhaltung iSd Instandhaltung von Eisenbahnanlagen umfasst (*Catharin/Gürtlich*, Eisenbahngesetz³ (2015) 400 Anm 1).

Die betriebs- und verkehrstechnische Sicherungspflicht trifft Eisenbahnunternehmen unmittelbar aufgrund des Gesetzes und umfassend und erstreckt sich sowohl auf den Bau, als auch das **Betreiben, einschließlich der Erhaltung iSd Instandhaltung** (*Catharin/Gürtlich*, Eisenbahngesetz³ (2015) 400 Anm 2).

Die Pflichten, die in Ausübung der betriebs- und verkehrstechnischen Sicherungspflicht im Einzelnen auszuüben sind, hängen von den konkreten Berechtigungen ab, ein Eisenbahnunternehmen hat aber jedenfalls die gebotenen Vorkehrungen zu treffen, um Sicherheit und Ordnung zu gewährleisten (*Liebmann*, EibG³ (2014) Rz 1 zu § 19).

Die im Einzelnen für den Betrieb und die Sicherheit des Bahnstromnetzes auszuübenden Betriebspflichten gemäß § 19 Abs 1 EibG sind, da das EibG den Betrieb des Bahnstromnetzes als Übertragungsnetzbetrieb nicht regelt und das ElWOG 2010 das Bahnstromnetz als 16,7 Hz System nicht in seinen Anwendungsbereich miteinbezieht, das Bahnstromnetz als Eisenbahnanlagen aber durch die kompetenzrechtliche Regelung (*Wiederin*, Eisenbahnanlagen und Landesbaurecht, ZfV 2013, 175) und die materienspezifische Zuordnung (vgl § 1 Abs 2 StarkstromwegeG) aber jedenfalls dem sachlichen Anwendungsbereich des EibG unterfällt,

durch einen Rückgriff auf die einschlägigen rechtlichen und technischen Normen, die auf den Betrieb des Bahnstromsystems als Übertragungsnetz heranzuziehen sind, auszufüllen.

c. Umfang der dem Bahnstromnetzbetrieb gemäß § 19 EisbG zurechenbaren Leistungen

aa. Stand der Technik und Betriebsführung

Die Nutzung des Bahnstromsystems setzt umfangreiche Leistungen voraus, die vom Bahnstromnetzbetreiber erbracht werden müssen, um einen Betrieb des 110 kV Übertragungsnetzes zu gewährleisten.

Der Betrieb eines Netzsystems erfolgt jedoch **nicht nach dem individuellen Ermessen des Netzbetreibers**, sondern erfordert einen umfangreichen technischen und planerischen Aufwand, der in seinen Grundsätzen den einschlägigen technischen und zT auch rechtlichen Normen folgt, die für die Aufrechterhaltung des Betriebs notwendig sind.

Wie soeben dargelegt wurde, handelt es sich im Falle des Bahnstromnetzes um Eisenbahnanlagen gemäß § 10 EisbG, welche den Anforderungen des § 19 EisbG an eine sichere Betriebsführung entsprechen müssen.

Der Stand der Technik, bzw die technischen und sonstigen Anforderungen an den Betrieb können sich zT aus gemäß § 19 Abs 4 EisbG erlassenen VO ergeben (VwGH 09.09.2015, 2013/03/0120; VfSlg 19805/2013). So spricht der VwGH ua zur SchIV aus (VwGH 22.10.2012, 2010/03/0014; Hervorhebungen hinzugefügt):

„Die SchIV 1993 beruht auf der Verordnungsermächtigung des § 19 Abs 4 EisenbahnG 1957, wonach der Bundesminister für Verkehr, Innovation und Technologie (unter anderem) bestimmen kann, wie **die Anforderungen an die Sicherheit und Ordnung und die Erfordernisse des Betriebes** einer Eisenbahn, des Betriebes von Schienenfahrzeugen auf Eisenbahnen und des Verkehrs auf Eisenbahnen **nach dem jeweiligen Stand der Technik zu erfüllen sind**, und welche Vorkehrungen von den Eisenbahnunternehmen zur Wahrung der ihnen gemäß § 19 Abs 1 bis 3 EisenbahnG 1957 obliegenden Verpflichtungen zu treffen sind.“

Der Betrieb des 110 kV Bahnstromnetzes als Übertragungsnetz ist durch das Fehlen einschlägiger Vorschriften gekennzeichnet. Aus diesem Grund ist auf Regelungen zurückzugreifen, die für vergleichbare Systeme die Anforderungen an die Sicherheit und Ordnung und die Erfordernisse des Betriebes und den jeweiligen Stand der Technik festlegen.

bb. Unterschiede und gemeinsame Rahmenbedingungen

Der Betrieb des Bahnstromsystems hat im Gegensatz zum öffentlichen Bereich zwar insofern unterschiedlichen Anforderungen zu genügen, als die Nutzungsbedingungen in Hinblick auf die jeweiligen Netznutzer und den Netzbetreiber unterschiedlich ausgestaltet sind und unterschiedlichen Voraussetzungen entsprechen muss.

Derartige Unterschiede sind zB in erheblichem Ausmaß durch die rechtlichen Entflechtungsvorschriften, denen Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber im öffentlichen Netz unterliegen (§§ 24 ff, 42 ElWOG 2010), verursacht und haben beispielsweise zur Folge, dass mangels fehlender zentraler Möglichkeit zum Einsatz von Kraftwerken viele Leistungen

kontrahiert werden müssen, bedingen andererseits aber durch die Vielzahl von dezentralen Einspeisern und Entnehmern und die dadurch verursachten Kosten institutionelle wie planerische Maßnahmen in erhöhtem Ausmaß.

Da jedoch die Bewirtschaftung der öffentlichen Übertragungs- und Verteilernetze im Anwendungsbereich des Energieregulierungsrechts allgemeinen wissenschaftlichen und technischen Grundsätzen folgt, die den sicheren Betrieb der Stromversorgung und des Netzbetriebs und somit die Versorgungssicherheit gewährleisten, und diese Grundsätze auch im Rahmen der energieregulierungsbehördlichen Kostenfeststellung Berücksichtigung finden, können Regelungen des Energieregulierungsrechts auch im Rahmen der Kostenprüfung des Bahnstromnetzes soweit Berücksichtigung finden, als sie zur näheren Bestimmung von Maßnahmen des Netzbetriebs herangezogen werden, die die Bewirtschaftung eines Elektrizitätsnetzes in Hinblick auf die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in wirtschaftlicher oder technischer Hinsicht betreffen, soweit sie nicht Spezifika der jeweiligen Netzwirtschaft betreffen und daher von unterschiedlichen Ausgangssachlagen ausgehen.

Dass die Anforderungen an die Sicherheit und Ordnung und die Erfordernisse des Betriebes und den jeweiligen Stand der Technik der Systeme grundsätzlich einheitlich geregelt werden müssen, manifestiert sich anschaulich auch in den für den öffentlichen Netzbereich anwendbaren nationalen und unionsrechtlichen Normen des Energieregulierungsrechts.

Dies erhellt ebenfalls aus einem Vergleich mit der deutschen Rechtslage, die die Regulierung des Bahnstromnetzes gem § 3a EnWG grundsätzlich gleichwertig in den Anwendungsbereich des EnWG miteinbezieht.

cc. Einschlägige Normen des Energierechts und grundlegende Verpflichtungen des Übertragungsnetzbetriebs

Die nationalen Regelungen für den Betrieb von Übertragungs- und Verteilernetzen finden sich im Elektrizitäts- und Organisationswirtschaftsgesetz 2010 (ElWOG 2010), BGBl I 110/2010 idF 108/2017, und setzen die Bestimmungen des 3. Energiebinnenmarktpakets, für den Elektrizitätsbereich bestehend aus der RL 2009/72/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und der VO 714/2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel, um.

Für den Übertragungsnetzbetrieb im 50 Hz Bereich stellen vornehmlich die gemäß Art 18 VO (EG) 714/2009 auf Basis der durch den Zusammenschluss der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber (European Network of Transmission System Operators, „ENTSO“-E) gemäß Art 6, 8 VO (EG) 714/2009 erstellten „Network Codes“, die sukzessive durch die Kommission als Verordnungen erlassen werden, die maßgeblichen Regelwerke dar, durch die die betrieblichen Anforderungen und technischen Standards für den europäischen Verbundnetzbetrieb rechtsverbindlich festgelegt werden (*Eisenberger/Urbantschitsch* in: *Holzinger/Oberndorfer/Raschauer* (Hrsg), *Österreichische Verwaltungslehre*³ (2013) 477).

Ausschlaggebend für die grundlegenden, allgemeinsten Zusammenhänge beim Betrieb von leitungsgebundener elektrischer Energie in technischer, wirtschaftlicher und rechtlicher Hinsicht ist zunächst, dass elektrische Energie einerseits nicht substituierbar, und andererseits auch nicht speicherbar ist (*Raschauer*, Handbuch Energierecht (2006) 3).

Davon ausgehend kommt es den Betreibern von Netzsystemen zu, die ihnen rechtlich auferlegten Verpflichtungen zu erfüllen, die die technischen Anforderungen an den Netzbetrieb abbilden.

Die Annahme gemeinsamer technischer und rechtlicher Normen, die grundsätzlich unterschiedslos für den Betrieb von Netzsystemen heranzuziehen sind, spiegelt sich auch in der gesetzlichen Ausgestaltung der Pflichten, die von Übertragungs- und Verteilernetzen einzuhalten sind, wider, und lässt sich in allgemeine und spezifische Verpflichtungen einteilen (*Raschauer*, Handbuch Energierecht (2006) 68 f).

Dabei lassen sich auch Verpflichtungen identifizieren, die dem Betrieb von Netzsystemen allgemein zuzuordnen sind, und die solcherart auch für den Bereich des Bahnstromsystems als technisches Vorbild herangezogen werden können.

In dieser Hinsicht legt das ElWOG 2010 dementsprechend Bestimmungen für den Betrieb von Übertragungsnetzen gemäß § 40 Abs 1 Z 1 ElWOG 2010 is einschlägiger Verpflichtungen vor,

- das von ihnen betriebene System sicher, zuverlässig, leistungsfähig und unter Bedachtnahme auf den Umweltschutz zu betreiben und zu erhalten (Z 1)
- die zum Betrieb des Systems erforderlichen technischen Voraussetzungen sicherzustellen (Z 2)
- auf lange Sicht die Fähigkeit des Netzes zur Befriedigung einer angemessenen Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität langfristig sicherzustellen, und unter wirtschaftlichen Bedingungen und unter gebührender Beachtung des Umweltschutzes sichere, zuverlässige und leistungsfähige Übertragungsnetze zu betreiben, zu warten und auszubauen (Z 7, **Netzausbau**)
- durch entsprechende Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit des Netzes, einen Beitrag zur Versorgungssicherheit zu leisten (Z 8, grundlegende Verpflichtung zur Aufrechterhaltung der **Versorgungssicherheit**)
- Engpässe im Netz zu ermitteln und Maßnahmen zu setzen, um Engpässe zu vermeiden oder zu beseitigen sowie die Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten (Z 11, **Engpassmanagement**)
- ein sicheres, zuverlässiges und effizientes Elektrizitätsnetz zu unterhalten, ... und Maßnahmen für den Wiederaufbau nach Großstörungen des Übertragungsnetzes zu planen und zu koordinieren, indem er vertragliche Vereinbarungen im technisch notwendigen Ausmaß sowohl mit direkt als auch indirekt angeschlossenen Kraftwerksbetreibern abschließt, um die notwendige Schwarzstart- und

Inselbetriebsfähigkeit ausschließlich durch die Übertragungsnetzbetreiber sicherzustellen (Z 15, Technische Maßnahmen zur **Vermeidung von Großstörungen** und Begrenzung ihrer Auswirkungen)

- Energie, die zur Deckung von Energieverlusten und Kapazitätsreserven im Übertragungsnetz verwendet wird, nach transparenten, nichtdiskriminierenden und marktorientierten Verfahren zu beschaffen (Z 21, **Verlustenergiebeschaffung**)

§ 7 Abs 1 Z 69 ElWOG 2010 definiert als Übertragungsnetz ein „Hochspannungsverbundnetz mit einer Spannungshöhe von 110 kV und darüber, das dem überregionalen Transport von elektrischer Energie dient“.

Ein Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 7 Abs 1 Z 70 ElWOG 2010 ist ua „eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die verantwortlich für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Übertragungsnetzes und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen sowie für die Sicherstellung der langfristigen Fähigkeit des Netzes, eine angemessene Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu befriedigen, ist“.

Wird in diesem Zusammenhang berücksichtigt, dass das Bahnstromnetz ebenfalls ein Hochspannungsnetz mit einer Spannungshöhe von bis zu 110 kV ist, das dem überregionalen Transport von elektrischer Energie dient und durch eine juristische Person betrieben wird, die verantwortlich für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Übertragungsnetzes sowie für die Sicherstellung der langfristigen Fähigkeit des Netzes, eine angemessene Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu befriedigen (vgl hier § 19 Abs 1 EisbG), ist, drängt sich eine Vergleichbarkeit der maßgeblichen technischen Betriebsanforderungen beider Systeme auf.

Die Ö** unterliegt als Bahnstromnetzbetreiber damit zwar ausdrücklich nicht dem rechtlichen Anwendungsbereich des ElWOG 2010. Soweit dieses jedoch den maßgeblichen Standard für die Anforderungen an die Sicherheit und Ordnung und die Erfordernisse des Betriebes und den jeweiligen Stand der Technik von Übertragungsnetzen festlegt, muss angenommen werden, dass die entsprechenden technischen Standards grundlegend auch für den Betrieb des Bahnstromnetzes Relevanz besitzen.

dd. Versorgungssicherheit und störungsfreier Betrieb

Aufgrund der angeführten Entflechtungsverpflichtungen für Übertragungsnetzbetreiber im öffentlichen Netz sind für den Betrieb des Bahnstromsystems außerdem noch jene Verpflichtungen hinzuzudenken, die im öffentlichen Netzbetrieb dem Regelzonenführer zukommen, und die sich gemäß der Bestimmungen des § 23 ElWOG 2010 in ihrer grundlegendsten Definition als die Bereitstellung der **Systemdienstleistung** oder Erhaltung der Leistungs-Frequenz-Regelung umschreiben lassen. Diese beinhaltet den Ausgleich von Aufbringung und Verbrauch und bezweckt unter Organisation und Einsatz von Regelenergie

die Netzfrequenz im Rahmen des Bahnstromsystems von 16,7 Hz zu jedem Zeitpunkt aufrechtzuerhalten.

Die Verpflichtungen der Systemdienstleistung und der Verlustenergiebeschaffung finden zT ausdrücklich in den detaillierten Bestimmungen des EIWOG 2010 zur Kostenfeststellung und Ermittlung der Systemnutzungsentgelte ihre Entsprechung, zT unterfallen Leistungen aufgrund Verpflichten gemäß § 40 EIWOG 2010 dem Netznutzungsentgelt ohne ausdrückliche Bezugnahme (vgl zur Auffangfunktion des Netznutzungsentgelts *Schneider*, Regulierungsrecht der Netzwirtschaften I (2013) 742 f mwN).

Eine weitere spezifische Abgrenzung der Betriebspflichten gegeneinander, bzw eine Zusammenfassung unter allgemeine Begriffe gestaltet sich, insbesondere in Hinblick auf die Begriffe der Versorgungssicherheit und die Verpflichtungen zur Erhaltung eines störungsfreien Netzbetriebs, schwierig.

Grundsätzliche Verpflichtung eines Übertragungsnetzbetreibers ist neben der Bereitstellung der **Systemdienstleistung** zumindest die Aufrechterhaltung der **Versorgungssicherheit** und die **Verpflichtungen zur Erhaltung eines störungsfreien Netzbetriebs (Systemverantwortung)**, auch wenn sich eine weitere spezifische Abgrenzung der Betriebspflichten gegeneinander, bzw eine Zusammenfassung unter allgemeine Begriffe schwierig gestaltet.

Systemverantwortung kann dabei im Anschluss an die deutsche Lehre zum EnWG in jenem Sinne verstanden werden, der den Netzbetreiber zur Vermeidung von Großstörungen verpflichtet oder in im Falle des Eintritts einer solchen den Netzwiederaufbau ermöglicht.

Daneben bilden Maßnahmen der Versorgungssicherheit im Sinne eines sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Betriebs des Systems den Maßstab der grundsätzlichen Verpflichtungen, die den Übertragungsnetzbetreiber zur Aufrechterhaltung des Netzbetriebs treffen.

In der deutschen Rechtswissenschaftlichen Literatur wird der Begriff der Versorgungssicherheit als „stets ausreichende und ununterbrochene Befriedigung der Nachfrage nach Energie“ (*Hellermann/Hermes* in Britz/Hellermann/Hermes (Hrsg), EnWG³ (2015) Rz 26 zu § 1) bzw, in Hinblick auf die Versorgungssicherheit des Übertragungsnetzbetreibers, deren gesetzlicher Verpflichtung als „der nachhaltigen Sicherstellung der Versorgung mit Elektrizität“ (*Sötebier* in Britz/Hellermann/Hermes (Hrsg), EnWG³ (2015) Rz 5 zu § 12) definiert.

In Hinblick auf den Betrieb eines Übertragungsnetzes beinhaltet der Begriff der Versorgungssicherheit zumindest Betriebs-, Wartungs- und Netzentwicklungspflichten (*Sötebier* in Britz/Hellermann/Hermes (Hrsg), EnWG³ (2015) Rz 5 zu § 12; vgl auch *B. Raschauer*, Handbuch Energierecht (2006) 125 ff).

Die für den Vollzug der Bestimmungen des EIWOG 2010 zuständige österreichische Energieregulierungsbehörde („E-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)“) geht in Auslegung der gesetzlichen Bestimmung mangels

einheitlicher gesetzlicher Definition von folgendem Begriffsverständnis für den Begriff der Versorgungssicherheit aus:

„Versorgungssicherheit bedeutet, dass Elektrizitätsverbraucher elektrische Energie mit definierter Qualität beziehen können, zu dem Zeitpunkt, wenn sie diese benötigen, und zu kostenorientierten und transparenten Preisen.“ (abrufbar unter <https://www.e-control.at/industrie/strom/versorgungssicherheit>, vgl auch *Sternig*, Versorgungssicherheit (2009) 170).

Die E-Control rückt den Begriff damit in die Nähe des Begriffs der Netzsicherheit iS eines sicheren Systembetriebs (vgl dazu auch E-Control, TOR, Teil A S 30).

Im Rahmen der Erlassung des „Energie-Versorgungssicherheitsgesetzes 2006“, BGBl I 106/2006 äußerten sich die Gesetzesmaterialien zur Versorgungssicherheit, die in diesem Zusammenhang auch als zentrale Aufgabe der Netzbetreiber angesehen wurde (*Urbantschitsch* in B. Raschauer (Hrsg), *Aktuelles Energierecht* (2011) 37).

Danach umfasst die Versorgungssicherheit in erster Linie die Aspekte der Sicherheit in Bezug auf den Zugang zu den Primärenergieträgern, Verfügbarkeit ausreichender Erzeugungskapazität und die Sicherheit der Netze (ErläutRV 1411 BlgNR 22.GP 9).

Die Erhaltung der Störungsfreiheit oder deren Beseitigung wird zT auch als „Systemverantwortung“ umschrieben und beinhaltet die Beseitigung von Engpässen und ähnliche Maßnahmen. Systemverantwortung meint in diesem Sinn die für die Übertragung der Elektrizität erforderlichen Systembedingungen zu erhalten und eine Gefährdung oder Störung des Elektrizitätsversorgungssystems zu vermeiden oder darauf mit Netz- und marktbezogenen Maßnahmen zu reagieren (*Sötebier* in Britz/Hellermann/Hermes (Hrsg), *EnWG*³ (2015) Rz 12 f zu § 12).

Aus den dargelegten Grundsätzen lässt sich somit prima facie jener Verpflichtungsbereich ableiten, der als grundlegende begriffliche Umschreibung der einen Übertragungsnetzbetreiber treffenden Verpflichtungen bezeichnet werden kann, und somit auch die maßgebliche Orientierung für den Betrieb des Bahnstromsystems liefert.

Im konkreten Fall ist es aufgrund der starken begrifflichen Divergenzen jedoch notwendig, **im Einzelfall auf konkrete vergleichbare Bestimmungen** Bezug zu nehmen. Die dargestellten Begriffe können daher nicht mehr als eine **Orientierung für die grundsätzlichen Pflichten des Netzbetriebs** bieten, im konkreten **Einzelfall muss auf spezifische Regelungen Bezug genommen werden** können.

ee. Ergebnis

Soweit daher eine spezifische auf das Bahnstromnetz bezogene Regelung im EisbG unterbleibt, zieht die Schienen-Control Kommission gegebenenfalls rechtliche oder technische Begriffe aus dem Bereich der Elektrizitätswirtschaft heran, um eine nachvollziehbare Darstellung und Auslegung von Kostenpositionen zugrundeliegenden Netzbewirtschaftungsmaßnahmen zu gewährleisten, sofern diese unterschiedslos möglich ist.

Eine rechtliche Anwendung der entsprechenden energierechtlichen Bestimmungen auf die dem EisbG zugrundeliegenden Sachverhalte erfolgt damit nicht, die Nachvollziehbarkeit der diesen zugrundeliegenden Erwägungen wird dadurch jedoch erleichtert.

Die **Einheitlichkeit der für den Betrieb eines Netzsystems grundlegenden Verpflichtungen** lassen sich in Ergänzung zu den eben angeführten Ausführungen auch durch einen Vergleich mit dem deutschen EnWG weiter veranschaulichen:

§ 11 EnWG legt die Versorgungssicherheit als zentrale Verpflichtung für den Betrieb von Energieversorgungsnetzen fest (*Sötebier* in Britz/Hellermann/Hermes (Hrsg), EnWG³ (2015) Rz 23 zu § 11). Die gesetzliche Verpflichtung bezieht sich in ihrem persönlichen Anwendungsbereich nicht auf eine bestimmte Kategorie von Netzbetreibern, sondern bezieht Betreiber von Übertragungs-, Verteiler- sowie Gas- und Stromnetzen gleichermaßen in den Anwendungsbereich der Norm mit ein (*Sötebier* in Britz/Hellermann/Hermes (Hrsg), EnWG³ (2015) Rz 13 ff zu § 11).

Somit können durch die energieregulierungsrechtlichen Bestimmungen getroffene Regelungen – zusätzlich in Ermangelung anderer anwendbarer technischer Normen – als **technische Standards zur Auslegung der Leistungszuordnung im Rahmen der Bahnstromnetznutzungsentgelte**, wie gezeigt, hilfsweise herangezogen werden um den Umfang der betriebs- und verkehrstechnischen Sicherungspflichten, die die Ö** gemäß § 10 iVm § 19 Abs 1 EisbG treffen, auszufüllen.

Eine solche Vorgehensweise kann zumindest bezüglich jener Leistungen, die unzweifelhaft und unstrittig als Kernverpflichtungen jedes Netzbetriebs angesehen werden müssen, wie zB der Erbringung der Regelleistung oder der Beschaffung von Netzverlusten, außer Betracht bleiben. **Diese Leistungen werden von der Schienen-Control Kommission aus Gründen der einheitlichen Begriffsverwendung im gegenständlichen Bescheid zusammenfassend als „Systemdienstleistungen“ bezeichnet.**

Für die Beurteilung spezifischer Leistungen oder Teilleistungen ist eine Heranziehung der dargelegten Grundsätze zur Beurteilung der Kostenanerkennung jedoch zielführend.

In Hinblick auf die Anerkennung von Kosten im Rahmen der Bahnstromnetznutzung muss es aufgrund des bisher Gesagten zur Erfüllung der Verpflichtungen gemäß § 19 EisbG aber zuletzt darauf ankommen, dass es sich um eine **Leistung handelt, die rechtlich dem Betrieb des Bahnstromnetzes zugeordnet werden kann, und die sachlich nicht hinweggedacht werden kann, ohne dass damit eine Beeinträchtigung des störungsfreien Betriebs des**

Bahnstromsystems einhergehen würde. Zur inhaltlichen Auffüllung der so vorliegenden Voraussetzungen ist die Heranziehung der beschriebenen Grundsätze jedoch zweckmäßig und zielführend.

iii. Zu den Grundsätzen der Beweiswürdigung

Sofern die Schienen-Control Kommission im Rahmen der Bescheidbegründung mit der Würdigung von Sachverständigengutachten befasst ist, müssen die entsprechenden Grundsätze, die bei der Beurteilung sachverständig beigebrachter Beweismittel zur Anwendung zu kommen haben, eingehalten werden.

Zwar unterliegen grundsätzlich auch Sachverständigengutachten der freien Beweiswürdigung, die Rsp des VwGH hat jedoch die folgenden maßgeblichen Rechtssätze zur Würdigung von, insbesondere widersprechenden, Sachverständigengutachten herausgearbeitet, die auch im Rahmen der folgenden rechtlichen Beurteilung des verfahrensgegenständlichen Sachverhalts und Ergebnisses des Ermittlungsverfahrens heranzuziehen sind:

Die Behörde hat gem § 84 Abs 1 EiszG das AVG anzuwenden und gem § 45 AVG vom Grundsatz der freien Beweiswürdigung auszugehen. Dabei ist die Behörde bei der Beweiswürdigung nicht an feste Regeln gebunden (*Schulev-Steindl, Verwaltungsverfahrenrecht*⁶ (2017) 200) und hat unter sorgfältiger Berücksichtigung der Ergebnisse des Ermittlungsverfahrens nach freier Überzeugung zu beurteilen, ob eine Tatsache als erwiesen anzunehmen ist (*Kolonovits/Muzak/Stöger, Verwaltungsverfahrenrecht*¹⁰ (2014) Rz 325).

Mit diesem Grundsatz wird die Gleichwertigkeit aller Beweismittel festgelegt. Wesentlich ist, dass die Behörde bei der Würdigung des inneren Wahrheitsgehalts eines Beweismittels schlüssig im Sinne der logischen Denkgesetze vorzugehen hat. Die vorgenommenen Erwägungen müssen schlüssig sein und mit den Gesetzen der Logik und dem allgemeinen menschlichen Erfahrungsgut in Einklang stehen.

Insbesondere ist durch diesen Grundsatz festgelegt, dass die Behörde, und nicht ein Sachverständiger, nach freier Überzeugung beurteilt, ob eine Tatsache als erwiesen anzunehmen ist oder nicht (VwGH 25.6.1992, 91/09/0231).

Eine Überantwortung der Beweiswürdigung an Sachverständige wäre iSd § 45 Abs 2 AVG rechtswidrig, da ein Sachverständiger nicht dazu befugt ist, Rechtsfragen zu lösen oder eine Beweiswürdigung vorzunehmen (ausdrücklich VwGH 25.2.2004, 2003/12/0027).

Auch macht der Umstand, dass aus den einer Behörde vorliegenden Ermittlungsergebnissen auch andere Schlüsse gezogen werden könnten, die Beweiswürdigung nicht unschlüssig (VwGH 31.1.2012, 2010/05/0212).

Der Entschluss der Behörde, einem Gutachten zu folgen, bildet einen Akt der freien Beweiswürdigung gemäß § 45 Abs 2 AVG; der in der Beweiswürdigung gelegene Denkvorgang hat zu einem den Denkgesetzen entsprechenden Ergebnis zu führen, der Sachverhalt, der in

dem Denkvorgang gewürdigt wurde, muss in einem ordnungsgemäßen Verfahren ermittelt worden sein (VwGH 04.10.2012, 2010/09/0232).

Die Behörde ist verhalten, im Rahmen ihrer freien Beweiswürdigung auch die Schlüssigkeit des Sachverständigengutachtens iS der Denkgesetze zu überprüfen (vgl zuletzt etwa VwGH 24.04.2003 2002/07/0018 mHw auf StammRS VwGH 10.12.1952, 2740/51, VwSlg 2778 A/1952).

Ein Sachverständigengutachten, das von der Behörde ihrer Entscheidung zugrunde gelegt wird, muss ausreichend begründet sowie schlüssig und nachvollziehbar sein (VwGH 27.04.2000, 98/06/0092 mHw auf StammRS VwGH 24.1.1983, 83/10/0160, VwSlg 10952 A/1983).

Die Behörde hat in diesem Sinn ein Gutachten auf seine Vollständigkeit, dh, ob es Befund und Gutachten im engeren Sinn enthält, und Schlüssigkeit zu überprüfen (VwGH 22.04.2010, 2008/09/0316). Auf eine förmliche Gliederung in Befundaufnahme und Gutachten im engeren Sinn kommt es jedoch nicht an, maßgebend sind vielmehr Vollständigkeit und Schlüssigkeit von Sachverhaltsaufnahme und Gutachten (VwGH 13.12.1995, 90/10/0018, VwSlg 14370 A/1995).

Wird von der Partei vorgebracht, das Gutachten stehe mit den Erfahrungen der in Betracht kommenden Wissenschaften in Widerspruch, so muss diese Behauptung grundsätzlich unter Darstellung der gegen das Gutachten gerichteten sachlichen Einwände durch das Gutachten eines anderen Sachverständigen unter Beweis gestellt werden; von diesem Erfordernis kann nur dann Abstand genommen werden, wenn unter Beweis gestellt werden kann, dass sich das Parteivorbringen auf der Höhe eines wissenschaftlichen Gutachtens bewegt (VwGH 90/10/0018 VwSlg 14370 A).

Zwar könnte eine Partei Unvollständigkeiten eines Gutachtens aufzeigen und dagegen relevante Einwendungen erheben, doch müsste dies durch auf gleicher fachlicher Ebene angesiedelte Argumente erfolgen. Durch bloße gegenteilige Behauptungen, in denen einzelne Einschätzungen und Schlussfolgerungen eines Amtssachverständigen als unrichtig bezeichnet werden, kann dessen Gutachten jedoch nicht entkräftet werden (VwGH 30.06.2010, 2009/12/0124).

Die Behörde kann ferner bei Vorliegen einander widersprechender Gutachten auf Grund eigener Überlegungen mit entsprechender Begründung einem Gutachten wegen dessen größerer Glaubwürdigkeit bzw. Schlüssigkeit den Vorzug geben (VwGH 5.11.2015, 2013/06/0094; 4.8.2015, 2012/06/0139).

Sie hat bei einander widersprechenden Gutachten nach den Grundsätzen der freien Beweiswürdigung zu prüfen, welchem von ihnen höhere Glaubwürdigkeit beizumessen ist (VwGH 20.2.2014, Ro 2014/09/0004).

Dabei hat sie jene Gedankengänge aufzuzeigen, die sie veranlasst haben, von den an sich gleichwertigen Beweismitteln dem einen höheren Beweiswert zuzubilligen als dem anderen

(vgl etwa zuletzt VwGH 24.2.2015, 2013/05/0020; 8.4.2014, 2011/05/0071; VwGH 29.4.2013, 2010/06/0270 mHw auf StRS).

Die Behörde muss Gutachten und Gegengutachten jedoch nicht gegeneinander abwägen, wenn sich das Gegengutachten mit der relevanten Sachverhaltsfrage gar nicht auseinander gesetzt hat (VwGH 21.09.1999, 95/08/0146).

Der Widerspruch eines Sachverständigengutachtens mit den Denkgesetzen oder mit den Erfahrungen des Lebens sowie Einwendungen gegen die Schlüssigkeit eines Gutachtens einschließlich der Behauptung, die Befundaufnahme sei unzureichend bzw der Sachverständige gehe von unrichtigen Voraussetzungen aus, kann auch von einem Laien ohne fachkundige Stütze eingewendet werden (VwGH 12.12.2013, 2012/06/0184; VwGH 20.12.1995, 90/12/0125; VwGH 353/67 VwSlg 7615 A).

B. Regelleistung

i. Ausgangslage

Die W** macht im gegenständlichen Verfahren Einwände geltend, die insbesondere in Bezug auf die Methode der Kapazitätsberechnung für die einzusetzende Regelleistung eine Neufestsetzung dieser Methodik anregen. Dazu sei es „im Interesse einer objektiven Festlegung des Regelenergiebedarfs des Ö**-Bahnstromsystems“ notwendig, „die Reserve für Regelenergie im Rahmen eines von der SCK in Auftrag zu gebenden Gutachtens (Amtsgutachten bzw mittelbare Beweisaufnahme durch die ECA), das der Methodologie nach H** folgt, berechnen zu lassen.“ Es sei dadurch insbesondere sicherzustellen, dass „korrekte Daten sachgerecht und methodisch einwandfrei verwendet werden und auf diesem Wege belastbare Ergebnisse in die Entscheidung der SCK einfließen“.

ii. Mangelnde Vergleichbarkeit der Sachverständigengutachten

Nicht nachvollziehbar waren jedoch die Ausführungen der W**, mit welchen diese unter Berufung auf ein deutsches Gutachten zur Ermittlung der Höhe der Regelenergiebedarfs innerhalb der Regelzonen in Deutschland die Methode zur Berechnung des Regelleistungsbedarfs im Bahnstromsystem der Ö** in Zweifel zogen (***, Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs (2008), abrufbar unter ***).

Zunächst nimmt die W** Bezug auf das von C** für die Ö** im Jahr 2008 erstellte Gutachten zur Ermittlung der Regelleistungshöhe und bestreitet die Validität der Herleitung aufgrund des Alters der herangezogenen Daten (Bezugszeitraum 2008). Dazu ist jedoch von Seiten der Schienen-Control Kommission bereits an dieser Stelle festzustellen, dass die W** sich zur Begründung ihrer Argumente auf ein Gutachten bezieht, welches vom selben Consultingunternehmen ebenfalls aus dem Jahr 2008 stammt, sich jedoch auf ein in wesentlichen Punkten unterschiedliches System bezieht.

Zum einen war das Gutachten, auf das sich die W** in ihrer Argumentation bezogen hatte, nicht auf das Bahnstromsystem, sondern das Übertragungsnetz der 50 Hz-Regelzone in Deutschland bezogen. Des Weiteren war der Untersuchungsgegenstand des Gutachtens auf die Sekundärregelleistung bzw Minutenreserve, und somit auf einen Teilaspekt der Regelenergie, der nur auf die Regelenergiebewirtschaftung des öffentlichen Übertragungsnetzes anwendbar ist, beschränkt.

Die angesprochene Methodologie nach H** war hingegen lediglich in einer Fußnote ([1]) des Gutachtens erwähnt, und bezog sich ausschließlich auf die Beurteilung von Kraftwerksreserve in elektrischen Verbundsystemen mit hohem Windenergieanteil. Für die angeführte „Methodologie“ gelten daher umso mehr die im Folgenden dargelegten Ausführungen.

Die deutsche Regelzonenlandschaft besteht, im Unterschied sowohl zur österreichischen 50 Hz-Regelzone, als auch des Bahnstromsystems, aus vier eigenständigen Regelzonen, die

von vier verschiedenen Übertragungsnetzbetreibern betrieben werden (*H***, Reservebemessung 16 ff).

Bereits im Jahr 2008 waren zudem auch Abweichungen, die spezifisch durch die Windkrafterzeugung verursacht wurden, ein Faktor, der im Rahmen des gegenständlichen Gutachtens Berücksichtigung fand (*H***, Reservebemessung 13 f).

Somit wird deutlich, dass Faktoren bei der Berechnung der Leistung maßgeblich waren, die zwar insbesondere die durch die *W*** betonte Prognoseabweichung erheblich beeinflussen (im Rahmen der Volatilität der Windkraft und deren Prognose), im Rahmen des Bahnstromsystems aber völlig fehlen.

Selbst mit Bezug auf einen einheitlichen Systembetrieb durch einen Regelzonenführer geht der Vergleich mit dem Bahnstromsystem ins Leere, da das Verbundnetzsystem der 50 Hz-Regelzone durch die Zusammensetzung aus Verteilernetz- und Übertragungsnetzbereichen nicht mit dem einheitlichen Bahnstromsystem ohne weiteres vergleichbar ist.

Auch besteht im Bereich des Bahnstromsystems keine Zusammenfassung der Verbraucher und Erzeuger/Händler in Bilanzgruppen, zwischen denen wiederum ein Lastausgleich in Form von Ausgleichsenergie stattfindet.

Aus unterschiedlichen Gründen, wie Gründen der Wettbewerbsregulierung oder Kostenminimierung, findet die Beschaffung der unterschiedlichen Regelleistungsprodukte im entflochtenen 50 Hz-Bereich zumindest teilweise rein marktbasiert statt.

Schließlich muss die Tatsache Berücksichtigung finden, dass die Voraussetzungen der Ausregelung der 50 Hz-Regelzonen im europäischen Übertragungsnetz unter Berücksichtigung der angrenzenden Regelzonen im europäischen Verbundnetz stattfinden müssen und von diesen beeinflusst werden.

Zusammenfassend lässt sich daher ausführen, dass es sich bei den in Rede stehenden Gutachten um zwei unterschiedliche Sachverhalte in Gestalt unterschiedlicher Systeme handelt, die mit unterschiedlichen methodischen Ansätzen einer sachverständigen Einschätzung unterzogen werden.

Die Unterschiede zwischen dem österreichischen Bahnstromsystem und der deutschen Gesamtregelzone müssen jedoch aus den dargelegten Gründen als wesentlich und erheblich bezeichnet werden.

Allen voran sind die Ausführungen viel zu spezifisch auf den konkreten Bedarf des deutschen Übertragungsnetzes zugeschnitten, um einen, wie die Schienen-Control Kommission bereits dargestellt hat grundsätzlich zulässigen, Vergleich zum Bahnstromsystem zu ermöglichen.

Nicht zuletzt aufgrund der dynamischen Entwicklungen im öffentlichen Energiesektor muss die sachverständige Einschätzung des von der *W*** herangezogenen Gutachtens zudem mittlerweile als veraltet betrachtet werden (dazu sogleich unten), wohingegen die nicht unmittelbar den aktuellen energierechtlichen Entwicklungen unterworfenen Voraussetzungen

im Bahnstromsystem eine längerfristige Fortschreibung der grundsätzlichen Methodik unter Zugrundelegung aktualisierter Daten ermöglichen (dazu ebenfalls sogleich unten).

Die Argumentation der W** unter Bezugnahme auf das Gutachten von H** muss deshalb schon aus diesen Gründen ins Leere gehen und kann von der Schienen-Control Kommission daher nicht als sachlich gerechtfertigter und rechtlich verbindlicher Maßstab für die angefallenen Kosten herangezogen werden.

iii. Methodik zur Berechnung der Regelleistungshöhe

Wie bereits dargelegt wurde, handelt es sich bei den gegenständlichen Sachverständigengutachten um die sachverständige Einschätzung zweier wesentlich unterschiedlicher Sachverhalte, denen dementsprechend ein unterschiedlicher methodischer Ansatz zugrunde gelegt werden muss.

Dementsprechend unterscheiden sich auch die angewandten Methoden, die zur Berechnung des grundlegenden Regelleistungsbedarfs herangezogen werden.

Zunächst kann bereits festgehalten werden, dass nicht nur aufgrund der bisher herausgestellten Unterschiede, sondern auch aufgrund des methodischen Ansatzes des Gutachtens H** selbst, entgegen der Behauptungen der W**, nicht von einem „Nachweis“ in Hinblick auf die Argumente der W** ausgegangen werden kann.

Spezifisch auf das von der W** vorgebrachte Argument der Berechnungsmethode sei dazu noch angeführt:

Die W** referenziert auf Ausführungen im Gutachten H**, welche sich spezifisch auf das Problem von Kraftwerksausfällen im Bereich der Sekundärregelleistung und Minutenreserve beziehen. Hinzu kommt, dass die zugrunde gelegten Daten aufgrund ihrer Unsicherheit keine sicheren, aber schon gar keine verallgemeinerbaren Aussagen mit Bezug auf andere Stromsysteme zulassen. So heißt es hierzu (S 7)

„***“

In Hinblick auf die Berechnung der Regelleistung unterscheidet sich das von der W** herangezogene Gutachten daher insbesondere noch zusätzlich dadurch, dass es sich um eine *spezifische* Berechnungsmethode für die deutsche Regelzone im Produktsegment Sekundärregelleistung und Minutenreserve, und zusätzlich nicht um eine exakte, allgemeingültige Methodik zur Berechnung der Regelleistung, sondern eine näherungsweise Modellierung der deutschen Regelzone handelt.

Zudem ist den Ausführungen der W** noch entgegenzuhalten, dass trotz des durch die Argumente der W** suggerierten Eindrucks, kein standardisiertes, allgemeines Modell als Grundlage der Berechnung der Regelleistungshöhe besteht. Berechnungsmodelle für die Regelenergiekapazität hängen vielmehr von den spezifischen Anforderungen des der

jeweiligen Berechnung zugrundeliegenden Systems ab und können nicht beliebig auf andere, unterschiedliche Systeme übertragen werden.

Veranschaulicht werden kann dies anhand der Tatsache, dass die Berechnung der Kapazität der Regelleistung im öffentlichen Stromnetz bereits davon abhängt, um welche Art der Regelleistung es sich handelt.

Bisher wurden gemäß dem von ENTSO-E (Continental Europe Operation Handbook, abrufbar unter <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/Pages/default.aspx>) veröffentlichten Betriebshandbuch drei Arten von Regelleistung unterschieden (Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Tertiärregelleistung oder Minutenreserve), die jeweils unterschiedlichen technischen Anforderungen in Hinblick auf ihre Verfügbarkeit unterliegen, und sich daher auch in der Methodik ihrer Berechnung unterscheiden.

Für jede der drei Kategorien der Regelleistung bestehen unterschiedliche zeitliche Anforderungen an deren Einsatz, und dementsprechend unterschiedliche Märkte für die Beschaffung der Regelleistung, die in der Regel durch eine Ausschreibung im Wege einer Merit-Order-List erfolgt.

Bereits an dieser Stelle kann daher festgestellt werden, dass es kein sachlich nachvollziehbares Vorbringen der W** darstellt, von einer einzelnen Methodik auszugehen, und diese unter der Bezeichnung „State-of-the-Art“ auf den Regelleistungsbedarf sämtlicher Systeme, unabhängig von der zeitlichen Verfügbarkeit und der Art der Beschaffung, anzuwenden.

Die Berechnung der vorzuhaltenden Kapazität der Regelleistung erfolgt nach den in Anhang 1 des ENTSO-E Betriebshandbuchs beschriebenen Methoden, bezieht jedoch für die Berechnung der Primärregelleistung die Größe, Erfahrungswerte und zusätzliche theoretische Betrachtungen, für die Berechnung der Sekundärregelleistung die Größe der auftretenden Lastschwankungen, Fahrplanänderungen und Erzeugungskapazität und für die Tertiärregelung den allgemeinen Zustand des Netzsystems mit in die Berechnung ein.

Abgesehen von der Mitberücksichtigung der individuellen Systemvoraussetzungen geht aus den Grundsätzen des ENTSO-E Betriebshandbuchs jedoch auch hervor, dass die grundsätzliche Berechnung der Regelleistungsvorhaltung weitaus komplexer und schwieriger ist, als die gutachterliche Beurteilung eines Teilaspekts, der zudem auf einem vorangehenden Gutachten beruht (H^{**} , Reservebemessung 1).

In eine ähnliche Richtung weist die geltende Unionsrechtslage, die seit der Erlassung der VO (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb und der VO (EU) 2017/2195 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem unmittelbar anwendbare, verbindliche Regelungen für die Regelleistung im öffentlichen Netzbereich geschaffen hat.

Die grundlegenden Regelungen über die nunmehr als „Systemausgleich“ bezeichnete Erhaltung der Leistung-Frequenz-Regelung erfolgt durch die VO (EU) 2017/2195, die die Modalitäten des Ausgleichs und der Beschaffung festlegt.

Die näheren Bestimmungen über Festlegung gemeinsamer Verfahren zur Erhaltung des europäischen Verbundnetzes werden durch die VO (EU) 2017/1485 festgelegt und umfassen auch eine völlige Neubestimmung der bisherigen Kategorisierung und Berechnung der Regelleistung.

Durch die VO (EU) 2017/1485 werden nunmehr drei neue Kategorien von Maßnahmen zur Stabilisierung der Netzfrequenz eingeführt, die als Frequenzhaltungsreserve (Art 3 Z 6 VO (EU) 2017/1485), Frequenzwiederherstellungsreserve (Art 3 Z 7 VO (EU) 2017/1485) und Ersatzreserve (Art 3 Z 8 VO (EU) 2017/1485) bezeichnet werden und den unterschiedlichen Anforderungen von Störfällen der Netzfrequenz angepasst sind. Die Berechnung der Dimensionierung der Frequenzerhaltungsmaßnahmen wird durch die Art 153, 157 und 158 VO (EU) 2017/1485 näher geregelt.

Es muss an dieser Stelle der weitere Hinweis ausreichen, dass sich mit der Erlassung der gem Art 18 VO (EU) 714/2009 eingeführten Leitlinien-VO und Netzkodizes die Anforderungen an den Übertragungsnetzbetrieb und die Rechtslage auf Unionsebene vollständig gewandelt haben. Mit der Einführung der VO (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb und der VO (EU) 2017/2195 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem wurden lange und komplexe Verfahren zur Berechnung der einzelnen Verfahren zur Erhaltung der Netzfrequenz eingeführt.

Eine einheitliche, wie sie die W** bezeichnet „State-of-the-Art“, Methode der Berechnung ist den vom Telos der Systemsicherheit des europäischen Verbundnetzes getragenen Regelungen nicht zu entnehmen.

Wenn nun die W** sich zur Begründung ihrer Argumente zum einen auf ein **Gutachten zum öffentlichen Netzbereich** stützt, zum anderen aber die bisherigen Grundsätze der Übertragungsnetzbetreiber, vor allem aber die **geltende Rechtslage keine einheitlichen Grundsätze** für die Berechnung der Regelleistungskapazität vorsehen, sondern unter dem **Aspekt der Systemsicherheit die besonderen Voraussetzungen des individuellen Systembetriebs mitberücksichtigen**, konnte die W** nicht sachlich nachvollziehbar nachweisen, dass die gegenständliche Methodik zur Berechnung des Regelleistungsbedarfs im Bahnstromsystem der Ö** nicht geeignet ist, denselben sachlich gerechtfertigt zu ermitteln.

Abschließend sei in Hinblick auf das von der W** herangezogene Gutachten von H** noch auf folgendes hingewiesen:

Das Gutachten stammt aus einem Zeitraum, der mit 2008 noch vor der Veröffentlichung des 3. Energiebinnenmarktpakets lag. Dh, dass die Entwicklungen, die durch die Vorschriften der RL 2009/72/EG und der VO (EG) 714/2009 eingeleitet wurden, keine Berücksichtigung finden konnten.

Das europäische Verbundnetz war jedoch seit der Veröffentlichung des 3. Energiebinnenmarktpakets erheblichen Veränderungen unterworfen und hat sich dementsprechend weiterentwickelt und verändert. Neben institutionellen und organisatorischen Entwicklungen, die durch die europaweite Einführung impliziter Übertragungskapazitätsvergaben durch die sogenannte Marktkopplung, die auch durch die Erlassung der CACM-Leitlinie (VO (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement) rechtlich institutionalisiert wurden, haben auch der Anstieg der Einspeisung erneuerbarer Energien, welche durch die Erlassung der RL 2009/28/EG entscheidend vorangetrieben wurden, und dessen Konsequenzen die Entwicklung des öffentlichen Verbundnetzbetriebs erheblich beeinflusst.

Schließlich veröffentlichte die Europäische Kommission im November 2016 legislative Vorschläge für ein gänzlich neues Strommarktmodell (ua Vorschlag für eine VO des Rates und des EP über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung) (COM 2016, 861 final); Vorschlag für eine RL des Rates und des EP mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung) (COM 2016, 864 final)), welches, ua durch die aktive Einbeziehung von Konsumenten in die Regelleistungsmärkte das System der Regelleistungserbringung vollständig umstellen wird.

Alle diese Faktoren haben den europäischen Verbundnetzbetrieb seit 2008 entscheidend verändert und beeinflussen auch die Vorhaltung der für den Netzbetrieb notwendigen Regelleistung.

Vor diesem Hintergrund scheint es daher äußerst bedenklich, wenn die W** Berechnungsmodelle, die für einen spezifischen Zusammenhang im Rahmen eines nicht mehr aktuellen Gutachtens des europäischen Verbundnetzbetriebs als Argument für die Beurteilung des Standes der Wissenschaft für die Berechnung der Regelleistungskapazität im österreichischen Bahnstromsystem heranzieht.

Als Zwischenergebnis lässt sich daher zunächst festhalten, dass nicht nur aufgrund der rezenten Entwicklungen, sondern vor allem aufgrund der unterschiedlichen Ausgangssachverhalte eine Heranziehung des von der W** angeführten Gutachtens nicht ausschlaggebend für die eisenbahnrechtliche Beurteilung der Berechnungsmethodik für die Regelleistungsvorhaltung und deren sukzessive Kostenanerkennung sein kann.

Mangels spezifischer Vorschriften im EisbG ist daher aufgrund der Qualifikation des Bahnstromnetzes als Zusatzleistung im Rahmen einer Serviceeinrichtung gemäß § 58b Abs 2 Z 2 EisbG auf die anwendbaren Vorschriften des einschlägigen Kostenmaßstabs gemäß § 69b EisbG zurückzugreifen, um die rechtliche Zulässigkeit der Berechnungsmethode, die letztlich die entsprechende Kostenposition determiniert, beurteilen zu können.

Wie zudem soeben gezeigt werden konnte, beruhen Berechnungsmodelle für die Regelenergiekapazität im öffentlichen Netzbereich auf den spezifischen Anforderungen des der jeweiligen Berechnung zugrundeliegenden Systems und haben unter dem Aspekt der

Systemsicherheit die besonderen Voraussetzungen des individuellen Systembetriebs mitzuberücksichtigen.

Davon ausgehend muss daher für die Anerkennung der durch die Ö** geltend gemachten Kosten ausschließlich ausschlaggebend sein, ob

- a. die gewählte Berechnungsmethodik **geeignet** scheint, den Bedarf an Leistung zu decken, der notwendig ist um die Aufrechterhaltung der Leistungs-Frequenz-Regelung innerhalb des Bahnstromsystems zu sichern (Berücksichtigung individueller Systemanforderungen)
- b. die gewählte Berechnungsmethodik auf das **erforderliche Ausmaß** der Leistungsvorhaltung in Hinblick auf lit a. beschränkt ist, und insofern den eisenbahnrechtlichen Anforderungen der §§ 58b Abs 2 Z 2 iVM § 69b EisbG entspricht, um als angefallene Kosten geltend gemacht werden zu können (Berücksichtigung der System- und Versorgungssicherheit), und somit
- c. eine **sachlich und rechtlich gerechtfertigte Berechnungsmethode** darstellt um den Anforderungen des 6. Teils des EisbG zu entsprechen.

iv. Berechnung der Regelleistungshöhe im Bahnstromsystem

Der im Durchleitungsmodell 2016 festgesetzte tatsächliche Gesamtregelleistungsbedarf (maximale Schwankung innerhalb einer Viertelstunde einer repräsentativen Woche) wurde durch die Ö** mittels einer Neuberechnung des Aufwands für die Regelleistung unter Beibehaltung der ursprünglichen der Methodik der C**-Studie aus dem Jahr 2008 mit Werten aus dem Jahr 2013 und unter Rückgriff auf die Fachexpertise der Mitarbeiter der Zentralen Leitstelle Innsbruck ermittelt. Neben der Änderung der Höhe des Gesamtregelleistungsbedarfs wurde auch der Aufteilungsschlüssel für die Regelleistungsbereitstellung zwischen Frequenzumformern und Kraftwerken neu ermittelt.

Die Methode der Neuberechnung wurde von der Schienen-Control Kommission dem Grunde nach anerkannt, der Höhe nach jedoch unter Rückgriff auf eine Standardnormalverteilung (Heranziehung des Erwartungswerts mit einer dreifachen Standardabweichung (Sigma bzw σ zum Mittelwert) modifiziert.

Die Ermittlung des erforderlichen Regelleistungsbedarfs erfolgt auch für das Jahr 2017 in Anlehnung an die Methode der Neuberechnung für das Jahr 2013 unter Rückgriff auf den Erwartungswert (Mittelwert) als auch die Standardabweichung, wobei als Betrachtungszeitraum das Jahr 2015 (Juli 2014 bis Juni 2015;vgl dazu die Beweiswürdigung) zugrunde gelegt wurde.

Die Zugrundelegung der dreifachen Standardabweichung zum Mittelwert gewährleistet, dass das arithmetische Mittel aller Messungen innerhalb eines Betrachtungszeitraums zur Anwendung gelangt, und mittels des Maßes der Standardabweichung die Streuung der Werte um den Erwartungswert festgestellt werden kann, wie weit die einzelnen Messwerte vom

erwarteten Mittelwert entfernt sind. Bei hohen Anforderungen an Sicherheit muss auf ein Vielfaches der Standardabweichung σ zurückgegriffen werden. Werte außerhalb der zwei- bis dreifachen Standardabweichung σ werden in der Regel als Ausreißer behandelt. Bei Anwendung einer dreifachen Standardabweichung σ wird eine Sicherheit von 99,73 % erreicht, wodurch sich auf Basis der $\frac{1}{4}$ h Werte eines Jahres ein verlässlicher Wert für die Vorhaltung der Regelleistung ergibt.

Durch dieses Verfahren ist ebenfalls gewährleistet, dass die von der W** angeführten Datenfehler, die laut Stellungnahme der Ö** vom 31.07.2017 gar keine Verwendung fanden, sich nicht auf das Ergebnis auswirken könnten.

In Hinblick auf die durch die W** vorgebrachten Argumente ist weiters anzumerken, dass der angesetzte Regelleistungsbedarf die Lastprognoseabweichung nicht in die Berechnung des Regelleistungsaufwandes miteinbezieht und daher geringer ausfällt. Zudem wird die Berechnung des Lastrauschens ähnlich der Erfassung nach H** durch die Ö** vorgenommen.

Die beschriebene Berechnung des Regelleistungsaufwandes ist der Ö** nicht zuletzt deshalb möglich, weil die Datengrundlage der Ö** besser als jene der im Rahmen des von H** erstellten Gutachtens der untersuchten deutschen Regelzonen ist, wodurch auch eine einfachere Berechnung möglich ist.

Zudem liegt, wie die Ö** in ihrer Stellungnahme vom 31.07.2017 richtig ausführt, der Fokus der Berechnung der Regelleistung der Ö** auf der Abdeckung der gesamten Last und aller Lastspitzen im Gesamtbereich des Bahnstromnetzes, weshalb im Falle einer Lastspitze nicht mit der Hilfe anderer, durch ein Verbundnetz verknüpfter, Regelzonen gerechnet werden kann. Die Berechnung hat sich daher auch an entsprechend höheren Anforderungen an die Systemsicherheit zu orientieren.

Abschließend kann die Schienen-Control Kommission daher feststellen, dass die durch die Ö** vorgenommene Berechnung der Regelleistung im Bahnstromnetz den Anforderungen an die notwendige Erhaltung der Leistung-Frequenz-Regelung durch die vorhandene Datenlage entspricht, und durch die Berechnungsmethodik unter Zugrundelegung des Erwartungswerts mit einer dreifachen Standardabweichung insbesondere nicht über das erforderliche Ausmaß hinausgeht.

Die Berechnung entspricht somit den Vorgaben der §§ 58b Abs 2 Z 2 iVm 69b EisbG; die Kosten waren somit entsprechend anzuerkennen.

C. Verlustpreis

i. Ausgangslage

Die Ö** hat zur Bewertung der Stromverluste einen Verlustpreis in Höhe von *** EUR pro MWh festgesetzt, der maßgeblich für die Höhe folgender Kostenpositionen ist:

- Verluste Frequenzumformer (fließt zu *** % in Tarif Umformung ein)
- Netzverluste Bahnstromleitungen (*** % Verteilung)
- Netzverluste Oberleitung (*** % Verteilung)
- Frequenzumformerverluste durch rotierenden Reserve (*** % Verteilung)
- Regelleistung Frequenzumformer (*** % Verteilung)

Der Verlustenergiepreis errechnet sich aus der Gegenüberstellung des Gesamtbezugs ab Oberleitung der Ö** – Kunden zzgl. der prognostizierten Verlustenergiemengen mit der korrespondierenden Gesamtkostengröße, die sich zum einen aus den „Einkaufs“- , zum anderen aus den „Sonstigen Kosten“ zusammensetzt.

Bestandteil der Einkaufskosten ist die „IST-Einkaufsmenge inkl. Verbund- und Timelkam-Vertrag“. Hinzu kommen die Kosten der Eigenerzeugung, die unter Anwendung des Marktpreises bewertet werden, sowie eine „Residual – Offene Position“, die den Aufwand der Ö** für die Deckung des noch nicht beschafften, jedoch prognostizierten Strombedarfs in Stundengranularität berücksichtigt.

Abschließend werden noch die Kosten der „Langfristverträge A**/R**“ berücksichtigt, jedoch um einen Posten „Nicht anrechenbare Kosten aus Bezugsverträgen“ korrigiert. Dieser ergibt sich aus der Differenz zwischen Markt- und vertraglich fixiertem Preis. Die SCK bringt in ihrer Nachkalkulation überdies die „Kosten aus Lieferauftrag“ zum Abzug, die bereits in den allgemeinen Kosten veranschlagt werden und über die Position „IST-Einkaufsmenge“ ein zweites Mal verrechnet wurden.

ii. Kosten aus Versorgungs- und Lieferauftrag

Die W** bringt mehrmals in ihren Stellungnahmen vor, dass Kosten aus Versorgungs- oder Lieferauftrag, unter anderem, im Rahmen der Verlustenergiepreisberechnung nicht anzuerkennen sind. Wie bereits ausgeführt und wie auch bereits mit dem Teilbescheid vom 10.06.2016, GZ.: SCK-WA-12-006, klargestellt wurde, sind die von der Ö** im Rahmen der Verlustpreisberechnung geltend gemachten Kosten schon aus Gründen der doppelten Geltendmachung von Kosten nicht zu berücksichtigen.

Wie bereits mehrfach dargestellt wurde, wurde von der Ö** als Teil des Kostenbestandteils „Einkaufskosten“ der Kostenposition „Verlustpreisberechnung“ auch der zwischen der Ö** und der V** abgeschlossene Langfristbezugsvertrag im Rahmen der durch die marktöffnungsbedingte einvernehmliche Auflösung der Langfristlieferverträge mit den

Eisenbahnverkehrsunternehmen entstehende Mehraufwand zugeschlagen. Dieser Mehraufwand wird im Durchleitungsmodell 2017 jedoch zusätzlich im Rahmen der Kostenposition „Kosten aus Lieferauftrag“ des Kostenblocks „Allgemeine Kosten“ berücksichtigt.

Darüber hinaus wird bei den „Einkaufskosten“ anteilig der der Ö** entstehende Mehraufwand aufgrund von vor der Marköffnung abgeschlossenen Strombezugsverträgen, die sich als defizitäre Geschäfte erwiesen haben, berücksichtigt. Dieser Anteil wurde seitens der Ö** zusätzlich als eigene Kostenposition „Kosten aus Versorgungsauftrag“ des Kostenblocks „Allgemeine Kosten“ geltend gemacht.

Wie die Schienen-Control Kommission bereits oben unter A.ii.a. dargelegt hat ist der maßgebliche Grundsatz der Entgeltbestimmung in der Regel der Grundsatz der Kostenorientierung, welcher im gegenständlichen Verfahren durch § 69b EisbG normiert und in der bereits dargestellten Rsp des VwGH konkretisiert wird.

Im Rahmen der Entgeltberechnung gemäß § 69b EisbG angefallene Kosten sind nur in jenem Ausmaß anzuerkennen, in dem diese gemäß den Grundsätzen der Kostenorientierung und der Kostenverursachung auch tatsächlich angefallen sind.

Darüber hinausgehende Kosten oder Kosten, die bereits unter anderen Positionen verrechnet wurden, können daher in diesem Rahmen nicht als in Beziehung zu den Kosten für die Leistungserbringung verursacht gesehen werden und sind somit nicht anzuerkennen.

Doppelverrechnungen von Leistungen widersprechen daher dem einschlägigen Kostenmaßstab für die Erbringung von Serviceleistungen gemäß § 69b EisbG und sind im Rahmen der aufsichtsrechtlichen Prüfung der Regulierungsbehörde im Rahmen ihrer Zuständigkeit gemäß § 74 EisbG nicht zu berücksichtigen.

Die Kosten für die Verlustenergiebeschaffung wurden daher im entsprechenden Ausmaß um die Kosten aus Versorgungs- und Lieferauftrag gekürzt.

iii. Bewertung der Residualmenge

Von der W** wurde im Laufe des Verfahrens sowohl die Höhe der Kosten für die Beschaffung der Residualmenge, als auch die Methode der Bewertung über eine „Hourly Forward Curve“ beansprucht.

Nach den Ausführungen der W** sei es zum einen „absolut unplausibel“ die Verlustmengen in Stundenintervallen zu beschaffen, zum anderen bestreitet die W**, dass es sich bei einer Bewertung der zu beschaffenden Mengen iSd Residualmenge um Kosten handelt, die tatsächlich angefallen sind.

Die von der W** monierte Höhe der „Kosten von EUR ***, also von ca *** Euro/MWh“ für die Bewertung der Residualmenge ergibt sich aus der kurzfristigen Beschaffung der

Residualmenge und ist Teil des Kostenbestandteils „Einkaufskosten“ im Rahmen des angesetzten Verlustpreises.

Im Rahmen der Beschaffungsstrategie für die Verlustenergiemengen wird nur ein Teil der aufgrund der Planwerte ermittelten Verlustenergiemengen über Langfristprodukte (***) jährige Beschaffungsperiode) beschafft. Die Beschaffung wurde daher mit Stichtag zum 14.10.2016 berechnet.

Da die Berechnung der Verlustenergiemengen aber auf Planwerten basiert und die Höhe der tatsächlich anfallenden Gesamtbezugsmenge nicht exakt im Voraus berechnet werden kann, muss ein Teil der zu beschaffenden Energie kurzfristig beschafft werden. Die Position „Residualbewertung“ berücksichtigt daher den Aufwand, der der Ö** in Hinblick auf die Deckung des noch nicht beschafften, jedoch prognostizierten Strombedarfs entsteht.

Im Vergleich dazu erfolgt eine sehr ähnliche Beschaffungsstrategie durch die Austrian Power Grid AG (AG), die als Übertragungsnetzbetreiber iSv § 40 ElWOG 2010 als auch als Regelzonenführer iSv § 23 ElWOG 2010 tätig ist, im öffentlichen 50 Hz-Netz.

Die Kosten für Netzverluste werden als unbeeinflussbare Kosten gem § 59 Abs 6 ElWOG 2010 zur Deckung von Netzverlusten unter der Voraussetzung transparenter und diskriminierungsfreier Beschaffung durch die E-Control im Kostenfeststellungsverfahren gemäß §§ 48 ff ElWOG 2010 anerkannt (Regulierungssystematik der Stromverteilernetzbetreiber für die dritte Regulierungsperiode (01.01.2014-31.12.2018) S 13, abrufbar unter <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/netzentgelte/entgeltermittlungsverfahren>).

Auf Basis einer Einigung zwischen Österreichs Energie (zuvor der Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs - VEÖ) und der E-Control wurde vertraglich festgelegt, dass ab 2011 die Austrian Power Grid AG anfallende Netzverlustenergiemengen zentral für alle teilnehmenden Netzbetreiber beschafft und unter diesen Voraussetzungen im Kostenverfahren der E-Control gemäß § 48 Abs 1 ElWOG 2010 anerkennt.

Die Beschaffung der Verlustmengen wird von APG einheitlich für alle teilnehmenden Netzbetreiber vorgenommen. Dazu werden von der APG Prognosewerte für einen Zeitraum von bis zu drei Jahren von den teilnehmenden Netzbetreibern an die APG gemeldet. Der Beschaffungshorizont für den langfristigen Beschaffungsprozess der Verlustenergie durch die APG beträgt jeweils zwei Jahre. Die dazu verbleibenden Differenzmengen gleicht die APG täglich über den Spotmarkt aus.

Entsprechend den vorliegenden Prognosedaten wird kurzfristig für den bzw die Folgetage Energie beschafft oder veräußert, dies erfolgt derzeit an der Strombörse EXAA. Auch zieht die APG einen vergleichbaren Ansatz zur Prognostizierung der zu beschaffenden Mengen heran (Erstellung eines Lastprofils aus der Summe der Langfristprognosedaten, Annäherung durch Standardprodukte (Base- oder Peak-Produkt) über eine HPFC unter Berücksichtigung

auszugleichender Restpositionen als Residualmengen, vgl dazu die Darstellungen der APG, abrufbar unter <https://www.apg.at/de/markt/netzverluste>).

Wenn daher eine vergleichbare Beschaffungsstrategie durch die Ö** für die Beschaffung von Netzverlusten für das Bahnstromsystem zur Anwendung kommt, kann zum einen, unter der Berücksichtigung der Tatsache, dass für die Kostenfeststellung im Anwendungsbereich des ElWOG 2010 im Rahmen der Anreizregulierung Effizienzmaßstäbe für die Netzbewirtschaftung und somit Anreize zur Kostenminimierung maßgeblich sind (Regulierungssystematik der Stromverteiler-netzbetreiber für die dritte Regulierungsperiode, S 124), nicht schon bei der Wahl der Beschaffungsstrategie durch die Ö** von einer unsachgemäßen Bewertungsmethode ausgegangen werden.

An dieser Stelle merkt die Schienen-Control Kommission zudem an, dass die Beschaffung der Verlustenergiemengen aus den soeben dargelegten Gründen grundsätzlich als sachlich gerechtfertigte Strategie zur Energiebeschaffung angesehen werden muss. Dieses Ergebnis erhält zudem auch noch aus einem Bezug auf die unterschiedlichen technischen Voraussetzungen des Übertragungsnetzbetriebs, welcher der Ö** grundsätzlich noch vor schwierigere Anforderungen im Rahmen der Deckung der Netzverluste stellt:

Die APG verfügt in vielen Bereichen bereits über Leitungen mit einer Spannung von 380 kV, jedenfalls aber über ein Übertragungsnetz mit einer Netzspannung von 220 kV. Das Übertragungsnetz der Ö** verfügt hingegen lediglich über eine Netzspannung von 55 kV/110 kV. Je höher jedoch die Spannung ist, desto geringere Stromstärken werden für den Transport benötigt und desto geringere Verluste treten durch den Leitungswiderstand auf (B. Raschauer, Handbuch Energierecht (2006) 30).

Zum anderen stellt die durch die W** beanstandete Methode der Bewertung der Residualmenge im Rahmen einer „Hourly Forward Curve“ bzw „Hourly Price Forward Curve“ eine im Elektrizitätsgroßhandel anerkannte und umfassend gebräuchliche, und somit valide Methode zur Berechnung der preislichen Entwicklung von Bezugsperioden am Strommarkt dar.

Die Kosten der noch nicht beschafften Mengen zum Stichtag werden als „Residualmenge – offene Position“ geführt. Diese offenen Positionen bezeichnen die als Stundenstruktur zu beschaffenden kurzfristigen Energieprodukte, die die Über- und Unterdeckungen der langfristig beschafften Mengen, deren genaue Abweichungen zum Planungszeitpunkt nicht bekannt sein können, darstellen.

Die kurzfristige Beschaffungsstruktur wird auf Stundenbasis berechnet und enthält somit die Kosten für die Anpassung an die Stundenverbrauchsstruktur. Die Berechnung der Kosten wird von der Ö** aufgrund des Modells einer „Hourly-Forward-Curve“ (auch „Hourly-Price-Forward-Curve“) vorgenommen.

Das Modell der HFC wird als Berechnungsinstrument herangezogen, um die volatilen Preisentwicklungen über die jährliche Beschaffungsperiode stundengenau preislich

abzubilden. Eine genaue Abbildung der Entwicklung ist aufgrund der Bezugnahme auf in der Zukunft liegende Preisentwicklungen am Strommarkt nicht möglich. Das Modell der HFC versucht daher, unter Zugrundelegung geeigneter Parameter ein Bezugsmodell für den Stundeterminmarkt zu errechnen.

HFC-Modelle oder „Forwardkurven“ bilden zentrale Instrumente zur Steuerung und Bewertung von Handelsgeschäften und Kraftwerks- oder Vertriebspositionen (*Borchert/Schemm/Korth, Stromhandel (2006) 12*). Bei der Bewertung von Preisen börsengehandelter Produkte müssen Aussagen über die Zukunft in Form der preislichen Entwicklung getroffen werden. Um das zukünftige Verhalten von Preisen bestimmen zu können, muss jedoch auf Preismodelle zurückgegriffen werden (*Borchert/Schemm/Korth, Stromhandel (2006) 79*).

Mittels des Modells der Forwardkurve kann eine Momentaufnahme aller handelbaren Terminpreise definiert werden, in der die Zeit bis Fälligkeit mit dem Volumen der Produkte in Verhältnis gesetzt wird und je nach Ende der Fälligkeit eine Darstellung von Spotpreis bis Jahresprodukt ermöglicht (*Borchert/Schemm/Korth, Stromhandel (2006) 123*).

Maßgebliche Anwendungsbereiche der Modellführung sind Verfahren der Portfoliooptimierung oder, wie im gegenständlichen Fall, des Produktpricings (*Borchert/Schemm/Korth, Stromhandel (2006) 123*).

HFC-Modelle oder Forwardkurven können daher als verbreitete Standardmodelle zur Preisberechnung im Energiegroßhandel angesehen und eingesetzt werden um, wie im gegenständlichen Fall, Bezugszeiträume am Stundeterminmarkt preislich abzubilden. Der Einsatz von HFC- oder Forwardkurvenmodellen kann daher vom Stand der derzeitigen Wissenschaft aus nicht beanstandet werden, wenn es darum geht verlässliche Preisberechnungen in Hinblick auf den börslichen Energiegroßhandel anzustellen.

Da der von der Ö** gewählte HFC-Ansatz für die Berechnung der, aufgrund der kurzfristigen Abweichungen der langfristigen Beschaffungsmenge durch die Zugrundelegung als Planwert, Ergänzung der langfristigen Verlustmenge ein marktübliches Instrument darstellt und den üblichen methodischen Ansätzen entspricht, ist die HFC-Berechnung der stündlichen Verlustmengen von der Schienen-Control Kommission preislich und methodisch nachvollziehbar und daher nicht zu beanstanden.

iv. Bewertung zu Marktpreisen

Die Schienen-Control Kommission hat bereits mit Bescheid vom 10.06.2016, GZ: SCK-WA-12-006, ausgesprochen, dass eine Marktpreisbewertung der zu beschaffenden Verlustenergiemengen einem angemessenen Gewinn gemäß § 69b Abs 2 EisbG entspricht.

Die Verlustenergiebeschaffung stellt eine wesentliche Leistung im Rahmen der Versorgungssicherheit des Übertragungsnetzbetriebs dar und ist als solche im öffentlichen Netz als Verpflichtung des Übertragungsnetzbetreibers § 40 Abs 1 Z 21 ElWOG 2010 und

dementsprechend gesetzlich als Kostenposition gemäß § 51 Abs 2 Z 2 iVm 53 ElWOG 2010 festgelegt. Die Beschaffung hat dabei transparent und diskriminierungsfrei zu erfolgen und angemessene Energiemengen zum Ausgleich physikalischer Netzverluste zu umfassen.

Die marktbasierte Beschaffung durch Ausschreibung, die wie oben dargelegt durch die APG zentral vorgenommen wird, kann als Indiz dafür gelten, dass eine marktbasierte Beschaffung grundsätzlich auch für die Verlustenergiebeschaffung im Bahnstromnetz als eine angemessene, sachlich gerechtfertigte Beschaffungsmethode gemäß § 69b Abs 2 EisbG gelten kann.

Sofern jedoch keine gesetzliche Verpflichtung der Ö** besteht, die Verlustenergiebeschaffung anderweitig abzudecken, stellen jene Mengen, die zur Verlustenergiebeschaffung aus Eigenerzeugung beigebracht werden, eine Verringerung der Energieerzeugung der Ö** dar, die zu Zwecken der Versorgungssicherheit im Rahmen der Systemnutzung netzseitig eingesetzt wird.

Durch die solchermaßen entstehende Verringerung der Eigenerzeugung entstehen der Ö** für netzseitigen Einsatz tatsächliche Kosten, die somit auch als angefallene Kosten gemäß § 69b EisbG zu beurteilen sind.

Die Höhe der anzuerkennenden Kosten ist daher dementsprechend, da es sich um eine Verringerung der vermarktbaren Strommengen der energieseitigen Erzeugung der Ö** handelt, und diese Mengen stattdessen auch jederzeit über den Markt beschafft werden könnten, im Wege eine Marktpreisbewertung vorzunehmen.

In der Vergangenheit hatte der VwGH in seiner Rsp eine sachverständig belegte, methodisch gleiche Bewertung einer Verringerung der Eigenerzeugung der Ö** im Wege einer Marktpreisbewertung als methodisch korrekt bestätigt (VwGH 07.12.2006, 2005/07/0115):

Ausgangssachverhalt war im angeführten Verfahren die behördliche Abänderung eines Wasserbenutzungsrechtes gemäß § 21 Abs 3 iVm § 21a WRG, welche eine Verringerung der Erzeugungsmenge eines Kraftwerks zur Folge hatte.

Der VwGH hatte ausgesprochen, dass in einem solchen Fall eine Verhältnismäßigkeitsprüfung zu erfolgen hatte, in deren Rahmen der Aufwand, der durch die behördliche Maßnahme verursacht wird und in Geld bezifferbar ist, dem nicht in Geld bezifferbaren Erfolg gegenüber zu stellen sei.

Weiter sprach der VwGH aus, dass die Heranziehung des **mit einem Prozentsatz des jährlichen Energiegewinns bewerteten Energieverlustes** als Vergleichsgröße auf der Aufwandseite keinen Bedenken begegnen würde und als Darstellung der Intensität des Eingriffs in die bestehenden Rechte der Ö** und gemäß der gutachterlichen Beurteilung des Amtssachverständigen zur **Gewinnung eines tauglichen Parameters** für die folgende Verhältnismäßigkeitsprüfung besser geeignet wäre, als der Barwert dieser Verluste.

Der Sachverständige beurteilte den entsprechenden Aufwand im Verfahren als Kosten für die Ersatzstrombeschaffung in mehreren Bestandteilen und zog zur Beurteilung des Energiepreises eine Forwardkurve heran, die – im Wesentlichen – unter Zugrundelegung der Handelspreise der EEX durchgeführt wurde.

Die Schienen-Control Kommission hält an dieser Stelle fest, dass das Vergleichspotential der angeführten Entscheidung aus rechtlicher Hinsicht aufgrund des unterschiedlich geprägten Ausgangssachverhaltes zwar eingeschränkt ist, die zugrundeliegende Bewertung und die Argumente, die zu ihrer Begründung herangezogen wurden jedoch – zumindest aus Sicht einer grundsätzlichen Bewertung von Einschränkungen der Erwerbstätigkeit und aufgrund gleichheitsrechtlicher Erwägungen – auch im gegenständlichen Fall zur Bekräftigung der rechtlichen Beurteilung herangezogen werden können (vgl. in diesem Zusammenhang etwa VwGH 29.11.1994, 94/05/0239; VwGH 06.11.1990, 90/05/0102).

Ausschlaggebend ist jedoch, dass in beiden Fällen die Erzeugungskapazität der Ö** mengenmäßig eingeschränkt wird und dieser daher für eine entsprechende ersatzweise Aufbringung der verringerten Energiemengen Kosten entstehen. Dabei ist es unerheblich, durch welche rechtliche Grundlage die Verringerung der Erzeugungsmengen verursacht wird: in einem Fall ist es die behördliche Anordnung gemäß § 21a WRG und der dem WRG zugrundeliegenden öffentlichen Interessen gemäß § 103 WRG, im verfahrensgegenständlichen Fall erfolgt die Verringerung der Erzeugung aufgrund der Verpflichtung gemäß § 19 EisbG die Sicherheit der Bahnstromversorgung nicht zu gefährden.

Dass es dabei auch – mangels gegenteiliger gesetzlicher Anordnung – keinen Unterschied machen kann, ob die Ö** diese Mengen marktbasiert beschafft oder der Verringerung der Eigenerzeugung eine Marktpreisbewertung zugrunde legt, wurde bereits dargelegt und erhellt zusätzlich aus den soeben dargestellten Grundsätzen.

v. Ergebnis

Unter Abzug der Doppelverrechnungen und der Berücksichtigung der höheren Planabnahmemenge belaufen sich die Gesamtenergiebeschaffungskosten auf *** EUR, die wie bereits dargelegt abschließend einen Verlustpreis in Höhe von *** EUR je MWh ergeben.

D. Engpassmanagement

i. Verpflichtung der Ö zum Einsatz von Engpassmanagementmaßnahmen**

Die Ö** macht im Rahmen der Bahnstromnetztarife für das Jahr 2017 erstmals Kosten für Engpassmanagement geltend. Zur Validierung dieser Kostenpositionen legt die Ö** das Gutachten „Nicht nutzbare Kraftwerksleistungen durch Netzengpässe im Stromnetz der Ö**“ (in Folge: B**, Netzengpässe) von DI B** vor.

In diesem Zusammenhang bildet das Bahnstromnetz, den bereits dargelegten Ausführungen folgend, iSd Bestimmungen des EisbG eine Zusammenfassung von Bahnstrom-Übertragungsanlagen, die gemäß §§ 31 ff und 34 ff EisbG Eisenbahnanlagen darstellen (vgl dazu etwa VwGH 23.06.2010, 2007/03/0160; VwGH 30.06.2011, 2011/03/0079) und damit der betriebs- und verkehrstechnischen Sicherungspflicht des § 19 EisbG unterliegen (vgl dazu *Catharin/Gürtlich*, Eisenbahngesetz³ (2015) 400).

Die Überwachung der Einhaltung von Kostenmaßstäben, die der Einhebung von Entgelten gemäß der einschlägigen Schienennetz-Nutzungsbedingungen gemäß § 59 EisbG im Rahmen der Nutzung der Schienenverkehrsinfrastruktur und insbesondere im gegenständlichen Fall der Nutzung von Serviceleistungen gemäß § 58 Abs 2 Z 2 EisbG iVm § 69b EisbG zugrunde liegt, bedingt notwendigerweise die Prüfung, ob die geltend gemachten Kosten dem Grunde und der Höhe nach angemessen sind.

Bezüglich der Kosten, die die Nutzung des Bahnstromnetzes betreffen, unterbleibt eine spezifische Regelung der Netzbewirtschaftung und damit zusammenhängend der Kostenregulierung, wie sie im öffentlichen Netzbereich durch das EIWOG 2010 und die einschlägigen Bestimmungen des Unionsrechts erfolgt.

Da jedoch die Bewirtschaftung der Übertragungs- und Verteilernetze im Anwendungsbereich des Energieregulierungsrechts allgemeinen wirtschaftlichen und technischen Grundsätzen folgt, die den sicheren Betrieb der Stromversorgung und des Netzbetriebs und somit die Versorgungssicherheit gewährleisten, und diese Grundsätze auch im Rahmen der energieregulierungsbehördlichen Kostenfeststellung Berücksichtigung finden können (oben I.A.ii.), können Regelungen des Energieregulierungsrechts auch im Rahmen der Kostenprüfung des Bahnstromnetzes soweit Berücksichtigung finden, als sie zur näheren Bestimmung von Maßnahmen des Netzbetriebs herangezogen werden, die die Bewirtschaftung eines Elektrizitätsnetzes in Hinblick auf die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in wirtschaftlicher oder technischer Hinsicht betreffen, soweit sie nicht Spezifika des betrachteten Übertragungssystems betreffen und daher von unterschiedlichen Voraussetzungen ausgehen.

Soweit daher eine spezifische auf das Bahnstromnetz bezogene Regelung im EisbG unterbleibt, zieht die Schienen-Control Kommission gegebenenfalls rechtliche oder technische Begriffe aus dem Bereich der Elektrizitätswirtschaft heran, um eine nachvollziehbare Darstellung und Auslegung von Kostenpositionen zugrundeliegenden

Netzbewirtschaftungsmaßnahmen zu gewährleisten, sofern diese unterschiedslos möglich ist. Eine rechtliche Anwendung der entsprechenden energierechtlichen Bestimmungen auf die dem EisbG zugrundeliegenden Sachverhalte erfolgt damit nicht, die Nachvollziehbarkeit der diesen zugrundeliegenden Erwägungen wird dadurch jedoch erleichtert.

Die eisenbahnrechtliche betriebs- und verkehrstechnische Sicherung umfasst den Bau und die Ergänzung sowie den Betrieb und die Erhaltung iSd Instandhaltung von Eisenbahnanlagen (*Catharin/Gürtlich*, Eisenbahngesetz³ (2015) 400).

Der Begriff „Engpassmanagement“ umfasst all jene Maßnahmen, die zur Vermeidung, Behebung oder Bewirtschaftung eines Engpasses erforderlich sind (*Sötebier* in: *Britz/Hellermann/Hermes* (Hrsg), EnWG³ (2015) Rz 33 zu § 13).

IdR erfolgt eine Vermeidung von Netzengpässen, die nicht in der Behebung durch den Ausbau von Infrastruktur besteht, durch Redispatching, dh die bei auftretenden Engpässen durch den Netzbetreiber erfolgende Regelung der Einspeisungen von Energieerzeugungsanlagen, die durch die dadurch entstehenden finanziellen Folgen einen finanziellen Ausgleich erfordern (*Arndt/Herzmann* in: *Britz/Hellermann/Hermes* (Hrsg), EnWG³ (2015) Rz 210 zu § 20).

Engpassmanagement kann somit auch als die Optimierung der Netzauslastung bezeichnet werden und stellt eine dem Netzbetrieb immanente Verpflichtung („Good Practice“) des Netzbetreibers dar (*B. Raschauer*, Handbuch Energierecht (2006) 91, 130). Auch der Gesetzgeber des ElWOG 2010 hat mit der ElWOG 2010-Novelle BGBl I 108/2017 die Notwendigkeit des Einsatzes von Redispatchmaßnahmen als Engpassmanagementmaßnahmen erneut unterstrichen (ErläutRV 1519 BlgNR 25. GP 12).

Bei den durch die Ö** eingesetzten Maßnahmen handelt es sich ebenfalls um Redispatchmaßnahmen iS eines geänderten Kraftwerkseinsatzes (*B***, Netzengpässe 4). Die durchzuführenden Redispatchmaßnahmen ermöglichen die **Vermeidung oder Behebung** von Engpässen und **sichern somit den Betrieb** des Bahnstromnetzes.

Für den Bahnstromnetzbetrieb ergibt sich die grundsätzliche Verpflichtung zur Durchführung von Engpassmanagementmaßnahmen aufgrund der dargestellten Voraussetzungen somit direkt aus § 19 EisbG.

ii. Beurteilung der Netzsituation und Erforderlichkeit von Engpassmanagementmaßnahmen

Zur Beurteilung der Erforderlichkeit von Engpassmanagementmaßnahmen, deren Plausibilisierung und die Methodik der Bestimmung der Netzengpässe inklusive der Beurteilung der dadurch eingeschränkten Kraftwerksnutzung wurde von der Ö** das oben angeführte Gutachten vorgelegt (*B***, Netzengpässe 4).

Zur Herleitung der Ergebnisse des Gutachtens wurden eine Analyse der Netztopologie sowie entsprechender Leitungsquerschnitte des 110 kV Netzes, eine Analyse der Netzabschaltungen, durch welche die Netzleistung reduziert und schlussendlich zu bestimmten Zeiten

Netzengpässe hervorgerufen werden, sowie eine Analyse der Höhe der wirtschaftlich nicht verwertbaren Kraftwerksleistung durchgeführt. Dabei wurden sämtliche Leitungsabschaltungen des Jahres 2015 berücksichtigt (B**, Netzengpässe 8).

Das Gutachten hat zur Durchführung der Bewertung Daten und Informationen der Ö** aus dem Jahr 2015 herangezogen. Auf Basis dieser Daten ermittelt das Gutachten eine Durchschnittsbetrachtung, die der Tarifiermittlung in zeitlichem Vorlauf zugrunde gelegt werden kann (B**, Netzengpässe 6).

Zentral für die Situation und das Zustandekommen von Engpässen im Netz der Ö** ist das geografische Auseinanderfallen zwischen der verfügbaren Kraftwerksleistung, die hauptsächlich in Westösterreich implementiert ist, und der Versorgung des Ostens durch den Bezug von elektrischer Energie über Frequenzumformeranlagen aus dem öffentlichen Netz (B**, Netzengpässe 8).

Dadurch bedingt kommt es im Zusammenhang mit, aus verschiedenen Gründen erfolgenden, Leitungsabschaltungen in den Leitungsabschnitten „Schwarzach St.Veit“ (Netzengpass I) und „Übergabepunkt Timelkam“ (Netzengpass II) zu Engpässen (B**, Netzengpässe 8 f).

In weiterer Folge wird durch das vorliegende Gutachten die nicht verfügbare Leistung im Fall eines Engpasses ermittelt:

Mittels Betriebsdaten, und in weiterer Folge Plandaten, wurde ermittelt, welche Kraftwerksleistungen durch Netzengpässe, hervorgerufen durch Leitungsabschaltungen, nicht abgerufen werden konnten. Dazu wurden die Fahrplandaten der Kraftwerke unter Berücksichtigung aller Einschränkungen auf Grund von Netzrestriktionen, Nichtverfügbarkeiten und Vorhaltungen analysiert (B**, Netzengpässe 11).

Aus den gesamten zur Verfügung stehenden regelfähigen Kraftwerksleistungen wird die Leistung abgezogen, die bereits für Reserven, etc. fix verplant sind. Anhand des verbleibenden Leistungsbandes wird überprüft, ob im tatsächlichen Betrieb die volle Leistung genutzt werden kann (B**, Netzengpässe 11).

Schließlich erfolgen auf Basis dieser Ergebnisse eine Ableitung der nicht nutzbaren Kraftwerksleistungen (B**, Netzengpässe 14) und eine Ermittlung der Kosten, die unter Zugrundelegung von Marktpreisen der EPEX SPOT durchgeführt wurde (B**, Netzengpässe 15).

Insgesamt legt die Ö** somit eine nachvollziehbare und schlüssige sachverständige Herleitung der geltend gemachten Kosten für das Engpassmanagement vor.

Bei den im Gutachten beschriebenen Engpässen handelt es sich zudem um „strukturelle Engpässe“.

Der Begriff des strukturellen Engpasses wurde in jüngerer Zeit wiederholt in unionsrechtlichen Entscheidungen und Rechtsakten näher definiert (Art 2 Z 19 VO (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (CACM-

Leitlinie); Art 2 Abs 2 lit e des Vorschlags für eine Verordnung über den Elektrizitätsbinnenmarkt (COM (2016) 861 final); vgl auch Punkt 5.2. der ACER Opinion 09-2015 vom 23.09.2015 zur Übereinstimmung der Entscheidungen der nationalen Regulierungsbehörden zur Genehmigung von Methoden der grenzüberschreitenden Kapazitätszuweisung in der CEE-Region gemäß der VO (EU) 714/2009).

Ein struktureller Engpass liegt demnach vor, wenn ein Engpass eindeutig festgestellt werden kann, vorhersehbar ist, geografisch über längere Zeit stabil bleibt und unter normalen Bedingungen des elektrischen Energiesystems häufig wiederholt auftritt.

Physikalische Engpässe definiert Art 2 Z 18 VO (EU) 2015/1222 demgegenüber als eine netztechnische Situation, in der vorhergesagte oder aufgetretene Lastflüsse nicht mit den thermischen Grenzwerten der Netzelemente und den Spannungsgrenzwerten oder den Winkelstabilitätsgrenzwerten des elektrischen Energiesystems übereinstimmen.

Von einem physikalischen Engpass unterscheidet sich der strukturelle Engpass demnach durch die Gesamtheit der Leitungssituation im Unterschied zur Unterdimensionierung einer einzelnen Leitung in Verhältnis zu deren Belastungsvermögen.

iii. Methodik und Beweiswert der Herleitung

Die W** bringt in ihrer Auseinandersetzung mit den gutachterlichen Vorbringen der Ö** vor, das vorgelegte Gutachten würde lediglich zeigen, dass „manchmal die geplante Kraftwerksleistung nicht erreicht wird, aus welchem Grund auch immer“.

Die W** möchte damit aufzeigen, dass der Kraftwerkseinsatz nicht für Zwecke des Bahnstromnetzes erfolgt und lediglich ein netzbedingter Einsatz behauptet wird. Der Leistungszusammenhang und die Beziehung zu den übrigen Systemdienstleistungen würden jedoch nicht erläutert.

Die W** verweist in ihren Ausführungen auf ein von ihr eingebrachtes Gutachten, welches unter dem einschlägigen Punkt 3.3.4. jedoch die wortgleichen Aussagen enthält, wie sie von der W** im begleitenden Schriftsatz angeführt werden. Ein sachverständiger Mehrwert kann den hier wiedergegebenen gutachterlichen Aussagen mangels eingehender methodischer und fachlicher Auseinandersetzung mit den vorgelegten Ausführungen des Gutachtens B** daher zunächst nicht entnommen werden.

Auch erweisen sich die geltend gemachten Einwendungen als nicht nachvollziehbar:

Wie schlüssig und nachvollziehbar ausgeführt wird, handelt es sich bei den in Rede stehenden Maßnahmen um Redispatchmaßnahmen, die leitungsbedingt einen veränderten Kraftwerkseinsatz zur Folge haben. Der Zusammenhang zwischen Leitungsabschaltungen und den durch strukturelle Engpässe verursachten und dadurch notwendig werdenden veränderten Kraftwerkseinsätzen wird eingehend dargelegt (B**, Netzengpässe 7-10).

Mit der spezifischen Ermittlung der Frage, welche Kraftwerksleistungen durch Netzengpässe, hervorgerufen durch Leitungsabschaltungen, nicht abgerufen werden konnten setzt sich das Gutachten unter Zugrundelegung von Betriebsdaten und in weiterer Folge Plandaten ebenfalls eingehend auseinander (B**, Netzengpässe 11 f). In diesem Zusammenhang wird auch die Beziehung zu den übrigen Systemdienstleistungen erläutert.

Wenn die W** in der Erbringung von Redispatchmaßnahmen zur Überbrückung struktureller Netzengpässe „keine Erbringung konkreter Leistungen für das Netz“ erblickt, wurde dabei insbesondere die Funktionsweise der beschriebenen Engpassmanagementmaßnahmen (Redispatch) nicht berücksichtigt.

Weiters bringt die W** vor, dass das von der Ö** vorgelegte Gutachten seinen Ausführungen die VO (EU) 2015/1222 „zugrunde legt“, und verweist eingehend auf den unterschiedlichen Anwendungsbereich der CACM-Leitlinie.

Die W** geht jedoch bei der Begründung und Tragweite ihrer Einwendungen fehl:

Wie die Schienen-Control Kommission bereits eingehend erläutert hat, kann es auch in Hinblick auf die Kostenanerkennung im Bereich der Bahnstromnetzentgelte zielführend sein, netzwirtschaftliche oder energieregulatorische Maßstäbe dort, wo sie unterschiedslos einen vergleichbaren Bereich der Netzbewirtschaftung betreffen, zur Erläuterung von Kostenpositionen der Bahnstromnetzentgelte heranzuziehen.

Im Vordergrund der Regelungen der VO (EU) 2015/1222 stehen aber vor allem umfangreiche und komplexe Regelungen, die die Marktkopplung bei kurzfristigen Kapazitätsvergabeprodukten (intraday und day-ahead Märkte) die durch nunmehr fast ausschließlich implizite Auktionen gebotszonenübergreifend vergeben werden sollen.

Zentraler Regelungsgegenstand der VO (EU) 2015/1222 ist aber damit die seit Inkrafttreten der VO (EU) 714/2009 laufend weiterentwickelte Vereinheitlichung von Kapazitätsvergaben als Engpassmanagementmaßnahmen (vgl dazu die Ausführungen und die veröffentlichte „cross regional road map market coupling“ von ACER, abrufbar unter https://acer.europa.eu/en/Electricity/Regional_initiatives/Cross_Regional_Roadmaps/Pages/1.-Market-Coupling.aspx).

Bei der Vergabe von Leitungskapazitäten handelt es sich jedoch um eine andere Art von Engpassmanagement in Form von sogenannten Netzbewirtschaftungsmaßnahmen (Sötebier in: Britz/Hellermann/Hermes (Hrsg), EnWG³ (2015) Rz 33 zu § 13). Die Regelung von Redispatchmaßnahmen im gebotszonenübergreifenden Kontext der CACM-Leitlinie ist nur an einzelnen Stellen der VO (EU) 2015/1222 sehr spezifisch verwirklicht (vgl dazu Art 35 und Art 74 VO (EU) 2015/1222).

Der Einwand der W** geht jedoch trotzdem ins Leere: Richtigerweise beziehen sich die gutachterlichen Ausführungen darauf, dass durch die VO (EU) 2015/1222 für die öffentlichen Netzbetreiber entsprechende Regelungen auf europäischer Ebene festgelegt wurden (B**, Netzengpässe 5).

Abschließend bringt die W** vor, die angeführten strukturellen Kapazitätsengpässe hätten durch entsprechende Investitionsmaßnahmen gemäß § 19 EisbG beseitigt werden müssen, da aufgrund der langfristigen Ausrichtung des Bahnstromnetzes die Berücksichtigung von Kosten aufgrund von „rein kurzfristig zu rechtfertigenden Maßnahmen schon deshalb nicht berechtigt“ sei.

Wie die Schienen-Control Kommission an dieser Stelle bereits ausführlich dargestellt hat erwächst die Verpflichtung zur Durchführung von Engpassmanagementmaßnahmen direkt aus § 19 EisbG und umfasst dabei auch betriebliche Sicherungsmaßnahmen in Form von Redispatchanordnungen.

Dass der Leitungsausbau zur gänzlichen Beseitigung struktureller Netzengpässe aufgrund der dazu erforderlichen anlagenrechtlichen Anforderungen, die zur Errichtung von Starkstromwegen bzw Eisenbahnanlagen notwendig sind, baulichen Maßnahmen und damit einhergehenden Beeinträchtigungen des Netzbetriebs kurzfristig möglich sind oder eine gleichwertige Alternative zur Beseitigung von Netzengpässen durch netztechnische Maßnahmen darstellen, kann jedoch nicht angenommen werden.

Die diesbezüglichen Ausführungen der W** können daher nur als Forderung nach entsprechenden Maßnahmen zur (kurz oder langfristigen) Beseitigung von Engpässen verstanden werden, und bestätigen somit die Notwendigkeit von Redispatchmaßnahmen zur Aufrechterhaltung des Netzbetriebs.

Die Einwendungen der W** waren daher nicht in der Lage, die sachverständige Herleitung der Notwendigkeit der beschriebenen Maßnahmen zur Beseitigung der strukturellen Netzengpässe zu entkräften.

E. Schwarzstartfähigkeit

i. Sachverhalt und Ausgangslage

Mit Bescheid vom 10.06.2016 hatte die Schienen-Control Kommission zuletzt über die, nunmehr auch im Rahmen der Bahnstromnetzentgelte 2017 durch die Ö** geltend gemachte, Kostenposition der „Schwarzstartfähigkeit“ – als Teilposition des Vorbringens im Verfahren SCK-WA-12-006 – ihrer Kraftwerke und der damit verbundenen Leistungsvorhaltungskosten wie folgt entschieden:

„Die Feststellung, dass die Schienen-Control Kommission nicht feststellen konnte, dass die „Schwarzstartfähigkeit“ der Kraftwerke eine ganzjährige Vorhaltung von Kraftwerksausfallreserve rechtfertigt, ergibt sich unter anderem aus dem Umstand, dass der Ausfall des Bahnstromnetzes einen Extremfall darstellt, dessen Eintritt theoretischer Natur ist.

Zwecks Vermeidung eines solchen Ausfalls wird darüber hinaus bereits eine Regelleistungsreserve vorgehalten.

Gesetzt den Fall, dass das gesamte Bahnstromsystem dennoch kollabiert, die Kraftwerke daher keine Leistung mehr erbringen und sodann - aufgrund ihrer „Schwarzstartfähigkeit“ - zur Reaktivierung des Bahnstromnetzes herangezogen werden, ist die Vorhaltung einer Kraftwerksausfallreserve nicht mehr erforderlich, da ohnehin alle Kraftwerke ihre Leistung heruntergefahren haben und somit wieder zur Leistungserbringung bereitstehen.

*In diesem Fall steht auch die gemäß dem Durchleitungsmodell 2016 vorgehaltene Regelleistungsreserve von *** MW, die die festgesetzte Kraftwerksausfallreserve von *** MW bei Weitem übersteigt und somit vollständig abdecken kann, für den Neustart des Bahnstromsystems zur Verfügung, da im Falle eines Blackouts eine Ausregelung des Bahnstromnetzes nicht vonnöten ist.*

Sobald das Bahnstromsystem wieder eine gewisse Leistung zur Verfügung stellt, kann mittels der zuerkannten Frequenzumformerausfallreserve die vollständige Wiederherstellung der Bahnstromlieferung gewährleistet werden.

Demgemäß ist die ganzjährige Vorhaltung einer Kraftwerksausfallreserve – zusätzlich zu einer Frequenzumformerausfallreserve und einer Regelleistungsvorhaltung – nicht erforderlich.

Mehr noch würde dies zusätzlich Kosten verursachen, die der Netznutzer für die Inanspruchnahme der Leistung der Umformung und der Verteilung nicht benötigt, da das Durchleitungsmodell 2016 vorsieht, dass sowohl Regelleistung durch Kraftwerke und Frequenzumformer als auch eine Ausfallreserve der Frequenzumformer vorgehalten wird. Zudem sind in der Kostenposition „Regelleistung Kraftwerke“ Anlagenkosten der Kraftwerke (inklusive schwarzstartfähiger Anlagen) enthalten, sodass eine zusätzliche Berücksichtigung der Kosten für schwarzstartfähige Anlagen in der Kostenposition „Ausfallreserve Kraftwerke“ einer Doppelverrechnung gleichkommen würde.“

Die Ö** konnte somit die im bezeichneten Verfahren geltend gemachten Kosten nicht eindeutig bezeichnen und somit auch der Höhe nach nicht rechtfertigen.

Für den Zeitraum der Bahnstromnetznutzungsentgelterhebung gemäß Schienennetz-Nutzungsbedingungen 2017 erfolgt daher eine Neubeurteilung der Kostenposition „Schwarzstartfähigkeit“ durch die Ö**.

ii. Gutachterliche Bewertung der Schwarzstartfähigkeit als Netzkostenposition

Im gegenständlichen Verfahren liegt die Kostenposition „Schwarzstartfähigkeit“ den Bahnstromnetzentgelten als eigenständige Position zugrunde. Die Ö** legt zur Begründung der geltend gemachten Kosten das Gutachten von DI B** „Schwarzstartfähigkeit der Kraftwerke der Ö**“ (in Folge: B**, Schwarzstartfähigkeit) vor.

Das vorgelegte Gutachten setzt sich folglich mit der inhaltlichen und sachlichen Korrektheit der Methodik zur Ermittlung der Kosten für die Herstellung und langfristige Aufrechterhaltung der Schwarzstartfähigkeit sowie deren Vollständigkeit auseinander, eine Überprüfung der Angemessenheit einzelner Kostenpositionen erfolgt durch die gutachterliche Stellungnahme nicht (B**, Schwarzstartfähigkeit 3).

Die Bemessungskriterien für die Schwarzstartfähigkeit eines Kraftwerkes werden sodann dargelegt, insbesondere Inselnetzfähigkeit und die Anforderungen an die Netztopologie, die die Berücksichtigung von Engpässen und die Wiedererrichtungsfähigkeit von Teilnetzen beinhaltet, den Zusammenhang zwischen Teilnetzen durch Überlandleitungen und die schlussendlich ausschlaggebende Positionierung zwischen den sogenannten Aufbauregionen beinhaltet, beschrieben (B**, Schwarzstartfähigkeit 4).

Weiters wird auf die höheren Anforderungen an den Netzwiederaufbau im 16,7 Hz-Netz verwiesen, die durch die zusätzliche Anforderung des Wiederaufbaus des 50 Hz-Netzes zum Betrieb der Hilfs- und Steuersysteme erfolgen muss, entstehen (B**, Schwarzstartfähigkeit 4).

Eingehend werden auch die baulichen Anforderungen eigener Art, die Kraftwerke, um eine Eignung als schwarzstartfähige Anlage aufzuweisen, erfüllen müssen, dargestellt (B**, Schwarzstartfähigkeit 5 f).

Ausdrücklich festgehalten wird, dass der Netzwiederaufbau aufgrund der gegebenen Netztopologie nicht mit nur einem einzigen Kraftwerk möglich ist, weshalb alle relevanten Kraftwerke der Ö** mit den entsprechenden Funktionalitäten ausgestattet werden müssen, um den vergleichbaren Anforderungen des öffentlichen Netzes unter Berücksichtigung der Verbrauchsanforderungen zu entsprechen (B**, Schwarzstartfähigkeit 6).

Auf den dargestellten Anforderungen aufbauend werden die für die Schwarzstartfähigkeit benötigten Kraftwerks-Komponenten schließlich auf ihre grundsätzliche Zuordnung zur Kostenposition „Schwarzstartfähigkeit“ bewertet und insbesondere die Unterschiede zu vergleichbaren Anforderungen im 50 Hz-Bereich herausgestellt, insbesondere dass aufgrund eines besseren statistischen Ausgleichs mit einer geringeren Anzahl schwarzstartfähiger

Anlagen das Auslangen gefunden werden kann, die wesentliche längere Wiederherstellungsdauer im öffentlichen Netz aufgrund der Sicherheitsanforderungen des Bahnstromsystems nicht ausreichen würde, und durch die hohen spezifischen Leistungen eine größere Anzahl an Kraftwerken für die Systemwiederherstellung erforderlich ist (B**, Schwarzstartfähigkeit 8).

Zusammenfassend wird im der Schienen-Control Kommission vorgelegten Gutachten insbesondere festgehalten, dass die vorgelegten Komponentenlisten für die Schwarzstartfähigkeit der Kraftwerke als Basis für die Geltendmachung der Kosten im gegenständlichen Verfahren auf einer sachlich korrekten, nachvollziehbaren Methodik beruhen, die Vorgehensweise dem Stand der Technik entspricht, relevante betriebstechnische sowie systemtechnische Notwendigkeiten bei der Ermittlung der Kosten sowie der Festlegung der dahinterliegenden technischen Konzepte in angemessener Weise berücksichtigt wurden, und die Vorgehensweise und die Art der Ermittlung der Kosten auch im Vergleich mit der im öffentlichen Netz üblichen Methode unter Berücksichtigung der maßgeblichen Unterschiede plausibel und sachgerecht sind (B**, Schwarzstartfähigkeit 9).

iii. Rechtliche Einordnung von Netzverlustminimierung und Berücksichtigung als Netzkosten

Wie bereits wiederholt dargestellt wurde, handelt es sich bei Bahnstromleitungen, genauer bei den 110 kV-Übertragungsleitungen, der Ö** neben ihrer regulierungsrechtlichen Einordnung als Serviceeinrichtungen, genauer Zusatzleistungen, die im Rahmen von Serviceeinrichtungen erbracht werden, gem § 58 Abs 2 Z 2 EisbG, um eine Zusammenfassung von Bahnstrom-Übertragungsanlagen, die gemäß 10 EisbG Eisenbahnanlagen darstellen und damit der betriebs- und verkehrstechnischen Sicherungspflicht des § 19 EisbG unterliegen (vgl dazu *Catharin/Gürtlich*, Eisenbahngesetz³ (2015) 400).

Ausschlaggebend in Hinblick auf die gegenständliche rechtliche Beurteilung der in Rede stehenden Kosten zur Schwarzstartfähigkeit ist daher die Frage, ob die geltend gemachten Maßnahmen als Maßnahmen angesehen werden können, die dem Betrieb und der Erhaltung iSd Instandhaltung von Eisenbahnanlagen gemäß § 19 EisbG und damit der Aufrechterhaltung des Netzbetriebs dienen (*Catharin/Gürtlich*, Eisenbahngesetz³ (2015) 400).

Zur dieser Frage kann, wie bereits ebenfalls an anderer Stelle ausführlich dargelegt wurde, auf die Anforderungen des Netzbetriebs im öffentlichen Netz zurückgegriffen werden, sofern es sich dabei um Anforderungen handelt, die in ihrer grundlegenden Bedeutung verallgemeinerungsfähig in Hinblick auf den Netzbetrieb sind und daher auch für die Auslegung der Frage herangezogen werden können, ob es sich um eine Leistung handelt, die für die Aufrechterhaltung des Netzbetriebs notwendig erbracht werden muss, um gemäß § 19 EisbG als anrechenbarer Kostenbestandteil gemäß § 69b EisbG angefallen zu sein.

Da es sich bei den dargestellten Maßnahmen um Leistungen handelt, die als Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit unbedingt erforderlich sind, ist die Zurechnung gemäß den dargestellten Zurechnungsregeln als Bahnstromnetzkosten auch nachvollziehbar.

Der Begriff „Versorgungssicherheit“ wird in den geltenden nationalen und unionsrechtlichen energierechtlichen Vorschriften nicht eigens definiert, vielmehr wird dieser Begriff vorausgesetzt (*Sternig*, Versorgungssicherheit im Elektrizitäts- und Erdgasmarkt (2009) 7, in der Folge: *Sternig*, Versorgungssicherheit).

In der deutschen Rechtswissenschaftlichen Literatur wird der Begriff der Versorgungssicherheit als „stets ausreichende und ununterbrochene Befriedigung der Nachfrage nach Energie“ (*Hellermann/Hermes* in *Britz/Hellermann/Hermes* (Hrsg), EnWG³ (2015) Rz 26 zu § 1) bzw in Hinblick auf die Versorgungssicherheit der Übertragungsnetzbetreiber als Hauptziel deren gesetzlicher Verpflichtung als „der nachhaltigen Sicherstellung der Versorgung mit Elektrizität“ (*Sötebier* in *Britz/Hellermann/Hermes* (Hrsg), EnWG³ (2015) Rz 5 zu § 12) definiert.

Die Schwarzstartfähigkeit lässt sich dem Verpflichtungsbereich der Versorgungssicherheit zuordnen, und findet dort als Leistungsstandard ihren Niederschlag (*Sternig*, Versorgungssicherheit 170).

Als solcher finden sich detaillierte Regelungen in den „Technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen“ (TOR), deren Erstellung gemäß § 22 Abs 2 E-ControlG durch die E-Control erfolgt und veröffentlicht wird.

Die Leistung der Schwarzstartfähigkeit ist gemäß Punkt 3.2.5. der TOR, Teil B, Technische Regeln für Netze mit Netzspannung ≥ 110 kV, Bestandteil der Versorgungswiederaufnahme (TOR Teil B, S 14). Die TOR verpflichten Netzbetreiber im Rahmen der Versorgungswiederaufnahme gemäß Punkt 6.4.11. dazu, sich vertraglich nach Möglichkeit die Verfügbarkeit einer entsprechenden Anzahl von Erzeugungsanlagen mit der Fähigkeit der Inselbetriebsfähigkeit und Schwarzstartfähigkeit zu versichern (TOR Teil B, S 14).

Die Schwarzstartfähigkeit muss dabei gemäß Punkt 6.4.11.2. in Verbindung mit dem Inselbetrieb der Kraftwerke in der Lage sein, als Kernverpflichtung den Betrieb einer zufällig aufgetretenen Insel, speziell im Parallelbetrieb mit anderen Erzeugungsanlagen in diesem Inselnetz, aufrechtzuerhalten (TOR Teil B, S 14).

Die gesetzliche Verpflichtung zur Erbringung der Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit wird für Übertragungsnetzbetreiber durch § 40 Z 15 ElWOG 2010 festgelegt.

In diesem Zusammenhang gilt es als wesentlichen rechtlichen Unterschied zu beachten, dass der Betrieb von Kraftwerken aufgrund der Entflechtungsbestimmungen des ElWOG 2010 in Umsetzung der Verpflichtungen der RL 2009/72/EU für Betreiber von Übertragungsnetzen nicht möglich ist, weshalb die entsprechenden Leistungen durch den Netzbetreiber kontrahiert werden müssen.

Im Rahmen der Erhaltung der Versorgungssicherheit des Bahnstromsystems kann aus den dargelegten Gründen die entsprechende Bereitstellung der Schwarzstartfähigkeit zum einen als Verpflichtung des Netzbetreibers und somit als Kostenposition, die dem Bahnstromnetz zugeordnet werden muss, angesehen werden, zum anderen durch die Ö** aufgrund der unterschiedlichen gesetzlichen Ausgestaltung der Anforderungen des EisbG an den Bahnstromnetzbetrieb, durch die Ö** selber erbracht werden.

iv. Gegenpositionen zur Kostenzuordnung der Schwarzstartfähigkeit

Den gutachterlichen Ausführungen der Ö** stellt die W** ihrerseits eine gutachterliche Stellungnahme (O**/T**, Gutachten zu der von Ö** vorgelegten Kalkulation der Kosten des Bahnstromnetzes 2017, in Folge: O**/T**, Kostenkalkulation 2017) entgegen.

Die Ausführungen des Gutachtens O**/T** setzen dem von der Ö** vorgelegtem Gutachten die folgenden Aussagen entgegen:

Es werde im Gutachten von DI B** nicht der referenzierte Stand der Technik beschrieben oder auf entsprechende Normen verwiesen, die Zuordnung der Systemelemente erfolge nach dem Ermessen des Gutachters (O**/T**, Kostenkalkulation 2017, 15).

Die im Gutachten von DI B** getroffene Aussage, dass grundsätzlich alle schwarzstartfähigen Kraftwerke für die Geltendmachung der Kostenposition heranzuziehen sind, wird bestritten.

Begründet wird die Gegenposition mit den Annahmen, dass aufgrund der vorliegenden Netztopographie die Kraftwerke Spullersee und Braz gemeinsam mit einem der Kraftwerke der Gruppe Stubachtal aufgrund deren geographischer Nähe zur Erbringung des Wiederaufbaus ausreichend wären (O**/T**, Kostenkalkulation 2017, 16).

Dies wird insbesondere auch mit der Nähe der Kraftwerke Enzingerboden, Schneiderau und Uttendorf, die auch dieselben Wasserquellen nutzen würden, begründet (O**/T**, Kostenkalkulation 2017, 16).

Auch wird im Gutachten ausdrücklich angezweifelt, dass sich das von der Ö** vorgelegte Gutachten mit der Kosteninformation im Detail auseinandergesetzt hätte:

So sei nicht ersichtlich, ob und inwieweit die in den detaillierten Kostenaufstellungen ausgewiesenen Positionen tatsächlich der Schwarzstartfähigkeit zugeordnet werden könnten. Zudem hätte DI B** auffallen müssen, dass für die Jahre 2017 und 2019 Instandsetzungsprojekte iHv EUR *** geplant wären, diese wären aber nicht weiter ausgeführt. In keinem Punkt würde zudem eine Plausibilitätsprüfung vorgenommen (O**/T**, Kostenkalkulation 2017, 17).

Auch die Investitionskosten, die bei der Berechnung der CAPEX II in die Berechnung der Kapitalkosten eingeplant worden waren, seien nicht auf ihre Notwendigkeit und Sinnhaftigkeit geprüft worden. Insbesondere hätte der Gutachter die Verdopplung von

Schwarzstartkapazität im Klostertal feststellen und hinterfragen müssen (O**/T**, Kostenkalkulation 2017, 17).

Abschließend hält die gutachterliche Stellungnahme jedoch ausdrücklich fest, dass die Leistung der Schwarzstartfähigkeit an sich nicht bestritten würde, so wären diese Kosten doch bereits in Kraftwerkskosten für die Regelenergie und der Eigenproduktion der Netzverluste in hohem Ausmaß enthalten, der Höhe nach jedoch als anrechenbare Kosten iHv höchstens EUR *** Mio. anzuerkennen.

Die Ö** nimmt im fortgesetzten Verfahren nochmals Stellung zu den gutachterlichen Ausführungen von O**/T**.

Der Stand der Technik sei bereits in den Jahren 2015 und 2016 diskutiert worden, als einschlägige Normen, so betont die Ö**, würden im Gutachten von DI B** die (noch nicht in Kraft getretene) unionsrechtliche Verordnung („Network Code“) zur Regelung von „Emergency and Restoration“ sowie die TOR Teil A und Teil E der E-Control genannt.

In Hinblick auf die geographische Position der Kraftwerke weist die Ö** auf die verschiedene Größe der Kraftwerke hin, deren Gesamtleistung mit *** MW nur etwas über *** % der Höchstlast läge. Zudem seien Revisionsausfälle zu berücksichtigen.

Im Ergebnis wäre daher die kurzfristige Sicherung insbesondere der Sicherungsmaßnahmen im Störfall (Räumung aller Züge aus Tunneln) als Kriterium des selbständigen Wiederaufbaus der Netzspannung ausschließlich mit Eigenerzeugung maßgeblich. Die geographische Verteilung wäre im Gutachten B** berücksichtigt worden, zudem seien die genannten sicherheitstechnischen Erwägungen aufgrund von Simulationen auch für Ostösterreich wirksam. Ein solcher Einsatz erfordere aber den Einsatz fast aller Kraftwerke (*** %).

Die Ö** weist in Hinblick auf die gegen die Kostenhöhe gemachten Einwände darauf hin, dass zur Erreichung der Schwarzstartfähigkeit von 16,7 Hz-Kraftwerken die Ausstattung mit Hilfseinrichtungen zwingend notwendig ist. Diese Hilfseinrichtungen ermöglichten erst den selbständigen Start der Anlagen, da diese ausschließlich mit 50 Hz-Technologie erhältlich seien und somit zusätzliche Ausstattung und zusätzliche Kosten darstellen würden.

Der Netzwiederaufbau kann im 50 Hz Bereich so erfolgen, dass der Start einer einzelnen Anlage das Hochfahren weiterer Anlagen über die Zuleitung der notwendigen elektrischen Energie ermöglicht. Dieser Grundsatz ist im 16,7 Hz-Netz jedoch nicht verwirklicht, da jedes einzelne Kraftwerk von innen heraus über die Zusatzanlagen gestartet werden muss, da diese nur mit 50 Hz-Strom betrieben werden können, die Netzzufuhr aber 16,7 Hz-Strom liefert.

Die Verdoppelung der Kapazität im Klostertal und die Notwendigkeit des Einsatzes aller schwarzstartfähigen Kraftwerke begründet die Ö** in Entgegnung auf die gutachterliche Stellungnahme von O**/T** mit den spezifischen Anforderungen des Bahnstromsystems und der vom öffentlichen Netz wesentlich abweichenden Nutzung. Den sicherheitstechnischen Anforderungen alle Strecken innerhalb von zwei Stunden zu räumen und den dabei notwendigerweise auftretenden Lastspitzen, die durch das annähernd zeitgleiche Anfahren

der Züge bedingt sind, kann dabei nur mit ausreichenden Kapazitäten begegnet werden, die einen stabilen Netzbetrieb ermöglichen.

Würden nur die Kraftwerke Spullersee und Enzingerboden als schwarzstartfähige Anlagen herangezogen, stünde nur eine Engpassleistung von etwa *** MW für den Netzwiederaufbau zur Verfügung. Die Erfahrungswerte der Ö**, die aufgrund von Simulation, Operatorschulungen uä gemacht werden konnten, würden jedoch zeigen, dass eine solche Engpassleistung einen stabilen Netzbetrieb nicht ermöglichen kann. Die in den beiden Kraftwerken verfügbare Blindleistung, Lastschwankungen, Netzpendelungen und Spannungsschwankungen würden zudem zeigen, dass es bei einem zu geringen Einsatz schwarzstartfähiger Anlagen zu erneuten Netzzusammenbrüchen kommen könnte.

v. Beweiswürdigung

Die Schienen-Control Kommission gelangt im Rahmen der bereits dargelegten verfahrensrechtlichen Grundsätze zu folgendem Ergebnis der Beweiswürdigung:

Das von der Ö** vorgelegte Gutachten von DI B** „Schwarzstartfähigkeit der Kraftwerke der Ö**“ legt zunächst die inhaltliche und sachliche Korrektheit der Methodik zur Ermittlung der Kosten für die Herstellung und langfristige Aufrechterhaltung der Schwarzstartfähigkeit sowie deren Vollständigkeit mit Ausschluss der Prüfung der Angemessenheit einzelner Kostenpositionen schlüssig und nachvollziehbar sowie ohne Vorliegen von Widersprüchen oder Verstößen gegen die Denkgesetze dar.

Das von der W** vorgelegte Gutachten von O**/T** erkennt die Kosten für die Schwarzstartfähigkeit der Kraftwerke dem Grunde nach an, bringt jedoch Einwände gegen die geltend gemachte Höhe der Kosten iSd eingesetzten Anzahl der Kraftwerke und deren Kapazität, sowie gegen die Grundlage des „Standes der Technik“ des Gutachtens von DI B** vor.

Die gutachterliche Stellungnahme von O**/T** vermag jedoch das von der Ö** vorgelegte Gutachten nicht in dessen Schlüssigkeit oder Aussage zu entkräften:

Tatsächlich weist die Ö** richtigerweise darauf hin, dass das Gutachten auf die relevanten Regelwerke verweist, die in diesem Bereich anwendbar und verfügbar sind.

Mit der Schwarzstartfähigkeit von Kraftwerken zum Zwecke des Netzwiederaufbaus ist jedoch eine technische Fragestellung berührt, die nur ansatzweise in offiziellen Regelwerken eine Regelung erfährt. Das Gutachten von DI B** und die Stellungnahmen der Ö** haben richtigerweise auf jene grundlegenden Regelwerke verwiesen, die zum Zeitpunkt des gegenständlichen Verfahrens eine Auseinandersetzung mit dem Problem der Schwarzstartfähigkeit liefern.

Dies sind in erster Linie der aktuelle Entwurf für eine Verordnung der Kommission, mit der ein Netzwerk Kodex für den Bereich „Emergency and Restoration“ erlassen werden soll im

Unionsrecht, sowie die durch die E-Control gemäß § 22 Abs 2 E-ControlG veröffentlichten TOR, Teil A, Teil B und Teil E im nationalen Recht.

Die Bestimmungen des Verordnungsentwurfs sehen in den Art 44 f einschlägige Regelungen für die Schwarzstartfähigkeit von Kraftwerken vor, die zu Zwecken des Netzwiederaufbaus eingesetzt werden. Art 44 Abs 1 verpflichtet die Betreiber schwarzstartfähiger Kraftwerke zur Durchführung von Kapazitätstests und verweist dabei auf die Bestimmungen der Verordnung (EU) 2016/631 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger.

Art 45 Abs 5 lit a VO (EU) 2016/631 legt für den Test der Schwarzstartfähigkeit fest, dass bei Stromerzeugungsanlagen mit Schwarzstartfähigkeit nachzuweisen ist, dass sie technisch in der Lage sind, nach dem Abschalten ohne externe elektrische Energieversorgung zu starten.

Art 45 Abs 5 VO (EU) 2016/631 lit b iVm Art 15 Abs 5 lit a Z iii legt als Zeitrahmen für Stromerzeugungsanlagen mit Schwarzstartfähigkeit fest, aus abgeschaltetem Zustand ohne Zufuhr elektrischer Energie von außen innerhalb eines „vom relevanten Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB festgelegten Zeitraums wieder hochzufahren“.

Ähnliche Regelungen finden sich auch gemäß Art 46 des Verordnungsentwurfs iVm Art 71 Abs 11 VO (EU) 2016/1447 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung für Gleichstromanlagen.

Auch die einschlägigen, spezifische Anforderungen für die Schwarzstartfähigkeit von Kraftwerken beinhaltenden, Regelungen der TOR, Teil B Punkt 6.4.11.3. sehen lediglich eine wirkungsbezogene Generalklausel für die Ausgestaltung der Schwarzstartfähigkeit von Kraftwerken vor und lauten: „Wird mit dem Netzbetreiber eine Schwarzstartfähigkeit vereinbart, muss das Kraftwerk ohne jede Netzeinspeisung anfahren und Netzteile bespannen können.“

Die grundlegende Definition der Schwarzstartfähigkeit gemäß der TOR, Teil A, S 37 lautet (Hervorhebungen hinzugefügt):

„Die Schwarzstartfähigkeit einer Erzeugungseinheit bedeutet, dass diese ohne elektrischen Energiebezug aus dem Netz in Betrieb genommen werden kann. Ein solches Kraftwerk muss darüber hinaus für Inselbetrieb ausgelegt sein und **Lastzuschaltungen in ausreichend großen Sprüngen verkraften können. In jedem Netz muss eine ausreichende Anzahl von Kraftwerken mit Schwarzstartfähigkeit ausgerüstet werden, um für einen Netzwiederaufbau nach einem Netzzusammenbruch verfügbar zu sein**“.

Aus den im Gutachten von DI B** angeführten Regelwerken, sowohl in Hinblick auf die hier wiedergegebenen Einzelbestimmungen als auch deren systematischen Einbau in die jeweiligen Regelwerke, die für die Versorgungsleistung der Schwarzstartfähigkeit den derzeitigen Stand der Technik abbilden, ergibt sich daher ein **rein wirkungsbezogenes Anforderungsprofil, das**

vor allem vom Zweck einer absolut verlässlichen Wiederherstellung der Netzfunktion getragen ist.

Wenn die Gutachter O**/T** daher in ihrer gutachterlichen Stellungnahme bestreiten, dass dem Gutachten von DI B** lediglich persönliches Ermessen, nicht aber die einschlägigen anwendbaren technischen Normen zugrunde liegen, kann die Schienen-Control Kommission diese Aussage aus den dargelegten Gründen nicht nachvollziehen.

Zudem lässt sich aus den angeführten technischen Regelungen bereits die Schlüssigkeit der gutachterlichen Aussagen von DI B** und der im Folgeverfahren eingebrachten weiteren Aussagen der Ö** ableiten.

Den Einwänden gegen den vollständigen Einsatz der verfügbaren Schwarzstartkapazität, die Beurteilung der netztopographischen Notwendigkeit des Einsatzes und die Höhe der Kraftwerkskapazität vermag die Ö** nämlich wirksam entgegenzutreten, indem sie die erhöhten Anforderungen an die Ausrüstung und Kapazität ihrer schwarzstartfähigen Kraftwerke unter Verweis auf die Unterschiede zwischen dem Netzwiederaufbau im 50 Hz und im 16,7 Hz System glaubhaft darlegt.

Die Ausführungen der Ö** in Hinblick auf

- die installierte Leistung der schwarzstartfähigen Kraftwerke,
- deren geographische Verteilung und
- die zusätzlichen Schwierigkeiten, die aus dem hinzutretenden Wiederaufbau des 50 Hz-Systems zum Betrieb der Hilfs- und Steuerungseinrichtungen, die insbesondere auch zusätzliche Anforderungen an den Inselbetrieb der Kraftwerke bedeuten, die im Gegensatz zum 50 Hz-System immer ohne zusätzliche Wiederaufbaumaßnahmen von außen aus sich selbst heraus den umliegenden Netzbereich hochfahren müssen,

vermögen in Verbindung mit dem vorgelegten Gutachten von DI B** schlüssig darzulegen, dass die Anforderungen an die Schwarzstartfähigkeit der Kraftwerke im Bahnstromnetz erhöhten Anforderungen unterliegen, in ihrer Ausgestaltung aber den vergleichbaren Anforderungen der technischen Regelwerke im 50 Hz Netz, die zur Auslegung der gegenständlichen Anforderungen herangezogen werden können, entsprechen, indem sie

- die Schwarzstartfähigkeit ohne elektrischen Energiebezug aus dem Netz ermöglichen
- für Inselbetrieb ausgelegt sind und Lastzuschaltungen in ausreichend großen Sprüngen verkraften können, und
- in ausreichender Anzahl vorhanden und entsprechend ausgerüstet sind, um für einen Netzwiederaufbau nach einem Netzzusammenbruch verfügbar zu sein.

Die Schienen-Control Kommission konnte daher im Rahmen der Beweiswürdigung keine Tatsachen feststellen, die die gutachterlich vorgelegten und im Verfahren vorgebrachten Ausführungen der Ö** in Hinblick auf die Anerkennung jener als Schwarzstartfähigkeit geltend

gemachter Kosten zu widerlegen oder Widersprüche in der sachverständigen Beurteilung aufzuzeigen im Stande waren.

F. Vermarktungsentgelt Timelkam

i. Sachverhalt und Ausgangslage

Mit Bescheid vom 10.06.2016 hatte die Schienen-Control Kommission zuletzt über die, nunmehr auch im Rahmen der Bahnstromnetzentgelte 2017 durch die Ö** geltend gemachte, Kostenposition des so bezeichneten „Vermarktungsentgeltes Timelkam“ wie folgt entschieden:

*„Die Kostenposition „Netzkosten Timelkamvertrag“, die sich aus den Kostenkomponenten „vermiedene vorgelagerte Netzkosten“ und „Vermarktungsaufwand Timelkam“ zusammensetzt, wurde von der Ö**, soweit sie die Kostenkomponente „Vermarktungsaufwand Timelkam“ beinhaltet, nicht nach den Grundsätzen angemessenen Kostenersatzes und branchenüblichen Entgelts (§ 70 Abs 1 EisbG idF BGBl I 38/2004) ermittelt.*

*Seitens der Ö** konnte hingegen nicht plausibel dargelegt werden, dass die Kostenkomponente „Vermarktungsaufwand Timelkam“ in Höhe von *** EUR mit der Nutzung der Leistung Umformung und Verteilung von Bahnstrom im Zusammenhang steht: Die aufgrund eines Vertrages getroffene Vereinbarung über die Vermarktung von Energie zwischen der Ö** und der E** betrifft ausschließlich den Energiebereich.“*

Die Ö** konnte somit die im bezeichneten Verfahren geltend gemachten Kosten nicht eindeutig bezeichnen und somit auch der Höhe nach nicht rechtfertigen.

Zur Beurteilung der verfahrensgegenständlichen Kostenposition der Bahnstromentgelte 2017 legte die Ö** nunmehr das Gutachten „Netzverlustminimierung im 110 kV Bahnnetz der Ö**“ (in Folge: B**, Netzverlustminimierung) von DI B** zur Validierung der zugrundeliegenden Kosten und deren Zurechnung als Netzkosten vor.

ii. Kraftwerkseinsatz zur Verlustkostenminimierung und Netzzurechnung

Mit dem gegenständlichen Gutachten legt die Ö** eine sachverständig begründete Beschreibung vor, die einen strategischen Einsatz des Energiebezugsvertrags über das Kraftwerk Timelkam und ein mit diesem über eine Direktleitung verbundenes Frequenzumrichterwerk als Redispatchmaßnahmen, die der Minimierung von Netzverlusten dienen sollen, erläutert.

Insbesondere wird durch das Gutachten betont, die Einsatzfähigkeit der Vertragsleistung als Netzdienstleistung sei durch dessen Eigenschaft als „integrierter Vertrag“ gegeben (B**, Netzverlustminimierung 12).

Die ermittelten Werte entsprechen laut Gutachten den von öffentlichen Netzbetreibern angewendeten Methoden, wobei unterschiedliche Terminologie und Zuordnung zur Anwendung kommt, die sich jedoch aus dem Timelkam-Vertrag ableiten lässt (insbesondere in Hinblick auf den Begriff „Vermarktung“, der im öffentlichen Bereich als ‚Re-Dispatch‘ Maßnahme bezeichnet wird, B**, Netzverlustminimierung 20).

Als Ausgangssituation der sachverständigen Herleitung des Kraftwerkeinsatzes als netzbezogene Netzverlustminimierung wird zunächst eine kurze Beschreibung der Netztopologie der Ö** herangezogen und im Folgenden postuliert, ob durch einen geänderten physischen Strombezug des Umformers Timelkam nach dem Prinzip der Wirtschaftlichkeit und Kostenminimierung als Mehraufwendung höhere Netzverlustkosten vermieden werden können (B**, Netzverlustminimierung 4).

Das Gutachten geht dabei von folgendem Befund der Sachlage aus:

- Treten im Bahnstromnetz zu hohe Netzverluste auf, wird der Bezug aus dem Liefervertrag Timelkam als Redispatch Änderung des vereinbarten Fahrplans zurückgefahren („Vermarktungsänderung“, B**, Netzverlustminimierung 14).
- Diese Vorgangsweise rechtfertigt sich aus der geographischen Verteilung der Erzeugungs- bzw Einspeisepunkte im 110 kV Netz:

Der Leistungsfluss der Speicherkraftwerke der Ö**, die sich überwiegend im Westen Österreichs befinden, teilt sich auf die „Westschiene“ und die „Südachse“ des Bahnstromnetzes auf. Auf der Westschiene befindet sich das Kraftwerk Timelkam. (B**, Netzverlustminimierung 14)

Es kann der Fall auftreten, dass die Leitungen durch die Erzeugung im Westen relativ stark belastet sind. Würde in einer solchen Situation die volle Leistung des Kraftwerkes Timelkam eingespeist werden, käme es zu einer Überlastung der Leitungen. Die dadurch entstehenden hohen Netzverluste werden vom Netzbetreiber durch einen Redispatch reduziert. Die Einspeiseleistung in Timelkam wird reduziert und der Bezug über die Umformer im Osten (z.B. Umformer Auhof) erhöht. Damit kommt es zu einer Entlastung der Leitungen und zu einer deutlichen Reduktion der Verluste. (B**, Netzverlustminimierung 14)

- Die Konsequenz daraus ist jedoch, dass durch diese Verlustreduktion der Bezugsvertrag mit dem Kraftwerk Timelkam nicht mehr erfüllt werden kann. Die Kosten, die bei so einem Redispatch anfallen, sind daher dem Netz zuzurechnen (B**, Netzverlustminimierung 14).

Die Setzung von Maßnahmen zur Netzverlustminimierung wird dabei über einen Vergleich mit den Aufgaben des Übertragungsnetzbetreibers gemäß § 23 Abs 2 Z 5 EIWOG als Aufgabe eines sicheren, effizienten und wirtschaftlichen Netzbetriebs angesehen und durch den Einsatz von Redispatchmaßnahmen erreicht, die am wirtschaftlichsten über einen geänderten Einsatz des Kraftwerkes Timelkam, im Vergleich zum Redispatch der Erzeugungsanlagen im Westen und die übrigen Umformer, erreicht werden kann (B**, Netzverlustminimierung 5, 15 f).

Betont wird in diesem Zusammenhang auch die Notwendigkeit der Berücksichtigung der Verlagerung von Netzlasten durch Redispatchmaßnahmen in einem entsprechenden geographischen Zusammenhang zwischen Einspeisepunkt und Ort des Verbrauchs, wenn durch diese eine Reduktion der Netzverluste erreicht werden soll (B**, Netzverlustminimierung 15 f).

Netzverlustminimierung 7; „je höher die Belastung der Netze und je weiter die Übertragung, desto höher die Verluste“).

Der Nachweis der Wirtschaftlichkeit des Redispatcheinsatzes erfolgt in Form einer Entscheidungsmatrix, die aus Schaltzuständen der Kraftwerke und der verfügbaren Speicher besteht und anhand historischer Betriebserfahrungen (Jahresdauerlinien für Verbrauch und Erzeugung aus Speichern) Wahrscheinlichkeiten ermittelt (B^{**} , Netzverlustminimierung 8).

Aus dem Delta der Verluste wird unter Zugrundelegung dreier verschiedener Betriebsfahrweisen des Kraftwerks Timelkam bestimmt, welche Kombination aus Verbrauchsmittelwerten, Speicherkraftwerkserzeugung und des Einsatzes des Kraftwerks Timelkam zu einer nachweisbaren Verlustreduktion führen (B^{**} , Netzverlustminimierung 11).

Es wird dabei nicht jede Verlustreduktion berücksichtigt, sondern nur Fälle deutlicher Reduktion. Fälle zu geringer, und daher nicht berücksichtigungsfähiger, Reduktionen der Netzverluste fallen dabei mit einer geringen Erzeugung der Speicherkraftwerke zusammen (B^{**} , Netzverlustminimierung 10).

Die Herleitung der Kosten für die durch das Kraftwerk Timelkam zur Netzverlustminimierung erbrachten Redispatchmaßnahmen wird durch eine Bewertung der Preisformel des Timelkam-Stromlieferungsvertrags (B^{**} , Netzverlustminimierung 12 ff), der zwischen der $\ddot{O}^{**}$ und der E^{**} abgeschlossen wurde, in Verbindung mit einer Bewertung des Marktpreises, der unter Zugrundelegung einer Preiskurve der EPEXSPOT für den Rechnungszeitraum 2015 erfolgt, vorgenommen und auf die durch die Entscheidungsmatrix ermittelten Betriebsfahrweisen, die zu einer erheblichen Reduktion der Netzverluste führen, angewandt (B^{**} , Netzverlustminimierung 15 f).

Anschließend wird die vorgenommene Bewertung durch einen Vergleich der tatsächlichen mit den rechnerisch ermittelten Werten validiert um zu zeigen, dass die von der $\ddot{O}^{**}$ vorgenommenen Redispatchmaßnahmen auch tatsächlich gezielt zur Reduktion von Netzverlusten eingesetzt werden konnten und den angestrebten Zweck auch erreichen konnten, wobei die Abweichung zwischen den rechnerischen und gemessenen Abweichungen $***$ % beträgt.

Abschließend hält das vorliegende Gutachten fest, dass (B^{**} , Netzverlustminimierung 20)

- die Netzverlustminimierung auf einer sachlich korrekten, nachvollziehbaren Methodik beruht;
- die Netzverluste durch einen geänderten Kraftwerkseinsatz von Timelkam sowie Bezug über die Umformer des öffentlichen Netzes deutlich reduziert werden können und es so zu einer jährlichen Kostenreduktion kommt;
- die Vorgehensweise dem Stand der Technik entspricht und alle bekannten technischen Anforderungen erfüllt;

- die Vorgehensweise und die Art der Ermittlung der Kosten auch im Vergleich mit der im öffentlichen Netz üblichen Methode plausibel und sachgerecht ist, und daher die für diese Redispatch Maßnahmen anfallenden Kosten, lt. Timelkam Verträgen, zu recht dem Netz zugerechnet werden; und
- insbesondere gezeigt werden konnte, dass die Mehrkosten aus dem Redispatch („Vermarktungskosten Timelkam“) in jedem Fall deutlich geringer sind als die jeweiligen Einsparungen durch die Reduktion der Netzverluste, weshalb dieses Vorgehen insgesamt als sinnvoll und wirtschaftlich im Interesse der Netznutzer einzustufen ist.

iii. Rechtliche Einordnung von Netzverlustminimierung und Berücksichtigung als Netzkosten

Wie bereits an anderer Stelle dargestellt wurde, handelt es sich bei Bahnstromleitungen, genauer bei den 110 kV-Übertragungsleitungen, der Ö** neben ihrer regulierungsrechtlichen Einordnung als Serviceeinrichtungen, genauer Zusatzleistungen, die im Rahmen von Serviceeinrichtungen erbracht werden, gem § 58 Abs 2 Z 2 EisbG, um eine Zusammenfassung von Bahnstrom-Übertragungsanlagen, die gemäß 10 EisbG Eisenbahnanlagen darstellen und damit der betriebs- und verkehrstechnischen Sicherungspflicht des § 19 EisbG unterliegen (vgl dazu *Catharin/Gürtlich*, Eisenbahngesetz³ (2015) 400).

Ausschlaggebend in Hinblick auf die gegenständliche rechtliche Beurteilung der in Rede stehenden Kosten zur Netzverlustminimierung ist daher die Frage, ob die geltend gemachten Maßnahmen als Maßnahmen angesehen werden können, die dem Betrieb und der Erhaltung iSd Instandhaltung von Eisenbahnanlagen gemäß § 19 EisbG und damit der Aufrechterhaltung des Netzbetriebs dienen (*Catharin/Gürtlich*, Eisenbahngesetz³ (2015) 400).

Unstrittig kann festgehalten werden, dass der Ausgleich von entstehenden Netzverlusten als Bestandteil der Systemdienstleistungen eine wesentliche Verpflichtung eines Netzbetreibers ist. Dies lässt sich bereits anhand der einschlägigen energierechtlichen Regelungen des Verteiler- und Übertragungsnetzbetriebs ableiten, welche im Rahmen der Systemnutzungsentgelte eine eigene Entgeltposition, das Netzverlustentgelt gemäß § 53 ElWOG 2010 anerkennen.

Die Anerkennung der Bekämpfung von Netzverlusten ist dabei kein Spezifikum der öffentlichen Netzregulierung, sie erfolgt für die im Netz auf Grund physikalischer Gegebenheiten auftretenden Verluste von elektrischer Energie und stellt somit eine für die Aufrechterhaltung des Netzbetriebs grundsätzlich notwendige Systemdienstleistung dar (vgl dazu ErläutRV 994 BlgNR 24.GP 21; *Groebe* in Britz/Hellermann/Hermes (Hrsg), EnWG³ (2015) Rz 140 zu § 21).

Aus den oben wiedergegebenen Inhalten des durch die Ö** vorgelegten Gutachtens ergibt sich, dass die Ö** durch die als „Vermarktung“ bezeichneten Redispatchmaßnahmen nicht die

Beschaffung von Energie zum Ausgleich der Netzverluste, sondern den gezielten geänderten Kraftwerkseinsatz zur Minimierung der Netzverluste als Kosten geltend macht.

Im gegenständlichen Zusammenhang ist daher zunächst der Einfluss der Erzeugung auf die Entstehung der Netzverluste nachzuvollziehen, um die entsprechenden Kosten dem Netzbereich zuzurechnen.

Dass ein solcher Zusammenhang besteht und rechtlich dem Netzbetrieb zugeordnet werden kann, zeigt die Regelung des Netzverlustentgelts gemäß § 53 ElWOG 2010 idF BGBl I 108/2017, die mit der Entrichtung der Kosten für die Beschaffung der Netzverluste auch Einspeiser belastet.

Noch deutlicher wird dieser Zusammenhang wenn berücksichtigt wird, dass die laufend anfallenden **Netzverluste auch in unmittelbarem Zusammenhang mit der Einspeisung von elektrischer Energie entstehen und die Erzeugungsanlagen auch dementsprechend selbst Einfluss auf die Höhe der Netzverluste haben** (Mit Bezug auf die damalige Systemnutzungstarife-VO-Nov 2009 der E-Control *Schilchegger*, Wer zahlt für Netzverluste?, SPRW 2011 VuV A, 4).

Der Erzeuger hat zudem auch Einfluss auf den **Zeitpunkt der Einspeisung**, der angesichts der unterschiedlichen Auslastung **bald günstiger, bald weniger günstig für die Entstehung von Netzverlusten** ist (*Schilchegger*, Wer zahlt für Netzverluste?, SPRW 2011 VuV A, 4).

Das von der Ö** vorgelegte Gutachten stellt in seiner Schlussfolgerung dar, dass durch den Einsatz des Kraftwerks Timelkam die Netzverluste im dargestellten Ausmaß reduziert werden können und die Kosten für den Redispatch deutlich geringer ausfallen als für eine sonstige zur Reduktion der Netzverluste notwendige Maßnahme (*B***, Netzverlustminimierung 20).

Wenn die Ö** die solcherart gutachterlich als wirksam hergeleiteten Maßnahmen und deren Kosten als Maßnahmen zur Minimierung von Netzverlusten als Netzkosten geltend macht, und diese Kosten die Beschaffung und sonstige Reduktion von Netzverlusten unterschreiten, ist ihr im Lichte der dargestellten Anforderungen an den Netzverlustausgleich als Systemdienstleistung an dieser Stelle nicht entgegenzutreten.

Insbesondere vermag die Schienen-Control Kommission an dieser Stelle nicht zu erkennen, warum in einer wirksamen Vermeidung von Netzverlusten im Vergleich zur späteren Beschaffung von elektrischer Energie zu deren Ausgleich eine Maßnahme erblickt werden sollte, deren gutachterliche belegte Wirksamkeit nicht dem Netzbereich zugeordnet werden kann, oder mit anderen Worten, warum in der kostengünstigeren zurechenbaren Vermeidung eine qualitativ andere Leistung als der späteren Ausgleichsbeschaffung der Netzverluste zu sehen wäre.

iv. Gegenpositionen zur Kostenzuordnung der Redispatchmaßnahmen

Die W** bringt ihrerseits eine gutachterliche Stellungnahme (O**/T**, Gutachten zu der von Ö** vorgelegten Kalkulation der Kosten des Bahnstromnetzes 2017, in Folge: O**/T**, Kostenkalkulation 2017) ein.

Die gutachterliche Stellungnahme bezieht sich unter deren Punkt 2, „Anzuwendender Kostenmaßstab und Grenzkostenkalkulation“, der sich im Wesentlichen mit der Beurteilung der anwendbaren Rechtsgrundlage zur Zurechnung der Kosten des Bahnstromnetzes und darauf basierend die Zurechnung der Anlagenkosten auseinandersetzt, auf die geltend gemachten Redispatchkosten als Teil der laut Gutachten anzuerkennenden „Grenzkosten“.

Die gutachterliche Stellungnahme von O**/T** bezieht sich auf das grundsätzliche Vorbringen der Ö**.

Als wesentliche Kritikpunkte werden der fehlende Nachweis der Netzverluste, die für die Zurechnung des Einsatzes notwendig sind, die falsche Angabe der Gesamtlast in der Stellungnahme der Ö** vom 16.01.2017 im Vergleich zur dort vorgelegten Dauerlastkurve sowie die Ignorierung wesentlicher Punkte des Langfristbezugsvertrags zwischen der Ö** und der E**, genauer die Nichtbeachtung der in Punkt 3.5. und 3.6. festgelegten Verpflichtungen zur „take-or-pay“-Abnahme und die Verrechnung zu Ausgleichsenergiepreisen, geltend gemacht (O**/T**, Kostenkalkulation 2017, 6).

Insbesondere ist die Abweichung der dargestellten Dauerlast nach der im Gutachten vertretenen Ansicht relevant, da es sich beim Kraftwerksbezug Timelkam um ein Kraftwerk handelt, dass „Grundlast liefert und in den Peakstunden die Produktion von Peaklast um die Kapazität der Stromversorgung des Bahnstromnetzes um *** MW mit dem Zweck, die Speicherkraftwerke zu entlasten, verstärkt und aus diesem Grund schon ein geradezu seltsam anmutendes Geschäft ist“.

Abschließend hält das Gutachten ausdrücklich fest, dass die von der Ö** vorgelegte Ergänzung der bestehenden Kostenpositionen im Rahmen der geltend gemachten Vermarktungskosten **„nicht akzeptabel“** ist, und daher die Aussage getroffen wird, die betreffende Position **„wird weiter nicht berücksichtigt“**.

Die W** bringt zu einem späteren Zeitpunkt des Verfahrens noch weitere Einwendungen gegen den Einsatz der Vermarktung des Kraftwerks Timelkam als Redispatchmaßnahmen vor.

In Hinblick auf die Berechnung im vorgelegten Gutachten von DI B** bzw die Stellungnahme der Ö** vom 16.01.2017 wird darauf hingewiesen, dass diese die „take or pay“ Regelung des Vertrags und die Bestimmungen des Punktes 4.3., welcher im Rahmen der Vermarktungsregelung ua bestimmt, dass die Vermarktung von vertraglich vereinbarten, jedoch nicht abgenommenen Mengen auf Kosten und Risiko der Ö** erfolgt, nicht in die Kalkulation mit einbeziehen. Zudem können durch die Preisformel des Vertrags im Rahmen der Vermarktung auf Spot- und Terminmärkten auch Verluste entstehen.

v. Beweiswürdigung

Wie bereits oben unter I.A.iii. dargelegt wurde, folgt die Behörde bei der Beurteilung von Sachverständigengutachten bestimmten rechtlichen Grundsätzen, die der Rsp des VwGH folgen.

Diesen Grundsätzen entsprechend ist die Schienen-Control Kommission zu folgendem Ergebnis der Beweiswürdigung gelangt:

Wie unter ii. und iii. dargestellt wurde, kann von Seiten der Schienen-Control Kommission der grundsätzlichen Möglichkeit der Abänderung eines Kraftwerksfahrplans (Redispatch) zur Netzverlustminimierung, als auch der Zuordnung der bezüglichen Kosten als Netzkosten nicht entgegengetreten werden. Dies erhellt aus folgenden Gründen:

Sowohl der Befund, als auch die abschließenden gutachterlichen Schlussfolgerungen des Gutachtens von DI B** sind in sich schlüssig und nachvollziehbar dargelegt. DI B** betont die Kosten nicht der Höhe nach, sondern lediglich die Methode zum Einsatz der Vermarktung als Redispatch zu untersuchen (B**, Netzverlustminimierung 4).

Insbesondere konnte die Schienen-Control Kommission bei der Beurteilung der gutachterlichen Ausführungen keine Widersprüche oder offenkundigen Verletzungen der Denkgesetze feststellen, die auch durch nicht-sachverständige Beurteilung eine Entkräftung der vorgelegten Ausführungen erlauben würde.

Die Zuordnung von Redispatcheinsätzen zur Minimierung von Netzverlusten kann auch rechtlich dem Bahnstromnetz zugeordnet werden.

Die gegengutachterlichen Ausführungen von O**/T**, die nach eigener Feststellung keine inhaltliche Würdigung der vorgebrachten Kostenposition vorgenommen haben, vermögen in diesem Zusammenhang keine Entkräftung der Aussagen von DI B** aufzuzeigen:

Der fehlende Nachweis der Netzverluste bezieht sich auf die ursprüngliche Stellungnahme der Ö** vom 16.01.2017, welche die durch das Gutachten von DI B** herangezogenen Datengrundlagen zur Netzverlustminimierung noch nicht berücksichtigte.

Der Hinweis auf die Abweichungen zwischen Gesamtlast und Dauerlastkurve vermag keinen Widerspruch in den methodischen Ausführungen, die durch das Gutachten von DI B** der Geltendmachung der Kosten zugrunde gelegt werden, aufzuzeigen.

Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass die Punkte 3.5., 3.6. und auch 4.3. des Vertrags, wie auch der Fahrplaneinsatz des Kraftwerks zur Erbringung von Grund- oder Spitzenlast, keine Widersprüche in der vorliegenden gutachterlichen Beurteilung aufzuzeigen vermögen.

Die take-or-pay Verpflichtung des Vertrages muss gerade in Zusammenhang mit der Bestimmung von Punkt 4.3. gelesen werden, die gerade eine Vermarktung nicht bezogener Mengen zum bedungenen Vermarktungspreis ermöglicht und somit keinen Widerspruch darstellt.

Die Änderung des fahrplanmäßigen Einsatzes ist geradezu Gegenstand der gegenständlichen Ausführungen und kann daher nicht zur deren Entkräftung herangezogen werden.

Auch die zuletzt vorgebrachte Möglichkeit eines Verlustes als Ergebnis der Vermarktung steht unabhängig von der Möglichkeit, die Abgeltung der Vermarktungsmöglichkeit als Kosten für den hier dargestellten Redispatcheinsatz anzusetzen.

Die Schienen-Control Kommission konnte daher im Rahmen der Beweiswürdigung keine Tatsachen feststellen, die die gutachterlich vorgelegten Ausführungen der Ö** in Hinblick auf die Anerkennung jenes als Redispatchmaßnahmen eingesetzten Anteils der Vermarktungskosten zum Zwecke der Netzverlustminimierung zu widerlegen oder Widersprüche in der sachverständigen Beurteilung aufzuzeigen im Stande waren.

G. Spannungshaltung Lindau

i. Sachverhalt und Ausgangslage

In ihrer Stellungnahme vom 16.01.2017 macht die Ö** die Vorhaltung von Kapazitäten zur Aufrechterhaltung regionaler Netzspannung geltend:

„Es werden *** MW der regelfähigen Kraftwerke Spullersee und Braz (Kraftwerksgruppe Klostertal) angesetzt. Für die Herleitung der Kosten, werden die Anlagenkosten von Spullersee und Braz herangezogen minus anteilig die Position Schwarzstart KW. Die Schlüsselung erfolgt über die Leistung (*** MW vs. *** installierte Leistung)

Durch die Engpässe in unserem Netz ist eine regionale Erzeugung wichtig; andernfalls kann die für den Eisenbahnbetrieb notwendige Spannungsqualität ohne die regional verteilten Kraftwerke nicht sichergestellt werden.

Im Klostertal muss der Kraftwerkseinsatz von etwa *** MW zwingend und stets vorgehalten werden um die Spannungen im Oberleitungsnetz in Lindau innerhalb der zulässigen Spannungsgrenzen gemäß OVE Norm EN50163:2004 zu gewährleisten. Eine Versorgung dieses Gebietes mit dem nächstgelegenen Frequenzumformer Ötztal ohne zusätzliche Einspeisung der Kraftwerke im Klostertal würde Spannungen unterhalb der zulässigen Grenzen nach sich ziehen, ein regulärer Zugbetrieb wäre dadurch nicht möglich.“

Zur Validierung der geltend gemachten Kostenposition legt die Ö** das Gutachten „Bewertung der Spannungshaltung in Lindau bei der Ö**“ des Ingenieurbüros R** D** (in Folge: D**, Spannungshaltung) vor.

ii. Gutachterliche Bewertung der benötigten Spannungshaltung

Die gutachterliche Stellungnahme erläutert zunächst die eisenbahn- und elektrotechnischen Ausgangsbedingungen des Bahnstromsystems der Ö** (D**, Spannungshaltung 4, 5).

Im Anschluss wird die Aufgabenstellung festgelegt, die darin besteht die aufgrund eines Engpasses bestehende eingeschränkte Leistungsfähigkeit der Zugförderung im Bereich der zweigleisigen Strecke Feldkirch – Staatsgrenze bis Lindau, die durch die einseitige Einspeisung verursacht wird auf ihre technische und sachliche Richtigkeit zu prüfen (D**, Spannungshaltung 6).

Die Gewährleistung der zulässigen Spannungsgrenzwerte erfordert dabei nach Aussagen der Ö** die Vorhaltung eines Maschinensatzes innerhalb der Ö**-eigenen Kraftwerke Braz und Spullersee („Klostertal“) mit Nennleistung der Generatoren von *** MW und *** MW.

Im folgenden Abschnitt werden die Leistungsmerkmale der Bahnenergieversorgung technisch dargelegt. Dies erfolgt durch die Beschreibung der Leistungsmerkmale gemäß der TSI Energie gemäß VO (EU) 1301/2014 über die technische Spezifikation für die Interoperabilität des Teilsystems „Energie“ des Eisenbahnsystems in der Europäischen Union und die ÖVE/ÖNORM EN 50388:2012 Bahnanwendungen – Bahnenergieversorgung und Fahrzeuge – Technische

Kriterien für die Koordination zwischen Anlagen der Bahnenergieversorgung und Fahrzeugen zum Erreichen der Interoperabilität und der ÖVE/ÖNORM EN 50163:2004 - Bahnanwendungen – Speisespannungen von Bahnnetzen (*D***, Spannungshaltung 8 f). Die Leistungsfähigkeit wird anhand einer technischen Herleitung der nutzbaren Spannung dargelegt (*D***, Spannungshaltung 9).

Den Kern der gutachterlichen Untersuchung bildet die folgende Berechnung von Kennwerten der Bahnenergieversorgung, die durch eine Simulation der Strombelastungen durchgeführt wird.

Dabei werden die Faktoren einseitige oder zweiseitige Speisung mit Vorbelastung der speisenden Unterwerke, Fahrzustand der Triebfahrzeuge, Ort der Belastung und die Verteilung der in den Oberleitungsabschnitten erzeugten Ströme, Einfluss der Spannung, die durch die Strombelastung/Stromentlastung und durch Stromausgleichsvorgänge mit anderen Speiseabschnitten bestimmt wird, auf das Betriebsverhalten der unterschiedlichen elektrischen Triebfahrzeuge im Rahmen der durchgeführten Simulation berücksichtigt (*D***, Spannungshaltung 10).

Die Simulation erfolgt durch „ein validiertes und auch bei anderen Eisenbahninfrastrukturunternehmen genutztes Softwarepaket“ (μ -PAS), welches aus den Komponenten Netzberechnung (PAS) und Zugfahrtsimulation (ZFS) sowie einer Betriebsmittelverwaltung für die elektrischen Netzdaten, Strecken- und Fahrzeugdaten und Fahrplandaten besteht (*D***, Spannungshaltung 11).

Dabei wird die Bewegung eines jeden einzelnen Zugs innerhalb eines zu betrachteten Bereichs im Bahnenergieversorgungsnetz anhand eines Fahrplans nachgebildet. Die gutachterliche Stellungnahme enthält zudem wissenschaftliche Referenzen, die die Validität der Lastflussanalyse durch μ -PAS zum Inhalt haben (*D***, Spannungshaltung 11).

Weiters wird die Gewinnung der entsprechenden Datengrundlagen für die Lastflussanalyse dargelegt und die Ergebnisparameter sowie weitere Einflussfaktoren dargestellt (*D***, Spannungshaltung 13 ff). Dabei wird angemerkt, dass die Simulationssoftware μ -PAS-ZFS dem Stand der Technik bei Simulations- und Berechnungssoftware für Energieversorgungsnetze entspricht bzw. darüber noch hinausgeht, weil hier ortsveränderliche Lasten und Speisepunkte berücksichtigt werden (*D***, Spannungshaltung 18).

Darauffolgend setzt das Gutachten die Notwendigkeit der Spannungshaltung auseinander und beschreibt deren Einflussgrößen. Die Notwendigkeit einer festgelegten Spannungshöhe (*D***, Spannungshaltung 21, Punkt 5.1, Z 1-3) wird in Relation zur zeitlich und örtlich unterschiedlichen Fahrleitungsspannung gesetzt und die Notwendigkeit der Ermittlung der Spannungsabfälle zur Einhaltung der geforderten Spannungstoleranzen erörtert (*D***, Spannungshaltung 21 f).

Im Anschluss wird der Spannungsabfall technisch abgeleitet, diskutiert und festgestellt, dass bereits anhand eines vereinfachten, nicht alle Einflussfaktoren auf den Spannungsabfall berücksichtigenden Ergebnisses erkennbar ist, dass eine einseitige Speisung einer 47 km langen zweigleisigen Strecke und einer nochmals um 32 km entfernten Energieerzeugung mit den heutigen leistungsgesteigerten Fahrzeugen sehr problematisch ist (D**, Spannungshaltung 22-24).

Die Simulationsrechnung für den Spannungsabfall stellt sodann die Spannungswerte für drei Szenarien (Ausfall aller Generatoren in den Kraftwerken Braz und Spullernsee, Ausfall von 3 Generatoren der Kraftwerksgruppe Klostertal, Normalbetrieb der Kraftwerksgruppe Klostertal) dar (D**, Spannungshaltung 24-28) und kommt abschließend zu dem Ergebnis, dass eine **Versorgung der Vorarlbergbahn (Feldkirch – Lindau) nur aus dem Umformerwerk Ötztal unmöglich** und die **Reservehaltung eines Generators in der Kraftwerksgruppe Klostertal** auf Grund der derzeitigen Netzkonfiguration und der derzeitigen Belastungen für einen ungestörten, zuverlässigen und sicheren Bahnbetrieb mit der elektrischen Zugförderung, wie das die Technische Spezifikation Interoperabilität Energie der EU-Kommission fordert, **unabdingbar ist** (D**, Spannungshaltung 28).

Im letzten Abschnitt der gutachterlichen Stellungnahme wird die Kurzschlussfestigkeit des Bahnstromsystems im begutachteten Bereich dargestellt, deren Nachweis für die Bemessung der Betriebsmittel elektrischer Bahnen als erforderlich erachtet wird (D**, Spannungshaltung 29).

Wegen der Besonderheiten von Kurzschlüssen in Bahnnetzen und aufgrund der Tatsache, dass in Bahnenergieversorgungsanlagen häufiger Kurzschlüsse auftreten als in der öffentlichen elektrischen Energieversorgung, sind bei der Konfiguration des Fahrleitungsschutzes die Kurzschlusshäufigkeit und die Ortsveränderlichkeit der Verbraucher besonders zu beachten, um Ausfallzeiten und Instandhaltungskosten der Fahrleitung gering zu halten (D**, Spannungshaltung 29, 30).

Die Betrachtung von zwei Szenarien, dem vollständigen Ausfall der Kraftwerksgruppe Klostertal und der funktionierenden Energieversorgung, kommt zu dem Ergebnis, dass die Ö** eine entsprechende installierte Leistung vorhalten muss, um eine Kurzschlussstromleistung in diesem Netzbereich zu gewährleisten, die für die notwendige Spannungsqualität und Störfestigkeit der Bahnenergieversorgung sorgt (D**, Spannungshaltung 31).

iii. Rechtliche Einordnung der Spannungsvorhaltung

Wie die Schienen-Control Kommission im Rahmen der gegenständlichen rechtlichen Beurteilung bereits wiederholt festgehalten hat, verpflichtet § 19 EisebG ein zum Bau und zum Betrieb von Eisenbahnen berechtigtes Eisenbahnunternehmen, die Eisenbahn einschließlich der zugehörigen Eisenbahnanlagen, Betriebsmittel und des sonstigen Zugehört unter Berücksichtigung der Sicherheit, der Ordnung und der Erfordernisse des Betriebes der Eisenbahn und des Verkehrs auf der Eisenbahn zu bauen, zu erhalten, zu ergänzen und nach

Maßgabe der Rechtsvorschriften und entsprechend der nach diesem Bundesgesetz erforderlichen Konzessionen, Genehmigungen und Bewilligungen zu betreiben und diesbezüglich die notwendigen Vorkehrungen zu treffen (vgl oben I.A.ii.a.).

Wie ebenfalls bereits wiederholt gezeigt wurde, handelt es sich bei Bahnstromleitungen, genauer bei den 110 kV-Übertragungsleitungen, der Ö** neben ihrer regulierungsrechtlichen Einordnung als Serviceeinrichtungen um Eisenbahnanlagen, gemäß 10 EisbG (vgl oben I.A.ii.a.).

Die gemäß § 19 EisbG einzuhaltenden Verpflichtungen hängen dabei von den konkreten Berechtigungen ab. Ein Eisenbahnunternehmen hat jedenfalls die gebotenen Vorkehrungen zu treffen, um Sicherheit und Ordnung zu gewährleisten (Liebmann, EisbG³ (2014) Rz 1 zu § 19).

Die im Einzelnen für den Betrieb und die Sicherheit des Bahnstromnetzes auszuübenden Betriebspflichten gemäß § 19 Abs 1 EisbG können dabei, da das EisbG den Betrieb des Bahnstromnetzes als Übertragungsnetzbetrieb nicht regelt und das EIWOG 2010 das Bahnstromnetz als 16,7 Hz System nicht in seinen Anwendungsbereich miteinbezieht, soweit die im Einzelfall zweckmäßig ist und durch einheitliche Anforderungen an den Übertragungsnetzbetrieb möglich ist, durch einen Rückgriff auf die einschlägigen rechtlichen und technischen Normen, die auf den Betrieb des Bahnstromsystems als Übertragungsnetz heranzuziehen sind, ergänzt werden.

In Hinblick auf die Anerkennung von Kosten im Rahmen der Bahnstromnetznutzung muss es zuletzt jedoch darauf ankommen, dass es sich um eine Leistung handelt, die rechtlich dem Betrieb des Bahnstromnetzes zugeordnet werden kann, und die sachlich nicht hinweggedacht werden kann, ohne dass damit eine Beeinträchtigung des störungsfreien Betriebs des Bahnstromsystems einhergehen würde.

Unstrittig dürfte an dieser Stelle sein, dass die Aufrechterhaltung der für den Schienenverkehrsbetrieb notwendigen Netzspannung unabdingbare Voraussetzung für den Schienenverkehr iSe jederzeit verfügbaren Nutzbarkeit elektrischer Energie zur Umwandlung in die für den Fahrbetrieb notwendige mechanische Energie ist (dazu auch D**, Spannungshaltung 9).

Nach dem Stand der einschlägigen Literatur müssen Fahrzeuge zur Bewältigung der Transportaufgabe mechanische Leistung erbringen, die ihnen über die Fahrleitungsanlage zugeführt wird.

Jedoch wird nicht jede Spannung durch einen reziprok wachsenden Strom ausgeglichen – die benötigte elektrische Energie muss daher aus einer festgelegten Spannungshöhe stammen, die nur in bestimmten Grenzen von einem Sollwert (Nennspannung) abweichen darf (Hofmann/Braun, Spannungshaltung in: Biesenack, George, Hofmann, Schmieder et al (Hrsg), Energieversorgung elektrischer Bahnen (2006) 421).

Die Aufrechterhaltung der Netzspannung dient daher unzweifelhaft der Verpflichtung, eine Eisenbahnanlage gemäß § 19 EisbG entsprechend der erforderlichen Sicherheit, Ordnung und

den Erfordernissen des Betriebes der Eisenbahn und des Verkehrs auf der Eisenbahn zu erhalten und nach Maßgabe der Rechtsvorschriften zu betreiben.

Auch wenn sich ein potentieller Rückgriff auf den Bereich der Bestimmungen für den öffentlichen Übertragungsnetzbetrieb damit grundsätzlich erübrigt, sei auf die folgenden Regelungen hingewiesen:

Gemäß § 19 ElWOG 2010 hat die (Energie)Regulierungsbehörde über die im ElWOG 2010 festgelegten Aufgaben und Pflichten der Netzbetreiber hinaus Standards für Netzbetreiber bezüglich der Sicherheit, Zuverlässigkeit und Qualität der gegenüber den Netzbenutzern und anderen Marktteilnehmern erbrachten Dienstleistungen und Kennzahlen zur Überwachung der Einhaltung der Standards mit Verordnung festzulegen.

Eine entsprechende VO wurde durch die E-Control mit der Verordnung des Vorstands der E-Control über die Qualität der Netzdienstleistungen (NetzdienstleistungsVO Strom, BGBl II 477/2012 idF BGBl II 192/2013) erlassen.

Gemäß § 8 haben demnach Verteilernetzbetreiber für jeden Netzbenutzer in ihrem Netzgebiet die Spannungsqualität an der Übergabestelle entsprechend der Norm EN 50160 sicherzustellen.

Im gegenständlichen Fall scheint eine Heranziehung der Bestimmungen über den öffentlichen Netzbereich daher mangels Vergleichbarkeit – die einschlägigen Normen beziehen sich ausschließlich auf den Verteilernetzbereich – nicht zielführend.

Der rechtsverbindliche Verweis auf die Norm EN 50160 durch die NetzdienstleistungsVO Strom lässt jedoch den Schluss zu, dass die Spannungsqualität auch im öffentlichen Netzbereich einen wesentlichen Bestandteil der Systemsicherheit darstellt und durch die Einhaltung der einschlägigen Normen gewährleistet werden kann.

Die einschlägigen Normen der ÖVE/ÖNORM EN 50388:2012 und der ÖVE/ÖNORM EN 50163:2004, die im Bahnstrombereich den gleichen Zweck erfüllen und somit den einschlägigen und einzuhaltenden Stand der Technik für den Bahnstrombereich darstellen, wurden dem von der Ö** beigebrachten Gutachten zugrunde gelegt und fanden somit in Hinblick auf die Beurteilung der Spannungsqualität und somit die Gewährleistung der Netzsicherheit iSd Versorgungssicherheit (vgl oben I.A.ii.a.) entsprechende Anwendung.

iv. Gegenpositionen zur Kostenzuordnung der Schwarzstartfähigkeit

Den gutachterlichen Ausführungen der Ö** stellt die W** ihrerseits eine gutachterliche Stellungnahme (O**/T**, Gutachten zu der von Ö** vorgelegten Kalkulation der Kosten des Bahnstromnetzes 2017, in Folge: O**/T**, Kostenkalkulation 2017) entgegen.

Die Ausführungen des Gutachtens O**/T** setzten dem von der Ö** vorgelegten Gutachten die folgenden Aussagen entgegen:

Unter einer zusammenfassenden Bezugnahme auf das durch die Ö** vorgelegte Gutachten stellt die gutachterliche Stellungnahme fest, die gewählten Maßnahmen bedeuteten „in der Praxis“, dass die Kosten eines Generators des Kraftwerkclusters im Klostertal „von der Stromerzeugung zu den Systemdienstleistungen verschoben werden sollen“. Dies sei grundsätzlich falsch und abzulehnen, da es der Versorgungspflicht der Ö** widerspricht (O**/T**, Kostenkalkulation 2017, 23).

Unter Bezugnahme auf § 19 EibG führt das Gutachten weiter aus, es sei „völlig widersinnig, eine Kapazitätsknappheit in einem Streckenabschnitt von dieser Bestimmung auszunehmen und damit die normale Versorgung mit Bahnstrom einschließlich Planung und Ausbau auf die Ebene von Systemdienstleistungen zu heben, denen die normalen Vorsorgemaßnahmen definitiv nicht angehören“ (O**/T**, Kostenkalkulation 2017, 23).

Dies würde im Ergebnis nach Ansicht der Gutachter bedeuten, dass jeder Streckenabschnitt durch eine Reduzierung der normalen Infrastruktur zur Versorgung mit Bahnstrom genau diese Infrastruktur als Systemleistung zur Verfügung gestellt erhält und als Folge davon die Kosten der gesamten Erzeugungsinfrastruktur nicht der Erzeugung von Bahnstrom, sondern dem Bahnstromnetz als Systemdienstleistung zugerechnet werden würden (O**/T**, Kostenkalkulation 2017, 23).

v. Beweiswürdigung

Die Schienen-Control Kommission gelangt im Rahmen der bereits dargelegten verfahrensrechtlichen Grundsätze zu folgendem Ergebnis der Beweiswürdigung:

Das von der Ö** vorgelegte Gutachten „Bewertung der Spannungshaltung in Lindau bei der Ö**“ des Ingenieurbüros R** D** legt die technischen Voraussetzungen des Bahnstromsystems, die einschlägigen heranzuziehenden Normen und die Methode klar vor und findet im Anschluss zu einer detaillierten Ableitung der geforderten Aufgabenstellung, die schlüssig und nachvollziehbar sowie ohne Vorliegen von Widersprüchen oder Verstößen gegen die Denkgesetze nachvollzogen werden kann.

Das von der W** vorgelegte Gutachten von O**/T** stellt dem lediglich eine **rechtliche Einschätzung in Form einer Interpretation des § 19 EibG** dar, die den Begriff der „Versorgung“ offenbar lediglich auf die vertragliche Belieferung mit Fahrstrom beschränkt wissen will.

Die Schienen-Control Kommission verweist diesbezüglich auf die zahlreichen im Rahmen der rechtlichen Begründung bereits konkretisierten Darlegungen der hier zugrunde gelegten Rechtsauffassung zu § 19 Abs 1 EibG.

Die gutachterliche Stellungnahme von O**/T** vermag daher das von der Ö** vorgelegte Gutachten mangels Entgegnung auf technischer und damit gleicher fachlicher Ebene nicht in dessen Schlüssigkeit oder Aussage zu entkräften.

Die Schienen-Control Kommission konnte daher im Rahmen der Beweismwürdigung keine Tatsachen feststellen, die die gutachterlich vorgelegten und im Verfahren vorgebrachten Ausführungen der Ö** in Hinblick auf die Anerkennung der als Spannungsvorhaltung geltend gemachten Kosten zu widerlegen oder Widersprüche in der sachverständigen Beurteilung aufzuzeigen im Stande gewesen wären.

H. Kraftwerksbezogene Ausfallsreserve

i. Sachverhalt und Ausgangslage

Mit Bescheid vom 10.06.2016 hatte die Schienen-Control Kommission zuletzt eine Ausfallsreserve anerkannt, die nach dem (n-1) Kriterium den Ausfall des größten Versorgungsblocks des Bahnstromsystems abdeckt.

Die Ö** hatte das (n-1)-Kriterium jedoch sowohl für Kraftwerke als auch für Frequenzumformer angewendet, statt alle Anlagen (Kraftwerke und Umformer insgesamt) als Einheit zur Berechnung der Ausfallsreserve heranzuziehen.

Die Schienen-Control Kommission hatte in weiterer Folge nur jene Kosten anerkannt, die eine Ausfallsreserve für den größten Frequenzumformer abbildeten, da die Vorhaltung einer Ausfallsreserve für Kraftwerke im Durchleitungsmodell 2016 – neben der Vorhaltung einer Ausfallsreserve für Frequenzumformer – zwecks Gewährleistung der Netzstabilität nicht erforderlich war. Insbesondere war eine Abgrenzung, ob die Vorhaltung einer Kraftwerksausfallsreserve Netzzwecken oder dem Zweck der unterbrechungsfreien Energieversorgung der Eisenbahnverkehrsunternehmen, die weiterhin Strom von der Ö** beziehen dient, nicht möglich.

Die Ö** macht im Rahmen der Bahnstromnetznutzungsentgelte neuerlich eine Kostenposition geltend, die eine kraftwerksbezogene Ausfallsreserve zum Inhalt hat, und begründet diese in weiterer Folge mit einem vorgelegten Lastdeckungskonzept, welches in einem durch die Ö** vorgelegten Gutachten von DI B** auf dessen methodische Richtigkeit untersucht wird.

ii. Kraftwerkseinsatz als Ausfallsreserve zum Zwecke der Lastabdeckung

Die Ö** legt zur Begründung der geltend gemachten Kosten das Gutachten von DI B** „Vorhaltung von Reserveleistungen der Ö**“ (in Folge: B**, Reserveleistungen) vor. Das vorgelegte Gutachten setzt sich folglich mit der durch die Ö** angewandten Methodik der Ermittlung des Bedarfs an Revisions- und Ausfallsreserve sowie der Kosten für die Gewährleistung eines dem Stand der Technik und eines sicheren Systembetriebs entsprechenden Lastdeckungskonzepts auseinander, die Angemessenheit der geltend gemachten Kostenpositionen ist nicht Gegenstand des Gutachtens (B**, Reserveleistungen 3).

Das Gutachten beschreibt in weiterer Folge die Methode der Untersuchung, die im Wesentlichen an die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in dem Sinne anknüpft, als zur Abdeckung der Last zu jedem Zeitpunkt ausreichende Erzeugungskapazitäten zur Verfügung stehen müssen und betont dabei die Bedeutung der Vorhaltung Kraftwerkskapazität zur Aufrechterhaltung eines sicheren Netzbetriebs (B**, Reserveleistungen 4).

Methodisch wird das von der Ö** vorgelegte Lastdeckungskonzept anhand eines Vergleichs mit den Anforderungen der ENTSO-E in Form des „Operational Handbook“ und des (n-1) Kriteriums bewertet, mit einbezogen wird auch die Aussage, dass Regelernergieleistungen im

vorliegenden Zusammenhang ebenfalls vorgehalten werden müssen (B**, Reserveleistungen 4).

Zur Analyse der Lastabdeckung postuliert die gutachterliche Stellungnahme zunächst einen Vergleich der installierten Kraftwerksleistungen und, in weiterer Folge, der damit möglichen Erzeugungsmengen, da es für die Höhe der installierten Leistung sehr wichtig sei, wieviel Energie damit erzeugt werden kann (B**, Reserveleistungen 5).

Der anhand der ÖNORM M 7103 und der durch die E-Control erlassenen Energielenkungsdaten-Verordnung 2017 definierte Begriff der gesicherten Leistung wird sodann der Jahresdauerlinie der Verbrauchsdaten des Bahnstromsystems gegenübergestellt und so mit einer Beschreibung des durch die Ö** vorgelegten Lastdeckungskonzepts die verfügbare gesicherte Leistung deskriptiv nachvollzogen (B**, Reserveleistungen 6 f):

„Die Erzeugung setzt sich aus Wasserkraftwerken sowie den Bezug über Frequenzumformer aus dem öffentlichen 50 Hz Netz zusammen. Von der installierten Leistung wurden Leistungen, die für Revisionen notwendig sind, abgezogen. Weiters wurden Reserven für Ausfälle von der verbleibenden Leistung abgezogen und so eine gesicherte Leistung ermittelt. Das ist die Leistung, über die die Ö** grundsätzlich zu jedem Zeitpunkt verfügen kann.“

Nicht nachvollziehbar erscheint an dieser Stelle jedoch der Schluss von den für die gesicherte Leistung herangezogenen Grundlagen auf die Aussage, es würden damit nur Kraftwerke, die über eine Verfügbarkeit von *** % verfügen, herangezogen werden können. Insbesondere fehlt der notwendige inhaltliche Zusammenhang der Darstellung, aus dem die vorliegende Aussage abgeleitet werden kann. Zudem vermag der nachfolgende Abgleich mit Gas, Wind-, Photovoltaik- und thermischen Kraftwerken keinen inhaltlichen Zusammenhang zum Gegenstand des Gutachtens aufzuzeigen und erscheint somit als willkürlicher Einwand.

Im Anschluss legt das Gutachten den Eingangs als methodisches Grundkriterium festgelegten Vergleich zu den Anforderungen des öffentlichen 50 Hz Bereichs mittels eines Rückgriffs auf die Bestimmungen des ENTSO-E Operational Handbook, „Policy 3: Operational Security“ dar.

Die folgenden Ausführungen beschäftigen sich sodann mit einer Beschreibung der Anforderungen an die Komponenten der Regelleistungsvorhaltung, die im öffentlichen Netz zur Erhaltung der Leistungs-Frequenz-Regelung heranzuziehen ist, einer Beschreibung des (n-1) Kriterium und der damit zusammenhängenden Anforderungen der Netztopologie des Bahnstromnetzes und die erhöhten Anforderungen an den mit der Netztopologie und die geringere Leistungsfähigkeit von Leitungen mit 110kV-Spannung im Gegensatz zum Übertragungsnetz der APG; welches mit einer Spannung von bis zu 380 kV ausgestattet ist, (B**, Reserveleistungen 9-13).

Bereits an dieser Stelle muss dazu jedoch angemerkt werden, dass die dargestellten Ausführungen der Seiten 9-13 des Gutachtens grundsätzlich auch in ihrer Relevanz für das Bahnstromsystem von der Schienen-Control Kommission an anderen Stellen des gegenständlichen Verfahrens berücksichtigt werden (vgl oben I.B.), im gegenständlichen

Zusammenhang aber keinen inhaltlichen Bezug zur gutachtensgegenständlichen Bewertung des Lastdeckungskonzepts darzulegen vermögen.

Insbesondere sind die Kostenpositionen und die damit verbundenen netztechnischen Anforderungen an die Regelleistung und die Netzsicherheit im Sinne der damit verbundenen Anforderungen an Inselbetriebsfähigkeit und Netztopologie im Rahmen der Schwarzstartfähigkeit, inklusive der Berücksichtigung der Leitungsspannung, bereits an anderen Stellen des Verfahrens behandelt worden und vermögen daher in Bezug auf die vorliegende Problematik keinen gutachterlichen Mehrwert in der Bewertung des Lastdeckungskonzepts beizubringen.

Abschließend (B**, Reserveleistungen 9-13 f) hält das Gutachten fest, dass die von der Ö** vorgelegten Leistungsdaten für Kraftwerke, Umformer und Verbrauch sowie die konkrete Netztopologie als Basis für die Bewertung herangezogen wurden:

Die Analyse hat somit ergeben, dass die ermittelten Werte auf einer sachlich korrekten, nachvollziehbaren Methodik beruhen, die sich in wesentlichen Bereichen an der für Übertragungsnetzbetreiber in der EU verpflichtenden Vorgehensweise des ENTSO-E Operational Handbook orientieren, die Vorgehensweise dem Stand der Technik entspricht und alle bekannten technischen Anforderungen erfüllt und die Vorgehensweise und die Art der Ermittlung der Kosten auch im Vergleich mit der im öffentlichen Netz üblichen Methode plausibel und sachgerecht sind. Die sich aus den abweichenden technischen Anforderungen zwischen Bahnstromsystem und Übertragungsnetz zwingend ergebenden Unterschiede wären dabei berücksichtigt worden.

iii. Rechtliche Einordnung der zusätzlichen Kraftwerksreserve

Wie bereits an anderer Stelle mehrfach dargelegt wurde, handelt es sich bei Bahnstromleitungen, genauer bei den 110 kV-Übertragungsleitungen, der Ö** regulierungsrechtlich zum einen um die Erbringung von Zusatzleistungen im Rahmen von Serviceeinrichtungen gemäß § 58 Abs 2 Z 2 EisbG, zum anderen um Bahnstrom-Übertragungsanlagen, die gemäß 10 EisbG Eisenbahnanlagen darstellen und damit der betriebs- und verkehrstechnischen Sicherungspflicht des § 19 EisbG unterliegen.

Zur rechtlichen Klärung der Frage, ob eine geltend gemachte Maßnahme als Maßnahme angesehen werden kann, die dem Betrieb und der Erhaltung von Eisenbahnanlagen gemäß § 19 EisbG dient, indem sie eine Leistung darstellt, die für den störungsfreien Betrieb des Bahnstromsystems erforderlich ist, kann grundsätzlich auf die Anforderungen des Netzbetriebs im öffentlichen Netz zurückgegriffen werden.

Sofern es sich dabei um Anforderungen handelt, die in ihrer grundlegenden Bedeutung verallgemeinerungsfähig in Hinblick auf den Betrieb von Übertragungsnetzen sind, können diese daher auch für die Auslegung der Frage herangezogen werden, ob es sich bei einer Kostenposition um eine Leistung handelt, die für die Aufrechterhaltung des Netzbetriebs

notwendig erbracht werden muss, um gemäß § 19 EisbG als anrechenbarer Kostenbestandteil gemäß § 69b EisbG angefallen zu sein.

Die Schienen-Control Kommission kann im Rahmen der vorliegenden Kostenposition einer zusätzlichen Ausfallsreserve und der Methode ihrer Herleitung zunächst keinen Zusammenhang zu den anwendbaren Bestimmungen des öffentlichen Netzbereichs feststellen, der eine vergleichende Betrachtung rechtfertigen würde.

Vorweg stellt die Schienen-Control Kommission fest, dass die im Gutachten von DI B** angeführten Regelungen des Operational Handbook des ENTSO-E nicht mehr den aktuellsten Stand der für den öffentlichen Bereich verfügbaren Regelungen darstellen, da in der Zwischenzeit durch eine gemäß Art 18 VO (EG) 714/2009 erlassene Leitlinien-Verordnung rechtlich verbindliche Regelungen für den Übertragungsnetzbetrieb erlassen wurden.

Auch angesichts der Tatsache, dass eine der zentralen Aufgaben des ENTSO-E gemäß Art 6 und 8 VO (EG) 714/2009 die inhaltliche Vorbereitung und Bearbeitung der später durch die Kommission zu erlassenden Rechtsakte ist (*Eisenberger/Urbantschitsch* in *Holzinger/Oberndorfer/Raschauer, Österreichische Verwaltungslehre*³ (2013) 476), kann im vorliegenden Fall davon ausgegangen werden, dass als die maßgebliche Vorschrift die nunmehr erlassene **VO (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb** anzusehen ist.

Davon jedoch abgesehen, kann die Schienen-Control Kommission in beiden Regelwerken keinen inhaltlich relevanten Bezug zu den von der Ö** vorgelegten Ausführungen feststellen.

Zwar ist die grundlegende Relevanz der Anforderungen an die Systemsicherheit, die durch die Verpflichtungen zur Einrichtung von Mechanismen zur Aufrechterhaltung der Leistungs-Frequenz-Regelung und der Erhaltung der Netzsicherheit im Rahmen des (n-1) Kriteriums auch für das Bahnstromsystem gegeben und auch bei der Anerkennung der Ausfallsreserve, die die Ö** im Rahmen der Kostenposition der Ausfallsreserve für Frequenzumformer auch bereits seit dem Verfahren SCK-WA-12-006 dem Grunde nach anerkannt erhält, zur Anwendung gekommen.

Jedoch vermag der pauschale Verweis auf die Regelungen für den öffentlichen Netzbereich nicht konkret darzutun, worin die Vergleichsgrundlage für eine zusätzliche Kraftwerksvorhaltung zu sehen ist. Hier gilt es zumindest zu bedenken, dass das Operational Handbook des ENTSO-E zum einen eine genau differenzierte Zergliederung der verschiedenen ungeplanten Ausfälle (Operational Handbook, Policy 3: Operational Security: A1-D1: Types of Contingencies) und der dazu durchzuführenden Vorbereitungen und Abhilfemaßnahmen enthält (Operational Handbook, Policy 3: Operational Security: Punkte A2 und A3).

Gerade unter Berücksichtigung des wesentlichen Unterschieds, dass der Ö** als vertikal integriertem Unternehmen mehr Möglichkeiten offenstehen als einem entflochtenen Übertragungsnetzbetreiber im europäischen Netzverbund, wäre eine detailliertere Begründung der gewählten Maßnahme geboten gewesen.

So geht aus den dargelegten Ausführungen zB nicht hervor, warum eine ständige Vorhaltung von Kraftwerksleistung eine Maßnahme darstellt, die gemäß Operational Handbook, Policy 3: Operational Security: Punkt A4-G1 iVm A4-G1.4 (Possible Remedial Actions, Redispatch of GeN**tion at Home) marktverträglicher durchzuführen wäre als ein für integrierte Unternehmen mit hoher Wahrscheinlichkeit leichter durchzuführender Redispatch von Kraftwerksleistungen („Remedial action refers to any measure applied in due time by a TSO in order to fulfil the n-1 security principle of the transmission power system regarding power flows and voltage constraints“).

Die Schienen-Control hält daher fest, ohne eine eigene sachverständige Bewertung vornehmen zu wollen, dass bei Einhaltung der Regelungen des Operational Handbook zumindest der dem Operational Handbook, Policy 3: Operational Security: Punkt A4-G1 immanente Marktverträglichkeitstest durchzuführen gewesen wäre.

Die soeben angeführten Bedenken lassen sich in gleichem Maße in Hinblick auf die VO (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb äußern, die den grundlegenden Aufbau und Inhalt des Operational Handbook, Policy 3: Operational Security übernimmt.

Die Art 19-23 VO (EU) 2017/1485 regeln ein abgestuftes Verfahren zur Wahl der richtigen Entlastungsmaßnahmen, falls es zum Eintritt eines (n-1) Ereignisses kommt. So sieht Art 21 Abs 2 lit a VO (EU) 2017/1485 den Grundsatz der Aktivierung der wirksamsten und wirtschaftlichsten Entlastungsmaßnahmen vor. Art 20 Abs 2 VO (EU) 2017/1485 iVm Art 25 Z 5 VO (EU) 2015/1222 statuiert darüber hinaus den Grundsatz, dass jeder Übertragungsnetzbetreiber kostenneutrale Entlastungsmaßnahmen bei der Kapazitätsberechnung zu berücksichtigen hat.

Betreffend die Notwendigkeit der Vorhaltung einer Kraftwerksreserve für den Fall eines Frequenzumformerausfalls ist festzuhalten, dass die Ausführungen des von DI B** im Auftrag der Ö** erstellten Gutachtens auf eine Maximallast von *** MW abstellen.

Demnach sei die installierte Leistung der Umformer von *** MW abzüglich der im Jahresschnitt aufgrund von Revisionen nicht verfügbaren *** MW sowie der Ausfallreserve in Höhe von *** MW nur zu *** MW heranzuziehen. Unter der Minimalannahme der verfügbaren Laufwassermenge seien über die Laufkraftwerke noch weitere *** MW verfügbar, womit die gesicherte verfügbare Leistung der Umformer und Laufwasserkraftwerke zusammen genommen bei *** MW lägen.

Zuletzt stellt DI B** in seinem Gutachten fest, dass zusätzlich die bereits vorgehaltene Regelleistung der Kraftwerke in Höhe von *** MW und somit insgesamt *** MW für die Lastabdeckung zur Verfügung stehen. Abschließend wird im Gutachten festgestellt, dass zur Abdeckung des Deltas von *** MW zwischen Maximallast und maximal verfügbarer Leistung eine zusätzliche Kraftwerksreserve in dieser Höhe notwendig sei.

Die Schienen-Control Kommission hat im Zuge ihrer Ermittlungstätigkeit die Viertelstunden-Lastprofile der Ö** angefordert und festgestellt, dass im Zeitraum vom 01.01.2009 bis 31.12.2016 in bloß 10 Fällen eine maximale Leistung von mehr als *** MW benötigt wurde. Dies ergibt eine Eintrittswahrscheinlichkeit von *** %. Für die Befriedigung der 3-sigma Regel (*** %) reichten im Jahr 2016 sogar bereits *** MW Leistung und im gesamten Betrachtungszeitraum 2009 bis 2016 *** MW Leistung aus. Die Schienen-Control Kommission stellt fest, dass eine Ausreißerbereinigung jedenfalls zu erfolgen hat und somit die dargestellte Maximallast von *** MW als überhöht anzusehen ist.

Unter Zugrundelegung von Effizienzgrundsätzen konnte die Schienen-Control Kommission somit nicht feststellen, dass eine ganzjährige Vorhaltung einer Kraftwerksausfallreserve und ihrer korrespondierenden Kostenposition „Kraftwerksreserve für Revisionen Frequenzumformer“ iHv. *** EUR für die Abdeckung von Lastspitzen mit einer Eintrittswahrscheinlichkeit von *** % und gleichzeitigem Auftreten aller angeführten Aufbringungsengpässe – vollständige Nutzung der Revisionsvorhaltung, gleichzeitig minimaler Wasserfluss, gleichzeitig maximaler Einsatz der Ausfallreserve – gerechtfertigt ist.

Die Schienen-Control Kommission hält daher als Zwischenergebnis fest, dass im vorliegenden Fall zwar ein konkretes Ergebnis aufgrund der angeführten, für den öffentlichen Netzbereich anwendbaren Bestimmungen als Begründung der gegenständlichen Kostenposition angeführt wird, aus dem lediglich pauschalen Verweis auf diese Regelwerke aber nicht nachvollzogen werden kann, welche Begründungsschritte die Wahl der Maßnahme rechtfertigen.

Zudem lässt sich selbst bei Außerachtlassung der aufgezeigten methodischen Unstimmigkeiten nicht feststellen, dass die geltend gemachte Leistung aufgrund der dargelegten Ausfallswahrscheinlichkeit tatsächlich erforderlich und notwendig ist, um die Systemsicherheit des Bahnstromsystems zu gewährleisten. Nach den bereits dargelegten (vgl oben I.A.ii.a.) Grundsätzen zur Beurteilung der Kostenpositionen gemäß § 10, 19 iVm 58b Abs 2 Z 2, 69b EStG kann daher selbst in diesem Fall nicht von tatsächlich angefallenen Kosten ausgegangen werden.

iv. Gegenpositionen zur Kostenzuordnung der Redispatchmaßnahmen

Die W** bringt ihrerseits eine gutachterliche Stellungnahme (O**/T**, Gutachten zu der von Ö** vorgelegten Kalkulation der Kosten des Bahnstromnetzes 2017, in Folge: O**/T**, Kostenkalkulation 2017).

Die gutachterliche Stellungnahme bezieht sich unter deren Punkt 3.3.2. auf die gegenständliche Kostenposition „Revisionsvorhaltung und Ausfallsreserve“ und die damit zusammenhängenden gutachterlichen Ausführungen von DI B**.

Die von der W** beigebrachte Stellungnahme macht zunächst geltend, dass es nach dem Gutachten von DI B** selbst die korrekte Vorgangsweise gewesen wäre, die gesamte installierte Leistung heranzuziehen und nach Vorgabe einer Wahrscheinlichkeit der

Verfügbarkeit unter Heranziehung der technischen Daten der Kraftwerke die gesicherte Leistung zu berechnen (O^{**}/T^{**} , Kostenkalkulation 2017, 20).

Die Gutachter nehmen sodann in Folge auf die Ausführungen des Gutachtens von DI B^{**} und die zugrundeliegenden Ausführungen der Ö^{**} ausführlich Bezug (O^{**}/T^{**} , Kostenkalkulation 2017, 20 f).

In der Schlussfolgerung der gutachterlichen Stellungnahme kommen die Gutachter schließlich abermals zu dem Ergebnis, dass im Gutachten von DI B^{**} (welches in dieser Hinsicht tatsächlich lediglich deskriptiv dem Lastabdeckungskonzept der Ö^{**} folgt), die Kapazität der Speicherkraftwerke nicht in die zur Verfügung stehende Kapazität der Speicherkraftwerke mit einbezogen wird, dass mangels eigener Berechnungen eine Berechnung der gesicherten Leistung der Laufkraftwerke und Speicherkraftwerke nicht vorgenommen wurde und die Reservehaltung nicht ausführlich nach dem (n-1) Kriterium überprüft wurde (O^{**}/T^{**} , Kostenkalkulation 2017, 21 f).

Im weiteren Verfahren nimmt die Ö^{**} nochmals Stellung zu den gutachterlichen Stellungnahmen von O^{**}/T^{**} und berücksichtigt dabei insbesondere die Bezugnahme auf die Ausführungen, dass die gesicherte Leistung der Speicher- und Lauf KW nicht (und auch nicht) nach der beschriebenen Methode berechnet worden sei, die Berechnung der Lastabdeckung falsch sei und bei der Ermittlung der Leistung der Schwellbetrieb der Laufwasserkraftwerke unberücksichtigt geblieben sei.

So entspreche die „gesicherte Leistung von Speicherwasserkraftwerken der Nennleistung“, da eine Wassermenge für einen kurzfristigen Betrieb mit Nennleistung bei allen Speicherwasserkraftwerken der Antragstellerin immer zur Verfügung steht. Dies entspreche auch den Ansätzen aus dem öffentlichen Netz und ist Stand der Technik.

Die gesicherte Leistung der Laufwasserkraftwerke würde auf Grundlage der Erzeugungsdaten des Jahres 2015 mit lediglich *** MW angenommen. Es handelt sich um IST-Werte, die auch in anderen Jahren nicht wesentlich davon abgewichen sind, eine Berechnung erübrige sich daher.

Zudem verfügen die Laufwasserkraftwerke der Antragsgegnerin nicht über die Möglichkeit eines Schwellbetriebes. Eine Erhöhung der gesicherten Leistung für diese Kraftwerke durch einen solchen Schwellbetrieb sei daher auch nicht möglich.

Der Leistungsbedarf würde mit der Jahresdauerlinie 2016 genau dargestellt, die Basis sei der tatsächliche Verbrauch je ¼ Stunde. Demgegenüber wird die Aufbringung gestellt. Ein weiterer Nachweis des Verbrauchs erschiene nicht praktikabel und würde wohl eine gutachterliche Überprüfung sämtlicher bei der Antragsgegnerin eingesetzten Stromzähler erfordern. Dies würde einen unangemessenen Aufwand bedingen, insbesondere da kein Anlass besteht die übermittelten Daten der Ö^{**} anzuzweifeln.

Weiters auf die Aussage Bezug genommen, dass der „Nachweis der Höchstlast 2016 nicht erbracht wurde“. Es sei nicht ersichtlich, in welcher Form sich die Antragstellerin einen

weiteren Nachweis der Höchstlast erwartet. Die Abbildung 2 des Gutachtens B** (Seite 7) enthielte jedenfalls bereits die tatsächlich gemessenen ¼ Stunden Werte der Höchstlasten des Jahres 2016.

Die Ausfallsreserve sei zudem „per Definition eine SystemDL“. Die Reservehaltung erfolgt auf Anordnung des Netzbetreibers und der Kraftwerksbetreiber würde daran gehindert, diese Leistung anderweitig kommerziell zu nutzen. Wie diese Ausfallsreserve erbracht werde, sei irrelevant, sofern das Kraftwerk die technischen Anforderungen erfüllt und die zusätzliche Erzeugungskapazität zu jedem Zeitpunkt auch verfügbar ist. Ein Speicherkraftwerk dessen Leistung für Ausfälle zurückgehalten wird, sei daher keine betriebliche Reserve.

v. Beweiswürdigung

Zunächst ist in Hinblick auf die durch die Ö** eingebrachte gutachterliche Stellungnahme von DI B** festzuhalten, dass das Gutachten bei der Annahme der Methode der Überprüfung, der inhaltlichen Ausführung des Gutachtens in Hinblick auf das zu bewertende Lastabdeckungskonzept der Ö** und die zum Vergleich herangezogenen und ausführlich dargelegten Bestimmungen des öffentlichen Netzbereichs erhebliche Inkonsistenzen aufweist.

Die eingangs von DI B** angeführte Methodik und Herangehensweise (B**, Reserveleistungen 3-6) kommen insofern nie zur Anwendung, als das Lastabdeckungskonzept der Ö** im folgenden (B**, Reserveleistungen 6 und 7) lediglich deskriptiv und in knapper Form wiedergegeben wird.

Eine eingehende Auseinandersetzung der Annahmen des Lastabdeckungskonzepts mit den eingangs referierten Grundsätzen wird tatsächlich an keiner Stelle des Gutachtens vorgenommen, was jedoch gerade im Rahmen einer methodischen Bewertung (B**, Reserveleistungen 3) zu erwarten gewesen wäre.

Die Regelungen des ENTSO-E Operational Handbook, die zum Vergleich herangezogen werden, werden zwar breit dargelegt (B**, Reserveleistungen 9-13), jedoch vermag die gutachterliche Stellungnahme an keinem Punkt der Darstellung tatsächlich aufzuzeigen, welcher der angeführten Regelungsbereiche eine inhaltliche Parallele zur letztlich geschlussfolgerten notwendigen Ausfallsreservevorhaltung aufweist und diese im öffentlichen Bereich in gleicher Weise vorschreibt. Die referierten Ausführungen beziehen sich auf die Bereiche der abgestuften Regelleistungsbereitstellung, (n-1) Kriterium und Anforderungen an die Netztopologie vermögen die im Konkreten vorgenommene Ableitung methodisch jedoch nicht durch eine klare Referenz zu unterstützen.

Zudem sei an dieser Stelle nochmals angemerkt, dass das Operational Handbook des ENTSO-E durch die Erlassung der VO 2017/1478, die in ihrem im Entwurf schon längere Zeit öffentlich vorlag und inhaltlich keine auf die gegenständliche Kostenposition anwendbaren Regelungen enthält, nicht mehr den aktuellen Stand der verfügbaren technisch-methodischen Regelwerke abzubilden vermag.

Nicht berücksichtigt wird zudem, trotz mehrmaliger Betonung durch das Gutachten von DI B** (B**, Reserveleistungen 4, 13) der in Hinblick auf die gegenständliche Kostenposition zentrale und wesentliche Unterschied, dass es sich beim Betrieb des Bahnstromnetzes um einen vertikal integrierten Netzbetrieb handelt, dh vor allem, dass der Ö** gleichzeitig die Verfügbarkeit über ihre Erzeugungs- und ihre Übertragungsanlagen zukommt, und ihr somit durch den dadurch verwirklichten Top-Down-Betrieb als vertikal integriertes Elektrizitätsunternehmen (vgl. B. Raschauer, Handbuch Energierecht (2006) 48) ein Planungs- und Handlungsspielraum zukommt, der dem entflochtenen öffentlichen Netzbetrieb nicht zur Verfügung steht. Die Vergleichbarkeit der herangezogenen Regelungen scheint allein dadurch wesentlich geschwächt.

Es ist zwar durchaus richtig, dass, wie auch die Schienen-Control Kommission dem gegenständlichen Verfahren zugrunde legt (vgl oben I.A.ii.a.), bei vergleichbaren Anforderungen die regulierungsrechtlichen Bestimmungen des öffentlichen Netzbereichs als die maßgeblichen technischen Standards vergleichsweise herangezogen werden können. Dieser Grundsatz kann insbesondere dann nicht zur Anwendung kommen, wenn die wesentlichen Unterschiede zwischen dem Betrieb der Netzsysteme auch eine unterschiedliche Beurteilung der in Frage stehenden Leistung erfordern.

Zudem vermag das Gutachten von DI B** auch nicht darzutun, dass die methodische Ableitung der letztlich geforderten *** MW an Ausfallsreserve auch tatsächlich aus den Grundsätzen des referenzierten ETNSO-E Operational Handbook, oder den nunmehr gültigen Bestimmungen der VO (EU) 2017/1478 ableitbar sind.

Wo dieser Verweis an anderer Stelle des gegenständlichen Verfahrens angebracht ist und zu schlüssigen Ergebnissen aufgrund vergleichbarer Vorgehensweisen führt, vermag der oberflächliche Verweis auf diese Grundlagen mangels einschlägiger, vergleichbarer Normen nicht zu überzeugen, zumal **das vertretene Ergebnis in erheblicher Weise eine spezifische Anforderung an die technische Ausgestaltung der Erzeugungsanlagen, die dem Bahnstromnetzbetreiber zur Verfügung stehen, darstellt.**

Letztlich ist der durch die W** vorgelegten gutachterlichen Stellungnahme zuzustimmen, wenn sie die Widersprüchlichkeit der durch das Gutachten von DI B** angeführten Methode zu den im Folgenden übernommenen Ausführungen des Lastabdeckungskonzepts der Ö** aufzeigt:

Die Beschreibung der Herleitung der installierten und gesicherten Leistung durch das Gutachten von DI B** geht von der Zugrundelegung der „installierten Kraftwerksleistungen und in weiterer Folge die damit möglichen Erzeugungsmengen“ aus (B**, Reserveleistungen 5), legt dieser Methode aber sodann die Annahmen des Lastabdeckungskonzepts der Ö** zugrunde. Diese geht bei der Berechnung der verfügbaren Leistung aber lediglich von der installierten Leistung der Frequenzumformer und der Laufkraftwerke aus.

Weder dem Gutachten von DI B**, noch den Stellungnahmen und weiteren Ausführungen der Ö** ist jedoch zu entnehmen, welche Annahmen dabei zur völligen Nichtberücksichtigung der Speicherkraftwerke der Ö** führten. Dies scheint auch insofern grob widersprüchlich, als die geltend gemachte Ausfallsreserveleistung am Ende wieder aus eben den in der Leistungsberechnung fehlenden Speicherkraftwerken zur Verfügung gestellt werden soll.

Somit liegt ein unauflösbarer Widerspruch im Befund des Gutachtens von DI B** vor.

Im Ergebnis vermag die gutachterliche Beurteilung der von der Ö** gewählten Methode der Lastabdeckung aufgrund von unschlüssigen Annahmen im Rahmen der gutachterlichen Schlussfolgerung, als auch widersprüchlichen Annahmen im Befunde des Gutachtens und somit offenkundigen Verstößen gegen die Denkgesetze daher am Ende nicht darzulegen, dass die geltend gemachte Kostenposition einer durch die (Speicher)Kraftwerke beizustellende

Ausfallsreserve iHv *** MW dem Grunde oder der Höhe nach tatsächlich angefallene Kosten für den Bahnstromnetzbetrieb darstellen.

I. WACC

i. Ausgangslage

Die Kostenposition bezüglich der Festsetzung des WACC wurde sowohl von der Ö**, als auch von der W** unter Vorlage entsprechender sachverständiger gutachterlicher Stellungnahmen unterschiedlich beurteilt.

Vorgelegt wurden die folgenden gutachterlichen Stellungnahmen:

- von der Ö** mit Schreiben vom 31.01.2017 vorgelegte gutachterliche Stellungnahme der N** vom 31.01.2017 „Quantifizierung der Kapitalkosten des Bahnstromnetzes der Ö** für 2017 und 2018“, in Folge: N**, Kapitalkosten und dessen mit Schreiben vom 30.06.2017 vorgelegten Ergänzung vom „Bewertung der Kapitalkosten für das Bahnstromnetz der Ö**“, in Folge: N**, Kapitalkosten II,
- von der W** mit Schreiben vom 29.05.2017 vorgelegte gutachterliche Stellungnahme von Z** vom „Gutachten zur Quantifizierung der Kapitalkosten des Bahnstromnetzes der Ö** für 2017 und 2018“, in Folge: Z** Kapitalkosten, und dessen Ergänzungen vom 27.06.2017 „Ergänzung zum Gutachten vom 27. Mai 2017 zur Quantifizierung der Kapitalkosten des Bahnstromnetzes der Ö** für 2017 und 2018“, in Folge: Z**, Ergänzung Kapitalkosten sowie vom 21.07.2017 „Ergänzung zum Gutachten vom 27. Mai 2017 zur Quantifizierung der Kapitalkosten des Bahnstromnetzes der Ö** für 2017 und 2018 – Bewertung der Erwiderung durch N**“, in Folge: Ergänzung Kapitalkosten II)

Soweit sich die Schienen-Control Kommission im Folgenden auf die beigebrachten Gutachten bezieht, werden diese jeweils einheitlich zusammengefasst bezeichnet, da die Ausführungen der ergänzenden Gutachten die Argumente des Grundgutachtens nicht erneut darlegen, sondern lediglich wiederholt ausführen.

Beiden Vorbringen war aus Sicht der Schienen-Control Kommission jedoch nicht zu folgen.

ii. Kapitalstruktur

Bei der Kapitalstruktur wird von beiden Parteien von *** % Eigenkapital und *** % Fremdkapital ausgegangen. Da beide Parteien dieselben Werte ansetzen, und diese aus der Erfahrung auch nachvollziehbar sind, können diese als sachgerecht angesehen werden.

Im Jahr 2016 wurden bereits sehr ähnliche Werte mit *** % Eigenkapital zu *** % Fremdkapital angesetzt. Z** verwendet in seinem Gutachten noch eine alternative Kapitalstruktur, welche er aus dem Geschäftsbericht der Ö** ableitet, und in welcher das gesamte Eigenkapital und das gesamte Fremdkapital der Ö** angesetzt wurden.

Die Ö** verfügt über mehrere Geschäftsbereiche, von denen nur einige reguliert sind. Da teilweise für Geschäftsbereiche auch Zuschüsse geleistet werden, kann die Risikosituation der

Geschäftsbereiche nicht miteinander verglichen werden. Insbesondere trifft dies auf den Bereich der Eisenbahninfrastruktur zu, deren Bau durch staatlich garantierte Anleihen finanziert wird.

Die hierdurch finanzierten Projekte sind im Rahmenplan abgebildet, welcher die Grundlage für die Zuschüsse darstellt. Im Rahmenplan sind keine Bauprojekte des Bahnstromnetzes abgebildet. Würde diese Kapitalstruktur angesetzt werden, ergäbe sich eine Verschiebung zu Lasten des Fremdkapitals und somit würde sich durch einen falschen WACC ein negativer Investitionsanreiz ergeben.

iii. Risikoloser Zinssatz

Bei der Ermittlung des risikolosen Zinssatzes ziehen beide Parteien die Rendite von österreichischen Staatsanleihen mit einer Restlaufzeit von *** Jahren heran.

Während das Gutachten von N** bei der Ermittlung der Rendite von einem 10 Jahresdurchschnitt ausgeht, nimmt Z** in seinem Gutachten eine Stichtagsbewertung zum 31.12.2016 vor.

Die Verwendung eines längeren Zeitraums ist in der Regulierung üblich und auch die E-Control zieht in ihren Regulierungsperioden einen *** Jahresdurchschnitt heran. Gegen die Verwendung eines 10 Jahresdurchschnitts spricht der lange Zeitraum, welcher zu Verzerrungen führt und hier einen übermäßig hohen risikolosen Zinssatz ausweist. Andererseits bildet die Stichtagsbewertung von Z** nur den risikolosen Zinssatz an einem bestimmten Tag ab.

Wie Z** erwähnt, ist die Berechnung des risikolosen Zinssatzes für die Unternehmensbewertung mittels Stichtagsbewertung korrekt, in der Regulierungsökonomie werden jedoch Jahresdurchschnitte angenommen, um Schwankungen auszugleichen. Daher kann eine Stichtagsbewertung nicht als angemessen betrachtet werden.

Aus den genannten Gründen ist ein *** Jahresdurchschnitt einer österreichischen Staatsanleihe mit einer Restlaufzeit von *** Jahren für die Ermittlung des risikolosen Zinssatzes sachgerecht.

Gegen das Argument von Z** spricht weiters, dass gem. § 69b Abs 2 bei der Berechnung nicht maßgeblich von der durchschnittlichen Rendite des Sektors in den letzten Jahren abgewichen werden soll. Das Abstellen auf eine Stichtagsbewertung widerspricht hier der gesetzlichen Vorgabe.

Das Gutachten von N** verwendet für die Ermittlung des Marktrisikos einen Total Market Return Ansatz. Da dieser Ansatz in der Literatur kaum diskutiert und in der Praxis nicht verwendet wird, stellt dieser keine taugliche oder erprobte Methode zur Ermittlung des Marktrisikos dar.

Z** verweist hier im Gegensatz dazu auf die Studie von Fernandez/Pizzaro/Acín (2016): „Market Risk Premium Used in 71 Countries in 2016: A Survey with 6,932 Answers“ aus welcher er für Österreich einen Wert von *** % für das Marktrisiko für das Jahr 2018 ableitet.

In dieser Studie findet sich für jedes untersuchte Land ein Wert, welcher mittels Expertenbefragungen ermittelt wird. Die Studie wird jedes Jahr aktualisiert.

Es handelt sich um eine anerkannte wirtschaftswissenschaftliche Publikation, welche auch im Regulierungsbereich bei der Ermittlung der Kapitalkosten herangezogen wird. Daher ist die Verwendung dieser Studie sachgerecht.

iv. Beta

Für die Ermittlung des Beta zielen N** und Z** auf Vergleichsunternehmen ab. N** stellt bei den Vergleichsunternehmen neben Versorgungsunternehmen auch auf Unternehmen des Schienenpersonen- und des Schienengüterverkehrs ab. Die Nachfragesituationen dieser Unternehmen kann nur in geringem Maße mit jenem des Bahnstrom-Angebotsbereichs verglichen werden, weshalb die Eignung der Auswahl als fraglich einzustufen ist.

Z** zieht wiederum eine Gruppe von Vergleichsunternehmen heran, welche neben Strom-, Gas- und Wasserversorgungsunternehmen auch Transportunternehmen beinhalten.

Auch diese Auswahl spiegelt den Bahnstrommarkt nur bedingt wider, weshalb die Ermittlung des Beta auch hier nicht als sachgerecht einzustufen ist. Die Schienen-Control Kommission zieht für die Ermittlung des Wertes Beta die Werte von Damodaran „Power“ heran. Diese wurde bereits für den Bescheid der Schienen-Control Kommission vom 10.06.2016, SCK-WA-12-006, herangezogen und als sachgerecht bewertet.

v. Fremdkapitalkosten

Bei der Ermittlung der Fremdkapitalkosten zieht N** einen Vergleich mit Unternehmensanleihen der Bonität A/BBB heran. Da jedoch die Bonität der Ö** deutlich besser als A/BBB ist, ergeben sich dadurch zu hohe Kosten für das Fremdkapital. Insbesondere muss hier noch angemerkt werden, dass die begebenen Anleihen mit einer Staatsgarantie besichert werden und sich hierdurch auch ein positiver Effekt für die gesamte Fremdkapitalsituation ergibt.

Dadurch erhält die Ö** auch für nicht besicherte Verbindlichkeiten sehr gute Finanzierungskonditionen, wie dies auch im Geschäftsbericht 2015 der Ö** erwähnt wird. Diese Konditionen stellen sich grundsätzlich günstiger dar als jene für von mit A/BBB bewerteten Unternehmen begebenen Anleihen.

Im Gegensatz hierzu zieht Z** die 5-Jahres-Durchschnittsrendite von österreichischen Bundesanleihen heran. Es wird implizit davon ausgegangen, dass hier Fremdkapital zu Konditionen der Bundesanleihen mit Staatsgarantie aufgenommen werden kann.

Anzumerken ist, dass die Kapitalkosten des Bahnstromnetzes nicht mit denen für die Eisenbahninfrastruktur vergleichbar sind. Da nur die Rendite der österreichischen

Staatsanleihe herangezogen wird, gibt dies die Finanzierungssituation des Bahnstromnetzes inadequat wieder, wie oben bereits beschrieben wurde.

Stattdessen wurde analog zur Entscheidung 2016 ein Spread in der Höhe von *** berücksichtigt. Dies entspricht einer gängigen Vorgangsweise und wurde bereits Bescheid der Schienen-Control Kommission vom 10.06.2016, SCK-WA-12-006, berücksichtigt.

J. Regulierungsmanagement und Risikopositionen

i. Sachverhalt und Ausgangslage

In ihrer Stellungnahme vom 16.01.2017 macht die Ö** die Kosten für Regulierungsmanagement und Risikopositionen geltend. Darunter fasst die Ö** jene Kosten zusammen, die ihr im Rahmen des „regulatorischen Prozesses der Marktöffnung und den dazugehörigen externen Aufwänden“ entstehen bzw Risiken, die nicht bereits über den WACC abgedeckt sind.

Letztere Position beinhaltet eine Abdeckung von Risiken für gesteigerte Verlustenergiekosten und –mengen, ein Auseinanderfallen von Plan- und Bezugsmengen sowie „sonstige Unsicherheiten wie Erhöhung von vorgelagerten Kostenpositionen“.

ii. Rechtliche Einordnung von Regulierungsmanagement und Risikopositionen

Wie die Schienen-Control Kommission bereits wiederholt ausgeführt hat, kommt im gegenständlichen Verfahren der Kostengrundsatz des § 69b EisbG zur Anwendung, der vorsieht, dass die Entgelte die angefallenen Kosten für die Erbringung der Serviceleistungen zuzüglich eines angemessenen Gewinns nicht übersteigen dürfen.

Der VwGH hatte zur vorausgegangenen inhaltlich gleichen Rechtslage diesen Grundsatz dahingehend konkretisiert, dass die Höhe des Entgeltes in Relation zu den auf Grund der Inanspruchnahme der Serviceleistungen anfallenden Kosten stehen muss und die diesbezügliche Berechnung auf der Grundlage des tatsächlichen Nutzungsumfanges erfolgt (VwGH 27.11.2014, 2013/03/0092).

Die Schienen-Control Kommission konnte letztlich keinen tatsächlichen Zusammenhang zwischen den geltend gemachten Kosten und den dargestellten Grundsätzen der Entgeltberechnung feststellen. Weder die Position der Kosten für Regulierungsmanagement, noch für Risikopositionen sind der Leistung der Bahnstromnetznutzung zuzurechnen.

Zum einen handelt es sich bei den als Regulierungsmanagement geltend gemachten Kosten nicht um Leistungen, die im Rahmen der Leistung „Bahnstromnetznutzung“ kausal angefallen wären, sondern um Kosten, aufgrund allgemeiner gesetzlicher Verpflichtungen, denen die Ö** unterworfen ist.

In diesem Zusammenhang konnte die Ö** auch nicht darlegen, warum diese Kosten gerade im Jahr 2017 geltend gemacht werden, oder aus welchem Grund die Kosten gerade in dieser Höhe dem Bahnstrombereich zuzuordnen wären.

Zudem kann die Verursachung der solcherart angefallenen Kosten rechtlich keinesfalls an die Eisenbahnverkehrsunternehmen weitergegeben werden. Die Ö** unterliegt in dieser Hinsicht zwar gesetzlichen Verpflichtungen und damit zusammenhängenden Kosten.

Nach Ansicht der Schienen-Control Kommission ist es jedoch nicht möglich eine nachvollziehbare und transparente Grenze zu ziehen, nach welcher allgemeine Kosten für

Dienstleistungen allgemeinen gesetzlichen Verpflichtungen in einer bestimmten Höhe zugeordnet werden könnten, da die Inanspruchnahme – gerade der angeführten Dienstleistungen – im Gegensatz zu jenen **Kosten, die durch die Nutzung des Bahnstromsystems aufgrund gesetzlicher Bestimmungen genau umgrenzt sind und technischen Gesichtspunkten folgen, letztlich im Ermessen des regulierten Unternehmens liegt.**

Die Anerkennung einer Kostenposition für Regulierungsmanagement würde somit auf die Schaffung eines Auffangtatbestands hinauslaufen, welcher über den Kostenmaßstab des § 69b EibG hinausgehen und der Ö** **die Zurechnung von Kosten über die Nutzung der spezifischen Serviceleistung hinaus ermöglichen würde.** Dies würde jedoch dem Kostengrundsatz des § 69b EibG widersprechen.

Ähnliches kann in Bezug auf die geltend gemachten Risikopositionen gesagt werden.

Die Ö** macht hier Kosten geltend, die nicht nur – wie im soeben behandelten Fall – in ihrem Anfall nicht eingegrenzt werden können – sondern darüber hinaus **gar nicht angefallen sind.**

Die Bezugnahme auf die Positionen selber stellt eine rein spekulative Inaussichtstellung von Kosten dar, die jeweils einem nicht eingrenzbaaren aleatorischen Moment unterliegen und daher in der geltend gemachten Form gar nicht eintreten müssen.

Darüber hinaus wurde durch die Ö** keine der dargestellten Risikopositionen in ihrer spezifischen Eintrittswahrscheinlichkeit näher erläutert oder in Hinblick auf die jeweilige **rechtliche oder tatsächliche Eintrittsbedingung und die Faktoren, von denen diese abhängen oder mit dem Kostenanfall zumindest zusammenhängen** würden, dargestellt.

Die vorgelegten Kostenpositionen stellen somit keine Kostenpositionen dar, die dem Kostenmaßstab des § 69b EibG entsprechen würden und waren somit nicht anzuerkennen.

K. Kosten aus Versorgungsauftrag

Die Schienen-Control Kommission hatte mit Bescheid vom 10.06.2016, GZ: SCK-WA-12-006, ausgesprochen, dass grundsätzlich nicht festgestellt werden konnte, dass die der Ö** aufgrund ihrer langfristigen Einkaufsstrategie – und des damit einhergehenden Abschlusses zweier Langfristbezugsverträge – entstehenden Mehrkosten aufgrund des Bahnstromnetzbetriebs angefallen wären, und daher unter der Kostenposition „Kosten aus Versorgungsauftrag“ nicht anerkannt wurden.

Damit wurde über die Kostenposition „Kosten aus Versorgungsauftrag“ dem Grunde und der Höhe nach bereits im Rahmen des angeführten Verfahrens abgesprochen. Die Schienen-Control Kommission kann mangels einer Änderung des dieser Kostenposition zugrundeliegenden Sachverhalts daher nicht feststellen, aus welchem Grund eine neuerliche Entscheidung im Rahmen des gegenständlichen Verfahrens notwendig oder zulässig wäre, zumal auch die Höhe der geltend gemachten Kosten dem Gegenstand des Verfahrens SCK-WA-12-006 entspricht und die Stellungnahme der Ö** vom 16.01.2017 auf den verfahrenseinleitenden Schriftsatz auch keine entsprechende Darstellung oder Begründung bezüglich der Position „Kosten aus Versorgungsauftrag“ enthält.

Wenn im gegenständlichen Verfahren bestehende Kostenpositionen bezüglich ihrer Höhe insofern eine eingehende Beurteilung aufgrund vorgelegter Beweise erfahren, liegt dies darin begründet, dass grundsätzlich rechtlich als zulässig anerkannte Positionen mangels einschlägiger Nachweise bisher nicht ihrer Höhe nach beurteilt werden konnten oder in der Tarifperiode 2017 eine unterschiedliche Zusammensetzung aufweisen.

Die Kostenposition „Kosten aus Versorgungsauftrag“ stellt demgegenüber eine reine Rechtsfrage dar, deren Beurteilung wie dargestellt bereits eine abschließende Beurteilung erfahren hat.

Nichtsdestotrotz hat die Ö** mit ihrer Stellungnahme vom 31.01.2017 das Gutachten der N** „Angemessener Umgang mit langfristigen Lieferverträgen im Rahmen der Liberalisierung des Bahnstrommarkts“ (in Folge: N**, Lieferverträge) zur Begründung der Position „Kosten aus Versorgungsauftrag“ vorgelegt.

Das Gutachten legt eingangs deutlich zunächst Inhalt und subsequent Zweck und Methode der gutachterlichen Stellungnahme ausführlich fest.

So beschreibt N** zunächst die Ausgangslage mit der Feststellung, dass sich die Ö** für ihre Vorbringen auf § 69b Abs. 1 EisBG beruft, der eine Kostenrückgewinnung ermöglichen würde, indem er vorsieht, dass das Eisenbahninfrastrukturunternehmen Entgelte verlangen darf, die die anfallenden Kosten, zuzüglich eines angemessenen Gewinns, nicht übersteigen dürfen. Der Versorgungsauftrag der Ö** erwachse aus der Betriebspflicht der Eisenbahn nach § 19 Abs 1 EisbG, welcher die Ö** verpflichte, eine stetige Stromversorgung zu gewährleisten (N**, Lieferverträge 1).

Die Kürzung der Mehrkosten dieser Verträge gegenüber aktuellen Marktpreisen aus dem Tarif „Verteilung 16,7 Hz Bahnstrom“ im Bescheid der Schienen-Control Kommission SCK-WA-12-006 sei nicht mit einer wettbewerbsneutralen Umsetzung der Liberalisierung vereinbar und ineffizient, die „Kosten aus Versorgungsauftrag“ würden daher „verlorene Kosten“ darstellen (N**, Lieferverträge 1).

In den folgenden Kapiteln legt N** im Detail dar, aus welchen Gründen eine Anerkennung der Kostenposition entgegen der anderslautenden Entscheidung der Schienen-Control Kommission im Bescheid SCK-WA-12-006 vom 10.06.2016 hätte erfolgen müssen.

Zunächst beschreibt N** im Kapitel 2 die zu beurteilenden Stromlieferverträge, die die Ö** mit der A** und der R** abgeschlossen hat und wiederholt die wesentlichen Punkte der Entscheidung der Schienen-Control Kommission aus dem Bescheid SCK-WA-12-006 vom 10.06.2016 (N**, Lieferverträge 3, 4).

In Kapitel 3 legt N** anschließend die Gründe dar, aus denen eine Markttöffnung bei Abschluss der in Rede stehenden Verträge nicht nachvollziehbar gewesen wäre:

N** beschreibt dazu zunächst die rechtlichen Grundlagen des Zugangs zu Serviceeinrichtungen im Rahmen der RL 2012/34/EU und die Genese der Bahnstromliberalisierung, soweit sich diese aus den Gesetzesmaterialien ableiten lässt, und der weiteren innerstaatlichen Entwicklung im Verfahren SCK-WA-12-006 (N**, Lieferverträge 5 f).

Das Kapitel 4 des vorliegenden Gutachtens legt sodann die Strombeschaffungsstrategie dar und beschreibt, weshalb diese aus Sicht von N** den Kriterien ökonomischer Effizienz und kaufmännischer Vorsicht genügt hätte.

Dabei wird die Ansicht der Schienen-Control Kommission und der E-Control im Rahmen des Verfahrens SCK-WA-12-006, dass die Ö** eine Strommenge entsprechend dem Vertragsvolumen jederzeit am Day-Ahead-Markt hätte beschaffen können, aus ökonomischer Perspektive erörtert und eingangs dementsprechend festgehalten, dass „Individuen risikoscheu sind“ (N**, Lieferverträge 7), diese Aussage wird sodann im Sinne der Versorgungssicherungspflicht ausgelegt (N**, Lieferverträge 8, 9).

Weiters wird die Üblichkeit langfristiger Beschaffungsstrategien im internationalen Vergleich mit internationalen Unternehmen (Deutschland, Belgien, Großbritannien, Frankreich) dargelegt (N**, Lieferverträge 9 f). Insbesondere hält N** fest, dass „Diese Beispiele verdeutlichen, dass auch internationale Eisenbahninfrastrukturunternehmen auf langfristige Preissicherheit mittels Strombezugsverträgen setzen“ (N**, Lieferverträge 10).

An dieser Stelle weist die Schienen-Control Kommission darauf hin, dass es mangels nachvollziehbarer und genauer Informationen über die erwähnten Vergleichsverträge nicht möglich ist zu beurteilen, ob es sich in diesem Zusammenhang um Beschaffungsvorgänge zum Zwecke der Aufrechterhaltung von Leistungen der System- und Versorgungssicherheit (vgl oben A.ii.c.) oder zur Energielieferung handelt (vgl etwa die Aussage „in den Niederlanden

wird die Traktionsenergie über eine Kooperative namens Vivens beschafft, in der sowohl das staatliche Bahnunternehmen NS als auch die Wettbewerber zusammengeschlossen sind. Vivens hat kürzlich per Ausschreibung einen 10-Jahres Vertrag zur Bahnstromvollversorgung vergeben“, N**, Lieferverträge 9).

Schließlich setzt sich das Gutachten im Rahmen einer Literaturanalyse mit Argumenten zur Rückgewinnung verlorener Kosten auseinander und legt dieser Effizienzgründe, das Interesse der Konsumenten sowie Gerechtigkeitserwägungen zugrunde (N**, Lieferverträge 13-18).

Daran anknüpfend erfolgt eine Darstellung, warum das Vorgehen der Schienen-Control Kommission nach Ansicht von N** im Widerspruch zum Verständnis der Liberalisierung der E-Control stünde, eine Beurteilung der Entscheidung der Schienen-Control Kommission auf die Bonitätseinstufung durch Ratingagenturen, sowie eine Fallstudie des Unternehmens Phoenix Gas bezüglich einer Entscheidung der Regulierungsbehörde NIAUR (Northern Ireland Authority for Utility Regulation, später UREGNI) zur Kontrolle der Netzentgelte im Jahr 2012, im Rahmen welcher der Regulierer eine Kürzung des regulierten Anlagevermögens um GBP 75 Millionen vorsah. In einem folgenden Beschwerdeverfahren befand die zuständige „Competition Commission“ sodann, dass der ex-post Eingriff unrechtmäßig gewesen sei, da er nicht mit den Grundsätzen guter ex-ante Regulierung vereinbar sei (N**, Lieferverträge 20-24).

An dieser Stelle gibt die Schienen-Control Kommission nachdrücklich zu bedenken, dass die diesbezüglichen Ausführungen des Gutachtens einen erheblichen Mangel aufweisen, indem die Relation einer Entscheidung, deren ex-post Entscheidung gegen einen ex-ante Maßstab verstieß, mangels der einschlägigen rechtlichen Grundlagen und der Berücksichtigung der verschiedenen Regulierungsmodelle (ex-ante, ex-post, Anreizregulierung), die für einen Vergleich wesentlich sind, kein nachvollziehbares und aussagekräftiges Ergebnis zulassen.

Kapitel 6 nimmt eine empirische Analyse der in Rede stehenden Beschaffungsstrategie im Wege einer Preisanalyse vor, welche die Angemessenheit der Vertragspreise vor dem Hintergrund der Preiserwartungen dargelegt, dh insbesondere untersucht, ob der Abschluss der Verträge im Vergleich zum späteren Preisverfall im Zeitpunkt des Abschlusses von Vorteil war (N**, Lieferverträge 25-34).

Das Kapitel schließt mit einer Analyse, welche Geschäftsstrategien bei Preisunsicherheiten aufgrund unvorhersehbarer Volatilitäten einem Unternehmer zur Verfügung stehen sowie einer Liquiditätsanalyse der Strombörsen EEX und EXAA (N**, Lieferverträge 38-41).

Anschließend geht N** auf die im Zuge der Liberalisierung des Strommarktes einschlägigen Rechtsgrundlagen der „Stranded Costs“ Regelungen ein (N**, Lieferverträge 41-43), eine prominente Rolle nimmt dabei die Beurteilung des Braunkohlekraftwerks „Voitsberg“ ein, und gibt im Anschluss Fallstudien internationaler Vergleichsfälle wieder (N**, Lieferverträge 44-48).

Die Schienen-Control Kommission weist in diesem Zusammenhang neben den maßgeblichen Unterschieden der verglichenen Sachverhalte auf die beihilfenrechtliche

Tatbestandsmäßigkeit von staatlichen Zuschussleistungen, auch im Bereich der „Stranded Costs“, hin und verweist auf die im Beschwerdeverfahren zum Bescheid vom 10.06.2016, GZ: SCK-WA-12-006, getätigten Ausführungen:

„Im Gegensatz zu den durch zwingende rechtliche Verpflichtungen verursachten Aufwendungen würde im gegenständlichen Fall eine Umwälzung unternehmerisch verursachter Fehleinschätzungen auf die betroffenen EVUs stattfinden, was in genereller Form, abgesehen vom bereits erwähnten Verstoß gegen die geltenden Kostengrundsätze, auch einen nicht durch die aktuellen Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 der Union (Mitteilung der Kommission — Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020, ABl 2014/200, 1) zu rechtfertigende und somit rechtswidrige Beihilfe gem Art 107 AEUV darstellen würde.

Die diesbezüglichen beihilferechtlichen Schranken werden zudem durch die aktuelle Rsp des EuG weiter ausgedehnt. Mit Urteil vom Mai 2016 hatte das EuG (EuG 10.5.2016, T-47/15, Kommission/Deutschland) in einer Entscheidung den Begriff staatlicher Mittel iSd Art 107 AEUV erheblich erweitert und in Bezug auf das deutsche EEG auch solche Mittel, die über private aufgebracht und die durch bloße staatliche Überwachung kontrolliert (durch die BNetzA) würden als staatliche Mittel und somit staatliche Beihilfen iSd Art 107 AEUV qualifiziert. Auch vor diesem aktuellen Hintergrund ist die Argumentation der Beschwerdeführerin daher nicht zu berücksichtigen, da sie durch den Ausgleich von Fehlentscheidungen eines regulierten Unternehmens über Marktteilnehmer einen Mitteltransfer bewirken würde, der in mehrfacher Hinsicht rechtswidrig und zudem aufgrund ihrer marktverzerrenden Wirkungen wettbewerbs- und regulierungsrechtlich schwer bedenklich wäre.“

Darüber hinaus bestätigt eine rezente Entscheidung des EuGH, **dass Entscheidungen über „Stranded Costs“, die einem Unternehmen aus dem Abschluss langfristiger Bezugsverträge aufgrund der Strommarkliberalisierung entstanden sind, ohne Zweifel genehmigungspflichtige Beihilfen iSv Art 107 AEUV darstellen** (EuGH 15.9.2016, C-574/14, vgl dazu auch *Egger*, BRZ 2016, 191).

Die Schienen-Control Kommission wiederholt daher ihre bereits geäußerten Bedenken, die bereits aufgrund des unionsrechtlichen Beihilfeverbots gemäß Art 107 AEUV gegen eine Beurteilung der in Rede stehenden Verträge als verlorene Kosten sprechen, auf das nachdrücklichste.

Bereits aus zwingenden rechtlichen Gründen kann die gegenständliche Kostenposition „Kosten aus Versorgungsauftrag“ wegen eines sonstigen Verstoßes gegen das unionsrechtliche Beihilfeverbot gemäß Art 107 AEUV daher nicht unter den Kostenmaßstab des § 69b EiszG subsumiert werden.

Das Gutachten schließt mit einer Zusammenfassung der wiedergegebenen Positionen (N**, Lieferverträge 49, 50).

Die Schienen-Control Kommission gelangt daher, unbeschadet der bereits dargelegten Positionen, zu folgender Beurteilung der Kostenposition „Kosten aus Versorgungsauftrag“ und dem vorgelegten Gutachten:

- Das Gutachten vermochte insbesondere nicht aufzuzeigen, wie sich die Sach- und Rechtslage zum Verfahren SCK-WA-12-006, in welchem abschließend über die rechtliche Zuordnung der Kostenposition abgesprochen wurde, in sachlicher oder zeitlicher Hinsicht verändert hat (dies zeigt allein schon die ausschließliche Bezugnahme auf ein abgeschlossenes Verfahren)
- Im Rahmen der gutachterlichen Stellungnahme wird durchgehend und vollständig die Zuordnung einer Kostenposition unter die Rechtsgrundlage des § 69b mit rechtlichen und ökonomischen Argumenten, bzw der Darstellung ökonomisch sinnvoller Geschäftsstrategien, vorgenommen.

Das Gutachten vermag daher keinerlei Tatsachen hervorzubringen, die über die rechtliche Beurteilung der Kostenposition hinausgehen würden.

- Somit ist jedoch im Sinne der bereits wiederholt dargelegten Rsp festzuhalten, dass Rechtsfragen nicht durch Sachverständige, sondern durch die erkennende Behörde zu beantworten sind, und auch in aller Regel nicht Gegenstand des Parteiengehörs zu sein haben (VwGH 30.10.1972, 0199/72, VwGH 15.03.1988, 87/07/0144, VwGH 14.06.2005, 2004/02/0347, VwSlg 16643 A/2005).

Der Sachverständige hat Tatsachen klarzustellen und auf Grund seiner Sachkenntnisse deren allfällige Ursachen oder Wirkungen festzustellen; er muss aber immer im Bereich der Tatsachen bleiben und darf nicht Rechtsfragen lösen (VwGH 28.06.2017, Ra 2016/09/0091).

Der Sachverständige kann daher lediglich bei der Ermittlung für eine rechtliche Beurteilung einschlägiger Tatsachen behilflich sein, ob diese dann unter die genannten Bestimmungen zu subsumieren sind, ist eine im Rahmen der rechtlichen Beurteilung vorzunehmende Wertungsfrage (VwGH 03.05.2017, Ro 2016/03/0003).

Schließlich ist es allein Aufgabe der Behörde, Rechtsfragen zu beantworten und zu befinden, welche Grundlagen auf sachverständiger Ebene für ihre Entscheidung notwendig sind (28.03.2017, Ro 2016/09/0009).

Letztlich ist noch ausdrücklich festzuhalten, dass, wie bereits eingehend bemerkt wurde, das Gutachten auch auf fachlicher Ebene nicht nachvollziehbar und schlüssig zu überzeugen mag: wesentliche rechtlichen Voraussetzungen eines erheblichen Teils des Gutachtens setzen sich mit der Anerkennung von verlorenen Kosten auseinander, ohne dabei zu berücksichtigen, dass in diesem Zusammenhang als erster Schritt auf die beihilferechtliche Zulässigkeit solcher Maßnahmen auf Ebene des Unionsrechts gemäß Art 107 AEUV Rücksicht zu nehmen ist.

Diese Voraussetzung hat jedoch bei der Prüfung derartiger Kosten als erster Schritt zu erfolgen, da die rechtliche Zulässigkeit nationaler Unterstützungsmaßnahmen in diesem Bereich, wie gezeigt werden konnte, von der unionsrechtlichen Zulässigkeit der Beihilfemaßnahmen abhängt.

Dazu merkt die Schienen-Control Kommission schließlich noch an, dass die Nichtberücksichtigung aktueller Rsp des EuGH zu dieser rechtlichen Fragestellung zum Eindruck beiträgt, dass die Ausführungen des Gutachtens von einem unvollständigen Gutachtensbefund ausgehen und daher in wesentlichen Teilen am Mangel der Unvollständigkeit und Unschlüssigkeit leiden.

Auf das weitere Vorbringen zur Kostenposition „Kosten aus Versorgungsauftrag“ war daher nicht weiter einzugehen.

II. Zu Spruchpunkt II.

A. Bereits erledigte Anträge

Die W** stellt im Laufe des Ermittlungsverfahrens zahlreiche Anträge, auf die im Folgenden näher eingegangen wird.

Dabei stellt die W** zu einem großen Teil Anträge, die sich auf bereits mit Bescheid der Schienen-Control Kommission abgesprochene Verfahrensgegenstände beziehen und über die somit nicht im Rahmen des vorliegenden Verfahrens SCK-16-017 zu entscheiden ist.

Mit Stellungnahme vom 12.01.2017 stellt die W** noch vor Vorliegen erster Ermittlungsergebnisse die Anträge, die Schienen-Control Kommission möge der W** im Verfahren zu GZ SCK-16-017 die Parteistellung zuerkennen, der W** Akteneinsicht, insbesondere in die Kostenunterlagen 2017 sowie die Rechnungen betreffend die Ersatzwerte für die Jahre 2015 und 2016 gewähren und der W** die Möglichkeit einer Stellungnahme zu gewähren, eine mündliche Verhandlung anberaumen, über die ECA ein Gutachten zur Frage der Relevanz der Kostenkomponenten „Kosten aus Lieferung“ und „Regelleistung“ für die Ermittlung des Netznutzungsentgelts für das Jahr 2017 einholen und in Anwendung des richtigen Kostenmaßstabs des § 58 Abs 1 Z 3 iVm § 67 Abs 1 EiszG die Netznutzungsentgelte so festlegen, dass diese die Entgeltobergrenzen des Teilbescheids vom 10.06.2016, SCK-WA-12-006 nicht überschreiten.

Mit Stellungnahme vom 07.03.2017 stellt die W** die Anträge, die Schienen-Control Kommission möge die Ö** auffordern, sämtliche von der Ö** vorgenommene Kostenberechnungen samt allen Nebenrechnungen und Aufstellungen in einem maschinenlesbaren Format (Excel-Format) zu übermitteln und auch der W** in diesem Format zur Verfügung zu stellen.

Die diesbezüglichen Anträge der W** wurden im gegenständlichen Ermittlungsverfahren mit Schreiben vom 27.03.2017 behandelt.

Weiter stellt die W** die Anträge, die Schienen-Control Kommission möge die Ö** verpflichten, sämtliche Vertragsunterlagen für die Nutzung des Bahnstromnetzes und die Bereitstellung von Bahnstrom zwischen sämtlichen Unternehmen des Ö**-Konzerns, der W** sowie sämtlichen sonstigen Verfahrensparteien offenzulegen, die Ö** verpflichten, offenzulegen nach welchem Verfahren die Verrechnungspreise gebildet werden und in welcher Höhe diese internen Leistungsverrechnungen im verfahrensgegenständlichen Zeitraum angefallen sind, feststellen, dass sämtliche gemäß Pkt. (ii) vorgelegten Vertragsgrundlagen Gegenstand des anhängigen wettbewerbsaufsichtsbehördlichen Verfahrens zu GZ SCK-16-017 sind, sämtliche durch Ö** gemäß Pkt. (ii) vorgelegte Vertragsgrundlagen auf deren Rechtmäßigkeit überprüfen, sämtliche rechtswidrige Bedingungen in den durch Ö** gemäß Pkt. (ii) vorgelegten Vertragsgrundlagen für unwirksam erklären und/oder Ö** hinsichtlich sämtlicher rechtswidriger Bedingungen in den durch Ö** gemäß Pkt. (ii) vorgelegten Vertragsgrundlagen ein rechtskonformes, nichtdiskriminierendes

Verhalten auferlegen, die Stellungnahmefrist der W** zu sämtlichen Aktenbestandteilen, nachdem diese von der Ö** gemäß den Pkt. (i) und (ii) ordnungsgemäß und vollständig vorgelegt wurden, angemessen, mindestens um vier Wochen ab Vorlage sämtlicher Unterlagen gemäß Pkt. (i) und (ii) des Antrages oder mindestens bis zum 28.04.2017, je nachdem welcher Termin später ist, erstrecken, eine mündliche Verhandlung zur Erörterung der von der Ö** vorgenommenen Berechnungen unter Berücksichtigung der von der W** noch vorzunehmenden Stellungnahme dazu sowie zur Frage der Rechtmäßigkeit der durch Ö** gemäß Pkt. (ii) vorgelegten Vertragsgrundlagen, sowie insbesondere zu den Fragen, auf welcher rechtlichen Basis die Verrechnung der Leistungen zwischen der Ö**, der Ö**, der Ö** und der Ö** R** erfolgt, wie die Leistungsmengen und Verrechnungspreise gebildet werden und in welcher Höhe diese internen Leistungsverrechnungen in den verfahrensgegenständlichen Jahren angefallen sind, durchführen.

Die bezüglichlichen Anträge beziehen sich inhaltlich sämtlich auf die Gegenstände, die unter Spruchpunkt III. des Bescheids der Schienen-Control Kommission vom 10.06.2016, SCK-WA-12-006 einer gesonderten Entscheidung vorbehalten wurden. Zum Zeitpunkt der Antragstellung war noch keine Entscheidung der Schienen-Control Kommission erfolgt. Mit 13.06.2017 wurde im Rahmen des 2. Teilbescheids, GZ: SCK-WA-12-006, über die bezüglichlichen Anträge der W** abgesprochen, wie insbesondere aus dem Verfahrenshergang des Bescheids und der Bezugnahme auf die GZ SCK-WA-12-006 in der Stellungnahme der W** hervorgeht. Die Anträge wurden daher als Teil eines anderen Verfahrens an dortiger Stelle behandelt.

Mit 11.04.2017 erneuert die W** ihre bisherigen Anträge und stellt die Anträge, die Schienen-Control Kommission möge ihr eine vollständige Aktenabschrift der fehlenden Unterlagen zur Verfügung stellen, sowie die ursprünglich im Excel-Format erstellten Dokumente („Schwarzer Ordner, den wir in der Erwartung, die Unterlagen in elektronischer und maschinenlesbaren Form zu erhalten, noch nicht kopiert haben“) im Ausgangsformat Excel / in elektronischer und maschinenlesbarer Form zur Verfügung zu stellen, ihr für eine Stellungnahme zu den Kostenunterlagen der Ö** eine dem Umfang sämtlicher Unterlagen entsprechende angemessene Frist nach Übermittlung der vollständigen Dokumente in elektronischer und maschinenlesbarer Form einzuräumen und in eventu eine weitere Akteneinsicht zu gewähren, in der in Gegenwart von Vertretern der Schienen-Control GmbH die Vollständigkeit und Nachvollziehbarkeit und Analysierbarkeit der von der Ö** vorgelegten Dokumente erörtert wird.

Die diesbezüglichen Anträge der W** wurden im gegenständlichen Ermittlungsverfahren mit Schreiben vom 26.04.2017 behandelt.

Mit Stellungnahme vom 29.05.2017 stellt die W** die Anträge, die Schienen-Control Kommission möge sämtliche durch die Ö** erstellten Urkunden, nämlich den Bahnstromnetznutzungsvertrag, den Durchleitungsvertrag und die Energielieferverträge, jeweils samt Anlagen, auf deren Rechtmäßigkeit prüfen, und sämtliche rechtswidrige Bedingungen in den durch die Ö** erstellten Urkunden, nämlich den

Bahnstromnetznutzungsvertrag, den Durchleitungsvertrag und die Energielieferverträge, jeweils samt Anlagen, im unter Punkt 2. der Stellungnahme der W** vom 23.11.2015 jeweils aufgezeigten Ausmaß für unwirksam erklären und/oder der Ö** hinsichtlich sämtlicher rechtswidriger Bedingungen in den durch die Ö** erstellten Urkunden ein rechtskonformes, nichtdiskriminierendes Verhalten auferlegen, und verweist darauf, dass eine Entscheidung über diese Anträge nach wie vor ausständig sei.

Die bezüglichen Anträge beziehen sich inhaltlich ähnlich der Anträge vom 27.03.2017 auf die Gegenstände, die unter Spruchpunkt III. des Bescheids der Schienen-Control Kommission vom 10.06.2016, SCK-WA-12-006 einer gesonderten Entscheidung vorbehalten wurden. Zum Zeitpunkt der Antragstellung war noch keine Entscheidung der Schienen-Control Kommission erfolgt. Mit 13.06.2017 wurde im Rahmen des 2. Teilbescheids, GZ: SCK-WA-12-006, über die bezüglichen Anträge der W** abgesprochen, wie insbesondere aus dem Verfahrenshergang des Bescheids und der Bezugnahme auf die GZ SCK-WA-12-006 in der Stellungnahme der W** hervorgeht. Die Anträge wurden daher als Teil eines anderen Verfahrens an dortiger Stelle behandelt.

Ebenfalls mit Stellungnahme vom 29.05.2017 stellt die W** die Anträge, die Schienen-Control Kommission möge die Vorlage sämtlicher Detailinformationen zu den Kostenpositionen der Ö** im Excel-Format anordnen und der W** zur Stellungnahme übermitteln, eine mündliche Verhandlung zur Erörterung der verfahrensgegenständlichen Sach- und Rechtsfragen unter Beiziehung der Gutachter durchführen, die Tarife der Ö** für die Leistungen „Umformung“ und „Verteilung“ gemäß Anhang 2.3.4 zu den SNNB 2017, soweit sie die durch das Gutachten O**/T** (siehe Beilage ./1) unter Anwendung des Grenzkostenprinzips gemäß § 67 Abs 1 EisebG iVm den Bestimmungen der DurchführungsVO 2015/909 ermittelten Entgeltobergrenzen in Höhe von EUR 2,83 / MWh (Hochtarif) bzw EUR 2,36 / MWh (Niedertarif) für „Verteilung“ und EUR 3,72 / MWh (Hochtarif) bzw EUR 3,10 / MWh (Niedertarif) für „Umformung“ übersteigen, für unwirksam erklären, der Ö** auftragen, es ab Unwirksamkeitserklärung der Tarife gemäß (iii) zu unterlassen, sich gegenüber Eisenbahnverkehrsunternehmen auf die für unwirksam erklärten Tarife zu berufen, etwa indem sie Verträge mit den Eisenbahnverkehrsunternehmen abschließt, in denen die Eisenbahnverkehrsunternehmen zur Leistung dieser Tarife verpflichtet werden, indem sie die Gewährung der Leistung von der Zahlung dieser Tarife abhängig macht oder indem sie die Eisenbahnverkehrsunternehmen zur Zahlung dieser Tarife auffordert, und zwar mit Wirkung „pro futuro“, bis die SCK neuerlich über die Leistung „Umformung“ und „Verteilung“ abspricht, und der Ö** hinsichtlich der Ersatzwertermittlung und der Berücksichtigung der kostensenkenden Paramater Rekuperationsenergie und Zuschüsse gemäß Bundesbahngesetz ein den unmittelbar anzuwendenden unionsrechtlichen, die Regulierung des Schienenverkehrsregulierungsrechtes regelnden Rechtsvorschriften entsprechendes nichtdiskriminierendes und transparentes Verhalten auferlegen, und ein entgeltsenkendes Ergebnis bei den Tarifen gemäß (iii) entsprechend zu berücksichtigen.

Soweit den bezüglichlichen Anträgen nicht bereits durch entsprechende Verfahrensanordnungen entsprochen wurde (Vorlage im Excel-Format und mündliche Verhandlung) bzw die Entscheidung bezüglich der Verfahrensgegenstände Ersatzwertverfahren und Rekuperation nicht bereits im Rahmen des Bescheids vom 13.06.2017, GZ: SCK-WA-12-006 getroffen wurde, stellen die gegenständlichen Anträge die verfahrensleitenden materiellen Anträge der W** in Hinblick auf das gegenständliche Wettbewerbsüberwachungsverfahren betreffend Zugang zum Bahnstromnetz gemäß SNNB 2017, GZ: SCK-16-017, dar. Die Erledigung der bezüglichlichen Anträge erfolgte somit durch Spruchpunkt I. des vorliegenden Bescheids.

Mit Stellungnahme vom 30.06.2017 erhält die W** ihr gesamtes bisheriges Vorbringen sowie sämtliche bisherige unerledigte Anträge in ihren Stellungnahmen in diesem Verfahren sowie im Verfahren zu GZ SCK-WA-12-006 vollständig aufrecht und stellt die Anträge, die Schienen-Control Kommission möge im Interesse einer objektiven Festlegung des Regelenergiebedarfs des Ö**-Bahnstromsystems die Reserve für Regelenergie im Rahmen eines von der Schienen-Control Kommission in Auftrag zu gebenden Gutachtens (Amtsgutachten bzw mittelbare Beweisaufnahme durch die ECA), das der Methodologie nach H** folgt, berechnen zu lassen. Damit wird sichergestellt, dass korrekte Daten sachgerecht und methodisch einwandfrei verwendet werden und auf diesem Wege belastbare Ergebnisse in die Entscheidung der Schienen-Control Kommission einfließen.

Über die Anträge, soweit sie im Ausmaß des Verfahrens SCK-WA-12-006 gestellt wurden, wurde mit den Bescheiden der Schienen-Control Kommission vom 13.06.2017, GZ: SCK-WA-12-006 („2. Teilbescheid“) und 27.11.2017, GZ: SCK-WA-12-006 („3. Teilbescheid“) inhaltlich abgesprochen.

Im Übrigen stellen die Anträge der W** in Hinblick auf das gegenständliche Wettbewerbsüberwachungsverfahren betreffend Zugang zum Bahnstromnetz gemäß SNNB 2017, GZ: SCK-16-017, materielle Anträge dar, die dementsprechend durch Spruchpunkt I. des vorliegenden Bescheids erledigt wurden.

Mit Stellungnahme vom 06.07.2017 stellt die W** die Anträge, die Schienen-Control Kommission möge die für 11.07.2017 anberaumte mündliche Verhandlung vertagen, in eventu, im Falle, dass die Schienen-Control Kommission dem Vertagungsantrag nicht stattgibt, einen weiteren mündlichen Verhandlungstermin anzuberaumen sowie der W** eine Möglichkeit zur Stellungnahme (über den Verhandlungstermin hinaus) zu den am 04.07.2017 um 10:18 Uhr per E-Mail übermittelten Unterlagen einzuräumen und regt an, den Verhandlungsgegenstand in Form einer Tagesordnung und einer Fragenliste über die für die Feststellung des maßgeblichen Sachverhalts zu klärenden Themen und konkreten Fragen präzise festlegen und rechtzeitig kundmachen, auf Basis des präzise und rechtzeitig festgelegten Verhandlungsgegenstandes neben den Verfahrensparteien auch sämtliche bisher involvierten Sachverständigen sowie allenfalls zu bestellende Amtssachverständige, die zur Erörterung der zu klärenden Themen und konkreten Fragen erforderlich sind, förmlich laden und die geladenen Sachverständigen bzw Amtssachverständigen im Rahmen eines sog „expert

conferencing“ zu den zu klärenden Themen und konkreten Fragen förmlich befragen und diesen sowie den Verfahrensparteien wechselseitig ein Frage- und Stellungnahmerecht einräumen.

Die Anträge wurden mit Schreiben der Schienen-Control Kommission vom 10.07.2017 vollständig abgewiesen.

Mit Stellungnahme vom 01.08.2017 stellt die W** die Anträge, die Schienen-Control Kommission möge von der Ö** die vollständige und transparente Offenlegung der Ö**-internen Vertragsgrundlagen zwischen der Ö** und der Ö** sowie zwischen der Ö** und der Ö** bzw der R** und des *** zu verlangen.

Die W** verweist auf ihr „ausführliches Vorbringen zu dieser Thematik in ihrer Beschwerde an das BVwG gegen den 2. Teilbescheid der SCK vom 27.03.2017, GZ SCK-17-004“ und erhebt „diese Ausführungen ausdrücklich zum Vorbringen in diesem Verfahren“.

Die Schienen-Control Kommission verweist in diesem Zusammenhang auf die Beschwerde der W** und die Erledigung der dieser zugrundeliegenden Anträge mit Bescheid vom 13.06.2017, GZ: SCK-WA-12-006.

Nach offizieller Schließung des Ermittlungsverfahrens im Rahmen der mündlichen Verhandlung vom 11.07.2017 wiederholt die W** mit unaufgeforderter Stellungnahme vom 15.09.2017 die Anträge, die Schienen-Control Kommission möge von der Ö** die vollständige und transparente Offenlegung der Ö**-internen Vertragsgrundlagen zwischen der Ö** und der Ö** sowie zwischen der Ö** und der Ö** bzw der R** und des *** verlangen.

Die Schienen-Control Kommission verweist abermals auf den unterschiedlichen Verfahrensgegenstand und die Behandlung der diesbezüglichen Anträge im Verfahren SCK-WA-12-006 und deren Erledigung mit Bescheid vom 13.06.2017, GZ: SCK-WA-12-006.

B. Abspruch über die offenen Anträge in Spruchpunkt II

Die folgenden Anträge, die durch die W** im gegenständlichen Verfahren SCK-16-017 gestellt wurden und sich auf den Verfahrensgegenstand im Verfahren SCK-16-017 beziehen, wurden nicht bereits mit Verfahrensanordnungen im Rahmen des Ermittlungsverfahrens ausdrücklich inhaltlich behandelt. Auf sie bezieht sich die folgende rechtliche Begründung.

Die W** stellt mit den Stellungnahmen vom 29.05.2017 und 15.09.2017 die Anträge, die Schienen-Control Kommission möge

- einen Sachverständigen bzw Amtssachverständigen zu bestellen, der die anrechenbaren Kosten für die „Schwarzstartfähigkeit KW“ der Ö** ermittelt
- einen Sachverständigen bzw Amtssachverständigen zu bestellen, der den Themenbereich „Revisionsvorhaltung und Ausfallsreserve“ gutachterlich untersucht

- einen Sachverständigen bzw Amtssachverständigen zu bestellen, der die Spezifikation der Simulation und die Validierung der Simulationsläufe im Zusammenhang mit der Kostenposition „Spannungshaltung Lindau“ gutachterlich untersucht
- einen Sachverständigen bzw Amtssachverständigen zu bestellen, der die anrechenbaren Kosten für die „Schwarzstartfähigkeit KW“ der Ö** ermittelt
- zur Kostenposition „Revisionsvorhaltung und Ausfallsreserve“ einen Sachverständigen bzw Amtssachverständigen zu bestellen, der den Themenbereich „Revisionsvorhaltung und Ausfallsreserve“ gutachterlich untersucht;
- zur Kostenposition „Spannungshaltung Lindau“ einen Sachverständigen bzw Amtssachverständigen zu bestellen, der die Spezifikation der Simulationen und die Validierung der Simulationsläufe im Zusammenhang mit der Kostenposition „Spannungshaltung Lindau“ gutachterlich untersucht
- die entgegengesetzten Standpunkte der Verfahrensparteien hinsichtlich des WACC einer sachverständigen Befundung und Begutachtung zu unterziehen, und
- eine sachverständige Prüfung der Kostenrechnung und eine Zertifizierung des Kostenrechnungssystems der Ö** durchzuführen, um sicherzustellen, dass der Aufbau und die Implementierung den rechtlichen Vorschriften in sachlicher und regulatorischer Hinsicht entsprechen und dass die Kostenallokation auf sachliche Korrektheit und Verursachungsgerechtigkeit nachgeprüft werden kann.

Die Schienen-Control Kommission verweist auf die bereits wiederholt zu Spruchpunkt I. im Rahmen der rechtlichen Begründung vorgebrachten Grundsätze der Beweiswürdigung in Hinblick die Beurteilung von Sachverständigengutachten als Beweismittel und die dort angeführte Rsp.

Die Schienen-Control Kommission verweist zudem auf die folgenden weiteren Grundsätze, die der VwGH bei der Beweiswürdigung von Sachverständigengutachten seiner Rsp zugrunde legt:

Die Behörde hat ein Gutachten auf seine Vollständigkeit (also, ob es Befund und Gutachten im engeren Sinn enthält) und Schlüssigkeit zu überprüfen. Weitere Gutachten hat die Behörde nur dann einzuholen, wenn sich die vorliegenden Gutachten als nicht vollständig oder nicht schlüssig und damit als nicht ausreichend erweisen. Will eine Partei außer dem vorliegenden schlüssigen und vollständigen Gutachten noch ein weiteres in das Verfahren einbezogen wissen, steht es ihr frei, selbst ein Gutachten eines privaten Sachverständigen zu beschaffen und vorzulegen. (VwGH 31.07.2009, 2009/09/0097)

Wenn sich die Behörde auf zwei schlüssige Gutachten stützen konnte, ist sie nicht verpflichtet, ein weiteres Sachverständigengutachten einzuholen. Dass sie dann nicht gesondert begründete, warum sie dem Antrag des Beschwerdeführers auf Einholung eines weiteren Gutachtens nicht folgte, kann nicht zur Aufhebung des angefochtenen Bescheides führen. (VwGH 05.04.1963, 0133/61 mHw auf VwGH 9.12.1960, Zl. 1955/58)

Eine Partei kann ein Sachverständigengutachten nur dann erfolgreich bekämpfen, wenn sie unter **präziser Darstellung der gegen die Gutachten gerichteten sachlichen Einwände** ausdrücklich erklärt, dass sie die Einholung eines weiteren Gutachtens bestimmter Fachrichtung zur vollständigen Ermittlung des Sachverhaltes für erforderlich halte und daher einen Antrag auf Beiziehung eines weiteren Sachverständigen stellt (VwGH 0778/75, 23.03.1976).

Es bedeutet schließlich auch keine Verletzung des Parteiengehörs, wenn einem Antrag auf Einholung eines zusätzlichen Gutachtens nicht stattgegeben wird (VwGH 25.06.1987, 87/06/0017).

In Anwendung der soeben dargelegten Grundsätze verweist die Schienen-Control Kommission daher zunächst auf die ausführliche inhaltliche und formelle Prüfung der einander gegenübergestellten jeweiligen Sachverständigengutachten und die daraus gefolgerten Schlüsse unter Punkt I. der rechtlichen Begründung.

Nachdem die Schienen-Control Kommission sich jedoch mit den gutachterlichen Stellungnahmen im Detail auseinandergesetzt hat und dies im Rahmen der Begründungsvorgänge auch ausführlich erörtert hat, lässt sich in Hinblick auf das Vorbringen der W** folgendes festhalten:

Die W** legt zu jeder der verfahrensgegenständlichen Kostenpositionen eine gutachterliche Stellungnahme vor, die im Rahmen der Beweiswürdigung auch berücksichtigt wurde.

Zur Begründung ihrer Anträge, warum die Einholung weiterer Gutachten wiederum notwendig sei, verweist die W** jedoch zT auf ein und dieselben Gutachten, die sie dem Vorbringen der Ö** auch materiell entgegengehalten hatte, zum anderen erfolgt keine inhaltliche Begründung iSd dargestellten Rsp, warum eine nochmalige Einholung eines Sachverständigenbeweises notwendig sei.

Sofern die durch die W** vorgelegten Gutachten der inhaltlichen Beurteilung der verfahrensgegenständlichen Kostenpositionen dienen, können diese nicht zusätzlich als Begründung dafür herangezogen werden, dass sie zur vollständigen Ermittlung des Sachverhaltes die Einholung eines weiteren Gutachtens bestimmter Fachrichtung für erforderlich halte.

Will eine Partei außer dem vorliegenden schlüssigen und vollständigen Gutachten noch ein weiteres in das Verfahren einbezogen wissen, steht es ihr wie dargestellt wurde frei, selbst ein Gutachten eines privaten Sachverständigen zu beschaffen und vorzulegen.

Wenn die W** jedoch ein privates Sachverständigengutachten zur inhaltlichen Beurteilung der Gegengutachten einholt und mit derselben Begründung auf die Einholung weiterer Gutachten durch die Behörde drängt, stellt diese Vorbringen in Wahrheit zusätzlich einen unzulässigen Erkundungsbeweis dar, der zudem ausschließlich dazu dient das Verfahren unnötig zu verschleppen.

Tatsächlich zeigt die W** damit nämlich nur, dass sie die Behörde in Anspruch nehmen möchte, um die Validität ihrer eigenen gutachterlichen Stellungnahmen überprüfen zu lassen (ausdrücklich etwa VwGH 16.12.1987, 87/02/0073, VwGH 13.11.2002, 99/03/0418; dazu weiters VwGH 03.01.2018, Ra 2017/11/0207; VwGH 11.05.2017, Ro 2016/21/0012).

Im Lichte der dargelegten Rsp war daher spruchgemäß zu entscheiden.

Rechtsmittelbelehrung:

Gegen diesen Bescheid kann gemäß Art 130 Abs 1 Z 1 B-VG iVm Art 131 Abs 2 B-VG sowie § 84 Abs 4 EiszG das Rechtsmittel der Beschwerde an das Bundesverwaltungsgericht erhoben werden. Die Beschwerde ist binnen vier Wochen nach Zustellung dieses Bescheides bei der Schienen-Control Kommission einzubringen. Die Beschwerde hat die Bezeichnung des angefochtenen Bescheides und der belangten Behörde, die Gründe, auf die sich die Behauptung der Rechtswidrigkeit stützt, das Begehren und die Angaben zu enthalten, die erforderlich sind, um zu beurteilen, ob die Beschwerde rechtzeitig eingebracht ist. Die Pauschalgebühr beträgt gemäß der BuLVwG-EGebV EUR 30,-.

Schienen-Control Kommission
Wien, am 19.02.2018

Der Vorsitzende:

Dr. Robert Streller