



Beschlusskammer 8

Aktenzeichen: BK8-15/2915-21

Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr.1, § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 i.V.m. § 10 ARegV und § 34 Abs. 7 S. 1 ARegV

wegen **Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen
auf Grund eines Erweiterungsfaktoranspruches**

hat die Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn,

durch den Vorsitzenden Karsten Bourwieg,

den Beisitzer Bernd Petermann

und den Beisitzer Rainer Bender,

auf Antrag der Thüga Energienetze GmbH, Bahnhofstraße 104, 67105 Schifferstadt, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

- Antragstellerin -

am 19.12.2017 beschlossen:

1. Der Beschluss vom 29.11.2017 (Aktenzeichen BK8-14/2915-21) wird hinsichtlich der Werte zur Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen auf Grund eines Erweiterungsfaktor-antrages für die Jahre 2016, 2017 und 2018 wie folgt abgeändert:
Dem Antrag auf Anpassung der mit Beschluss vom 03.03.2016 (Aktenzeichen: 4-4455.4-4/182) festgelegten Erlösobergrenze der Thüga Energienetze GmbH, erlassen von dem Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg als Landesregulierungsbehörde, und der mit Beschluss vom 17.08.2015 (Aktenzeichen 8204-385429-2) festgelegten Erlösobergrenze für das Netz Dannstadt-Schauernheim, erlassen von der Regulierungskammer Rheinland-Pfalz, wird in Höhe der **Anlage 2** stattgegeben.
2. Hinsichtlich der Kosten ergeht eine gesonderte Entscheidung.

Gründe

I.

Die Antragstellerin hat mit Schreiben vom 26.06.2015, eingegangen bei der Regulierungsbehörde am 29.06.2015 und mit Übermittlung des Erhebungsbogens über das Energiedatenportal einen Antrag auf Anpassung mit Beschluss vom 03.03.2016 (Aktenzeichen: 4-4455.4-4/182) festgelegten Erlösobergrenze der Thüga Energienetze GmbH, erlassen von dem Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg als Landesregulierungsbehörde, und der mit Beschluss vom 17.08.2015 (Aktenzeichen 8204-385429-2) festgelegten Erlösobergrenze für das Netz Dannstadt-Schauernheim, erlassen von der Regulierungskammer Rheinland-Pfalz, gemäß § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 i.V.m. § 10 ARegV gestellt. Die Erlösobergrenzen für das Netz Dannstadt-Schauernheim sind als Vollnetzübergang zum 01.01.2014 auf die Thüga Energienetze GmbH übergegangen. Die von der Antragstellerin beantragten Anpassungen sind aus **Anlage 1** dieses Beschlusses ersichtlich.

Der am 26.06.2015 über das Energiedatenportal der Bundesnetzagentur übermittelte Erhebungsbogen liegt der Entscheidung zu Grunde.

Mit Beschluss vom 29.11.2017, unter dem Aktenzeichen BK8-14/2915-21, wurden die Werte zur Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen auf Grund eines Erweiterungsfaktor-antrages der Antragstellerin für die Jahre 2015, 2016, 2017 und 2018 zuletzt festgelegt.

Durch diesen Beschluss wird die vorstehende Entscheidung nur hinsichtlich der Kalenderjahre 2016, 2017 und 2018 abgeändert.

Die Beschlusskammer 8 hat den Antrag geprüft und der Antragstellerin gemäß § 67 Abs. 1 EnWG u.a. mit Schreiben vom 22.06.2017 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Die Antragstellerin hat mit Email vom 29.10.2017 mitgeteilt, auf eine Stellungnahme zu verzichten.

Die Landesregulierungsbehörde, in deren Gebiet der Netzbetreiber seinen Sitz hat, wurde gemäß § 55 Abs. 1 EnWG über die Einleitung des Verfahrens informiert.

Dem Bundeskartellamt und der Landesregulierungsbehörde, in deren Bundesland der Sitz des Netzbetreibers belegen ist, wurde gemäß § 58 Abs.1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

II.

Die Anpassung der Erlösobergrenzen der Antragstellerin ergeht auf Grundlage des § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 1, § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 i.V.m. § 10 ARegV und § 34 Abs. 7 S. 1 ARegV. Dem Antrag war im tenorierten Umfang stattzugeben.

1. Zuständigkeit

Die Bundesnetzagentur ist gemäß § 54 Abs. 1 und 3 EnWG die zuständige Regulierungsbehörde.

Die Zuständigkeit der Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG.

2. Ermächtigungsgrundlage

Die beantragten Anpassungen bedürfen gemäß § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 1, § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 ARegV und § 34 Abs. 7 S. 1 ARegV der Festlegung durch die Regulierungsbehörde. Die Anpassung ist gemäß § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 i.V.m. § 10 ARegV festzulegen, soweit die beantragten Anpassungen den dort geregelten Anforderungen entsprechen.

Die Regulierungsbehörde hat für die laufende Regulierungsperiode vom 01.01.2014 bis 31.12.2018 die Obergrenzen der zulässigen Gesamterlöse des Netzbetreibers aus den Netzentgelten (Erlösobergrenze) für jedes Kalenderjahr der gesamten Regulierungsperiode gemäß § 4 Abs. 1 ARegV nach Maßgabe der §§ 5 bis 16, 19 und 24 ARegV bestimmt. Die Bestimmung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen erfolgte durch Festlegung nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG.

Zur Bestimmung der Höhe der Anpassungen der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der Antragstellerin wird der anerkennungsfähige Erweiterungsfaktor (EF_t) gemäß der in Anlage 2 zu § 10 ARegV enthaltenen Formel und der Festlegungen BK8-10/004 bis 010 bzw. der Festlegung vom 22.09.2010 des Ministeriums für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburg als Landesregulierungsbehörde zur Verwendung anderer Parameter zur Ermittlung des Erweiterungsfaktors nach § 10 Abs. 2 S. 2 Nr. 4 ARegV für Elektrizitätsverteilternetzbetreiber ermittelt. Aufgrund der Änderung des § 23 ARegV, die am 22.08.2013 in Kraft getreten ist, können Investitionen in der Hochspannungsebene nur im Rahmen von Investitionsmaßnahmen geltend gemacht werden. Eine Geltendmachung von Erweiterungsinvestitionen in der Hochspannung im Rahmen des Erweiterungsfaktors ist somit ausgeschlossen. Im Übrigen ist der Vorrang des Erweiterungsfaktors zu beachten.

Für die Spannungsebenen Mittelspannung und Niederspannung ist:

$$EF_{t,\text{Ebene } i} = 1 + \frac{1}{2} * \max \left[\frac{F_{t,i} - F_{o,i}}{F_{o,i}}; 0 \right] + \frac{1}{2} * \max \left[\frac{(AP_{t,i} + z_i * EP_{t,i}) - (AP_{o,i} + z_i * EP_{o,i})}{(AP_{o,i} + z_i * EP_{o,i})}; 0 \right]$$

$$\text{mit } z_i = \begin{cases} 1, \text{ wenn } \frac{I_{t,i+v}}{L_{t,i}^{\text{Entnahme}}} \leq 0,3 \\ \max \left[\frac{\sqrt{EP_{t,i}} - \sqrt{EP_{o,i}}}{\sqrt{AP_{t,i} + EP_{t,i}} - \sqrt{AP_{o,i} + EP_{o,i}}}; 1 \right], \text{ wenn } \frac{I_{t,i+v}}{L_{t,i}^{\text{Entnahme}}} > 0,3 \end{cases}$$

mit $AP_{t,i} = AP_{o,i}$, wenn $AP_{t,i} < AP_{o,i}$
mit $EP_{t,i} = EP_{o,i}$, wenn $EP_{t,i} < EP_{o,i}$

Für die Umspannebenen Hochspannung/Mittelspannung und Mittelspannung/Niederspannung ist:

$$EF_{t,\text{Ebene } i} = 1 + \max \left[\frac{L_{t,i} - L_{o,i}}{L_{o,i}}; 0 \right]$$

$$L_i = \begin{cases} L_i^{\text{Entnahme}}, \text{ wenn } \frac{I_{t,i+v}}{L_{t,i}^{\text{Entnahme}}} \leq 1,3 \\ L_i^{\text{Entnahme} / \text{Einspeisungen}}, \text{ wenn } \frac{I_{t,i+v}}{L_{t,i}^{\text{Entnahme}}} > 1,3 \end{cases}$$

Der Erweiterungsfaktor für das gesamte Netz ist der gewichtete Mittelwert über alle Netz- und Umspannebenen.

Der Faktor für die Spannungsebene Hochspannung beträgt stets 1.

Der so ermittelte Erweiterungsfaktor wird in die in der in Anlage 1 zu § 7 ARegV enthaltenen Regulierungsformel eingesetzt. Unberücksichtigt bleiben bei der Berechnung die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten gem. § 4 Abs. 3 i. V. m § 11 Abs. 2 ARegV ($KA_{\text{dnb},t}$), die Zu- und Abschläge aufgrund eines Qualitätselementes gem. § 19 ARegV (Q_t), die Differenz zwischen dem volatilen Kostenanteil, der nach § 11 Abs. 5 ARegV im Jahr t Anwendung findet, und dem volatilen Kostenanteil nach § 11 Abs. 5 ARegV des Basisjahres ($VK_t - VK_0$) sowie die Zu- oder Abschläge resultierend aus dem Saldo des Regulierungskontos gemäß § 5 Abs.

4 S. 2 ARegV (S_t), da diese Formelelemente für die Ermittlung der Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen aufgrund eines Erweiterungsfaktor-antrages irrelevant sind.

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,0}) \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) \cdot EF_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t.$$

Die Anpassung der Erlösobergrenze ergibt sich dann aus der Differenz der durch den Beschluss vom 03.03.2016 (Aktenzeichen: 4-4455.4-4/182) festgelegten Erlösobergrenze der Thüga Energienetze GmbH, erlassen von dem Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg als Landesregulierungsbehörde, und der mit Beschluss vom 17.08.2015 (Aktenzeichen 8204-385429-2) festgelegten Erlösobergrenze für das Netz Dannstadt-Schauernheim, erlassen von der Regulierungskammer Rheinland-Pfalz, korrigiert um Netzgebietsveränderungen und der sich nunmehr unter Berücksichtigung des Erweiterungsfaktors ergebenden Erlösobergrenzen.

Die bereits mit Beschluss vom 29.11.2017, unter dem Aktenzeichen BK8-14/2915-21 genehmigten Anpassungen werden für die Kalenderjahre 2016, 2017 und 2018 durch den vorgenannten Wert ersetzt und sind damit gegenstandslos.

Die festgelegten Anpassungen der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der Antragstellerin ergeben sich aus der **Anlage 2**.

3. Anspruch auf Anpassung der Erlösobergrenze

Die Antragstellerin hat dem Grunde nach einen Anspruch auf Anpassung der Erlösobergrenze gemäß § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 i.V.m. § 10 ARegV. Sie hat die Anpassung frist- und formgerecht beantragt und ihre Versorgungsaufgabe hat sich nachhaltig geändert.

3.1. Antragsgegenstand

Gegenstand des Antrages auf Anpassung der Erlösobergrenzen 2016, 2017 und 2018 aufgrund eines Erweiterungsfaktor-antrags ist die Erhöhung der bereits festgelegten Erlösobergrenzen um die Differenz der mit Beschluss vom 03.03.2016 (Aktenzeichen: 4-4455.4-4/182) festgelegten Erlösobergrenze der Thüga Energienetze GmbH, erlassen von dem Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg als Landesregulierungsbehörde, und der mit Beschluss vom 17.08.2015 (Aktenzeichen 8204-385429-2) festgelegten Erlösobergrenze für das Netz Dannstadt-Schauernheim, erlassen von der Regulierungskammer Rheinland-Pfalz, korrigiert um Netzgebietsveränderungen, zu den sich nunmehr

unter Berücksichtigung des Erweiterungsfaktors ergebenden Erlösobergrenzen. Die von der Antragstellerin beantragten Anpassungen und die von ihr dargelegte Ermittlung des Erweiterungsfaktors ergeben sich aus **Anlage 1** dieses Beschlusses.

3.2. Veränderungen der Versorgungsaufgabe

Die Antragstellerin hat nachgewiesen, dass sich ihre Versorgungsaufgabe erheblich verändert hat, da sich durch die Erweiterungsinvestitionen die jährlichen Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile sowie der Kosten für die Netzebene Hochspannung um mindestens 0,5 Prozent erhöht haben, § 10 Abs. 2 S. 3 ARegV.

Die Beschlusskammer hat die in Tabellenblatt E. „Kosten für Erweiterungsmaßnahmen“ bezeichneten Erweiterungsinvestitionen und deren Bruttoinvestitionssumme im Rahmen einer eigenen Prüfrechnung verwendet und die jährlichen Kosten der Erweiterungsinvestitionen ermittelt.

Mit der vorliegenden Genehmigung ist keine Anerkennung der von der Antragstellerin angegebenen Kosten verbunden; insoweit besteht auch keine Präjudizwirkung für nachfolgende Kostenprüfungen.

Eine nachhaltige Änderung der Versorgungsaufgabe liegt vor, wenn sich die in § 10 Abs. 2 S. 2 ARegV genannten Parameter dauerhaft und in erheblichem Umfang ändern. Bei lediglich temporärer Veränderung dieser Parameter liegt keine nachhaltige Veränderung der Versorgungsaufgabe vor.

Von einer Änderung in erheblichem Umfang ist gem. § 10 Abs. 2 S. 3 ARegV dann auszugehen, wenn sich durch die Erweiterungsinvestitionen die jährlichen Gesamtkosten des Netzbetreibers nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile sowie der Kosten für die Netzebene Hochspannung um mindestens 0,5 Prozent erhöhen.

Die Erheblichkeitsgrenze ist überschritten wenn:

$$\frac{KAEW - KAEW_{dnb} - KAEW_{HS}}{GK_{2011} - KA_{dnb,2011} - KA_{HS,2011}} \cdot 100\% \geq 0,5\%$$

KAEW bezeichnet die Summe der jährlichen Kosten der Erweiterungsinvestitionen, welche im Zeitraum zwischen dem Ende des Basisjahrs (31.12.2011) und dem Antragszeitpunkt angefallen sind. Diese jährlichen Kosten sind nach den Vorgaben der StromNEV zu ermit-

teln. Die jährlichen Kosten der Erweiterungsinvestition werden für das Jahr der Aktivierung bestimmt. Hiervon sind die darin enthaltenen, nach § 11 Abs. 2 ARegV zu bestimmenden, dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten [KAEW_{dnb}] sowie die Kosten der Netzebene Hochspannung [KAEW_{HS}] abzuziehen.

Bei den jährlichen Gesamtkosten der Antragstellerin [GK₂₀₁₁] i.S.d. § 10 Abs. 2 S. 3 ARegV handelt es sich um die Gesamtkosten im Basisjahr, die der Erlösobergrenze als Ausgangsniveau zu Grunde liegen. Hiervon sind die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten [KAEW_{dnb}] im Basisjahr sowie die Kosten, die auf die Netzebene Hochspannung entfallen, abzuziehen.

Die im Rahmen des Erweiterungsfaktors zu berücksichtigenden Investitionsmaßnahmen umfassen lediglich Erweiterungsmaßnahmen.

Darüber hinaus geltend gemachte Investitionen, die möglicherweise auch kostenwirksam werden, sind nicht berücksichtigungsfähig. Insbesondere Ersatz- und Umstrukturierungsmaßnahmen erfüllen nicht die Anforderungen des § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 i.V.m. § 10 ARegV, denn der Erweiterungsfaktor soll ausschließlich sicherstellen, dass Kosten für Erweiterungsinvestitionen, die sich bei einer nachhaltigen Änderung der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers im Laufe der Regulierungsperiode ergeben, bei der Bestimmung der Erlösobergrenze berücksichtigt werden.

Erweiterungsinvestitionen haben die Vergrößerung eines bestehenden oder die Schaffung eines neuen Leistungspotentials zum Ziel, d.h. sie ermöglichen eine Kapazitätsausweitung. Unter Erweiterungsinvestitionen sind somit Maßnahmen zu verstehen, die das bestehende Netz vergrößern. Dabei beschränkt sich die Vergrößerung nicht allein auf die physikalische Netzlänge, sondern umfasst auch die Maßnahmen zur Schaffung von größerem Kapazitätsumfang bzw. Transportmengenvolumen.

Die Einordnung der Investitionen erfolgt anhand dieser Definitionen. Die Bezeichnung der einzelnen Investitionsmaßnahmen gibt Aufschluss über deren Verwendungszweck. Alle Bezeichnungen, die z.B. Erneuerungsmaßnahmen oder Ersatz störanfälliger Kabel und Leitungen betreffen, sind aus dem Kostenblock auszusondern.

Es ist nicht ersichtlich, dass es sich bei den von der Antragstellerin angesetzten Kosten nicht um Kosten aus Erweiterungsinvestitionen handelt, sie werden somit von der Beschlusskammer im Rahmen der Erheblichkeitsprüfung vollumfänglich berücksichtigt.

Im Rahmen der Ermittlung der Kosten für die Erweiterungsmaßnahmen kann die Antragstellerin OPEX und CAPEX ansetzen.

Für die Betriebskosten (OPEX) gilt, dass pauschale Zuschläge anhand der Investitionssumme nicht zulässig sind. Vielmehr können nur nachweisbare Betriebskosten berücksichtigt werden.

Die kalkulatorischen Kapitalkosten (CAPEX) der Erweiterungsmaßnahmen beinhalten Abschreibungen, Eigen- und Fremdkapitalverzinsung für Anlagen im Bau und Sachanlagevermögen, die bis zum Antragszeitpunkt anfallen.

Sofern eine Anlage im Bau bis zum Antragszeitpunkt noch nicht in Betrieb genommen wurde kann nur die Verzinsung angesetzt werden. Aktiviertes Sachanlagevermögen wird mit den Kosten des auf die Aktivierung folgenden Jahres angesetzt.

Zur vereinfachten Berechnung der Kapitalkosten der Erweiterungsinvestitionen ist es nach Auffassung der Beschlusskammer sachgerecht, einen wie folgt zu ermittelnden Mischzinssatz anzusetzen:

$$\begin{aligned} \text{Zins gewichtet} = & \quad \text{Anteil EK [\%]} * \text{EK-Zins [\%]} \\ & + \quad (\text{Anteil FK [\%]} - \text{Anteil unverzinsliches FK [\%]}) * \text{FK-Zins [\%]} \\ & + \quad \text{Anteil unverzinsliches FK [\%]} * 0\%. \end{aligned}$$

Die Zinssätze und die prozentualen Anteile von Eigenkapital, Fremdkapital und Abzugskapital am betriebsnotwendigen Kapital ergeben sich hierbei aus dem Ausgangsniveau nach § 6 ARegV.

Der Eigenkapitalzinssatz des Ausgangsniveaus beträgt 9,05% für Neuanlagen und der Fremdkapitalzinssatz des Ausgangsniveaus beträgt 3,98 %.

Die Verwendung der Zinssätze des Ausgangsniveaus ist vorliegend geboten, um den Aufwand der Ermittlung der Kosten zur Bestimmung der Erheblichkeitsgrenze im Rahmen des Erweiterungsfaktors zu reduzieren und ein einheitliches Vorgehen zu gewährleisten.

4. Höhe der Anpassungen der Erlösobergrenzen

Die Höhe der Anpassung der Erlösobergrenze sowie der anerkennungsfähige Erweiterungsfaktor ergeben sich aus **Anlage 2**.

4.1. Ermittlung des Erweiterungsfaktors

Die Beschlusskammer hält auf Grund des Antrages der Antragstellerin einen Erweiterungsfaktor in Höhe von [REDACTED] für begründet.

Der anerkennungsfähige Erweiterungsfaktor (EF_t) wurde nach der in Anlage 2 zu § 10 ARegV enthaltenen Formel und der Festlegung zur Verwendung anderer Parameter zur Ermittlung des Erweiterungsfaktors nach § 10 Abs. 2 S. 2 Nr. 4 ARegV für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber vom 08.09.2010 ermittelt.

Zur Ermittlung des Erweiterungsfaktors hat die Antragstellerin die Parameter Fläche, Anschlusspunkte, Einspeisepunkte und Jahreshöchstlast und die Gewichtung gemäß **Anlage 1** angegeben. Die Beschlusskammer hat der Entscheidung die Parameter und die Gewichtung gemäß **Anlage 1** zu Grunde gelegt. Dieser Entscheidung liegen folgende Erwägungen zu Grunde.

4.1.1. Parameter

Zur Ermittlung des Erweiterungsfaktors sind die Parameter Fläche des versorgten Gebietes (F), Anzahl der Anschlusspunkte (AP), Anzahl der Einspeisepunkte (EP) nach der konkretisierenden Festlegung zur Verwendung anderer Parameter zur Ermittlung des Erweiterungsfaktors nach § 10 Abs. 2 S. 2 Nr. 4 ARegV für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (vgl. Ziffer 2.) sowie die Höhe der Last (L) im Basisjahr und im Jahr t der Regulierungsperiode heranzuziehen.

Der Begriff der versorgten Fläche bezeichnet diejenige Fläche innerhalb des erschlossenen Gebiets, die über das Stromversorgungsnetz versorgt wird und auf der amtlichen Statistik zur Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung der Statistischen Landesämter beruht. Als versorgte Fläche in der Niederspannung wird insoweit die bebaute Fläche („Gebäude und Freiflächen (nur bebaute Fläche)“; Flächenschlüssel 100/200) sowie Straßen, Wege und Plätze (Flächenschlüssel 510/520/530) verstanden. Wird eine Gemeinde von mehreren Netzbetreibern versorgt, sind lediglich die entsprechenden Flächenanteile zu berücksichtigen und anzugeben. Die versorgte Fläche entspricht somit dem Konzessionsgebiet abzüglich nicht versorgter Flächen wie bspw. Wälder, Seen, Flüsse und nicht erschlossenen Gebiete. Die versorgte Fläche in der Mittelspannung entspricht dagegen der geografischen Fläche des Versorgungsgebiets.

Ein Anschlusspunkt ist ein Punkt, an dem Strom aus einem Netz eines Netzbetreibers an Letztverbraucher, nachgelagerte Netze - eigene und fremde - oder Weiterverteiler übergeben werden kann.

Hierbei sind wie im Effizienzvergleich nur die aktiven Anschlusspunkte zu berücksichtigen.

Ein Einspeisepunkt ist ein Punkt, an dem Strom von dezentralen Erzeugungsanlagen in das eigene Netz eingespeist wird. Anlagen, die als in Betrieb genommen gelten, aber noch keinen Strom in das Elektrizitätsnetz einspeisen, werden nicht berücksichtigt. Hierzu gehören nicht, soweit die Belastungsgrenze nicht überschritten ist, in der Niederspannung Einspeisepunkte der EEG-Anlagen, die zugleich Anschlusspunkte sind. Nach § 9 Abs. 3 EEG gelten mehrere Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie als eine Anlage, wenn sie sich auf demselben Grundstück oder Gebäude befinden und sie innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen worden sind.

Im Hinblick auf den Ersatz von alten Anlagen durch neue leistungsstärkere Anlagen (Repowering) wird die Anwendung des Parameters „Anzahl der Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen“ insofern berücksichtigt, als dass im Fall des Repowerings keine Saldierung von hinzukommenden und weggefallenen Einspeisepunkten erfolgt; d.h. es wird sowohl der wegfallende als auch der neu errichtete Einspeisepunkt gezählt.

Dezentrale Erzeugungsanlagen sind nicht ausschließlich innerhalb der Netzebene, sondern auch in die Umspannebene (beispielsweise über die Sammelschiene) integriert. In einer solchen Anschlusssituation sind die Einspeisepunkte der Umspannebene zuzuordnen und werden nicht als Einspeisepunkte in der Netzebene berücksichtigt.

Die zeitgleiche Jahreshöchstlast ist die höchste zeitgleiche Summe der viertelstündlichen Leistungswerte aller Entnahmen aus der Umspannstufe. Zur Ermittlung sind, soweit vorhanden, Messwerte heranzuziehen. Verfahren zur Bildung von Ersatzwerten sind zu dokumentieren.

4.1.1.1. Parameter im Basisjahr

Das Kalenderjahr, in dem das der Kostenprüfung zugrunde liegende Geschäftsjahr endet, gilt gemäß § 6 Abs. 1 S. 4 ARegV als Basisjahr im Sinne dieser Verordnung. Als Basisjahr für die zweite Regulierungsperiode gilt gemäß § 6 Abs. 1 S. 4 ARegV das Jahr 2011. Für die Parameter im Basisjahr hat die Antragstellerin die Parameterwerte zum Stand 31.12.2011 anzugeben.

Die Beschlusskammer hat die angegebenen Parameter in dem aus **Anlage 1** ersichtlichen Umfang der Entscheidung zu Grunde gelegt.

Anzahl der Anschlusspunkte in der MS-Ebene

Entsprechend der Prüfung und Feststellung im Verfahren BK8-14/2915-21 wurde ein Basiswert von 396 Anschlusspunkten angesetzt.

Anzahl der Einspeisepunkte von dezentralen Erzeugungsanlagen in der MS-Ebene

Entsprechend der Prüfung und Feststellung im Verfahren BK8-14/2915-21 wurde ein Basiswert von 13 Einspeisepunkten angesetzt.

Einspeisepunkte der EEG-Anlagen, die auch Anschlusspunkte sind in der NS-Ebene

Entsprechend der Prüfung und Feststellung im Verfahren BK8-14/2915-21 wurde ein Basiswert von 1.216 Einspeisepunkten angesetzt.

Netzübergang

Da die Erlösobergrenze auf Grund eines teilweisen Netzüberganges nach § 26 Abs. 2 ff. ARegV abgeändert wurde (Aktenzeichen: BK8-16/2915-71), sind die Parameter- und Kostenwerte des Basisjahres um diesen Netzübergang zu bereinigen. Der Netzbetreiber übertrug den Netzteil Rickelshausen mit Wirkung zum 01.01.2015. Im Einzelnen:

- Der Netzbetreiber gab einen Basiswert von 18.298 Anschlusspunkten in der Niederspannung an. Entsprechend der Prüfung und Feststellung im Verfahren BK8-14/2915-21 wurde zunächst ein Basiswert von 18.691 Anschlusspunkten angesetzt. Dieser wurde aufgrund des Netzabganges Rickelshausen um 36 Anschlusspunkte auf 18.655 Anschlusspunkte verringert.
- Der Netzbetreiber gab 1.222 Einspeisepunkte von dezentralen Erzeugungsanlagen in der Niederspannung als Basiswert an. Entsprechend der Prüfung und Feststellung im Verfahren BK8-14/2915-21 wurde zunächst ein Basiswert von 1.224 Einspeisepunkten angesetzt. Dieser wurde aufgrund des Netzabganges Rickelshausen um 4 Einspeisepunkte auf 1.220 Einspeisepunkte verringert.

4.1.1.2. Parameter im Jahr t der Regulierungsperiode

Für die Parameter im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode können nur Ist-Werte bis zum Zeitpunkt der Antragstellung (max. 30.06. des Antragsjahres) in Ansatz gebracht werden. D.h. die Änderungen müssen zum 30.06.2015 bereits tatsächlich eingetreten sein. Der Ansatz von Planwerten ist ausgeschlossen.

Die Antragstellerin hat ihrem Antrag nur Ist-Werte bis zum Antragszeitpunkt zugrunde gelegt und diese nachgewiesen. Die Beschlusskammer hat die Parameter in der aus **Anlage 1** ersichtlichen Höhe bei der Berechnung des Erweiterungsfaktors verwendet.

Anzahl der Anschlusspunkte in der NS-Ebene (inkl. Straßenbeleuchtung)

Mit Email vom 23.05.2017 hat der Netzbetreiber nachgewiesen, dass zum 30.06.2015 19.276 Anschlusspunkte anzusetzen seien. Der nachgewiesene Wert wurde zugrunde gelegt.

Anzahl der Einspeisepunkte von dezentralen Erzeugungsanlagen in der MS-Ebene

Mit Antrag zum 27.06.2016 übermittelte der Netzbetreiber einen Nachweis der Einspeisepunkte in der Mittelspannung. Demnach waren, nicht wie ursprünglich beantragt, 14 sondern 16 Einspeisepunkte zum 30.06.2015 an das Netz angeschlossen. Der mit Antrag zum 27.06.2016 nachgewiesenen Wert wurde zu Grunde gelegt.

Anzahl der Einspeisepunkte von dezentralen Erzeugungsanlagen in der NS-Ebene

Mit Email vom 23.05.2017 hat der Netzbetreiber nachgewiesen, dass zum 30.06.2015 1.545 Einspeisepunkte anzusetzen seien. Der nachgewiesene Wert wurde zugrunde gelegt.

Einspeisepunkte der EEG-Anlagen, die auch Anschlusspunkte sind

Mit Email vom 23.05.2017 hat der Netzbetreiber nachgewiesen, dass zum 30.06.2015 1.527 Einspeisepunkte der EEG-Anlagen, die auch Anschlusspunkte sind anzusetzen seien. Der nachgewiesene Wert wurde zugrunde gelegt.

4.1.2. Belastungsgrenze in den Umspannebenen

Der Anschluss dezentraler Erzeugungsanlagen kann zu einem erhöhten Ausbaubedarf in den Umspannebenen führen. Als Umspannebene sind Bereiche von Elektrizitätsversorgungsnetzen definiert, in denen eine Transformation elektrischer Energie von Hoch- zu Mittelspannung oder Mittel- zu Niederspannung erfolgt (§ 2 Nr. 7 StromNEV). Transformatoren sind dabei als wesentliche Bindeglieder zwischen Netzebenen anzusehen. Mit der Übertragung elektrischer Energie zwischen verschiedenen Spannungsebenen wird die entscheidende Funktion der Umspannebene erfüllt. Transformatoren sind in der Umspannebene die wichtigste Komponente. Die Nutzung nachrangiger Betriebsmittel, wie etwa Sammelschienen, ist insoweit nicht ausreichend, um die Umspannebene zu betreiben.

Wird die Höchstbelastung der Transformatoren vom „Abtransport“ der Erzeugungsleistung bestimmt, so kann der Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen zu einer steigenden Zahl von Ortsnetzstationen bzw. zusätzlicher Umspannkapazität führen. Nach der konkretisierenden Festlegung zur Verwendung anderer Parameter zur Ermittlung des Erweiterungsfaktors nach § 10 Abs. 2 S. 2 Nr. 4 ARegV für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (vgl. Ziffer 2.) ist dies der Fall, wenn das Verhältnis der installierten dezentralen Erzeugungsleistung zur Jahreshöchstlast den Wert 1,3 übersteigt. Der zusätzliche Erweiterungsbedarf steigt dann annähernd linear mit der Höhe der installierten dezentralen Erzeugungsleistung und wird durch die Veränderung der Definition der Jahreshöchstlast berücksichtigt.

Übersteigt das Verhältnis der installierten dezentralen Erzeugungsleistung zur Jahreshöchstlast in den Umspannebenen den Wert 1,3, so ändert sich die Definition der Jahreshöchstlast von der zeitgleichen lastseitigen Höchstlast hin zu der zeitungleichen und vorzeichenunabhängigen (flussrichtungsunabhängigen) Höchstbelastung aller Stationen einer Umspannebene.

Das Verhältnis der installierten dezentralen Erzeugungsleistung zur Jahreshöchstlast in der Umspannebene Hochspannung/Mittelspannung beträgt [REDACTED] und liegt somit nicht über der Belastungsgrenze von 1,3. Das Verhältnis der installierten dezentralen Erzeugungsleistung zur Jahreshöchstlast in der Umspannebene Mittelspannung/Niederspannung beträgt [REDACTED] und liegt ebenfalls nicht über der Belastungsgrenze von 1,3.

Der Parameter „Höhe der Last“ wird somit in der Umspannebene Hochspannung/Mittelspannung und in der Umspannebene Mittelspannung/Niederspannung nach wie vor als Entnahmelast definiert.

4.1.3. Belastungsgrenze in den Netzebenen

Der Parameter „Anzahl der Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen“ wird mit einem Äquivalenzfaktor (z) gewichtet. Die Bestimmung des Äquivalenzfaktors ist abhängig von dem Verhältnis der installierten dezentralen Erzeugungsleistung zur Jahreshöchstlast. Übersteigt dieses Verhältnis in den Spannungsebenen Mittelspannung und Niederspannung den Schwellenwert von 30%, wird der Äquivalenzfaktor individuell bestimmt. Pro Netzebene wird ein individueller Äquivalenzfaktor ermittelt, der von der relativen Zunahme der Einspeisepunkte in der jeweiligen Spannungsebene beeinflusst wird. Ein etwaiger Rückgang der Anschlusspunkte bzw. Einspeisepunkte bleibt hierbei zugunsten des Netzbetreibers unberücksichtigt.

Das Verhältnis der installierten dezentralen Erzeugungsleistung zur Jahreshöchstlast in der Spannungsebene Mittelspannung beträgt [REDACTED] und liegt somit über der Belastungsgrenze von 0,3. Das Verhältnis der installierten dezentralen Erzeugungsleistung zur Jahreshöchstlast in der Spannungsebene Niederspannung beträgt [REDACTED] und liegt ebenfalls über der Belastungsgrenze von 0,3.

Der Äquivalenzfaktor beträgt für die Spannungsebene Mittelspannung [REDACTED] und für die Spannungsebene Niederspannung [REDACTED]

Einspeisepunkte in der Niederspannung, die gleichzeitig Anschlusspunkte sind und bereits als Anschlusspunkte bei der Bestimmung des Erweiterungsfaktors berücksichtigt werden, sind nun zusätzlich als Einspeisepunkte zu zählen.

4.1.4. Gewichtung

Anlage 2 zu § 10 ARegV sieht vor, dass sich der bei der Bestimmung der Erlösobergrenze zu berücksichtigende Erweiterungsfaktor für das gesamte Netz als gewichteter Mittelwert über alle Netzebenen, für die vorab jeweils ein eigener Faktor errechnet wird, ergibt.

Die Netzebenen bestehen aus den Spannungsebenen Hochspannung, Mittelspannung und Niederspannung und den Umspannebenen Hochspannung/Mittelspannung und Mittelspannung/Niederspannung.

Die Schlüssel für die Gewichtung der Formelergebnisse sind aus den Daten des Basisjahres 2011 und an Hand des Kostenstellenschlüssels zu ermitteln.

Bei der Ermittlung des Erweiterungsfaktors hat die Beschlusskammer die Gewichtung aus dem Beschluss vom 29.11.2017 (Aktenzeichen BK8-14/2915-21) zugrunde gelegt.

4.2. Ermittlung der Anpassung

Zur Bestimmung der Höhe der Anpassungen der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der Antragstellerin hat die Beschlusskammer in einem ersten Schritt den anerkennungsfähigen Erweiterungsfaktor (EF_I) gemäß der in Anlage 2 zu § 10 ARegV enthaltenen Formel und der Festlegung zur Verwendung anderer Parameter zur Ermittlung des Erweiterungsfaktors nach § 10 Abs. 2 S. 2 Nr. 4 ARegV für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber vom 08.09.2010 ermittelt.

Der so ermittelte Erweiterungsfaktor wurde von der Beschlusskammer in einem zweiten Schritt in die in der in Anlage 1 zu § 7 ARegV enthaltenen Regulierungsformel eingesetzt. Dabei hat die Beschlusskammer die Anpassungen der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten gem. § 4 Abs. 3 i.V.m. § 11 Abs. 2 ARegV nicht mit berücksichtigt, da diese von der Antragstellerin selbst anzupassen sind und nicht von der Beschlusskammer. Zwar obliegt die Anpassung des VPI ebenfalls der Antragstellerin, die Beschlusskammer hat jedoch informationshalber den für das Jahr 2016 anzuwendenden VPI auf Basis des tatsächlichen Wertes (106,6 = VPI 2014¹) den Berechnungen zu Grunde gelegt. In einem dritten Schritt hat die Beschlusskammer dann die Anpassung der Erlösobergrenze aus der Differenz der festgelegten kalenderjährlichen Erlösobergrenzen der Antragstellerin (nach Korrektur um Netzgebietsveränderungen) und der sich nunmehr unter Berücksichtigung des anerkennungsfähigen Erweiterungsfaktors ergebenden Erlösobergrenze errechnet.

III.

Hinsichtlich der Kosten nach § 91 EnWG ergeht ein gesonderter Bescheid.

IV.

Folgende Anlagen sind Bestandteil dieses Beschlusses:

- Anlage 1** Bestimmung des Erweiterungsfaktors
- Anlage 2** Anpassung der Erlösobergrenze

¹ Vgl. <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online>, unter den Menüpunkten „Themen“ → „61 | Preise“ → „611 | Verbraucherpreise“ → „61111 | Verbraucherpreisindex für Deutschland“ → „61111-0001 | Verbraucherpreisindex (inkl. Veränderungsraten): Deutschland, Jahre“

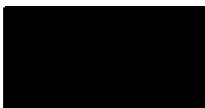
Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann binnen einer Frist von einem Monat nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist schriftlich bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. Die Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Vorsitzender



Bourwieg

Beisitzer



Petermann

Beisitzer



Bender

Bestimmung des Erweiterungsfaktors

Bezeichnung	Einheit	vom Netzbetreiber beantragte Werte	anerkannte Werte Bundesnetz- agentur	Abweichung
für die Berechnung des Erweiterungsfaktors relevante Parameter im Basisjahr (Stand: 31.12.2011)				
F _{0, MS} - Geografische Fläche in der MS-Ebene	[km ²]	138,22	138,22	0,00
F _{0, NS} - Versorgte Fläche in der NS-Ebene	[km ²]	29,67	29,67	0,00
AP _{0, MS} - Anzahl der Anschlusspunkte in der MS-Ebene	[Stück]	397	396	-1
AP _{0, NS} - Anzahl der Anschlusspunkte in der NS-Ebene (inkl. Straßenbeleuchtung)	[Stück]	18.298	18.655	357
EP _{0, MS} - Anzahl der Einspeisepunkte von dezentralen Erzeugungsanlagen	[Stück]	14	13	-1
EP _{0, NS} - Anzahl der Einspeisepunkte von dezentralen Erzeugungsanlagen	[Stück]	1.222	1.220	-2
EP _{EEG, 0, NS} - Einspeisepunkte der EEG-Anlagen, die auch Anschlusspunkte sind	[Stück]	1.204	1.206	2
L _{0, HS/MS} - Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der HS/MS-Ebene	[kW]	47.392	47.392	0
L _{0, MS/NS} - Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der MS/NS-Ebene	[kW]	39.977	39.977	0
für die Berechnung des Erweiterungsfaktors relevante Parameter im Jahr t (Antragsdatum: 30.06.2015)				
F _{t, MS} - Geografische Fläche in der MS-Ebene	[km ²]	137,61	137,61	0,00
F _{t, NS} - Versorgte Fläche in der NS-Ebene	[km ²]	30,14	30,14	0,00
AP _{t, MS} - Anzahl der Anschlusspunkte in der MS-Ebene	[Stück]	412	412	0
AP _{t, NS} - Anzahl der Anschlusspunkte in der NS-Ebene (inkl. Straßenbeleuchtung)	[Stück]	18.919	19.276	357
EP _{t, MS} - Anzahl der Einspeisepunkte von dezentralen Erzeugungsanlagen	[Stück]	14	16	2
EP _{REP, t, MS} - seit dem Basisjahr durch Repowering ersetzte Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen	[Stück]	0	0	0
EP _{t, NS} - Anzahl der Einspeisepunkte von dezentralen Erzeugungsanlagen	[Stück]	1.544	1.545	1
EP _{REP, t, NS} - seit dem Basisjahr durch Repowering ersetzte Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen	[Stück]	0	0	0
EP _{EEG, t, NS} - Einspeisepunkte der EEG-Anlagen, die auch Anschlusspunkte sind	[Stück]	1.519	1.527	8
EP _{REP, t, NS} - seit dem Basisjahr durch Repowering ersetzte Einspeisepunkte der EEG-Anlagen in der NS, die auch Anschlusspunkte in der NS sind	[Stück]	0	0	0
L _{t, HS/MS} - Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der HS/MS-Ebene	[kW]	45.555	45.555	0
L _{t, MS/NS} - Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der MS/NS-Ebene	[kW]	37.793	37.793	0

Bezeichnung	Einheit	vom Netzbetreiber beantragte Werte	anerkannte Werte Bundesnetz- agentur	Abweichung
Gewichtung				
Gew _{HS} - Gewichtung auf Grundlage der Kosten der Kostenstelle Hochspannung inklusive Messung und Abrechnung exklusive vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte		0,00%	0,00%	0,00 Prozentpunkte
Gew _{MS} - Gewichtung auf Grundlage der Kosten der Kostenstelle Mittelspannung inklusive Messung und Abrechnung exklusive vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte		28,97%	28,97%	+0,00 Prozentpunkte
Gew _{NS} - Gewichtung auf Grundlage der Kosten der Kostenstelle Niederspannung inklusive Messung und Abrechnung exklusive vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte		57,98%	57,98%	0,00 Prozentpunkte
Gew _{HS/MS} - Gewichtung auf Grundlage der Kosten der Kostenstelle Hochspannung/Mittelspannung inklusive Messung und Abrechnung exklusive vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte		0,00%	0,00%	0,00 Prozentpunkte
Gew _{MS/NS} - Gewichtung auf Grundlage der Kosten der Kostenstelle Mittelspannung/Niederspannung inklusive Messung und Abrechnung exklusive vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte		13,05%	13,05%	0,00 Prozentpunkte
für die Berechnung der Schwellenwerte relevante Parameter				
L _{L MS} - Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen in der MS-Ebene	[kW]	53.195	53.195	0
L _{L NS} - Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen in der NS-Ebene	[kW]	35.934	35.934	0
I _{L MS} - Installierte dezentrale Erzeugungsleistung der MS-Ebene	[kW]	8.325	8.325	0
I _{L NS} - Installierte dezentrale Erzeugungsleistung der NS-Ebene	[kW]	26.498	26.498	0
I _{L HS/MS} - Installierte dezentrale Erzeugungsleistung der HS/MS-Ebene	[kW]	0	0	0
I _{L MS/NS} - Installierte dezentrale Erzeugungsleistung der MS/NS-Ebene	[kW]	0	0	0
Schwellenwerte				
Verhältnis der installierten dezentralen Erzeugungsleistung zur Höhe der Last in der MS-Ebene (Schwellenwert 0,3)				
Verhältnis der installierten dezentralen Erzeugungsleistung zur Höhe der Last in der NS-Ebene (Schwellenwert 0,3)				
Verhältnis der installierten dezentralen Erzeugungsleistung zur Höhe der Last in der HS/MS-Ebene (Schwellenwert 1,3)				
Verhältnis der installierten dezentralen Erzeugungsleistung zur Höhe der Last in der MS/NS-Ebene (Schwellenwert 1,3)				
Äquivalenzfaktor z				
$z_{MS} = \max \left(\frac{WURZEL EP_{L MS} - WURZEL EP_{0 MS}}{WURZEL (AP_{L MS} + EP_{L MS}) - WURZEL (AP_{0 MS} + EP_{0 MS})}; 1 \right)$, wenn $I_{L MS} / L_{L MS} > 0,3$				
$z_{NS} = \max \left(\frac{WURZEL EP_{L NS} - WURZEL EP_{0 NS}}{WURZEL (AP_{L NS} + EP_{L NS}) - WURZEL (AP_{0 NS} + EP_{0 NS})}; 1 \right)$, wenn $I_{L NS} / L_{L NS} > 0,3$				
$AP_{L i} = AP_{0 i}$, wenn $AP_{L i} < AP_{0 i}$				
$EP_{L i} = EP_{0 i}$, wenn $EP_{L i} < EP_{0 i}$				
Erweiterungsfaktor für die Parameter Fläche und Anschlußpunkte				
$EF_{L HS} = 1 + 1/2 \cdot \max \left(\frac{(F_{L HS} - F_{0 HS}) / F_{0 HS}; 0}{1/2 \cdot \max \left(\frac{(AP_{L HS} + EP_{L HS}) - (AP_{0 HS} + EP_{0 HS})}{(AP_{0 HS} + EP_{0 HS})}; 0 \right)} \right)$				
$EF_{L MS} = 1 + 1/2 \cdot \max \left(\frac{(F_{L MS} - F_{0 MS}) / F_{0 MS}; 0}{1/2 \cdot \max \left(\frac{(AP_{L MS} + z_{MS} \cdot EP_{L MS}) - (AP_{0 MS} + z_{MS} \cdot EP_{0 MS})}{(AP_{0 MS} + z_{MS} \cdot EP_{0 MS})}; 0 \right)} \right)$				
$EF_{L NS} = 1 + 1/2 \cdot \max \left(\frac{(F_{L NS} - F_{0 NS}) / F_{0 NS}; 0}{1/2 \cdot \max \left(\frac{(AP_{L NS} + z_{NS} \cdot EP_{L NS}) - (AP_{0 NS} + z_{NS} \cdot EP_{0 NS})}{(AP_{0 NS} + z_{NS} \cdot EP_{0 NS})}; 0 \right)} \right)$				
Erweiterungsfaktor für den Parameter Jahreshöchstlast				
$EF_{L HS/MS} = 1 + \max \left(\frac{(L_{L HS/MS} - L_{0 HS/MS}) / L_{0 HS/MS}; 0}{1} \right)$				
$EF_{L MS/NS} = 1 + \max \left(\frac{(L_{L MS/NS} - L_{0 MS/NS}) / L_{0 MS/NS}; 0}{1} \right)$				
Gewichteter Erweiterungsfaktor für das Netz				
$EF_i = EF_{L HS} \cdot Gew_{HS} + EF_{L MS} \cdot Gew_{MS} + EF_{L NS} \cdot Gew_{NS} + EF_{L HS/MS} \cdot Gew_{HS/MS} + EF_{L MS/NS} \cdot Gew_{MS/NS} + EF_{L NS} \cdot Gew_{NS}$				
Anpassung der Erlösbergrenze				
2016	[EUR]			
2017	[EUR]			
2018	[EUR]			

Anpassung der Erlösobergrenze

Jahr	Vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	+ nicht abgebaute beeinflussbare Kostenanteile [EUR]	+ Anpassung aus VPI abzgl. Pf [EUR]	= Basis [EUR]	x Erweiterungsfaktor	= angepasster Betrag der EOG [EUR]	Anpassungsbetrag der EOG [EUR]
2016							
2017							
2018							

Verwendete Regulierungsdaten			
Jahr	VPI	Pf	Effizienzwert
2011 (VPI ₀)	102,1		94,20%
2014	104,1	0,0150	
2015	105,7	0,0302	
2016	106,6	0,0457	
2017	106,9	0,0614	
2018	107,4	0,0773	