



Beschlusskammer 8

- für die Landesregulierungsbehörde -

Aktenzeichen: BK8-15/2996-21

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 Erweiterungsfaktorantes**

hat die Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, in Wahrnehmung der Aufgaben für das Land Schleswig-Holstein,

durch den Vorsitzenden Karsten Bourwieg,

den Beisitzer Rainer Bender

und den Beisitzer Wolfgang Wetzl,

auf Antrag der Stadtwerke Bad Bramstedt Netz GmbH, Lohstücker Weg 10-12, 24576 Bad Bramstedt, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung

- Antragstellerin -

am 29.11.2017 beschlossen:

1. Der Beschluss vom 07.11.2017 (Aktenzeichen BK8-14/2996-21) 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 30.01.2015 (Aktenzeichen: BK8-12/2996-11) festgelegten Erlösobergrenze wird in Höhe der **Anlage 2** stattgegeben. Im Übrigen wird der Antrag abgelehnt.
2. Hinsichtlich der Kosten ergeht eine gesonderte Entscheidung.

Gründe

I.

Die Antragstellerin hat mit Schreiben vom 23.06.2015 und mit Übermittlung des Erhebungsbogens über das Energiedatenportal einen Antrag auf Anpassung der mit Beschluss vom 30.01.2015 (Aktenzeichen: BK8-12/2996-11) festgelegten Erlösobergrenzen gemäß § 4 Abs. 4 S. 1 Nr. 1 i.V.m. § 10 ARegV gestellt. Die von der Antragstellerin beantragten Anpassungen sind aus **Anlage 1** dieses Beschlusses ersichtlich.

Der am 23.06.2015 über das Energiedatenportal der Bundesnetzagentur übermittelte Erhebungsbogen liegt der Entscheidung zu Grunde.

Mit Beschluss vom 07.11.2017, unter dem Aktenzeichen BK8-14/2996-21, 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 mit Schreiben vom 19.10.2017 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Die Antragstellerin hat mit Email vom 27.10.2017 darauf hingewiesen, dass der im Beschluss genannte Faktor (1,3003) nicht mit dem Faktor der Anlage 2 (1,0303) übereinstimmt. Hierbei handelte es sich um einen Übertragungsfehler, welcher korrigiert wurde.

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**

Zuständige Regulierungsbehörde ist gemäß § 54 Abs. 1 und Abs. 2 Nr. 2 EnWG die Landesregulierungsbehörde.

Die Bundesnetzagentur handelt in Wahrnehmung ihrer Aufgaben für das Land Schleswig-Holstein gemäß dem „Verwaltungsabkommen über die Wahrnehmung bestimmter Aufgaben nach dem Energiewirtschaftsgesetz“ zwischen der Bundesrepublik Deutschland und dem Land Schleswig-Holstein vom 11.08.2015/07.09.2015 (Bekanntmachung als Anlage zum Gesetz zum Verwaltungsabkommen zwischen der Bundesrepublik Deutschland und dem Land Schleswig-Holstein über die Wahrnehmung bestimmter Aufgaben nach dem Energiewirtschaftsgesetz durch die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Gesetz- und Verordnungsblatt für Schleswig-Holstein Nr. 14/2015 vom 29.10.2015, S. 342 f.; in Kraft seit dem 30.10.2015).

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_i) 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 Elektrizitätsverteilernetzbetreiber 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:

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

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

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

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

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

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

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 ($KA_{dnb,t}$), 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 Erweiterungsfaktoranschlages 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 30.01.2015 (Aktenzeichen: BK8-12/2996-11) festgelegten Erlösobergrenzen der Antragstellerin und der sich nunmehr unter Berücksichtigung des Erweiterungsfaktors ergebenden Erlösobergrenzen.

Die bereits mit Beschluss vom 07.11.2017, unter dem Aktenzeichen BK8-14/2996-21, 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 Erweiterungsfaktoranspruchs ist die Erhöhung der bereits festgelegten Erlösobergrenzen um die Differenz der mit Beschluss vom 30.01.2015 (BK8-12/2996-11) festgelegten Erlösobergrenzen der Antragstellerin 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 ermitteln. 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 [GK_{2011}] 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 [KA_{dnb}] im Basisjahr sowie die Kosten, die auf die Netzebene Hochspannung entfallen, abzuziehen.

Bei der Berechnung dieses Schwellenwerts sind bei Netzbetreibern im vereinfachten Verfahren unter Anwendung von § 24 Abs. 2 S. 3 ARegV (a.F.) weiterhin 45% der bisherigen Gesamtkosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile anzusehen. Es ist geboten, zur Bestimmung des Schwellenwertes weiterhin auf die alte Rechtslage abzustellen, da die Eingangsgrößen der Erlösobergrenzenfestlegungen für die zweite Regulierungsperiode auch auf dieser Grundlage berechnet worden sind. Eine Änderung der Systematik im Laufe der zweiten Regulierungsperiode war durch den Verordnungsgeber nicht intendiert. Ferner sind bei der Berechnung der Erhöhung dieser Gesamtkosten ebenfalls 45% des Erhöhungsbetrages als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile abzuziehen.

Aus dem Wortlaut des § 24 Abs. 2 S. 3 ARegV (a.F.) ergibt sich die Vorgabe, im vereinfachten Verfahren 45% der Gesamtkosten stets als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile zu behandeln. Danach gilt die normierte Quote von 45% der Gesamtkosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile „im vereinfachten Verfahren“, also generell und nicht auf eine spezielle Rechenoperation bezogen. Auch aus der Bezugnahme auf die nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 ARegV ermittelten Gesamtkosten kann keine Einschränkung des Anwendungsbereichs von § 24 Abs. 2 S. 3 ARegV (a.F.) hergeleitet werden. § 14 ARegV regelt nur die Bestimmung der Kosten zur Durchführung des Effizienzvergleichs und ist insoweit für Netzbetreiber, die „statt“ des Effizienzvergleichs nach §§ 12 bis 14 ARegV das vereinfachte Verfahren gewählt haben (vgl. § 24 Abs. 1 ARegV), ohnehin nicht direkt anwendbar. Die Bezugnahme auf § 14 Abs. 1 Nr. 1 ARegV in § 24 Abs. 2 S. 3 ARegV (a.F.) stellt nur klar, dass bei

der Bestimmung der Gesamtkosten vom Ausgangsniveau nach Maßgabe des § 6 ARegV auszugehen ist.

Daher muss bei der Berechnung der Gesamtkostenerhöhung in § 10 Abs. 2 S. 3 ARegV von den zusätzlichen Kosten ebenfalls 45% als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile abgezogen werden. § 24 Abs. 2 S. 3 ARegV (a.F.) sieht gerade die Anwendung der 45%-Quote nicht lediglich für die „Gesamtkosten“ und nicht für einen Betrag vor, um den sich diese Gesamtkosten erhöhen. Nach § 10 Abs. 2 S. 3 ARegV erfolgt ein Vergleich von zwei „Gesamtkostenblöcken“: Einmal vor Berücksichtigung der Kostenerhöhung und einmal nach der Kostenerhöhung. Es wäre nicht konsistent, beim Gesamtkostenbetrag vor der Kostenerhöhung pauschal 45% als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile abzuziehen, beim Gesamtkostenbetrag nach der Kostenerhöhung aber teilweise die 45%-Pauschale anzuwenden, teilweise aber (nämlich beim Erhöhungsbetrag) die konkret ermittelten dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten abzuziehen. Sonst würden zwei Gesamtkostenbeträge miteinander in Beziehung gesetzt, die gerade nicht vergleichbar sind.

Auch Sinn und Zweck des § 24 Abs. 2 ARegV (a.F.) sprechen für diese Auslegung. Durch die Anwendung pauschaler Regelungen, die im Regelfall für die Netzbetreiber vorteilhaft sind, sollte der regulatorische Aufwand für Netzbetreiber und Behörden im vereinfachten Verfahren begrenzt werden (vgl. BR-Drs. 417/07, S. 68 f.).

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 Kapazitätsvolumen 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 Mischzinsatz 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 1,0303 für begründet.

Der anerkennungsfähige Erweiterungsfaktor (EF_1) 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.

Versorgte Fläche in der Niederspannung

Mit Schreiben vom 30.06.2017 hat der Netzbetreiber einen Nachweis zur versorgten Fläche der Kalenderjahre 2011 bis 2015 zugesandt. Demzufolge sind 5,69 km² zum 31.12.2011 anzusetzen.

Anzahl der Anschlusspunkte in der Mittelspannung

Mit Schreiben vom 30.06.2017 hat der Netzbetreiber einen Nachweis zu den Anschlusspunkten der Kalenderjahre 2011 bis 2016 zugesandt. Demzufolge sind 29 Anschlusspunkte in der Mittelspannung zum 31.12.2011 anzusetzen.

Anzahl der Anschlusspunkte in der Niederspannung

Mit Schreiben vom 30.06.2017 hat der Netzbetreiber einen Nachweis zu den Anschlusspunkten der Kalenderjahre 2011 bis 2016 zugesandt. Demzufolge sind 4.302 Anschlusspunkte in der Niederspannung zum 31.12.2011 anzusetzen.

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 wer-

den. 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.

Versorgte Fläche in der Niederspannung

Mit Schreiben vom 30.06.2017 hat der Netzbetreiber einen Nachweis zur versorgten Fläche der Kalenderjahre 2011 bis 2015 zugesandt. Demzufolge sind 5,89 km² zum 30.06.2015 anzusetzen.

Anzahl der Anschlusspunkte in der Mittelspannung

Mit Schreiben vom 30.06.2017 hat der Netzbetreiber einen Nachweis zu den Anschlusspunkten der Kalenderjahre 2011 bis 2016 zugesandt. Demzufolge sind 30 Anschlusspunkte in der Mittelspannung zum 30.06.2015 anzusetzen.

Anzahl der Anschlusspunkte in der Niederspannung

Mit Schreiben vom 30.06.2017 hat der Netzbetreiber einen Nachweis zu den Anschlusspunkten der Kalenderjahre 2011 bis 2016 zugesandt. Demzufolge sind 4.483 Anschlusspunkte in der Niederspannung zum 30.06.2015 anzusetzen.

Anzahl der Einspeisepunkte in der Mittelspannung

Mit Schreiben vom 30.06.2017 hat der Netzbetreiber einen Nachweis zu den Einspeisepunkten der Kalenderjahre 2011 bis 2017 zugesandt. Demzufolge sind 3 Einspeisepunkte in der Mittelspannung zum 30.06.2015 anzusetzen.

Anzahl der Einspeisepunkte in der Niederspannung

Mit Schreiben vom 30.06.2017 hat der Netzbetreiber einen Nachweis zu den Einspeisepunkten der Kalenderjahre 2011 bis 2017 zugesandt. Demzufolge sind 78 Einspeisepunkte in der Niederspannung zum 30.06.2015 anzusetzen.

Installierte dezentrale Erzeugungsleistung in der Mittelspannung

Mit Email vom 04.09.2017 hat der Netzbetreiber einen Nachweis zur installierten dezentralen Erzeugungsleistung zugesandt. Demzufolge sind 2.284 kW zum 30.06.2015 in der Mittelspannung anzusetzen.

Installierte dezentrale Erzeugungsleistung in der Niederspannung

Mit Email vom 04.09.2017 hat der Netzbetreiber einen Nachweis zur installierten dezentralen Erzeugungsleistung zugesandt. Demzufolge sind 1.514 kW zum 30.06.2015 in der Niederspannung anzusetzen.

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 Mittelspannung/Niederspannung beträgt 0,22 und liegt nicht über der Belastungsgrenze von 1,3.

Der Parameter „Höhe der Last“ wird somit 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 Niederspannung beträgt 0,23 und liegt somit nicht über der Belastungsgrenze von 0,3. Der Äquivalenzfaktor in der Spannungsebene Niederspannung beträgt somit 1.

Das Verhältnis der installierten dezentralen Erzeugungsleistung zur Jahreshöchstlast in der Spannungsebene Mittelspannung beträgt 0,39 und liegt somit über der Belastungsgrenze von 0,3. Der Äquivalenzfaktor in der Spannungsebene Mittelspannung beträgt 1,7977.

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 07.11.2017 (Aktenzeichen BK8-14/2996-21) 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 anererkennungsfähigen 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 und der sich nunmehr unter Berücksichtigung des anererkennungsfähigen 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 Schleswig-Holsteinischen Oberlandesgericht (Hausanschrift: Gottorfstraße 2, 24837 Schleswig) eingeht.

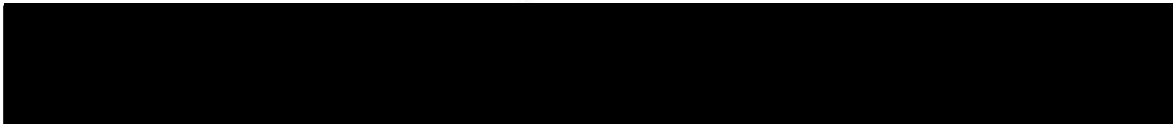
Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten 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

Beisitzer

Beisitzer



Bourwieg

Bender

Wetzel

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]	24,14	24,14	0,00
F _{0, NS} - Versorgte Fläche in der NS-Ebene	[km ²]	7,68	5,69	-1,99
AP _{0, MS} - Anzahl der Anschlusspunkte in der MS-Ebene	[Stück]	82	29	-53
AP _{0, NS} - Anzahl der Anschlusspunkte in der NS-Ebene (inkl. Straßenbeleuchtung)	[Stück]	4.284	4.302	18
EP _{0, MS} - Anzahl der Einspeisepunkte von dezentralen Erzeugungsanlagen	[Stück]	2	2	0
EP _{0, NS} - Anzahl der Einspeisepunkte von dezentralen Erzeugungsanlagen	[Stück]	54	54	0
EP _{EEG, 0, NS} - Einspeisepunkte der EEG-Anlagen, die auch Anschlusspunkte sind	[Stück]	50	50	0
L _{0, HS/MS} - Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der HS/MS-Ebene	[kW]		0	-
L _{0, MS/NS} - Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der MS/NS-Ebene	[kW]	7.446	7.446	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]	24,14	24,14	0,00
F _{t, NS} - Versorgte Fläche in der NS-Ebene	[km ²]	7,68	5,89	-1,79
AP _{t, MS} - Anzahl der Anschlusspunkte in der MS-Ebene	[Stück]	81	30	-51
AP _{t, NS} - Anzahl der Anschlusspunkte in der NS-Ebene (inkl. Straßenbeleuchtung)	[Stück]	4.464	4.483	19
EP _{t, MS} - Anzahl der Einspeisepunkte von dezentralen Erzeugungsanlagen	[Stück]	4	3	-1
EP _{REP, t, MS} - seit dem Basisjahr durch Repowering ersetzte Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen	[Stück]		0	-
EP _{t, NS} - Anzahl der Einspeisepunkte von dezentralen Erzeugungsanlagen	[Stück]	77	78	1
EP _{REP, t, NS} - seit dem Basisjahr durch Repowering ersetzte Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen	[Stück]		0	-
EP _{EEG, t, NS} - Einspeisepunkte der EEG-Anlagen, die auch Anschlusspunkte sind	[Stück]	73	73	0
EP _{EEG, 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	-
L _{t, HS/MS} - Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der HS/MS-Ebene	[kW]		0	-
L _{t, MS/NS} - Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der MS/NS-Ebene	[kW]	6.569	6.569	0

Bezeichnung	Einheit	vom Netzbetreiber beantragte Werte	anerkannte Werte Bundesnetz- agentur	Abweichung
Gewichtung				
$G_{WH_{HS}}$ - Gewichtung auf Grundlage der Kosten der Kostenstelle Hochspannung inklusive Messung und Abrechnung exklusive vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte				0,00 Prozentpunkte
$G_{WH_{MS}}$ - Gewichtung auf Grundlage der Kosten der Kostenstelle Mittelspannung inklusive Messung und Abrechnung exklusive vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte				0,00 Prozentpunkte
$G_{WH_{NS}}$ - Gewichtung auf Grundlage der Kosten der Kostenstelle Niederspannung inklusive Messung und Abrechnung exklusive vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte				0,00 Prozentpunkte
$G_{WH_{HS/MS}}$ - Gewichtung auf Grundlage der Kosten der Kostenstelle Hochspannung/Mittelspannung inklusive Messung und Abrechnung exklusive vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte				0,00 Prozentpunkte
$G_{WH_{MS/NS}}$ - Gewichtung auf Grundlage der Kosten der Kostenstelle Mittelspannung/Niederspannung inklusive Messung und Abrechnung exklusive vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte				0,00 Prozentpunkte
für die Berechnung der Schwellenwerte relevante Parameter				
$L_{t, MS}$ - Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen in der MS-Ebene	[kW]	9.654	9.654	0
$L_{t, NS}$ - Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Entnahmen in der NS-Ebene	[kW]	6.250	6.250	0
$I_{t, MS}$ - Installierte dezentrale Erzeugungsleistung der MS-Ebene	[kW]	2.349	2.294	-65
$I_{t, NS}$ - Installierte dezentrale Erzeugungsleistung der NS-Ebene	[kW]	1.449	1.514	65
$I_{t, HS/MS}$ - Installierte dezentrale Erzeugungsleistung der HS/MS-Ebene	[kW]		0	-
$I_{t, MS/NS}$ - Installierte dezentrale Erzeugungsleistung der MS/NS-Ebene	[kW]		0	-
Schwellenwerte				
Verhältnis der installierten dezentralen Erzeugungsleistung zur Höhe der Last in der MS-Ebene (Schwellenwert 0,3)		0,39	0,39	0
Verhältnis der installierten dezentralen Erzeugungsleistung zur Höhe der Last in der NS-Ebene (Schwellenwert 0,3)		0,23	0,24	0
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)		0,22	0,23	0
Äquivalenzfaktor z				
$z_{MS} = \max \{ (\text{WURZEL } EP_{t, MS} - \text{WURZEL } EP_{0, MS}) / ((\text{WURZEL } (AP_{t, NS} + EP_{t, MS}) - \text{WURZEL } (AP_{0, MS} + EP_{0, MS}))) : 1 \}; \text{ wenn } I_{t, MS} / L_{t, MS} > 0,3$		5,4006	1,7977	-3,6029
$z_{NS} = \max \{ (\text{WURZEL } EP_{t, NS} - \text{WURZEL } EP_{0, NS}) / ((\text{WURZEL } (AP_{t, NS} + EP_{t, NS}) - \text{WURZEL } (AP_{0, NS} + EP_{0, NS}))) : 1 \}; \text{ wenn } I_{t, NS} / L_{t, NS} > 0,3$		1,0000	1,0000	0,0000
$AP_{t, i} = AP_{0, i}, \text{ wenn } AP_{t, i} < AP_{0, i}$				
$EP_{t, i} = EP_{0, i}, \text{ wenn } EP_{t, i} < EP_{0, i}$				
Erweiterungsfaktor für die Parameter Fläche und Anschlußpunkte				
$EF_{t, HB} = 1 + 1/2 \cdot \max \{ (F_{t, MS} - F_{0, HB}) / F_{0, HB}; 0 \} + 1/2 \cdot \max \{ ((AP_{t, MS} + EP_{t, HB}) - (AP_{0, HB} + EP_{0, HB})) / (AP_{0, HB} + EP_{0, HB}); 0 \}$		1,0000	1,0000	0,0000
$EF_{t, MS} = 1 + 1/2 \cdot \max \{ (F_{t, MS} - F_{0, MS}) / F_{0, MS}; 0 \} + 1/2 \cdot \max \{ ((AP_{t, MS} + z_{MS} \cdot EP_{t, MS}) - (AP_{0, MS} + z_{MS} \cdot EP_{0, MS})) / (AP_{0, MS} + z_{MS} \cdot EP_{0, MS}); 0 \}$		1,0528	1,0429	-0,0099
$EF_{t, NS} = 1 + 1/2 \cdot \max \{ (F_{t, NS} - F_{0, NS}) / F_{0, NS}; 0 \} + 1/2 \cdot \max \{ ((AP_{t, NS} + z_{NS} \cdot EP_{t, NS}) - (AP_{0, NS} + z_{NS} \cdot EP_{0, NS})) / (AP_{0, NS} + z_{NS} \cdot EP_{0, NS}); 0 \}$		1,0210	1,0387	0,0177
Erweiterungsfaktor für den Parameter Jahreshöchstlast				
$EF_{t, HS/MS} = 1 + \max \{ (L_{t, HS/MS} - L_{0, HS/MS}) / L_{0, HS/MS}; 0 \}$		1,0000	1,0000	0,0000
$EF_{t, MS/NS} = 1 + \max \{ (L_{t, MS/NS} - L_{0, MS/NS}) / L_{0, MS/NS}; 0 \}$		1,0000	1,0000	0,0000
Gewichteter Erweiterungsfaktor für das Netz				
$EF_t = EF_{t, HS} \cdot G_{WH_{HS}} + EF_{t, HS/MS} \cdot G_{WH_{HS/MS}} + EF_{t, MS} \cdot G_{WH_{MS}} + EF_{t, MS/NS} \cdot G_{WH_{MS/NS}} + EF_{t, NS} \cdot G_{WH_{NS}}$		1,0231	1,0303	0,0072
Anpassung der Erlösobergrenze				
2016	[EUR]	24.328	31.722	7.394
2017	[EUR]	24.147	31.069	6.922
2018	[EUR]	23.966	30.477	6.511

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	1.032.032	16.574	-1.682	1.046.925	1,0303	1.078.646	31.722
2017	1.032.032	8.287	-14.929	1.025.390		1.056.459	31.069
2018	1.032.032	0	-26.187	1.005.845		1.036.322	30.477

Verwendete Regulierungsdaten			
Jahr	VPI	Pf	Effizienzwert
2011 (VPI ₀)	102,1		96,14%
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	