



## Beschlusskammer 8

Aktenzeichen: BK8-23/02915-81

### Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 32 Abs. 1 Nr. 6 ARegV sowie in Verbindung mit § 32 Abs. 1 Nr. 1, § 4 Abs. 5 ARegV

wegen **Festlegung zur Bestimmung des Qualitätselements**

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 die Beisitzerin              Natalie Krank

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

- Netzbetreiber -

am 26.02.2024 beschlossen:

1. Der kalenderjährlichen Erlösobergrenze des Kalenderjahres 2024 wird ein Bonus gemäß Anlage 1 hinzugerechnet.
2. Die Ermittlung des netzbetreiberindividuellen Qualitätselements erfolgt unter Anwendung der mit Beschluss vom 28.11.2023 (Aktenzeichen: BK8-23/006-A) festgelegten Methodik (im Weiteren: Methodikbeschluss).
3. Aus den ermittelten Kennzahlen wird für die Niederspannungsebene und die Mittelspannungsebene jeweils ein individueller, arithmetischer Mittelwert über die Kalenderjahre 2020, 2021 und 2022 gebildet.
4. Entsprechend der Vorgaben des Methodikbeschlusses erfolgt die Bestimmung der Lastdichte als Durchschnittswert der Kalenderjahre 2020, 2021 und 2022.
5. Zur Ermittlung der Zuschläge (Bonus) und Abschläge (Malus) auf die zulässige Erlösobergrenze wird, den Vorgaben des Methodikbeschlusses entsprechend, die Differenz zwischen dem errechneten Referenzwert und der individuellen Kennzahl der jeweiligen Netzebene des Netzbetreibers mit der durchschnittlichen Anzahl der Letztverbraucher der Kalenderjahre 2020 bis 2022 und mit dem Monetarisierungsfaktor (vgl. Ziffer 6) multipliziert
6. Der Monetarisierungsfaktor  $m$  beträgt 0,27 €/min/Letzterverbraucher/a.
7. Die Kappung der Erlösauswirkung wird bei 4 % des Ausgangsniveaus nach § 6 ARegV für die vierte Regulierungsperiode abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten und falls vorhanden abzüglich der Kosten für die Netzebenen Höchstspannung, Umspannebene HöS/HS, Hochspannung und die Umspannebene HS/MS vorgenommen.
8. Hinsichtlich der Kosten ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

## Gründe

### I.

Die Beschlusskammer hat gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 1 und 6 ARegV von Amts wegen ein Verfahren zur netzbetreiberindividuellen Bestimmung des Qualitätselements eingeleitet.

Mit dieser Festlegung wird das sich für das Kalenderjahr 2024 ergebende individuelle Qualitätselement rückwirkend zum 01.01.2024 festgelegt.

Für die Bestimmung des Qualitätselements hat die Bundesnetzagentur am 01.03.2023 eine Festlegung zur Datenerhebung getroffen. Alle Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen im Sinne des § 3 Nr. 3 EnWG, die kein geschlossenes Verteilernetz nach § 110 EnWG betreiben oder die in der vierten Regulierungsperiode nicht am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen sowie nicht nach § 1 Abs. 2 ARegV von der Anwendung der Anreizregulierungsverordnung ausgenommen sind, wurden gemäß der Festlegung über die Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom (Aktenzeichen: BK8-23/001-A) vom 01.03.2023 aufgefordert, die Kennzahlen zu den Versorgungsunterbrechungen sowie zusätzliche Daten zur Bestimmung der Referenzwerte und der Bestimmung der monetären Auswirkung (Bonus/Malus) auf die individuelle Erlösobergrenze elektronisch an die Bundesnetzagentur zu übermitteln.

Weiterhin hat die Beschlusskammer die Festlegung vom 28.11.2023 (Aktenzeichen: BK8-23/006-A) über die nähere Ausgestaltung und das Verfahren zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§ 19 und 20 ARegV für die Jahre 2024 bis 2028 (im Weiteren: Methodikbeschluss) getroffen.

Die vorgenannten Festlegungen berücksichtigen die Erkenntnisse aus den vorangegangenen Qualitätsregulierungsverfahren. Zudem wurden die Erkenntnisse aus vier Gutachten, welche im Auftrag der Bundesnetzagentur erstellt wurden, berücksichtigt.<sup>1</sup>

Unter Rückgriff auf die Festlegung über die Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom (Aktenzeichen: BK8-23/001-A) vom 01.03.2023 und die „Festlegung über die nähere Ausgestaltung und das Verfahren zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§ 19 und 20 ARegV für die Jahre 2024 bis 2028“ vom 28.11.2023

---

<sup>1</sup> Veröffentlicht auf der Internetseite der Bundesnetzagentur: [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de)

(Aktenzeichen: BK8-23/006-A) wird die Festlegung zur Bestimmung des individuellen Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom für das Kalenderjahr 2024 getroffen.

Die Beschlusskammer hat dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 29.11.2023 Gelegenheit gemäß § 67 Abs. 1 EnWG gegeben, sich zu der beabsichtigten Entscheidung der Beschlusskammer zu äußern.

Der Netzbetreiber hat auf eine Stellungnahme verzichtet.

Die Landesregulierungsbehörde, in deren Gebiet der Netzbetreiber seinen Sitz hat, wurde gemäß § 55 Abs. 1 EnWG über die Einleitung des Verfahrens informiert. Das Bundeskartellamt und die Landesregulierungsbehörde wurden gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG beteiligt.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akten Bezug genommen.

## **II.**

Mit Inkrafttreten des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22.12.2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) besteht eine unionsrechtskonforme Kompetenzverteilung zwischen Gesetz- bzw. Verordnungsgeber und der Regulierungsbehörde. Der Beschluss beruht daher auf einer rechtmäßigen Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) vom 02.09.2021, C-718/18.

### **1. Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs**

Der Europäische Gerichtshof hat in seiner Entscheidung festgestellt, dass die normative Regulierung in Deutschland insgesamt mit der in Art. 37 Richtlinie 2009/72/EG (heute Art. 59 Richtlinie (EU) 2019/944) sowie in Art. 41 Richtlinie 2009/73/EG geregelten ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde unvereinbar ist und die Richtlinien insoweit durch die Bundesrepublik Deutschland nicht bzw. fehlerhaft umgesetzt wurden. Insoweit hat der Europäische Gerichtshof der vierten Rüge stattgegeben, mit der die Kommission Deutschland vorgeworfen hatte, es habe die in den Richtlinien vorgesehenen ausschließlichen Zuständigkeiten der nationalen Regulierungsbehörde verletzt, indem es im deutschen Recht die Bestimmung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der



Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen, einschließlich der anwendbaren Tarife, der Bundesregierung und nicht der nationalen Regulierungsbehörde zugewiesen habe.

## **1.1 Gesetzesreform und Übergangsregelung**

Mit Inkrafttreten der EnWG-Novelle am 29.12.2023 hat der Gesetzgeber das Urteil des EuGH vom 2. September 2021 nunmehr auch hinsichtlich dieses vierten Klagegrundes umgesetzt und insbesondere die Zuständigkeiten bei der Ausgestaltung der Netzzugangs- und Netzentgeltregulierung an die unionsrechtlichen Vorgaben angepasst. Damit hat die Regulierungsbehörde mit Zuweisung der ausschließlichen Kompetenz für die Bestimmung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen die nach den unionsrechtlichen Bestimmungen erforderliche Unabhängigkeit erlangt.

Die Verordnungsermächtigung des § 24 EnWG a.F. wurde aufgehoben, ebenso wie § 21a EnWG a.F. Beide Regelungen wurden durch Festlegungskompetenzen der Regulierungsbehörde ersetzt. Dabei wurden die bisher in den betroffenen Rechtsverordnungen enthaltenen Festlegungskompetenzen in das EnWG überführt und ergänzt.

Die nach § 21a und § 24 EnWG a.F. erlassenen Rechtsverordnungen treten nach Ablauf einer Übergangszeit außer Kraft, vgl. Art. 15 Abs. 2 bis 6 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben. Der Zeitpunkt des Außerkrafttretens entspricht dem Ablauf der vierten Regulierungsperiode im Gassektor (31.12.2027) und Stromsektor (31.12.2028).

In der Übergangszeit wurde der Regulierungsbehörde u.a. gemäß § 21 Abs. 3 S. 5 und § 21a Abs. 3 S. 3 EnWG n.F. einerseits eine Abweichungskompetenz übertragen. Andererseits ermöglicht die Übergangszeit, ein über fast 20 Jahre schrittweise entstandenes normatives Regulierungsrecht, inklusive der dazugehörigen Anwendungs- und Auslegungspraxis, jedenfalls für die Zeit bis zum Außerkrafttreten der Verordnungsregelungen zum Ablauf der vierten Regulierungsperiode fortzuführen. Laut Gesetzgeber sollen hierdurch die für ausreichende Rechts-, Planungs- und Investitionssicherheit wichtige materielle Stabilität des Regulierungsrahmens gewährleistet und bruchartige Entwicklungen in der Rechtsanwendung vermieden werden (vgl. BT-Drs. 20/7310, S. 52).

Nach Art. 17 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben bleiben die auf Basis der bisher in § 21a und § 24 EnWG a.F. erlassenen Verordnungen für eine Übergangszeit weiterhin in Kraft. An diesem Regelwerk zur Entgeltregulierung hält die Bundesnetzagentur zur Aufrechterhaltung eines transparenten, vorhersehbaren und verlässlichen Regulierungsrahmens grundsätzlich fest. Sie sieht vorliegend insbesondere von einer Anwendung der Abweichungskompetenz nach § 21 Abs. 3 S. 5 und § 21a Abs. 3 S. 3 EnWG ab. Einen materiellen Widerspruch zu maßgeblichen Vorgaben des Europäischen Rechts hat der EuGH in seiner Entscheidung vom 02.09.2021 nicht festgestellt und erkennt auch die Beschlusskammer nicht.

Ein Kernstück des national etablierten Regulierungssystems sind die fünfjährigen Regulierungsperioden im Anreizregulierungs- und Netzentgeltbereich. Für die Dauer einer bereits laufenden Regulierungsperiode ist es essentiell, dass der Rechtsrahmen für die gesamte Periode möglichst stabil bleibt. Rechtsänderungen während einer laufenden Regulierungsperiode sind mit Diskontinuität und Rechtsunsicherheit verbunden, die gerade durch Übergangsregelungen zur Weitergeltung der materiell europarechtskonformen Vorgaben vermieden werden können. Darüber hinaus erschwert eine unklare Rechtslage im Übergangszeitraum die notwendigen Investitionen in die Energieversorgungsnetze und führt zu Unsicherheiten nicht nur für die regulierten Unternehmen, sondern auch für die sonstigen Marktteilnehmer.

Des Weiteren verlangen die Richtlinien, dass zumindest die Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen u.a. für den Netzanschluss und den Netzzugang „mit ausreichendem Vorlauf vor deren Inkrafttreten“ festgelegt oder genehmigt werden, vgl. Art. 41 Abs. 6 der Richtlinie 2009/73/EG und Art. 59 Abs. 7 der Richtlinie (EU) 2019/944. Auch würden substantielle Abweichungen vom etablierten Regulierungsrahmen zu starken Verzögerungen der laufenden, an die Erlösobergrenze anknüpfenden und weiterer nach den Rechtsverordnungen vorgesehenen Verfahren führen. Die Festsetzung neuer Regelungen durch die Regulierungsbehörde in einem transparenten und möglichst umfassenden Konsultationsprozess dürfte einige Zeit in Anspruch nehmen. Laufende Verfahren bspw. zur Festlegung der Erlösobergrenze für die vierte Regulierungsperiode könnten sich um Jahre verzögern. Diese Gesichtspunkte wären mit den Richtlinienvorgaben, den Zielsetzungen des Energiebinnenmarkts und mit rechtsstaatlichen Grundsätzen schwerlich vereinbar.

### **III.**

Die Festlegung des Qualitätselements des Netzbetreibers erfolgt auf Grundlage von § 32 Abs. 1 Nr. 1 und 6 ARegV, § 4 Abs. 5 ARegV und §§ 18 bis 20 ARegV.

#### **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 Festlegung zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom erfolgt auf Grundlage von § 32 Abs. 1 Nr. 1 und 6 ARegV, § 4 Abs. 5 ARegV und §§ 18 bis 20 ARegV.

### **IV.**

Auf die Erlösobergrenze können gemäß § 19 Abs. 1 ARegV Zu- oder Abschläge vorgenommen werden, wenn Netzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit von Kennzahlvorgaben (Referenzwerten) abweichen.

#### **1. Datengrundlage**

Zur Bestimmung des Qualitätselements Netzzuverlässigkeit Strom wurden die Daten aller Elektrizitätsverteilternetzbetreiber herangezogen. Ausgenommen wurden Betreiber geschlossener Verteilernetze nach § 110 EnWG, Netzbetreiber, die in der vierten Regulierungsperiode am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen sowie Netzbetreiber, die nach § 1 Abs. 2 ARegV von der Anwendung der Anreizregulierungsverordnung ausgenommen sind.

#### **2. Datenplausibilisierung**

Die Bestimmung des Qualitätselements für die Netzzuverlässigkeit in Elektrizitätsverteilternetzen knüpft an die Definitionen der Allgemeinverfügung nach § 52 S. 5 EnWG vom 22.02.2006 (Aktenzeichen: 605/8135) an und an die in diesem Zusammenhang durch die Elektrizitätsverteilternetzbetreiber vorgenommenen Datenmeldungen zu Versorgungsunter-

brechungen. Dies ermöglicht die Bezugnahme auf die seit 2006 durch die Bundesnetzagentur erhobenen Daten nach § 52 EnWG zur Unterbrechungsdauer und Unterbrechungshäufigkeit, die seitdem durch die Elektrizitätsverteilternetzbetreiber kontinuierlich erfasst werden und diesen auch vorliegen. Um das Verfahren zur Bestimmung des Qualitätselements möglichst transparent zu gestalten, wurden die Netzbetreiber mit der Festlegung über die Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom nach den §§ 19 und 20 ARegV vom 01.03.2023 (Aktenzeichen: BK8-23/001-A) aufgefordert, die Kennzahlen für die Jahre 2020, 2021 und 2022 zu melden. Die Daten aus den Kalenderjahren 2020 und 2021 standen zur Ermittlung der Qualitätselemente bereits zur Verfügung, wurden durch die Bundesnetzagentur diversen Plausibilitätskontrollen unterzogen und den Netzbetreibern soweit möglich zur Verfügung gestellt. Die Netzbetreiber erhielten somit die Möglichkeit, ihre in der Vergangenheit gemeldeten Daten zu überprüfen und gegebenenfalls Korrekturen im Rahmen der Datenerhebung zur Bestimmung des Q-Elementes vorzunehmen.

Eine zeitliche Durchschnittsbildung der Struktur- und Zuverlässigkeitsdaten über drei Kalenderjahre wird von der Beschlusskammer als methodisch zweckmäßig und notwendig bewertet. Die dadurch bedingte glättende Wirkung schützt die beteiligten Netzbetreiber vor dem Risiko, dass unvermeidbare Schwankungen der Zuverlässigkeitsdaten zu unverhältnismäßigen Anpassungen der Erlöse führen (vgl. Ausgangsgutachten, S. 25). Für eine Durchschnittsbildung über drei Kalenderjahre war es somit notwendig, neben den bereits vorliegenden Daten zu den Versorgungsunterbrechungen der Kalenderjahre 2020 und 2021, auch die zum Zeitpunkt der Datenerhebung relevanten Daten zu den Versorgungsunterbrechungen des Kalenderjahres 2022 zur Bestimmung des Q-Elementes 2024 zu erheben.

Zur Ermittlung der Durchschnittswerte werden nur die vorliegenden Netzstruktur- bzw. Zuverlässigkeitswerte und deren Anzahl berücksichtigt. Dies gilt auch, wenn Netzbetreiber Daten für weniger als drei Jahre zur Verfügung stellen konnten. Für fehlende Daten einzelner Jahre wurden keine Nullwerte eingesetzt, da dies zu Verzerrungen der Referenzwerte und Qualitätselemente geführt hätte.

Die Ermittlung der Durchschnittswerte folgte der Berechnungsvorschrift für das arithmetische Mittel:

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n x_i$$

Dabei steht x für den Merkmalsträger (Netzstruktur- bzw. Zuverlässigkeitswert) und n für die Anzahl der Merkmalsträger.

Zur Sicherstellung einer belastbaren Datengrundlage hat die Bundesnetzagentur die übermittelten Daten im gebotenen Umfang einer strukturierten, netzbetreiberindividuellen Plausibilitätsprüfung unterzogen. So wurde etwa für jeden Netzbetreiber die Konsistenz der Strukturdaten anhand von Daten, die der Regulierungsbehörde aus anderen Verfahren vorliegen, überprüft. Im Fall der Kennzahlen zur Netzzuverlässigkeit wurden diese den seinerzeit im Rahmen der Berichtspflichten nach § 52 EnWG vom Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur übermittelten Angaben gegenübergestellt. Kam es zu Abweichungen, wurde eine nähere Überprüfung durchgeführt. Zur näheren Überprüfung der Netzbetreiberangaben zählten z. B. die Einholung weiterer Auskünfte, Erläuterungen oder entsprechende Nachweise beim betroffenen Netzbetreiber. Darüber hinaus wurde eine Gesamtschau über alle zur Verfügung stehenden Daten der Netzbetreiber durchgeführt.

Insbesondere die Zuordnung zum Störungsanlass „Höhere Gewalt“ bedurfte einer genauen Prüfung. Hierzu wurde regelmäßig jede einzelne gemeldete Versorgungsunterbrechung des Störungsanlasses „Höhere Gewalt“ entsprechend den Anforderungen der Allgemeinverfügung nach § 52 S. 5 EnWG zu Vorgaben zur formellen Gestaltung des Berichts nach § 52 S. 1 EnWG (605/8135) vom 22.02.2006 bzw. den Hinweisen zur Zuordnung von Versorgungsunterbrechungen zum Störungsanlass „Höhere Gewalt“ im Rahmen der Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom nach den §§ 19 und 20 ARegV (Stand Januar 2020) überprüft. Wurden die Anforderungen nicht erfüllt, wurde der Netzbetreiber aufgefordert, seine Angaben entsprechend zu korrigieren. Zur Plausibilisierung dieser Störungskategorie wurden u. a. zusätzliche Informationen des Deutschen Wetterdienstes (Sturmauswertungen der Jahre 2020-2022) und des Bundesamtes für Gewässerkunde bzw. der zuständigen Landesämter (Hochwasserauswertungen der Jahre 2020 bis 2022) herangezogen.

Jeder Netzbetreiber erhielt nach Abschluss der Datenplausibilisierung eine Datenquittung. Diese diente zur Information und abschließenden Überprüfung der zuletzt übermittelten Daten. Die sich hieraus ergebende Datengrundlage wurde zur Berechnung der Qualitätselemente herangezogen.

### **3. Methodik**

Die Ermittlung der Kennzahlenwerte, der Referenzfunktion, des Monetarisierungsfaktors und in der Folge die Berechnung der Qualitätselemente wird durch den Methodikbeschluss bestimmt.

Die Bundesnetzagentur hat zum Zwecke der Referenzwertermittlung Auswertungen vorgenommen, die im Bericht zur Bestimmung der Qualitätselemente 2024 bis 2028 (Anlage 1 zum Methodikbeschluss) dokumentiert werden. Die Anlage ist ebenfalls veröffentlicht unter <http://www.bundesnetzagentur.de> → Beschlusskammern → Beschlusskammer 8 → Erlösobergrenzen → Qualitätselement.

#### 4. Referenzwertermittlung

In der Mittelspannung weist der Strukturparameter Lastdichte einen hinreichend belastbaren Zusammenhang mit der Zuverlässigkeitskennzahl ASIDI auf und ist von den untersuchten Parametern auch am besten geeignet, gebietsstrukturelle Unterschiede bei der Referenzwertermittlung für das Qualitätselement abzubilden (siehe Anlage 1 zum Methodikbeschluss).

Auf Grundlage der Daten der Kalenderjahre 2020, 2021 und 2022 wurden für das Qualitätselement des Kalenderjahres 2024 die nachstehenden Werte für die Regressionskonstanten für die verwendete Regressionsfunktion ermittelt:

$$\hat{y} = f(x) = a + \frac{b}{x^c} = 1,8029 + \frac{76,0845}{x^{0,4531}}$$

Im angehörten Beschluss wurden die Werte der Regressionskonstanten mit zwei Nachkommastellen aufgeführt. Es wurde vorgetragen, dass die ermittelten Werte nicht vollständig nachvollzogen werden können. Um dem zu begegnen, sind ermittelten die Werte für die Regressionskonstanten nunmehr mit vier Nachkommastellen ausgewiesen.

Die Bundesnetzagentur folgt bei den Berechnungen zur Modellbestimmung der Vorgehensweise, wie sie auch vom Gutachter für die „Bestimmung der Referenzwerte für das Qualitätselement 2017-2018“ angewendet wurde, d. h. es wurden sowohl bei den Zuverlässigkeitskennzahlen als auch bei den Strukturgrößen alle Nachkommastellen berücksichtigt. Es wurden somit weiterhin einheitlich die in der Statistikanwendung R implementierten Funktionalitäten und Befehle zur Ermittlung der Referenzwerte genutzt.

Der Regressionskoeffizient c liegt hierbei im Optimum bei 0,4531 und somit innerhalb der bislang aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht als plausibel diskutierten Bandbreite. Zur Bestimmung der optimalen Regressionskonstanten c wurde das Bestimmtheitsmaß  $R^2$  maximiert. Das Bestimmtheitsmaß beschreibt den Anteil der Streuung innerhalb der Netzzuverlässigkeit (y-Variable), der durch Regressionsfunktion erklärt werden kann und beträgt  $R^2 = 40 \%$ . Zur Beurteilung der Schätzergebnisse ist eine Gesamtschau unter Berücksichti-



gung des Regressionskoeffizienten „c“ und des Bestimmtheitsmaßes „R<sup>2</sup>“ erforderlich. Insofern beschreibt der Strukturparameter Lastdichte weiterhin hinreichend belastbar die Netzzuverlässigkeit in der Mittelspannung.

Soweit angezweifelt wird, dass der Regressionskoeffizient c außerhalb der aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht als plausibel diskutierten Bandbreite läge und keine hinreichende Belastbarkeit des Parameters vorläge, wird auf die Ausführungen im Abschnitt 7.2 der Festlegung BK8-23/006-A über die nähere Ausgestaltung und das Verfahren zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§ 19 und 20 ARegV für die vierte Regulierungsperiode (Jahre 2024 bis einschließlich 2028 – Methodikbeschluss) und dessen Anlage 2 (Gutachten zur Konzeptionierung des Qualitätselements vom 23.11.2023) verwiesen. Die Bundesnetzagentur hat zur Bewertung des c-Wertes und zu dessen Entwicklung erneut gutachterliche Unterstützung eingeholt. Danach ist der ermittelte Wert plausibel und liegt weiterhin innerhalb eines zu erwartenden Korridors.

Die Bestimmung des Referenzwertes auf Grundlage der Daten der Kalenderjahre 2020, 2021 und 2022 ergibt sich aus Anlage 2 zu dieser Festlegung.

Demgegenüber konnte für die Niederspannung kein hinreichend belastbarer Zusammenhang zwischen dem SAIDI und einem der untersuchten Strukturparameter im Hinblick auf die Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede festgestellt werden. Insofern wird der Referenzwert in der Niederspannungsebene als mit der Anzahl der Letztverbraucher gewichteter Mittelwert der SAIDI-Kennzahlen ermittelt (siehe Anlage 2 „Bestimmung der Referenzwerte und des Monetarisierungsfaktors“). In der Anlage 1 wurden die Abweichungen vom Referenzwert für die Niederspannung versehentlich im Rahmen der Anhörung mit lediglich zwei Nachkommastellen übertragen und ausgewiesen. Anlage 1 wurde dahingehend korrigiert.

Auf dieser Basis wurde ein einheitlicher Referenzwert in Höhe von 4,0213 min/a für die Niederspannung bestimmt. Dieser Wert ergibt sich aufgrund der Daten aus den Kalenderjahren 2020, 2021 und 2022, entsprechend der in Tenor-Nr. 8 des Methodikbeschlusses angegebenen Berechnungsformel.

## **5. Monetarisierungsfaktor**

Der Monetarisierungsfaktor wurde auf Basis der zum Zeitpunkt der Berechnung aktuellsten Daten der öffentlichen Statistik ermittelt und repräsentiert die gegenwertige Entwicklung bezüglich des Elektrizitätsverbrauchs, der Bruttowertschöpfung sowie der Gesamtlöhne.



Sowohl bei der Bruttowertschöpfung als auch hinsichtlich der Gesamtlöhne sind gegenüber den vorausgegangenen Festlegungen Änderungen der Werte festzustellen, die einen Monetarisierungsfaktor von nunmehr 0,27 €/min/LV/a begründen.

Soweit die Datengrundlage für den Monetarisierungsfaktor angezweifelt wird, sei auf die Ausführungen in Abschnitt 8 des Methodikbeschlusses verwiesen. Von den Bestimmungen des geltenden Methodikbeschlusses wird bei der Bestimmung des individuellen Qualitätselementes nicht abgewichen. Den vorgebrachten Einwand nimmt die Bundesnetzagentur jedoch zum Anlass die Datengrundlage in die Zukunft gerichtet zu prüfen. Die Bestimmung des Monetarisierungsfaktors ergibt sich aus Anlage 2.

## **6. Kappungsgrenze**

Es ist eine Kappung von 4 % anzuwenden, da somit die Abweichung von der angestrebten Erlösneutralität minimiert wird.

## **7. Netzübergänge**

Der für 2024 ermittelte Zu- oder Abschlag bzw. Anteile davon können im Wege des Verfahrens nach § 26 ARegV übertragen werden.

# **V.**

Im Folgenden wird das netzbetreiberindividuelle Qualitätselement für das Kalenderjahr 2024 dargestellt. Die Berechnung des Qualitätselements erfolgte mit ungerundeten Werten. In Anlage 1 wurden die Ergebnisse jedoch mit gerundeten Werten ausgewiesen.

## **1. Ermittelte Kennzahlen**

Zur Berechnung des Qualitätselements ist für den Netzbetreiber aus den Kalenderjahren 2020 bis 2022 im Mittel ein SAIDI in Höhe von 0,3530 und ein ASIDI in Höhe von 4,4865 herangezogen worden (Anlage 1).

## **2. Ermittelter Referenzwert**

### **a) Mittelspannung**

In die Regressionsberechnung ist eine Lastdichte des Netzbetreibers von 374,32 kW pro km<sup>2</sup> (Anlage 1) eingegangen.

Auf dieser Grundlage wurde für den Netzbetreiber in der Mittelspannungsebene ein Referenzwert von 6,9943 ermittelt (Anlage 1).

b) Niederspannung

Der Referenzwert in der Niederspannungsebene wurde auf Basis einer einfachen, mit der Anzahl der jeweiligen Letztverbraucher gewichteten Mittelwertbildung ermittelt. Der Referenzwert der Niederspannungsebene liegt bei 4,0213 min/a.

### 3. Ermittelter Bonus/Malus

Der Bonus bzw. Malus wird unter Anwendung folgender Formel ermittelt:

$$Bonus_i/Malus_i = \left[ \left( Y_{ind}^{(Ref)} - ASID I_{ind} \right) \cdot LV_{ind}^{(MS+NS)} + \left( Y^{(Ref)} - SAID I_{ind} \right) \cdot LV_{ind}^{(NS)} \right] \cdot m$$

Für die Mittelspannungsebene ergibt sich somit ein Bonus in Höhe von 34.862,94 €.

Dabei wurden für die Mittelspannungsebene folgende Daten zu Grunde gelegt:

- $Y_{ind}^{(Ref)}$ : 6,9943
- $ASID I_i$ : 4,4865
- Mittelwert der Anzahl der Letztverbraucher (inkl. aller nachgelagerten eigenen Netz- und Umspannebenen) der Kalenderjahre 2020 bis 2022: 51.488,00

Für die Niederspannungsebene ergibt sich somit ein Bonus in Höhe von 50.883,61 €.

Dabei wurden für die Niederspannungsebene folgende Daten zur Grunde gelegt:

- $Y^{(Ref)}$ : 4,0213
- $SAID I_i$ : 0,3530
- Mittelwert der Anzahl der Letztverbraucher der Kalenderjahre 2020 bis 2022: 51.375,00

m: 0,27 €/a/min/LV

Für die Nieder- und Mittelspannungsebene ermittelt sich demnach insgesamt ein Bonus in Höhe von 85.746,56 €.

Das Qualitätselement nimmt den von einer Versorgungsunterbrechung betroffenen Kunden und dessen Zahlungsbereitschaft für ein bestimmtes Qualitätsniveau in den Blick. Für die Bemessung des Bonus/Malus sind sämtliche direkt angeschlossener Letztverbraucher zu berücksichtigen. Dies gilt auch für die Letztverbraucher, die in der Sammelschiene der HS/MS-Umspannebene angeschlossen sind, da diese entsprechend den Vorgaben zur Datenerhebung nach § 52 EnWG der Mittelspannung zuzurechnen sind. Da bei der Berechnung des Bonus/Malus in der Mittelspannung zudem sämtliche Letztverbraucher nachgelagerter Spannungsebenen berücksichtigt werden, ist der Anteil der an der Sammelschiene HS/MS angeschlossenen Letztverbraucher sehr gering.

#### **4. Kappungsgrenze**

Mit dem ausgewählten Modell und einer Kappung von 4 % der Erlösobergrenze des Ausgangsniveaus für die vierte Regulierungsperiode ergibt sich die minimale Abweichung von der Erlösneutralität in Höhe von 0 €. Bei jeder anderen Kappungsgrenze war die Abweichung von der angestrebten Erlösneutralität größer.

Der Netzbetreiber ist von der Kappung nicht betroffen.

#### **5. Anpassung der Erlösobergrenzen**

Die Erlösobergrenze 2024 ist um folgende Beträge zu erhöhen.

ERLÖSOBERGRENZEN-AN- PASSUNG DES KALENDERJAHRES 2024
85.746,56 €

#### **6. Rückwirkende Festlegung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen**

Die rückwirkende Festlegung des Qualitätselementes nach dem 31.12.2023 ist zulässig.

Der sachliche Grund für das Absehen von einer Festlegung bereits im Jahr 2023 liegt vor allem darin begründet, dass zusätzlich zu den jährlich zu festlegenden Verfahren nach der ARegV in dem Kalenderjahr 2023 weitere Festlegungsverfahren, wie die Festlegung der Erlösobergrenzen oder auch die Festlegung des Methodikbeschlusses parallel bearbeitet werden mussten.

Der Bundesgerichtshof (Beschluss vom 11. Februar 2020, EnVR 122/18) hat entschieden, dass erforderlichenfalls eine rückwirkende Anpassung erfolgen soll, um die fortlaufende und gleichmäßige Anpassung der Erlösobergrenze an die tatsächlichen Veränderungen möglichst lückenlos zu gewährleisten. Im Fall des § 4 Abs. 5 ARegV scheidet eine rückwirkende Anpassung grundsätzlich nur dann aus, wenn im Einzelfall gewichtige Interessen des Vertrauensschutzes entgegenstehen.

Derartige gewichtige Interessen des Vertrauensschutzes sind vorliegend nicht ersichtlich. Die Beschlusskammer hat zu keinem Zeitpunkt zu erkennen gegeben, auf die Festlegung eines Qualitätselements in der vierten Regulierungsperiode verzichten zu wollen. Insoweit konnte kein Vertrauen auf ein Ausbleiben der Qualitätsregulierung ab dem Jahr 2024 entstehen. Das Gegenteil folgt schon alleine aus dem Umstand, dass dem Netzbetreiber stets, spätestens mit der Festlegung zur Datenerhebung vom 31.03.2023 (Aktenzeichen: BK8-23/001-A), bewusst war, dass auch ab dem Jahr 2024 ein Qualitätselement festgelegt wird. Auch in den Vorjahren waren bereits Qualitätselemente festgelegt worden. Zudem wurde die Methodik-Festlegung für die Jahre 2024 bis 2028 bereits am 28.11.2023 erlassen (Aktenzeichen: BK8-23/006-A). Den Netzbetreibern war damit der festgelegte Wert vorab bekannt. Die Festlegung erfolgt nunmehr bereits wenige Wochen nach Jahreswechsel.

Rein vorsorglich nimmt die Beschlusskammer hilfsweise folgende Ermessenserwägungen in Bezug auf die rückwirkende Festlegung des Qualitätselementes in diesem konkreten Einzelfall vor. Im Rahmen des ihr zustehenden Regulierungsermessens hat sich die Beschlusskammer entschieden, von einer vorläufigen Festlegung nach § 72 EnWG abgesehen, um das Qualitätselement rückwirkend zum 01.01.2024 festzulegen.

Bei der Entscheidung hat die Beschlusskammer neben dem in § 72 EnWG angelegten bzw. sich aus der rückwirkenden Bescheidung ergebenden Zweck einer Vorgabe eines Qualitätselementes auch das Interesse des Netzbetreibers an Rechtssicherheit sowie das Interesse der Netznutzer an den in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Aspekten einer sicheren, preisgünstigen und effizienten leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität berücksichtigt.

Eine vorläufige Festlegung des Qualitätselementes nach § 72 EnWG war aus Sicht der Beschlusskammer nicht zweckdienlich für das Verfahren sowie die Vereinnahmung von Netzentgelten. Zum Jahresende 2023 waren dem Netzbetreiber alle wesentlichen Elemente zur Anpassung der Erlösobergrenze des Jahres 2024 nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV bekannt bzw. waren diese aufgrund entsprechender Mitteilung der Beschlusskammer abschätzbar. In die Abwägung ist auch eingeflossen, dass die zeitliche Verzögerung nicht gravierend war und dem Netzbetreiber rechtzeitig seine Vorgaben für das Jahr 2024 bekannt waren. Zudem fiel eine abweichende Berücksichtigung des Qualitätselementes wirtschaftlich kaum ins Gewicht und könnte über das Regulierungskonto ohne Weiteres korrigiert werden. Die vorläufige Anordnung wäre somit ein reiner Formalismus gewesen.

Angesichts der dargestellten Umstände erachtet die Beschlusskammer die rückwirkende Festlegung des Qualitätselementes für das Jahr 2024 als ermessensfehlerfrei.

Vorliegend überwiegt das Interesse der Allgemeinheit an der (rückwirkenden) Festlegung. Die gegen die rückwirkende Festlegung sprechenden Prinzipien des Vertrauensschutzes hat die Beschlusskammer demgegenüber im konkreten Fall als nachrangig bewertet.

Die Entscheidung, das Qualitätselement für das Jahr 2024 rückwirkend festzulegen, ist auch verhältnismäßig. Die Entscheidung dient dem Zweck, entsprechend den Vorgaben des EnWG und der ARegV für das Jahr 2024 einen Zu- oder Abschlag auf die Erlösobergrenze festzulegen. Die rückwirkende Festlegung ist hierzu geeignet. Sie ist auch erforderlich, da ein gleich geeignetes, milderes Mittel nicht zur Verfügung steht. Die Entscheidung ist schließlich auch angemessen. Das Interesse des Netzbetreibers, für den Zeitraum der Rückwirkung keinen weiteren Vorgaben gemäß dieses Beschlusses zu unterliegen, muss aus Sicht der Beschlusskammer hinter dem Interesse der Allgemeinheit an einer sicheren, preisgünstigen und effizienten leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität zurückstehen. Etwaige Abweichungen können ohne weiteres über das Regulierungskonto nach § 5 ARegV abgewickelt werden und wirken somit faktisch erst zu einem späteren Zeitpunkt.

## **VI.**

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

## **VII.**

Die beigefügten Anlagen sind Bestandteil dieses Beschlusses:

**Anlage 1:** Übersicht der Daten des Netzbetreibers zur Bestimmung des Qualitätselements

**Anlage 2:** Bestimmung der Referenzwerte und des Monetarisierungsfaktors

### **Rechtsmittelbelehrung**

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) einzureichen.

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 Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

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

Vorsitzender

Beisitzer

Beisitzerin

Bourwieg

Petermann

Krank



## Datenblatt zum Qualitätselement hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom 2024

### 1 Allgemeine Informationen

Name des Netzbetreibers	Thüga Energienetze GmbH
Betriebsnummer	10002915
Netznummer	1
Monetarisierungsfaktor (m)	0,27 €/a/min/LV
Relevante Erlösobergrenze <sup>1</sup>	██████████ €

### 2 Daten der Niederspannung

#### 2.1 Anzahl der an die eigene Niederspannung angeschlossenen Letztverbraucher

Jahr	2020	2021	2022
Anzahl NS	49.719	52.065	52.262
Anzahl MS/NS	27	27	25
Arithmetischer Mittelwert <sup>2</sup>	51.375,0000		

#### 2.2 Zuverlässigkeitskennzahl der Niederspannung System Average Interruption Duration Index (SAIDI) [min/a]

Jahr	2020	2021	2022
SAIDI	0,5136	0,2404	0,3051
Arithmetischer Mittelwert	0,3530		

#### 2.3 Ergebnisse Niederspannung

Referenzwert	4,0213 min/a
Abweichung vom Referenzwert	3,6683 min/a
Anteil Qualitätselement <sup>3</sup>	50.883,61 €/a

<sup>1</sup> Abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile sowie der Kostenanteile der HöS, HöS/HS, HS und HS/MS.

<sup>2</sup> Berücksichtigt sind die Letztverbraucher der MS/NS sowie der NS.

<sup>3</sup> Vor Kappung.

**3 Daten der Mittelspannung****3.1 Anzahl der an die eigene Nieder- und Mittelspannung angeschlossenen Letztverbraucher**

Jahr	2020	2021	2022
Anzahl MS	111	115	113
Anzahl HS/MS	0	0	0
Arithmetischer Mittelwert <sup>4</sup>	51.488,0000		

**3.2 Zuverlässigkeitskennzahl der Mittelspannung Average System Interruption Duration Index (ASIDI) [min/a]**

Jahr	2020	2021	2022
ASIDI	2,2387	11,2207	0,0000
Arithmetischer Mittelwert	4,4865		

**3.3 Zeitgleiche Jahreshöchstlast korrigiert um die Entnahmen der auf gleicher Spannungsebene angeschlossenen Netzbetreiber [kW]**

Jahr	2020	2021	2022
Jahreshöchstlast	54.454,0000	55.121,0000	53.984,0000

**3.4 Geografische Fläche [km<sup>2</sup>]**

Jahr	2020	2021	2022
Geografische Fläche	137,1300	150,3100	150,3100

**3.5 Lastdichte [kW/km<sup>2</sup>]**

Arithmetischer Mittelwert	374,3214
---------------------------	----------

**3.6 Ergebnisse Mittelspannung**

Individueller Referenzwert	6,9943 min/a
Abweichung vom Referenzwert	2,5078 min/a
Anteil Qualitätselement <sup>5</sup>	34.862,94 €/a

<sup>4</sup> Berücksichtigt sind die Letztverbraucher der HS/MS, MS, MS/NS und NS.<sup>5</sup> Vor Kappung.

**4 Gesamtergebnis**

Kappungsgrenze	4,00 %
Anteil des Qualitätselements an der relevanten Erlösobergrenze	■ %
Qualitätselement aus Nieder- und Mittelspannung <sup>6</sup>	85.746,56 €/a

**5 Sonstiges – Bemessungsscheinleistung**

Auf Wunsch der Netzbetreiber wird die Summe der Bemessungsscheinleistung in MVA angegeben. Der Summenwert setzt sich zusammen aus der Bemessungsscheinleistung der Ortsnetztransformatoren und der Bemessungsscheinleistung der Letztverbrauchertransformatoren. Die Bemessungsscheinleistung wurde zur Ermittlung der ASIDI-Werte verwendet.

Jahr	2020	2021	2022
Bemessungsscheinleistung [MVA]	270,38	298,01	308,84

---

<sup>6</sup> Nach Kappung.