



Beschlusskammer 8

Aktenzeichen: BK8-25-00523-81

Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Absatz 1 EnWG in Verbindung mit § 32 Absatz 1 Nummer 6 ARegV sowie in Verbindung mit § 32 Absatz 1 Nummer 1, § 4 Absatz 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 Wolfgang Wetzl

und die Beisitzerin Natalie Krank

gegenüber der Energie Waldeck-Frankenberg GmbH, Arolser Landstraße 27, 34497 Korbach, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung

- Netzbetreiber -

beschlossen:

1. Der kalenderjährlichen Erlösbergrenze des Kalenderjahres 2026 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 2022, 2023 und 2024 gebildet.
4. Entsprechend der Vorgaben der 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 vierte Regulierungsperiode (2024 bis 2028 – Methodenbeschluss, Aktenzeichen BK8-23/006-A) vom 28.11.2023 erfolgt die Bestimmung der Lastdichte als Durchschnittswert der Kalenderjahre 2022, 2023 und 2024.
5. Zur Ermittlung der Zuschläge (Bonus) und Abschläge (Malus) auf die zulässige Erlösbergrenze wird entsprechend der Vorgaben der 28.11.2023 Aktenzeichen BK8-23/006-A die Differenz zwischen dem errechneten Referenzwert und der individuellen Kennzahl der entsprechenden Netzebene des Netzbetreibers mit der durchschnittlichen Anzahl der Letztverbraucher der Kalenderjahre 2022 bis 2024 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 Absatz 1 Nummer 1 und 6 ARegV von Amts wegen ein Verfahren zur netzbetreiberindividuellen Bestimmung des Qualitätselements eingeleitet.

Hiermit wird das sich für das Kalenderjahr 2026 ergebende individuelle Qualitätselement hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit 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 Nummer 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 Absatz 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 mit dem Aktenzeichen BK8-23/006-A über die nähere Ausgestaltung und das Verfahren zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§ 19 und 20 ARegV für die Jahre 2024 bis 2028 (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.¹

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 Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§ 19 und 20 ARegV für die Jahre 2024 bis 2028 (Methodikbeschluss) vom 28.11.2023 Aktenzeichen BK8-23/006-

¹ Veröffentlicht auf der Internetseite der Bundesnetzagentur: www.bundesnetzagentur.de.

A wird die Festlegung zur Bestimmung des individuellen Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom für das Kalenderjahr 2026 getroffen.

Die Beschlusskammer hat dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 17.11.2025 Gelegenheit gemäß § 67 Absatz 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 Absatz 1 EnWG über die Einleitung des Verfahrens informiert. Das Bundeskartellamt und die Landesregulierungsbehörde wurden gemäß § 58 Absatz 1 Satz 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. 4 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 Ordnungsregelungen 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).

1.2

Interessenabwägung

Nach Art. 15 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 Ab-

weichungskompetenz nach § 21 Abs. 3 S. 5 und § 21a Abs. 3 S. 4 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 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 Absatz 1 Nummer 1 und 6 ARegV, § 4 Absatz 5 ARegV und §§ 18 bis 20 ARegV.

1. Zuständigkeit

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

Die Zuständigkeit der Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Absatz 1 Satz 1 EnWG.

2. Ermächtigungsgrundlage

Die Festlegung zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom erfolgt auf Grundlage von § 32 Absatz 1 Nummer 1 und 6 ARegV, § 4 Absatz 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 hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit wurden die Daten aller Elektrizitätsverteilternetzbetreiber herangezogen. Ausgenommen wurden die Betreiber geschlossener Verteilernetze nach § 110 EnWG, Netzbetreiber, die in der vierten Regulierungsperiode am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen sowie Netzbetreiber, die nach § 1 Absatz 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 Satz 5 EnWG vom 22.02.2006 (Aktenzeichen 605/8135) an und an die in diesem Zusammenhang durch die Elektrizitätsverteilternetzbetreiber vorgenommenen Datenmeldungen zu ihren Versorgungsunterbrechungen. Dies ermöglicht die Bezugnahme auf die seit 2006 durch die Bundesnetzagentur erhobenen Daten nach § 52 EnWG zur Dauer und Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen, 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 nach den §§ 19 und 20 ARegV vom 01.03.2023 (Aktenzeichen BK8-23/001-A) aufgefordert, die Kennzahlen für die Jahre 2022, 2023 und 2024 zu melden, wobei die Daten aus den Kalenderjahren 2022 und 2023 der Bundesnetzagentur bereits aus dem Verfahren zur Ermittlung des Qualitätselements 2025 in plausibilisierter Form zur Verfügung standen. Diese Angaben wurden den Netzbetreibern – soweit möglich und vorhanden – vor dem Stichtag zur Datenüber-

mittlung zur Verfügung gestellt. Die Netzbetreiber erhielten somit die Möglichkeit, ihre in der Vergangenheit gemeldeten Daten zu nochmals zu prüfen und gegebenenfalls Korrekturen im Rahmen der Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselements vorzunehmen.

Eine zeitliche Durchschnittsbildung der Struktur- und Zuverlässigkeitsdaten über drei Kalenderjahre wird von der Beschlusskammer weiterhin 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 Absenkungen der Erlöse führen (vergleiche Ausgangsgutachten, Seite 25). Für eine Durchschnittsbildung über drei Kalenderjahre war es somit notwendig, neben den bereits vorliegenden Daten zu den Versorgungsunterbrechungen der Kalenderjahre 2022 und 2023, auch die zum Zeitpunkt der Datenerhebung relevanten Daten zu den Versorgungsunterbrechungen des Kalenderjahres 2024 zur Bestimmung des Qualitätselements 2026 zu erheben.

Zur Ermittlung der Durchschnittswerte werden nur die vorliegenden Netzstruktur- bzw. Zuverlässigkeitswerte 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 und 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 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 beispielsweise 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 Satz 5 EnWG zu Vorgaben zur formellen Gestaltung des Berichts nach § 52 Satz 1 EnWG (Aktenzeichen 605/8135) vom 22.02.2006 beziehungsweise den Hinweisen zur Zuordnung von Versorgungsunterbrechungen zum Störungsanlass „Höhere Gewalt“ im Rahmen der Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netz Zuverlässigkeit Strom nach den §§ 19 und 20 ARegV (Stand Januar 2020) überprüft. Wurden dort genannten Anforderungen nicht erfüllt, wurde der Netzbetreiber aufgefordert, seine Angaben entsprechend zu korrigieren. Zur Plausibilisierung dieser Störungskategorie wurden unter anderem zusätzliche Informationen des Deutschen Wetterdienstes (Sturmauswertungen der Jahre 2022-2024) und des Bundesamtes für Gewässerkunde bzw. der zuständigen Landesämter (Hochwasserauswertungen der Jahre 2022 bis 2024) herangezogen.

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

3. Methodik

Die Ermittlung der Kennzahlenwerte, der Referenzfunktion, des Monetarisierungsfaktors (Anreizrate) und in der Folge die Berechnung der Qualitätselemente wird durch die Festlegung über die nähere Ausgestaltung und das Verfahren zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netz Zuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§ 19 und 20 ARegV für die Jahre 2024 bis 2028 (Methodikbeschluss, Aktenzeichen BK8-23/006-A) vom 28.11.2023 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. Der Bericht und der Methodikbeschluss sind 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 geeignet, gebietsstrukturelle Unterschiede bei der Referenzwertermittlung für das Qualitätselement abzubilden (siehe Anlage 1 zum Methodikbeschluss, Aktenzeichen BK8-23/006-A).

Auf Grundlage der Daten der Kalenderjahre 2022, 2023 und 2024 wurden für das Qualitätselement des Kalenderjahres 2026 die nachstehenden Werte für die Regressionskonstanten a, b und c für die verwendete Regressionsfunktion ermittelt:

$$\hat{y} = f(x) = \frac{b}{x^c} + a = \frac{48,979}{x^{0,3071}} - 0,5364$$

Der Regressionskoeffizient c liegt hierbei im Optimum bei 0,3071. Der prognostizierte Bereich für den Exponenten c liegt im Fall des hier verwendeten Strukturparameters Lastdichte idealerweise zwischen c = 0,5 und c = 1. Dieser kann jedoch die mit ingenieurwissenschaftlichen Überlegungen kongruente Werte von 0,2 bis 0,5 annehmen und liegt somit im plausiblen Bereich (siehe Anlage 2 zum Methodikbeschluss, Aktenzeichen BK8-23/006-A). Zur Bestimmung der optimalen Regressionskonstanten c wurde das Bestimmtheitsmaß R² maximiert. Das Bestimmtheitsmaß beschreibt den Anteil der Streuung innerhalb der Netzzuverlässigkeit (y-Variable), der durch Regressionsfunktion erklärt werden kann und beträgt R² = 0,341. Zur Beurteilung der Schätzergebnisse ist eine Gesamtschau unter Berücksichtigung des Regressionskoeffizienten „c“ und des Bestimmtheitsmaßes „R²“ erforderlich. Insofern beschreibt der Strukturparameter Lastdichte weiterhin hinreichend belastbar die Netzzuverlässigkeit in der Mittelspannung. Die Bestimmung des Referenzwertes auf Grundlage der Daten der Kalenderjahre 2022, 2023 und 2024 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 1 zum Methodikbeschluss). Auf dieser Basis wurde ein einheitlicher Referenzwert in Höhe von 4,2328 min/a für die Niederspannung bestimmt. Dieser Wert ergibt sich aufgrund der Daten aus den Kalenderjahren 2022, 2023 und 2024, entsprechend der in Tenor-Nr. 8 angegebenen Berechnungsformel.

5. Monetarisierungsfaktor

Der Monetarisierungsfaktor m wurde auf Basis der zum Zeitpunkt der Berechnung aktuellsten Daten aus öffentlich zugänglichen Statistiken ermittelt. Diese Daten spiegeln die derzeitige Entwicklung hinsichtlich des Elektrizitätsverbrauchs, der Bruttowertschöpfung sowie der Gesamtlöhne wider. Die Bestimmung des Monetarisierungsfaktors m ergibt sich aus Anlage 2.

Zur Abschätzung der Endkundenanzahl wurde erstmalig die Anzahl der Letztverbraucher gemäß § 52 EnWG herangezogen. Bislang stützte sich die Ermittlung der maßgeblichen Werte unter anderem auf Daten des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), die über viele Jahre hinweg eine etablierte Datengrundlage bildeten. Da der BDEW aktuell keine Daten zur Anzahl der „Stromkunden“ zur Abschätzung der Endkundenanzahl veröffentlicht, ist die weitere Verwendung dieser Datengrundlage ab dem Qualitätselement für das Jahr 2026 nicht mehr sachgerecht.

Die Bundesnetzagentur hat vor diesem Hintergrund verschiedene alternative Datenquellen geprüft und vergleichend bewertet.

Das Ergebnis dieser Prüfung zeigte, dass die Verwendung der Letztverbraucheranzahl gemäß § 52 EnWG als vorzugswürdig identifiziert wurde. Diese Werte werden im Rahmen der gesetzlichen Meldepflichten jährlich erhoben und zentral von der Bundesnetzagentur erfasst. Bei diesen Daten handelt es sich um die von den Netzbetreibern jährlich gemeldete Anzahl der Letztverbraucher gemäß § 52 EnWG. Aufgrund ihrer gesetzlichen Grundlage, der etablierten Erhebungsstruktur seit dem Jahr 2006 sowie ihrer umfassenden Marktabdeckung bieten diese Daten ein hohes Maß an Aktualität, Konsistenz und Nachvollziehbarkeit.

Im Vergleich zu anderen geprüften Alternativen – wie Marktlokationen im Rahmen des Monitorings nach § 35 EnWG oder den Mitteilungspflichten gemäß § 28 ARegV – weisen diese Daten die geringsten Schwankungen auf und bieten somit eine belastbare Datenbasis.

Die Zahlen der Letztverbraucher aus den Jahren 2022, 2023 und 2024 wurden als Approximation der Endkundenanzahl herangezogen und in den Monetarisierungsfaktor m eingestellt.

Somit ergibt sich für das Qualitätselement 2026 ein Monetarisierungsfaktor in Höhe von 0,27 €/min/LV/a.

6. Kappungsgrenze

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

7. Netzübergänge

Der für 2026 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 2026 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 2022 bis 2024 im Mittel ein SAIDI in Höhe von 3,8683 und ein ASIDI in Höhe von 7,9307 herangezogen worden (Anlage 1).

2. Ermittelter Referenzwert

a) Mittelspannung

In die Regressionsberechnung ist eine Lastdichte des Netzbetreibers von 65,40 kW pro km² (vergleiche Anlage 1) eingegangen. Auf dieser Grundlage wurde für den Netzbetreiber in der Mittelspannungsebene ein Referenzwert von 13,0281 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 4,2328 min/a.

3. Ermittelter Bonus/Malus

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

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

Für die Mittelspannungsebene ergibt sich somit ein Bonus in Höhe von 131.942,99 €.

Dabei wurden für die Mittelspannungsebene folgende Daten zu Grunde gelegt:

- $Y_{ind}^{(Ref)}$: 13,0281
- $ASIDI_i$: 7,9307
- Mittelwert der Anzahl der Letztverbraucher (inkl. aller nachgelagerten eigenen Netz- und Umspannebenen) der Kalenderjahre 2022 bis 2024: 95.868,33

Für die Niederspannungsebene ergibt sich somit ein Bonus in Höhe von 09.406,51 €.

Dabei wurden für die Niederspannungsebene folgende Daten zu Grunde gelegt:

- $Y^{(Ref)}$: 4,2328
- $SAIDI_i$: 3,8683
- Mittelwert der Anzahl der Letztverbraucher der Kalenderjahre 2022 bis 2024: 95.590,00.

m: 0,27 €/a/min/LV

Für die Nieder- und Mittelspannungsebene ermittelt sich demnach insgesamt ein Bonus in Höhe von 141.349,50 €.

Das Qualitätselement nimmt den von einer Versorgungsunterbrechung betroffen 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 lediglich eine geringfügige Abweichung von der Erlösneutralität. 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 2026 ist um folgende Beträge zu erhöhen.

ERLÖSOBERGRENZEN- ANPASSUNG DES KALENDERJAHRES 2026
141.349,50 €

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

Wetzel

Krank

Dieser Beschluss ist elektronisch signiert und bedarf daher keiner handschriftlichen Unterschrift.

Datenblatt zum Qualitätselement hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom 2026

1 Allgemeine Informationen

Name des Netzbetreibers	Energie Waldeck-Frankenberg GmbH
Betriebsnummer	10000523
Netznummer	1
Monetarisierungsfaktor (m)	0,27 €/a/min/LV
Relevante Erlösobergrenze ¹	22.569.789,84 €

2 Daten der Niederspannung

2.1 Anzahl der an die eigene Niederspannung angeschlossenen Letztverbraucher

Jahr	2022	2023	2024
Anzahl NS	95.187	95.354	95.491
Anzahl MS/NS	248	246	244
Arithmetischer Mittelwert ²	95.590,0000		

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

Jahr	2022	2023	2024
SAIDI	3,4436	3,7060	4,4553
Arithmetischer Mittelwert	3,8683		

2.3 Ergebnisse Niederspannung

Referenzwert	4,2328 min/a
Abweichung vom Referenzwert	0,3645 min/a
Anteil Qualitätselement ³	9.406,51 €/a

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

² Berücksichtigt sind die Letztverbraucher der MS/NS sowie der NS.

³ Vor der Kappung.

3 Daten der Mittelspannung

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

Jahr	2022	2023	2024
Anzahl MS	270	276	283
Anzahl HS/MS	2	2	2
Arithmetischer Mittelwert ⁴	95.868,3333		

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

Jahr	2022	2023	2024
ASIDI	6,1294	7,3851	10,2776
Arithmetischer Mittelwert	7,9307		

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

Jahr	2022	2023	2024
Jahreshöchstlast	136.296,00	137.302,00	137.683,00

3.4 Geografische Fläche [km²]

Jahr	2022	2023	2024
Geografische Fläche	2.096,17	2.096,18	2.096,18

3.5 Lastdichte [kW/km²]

Arithmetischer Mittelwert	65,4018
---------------------------	---------

3.6 Ergebnisse Mittelspannung

Individueller Referenzwert	13,0281 min/a
Abweichung vom Referenzwert	5,0974 min/a
Anteil Qualitätselement ⁵	131.942,99 €/a

⁴ Berücksichtigt sind die Letztverbraucher der HS/MS, MS, MS/NS und NS.

⁵ Vor Kappung.

4 Gesamtergebnis

Kappungsgrenze	4,00 %
Anteil des Qualitätselements an der relevanten Erlösobergrenze	0,63 %
Qualitätselement aus Nieder- und Mittelspannung ⁶	141.349,50 €/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	2022	2023	2024
Bemessungsscheinleistung [MVA]	670,23	709,08	735,40

⁶ Nach der Kappung.

ANREIZREGULIERUNG,
VERGLEICHsverfahren

Bericht

Bestimmung der Referenzwerte und
des Monetarisierungsfaktors.

Anlage 2 der Festlegung zur
Bestimmung des Qualitätselements
2026



Bundesnetzagentur

Berichtsentwurf zur Bestimmung des Qualitätselements 2026

Bestimmung der Referenzwerte und des Monetarisierungsfaktors –
Anlage 2 der Festlegung zur Bestimmung des Qualitätselements
Stand: 15.12.2025

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Referat 611- Anreizregulierung/Vergleichsverfahren

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

Fax: +49 228 14-8872

E-Mail: 602.Anreizregulierung@BNetzA.de

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	3
1 Hintergrund.....	5
2 Verwendete Datengrundlage.....	6
2.1 Allgemeines	6
2.2 Kennzahlen zur Beschreibung der Netzzuverlässigkeit	6
2.3 Verwendete Strukturgrößen	8
3 Ergebnisse für die Mittelspannung.....	10
3.1 Zusammenhänge zwischen Netzzuverlässigkeit und Strukturgrößen	10
3.2 Explorative Analyse der Einflussvariable Lastdichte auf die Nichtverfügbarkeit der Mittelspannung	10
3.3 Die geschlossene Lastdichtefunktion als nichtlineares, bivariates Modell	11
4 Ergebnisse für die Niederspannung	14
5 Monetarisierungsfaktor	15
5.1 Makroökonomische Analyse im Haushaltsbereich	15
5.2 Makroökonomische Analyse der Ausfallkosten in der Industrie	18
6 Zusammenfassung.....	21
Abbildungsverzeichnis	23
Tabellenverzeichnis	24
7 Literatur.....	25
Abkürzungsverzeichnis	26
Impressum.....	27

1 Hintergrund

Vor dem Hintergrund der geplanten Festlegung des Qualitätselements zur Netzzuverlässigkeit im Strombereich für das Kalenderjahr 2026 beschreibt der vorliegende Bericht die Vorgehensweise zu dessen Ermittlung. Dabei werden ausschließlich die Nieder- und Mittelspannung von insgesamt 198 Verteilernetzbetreibern betrachtet. Rechtsgrundlage bilden die §§ 19 bis 20 der Anreizregulierungsverordnung (ARegV).

Der Bericht ist wie folgt gegliedert:

- Kapitel 2 erläutert die verwendete Datenbasis auf Grundlage der Festlegung mit dem Aktenzeichen BK8-23/001-A vom 1. März 2023. Zudem wird ein Überblick über die relevanten Kennzahlen zur Beschreibung der Netzzuverlässigkeit sowie über die Strukturgrößen zur Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede gegeben.
- Kapitel 3 und Kapitel 4 fassen die methodischen Grundlagen zur Ermittlung der Kennzahlenvorgaben (Referenzwerte der Kennzahlenwerte) zusammen. Dabei werden sowohl die Ergebnisse der explorativen Datenanalyse als auch die regressionsanalytisch ermittelten Referenzwerte für die Mittelspannung dargestellt. Für die Niederspannung erfolgt die Festlegung eines einheitlichen Referenzwerts auf Basis eines gewichteten Mittelwerts.
- Kapitel 5 enthält die Berechnung und Ausweisung des Monetarisierungsfaktors m (Anreizrate).
- Kapitel 6 schließt den Bericht mit einer Zusammenfassung der Ergebnisse ab.

2 Verwendete Datengrundlage

2.1 Allgemeines

Die in diesem Bericht beschriebenen Analysen basieren auf den Daten der Kalenderjahre 2022 bis 2024. Gemäß der Festlegung zur Datenerhebung mit dem Aktenzeichen BK8-23/001-A vom 1. März 2023 wurden für die Mittel- und Niederspannung Strukturparameter zur Beschreibung gebietsstruktureller Unterschiede sowie Kenngrößen zur Netzzuverlässigkeit erhoben.¹

Unter Beteiligung der betroffenen Netzbetreiber führte die Bundesnetzagentur eine umfassende Plausibilitätsprüfung der übermittelten Daten durch. Diese umfasste insbesondere Vollzähligkeits- und Vollständigkeitskontrollen sowie netzbetreiberspezifische Abgleiche mit bereits vorhandenen Daten aus anderen Erhebungen, etwa zu den Qualitätselementen, den Effizienzwerten oder den gemäß § 23c Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) veröffentlichten Netzbetreiberdaten. Darüber hinaus wurden auch die Datenmeldungen zu Versorgungsunterbrechungen nach § 52 EnWG für die Jahre 2022 bis 2024 geprüft. Ein weiterer Bestandteil des Plausibilisierungsprogramms waren Logik- und Kennzahlenprüfungen, die im Zeitraum vom 1. Mai 2025 bis zum 3. November 2025 durchgeführt wurden.

Die Plausibilisierung endete mit der Übermittlung einer individuellen Datenquittung an die Netzbetreiber, in der sie den zuletzt übermittelten, aus Sicht der Bundesnetzagentur plausiblen Datensatz erhielten. Den Netzbetreibern wurde daraufhin die Möglichkeit eingeräumt, eine abschließende Prüfung vorzunehmen und gegebenenfalls letzte Änderungen oder Korrekturen zu melden.

Für die folgenden Analysen liegt somit eine belastbare und validierte Datengrundlage vor.

2.2 Kennzahlen zur Beschreibung der Netzzuverlässigkeit

Gemäß der Festlegung zur Datenerhebung mit dem Aktenzeichen BK8-23/001-A vom 1. März 2023 waren Angaben zu den eingetretenen Versorgungsunterbrechungen der Kalenderjahre 2022 bis 2024 zu melden. Diese betrafen ausschließlich die Nieder- und Mittelspannung. Erfasst werden mussten dabei alle geplanten und ungeplanten (angekündigten und nicht angekündigten) Versorgungsunterbrechungen, differenziert nach den folgenden Störungsanlässen:

- atmosphärische Einwirkungen,
- Einwirkungen Dritter,
- Zuständigkeit des Netzbetreibers/kein erkennbarer Anlass,
- sonstige (geplante bzw. angekündigte) Versorgungsunterbrechungen,
- höhere Gewalt.

Auf Grundlage der übermittelten Daten zu den Versorgungsunterbrechungen sind gemäß § 20 Absatz 1 ARegV Kennzahlenwerte abzuleiten. Für die Niederspannungsnetze ist dies der System Average Interruption

¹ Beschlusskammer 8 (BK 8) der Bundesnetzagentur 2023a.

Duration Index (SAIDI), für die Mittelspannungsnetze der Average System Interruption Duration Index (ASIDI).²

Beide Kennzahlen zur Beschreibung der Nichtverfügbarkeit sind in Gleichung 1 (SAIDI) und Gleichung 2 (ASIDI) definiert.³

Die Kennzahlen SAIDI und ASIDI quantifizieren die durchschnittliche Dauer der Versorgungsunterbrechungen pro angeschlossenem Kunden bzw. pro Versorgungspunkt innerhalb eines festgelegten Zeitraums. Sie sind zentrale Größen zur Beurteilung der Netzzuverlässigkeit und bilden die Grundlage für die Bewertung der Qualitätselemente.

Interpretation der Kennzahlen:

- Der System Average Interruption Duration Index (SAIDI) gibt an, wie viele Minuten ein Niederspannungskunde im betrachteten Zeitraum ohne durchschnittliche Stromversorgung war.
- Der Average System Interruption Duration Index (ASIDI) ist das Pendant für die Mittelspannungsnetze und berücksichtigt dabei die Ausfallzeiten in Relation zu den Letztverbrauchern in diesem Netzsegment.

Beide Indizes ermöglichen eine standardisierte und vergleichbare Bewertung der Netzzuverlässigkeit.

$$\text{SAIDI} = \frac{\sum r_i \cdot N_i}{N_T} \quad (1)$$

$$\text{ASIDI} = \frac{\sum r_i \cdot L_i}{L_T} \quad (2)$$

Dabei gilt:

- r_i Die Dauer der Versorgungsunterbrechung i in Minuten [min]
- N_i Die Anzahl der Letztverbraucher in der Niederspannung, die von der Versorgungsunterbrechung i betroffen sind
- N_T Die Gesamtanzahl der an die Niederspannung angeschlossenen Letztverbraucher
- L_i Die Summe der durch die Versorgungsunterbrechung i unterbrochenen Bemessungsscheinleistung [MVA] der Orts- und Letztverbrauchertransformatoren in der Mittelspannung
- L_T Die gesamte installierte Bemessungsscheinleistung [MVA] der Orts- und Letztverbrauchertransformatoren in der Mittelspannungsebene.

Des Weiteren erfolgt eine Gewichtung der Netzzuverlässigkeitskennzahlen gemäß § 20 Abs. 1 ARegV. Dabei werden alle Versorgungsunterbrechungen – beziehungsweise die daraus abgeleiteten Kennzahlenwerte – mit dem Faktor 1 gewichtet, sofern sie den Störungsanlässen atmosphärische Einwirkung, Einwirkung Dritter sowie Zuständigkeitsbereich des Netzbetreibers/kein erkennbarer Anlass zugeordnet sind (ungeplante bzw.

² The Institute of Electrical and Electronics Engineers 2022.

³ The Institute of Electrical and Electronics Engineers 2022.

nicht angekündigte Versorgungsunterbrechungen). Versorgungsunterbrechungen, die dem Störungsanlass Sonstiges zugeordnet sind (geplante bzw. angekündigte Unterbrechungen), werden mit dem Faktor 0,5 gewichtet. Versorgungsunterbrechungen aufgrund höherer Gewalt bleiben bei der Berechnung des Qualitätselements unberücksichtigt.

2.3 Verwendete Strukturgrößen

Gemäß § 20 Absatz 2 ARegV sind bei der Ermittlung von Kennzahlvorgaben (im Folgenden als Referenzwerte bezeichnet) gebietsstrukturelle Unterschiede zu berücksichtigen. Bereits im Ausgangsgutachten aus dem Jahr 2010 wurde untersucht und beschrieben, wie eine solche Berücksichtigung erfolgen kann.⁴

Die im Gutachten dargestellten Zusammenhänge zwischen Netzzuverlässigkeitskennzahlen und Strukturgrößen sowie die daraus abgeleiteten Ergebnisse wurden im Jahr 2020 im Rahmen eines Folgegutachtens erneut aufgegriffen.⁵ Hierzu wurde eine aktualisierte Datenbasis verwendet und die Analyse mit gutachterlicher Unterstützung unter Anwendung weiterentwickelter wissenschaftlicher Methoden und Erfahrungen durchgeführt. Die entwickelten Ansätze und Erkenntnisse wurden der Branche vorgestellt; eingegangene Stellungnahmen wurden ausgewertet und berücksichtigt. Die Gutachter bestätigten die Methodik zur Bestimmung der Qualitätselemente, sodass die Bundesnetzagentur diese weiterhin anwendet. Alle bisher veröffentlichten Gutachten sind auf den Internetseiten der Bundesnetzagentur einsehbar.

Für die Abbildung gebietsstruktureller Unterschiede hat sich insbesondere der Quotient aus der (korrigierte) zeitgleichen Jahreshöchstlast [kW] und der geografischen Fläche [km²] – im Folgenden als (korrigierte) Lastdichte [kW/km²] bezeichnet – als geeigneter Strukturparameter erwiesen.⁶ Aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht ist die Lastdichte anderen Strukturgrößen überlegen, wenn es darum geht, gebietsstrukturelle Unterschiede im Sinne der §§ 19 und 20 ARegV sachgerecht abzubilden.⁷

Der Zusammenhang zwischen Lastdichte und den Werten der Netzzuverlässigkeitskennzahlen folgt einem hyperbolischen Verlauf, der in Gleichung 3 dargestellt ist.⁸

$$y = f(x) = a + \frac{b}{x^c} \quad (3)$$

Dabei bezeichnet:

⁴ Consentec - Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V., Frontier Economics Limited 2010.

⁵ E-Bridge Consulting GmbH, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V., Leibniz-Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung GmbH Mannheim 2020.

⁶ Consentec - Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V., Frontier Economics Limited 2010.

⁷ Consentec - Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V., Frontier Economics Limited 2010.

⁸ Consentec - Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V., Frontier Economics Limited 2010.

- $y=f(x)$ den Wert der Zuverlässigkeitskennzahl in Abhängigkeit von der Lastdichte x ,
- a den Grenzwert der Kennzahl bei sehr hoher Lastdichte (Asymptote),
- b einen Parameter, der die Stärke des Einflusses der Lastdichte auf die Kennzahl beschreibt,
- c den Exponenten
- x die Lastdichte der jeweiligen Netzebene.

Diese hyperbolische Modellierung trägt dem empirisch beobachtbaren Effekt Rechnung, dass die Netzzuverlässigkeit mit steigender Lastdichte tendenziell zunimmt, jedoch mit abnehmender Änderungsrate. Anders ausgedrückt: In dünn besiedelten Gebieten (niedrige Lastdichte) sind die Ausfallkennzahlen in der Regel höher, da Störungen größere Netzbereiche betreffen und längere Wiederversorgungszeiten auftreten können. Mit zunehmender Lastdichte verbessern sich diese Kennzahlen, was auf dichtere Infrastrukturen und kürzere Wiederversorgungszeiten zurückzuführen ist.

Dem zu schätzenden Exponenten c kommt aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht eine besondere Bedeutung zu. Im Fall des Strukturparameters Lastdichte sollte c idealerweise Werte in einem definierten Bereich annehmen, zwischen 0,5 und 1.⁹ Für die Koeffizienten a und b gilt, dass sie positiv sein sollten.¹⁰

Diese Vorgaben dienen als Orientierung bei der Überprüfung der statistischen Ergebnisse und können als fachlich fundierte Plausibilitätskriterien herangezogen werden. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die genannten Wertebereiche nicht als strikte Grenzwerte zu verstehen sind und auch nicht unmittelbar als quantitative Maßstäbe für die Interpretation der Koeffizienten dienen.

Die Bundesnetzagentur hat die Qualitätselemente bislang – zumindest für die Mittelspannung – ausschließlich unter Berücksichtigung des Strukturparameters Lastdichte festgelegt. Gleichwohl wurden in der Vergangenheit auch weitere Strukturgrößen auf ihre Eignung zur Abbildung gebietsstruktureller Besonderheiten hin untersucht, etwa die Anschlussdichte [$1/\text{km}^2$] (Anzahl der Anschlusspunkte pro geografische Fläche) oder Kennzahlen zur Erfassung der dezentralen Erzeugung.

Da jedoch die Festlegung zur näheren Ausgestaltung und zum Verfahren zur Bestimmung des Qualitätselements im Bereich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze gemäß §§ 19 und 20 ARegV – Festlegung mit dem Aktenzeichen BK8-23/006-A vom 28. November 2023 – ausschließlich die Lastdichte als maßgebliches gebietsstrukturelles Merkmal bestimmt, wurden im Rahmen dieser Analyse keine weiteren Strukturparameter berücksichtigt.¹¹

⁹ Consentec - Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V., Frontier Economics Limited 2010.

¹⁰ Consentec - Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH 2017.

¹¹ Beschlusskammer 8 (BK 8) der Bundesnetzagentur 2023b.

3 Ergebnisse für die Mittelspannung

3.1 Zusammenhänge zwischen Netzzuverlässigkeit und Strukturgrößen

Ziel der statistischen Analyse ist es, ingenieurwissenschaftlich festgestellte funktionale Zusammenhänge zwischen der Netzzuverlässigkeit – dargestellt durch die ASIDI-Kennzahlen – und dem zuvor genannten Strukturparameter Lastdichte zur Beschreibung gebietsstruktureller Unterschiede zu bestätigen. Dabei werden die modellbasierten Ansätze und Erkenntnisse berücksichtigt, die sowohl im Ausgangsgutachten von 2010 als auch im E-Bridge-Gutachten von 2020 beschrieben wurden.

Grundlage der Analysen sind die Datenmeldungen, die aufgrund der Festlegung mit dem Aktenzeichen BK8-23/001-A vom 1. März 2023 erhoben und anschließend plausibilisiert wurden. Die erzielten Ergebnisse können von den ingenieurwissenschaftlichen Erwartungen abweichen. Ursachen hierfür sind unter anderem Überlagerungen verschiedener Einflussfaktoren, die stochastische Natur der Kennzahlen in Abhängigkeit von Strukturparametern, nicht direkt beobachtbare sowie endogene Einflüsse (z. B. durch Fernwirktechnik) und die Komplexität der zugrundeliegenden Funktionsverläufe.

Die gewählte Vorgehensweise orientiert sich im Wesentlichen an den Erkenntnissen des E-Bridge-Gutachtens 2020. Zunächst wird eine explorative Datenanalyse zur Untersuchung bivariater Zusammenhänge durchgeführt. Darauf folgt die Analyse geschlossener funktionaler Zusammenhänge mittels Regressionsanalysen. Die für die Referenzwerte zu verwendenden Koeffizienten (a , b und c) werden dabei regressionsanalytisch geschätzt. Anschließend wurden im Rahmen der Methodenfestlegung auf Basis der Ergebnisse Rückschlüsse zur Modellauswahl gezogen, aus der grundsätzlich das geeignetste Modell und somit die Referenzwerte abgeleitet werden.¹²

3.2 Explorative Analyse der Einflussvariable Lastdichte auf die Nichtverfügbarkeit der Mittelspannung

Wie im E-Bridge-Gutachten 2020 beschrieben, umfasst die erste Stufe der Analyse eine explorative Datenanalyse mittels lokaler Polynomfunktionen höheren Grades, die sich abschnittsweise an die jeweils zu untersuchenden Einflüsse anpassen.¹³ Dadurch können durchgehend monotone Einflüsse erklärender Variablen (hier: Lastdichte) auf die Nichtverfügbarkeit (ASIDI-Werte) der Mittelspannungsnetze untersucht werden. Grundlage sind die Daten aller am Verfahren beteiligten Netzbetreiber. Als Gewichtungsfaktor dient jeweils die Summe der Letztverbraucher der Nieder- und Mittelspannungsebenen sowie der Umspannebenen HS/MS und MS/NS.

Der durch ingenieurwissenschaftliche Modellüberlegungen gefundene und in der Vergangenheit mehrfach bestätigte hyperbolische Verlauf lässt sich im Ergebnis der explorativen Datenanalyse für die Lastdichte [kW/km^2] in der Mittelspannung grundsätzlich bestätigen, wie Abbildung 1 zeigt. Die dargestellten Konfidenzintervalle weisen weiterhin eine akzeptable Streuung der Schätzung auf, insbesondere im Wertebereich bis $500 \text{ kW}/\text{km}^2$ bei der gewichteten Schätzung über die gesamte Zeitreihe (2022 bis 2024). Bemerkenswert ist, dass sich der dargestellte Funktionsverlauf gegenüber bisherigen Untersuchungen

¹² Beschlusskammer 8 (BK 8) der Bundesnetzagentur 2023b.

¹³ E-Bridge Consulting GmbH, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V., Leibniz-Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung GmbH Mannheim 2020.

"abflacht". Dies lässt sich durch die mehrfach beschriebenen Wechselwirkungen verschiedener (endogener) Einflussfaktoren erklären, insbesondere durch die zunehmende Ausbringung von Fernwirktechnik.¹⁴ Dadurch verringern sich Wiederversorgungsdauern und damit auch die Netzzuverlässigkeitskennzahlen deutlich.¹⁵

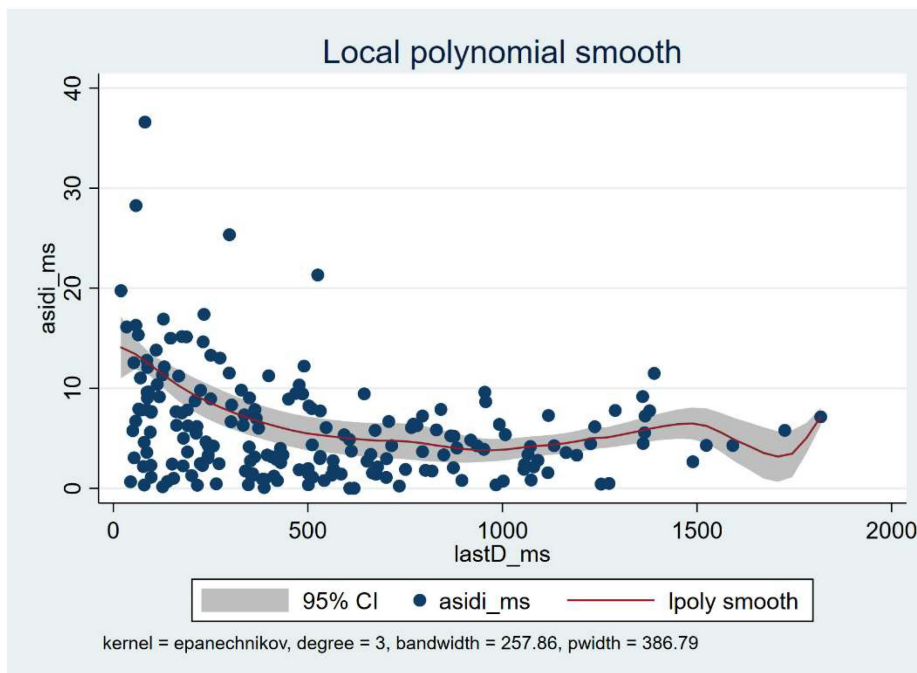


Abbildung 1: Bivariater Zusammenhang zwischen ASIDI und Lastdichte (lastD_ms), gesamte Zeitreihe, gewichtet nach Letztverbraucheranzahl.

Die explorative Datenanalyse konnte für die Mittelspannungsnetze den exogenen Strukturparameter Lastdichte als erklärende Variable identifizieren, deren Zusammenhang mit der Nichtverfügbarkeit den ingenieurwissenschaftlichen Modellüberlegungen entspricht. Der hyperbolische Zusammenhang wird somit bestätigt.

3.3 Die geschlossene Lastdichtefunktion als nichtlineares, bivariates Modell

Auf Basis der zuvor erläuterten Überlegungen und durchgeführten Analysen werden die nachfolgend zu schätzenden Referenzfunktionen unter der Annahme eines hyperbolischen Zusammenhangs zwischen dem erklärenden Struktureinfluss und der Netzzuverlässigkeit spezifiziert (siehe Gleichung 3). Zu schätzen sind dabei die in der Funktion enthaltenen Regressionskoeffizienten a und b sowie der Regressionsexponent c .¹⁶ Es wird ausschließlich das Modelle dargestellt, das mit der Anzahl der Letztverbraucher gewichtet ist.¹⁷

¹⁴ E-Bridge Consulting GmbH, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. 2023.

¹⁵ E-Bridge Consulting GmbH, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. 2023.

¹⁶ Beschlusskammer 8 (BK 8) der Bundesnetzagentur 2023b.

¹⁷ Beschlusskammer 8 (BK 8) der Bundesnetzagentur 2023b.

Der Lastdichte kommt – entsprechend den Ergebnissen ingenieurwissenschaftlicher Bottom-up-Modelle – eine zentrale Bedeutung bei der Erklärung der Netzzuverlässigkeitskennzahlen zu.¹⁸ Für die Modellierung wird daher ein hyperbolischer Zusammenhang zwischen dem ASIDI der Mittelspannung und der Lastdichte [kW/km²] angenommen, wie er sowohl aus den ingenieurwissenschaftlichen Modellen als auch aus der explorativen Analyse abgeleitet wurde. Daraus ergibt sich die Regressionsfunktion gemäß Gleichung 4, wobei b und c die Hyperbelkoeffizienten und a die additive Konstante darstellen.

$$y = f(x) = -0,5364 + \frac{48,979}{x^{0,3071}} \quad (4)$$

Tabelle 1 zeigt die geschätzten Regressionskoeffizienten inklusive der zugehörigen Standardfehler sowie weiterer statistischer Kennzahlen.

Der Exponent c liegt geringfügig unterhalb des erwarteten Wertebereichs von 0,5 bis 1. Unter Berücksichtigung der Aussagen des "Gutachtens zur Konzeptionierung des Qualitätselements – Weiterführende Analysen" vom 23. November 2023 ist dieser Rückgang jedoch erwartbar und plausibel: Der verstärkte Einsatz von Fernwirktechnik führt insbesondere in Netzen mit geringer Lastdichte zu einer überproportionalen Reduktion der Nichtverfügbarkeit.

Das negative Vorzeichen der Konstanten a ist unkritisch, da ein negativer Referenzwert lediglich theoretisch und außerhalb des realistisch auftretenden Wertebereichs liegt. Zudem ist der geschätzte Wert statistisch nicht signifikant, sodass das Vorzeichen nicht interpretationsrelevant ist.

Das Bestimmtheitsmaß R^2 beträgt 0,341 und liegt damit im Bereich der bisher ermittelten sowie in den einschlägigen Gutachten dokumentierten Größenordnungen. Die geringfügig niedrigere Ausprägung im Vergleich zu früheren Werten lässt sich durch die stärkere Durchmischung von Netzen mit unterschiedlichen endogenen Merkmalen erklären.¹⁹ Als wesentlicher Einflussfaktor wurde in den Gutachten insbesondere die Ausbringung von Fernwirktechnik identifiziert – deren Einfluss auf das Bestimmtheitsmaß konnte empirisch bestätigt werden.²⁰

Das Bestimmtheitsmaß R^2 als statistisches Gütekriterium (Qualitätsmaß) im Intervall $0 \leq R^2 \leq 1$ beschreibt den Anteil der durch das Modell erklärten Varianz der Zielgröße.²¹ Im Lichte des E-Bridge-Gutachtens von 2020 und der dort dargestellten Wechselwirkungen erscheinen die mit Tabelle 1 vorliegenden Ergebnisse insgesamt plausibel.²²

¹⁸ E-Bridge Consulting GmbH, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V., Leibniz-Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung GmbH Mannheim 2020.

¹⁹ E-Bridge Consulting GmbH, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. 2023.

²⁰ E-Bridge Consulting GmbH, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. 2023.

²¹ Hedderich, Sachs 2020.

²² E-Bridge Consulting GmbH, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. 2023.

Ergebnisse zum Modell Lastdichte

Parameter	Schätzer	Standardfehler	t-Wert	p-Wert
a	-0,536	5,677	-0,094	0,925
b	48,979	19,72	2,484	0,014
c	0,307	0,191	1,609	0,109

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 1: Ergebnisse zum Modell Lastdichte in der Mittelspannung.

Der hyperbolische Funktionszusammenhang des Basismodells erweist sich sowohl aus ingenieurwissenschaftlichen Überlegungen und quantitativen Abschätzungen als auch aus explorativen Analyseverfahren als plausibel. Die Kongruenz zwischen den ingenieurwissenschaftlichen Annahmen und den empirischen Ergebnissen bleibt weiterhin bestehen. Die hier beobachteten Veränderungen der Regressionskoeffizienten a , b und c stellen die Methodik nicht infrage, da plausible, endogene Erklärungsansätze gutachterlich nachgewiesen wurden.

4 Ergebnisse für die Niederspannung

Die Referenzwerte für die Niederspannung konnten bisher nicht auf der Grundlage eines Zusammenhangs zwischen der Nichtverfügbarkeit (SAIDI-Werten) und einer geeigneten Strukturgröße bestimmt werden. Dies liegt daran, dass kein passender Strukturparameter zur Abbildung gebietsstruktureller Unterschiede identifiziert werden konnte.²³ Die Festlegung zur Datenerhebung mit dem Aktenzeichen BK8-23/001-A vom 8. März 2023 berücksichtigt diesen Umstand, indem sie – auch zur Begrenzung des Erhebungs- und Verwaltungsaufwands – auf die Erhebung entsprechender Strukturgrößen für die Niederspannungsnetze verzichtet.

Die Referenzwerte für die Niederspannung ergeben sich daher aus einem Mittelwert, der über alle den Niederspannungsnetzen zugeordneten SAIDI-Werte berechnet wird. Für das Qualitätselement 2026 sind dabei die Werte der Kalenderjahre 2022 bis 2024 zugrunde zu legen. Dieser Mittelwert wird zusätzlich mit der Anzahl der an die Niederspannungsebene sowie Umspannebene Mittel-/Niederspannung angeschlossenen Letztverbraucher gewichtet.

Aus diesen Daten ergibt sich ein gewichteter SAIDI-Mittelwert von rund 4,2328 Minuten pro Jahr, der als einheitlicher Referenzwert für alle betrachteten Niederspannungsnetze gilt.

Abbildung 2 zeigt die SAIDI-Werte der 197 (Ein Verteilernetzbetreiber betreibt die Niederspannung nicht) betrachteten Niederspannungsnetze im Vergleich zu dem aus diesen Daten berechneten gewichteten Mittelwert. Dieser gewichtete Mittelwert dient als Referenzwert für die SAIDI-Werte der Niederspannungsnetze.

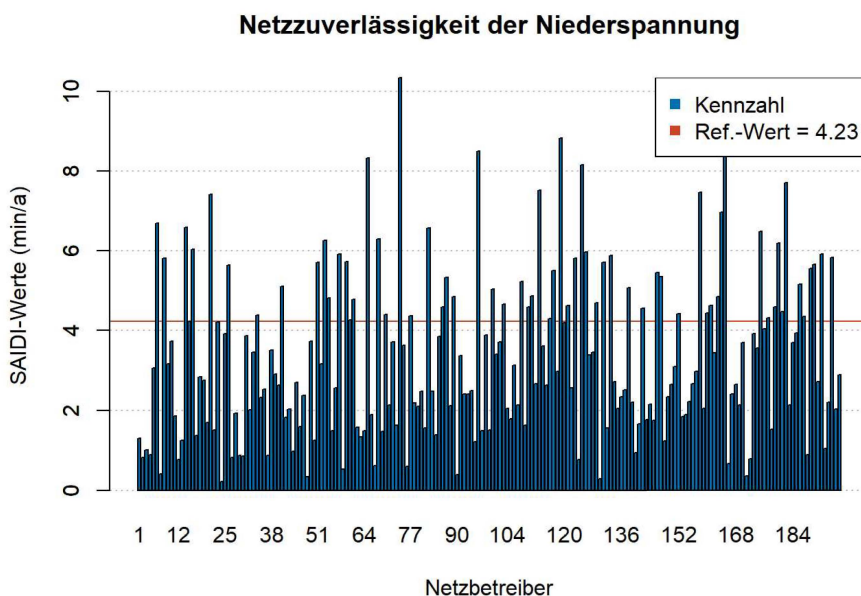


Abbildung 2: SAIDI-Werte der Niederspannungsnetze im Vergleich zu deren einheitlichem Referenzwert.

²³ Consentec - Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH 2017.

5 Monetarisierungsfaktor

Folgender Abschnitt zeigt die Vorgehensweise bei der Bestimmung des Monetarisierungsfaktors (Anreizrate m) für die Qualitätselemente 2026. Dieser orientiert sich am Ausgangsgutachten zum Qualitätselement.²⁴

5.1 Makroökonomische Analyse im Haushaltsbereich

Wert der Freizeit für Erwerbstätige

Formel	Bezeichnung	Einheit	2022	2023	2024
a	Bevölkerung	Personen	82.529.000	83.287.000	83.517.000
a_{Erw}	Anzahl erwerbstätigen Personen	Personen	45.469.000	45.782.000	45.830.000
$b = s * 8760$	Anteil Freizeit am Jahr	Std.	2.365,20	2.365,20	2.371,68
s	Durchschnittlicher Anteil der Freizeit pro Tag	%	27	27	27
f	Arbeitsstunden pro Erwerbstätiger	h/Jahr	1.343,40	1.338,80	1.334,40
$d_{Erw} = a_{Erw} * b / 10^9$	Gesamtmenge Freizeit Erwerbstätige	Mrd. Std.	107,54	108,28	108,69
$g = a_{Erw} * f / 10^9$	Gesamtmenge Arbeitszeit	Mrd. Std.	61,08	61,29	61,16
e	Gesamtnettoloohn	Mrd. €	1.174,30	1.284,70	1.355,48
$h = e / g$	Nettostundenlohn pro Erwerbstätigen	€/h	19,22	20,96	22,16
i_{Erw}	Verhältnis Wert der Freizeit / Nettostundenlohn Erwerbstätige		1	1	1
$j_{Erw} = h * i_{Erw}$	Wert der Freizeit Erwerbstätige	€/h	19,22	20,96	22,16
$k_{Erw} = j * d$	Gesamtwert Freizeit Erwerbstätige	Mrd. €	2.067,48	2.269,63	2.409,14

Quelle: Bundesnetzagentur, Datenquelle s. Tabelle 5

Tabelle 2: Wert der Freizeit für Erwerbstätige.

²⁴ Consentec - Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V., Frontier Economics Limited 2010.

Wert der Freizeit für Erwerbslose und Nichterwerbstätige

Formel	Bezeichnung	Einheit	2022	2023	2024
$a_{NErw} = a - a_{Erw}$	Anzahl Erwerbslosen & nicht-erwerbstätigen Personen	Personen	37.060.000	37.505.000	37.687.000
$c (=f)$	zusätzl. entfallende Arbeitszeit bei Nicht-Erwerbstätigen	Std.	1.343,40	1.338,80	1.334,40
$d_{NErw} = a_{NErw} * (b + c) / 10^9$	Gesamtmenge Freizeit Nicht-Erwerbstätige	Mrd. Std.	137,44	138,92	139,67
i_{NErw}	Verhältnis Wert der Freizeit / Nettostundenlohn Nicht-Erwerbstätige		0,5	0,5	0,5
$j_{NErw} = h * i_{NErw}$	Wert der Freizeit Nicht-Erwerbstätige	€/h	9,61	10,48	11,08
$k_{NErw} = j * d$	Gesamtwert Freizeit Nicht-Erwerbstätige	Mrd. €	1.321,13	1.455,87	1.547,86

Quelle: Bundesnetzagentur, Datenquelle s. Tabelle 5

Tabelle 3: Wert der Freizeit für Erwerbslose und Nichterwerbstätige.

Gesamtwert Freizeit

Formel	Bezeichnung	Einheit	2022	2023	2024
k_{Erw}	Gesamtwert Freizeit Erwerbstätige	Mrd. €	2.067,48	2.269,63	2.409,14
k_{NErw}	Gesamtwert Freizeit Nicht-Erwerbstätige	Mrd. €	1.321,13	1.455,87	1.547,86
$k = k_{Erw} + k_{NErw}$	Gesamtwert Freizeit	Mrd. €	3.388,61	3.725,50	3.957,00
l	Stromverbrauch Haushalte	Mrd. kWh	135,20	131,40	133,00
$m = k / l$	Value of Lost Load	€/kWh	25,06	28,35	29,75

Quelle: Bundesnetzagentur, Datenquelle s. Tabelle 5

Tabelle 4: Gesamtwert Freizeit.

Quellenangabe für die Makroökonomische Analyse im Haushaltsbereich.

Variable	Bezeichnung	Quelle
a	Bevölkerung	Quelle: Destatis - Genisis Datenbank: VGR des Bundes - Bevölkerung, Erwerbstätigkeit: Deutschland, Jahre (81000-0011) Stand: 27.10.2025 / 11:28:33 https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online
a _{Erw}	Anzahl erwerbstätigen Personen	Quelle: Destatis - Genisis Datenbank: VGR des Bundes - Bevölkerung, Erwerbstätigkeit: Deutschland, Jahre (81000-0011) Stand: 27.10.2025 / 11:28:33 https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online
s	Share of Leisure time in average per day	Quelle: OECD "Society at a Glance 2011"; Chapter 1 (Cooking, Caring, Building and Repairing: Unpaid Work around the World), Stand: 2011 https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2011/04/society-at-a-glance-2011_g1g12dd2/soc_glance-2011-en.pdf Hinweis: Bereinigung des Wertes um "lowest country rate of personal care" wie in OECD "Society at a Glance 2009"; Chapter 2 (Special Focus: Measuring Leisure in OECD Countries)
f(=c)	Arbeitsstunden pro Erwerbstätiger	Quelle: Destatis - Genisis Datenbank: VGR des Bundes - Erwerbstätigkeit, Löhne und Gehälter, Arbeitsstunden: Deutschland, Jahre, Wirtschaftsbereiche (81000-0015) Stand: 27.10.2025 / 11:29:55 https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online
e	Gesamtnettolohn	Quelle: Destatis - Genisis Datenbank: VGR des Bundes - Arbeitnehmerentgelt, Löhne und Gehälter (Inländerkonzept): Deutschland, Jahre (81000-0007) Stand: 27.10.2025 / 11:27:53 https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online
l	Stromverbrauch Haushalte	Quelle: AGEB Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2024, S. 40 Stand: 12.05.2025 Aufgerufen am 27.10.2025 https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/AGEB_Jahresbericht2024_20250801_dt.pdf

Tabelle 5: Quellenangabe für die Makroökonomische Analyse im Haushaltsbereich.

5.2 Makroökonomische Analyse der Ausfallkosten in der Industrie

Bruttowertschöpfung 2022-2024

Bruttowertschöpfung / Wirtschaftsbereiche	Einheit	2022	2023	2024
Bruttowertschöpfung gesamt	Mrd. EUR	3.591,87	3.853,94	3.921,31
Land- und Forstwirtschaft, Fischerei	Mrd. EUR	39,68	39,20	39,58
Produzierendes Gewerbe ohne Baugewerbe	Mrd. EUR	845,76	943,39	916,06
Baugewerbe	Mrd. EUR	173,94	187,21	193,16
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	Mrd. EUR	2.532,49	2.684,13	2.772,52

Quelle: Destatis - Genisis Datenbank

Tabelle 6: Bruttowertschöpfung 2022-2024.²⁵

Stromverbrauch 2022-2024

Stromverbrauch nach Wirtschaftsbereichen	Einheit	2022	2023	2024
Industrie	Mrd. kWh	201,4	185,8	188,1
Verkehr	Mrd. kWh	14,1	16	17
Haushalte	Mrd. kWh	135,2	131,4	133
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	Mrd. kWh	126,8	119,9	123,5

Quelle: AG Energiebilanzen a.V. 2025

Tabelle 7: Stromverbrauch 2022-2024.²⁶

²⁵ Vgl. Destatis – Genisis Datenbank: VGR des Bundes – Bruttowertschöpfung (nominal/preisbereinigt): Deutschland, Jahre, Wirtschaftsbereiche (81000-0013); Stand: 27.10.2025 / 11:29:01; <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online>

²⁶ Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. 2025, S. 40.

Aufteilung des Stromverbrauches auf Sektoren 2022–2024²⁷

Aufgrund Nichtverfügbarkeit werden die Daten des Jahres 2023 für 2022, 2023 und 2024 verwendet werden.

Sektor	TJ	Anteil am Gesamtstrom- verbrauch	Anteil Non- Residential
Industry	693.820	0,42	0,59
Transport	59.356	0,04	0,05
Commercial Public services	407.479	0,25	0,35
Residential	455.979	0,28	
Agricultural, Forestry, Fishing	16.272	0,01	0,01
Gesamt	1.632.906		
Gesamt Non-Residential	1.176.927		

Quelle: International Energy Agency

Tabelle 8: Aufteilung des Stromverbrauches auf Sektoren 2022–2024.

Zwischenergebnisse zum Monetarisierungsfaktor nach Sektoren

	2022			2023			2024		
	Bruttowert- schöpfung [Mrd. EUR]	Strom- verbrauch [GWh]	Value of Lost Load [€/kWh]	Bruttowert- schöpfung [Mrd. EUR]	Strom- verbrauch [GWh]	Value of Lost Load [€/kWh]	Bruttowert- schöpfung [Mrd. EUR]	Strom- verbrauch [GWh]	Value of Lost Load [€/kWh]
Industrie	845,76	201.792,11	4,19	943,39	189.648,04	4,97	916,06	193.715,71	4,73
Land- und Forstwirtschaft, Fischerei	39,68	4.732,58	8,38	39,20	4.447,77	8,81	39,58	4.543,17	8,71
Gewerbe / Handel / Dienstleistungen	2.706,43	135.775,30	19,93	2.871,34	127.604,19	22,50	2.965,67	130.341,12	22,75
Haushalte	3.388,61	135.200,00	25,06	3.725,50	131.400,00	28,35	3.957,00	133.000,00	29,75
Gesamt Industrie, Landwirtschaft, Fischerei, Handel, Gewerbe, Dienstleistungen,									
Transport	3.591,87	342.300,00	10,49	3.853,94	321.700,00	11,98	3.921,31	328.600,00	11,93
Gesamt	6.980,49	477.500,00	14,62	7.579,44	453.100,00	16,73	7.878,31	461.600,00	17,07

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 9: Zwischenergebnisse zum Monetarisierungsfaktor nach Sektoren.

²⁷ Vgl. International Energy Agency - electricity final consumption by sector in Germany;
<https://www.iea.org/countries/germany/electricity>; aufgerufen am: 27.10.2025 12:07:35.

Durchschnittliche Last²⁸

	2022	2023	2024
Stromverbrauch [GWh]	477.500	453.100	461.600
Endkunden Deutschland	52.100.000	52.300.000	53.400.000
Anzahl der Jahresstunden	8.760	8.760	8.784
Durchschnittliche Last pro Endkunde pro Jahr [kW/Kunde/a]	1,05	0,99	0,98

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 10: Durchschnittliche Last.

Monetarisierungsfaktor

Jahr	Value of Lost Load [€/kWh]	Durchschnittliche Last [kW/Kunde/a]	Monetarisierungsfaktor [€/Stunde/Kunde/Jahr]	Monetarisierungsfaktor [€/Minute/Kunde/Jahr]
2022	14,62	1,05	15,29	0,25
2023	16,73	0,99	16,54	0,28
2024	17,07	0,98	16,80	0,28
Mittelwert			16,21	0,27

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 11: Monetarisierungsfaktor.

²⁸ Quellenangabe für Endkunden in Deutschland, vgl. Bundesnetzagentur Bundesweite Kennzahlenentwicklung Strom 2006 bis 2024; <https://www.bundesnetzagentur.de/661374>; aufgerufen am: 27.10.2025 12:10

6 Zusammenfassung

In der Mittelspannung erfolgt die Bestimmung der Referenzwerte für die Zuverlässigkeitskennzahl ASIDI auf Basis eines funktionalen Zusammenhangs unter Verwendung des Strukturparameters Lastdichte. Die Lastdichte dient der Berücksichtigung struktureller Unterschiede gemäß § 20 Abs. 2 ARegV. Der Parameter ist zudem geeignet, bestehende Unterschiede innerhalb der ASIDI-Werte zu erklären. Die Referenzwerte sind dementsprechend aus einem hyperbolischen Zusammenhang zwischen den ASIDI- und Lastdichtewerten zu bestimmen. Das bedeutet, dass sich in Abhängigkeit von der Lastdichte netzspezifische Referenzwerte für die Mittelspannung ergeben. Die Gewichtung des Zusammenhangs erfolgt über die Anzahl der an die NS-, MS/NS-, MS- und HS/MS-Ebene angeschlossenen Letztverbraucher. Die individuellen Referenzwerte y ergeben sich aus der nachfolgend angegebenen Gleichung 5, wobei die Lastdichte durch das Formelzeichen x bezeichnet wird. Mit a, b und c sind die regressionsanalytisch ermittelten Koeffizienten dargestellt.

$$y = f(x) = a + \frac{b}{x^c} = -0,5364 + \frac{48,979}{x^{0,3071}} \quad (5)$$

Abbildung 6 stellt den konkreten Zusammenhang zwischen SAIDI-Werten und Lastdichte grafisch dar.

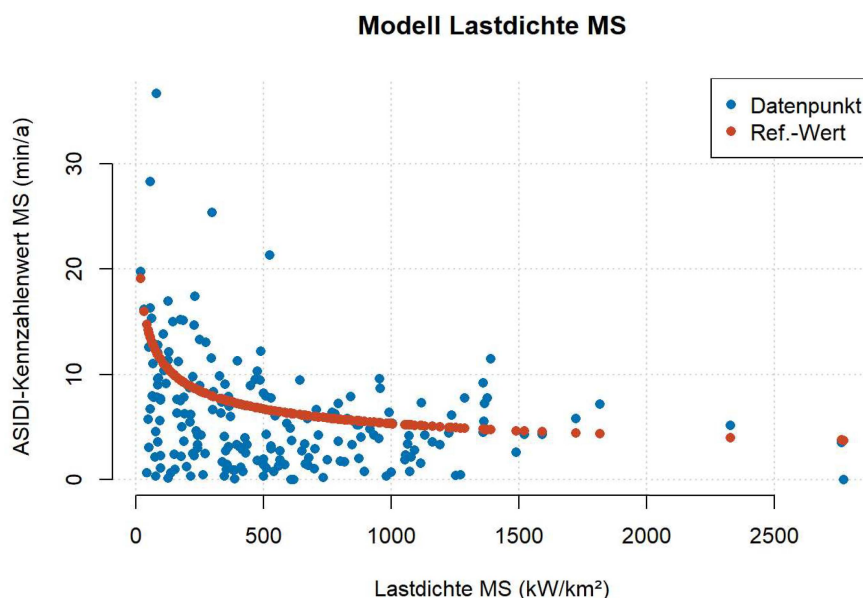


Abbildung 3: Zusammenhang aus ASIDI-Werten und Lastdichte.

Demgegenüber sind die individuellen SAIDI-Werte der Niederspannung einem einheitlichen Referenzwert gegenüberzustellen. Dieser ergibt sich aus dem mit der Anzahl der Letztverbraucher gewichteten Mittelwert der SAIDI-Werte und beträgt rund 4,2328 Minuten pro Jahr.

Der Monetarisierungsfaktor m (auch Anreizrate genannt) wird auf Grundlage der aktualisierten Datenbasis mit 0,27 €/min/Letzverbraucher/a bestimmt.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Bivariater Zusammenhang zwischen ASIDI und Lastdichte (lastD_ms), gesamte Zeitreihe, gewichtet nach Letztverbraucheranzahl.....	11
Abbildung 2: SAIDI-Werte der Niederspannungsnetze im Vergleich zu deren einheitlichem Referenzwert.....	14
Abbildung 3: Zusammenhang aus ASIDI-Werten und Lastdichte.....	21

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Ergebnisse zum Modell Lastdichte in der Mittelspannung.....	13
Tabelle 2: Wert der Freizeit für Erwerbstätige.....	15
Tabelle 3: Wert der Freizeit für Erwerbslose und Nichterwerbstätige.....	16
Tabelle 4: Gesamtwert Freizeit.....	16
Tabelle 5: Quellenangabe für die Makroökonomische Analyse im Haushaltsbereich.....	17
Tabelle 6: Bruttowertschöpfung 2022-2024.....	18
Tabelle 7: Stromverbrauch 2022-2024.....	18
Tabelle 8: Aufteilung des Stromverbrauches auf Sektoren 2022-2024.....	19
Tabelle 9: Zwischenergebnisse zum Monetarisierungsfaktor nach Sektoren.....	19
Tabelle 10: Durchschnittliche Last.....	20
Tabelle 11: Monetarisierungsfaktor.....	20

7 Literatur

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. 2025. *Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2024*. Berlin.

Beschlusskammer 8 (BK 8) der Bundesnetzagentur 2023a. *Festlegung über die Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom nach den §§ 19 und 20 ARegV. BK8-23/001-A*. Bonn.

Beschlusskammer 8 (BK 8) der Bundesnetzagentur 2023b. *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 vierte Regulierungsperiode (Jahre 2024 bis einschließlich 2028 – Methodikbeschluss). BK8-23/006-A*. Bonn.

Consentec - Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH 2017. *Bestimmung der Referenzwerte für das Qualitätselement 2017-2018. Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur*. Bonn.

Consentec - Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH; Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. (FGH); Frontier Economics Limited 2010. *Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitätselements im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösbergrenze. Untersuchung im Auftrag der Untersuchung der Bundesnetzagentur*. Aachen, Mannheim, Köln.

E-Bridge Consulting GmbH; Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. (FGH) 2023. *Gutachten zur Konzeptionierung des Qualitätselements. Weiterführende Analysen*. Bonn.

E-Bridge Consulting GmbH; Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. (FGH); Leibniz-Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung GmbH Mannheim (ZEW) 2020. *Gutachten zur Konzeptionierung eines Qualitätselements. Im Auftrag der Bundesnetzagentur*. Bonn, Mannheim.

Hedderich, Jürgen; Sachs, Lothar 2020. *Angewandte Statistik. Methodensammlung mit R*. 17. Aufl.: Springer Spektrum.

The Institute of Electrical and Electronics Engineers 2022. *IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. IEEE Std 1366™-2022*. New York.

Abkürzungsverzeichnis

ARegV	Anreizregulierungsverordnung
ASIDI	Average System Interruption Duration Index
BNetzA	Bundesnetzagentur
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EUR	Euro
HS/MS	Umspannebene Hoch- zu Mittelspannung
IEA	International Energy Agency
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
Mrd.	Milliarde
MS	Mittelspannung
MS/NS	Umspannebene Mittel- zu Niederspannung
MVA	Megavoltampere
NS	Niederspannung
R ²	Bestimmtheitsmaß
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
Std.	Stunde
TJ	Terajoule

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Bezugsquelle | Ansprechpartner

Referat 611 - Anreizregulierung/Vergleichsverfahren

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

602.Anreizregulierung@BNetzA.de

www.bundesnetzagentur.de

Tel. +49 228 14-0

Fax: +49 228 14-8872

Stand




15.12.2025

Text

Referat 611 - Anreizregulierung/Vergleichsverfahren



bundesnetzagentur.de

-  x.com/BNetzA
-  social.bund.de/@bnetza
-  youtube.com/BNetzA