

# HESSEN



## **Regulierungskammer Hessen**

**Festlegung zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich  
der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze  
nach den §§ 19 und 20 ARegV für das Jahr 2023  
(Q-Element Individualbeschluss 2023)**

# Inhalt

<b>BESCHLUSS</b> .....	1
I. Sachverhalt .....	3
1. Datengrundlagen und Verfahren .....	3
2. Anhörung .....	4
II. Rechtliche Würdigung .....	5
1. Vollständige Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund des Urteils des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18 .....	5
1.1 Entscheidung des Europäischen Gerichtshofes .....	5
1.2 Reichweite der Entscheidung .....	6
1.3 Keine Nichtigkeit des nationalen Rechts .....	6
1.4 Keine unmittelbare Anwendbarkeit der Richtlinie .....	7
1.4.1 Unionsvorschriften inhaltlich nicht unbedingt .....	7
1.4.2 Belastung Einzelner verboten .....	8
1.4.3 Keine objektive unmittelbare Wirkung des Unionsrechts .....	9
1.5 Interessenabwägung .....	9
2. Zuständigkeit .....	10
3. Ermächtigungsgrundlage .....	10
4. Datengrundlage .....	11
5. Datenplausibilisierung .....	11
6. Methodik .....	13
7. Referenzwertermittlung .....	13
8. Monetarisierungsfaktor .....	14
9. Kappungsgrenze .....	14
10. Netzübergänge .....	14
III. Individuelles Qualitätselement für das Kalenderjahr 2023 .....	15
1. Ermittelte Kennzahlen .....	15
2. Ermittelter Referenzwert .....	15
2.1 Mittelspannung .....	15
2.2 Niederspannung .....	15
2.3 Ermittelter Bonus/Malus .....	15
2.4 Kappungsgrenze .....	16
2.5 Anpassung der Erlösobergrenzen .....	17
IV. Entscheidung über die Kosten .....	17
V. Anlagen .....	17
Rechtsmittelbelehrung .....	18

**Regulierungskammer Hessen**

Aktenzeichen: III-075-s-10-III-0561-09

Beschluss-Nummer: 113/2023

**B E S C H L U S S**

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 Qualitätselementes hinsichtlich  
der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze  
nach den §§ 19 und 20 ARegV für das Jahr 2023**

hat die

Regulierungskammer Hessen,  
Kaiser-Friedrich-Ring 75,  
65185 Wiesbaden

- RegKH -

durch den Vorsitzenden	Stefan Lamberti,
die Beisitzerin	Claudia Falb
und den Beisitzer	Christoph Milan Petschuch

gegenüber der

Mainnetz GmbH  
Ringstraße 4,  
63179 Obertshausen

gesetzlich vertreten durch den Geschäftsführer Herrn Dirk Schneider

- Netzbetreiber-

am 04.07.2023 beschlossen:

1. Der kalenderjährlichen Erlösobergrenze des Kalenderjahres 2023 wird ein Bonus in Höhe von **7.231 €** hinzugerechnet.
2. Die Ermittlung des netzbetreiberindividuellen Qualitätselements erfolgt unter Anwendung der mit Beschluss der RegKH vom 17.12.2020 festgelegten Methodik (Methodikbeschluss).
3. Aus den ermittelten Kennzahlen wird für die Niederspannungsebene und die Mittelspannungsebene jeweils ein individueller, arithmetischer Mittelwert über die Kalenderjahre 2020, 2020 und 2021 gebildet.
4. Entsprechend der Vorgaben der Methodikfestlegung vom 17.12.2020 erfolgt die Bestimmung der Lastdichte sowie des SAIDI als Durchschnittswert der Kalenderjahre 2020, 2020 und 2021.
5. Zur Ermittlung der Zuschläge (Bonus) und Abschläge (Malus) auf die zulässige Erlösobergrenze wird entsprechend der Vorgaben der Methodikfestlegung vom 17.12.2020 die Differenz zwischen dem errechneten Referenzwert und der individuellen Kennzahl der entsprechenden Netzebene des Netzbetreibers mit der durchschnittlichen Anzahl der Letztverbraucher der Kalenderjahre 2020 bis 2021 und mit dem Monetarisierungsfaktor (vgl. Ziffer 6) multipliziert
6. Der Monetarisierungsfaktor  $m$  beträgt 0,26 €/min/Letzterverbraucher/a.
7. Die Kappung der Erlösauswirkung wird bei 4 % der Erlösobergrenze des Kalenderjahres 2021 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.

## **I. Sachverhalt**

### **1. Datengrundlagen und Verfahren**

Die RegKH hat nach § 32 Abs. 1 Nr. 1 und 6 ARegV von Amts wegen ein Verfahren zur netzbetreiberindividuellen Bestimmung des Qualitätselements eingeleitet. Hiermit wird das sich für das Kalenderjahr 2023 ergebende individuelle Qualitätselement festgelegt.

Für die Bestimmung des Qualitätselements hat die Bundesnetzagentur am 26.02.2020 eine Festlegung zur Datenerhebung getroffen. Diese Festlegung gilt auch für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen, die in der Zuständigkeit der RegKH reguliert werden. Alle Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen im Sinne des § 3 Nr. 3 EnWG, die kein geschlossenes Verteilernetz nach § 110 EnWG betreiben oder die in der dritten 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 (Az. BK8-20/00001-A) vom 26.02.2020 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.

Die RegKH legt in ihrem Zuständigkeitsbereich die Qualitätselemente auf der Basis der von der Bundesnetzagentur durchgeführten Datenerhebung fest.

Weiterhin hat die RegKH 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 2021 bis 2023 (Methodikbeschluss) vom 17.12.2020 getroffen.

Die vorgenannten Festlegungen berücksichtigen die Erkenntnisse aus den vorangegangenen Qualitätsregulierungsverfahren. Zudem wurden die Erkenntnisse aus drei Gutachten, welche im Auftrag der Bundesnetzagentur erstellt wurden, berücksichtigt:

- „Gutachten zur Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitäts-Elementes (Q-Element) im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze“ der Consentec GmbH in Kooperation mit der Forschungsgemeinschaft für

Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. und Frontier Economics Limited<sup>1</sup> (im Folgenden Ausgangsgutachten genannt) und

- „Bestimmung der Referenzwerte für das Qualitätselement 2019 – 2020“ der Consentec GmbH (im Folgenden Folgegutachten genannt)<sup>2</sup>,
- „Gutachten zur Konzeptionierung eines Qualitätselements“ der E-Bridge Consulting GmbH, des ZEW – Leibniz-Zentrums für Europäische Wirtschaftsforschung und der FGH – Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. (im Folgenden E-Bridge-Gutachten).

Unter Rückgriff auf die Festlegung über die Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom (AZ. BK8-20/00001-A) vom 26.02.2020 und die Festlegung der RegKH 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 2021 bis 2023 (Methodikbeschluss) vom 17.12.2020 wird die Festlegung zur Bestimmung des individuellen Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom für das Kalenderjahr 2023 getroffen.

## **2. Anhörung**

Die RegKH hat dem Netzbetreiber mit Schreiben vom 17.05.2023 Gelegenheit gemäß § 67 Abs. 1 EnWG gegeben, sich zu der beabsichtigten Entscheidung der RegKH zu äußern.

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

---

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

<sup>2</sup> Veröffentlicht auf der Internetseite der Bundesnetzagentur [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de)

## **II. Rechtliche Würdigung**

Die Festlegung des Qualitätselements des Netzbetreibers durch die RegKH erfolgt auf Grundlage von § 32 Abs. 1 Nr. 6 ARegV, § 4 Abs. 5 ARegV und §§ 18 bis 20 ARegV. Der Beschluss ist rechtmäßig. Er beruht auf einer rechtmäßigen Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18 (siehe unten 1.). Eine Rechtsgrundlage für den Beschluss liegt vor und der Beschluss ist formell und materiell rechtmäßig (siehe nachfolgend ab Abschnitt 2.)

### **1. Vollständige Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund des Urteils des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18**

Die RegKH hat in rechtmäßiger Weise die Vorgaben des nationalen Rechts in Form der normativen Regulierung, soweit diese im vorliegenden Verfahren Anwendung finden und von der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs (Urteil vom 02.09.2021, C-718/18) erfasst werden, für ihre Entscheidung herangezogen. Als „normative Regulierung“ werden im Allgemeinen solche Regeln des nationalen Gesetz- und Verordnungsgebers (z.B. in StromNEV, GasNEV und ARegV) bezeichnet, die konkrete methodische und materielle Vorgaben für die Regulierung durch die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden enthalten. Die Pflicht zur Anwendung dieser nationalen Vorgaben folgt aus Art. 20 Abs. 3 GG und gilt auch angesichts der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs fort, bis sie vom Gesetz- bzw. Verordnungsgeber außer Kraft gesetzt oder neu geregelt werden. Dies hat der Bundesgerichtshof bereits entschieden (BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 60 ff., siehe auch OLG Düsseldorf vom 11.02.2021, VI-5 Kart 10/19 [V], S. 10 ff., OLG Düsseldorf vom 28.04.2021, VI-3 Kart 798/19 [V], S. 72 ff., OLG Schleswig vom 11.01.2021, 53 Kart 1/18, S. 27 ff.).

#### **1.1 Entscheidung des Europäischen Gerichtshofes**

Der Europäische Gerichtshof hat zwar 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 (NRB) unvereinbar ist und die Richtlinien insoweit durch die Bundesrepublik Deutschland nicht bzw. fehlerhaft umgesetzt wurden. Insofern 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 NRB 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.

## **1.2 Reichweite der Entscheidung**

Der Europäische Gerichtshof hat aber weder über die Zuständigkeitsfragen hinausgehend einen materiell-rechtlichen Verstoß einzelner Vorgaben der normativen Regulierung gegen EU-Recht gerügt, noch hat er sich ausdrücklich zu der Frage geäußert, ob die normative Regulierung bis zu dem Zeitpunkt, zu dem der nationale Gesetz- und Verordnungsgeber den festgestellten Verstoß beseitigt, weiter anwendbar ist. Der EuGH hat sich insbesondere auch nicht explizit zu der Frage geäußert, ob die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit unmittelbar anwendbar sind.

## **1.3 Keine Nichtigkeit des nationalen Rechts**

Die Regelungen der normativen Regulierung sind nicht nichtig. Weder nach den Grundsätzen des europäischen Rechts noch nach nationalem Recht führt der Verstoß einer nationalen Regelung gegen Unionsrecht zu deren Nichtigkeit (BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 61 ff.). Vielmehr sind die Grundsätze des Anwendungsvorrangs des Unionsrechts vor nationalem Recht zu beachten.

Zudem scheidet eine richtlinienkonforme Auslegung der Vorschriften der normativen Regulierung aus. Der Europäische Gerichtshof sieht zwar sowohl in der an die Bundesregierung gem. § 24 EnWG erfolgten Zuweisung von Zuständigkeiten, als auch in den bindenden Vorgaben der normativen Regulierung eine mit den oben genannten Richtlinien unvereinbare Beschränkung der ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde (EuGH a.a.O., Rz. 101 f., 115 f.). Eine Umdeutung der nationalen Vorgaben in nicht bindende Programmsätze, die die ausschließliche Zuständigkeit der Regulierungsbehörde nicht beeinträchtigen, kommt angesichts des eindeutigen Wortlauts, der Systematik und des Regelungszwecks der Vorschriften der normativen Regulierung jedoch nicht in Betracht (Verbot der contra legem-Auslegung, BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 66 ff.).

Der Grundsatz vom Anwendungsvorrang des Unionsrechts führt indes nicht dazu, die Vorschriften der normativen Regulierung unangewendet zu lassen. Der Anwendungsvorrang besagt, dass eine nationale Regelung, die mit einer unmittelbar geltenden Regelung des Unionsrechts unvereinbar ist, von nationalen Behörden und Gerichten nicht angewendet werden darf (vgl. Streinz, EUV, 3. Aufl. 2018, Art. 4 Rn. 40; Ruffert, in: Calliess/Ruffert, EUV/AEUV, 5. Aufl. 2016, Art. 288 AEUV, Rn. 69 f.). Dieser Grundsatz gilt jedoch nur, soweit unmittelbar anwendbares Unionsrecht betroffen ist (EuGH, Urteil vom 24.06.2019, C-573/17, Rn. 62). Die normative Regulierung verstößt nicht gegen unmittelbar anwendbares Unionsrecht. Die hier maß-

geblichen Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde, mit denen die Vorgaben der normativen Regulierung unvereinbar sind, sind nicht unmittelbar anwendbar.

#### **1.4 Keine unmittelbare Anwendbarkeit der Richtlinie**

Damit eine Richtlinienbestimmung unmittelbar angewendet werden kann, müssen spezifische Voraussetzungen vorliegen (Grabitz/Hilf/Nettesheim, AEUV, 71. EL August 2020, Art. 288 Rn. 149). Der Europäische Gerichtshof geht von der unmittelbaren Anwendbarkeit einer nicht oder nicht ordnungsgemäß umgesetzten Richtlinienbestimmung nach Ablauf der Umsetzungsfrist aus, wenn die Bestimmung hinreichend genau und inhaltlich unbedingt ist. Zudem können die Bestimmungen einer Richtlinie grundsätzlich nur Rechte, aber keine Pflichten eines Einzelnen begründen (sog. Belastungsverbot). Insofern kommt auch eine objektive unmittelbare Wirkung vorliegend nicht in Betracht. Im Einzelnen:

##### **1.4.1 Unionsvorschriften inhaltlich nicht unbedingt**

Die Richtlinienvorgaben sind nicht unbedingt. Eine Unionsvorschrift ist inhaltlich unbedingt, wenn sie eine Verpflichtung normiert, die an keine Bedingung geknüpft ist und zu ihrer Durchführung oder Wirksamkeit auch keiner weiteren Maßnahmen der Unionsorgane oder der Mitgliedstaaten bedarf. Die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit sind nicht als inhaltlich unbedingt anzusehen.

Gegenwärtig fehlt es an den erforderlichen und zureichenden Umsetzungsnormen im nationalen Recht. Das betrifft sowohl die konkrete umfassende Aufgabenzuweisung als auch die für einen Eingriff erforderliche Ermächtigungsgrundlage. Die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden haben nach nationalem Recht gegenwärtig (nur) die Befugnis, die Vorgaben der normativen Regulierung anzuwenden und ggf. unter Rückgriff auf § 29 EnWG je nach Festlegungsermächtigung weiter auszugestalten und zu konkretisieren. Sie haben aber mangels entsprechender Aufgabenzuweisung durch den Gesetzgeber nicht die übergeordnete, allgemeine und uneingeschränkte Befugnis, die ihnen nach den Richtlinien vorbehaltenen Aufgaben vollumfänglich und selbständig auszuüben (vgl. EuGH a.a.O., Rz. 105) beispielsweise also die Methoden oder Bedingungen für den Netzanschluss und den Netzzugang frei festzulegen oder zu genehmigen (vgl. nur § 24 S. 1 Nr. 1 EnWG). Dass es hierzu einer umfassenden mitgliedstaatlichen Aufgabenzuweisung bedarf, entspricht im Übrigen auch dem europäischen Leitbild, wonach die Mitgliedstaaten zur Einrichtung von Regulierungsbehörden mit spezifischen Zuständigkeiten verpflichtet sind (vgl. Erwägungsgrund 33 der Richtlinie 2009/72/EG bzw. Erwägungsgrund 29 der Richtlinie 2009/73/EG). Die Mitgliedstaaten verfü-

gen bei der Organisation und Strukturierung der Regulierungsbehörde zwar über eine Autonomie, haben diese aber unter vollständiger Beachtung der in den Richtlinien festgelegten Ziele und Pflichten auszuüben und insoweit sicherzustellen, dass die Regulierungsbehörde bei der Ausübung der ihr vorbehaltenen Zuständigkeiten ihre Entscheidungen autonom treffen kann (vgl. EuGH, a.a.O., Rz. 119). Dieser Befund wird auch durch das in der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs mündende Vertragsverletzungsverfahren bestätigt: Gegenstand der Rüge durch die Europäische Kommission war nicht die fehlerhafte Ausübung einer nach nationalem Recht bereits ordnungsgemäß zugewiesenen ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde, sondern der Umstand, dass eine den Richtlinien entsprechende umfassende Aufgabenzuweisung an die nationale Regulierungsbehörde im nationalen Recht bislang nicht erfolgt ist (vgl. EuGH a.a.O., Rz. 88). Vielmehr liegt hier eine fehlerhafte Aufgabenzuweisung vor (EuGH, a.a.O., Rz. 130); diese kann und muss durch den Mitgliedstaat korrigiert werden, der dann die noch möglichen Einfluss- und Kontrollmöglichkeiten vorsehen kann (EuGH a.a.O., Rz. 126, 127).

#### **1.4.2 Belastung Einzelner verboten**

Mit der unmittelbaren Anwendung der Richtlinien wären Belastungen Einzelner verbunden, sodass eine solche ausscheidet. Zwar ist die Einräumung subjektiver Rechte keine Voraussetzung für eine unmittelbare Anwendbarkeit (woran es vorliegend wegen des Verstoßes gegen objektiv geprägte Zuständigkeitsnormen auch fehlen würde), allerdings gilt das Belastungsverbot. Wenn der Bundesnetzagentur oder die Landesregulierungsbehörden aus einer unmittelbaren Anwendung der Richtlinie weitergehende oder jedenfalls anders ausgestaltete Kompetenzen zukämen, könnte sich dies je nach Einzelfall zugunsten, aber auch zu Lasten bestimmter Beteiligter auswirken. Daraus wiederum könnten sich Belastungen ergeben, die nach Auffassung des Bundesgerichtshofs nur durch das europäische Primärrecht oder durch EU-Verordnungen begründet werden können, nicht aber durch Richtlinien (vgl. BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 73).

Eine Belastung würde sich zudem bereits aus dem Heranziehen der Richtlinien als Ermächtigungsgrundlage ergeben. Dies wäre europarechtlich unzulässig. Sofern die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit als inhaltlich unbedingt anzusehen wären, müssten sie von der Bundesnetzagentur oder den Landesregulierungsbehörden unmittelbar als Ermächtigungsgrundlage auch für belastende Regulierungsentscheidungen herangezogen werden. Anders als in den vom Europäischen Gerichtshof entschiedenen Fällen, in denen er eine unmittelbare Belastung durch Richtlinienrecht verneinte, weil die Belastung erst durch ein Verwaltungsverfahren auf Basis nationalen Rechts eintrat, würden vorliegend die Richtlinienbestimmungen als solche unmittelbar gegenüber den Betroffenen herangezogen werden und

als materiell-rechtliche Befugnisnormen für belastende Verwaltungsverfahren und Regulierungsentscheidungen fungieren. Soweit ersichtlich existiert bislang keine hier einschlägige Judikatur, in der der EuGH es für europarechtskonform eingestuft hätte, dass eine Richtlinienbestimmung als eigenständige Ermächtigungsgrundlage für Eingriffe in Rechte des Einzelnen herangezogen werden darf.

### **1.4.3 Keine objektive unmittelbare Wirkung des Unionsrechts**

Eine ausnahmsweise objektive unmittelbare Wirkung der Richtlinienbestimmungen bezogen auf die ausschließliche Zuständigkeit scheidet ebenfalls aus. Der Europäische Gerichtshof hat eine objektive unmittelbare Wirkung von Richtlinienbestimmungen anerkannt, aus denen sich für staatliche Stellen eindeutige Pflichten ergeben. Konkret ging es beispielsweise um die nicht rechtzeitig in nationales Recht umgesetzte Pflicht der zuständigen Behörde zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung im Rahmen eines Genehmigungsverfahrens für die Errichtung eines Wärmekraftwerks (EuGH, Urteil vom 11.08.1995, C-431/92 – Wärmekraftwerk Großkrotzenburg).

Zwar mag sich vorliegend aus den Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde die Verpflichtung ergeben, von dieser Zuständigkeit auch Gebrauch zu machen, um den Zielsetzungen der Richtlinien hinreichend Rechnung tragen zu können. Anders als im Fall des Wärmekraftwerks Großkrotzenburg ist diese Verpflichtung vorliegend jedoch nicht inhaltlich unbedingt. Im vom Europäischen Gerichtshof entschiedenen Fall konnte die zuständige Behörde der Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung ohne Weiteres nachkommen, weil diese als unselbstständiger Bestandteil des nach nationalem Recht vorgesehenen und ihr bereits zugewiesenen Genehmigungsverfahrens durchzuführen war. Demgegenüber kann die Bundesnetzagentur die ihr nach den Richtlinienbestimmungen zugewiesene ausschließliche Zuständigkeit erst ausüben, wenn ihr entsprechende Befugnisse nach nationalem Recht eingeräumt werden (siehe oben).

### **1.5 Interessenabwägung**

Ungeachtet der Tatsache, dass die Richtlinienbestimmungen nicht unmittelbar anwendbar sind, sprechen aus Sicht der RegKH weitere erhebliche Gründe dafür, die Vorgaben der normativen Regulierung in der Übergangszeit zur Anwendung zu bringen. Die Nichtanwendung der normativen Regulierung in der Übergangszeit würde zu einem Zustand führen, der mit den Zielsetzungen der genannten Richtlinien erst recht unvereinbar wäre (so auch BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 76).

Die Richtlinien verlangen, 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. Diesem Gebot der ex ante-Regulierung wird in Deutschland gegenwärtig zu einem großen Teil über die Vorgaben der normativen Regulierung Rechnung getragen. Die normative Regulierung strukturiert die Methoden für die Berechnung der Tarife vor und legt ex ante die wesentlichen Bedingungen für den Netzanschluss und den Netzzugang fest. Sie regelt unmittelbar Rechte und Pflichten für Netzbetreiber und andere Marktakteure und schafft auf diese Weise den von den Richtlinien geforderten transparenten und vorhersehbaren, verlässlichen Regulierungsrahmen. Bestehende Festlegungen und Genehmigungen der RegKH, die sie im Rahmen ihrer bisherigen Zuständigkeiten erlassen hat, tragen zwar ebenfalls zu der erforderlichen ex ante-Regulierung bei, dies jedoch nur in Teilbereichen und in Ergänzung der normativen Regulierung und damit nicht in dem von der Richtlinie geforderten Umfang.

Ein faktisches Außerkrafttreten der Vorgaben der normativen Regulierung würde daher zu beträchtlichen Regelungslücken und damit einhergehend erheblichen Rechtsunsicherheiten für alle Marktbeteiligten führen. Auch dies wäre mit den genannten Richtlinienvorgaben und den Zielsetzungen des Energiebinnenmarkts schwerlich vereinbar. Beispielsweise dürfte eine derart unklare Rechtslage im Übergangszeitraum kaum Investitionsanreize setzen und Unsicherheiten für die unternehmerische Tätigkeit der regulierten Unternehmen und auch der sonstigen Marktteilnehmer auslösen. Für den Übergangszeitraum ist es daher sinnvoll und angebracht, stabile und berechenbare Verhältnisse zu gewährleisten.

## **2. Zuständigkeit**

Zuständige Regulierungsbehörde ist nach § 54 Abs. 2 Nr. 2 EnWG i. V. m. Art. 1 Abs. 1 des Gesetzes zur Errichtung der Regulierungskammer Hessen vom 27.05.2013 die RegKH, soweit Energieversorgungsunternehmen betroffen sind, an deren Elektrizitätsverteilnetze weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind und deren Elektrizitätsverteilernetz nicht über das Gebiet des Landes Hessen hinausreicht.

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

#### **4. Datengrundlage**

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

#### **5. Datenplausibilisierung**

Die Bestimmung des Qualitätselements für die Netzzuverlässigkeit in Elektrizitätsverteilternetzen knüpft an die Definitionen der Allgemeinverfügung nach § 52 S. 5 EnWG vom 22. Februar 2006 (Az. 605/8135) an und an die in diesem Zusammenhang durch die Elektrizitätsverteilternetzbetreiber vorgenommenen Datenmeldungen zu Versorgungsunterbrechungen. 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 03.03.2021 (Aktenzeichen BK8-21/001-A) aufgefordert, die Kennzahlen für die Jahre 2019, 2020 und 2021 zu melden. Die Daten aus den Kalenderjahren 2019 und 2020 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 wurde von der Bundesnetzagentur 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 (vgl. Ausgangsgutachten, S. 25). Für eine Durchschnittsbildung über drei Kalenderjahre war es somit notwendig, neben den bereits vorliegenden Daten zu den Versorgungsunterbrechungen der Kalenderjahre 2019 und 2020, auch die zum Zeitpunkt der Datenerhebung relevanten Daten zu den Versorgungsunterbrechungen des Kalenderjahres 2021 zur Bestimmung des Q-Elementes 2023 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 2019-2021) und des Bundesamtes für Gewässerkunde bzw. der zuständigen Landesämter (Hochwasserauswertungen der Jahre 2019 bis 2021) 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.

## 6. Methodik

Die Ermittlung der Kennzahlenwerte, der Referenzfunktion, des Monetarisierungsfaktors 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 Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§ 19 und 20 ARegV für die Jahre 2021 bis 2023 (Methodikbeschluss) Az. BK8-20/00003-A vom 02.12.2020 bestimmt.

Die Bundesnetzagentur hat zum Zwecke der Referenzwertermittlung Auswertungen vorgenommen, die im Bericht zur Bestimmung der Qualitätselemente 2021 bis 2023 (Anlage 1 zum Methodikbeschluss) dokumentiert werden. Der Bericht und der Methodikbeschluss sind veröffentlicht unter

<http://www.bundesnetzagentur.de> → Beschlusskammern → Beschlusskammer 8 → Erlösobergrenzen → Qualitätselement.

## 7. 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 Az. BK8-20/00003-A).

Auf Grundlage der Daten der Kalenderjahre 2019, 2020 und 2021 wurden für das Qualitätselement des Kalenderjahres 2021 die nachstehenden Werte für die Regressionskonstanten für die verwendete Regressionsfunktion ermittelt:

$$\hat{y} = f(x) = a + \frac{b}{x^c} = 2,089 + \frac{90,705}{x^{0,497}}$$

Der Regressionskoeffizient c liegt hierbei im Optimum bei 0,497 und somit innerhalb der bislang aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht als plausibel diskutierten Bandbreite von 0,5 bis 1. Zur Bestimmung der optimalen Regressionskonstanten c wurde das Bestimmtheitsmaß R<sup>2</sup> maximiert.

Das Bestimmtheitsmaß beschreibt den Anteil der Streuung innerhalb der Netzzuverlässigkeit (y-Variable), der durch Regressionsfunktion erklärt werden kann und beträgt  $R^2 = 46 \%$ . Zur Beurteilung der Schätzergebnisse ist eine Gesamtschau unter Berücksichtigung des Regressionskoeffizienten „c“ und des Bestimmtheitsmaßes „ $R^2$ “ erforderlich. Insofern beschreibt der Strukturparameter Lastdichte weiterhin hinreichend belastbar die Netzzuverlässigkeit in der Mittelspannung. Die Bestimmung des Referenzwertes auf Grundlage der Daten der Kalenderjahre 2019, 2020 und 2021 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 4,008 min/a für die Niederspannung bestimmt. Dieser Wert ergibt sich aufgrund der Daten aus den Kalenderjahren 2019, 2020 und 2021, entsprechend der in Tenor-Nr. 8 angegebenen Berechnungsformel.

### **8. 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 ist gegenüber den vorausgegangenen Festlegungen ein Anstieg der Werte festzustellen, der einen Monetarisierungsfaktor von nunmehr 0,26 €/min/LV/a begründet.

Die Bestimmung des Monetarisierungsfaktors ergibt sich aus Anlage 2.

### **9. Kappungsgrenze**

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

### **10. Netzübergänge**

Der für 2023 ermittelte Zu- oder Abschlag bzw. Anteile davon können im Wege des Verfahrens nach § 26 ARegV übertragen werden.

### III. Individuelles Qualitätselement für das Kalenderjahr 2023

Im Folgenden wird das netzbetreiberindividuelle Qualitätselement für das Kalenderjahr 2023 dargestellt. Die Berechnung des Qualitätselements erfolgte mit ungerundeten Werten. In Anlage 1 werden die Ergebnisse jedoch mit gerundeten Werten ausgewiesen.

#### 1. Ermittelte Kennzahlen

Zur Berechnung des Qualitätselements ist für den Netzbetreiber aus den Kalenderjahren 2019 bis 2021 im Mittel ein SAIDI in Höhe von 6,828 und ein ASIDI in Höhe von 2,589 herangezogen worden (Anlage 1).

#### 2. Ermittelter Referenzwert

##### 2.1 Mittelspannung

In die Regressionsberechnung ist eine Lastdichte des Netzbetreibers von 504,625kW pro km<sup>2</sup> (Anlage 1) eingegangen.

Auf dieser Grundlage wurde für den Netzbetreiber in der Mittelspannungsebene ein Referenzwert von 6,206 min/a ermittelt (Anlage 1).

##### 2.2 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 4,008 min/a (Anlage 1).

##### 2.3 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 **32.708 €**.

Dabei wurden für die Mittelspannungsebene folgende Daten zur Grunde gelegt:

- $Y_{ind}^{(Ref)}$ : 6,206 min/a
- ASIDI<sub>i</sub>: 2,589

- Mittelwert der Anzahl der Letztverbraucher (inkl. aller nachgelagerten eigenen Netz- und Umspannebenen) der Kalenderjahre 2019 bis 2021: 34.788

Für die Niederspannungsebene ergibt sich somit ein **Malus** in Höhe von **-25.477 €**.

Dabei wurden für die Niederspannungsebene folgende Daten zur Grunde gelegt:

- $Y^{(Ref)}$ : 4,008 min/a
- SAIDI<sub>i</sub>: 6,828
- Mittelwert der Anzahl der Letztverbraucher der  
Kalenderjahre 2019 bis 2021: 34.750

m: 0,26 €/a/min/LV

Für die Nieder- und Mittelspannungsebene ermittelt sich demnach insgesamt ein

**Bonus in Höhe von 7.231 €.**

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.

## 2.4 Kappungsgrenze

Mit dem ausgewählten Modell und einer Kappung von 4 % der Erlösbergrenze des Kalenderjahres 2021 ergibt sich die minimale Abweichung von der Erlösneutralität in Höhe von 1,15 €. Bei jeder anderen Kappungsgrenze war die Abweichung von der angestrebten Erlösneutralität größer.

Der Netzbetreiber ist von der Kappung nicht betroffen.

## **2.5 Anpassung der Erlösobergrenzen**

Die Erlösobergrenze 2023 ist um den folgenden Betrag zu erhöhen:

<b>ERLÖSOBERGRENZEN- ANPASSUNG DES KALENDERJAHRES 2023</b>
<b>7.231 €</b>

## **IV. Entscheidung über die Kosten**

Zur Frage der Kostentragung nach § 91 EnWG ergeht ein gesonderter Beschluss der RegKH.

## **V. Anlagen**

Die nachfolgend aufgeführten Anlagen sind Bestandteil des Beschlusses:

- Anlage 1  
Übersicht der Daten des Netzbetreibers zur Bestimmung des Qualitätselementes
- Anlage 2  
Bestimmung des Referenzwertes und des Monetarisierungsfaktors

## **Rechtsmittelbelehrung**

Gegen diesen Beschluss kann binnen einer Frist von einem Monat nach Zustellung Beschwerde erhoben werden.

Die Beschwerde ist bei der RegKH einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Frankfurt am Main eingeht.

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

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

Wiesbaden, den 04.07.2023

Stefan Lamberti  
Vorsitzender

Claudia Falb  
Beisitzerin

Christoph Milan Petschuch  
Beisitzer

## Datenblatt zum Qualitätselement hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom 2023

### 1 Allgemeine Informationen

Name des Netzbetreibers	Mainnetz GmbH
Betriebsnummer	10007735
Netznummer	1
Monetarisierungsfaktor (m)	0,26 €/a/min/LV
Relevante Erlösobergrenze <sup>1</sup>	██████████ €

### 2 Daten der Niederspannung

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

Jahr	2019	2020	2021
Anzahl NS	34.508	34.696	34.862
Anzahl MS/NS	73	72	40
Arithmetischer Mittelwert <sup>2</sup>	34.750,333		

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

Jahr	2019	2020	2021
SAIDI	4,580	8,499	7,403
Arithmetischer Mittelwert	6,828		

#### 2.3 Ergebnisse Niederspannung

Referenzwert	4,008 min/a
Abweichung vom Referenzwert	-2,820 min/a
Anteil Qualitätselement <sup>3</sup>	-25.476,64 €/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	2019	2020	2021
Anzahl MS	39	38	36
Anzahl HS/MS	0	0	0
Arithmetischer Mittelwert <sup>4</sup>	34.788,000		

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

Jahr	2019	2020	2021
ASIDI	5,017	0,000	2,750
Arithmetischer Mittelwert	2,589		

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

Jahr	2019	2020	2021
Jahreshöchstlast	33.108,470	32.331,790	33.759,370

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

Jahr	2019	2020	2021
Geografische Fläche	65,510	65,510	65,560

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

Arithmetischer Mittelwert	504,625
---------------------------	---------

**3.6 Ergebnisse Mittelspannung**

Individueller Referenzwert	6,206 min/a
Abweichung vom Referenzwert	3,616 min/a
Anteil Qualitätselement <sup>5</sup>	32.707,75 €/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 %
Anteil des Qualitätselements an der relevanten Erlösobergrenze	■ %
Qualitätselement aus Nieder- und Mittelspannung <sup>6</sup>	7.231,11 €/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	2019	2020	2021
Bemessungsscheinleistung [MVA]	149,730	154,780	155,785

---

<sup>6</sup> Nach Kappung.

# Bericht zur Bestimmung des Qualitätselements 2023

Anlage 2 der Festlegung zur Bestimmung des Qualitätselements

Stand: 04.10.2022

## Inhalt

1	Vorbemerkungen	4
2	Verwendete Datengrundlage	4
2.1	Grundlegung	4
2.2	Verwendete Kennzahlen zur Beschreibung der Netzzuverlässigkeit	5
3	Ergebnisse Mittelspannung	6
3.1	Vorgaben für die Mittelspannung	6
3.2	Explorative Datenanalyse	7
3.3	Geschlossene Referenzfunktion	8
4	Ergebnis Niederspannung	10
5	Monetarisierung	11
5.1	Makroökonomische Analyse im Haushaltsbereich	11
5.2	Makroökonomische Analyse der Ausfallkosten in der Industrie	13
5.2.1	Bruttowertschöpfung 2019–2021	13
5.2.2	Stromverbrauch 2019–2021	14
5.2.3	Aufteilung des Stromverbrauches auf Sektoren 2019-2021	14
5.2.4	Zwischenergebnisse zum Monetarisierungsfaktor nach Sektoren	15
5.3	Makroökonomische Analyse – Gesamt	15
5.3.1	Ausfallkosten im Haushalts- und Industriebereich	15
5.3.2	Durchschnittliche Last	16
5.3.3	Monetarisierungsfaktor	16
6	Zusammenfassung	16

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Funktionsverläufe und Wertebereiche für Lastdichtemodelle	6
Tabelle 2:	Regressionsanalytisch geschätzte Koeffizienten und deren Statistik	8
Tabelle 3:	Makroökonomische Analyse im Haushaltsbereich	12
Tabelle 4:	Quellenangabe für die Makroökonomische Analyse im Haushaltsbereich	13
Tabelle 5:	Bruttowertschöpfung 2019–2021	13
Tabelle 6:	Stromverbrauch 2019–2021	14
Tabelle 7:	Aufteilung des Stromverbrauches	14
Tabelle 8:	Zwischenergebnisse zum Monetarisierungsfaktor	15
Tabelle 9:	Ausfallkosten im Haushalts- und Industriebereich	15
Tabelle 10:	Durchschnittliche Last	16

Tabelle 11: Monetarisierungsfaktor	16
------------------------------------	----

## **Abbildungsverzeichnis**

Abbildung 1: Bivariater Zusammenhang von ASIDI und Lastdichte, gewichtet	7
Abbildung 2: Grafische Darstellung der Regressionsergebnisse ASIDI und Lastdichte	9
Abbildung 3: SAIDI-Werte im Vergleich zum Referenzwert der Niederspannung	11

## 1 Vorbemerkungen

Dieser Bericht beschreibt die Vorgehensweise bei der Ermittlung des Qualitätselements 2023 hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom in den Nieder- und Mittelspannungsnetzen. Normative Grundlage hierfür sind die §§ 18 bis 20 ARegV. Mit den Allgemeinverfügungen zur Festlegung zur Methodik (Az. BK8-20/00003-A bis BK8-20/00007-A) vom 02.12.2020 sowie zur Festlegung über die Datenerhebung (Az. BK8-21/001-A) vom 03.03.2021 hat die Bundesnetzagentur diese Vorschriften konkretisiert. Die tatsächliche Ausgestaltung des Qualitätselements folgt den Empfehlungen aus dem „Gutachten zur Konzeptionierung eines Qualitätselements“ der E-Bridge Consulting GmbH, des Zentrums für Europäische Wirtschaftsforschung GmbH (ZEW) und der Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. (FGH) vom 10.01.2020.

Dieser Bericht gliedert sich wie folgt: Der nachfolgende Abschnitt 2 beschreibt die verwendete Datenbasis. Daran anschließend fassen Abschnitt 3 und 4 die methodischen Grundlagen für die Ermittlung von Kennzahlvorgaben (Referenzwerte der SAIDI- bzw. ASIDI-Werte) sowie die Ergebnisse der Referenzwertermittlung für die Mittelspannung bzw. die Niederspannung zusammen. Sodann erfolgt in Abschnitt 5 die Berechnung und Ausweisung des Monetarisierungsfaktors (Anreizrate). Der Bericht schließt mit einer Zusammenfassung der Ergebnisse (Abschnitt 6) ab.

## 2 Verwendete Datengrundlage

### 2.1 Grundlegung

An dem Verfahren zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit nach den §§ 19 und 20 ARegV für das Kalenderjahr 2023 nehmen insgesamt 203 Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (VNB) teil. Die Unternehmen befinden sich im sog. Regelverfahren. Entsprechend der Datenerhebungsfestlegung Az. BK8-21/001-A vom 03.03.2021 waren Angaben zu Netzstrukturgrößen und zur Netzzuverlässigkeit einzureichen. Zwei Netzbetreiber konnten zum Kalenderjahr 2019 bzw. 2020 keine Angaben tätigen. Bei den betreffenden Unternehmen handelt es sich um vergleichsweise kleine Netzbetreiber mit weniger als 30.000 angeschlossenen Letztverbrauchern. Deren resultierender Einfluss auf das Gesamtergebnis, aber auch für die beiden Betroffenen selbst, vernachlässigbar ist. Im Übrigen liegen vollständige Datensätze vor.

Die Bundesnetzagentur führte im Anschluss an die Datenübermittlung Plausibilitätskontrollen unter Einbindung der betroffenen Netzbetreiber durch. Hierzu zählten u. a. Vollzähligkeits- und

Vollständigkeitskontrollen, Logik- und Kennzahlenanalysen sowie Abgleiche mit anderweitig verfügbaren Daten, so beispielsweise mit den Veröffentlichungen nach StromNEV und Strom-NZV oder mit Daten, die bereits in der Vergangenheit durch die Regulierungsbehörden erhoben wurden. Die Angaben zu den Versorgungsunterbrechungen, die dem Störungsanlass der höheren Gewalt zugeordnet waren, wurden gesonderten individuellen Plausibilitätskontrollen unterzogen, da diese bei der Bestimmung des Qualitätselements derzeit nicht zu verwenden sind, vgl. Festlegung zur Methodik vom 02.12.2020, Az. BK8-20/00003-A bis BK8-20/00007-A. Des Weiteren erfolgte ein Abgleich einzelner Größen, die sowohl in dem Verfahren zur Bestimmung der Effizienzwerte für die Stromverteilernetzbetreiber (vierte Regulierungsperiode) als auch für das Qualitätselement 2023 abgefragt wurden. Nach Abschluss dieser Plausibilitätskontrollen erhielten die teilnehmenden Netzbetreiber eine sog. Datenquittung in Form ihres zuletzt eingereichten Erhebungsbogens mit dem entsprechenden Datensatz. Die Datenquittung war sodann einer letzten Überprüfung durch die Netzbetreiber zu unterziehen, so dass die Korrektheit der individuellen Angaben gegenüber der Bundesnetzagentur bestätigt bzw. letzte Korrekturen in gemeinsamer Abstimmung vorgenommen werden konnten.

Für die Auswertungen dieses Berichts und die Ermittlung des Qualitätselements liegt somit eine belastbare Datengrundlage vor.

## **2.2 Verwendete Kennzahlen zur Beschreibung der Netzzuverlässigkeit**

Der Festlegung zur Datenerhebung vom 03.03.2021 (Az. BK8-21/001–A) entsprechend waren Angaben zu den Versorgungsunterbrechungen in den Nieder- und Mittelspannungsnetzen gegenüber der Bundesnetzagentur anzugeben, die den Störungsanlässen:

- Atmosphärische Einwirkung
- Einwirkung Dritter
- Zuständigkeitsbereich des Netzbetreibers/kein erkennbarer Anlass
- Sonstiges (geplante/angekündigte Versorgungsunterbrechungen)
- Höhere Gewalt

zuzuordnen sind. Für die Niederspannung sind aus diesen Daten die Werte zur Netzzuverlässigkeitskennzahl „System Average Interruption Duration Index“ (SAIDI) und für die Mittelspannung die Werte zur Netzzuverlässigkeitskennzahl „Average System Interruption Duration Index“ (ASIDI) zu ermitteln, vgl. IEEE Standards Association, 2012.

### 3 Ergebnisse Mittelspannung

#### 3.1 Vorgaben für die Mittelspannung

Entsprechend der Festlegung zur Methodik des Qualitätselements sind bei der Bestimmung des Qualitätselements in der Mittelspannung gebietsstrukturelle Unterschiede durch Berücksichtigung des Strukturparameters „Lastdichte“ einzubeziehen, vgl. Az. BK8-20/00003-A bis BK8-20/00007-A vom 02.12.2020. Die Lastdichte ist definiert als Verhältnis aus (korrigierter) zeitgleicher Jahreshöchstlast (MS) und geografischer Fläche (MS). Zur Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede hat sich die Lastdichte als der geeignetste Strukturparameter erwiesen (vgl. BK8-20/00003-A bis BK8-20/00007-A vom 02.12.2020, ebenso E-Bridge, ZEW und FGH, 2020). Tabelle 1 fasst die aus ingenieurwissenschaftlichen Analysen erwarteten Funktionsverläufe und Wertebereiche für Modelle mit diesem Strukturparameter zusammen.

Strukturparameter	Plausibler Funktionsverlauf	Bedingungen für die Koeffizienten a, b	Plausibler Wertebereich des Exponenten c
Lastdichte	Hyperbolisch	Nicht negativ	0,5 bis 1

Tabelle 1: Funktionsverläufe und Wertebereiche für Lastdichtemodelle.

Die Kennzahlvorgaben (Referenzwerte für die netzbetreiberindividuellen ASIDI-Werte) bestimmen sich in der Folge aus einem funktionalen Zusammenhang aus den ASIDI-Werten – als zu erklärende (abhängige) Zielvariable  $y$  – und der Lastdichte – als erklärende (unabhängige) Variable  $x$ . Dieser Zusammenhang ist durch Formel 1 gegeben. Er zeichnet sich insbesondere durch seine nicht lineare, hyperbolische Funktionsform aus (vgl. E-Bridge, ZEW und FGH, 2020). Die darin enthaltenen Koeffizienten  $a$ ,  $b$  und  $c$  sind auf dem regressionsanalytischen Wege zu schätzen.

$$y = f(x) = a + \frac{b}{x^c} \quad (1)$$

Mit:

- $y$  Zu erklärende Variable, Erwartungswerte für die ASIDI-Kennzahlenwerte, Referenzwert.
- $a, b$  Regressionsanalytisch zu bestimmende Koeffizienten.
- $c$  Regressionsanalytisch zu bestimmender Exponent.

- x Erklärende Variable, beobachteter Strukturparameter, hier Lastdichte der Mittelspannung.

### 3.2 Explorative Datenanalyse

Wie im Folgegutachten beschrieben, hat zunächst die Analyse des variablenspezifischen Einflusses der (korrigierten) Lastdichte auf die ASIDI-Kennzahlenwerte zu erfolgen. Beide Größen beziehen sich hier ausschließlich auf die Mittelspannung. Es wird dabei eine nicht parametrische Panelregression der ASIDI-Kennzahlenwerte auf die Einflussvariable Lastdichte durchgeführt, vgl. E-Bridge, ZEW und FGH, 2020. Als Gewichtungsfaktor wurde die Letztverbraucheranzahl der eigenen Nieder- und Mittelspannungsebenen sowie der eigenen MS/NS- und HS/MS-Umspannebenen verwendet. Das Ergebnis ist in Abbildung 1 angegeben.

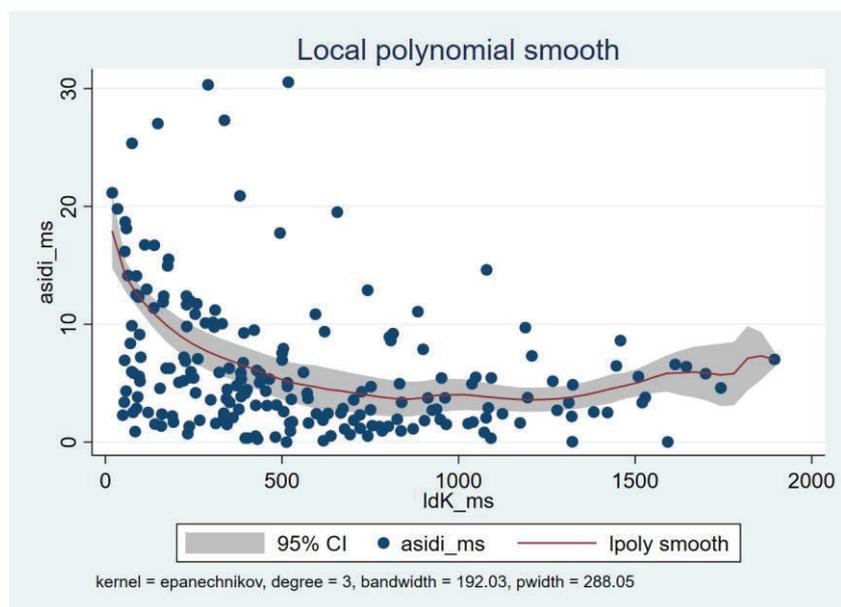


Abbildung 1: Bivariater Zusammenhang von ASIDI und Lastdichte, gewichtet.

Der im Consentec-Gutachten aus dem Jahr 2010 wie auch im E-Bridge-Gutachten aus dem Jahr 2020 beschriebene, hyperbolische Zusammenhang zwischen den ASIDI-Kennzahlenwerten und der Lastdichte bestätigt sich grundsätzlich. Die in der Abbildung 1 eingezeichneten Konfidenzbänder zeigen eine vergleichsweise gute Präzision der Schätzung. Festzuhalten ist, dass im Vergleich zur letztjährigen Ermittlung des Qualitätselements das Konfidenzintervall geringfügig breiter ausfällt und die resultierende Kurve einen flacheren Verlauf aufweist. Dies ist auf eine höhere Streuung zurückzuführen. Das hier gefundene Ergebnis ist insbesondere mit den Analysen zur Lastdichte im E-Bridge-Gutachten vergleichbar, vgl. E-Bridge, ZEW und FGH, 2020.

### 3.3 Geschlossene Referenzfunktion

Die Tabelle 2 enthält die regressionsanalytisch geschätzten Koeffizienten a und b sowie den Exponenten c (Spalte: Estimate) sowie deren Standardfehler bzw. die Streuung der Schätzer (Spalte: Std. Error). Weiterhin sind die t-Werte (Spalte: t-Value) und p-Werte (Spalte: Pr(>|t|)) zu den Koeffizienten angegeben.

Term	Estimate	Std. Error	t Value	Pr(> t )
a	2,090	1,854	1,127	0,261
b	90,705	40,646	2.232	0,027
c	0,497	0,143	3,473	0,001

Tabelle 2: Regressionsanalytisch geschätzte Koeffizienten und deren Statistik.

Der Koeffizient c (Exponent) liegt am unteren Rand des aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht als plausibel erachteten Bandbreite von 0,5 bis 1. Er unterscheidet sich weiterhin mit Vertrauenswahrscheinlichkeit von mindestens 95 % statistisch signifikant von Null. Die Koeffizienten und der Exponent sind nach den üblichen wissenschaftlichen Kriterien hinreichend präzise geschätzt, vgl. (E-Bridge, ZEW und FGH, 2020). Als Gewichtungsgröße wurde – wie im Abschnitt 3.2 beschrieben – die Anzahl der Letztverbraucher der eigenen Mittel- und Niederspannungsnetze sowie der eigenen HS/MS- und MS/NS-Umspannebenen verwendet. Dabei handelt es sich, wie bei den ASIDI-Kennzahlen- und den Lastdichtewerten, um die arithmetischen Mittelwerte aus den erhobenen Kalenderjahren 2019, 2020 und 2021. Das Bestimmtheitsmaß liegt mit rd.  $R^2 = 46\%$  auf dem Niveau der Bestimmtheitsmaße der in der Vergangenheit ermittelten Qualitätselemente.

Die Abbildung 2 stellt die Verläufe der zuletzt im Rahmen der Ermittlung von Qualitätselementen geschätzten Regressionsfunktionen dar.

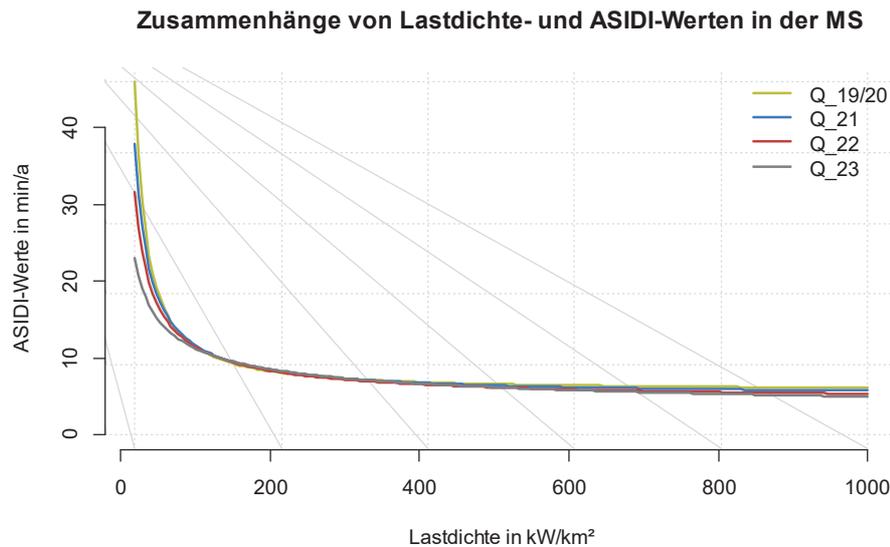


Abbildung 2: Grafische Darstellung der Regressionsergebnisse ASIDI und Lastdichte.

Die geschätzten deterministischen Anteile des Einflusses der Lastdichte auf die ASIDI-Kennzahlenwerte, welche für die verschiedenen Schätzungen in Abbildung 2 aufgetragen sind, unterscheiden sich dabei nur geringfügig, obwohl sich die Schätzer der Koeffizienten  $a$ ,  $b$  und  $c$  der resultierenden Hyperbeln voneinander unterscheiden. In der Abbildung 2 sind die von der Bundesnetzagentur geschätzten Regressionsfunktionen der Qualitätselemente 2019/2020 (in grün), 2021 (in blau) 2022 (in rot) und 2023 (in schwarz) aufgetragen. Die aus den ingenieurwissenschaftlichen Analysen grundsätzlich erwartete hyperbolische Funktionsform ist in allen betrachteten Fällen erkennbar. Im Gegensatz beispielsweise zu den in der Vergangenheit untersuchten Modellen der Niederspannung, vgl. Bericht zur Bestimmung der Qualitätselemente 2021 bis 2023 vom 14.10.2020, ebenso E-Bridge, ZEW und FGH, 2020.

Die dem Qualitätselement für das Kalenderjahr 2023 zugrunde zu legenden Referenzwerte ( $y$ ) für die Mittelspannung ergeben sich, nach dem Einsetzen der ermittelten Koeffizienten aus Formel 2. Für die Variable  $x$  ist dabei der Strukturparameter Lastdichte einzusetzen.

$$\hat{y} = f(x) = a + \frac{b}{x^c} = 2,089 + \frac{90,705}{x^{0,497}} \quad (2)$$

Die mittlere und mittels Letztverbrauchern der eigenen Nieder- und Mittelspannungsebenen sowie der eigenen MS/NS- und HS/MS-Umspannebenen gewichtete SAIDI-Zuverlässigkeitskennzahl der Mittelspannung liegt aktuell bei 8,871 min/a. Sie liegt somit unterhalb des letztjährig ermittelten Werts.

#### **4 Ergebnis Niederspannung**

Demgegenüber konnte mit den Untersuchungen zur Methodik der Qualitätselemente 2021 bis 2023 ein geeigneter Strukturparameter zur Abbildung gebietsstruktureller Unterschiede in der Niederspannung nicht identifiziert werden, vgl. Festlegung zur Methodik des Qualitätselements (Az. BK8-20/00003-A bis BK8-20/00007-A) vom 02.12.2020. Auch in den Analysen der Vergangenheit erwies sich in der Niederspannung kein Strukturparameter hierzu als geeignet, vgl. E-Bridge, ZEW und FGH, 2020. Die Festlegung über die Datenerhebung (Az. BK8-21/001-A) vom 03.03.2021 trägt dem Rechnung, indem sie auf die Erhebung von Strukturparametern zur Abbildung gebietsstruktureller Unterschiede in der Niederspannung verzichtet. Alternativ bestimmt sich der Referenzwert aus dem mittels der Letztverbraucheranzahl gewichteten Mittelwert aus den verwendeten SAIDI-Werten. Bei dem Gewichtungsfaktor handelt es sich um die Letztverbraucheranzahl aus der Niederspannungsebenen und der MS/NS-Umspannebenen. Somit ergibt sich der gewichtete SAIDI-Mittelwert in Höhe von 4,008 min/a und dieser gilt als Referenzwert für die Niederspannung. Der Referenzwert liegt also auf dem Niveau des letzten Jahres.

Die Abbildung 3 zeigt die verwendeten SAIDI-Werte im Vergleich mit dem hieraus gebildeten, gewichteten Mittelwert. Dieser Mittelwert wird als Referenzwert in der Niederspannung herangezogen.

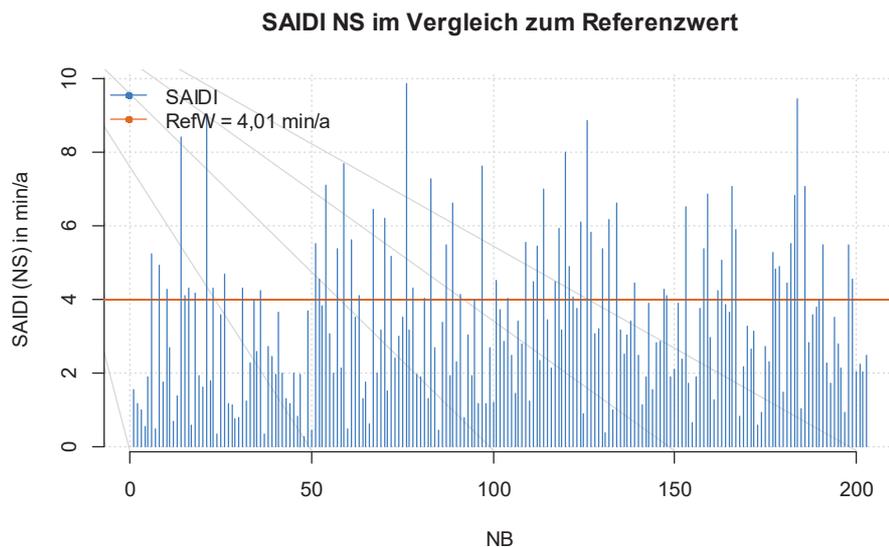


Abbildung 3: SAIDI-Werte im Vergleich zum Referenzwert der Niederspannung.

## 5 Monetarisierung

Berechnungen gemäß Consentec, FGH, Frontier Economics vom 20.10.2010: „Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitätselements im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze“, Kapitel 3.4 „Monetarisierung“, S. 99 ff.

### 5.1 Makroökonomische Analyse im Haushaltsbereich

2019					
Formel	Bezeichnung	Einheit	Erwerbstätige	Erwerbslose und Nichterwerbstätige	Total
$a$	Anzahl Personen	Personen	45.125.000	37.968.000	82.906.000
$b$	Anteil Freizeit am Jahr	Std.	2.365,20	2.365,20	
$c$	zusätzl. entfallende Arbeitszeit	Std.		1.381,50	
$d = \frac{a * (b + c)}{10^9}$	Gesamtmenge Freizeit	Mrd. Std.	106,73	142,25	248,98
$e$	Gesamtnettoloohn	Mrd. €	1.022,00		
$f (=c)$	Arbeitsstunden pro Erwerbstätigen	h/Jahr	1.381,50		
$g = \frac{a * f}{10^9}$	Gesamtmenge Arbeitszeit	Mrd. Std.	62,34		
$h = \frac{e}{g}$	Nettostundenlohn pro Erwerbstätigen	€/h	16,39		
$i$	Verhältnis Wert der Freizeit / Nettostundenlohn		1	0,5	
$j = h * i$	Wert der Freizeit	€/h	16,39	8,20	
$k = j * d$	Gesamtwert Freizeit	Mrd. €	1.749,72	1.166,06	2.915,78
$l$	Stromverbrauch Haushalte	Mrd. kWh			125,70
$m = \frac{k}{l}$	<b>Value of Lost Load</b>	<b>€/kWh</b>			<b>23,20</b>

2020					
Formel	Bezeichnung	Einheit	Erwerbstätige	Erwerbslose und Nichterwerbstätige	Total
$a$	Anzahl Personen	Personen	44.803.000	38.358.000	83.161.000
$b$	Anteil Freizeit am Jahr	Std.	2.371,68	2.371,68	
$c$	zusätzl. entfallende Arbeitszeit	Std.		1.324,20	
$d = \frac{a * (b + c)}{10^9}$	Gesamtmenge Freizeit	Mrd. Std.	106,26	141,77	248,02
$e$	Gesamtnettoloohn	Mrd. €	1.021,34		
$f (=c)$	Arbeitsstunden pro Erwerbstätigen	h/Jahr	1.324,20		
$g = \frac{a * f}{10^9}$	Gesamtmenge Arbeitszeit	Mrd. Std.	59,33		
$h = \frac{e}{g}$	Nettostundenlohn pro Erwerbstätigen	€/h	17,22		
$i$	Verhältnis Wert der Freizeit / Nettostundenlohn		1	0,5	
$j = h * i$	Wert der Freizeit	€/h	17,22	8,61	
$k = j * d$	Gesamtwert Freizeit	Mrd. €	1.829,25	1.220,26	3.049,51
$l$	Stromverbrauch Haushalte	Mrd. kWh			128,00
$m = \frac{k}{l}$	<b>Value of Lost Load</b>	<b>€/kWh</b>			<b>23,82</b>
2021					
Formel	Bezeichnung	Einheit	Erwerbstätige	Erwerbslose und Nichterwerbstätige	Total
$a$	Anzahl Personen	Personen	44.801.000	38.396.000	83.197.000
$b$	Anteil Freizeit am Jahr	Std.	2.365,20	2.365,20	
$c$	zusätzl. entfallende Arbeitszeit	Std.		1.346,70	
$d = \frac{a * (b + c)}{10^9}$	Gesamtmenge Freizeit	Mrd. Std.	105,96	142,52	248,49
$e$	Gesamtnettoloohn	Mrd. €	1.065,29		
$f (=c)$	Arbeitsstunden pro Erwerbstätigen	h/Jahr	1.346,70		
$g = \frac{a * f}{10^9}$	Gesamtmenge Arbeitszeit	Mrd. Std.	60,33		
$h = \frac{e}{g}$	Nettostundenlohn pro Erwerbstätigen	€/h	17,66		
$i$	Verhältnis Wert der Freizeit / Nettostundenlohn		1	0,5	
$j = h * i$	Wert der Freizeit	€/h	17,66	8,83	
$k = j * d$	Gesamtwert Freizeit	Mrd. €	1.870,97	1.258,24	3.129,20
$l$	Stromverbrauch Haushalte	Mrd. kWh			130,80
$m = \frac{k}{l}$	<b>Value of Lost Load</b>	<b>€/kWh</b>			<b>23,92</b>

Tabelle 3: Makroökonomische Analyse im Haushaltsbereich.

Variable	Bezeichnung	Einheit	Hinweise
a	Einwohner	Anzahl	Quelle: Destatis - Genisis Datenbank: VGR des Bundes - Bevölkerung, Erwerbstätigkeit: Deutschland, Jahre (81000-0011) Stand: 15.08.2022 / 12:53:13 <a href="https://www-genesis.destatis.de">https://www-genesis.destatis.de</a>
a	Erwerbstätige	Anzahl	Quelle: Destatis - Genisis Datenbank: VGR des Bundes - Bevölkerung, Erwerbstätigkeit: Deutschland, Jahre (81000-0011) Stand: 15.08.2022 / 12:53:13 <a href="https://www-genesis.destatis.de">https://www-genesis.destatis.de</a>
c	Arbeitsstunden pro Erwerbstätigen	h/Jahr	Quelle: Destatis - Genisis Datenbank: VGR des Bundes - Erwerbstätigkeit, Löhne und Gehälter, Arbeitsstunden: Deutschland, Jahre, Wirtschaftsbereiche (81000-0015) Stand: 15.08.2022 / 12:56:41 <a href="https://www-genesis.destatis.de">https://www-genesis.destatis.de</a>
e	Nettolöhne der Arbeitnehmer gesamt	Mrd.€/Jahr	Quelle: Destatis - Genisis Datenbank: VGR des Bundes - Arbeitnehmerentgelt, Löhne und Gehälter (Inländerkonzept): Deutschland, Jahre (81000-0007) Stand: 15.08.2022 / 12:50:56 <a href="https://www-genesis.destatis.de">https://www-genesis.destatis.de</a>
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 <a href="https://www.oecd.org/berlin/42675407.pdf">https://www.oecd.org/berlin/42675407.pdf</a> 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)
b	Freizeit im Jahr Erwerbstätiger	h/Jahr	$b = s * 8760$
l	Stromverbrauch Haushalte pro Jahr	Mrd. kWh/Jahr	Quelle: AGEB Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2021, S. 35 Stand: 22.02.2022 Aufgerufen am 31.08.2022 <a href="https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/04/AGEB_Jahresbericht2021_20220524_dt_Web.pdf">https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/04/AGEB_Jahresbericht2021_20220524_dt_Web.pdf</a>

Tabelle 4: Quellenangabe für die Makroökonomische Analyse im Haushaltsbereich.

## 5.2 Makroökonomische Analyse der Ausfallkosten in der Industrie

### 5.2.1 Bruttowertschöpfung 2019–2021

Bruttowertschöpfung / Wirtschaftsbereiche	Einheit	2019	2020	2021
Bruttowertschöpfung gesamt	Mrd. EUR	3.130,66	3.050,32	3.226,34
Land- und Forstwirtschaft, Fischerei	Mrd. EUR	27,06	24,76	29,59
Produzierendes Gewerbe ohne Baugewerbe	Mrd. EUR	777,56	715,83	757,47
Baugewerbe	Mrd. EUR	160,54	177,64	189,82
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	Mrd. EUR	2.165,50	2.132,09	2.249,46

Tabelle 5: Bruttowertschöpfung 2019–2021.

Quelle: Destatis – Genisis Datenbank: VGR des Bundes - Bruttowertschöpfung (nominal/preibereinigt): Deutschland, Jahre, Wirtschaftsbereiche (81000-0013),  
Stand: 15.08.2022 / 12:54:42, <https://www-genesis.destatis.de>.

### 5.2.2 Stromverbrauch 2019–2021

Stromverbrauch nach Wirtschaftsbereichen	Einheit	2019	2020	2021
Industrie	Mrd. kWh	218,40	206,70	211,80
Verkehr	Mrd. kWh	11,60	11,50	12,40
Haushalte	Mrd. kWh	125,70	128,00	130,80
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	Mrd. kWh	141,80	135,20	137,10

Tabelle 6: Stromverbrauch 2019–2021

Quelle: AGEB Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2021, S. 35 (Stand: 22.02.2022), aufgerufen am 31.08.2022.

[https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/04/AGEB\\_Jahresbericht2021\\_20220524\\_dt\\_Web.pdf](https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/04/AGEB_Jahresbericht2021_20220524_dt_Web.pdf).

### 5.2.3 Aufteilung des Stromverbrauches auf Sektoren 2019-2021

Aufgrund Nichtverfügbarkeit werden die Daten des Jahres 2019 für 2019, 2020 und 2021 verwendet werden.

Sektor	2019		
	TJ	Anteil am Gesamtstromverbrauch	Anteil Non-Residential
Industry	804.413,00	0,45	0,60
Transport	41.778,00	0,02	0,03
Commercial Public services	477.223,00	0,27	0,36
Residential	455.540,00	0,25	
Agricultural, Forestry, Fishing	18.936,00	0,01	0,01
Gesamt	1.797.890,00		
Gesamt Non-Residential	1.342.350,00		

Tabelle 7: Aufteilung des Stromverbrauchs.

Quelle: International Energy Agency - Electricity consumption by sector, Germany 1990-2019, aufgerufen am: 30.08.2022 13:55,

<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser>.

## 5.2.4 Zwischenergebnisse zum Monetarisierungsfaktor nach Sektoren

	2019			2020			2021		
	Bruttowertschöpfung, Wert der Freizeit [Mrd. EUR]	Stromverbrauch [GWh]	Value of Lost Load	Bruttowertschöpfung, Wert der Freizeit [Mrd. EUR]	Stromverbrauch [GWh]	Value of Lost Load	Bruttowertschöpfung, Wert der Freizeit [Mrd. EUR]	Stromverbrauch [GWh]	Value of Lost Load
Industrie	777,56	222.803,85	3,49	715,83	211.777,52	3,38	757,47	216.511,65	3,50
Land- und Forstwirtschaft, Fischerei	27,06	5.244,84	5,16	24,76	4.985,27	4,97	29,59	5.096,72	5,81
Gewerbe / Handel / Dienstleistungen	2.326,04	143.751,31	16,18	2.309,73	136.637,21	16,90	2.439,28	139.691,63	17,46
Haushalte	2.915,78	125.700,00	23,20	3.049,51	128.000,00	23,82	3.129,20	130.800,00	23,92
Gesamt Industrie, Landwirtschaft, Fischerei, Handel, Gewerbe, Dienstleistungen, Transport	3.130,66	371.800,00	8,42	3.050,32	353.400,00	8,63	3.226,34	361.300,00	8,93
<b>Gesamt</b>	<b>6.046,45</b>	<b>497.500,00</b>	<b>12,15</b>	<b>6.099,83</b>	<b>481.400,00</b>	<b>12,67</b>	<b>6.355,54</b>	<b>492.100,00</b>	<b>12,92</b>

Tabelle 8: Zwischenergebnisse zum Monetarisierungsfaktor.

## 5.3 Makroökonomische Analyse – Gesamt

### 5.3.1 Ausfallkosten im Haushalts- und Industriebereich

	2019			2020			2021		
	Bruttowertschöpfung / Wert der Freizeit [Mrd. EUR]	Stromverbrauch [GWh]	Value of Lost Load	Bruttowertschöpfung / Wert der Freizeit [Mrd. EUR]	Stromverbrauch [GWh]	Value of Lost Load	Bruttowertschöpfung / Wert der Freizeit [Mrd. EUR]	Stromverbrauch [GWh]	Value of Lost Load
Haushalte	2.915,78	125.700,00	23,20	3.049,51	128.000,00	23,82	3.129,20	130.800,00	23,92
Gesamt Industrie, Land- und Forstwirtschaft, Fischerei, Handel, Gewerbe, Dienstleistungen, Transport	3.130,66	371.800,00	8,42	3.050,32	353.400,00	8,63	3.226,34	361.300,00	8,93
<b>Gesamt</b>	<b>6.046,45</b>	<b>497.500,00</b>	<b>12,15</b>	<b>6.099,83</b>	<b>481.400,00</b>	<b>12,67</b>	<b>6.355,54</b>	<b>492.100,00</b>	<b>12,92</b>

Tabelle 9: Ausfallkosten im Haushalts- und Industriebereich.

### 5.3.2 Durchschnittliche Last

	2019	2020	2021
Stromverbrauch [GWh]	497.500,00	481.400,00	492.100,00
Endkunden Deutschland	45.900.000	45.900.000	45.900.000
Anzahl der Jahresstunden	8.760,00	8.784,00	8.760,00
Durchschnittliche Last pro Endkunden pro Jahr	1,2373	1,1940	1,2239

Tabelle 10: Durchschnittliche Last.

Quellen: Endkunden Deutschland: BDEW - Stromkennzahlen 2022 - Der deutsche Strommarkt auf einen Blick, Stand: Mai 2022-

Hinweis: die Anzahl der Endkunden umfasst Tarifikunden und Kunden mit Sonderabkommen sowie Sondervertragskunden.

### 5.3.3 Monetarisierungsfaktor

Jahr	Value of Lost Load	Durchschnittliche Last [kW/Kunde/a]	Monetarisierungsfaktor [€/Stunde/Kunde/Jahr]	Monetarisierungsfaktor [€/Minute/Kunde/Jahr]
2019	12,15	1,24	15,04	0,25
2020	12,67	1,19	15,13	0,25
2021	12,92	1,22	15,81	0,26
Mittelwert			15,32	<b>0,26</b>

Tabelle 11: Monetarisierungsfaktor.

## 6 Zusammenfassung

In der Mittelspannung ist der Strukturparameter Lastdichte geeignet, Unterschiede der ASIDI-Werte zu erklären. Die Referenzwerte werden dementsprechend aus einem hyperbolischen Zusammenhang der ASIDI-Werte bestimmt und für jeden Netzbetreiber individuell berechnet. Die Gewichtung des Zusammenhangs erfolgt mit der Anzahl der Letztverbraucher. Demzufolge lassen sich die individuellen Referenzwerte wie folgt parametrieren:

$$\hat{y} = f(x) = a + \frac{b}{x^c} = 2,089 + \frac{90,705}{x^{0,497}}$$

Demgegenüber sind die individuellen SAIDI-Werte der Niederspannung einem einheitlichen Referenzwert entgegen zu stellen. Dieser ergibt sich aus dem mit der Letztverbraucheranzahl gewichteten Mittelwert der SAIDI-Werte zu 4,008 min/a.

Der Monetarisierungsfaktor (die Anreizrate) wird auf Grundlage der aktualisierten Datenbasis zu 0,26 €/min/Letzterverbraucher/a bestimmt.

Die hier gefundenen Ergebnisse sind mit den in der Vergangenheit ermittelten Qualitätselementen vergleichbar.

## **Literaturverzeichnis**

Allgemeinverfügung nach § 52 S. 5 EnWG zu Vorgaben zur formellen Gestaltung des Berichts nach § 52 S. 1 EnWG vom 22.02. 2006, Az. 605/8135.

Consentec Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. (FGH), Frontier Economics Limited vom 20.10.2010: „Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitätselements im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze“.

IEEE Standards Association vom 15.11.2012, IEEE 1366-2012 – IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices.

E-Bridge Consulting GmbH, Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung GmbH (ZEW), Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. (FGH) vom 10.01.2020: Gutachten zur Konzeptionierung eines Qualitätselements.

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 2021 bis 2023 vom 02.12.2020, Az. BK8-20/00003-A bis BK8-20/00007-A (Festlegung zur Methodik).

Bericht zur Bestimmung der Qualitätselemente 2021 bis 2023 vom 14.10.2020, Anlage zu den Festlegungen mit den Az. BK8-20/00003-A bis BK8-20/00007-A.

Festlegung über die Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom nach den §§ 19 und 20 ARegV vom 03.03.2021, Az. BK8-21/001-A (Festlegung zur Datenerhebung).