

GROSSE BESCHLUSSKAMMER
ENERGIE

Eckpunkte- papier

Eckpunkte zu den Methoden der Anreizmechanismen für die Versorgungsqualität von Energieversorgungsnetzen – insbesondere zur Steigerung der Energiewendekompetenz



Bundesnetzagentur

Große Beschlusskammer - Aktenzeichen GBK-24-02-1#4

Eckpunkte zu den Methoden der Anreizmechanismen für die Versorgungsqualität von
Energieversorgungsnetzen – insbesondere zur Steigerung der Energiewendekompetenz

Stand: Oktober 2024

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

Koordinierungsstelle der Großen Beschlusskammer Energie

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

Fax: +49 228 14-8872

E-Mail: g bk@bnetza.de

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
1 Vorwort.....	5
2 Hintergrund.....	6
3 Die Qualitätsregulierung und ihre geänderten Anforderungen.....	8
4 Grundsätzliche Überlegungen zur Anpassung der Qualitätsregulierung.....	9
4.1 Die Versorgungsqualität.....	9
4.2 Zeitpunkt der Einführung einer erweiterten Qualitätsregulierung.....	10
4.3 Adressatenkreis.....	10
4.4 Transparenz.....	11
5 Qualitätsregulierung der Gasverteiler netze	12
6 Qualitätsregulierung der Elektrizitätsverteilternetze	13
6.1 Grundlagen.....	13
6.2 Netzverl�assigkeit.....	13
6.2.1 Die Umsetzung der Netzverl�assigkeit.....	13
6.2.2 Berücksichtigung im Effizienzvergleich.....	14
6.3 Netzleistungsfähigkeit	15
6.3.1 Kriterien für die Indikatoren zur Beschreibung der Energiewendekompetenz	15
6.3.2 Netzanschluss	16
6.3.3 Digitalisierung und Smart Grids.....	18
6.3.4 Abregelungen und netzorientierte Steuerung	22
6.3.5 Standardisierung.....	24
6.4 Netzservicequalität.....	25
7 Fragen der Bundesnetzagentur	27
8 Anhang.....	29
8.1 Beispielhafte Funktionalitäten eines Smart Grid nach der Unterteilung in eine betriebsorientierte, marktorientierte und netzorientierte Sichtweise	29
8.2 Beispielhafte Evaluierung der Digitalisierung nach Kategorien und Key Indicators	31
8.3 Beispielhafte Evaluierung des Smart Grids nach Kategorien und Key Indicators.....	32
Abbildungsverzeichnis	35
Tabellenverzeichnis	36
Abkürzungsverzeichnis	37
Impressum.....	39

1 Vorwort

Die Bundesnetzagentur hat das förmliche Verfahren der Methodenfestlegung zur Qualitätsregulierung mit den vorliegenden Eckpunkten offiziell eingeleitet und auf ihrer Internetseite veröffentlicht (https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Aktuell/start.html). Adressaten dieses Festlegungsverfahrens sind die Betreiber von Elektrizitäts- und Gasverteilernetzen. Die künftige methodische Ausgestaltung der Qualitätsregulierung für die Betreiber von Übertragungs- und/oder Fernleitungsnetzen soll Gegenstand eines gesonderten Festlegungsverfahrens sein.

In diesem Zusammenhang legt die Bundesnetzagentur hiermit ihre Eckpunkte zur schrittweisen Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung für Strom- und Gasverteilernetzbetreiber vor und stellt sie zur Diskussion mit der Branche, der Zivilgesellschaft, der Politik und Wissenschaft. Der Fokus dieses Papiers liegt ausschließlich auf dem Feld der Qualitätsregulierung. Fragen zum weiteren Regulierungsrahmen oder zur Entgeltbildung im engeren Sinne sowie Fragen der Zugangsregulierung werden hier nicht behandelt.

Am 29. Oktober 2024 lädt die Bundesnetzagentur zudem zu einem digitalen Austausch über die vorliegenden Eckpunkte ein und bittet bis zum 29. November 2024 um schriftliche Rückmeldungen mit dem Betreff "Qualitätsregulierung; GBK-24-02-1#4" an das Postfach gbk@bundesnetzagentur.de. Bei Ihrer Rückmeldung bitten wir Sie das dafür vorgesehene Rückmeldeformat auf der Internetseite zu beachten.

Die in diesem Dokument geäußerten Ansichten und Planungen geben den derzeitigen Kenntnis- und Planungsstand der Bundesnetzagentur wieder. Sie können sich, insbesondere unter dem Eindruck der Konsultationsbeiträge, jederzeit ändern und begründen keinen Rechtsanspruch.

2 Hintergrund

Am 2. September 2021 hat der Europäische Gerichtshof (EuGH) in einem Urteil (C-718/18) verkündet, dass eine durch den nationalen Gesetz- und Verordnungsgeber im Einzelnen vorstrukturierte, sogenannte „normative“ Regulierung insbesondere im Bereich der Netzentgeltregulierung gegen die in den einschlägigen EU-Richtlinien vorgesehene ausschließliche Zuständigkeit und Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur sowie der Landesregulierungsbehörden verstößt. Mit dem Gesetz zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften (BGBl. 2023 I Nr. 405), das am 29.12.2023 in Kraft getreten ist, hat der Bundestag das Urteil des EuGH umgesetzt und eine umfangreiche Reform des Energiewirtschaftsrechts beschlossen. Entsprechend werden die Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) zum 31. Dezember 2027, die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) und die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) zum 31. Dezember 2028 außer Kraft treten. An ihre Stelle sollen bundeseinheitliche Festlegungen der Bundesnetzagentur zu den künftigen Bedingungen und Methoden nach § 21, 21a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) treten.

Teil dieses Paketes sind insbesondere auch neue Aufgaben und Zuständigkeiten der Bundesnetzagentur im Bereich der Energieregulierung. So kann die Bundesnetzagentur nach § 21a Absatz 3 EnWG auch zur näheren Ausgestaltung des Anreizregulierungsmodells Festlegungen treffen. Diese Ermächtigungsgrundlage sieht dazu Regelbeispiele vor. Nach § 21a Absatz 3 Satz 3 Nummer 5 EnWG kann die Bundesnetzagentur Vorgaben zur Ermittlung und zur näheren Ausgestaltung von Qualitätsvorgaben treffen, die etwa auf der Grundlage einer Bewertung von Netzzuverlässigkeits- oder Netzleistungsfähigkeitskenngrößen ermittelt werden, unter Berücksichtigung von objektiven strukturellen Unterschieden der einzelnen Netzbetreiber. Neben der *Netzzuverlässigkeit* und der *Netzleistungsfähigkeit* wird in der Literatur und der internationalen regulatorischen Praxis die sogenannte *Netzservicequalität* sowie die *Produktqualität* zu den Dimensionen der Versorgungsqualität von Energieversorgungsnetzen gezählt.

Die Bundesnetzagentur hat sich bereits Anfang dieses Jahres im Rahmen ihrer ersten Überlegungen zu möglichen Anpassungen an der Kosten- und Entgeltregulierung in dem Eckpunktepapier mit dem Titel "Netze. Effizient. Sicher. Transformiert." zur regulatorischen Behandlung der Versorgungsqualität geäußert (sogenannter NEST-Prozess; <http://www.bundesnetzagentur.de/gbk-eckpunktepapier-nest-2024>). Dort warf sie mit der These 7 die Frage auf, ob das bereits implementierte Qualitätselement, hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit im Bereich der Stromverteilernetze, sinnvollerweise um weitere Elemente zu ergänzen sei, die insbesondere die *Energiewendekompetenz* der Stromverteilernetze beziehungsweise deren Betreiber abbilden. Damit sollen diejenigen Netzbetreiber belohnt werden, die bei der Transformation ihrer Stromnetze in der Energiewende eine besonders hohe Kompetenz zeigen. Nach der Identifizierung geeigneter Aufgreifkriterien, sogenannter Indikatoren, und der Ableitung daraus folgender Kennzahlen, also der konkreten Größen zur Beschreibung dieser Indikatoren, sei demnach die Umsetzung eines solchen Qualitätselements in drei Schritten denkbar:

1. Erhebung von geeigneten Daten
2. Ableitung und Veröffentlichung der sich aus den Kennzahlen ergebenden netzbetreiberindividuellen Werte
3. Entwicklung einer Methodik, um mit Hilfe der Kennzahlen die beschriebenen Indikatoren mit finanziellen Anreizen zu belegen.

Die Bundesnetzagentur hat die eingegangenen Stellungnahmen zu diesen ersten Überlegungen ausgewertet und darüber hinaus Gespräche, insbesondere mit der Branche und der Wissenschaft, geführt sowie ein Gutachten in Auftrag gegeben, um sich ein möglichst umfassendes Bild über die unterschiedlichen Vorstellungen der zukünftigen Qualitätsregulierung zu machen.

Mit dem vorliegenden Eckpunktepapier möchte die Bundesnetzagentur ihre bisherigen Überlegungen und Ergebnisse zur schrittweisen Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung zur Diskussion stellen. Der Gesamtprozess soll, wie im NEST-Prozess angekündigt, in mehreren Stufen ablaufen. Im nächsten Schritt plant die Bundesnetzagentur den Erlass einer Festlegung über die Erhebung von geeigneten Daten, welche insbesondere die Energiewendekompetenz, aber auch die Netzservicequalität und die Netzzuverlässigkeit abbilden. In einem weiteren Schritt werden die aus diesen Kennzahlen resultierenden Kennzahlenwerte zu den identifizierten Indikatoren ermittelt und veröffentlicht. Erst in einem letzten Schritt und in einer separaten Festlegung werden hieraus geeignete Qualitätselemente abgeleitet, um die individuelle Versorgungsqualität mit finanziellen Anreizen zu belegen.

In der Zwischenzeit hat die Bundesnetzagentur die Möglichkeit, anhand der erhobenen, geprüften und verwendeten Daten ihre ersten Überlegungen und die Auswirkungen der angedachten Kennzahlen zu überprüfen und geeignete Methoden zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung zu entwickeln.

3 Die Qualitätsregulierung und ihre geänderten Anforderungen

Die Qualitätsregulierung bildet den notwendigen Gegenpart zu einer auf Kosteneffizienz ausgerichteten Regulierung der Netze. Denn durch die Qualitätsregulierung wird sichergestellt, dass für Netzbetreiber Anreize zur Optimierung ihrer Versorgungsqualität bestehen und diese, bei allen Bemühungen um ein möglichst kosteneffizientes Netz, nicht aus dem Blick gerät. Sie ist damit unabdingbarer Bestandteil einer Anreizregulierung. Dabei ist hervorzuheben, dass die bisherigen Regelungen in den §§ 18 bis 20 der ARegV nicht das Erreichen einer maximal möglichen Qualitätsausbringung vorsehen. Die Qualitätsregulierung trägt insofern dazu bei, dass die in § 1 genannten Zielebenen, insbesondere hinsichtlich der Kosteneffizienz und Versorgungsqualität, austariert werden. Das geforderte gesamtwirtschaftliche Optimum ist dabei erreicht, wenn die marginalen Kosten einer Qualitätssteigerung dem marginalen kundenseitigen Nutzen entsprechen. Diese gesamtwirtschaftliche Ausrichtung kann grundsätzlich in unterschiedlichen Versorgungsnetzen individuelle Veränderungen und Niveaus der Versorgungsqualität nach sich ziehen. Eine vorab festgelegte Zielsetzung für die Richtung und/oder die Geschwindigkeit soll und kann für die Entwicklung der Versorgungsqualität grundsätzlich nicht definiert werden. An diesen Grundprinzipien ist im Ausgangspunkt festzuhalten.

Mit der fortschreitenden Energie- und Wärmewende, dem dadurch bedingten Zubau und Anschluss von Anlagen zur dezentralen Einspeisung von erneuerbaren Energien, sowie der zunehmenden Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG (zum Beispiel Wallboxen und Wärmepumpen), aber auch von Großverbrauchern wie Großwärmepumpen oder Ladeparks, haben sich die Herausforderungen für die Stromnetzbetreiber verändert. Denn sowohl die steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG als auch die Großverbraucher und die dezentralen Erzeugungsanlagen sind von den Netzbetreibern zügig an ihr Netz anzuschließen, wobei kritische Netzsituationen zu vermeiden sind. Um diesen erheblich geänderten Anforderungen gerecht zu werden, ist aus Sicht der Bundesnetzagentur ein outputorientiertes und auf Indikatoren basierendes Anreizsystem sinnvoll, welches die Ziele der Energie- und Wärmewende im Regulierungssystem verankert.

Das Ziel der Klimaneutralität bis spätestens 2045 stellt vor allem auch die Betreiber der Gasverteilernetze vor neue Herausforderungen, die mittelfristig sogar zur teilweisen Entbehrlichkeit der vorhandenen Netzinfrastruktur oder zu deren Transformation durch Umwidmung auf Wasserstoff führen. Viele Rahmenbedingungen in Bezug auf die kommunalen Wärmeplanungen sind gegenwärtig noch völlig offen. Aus regulatorischer Sicht steht daher der geordnete Übergang in eine dekarbonisierte Energiewirtschaft für die Betreiber und deren Kunden im Vordergrund, sodass der sichere und wirtschaftliche Betrieb in der Transformation gewährleistet ist.

4 Grundsätzliche Überlegungen zur Anpassung der Qualitätsregulierung

4.1 Die Versorgungsqualität

Als Regelbeispiele für die Versorgungsqualität adressiert das EnWG in § 21a Absatz 3 Satz 3 Nummer 5 insbesondere die *Netzzuverlässigkeit*, die *Netzleistungsfähigkeit* sowie die *Netzservicequalität* als neue Dimension. Definitorisch lassen sich diese Begriffe wie folgt umreißen:

Die *Netzzuverlässigkeit* (siehe Abschnitt 6.2) beschreibt derzeit nach § 19 Absatz 3 Satz 1 ARegV die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes, Energie möglichst unterbrechungsfrei und unter Einhaltung der Produktqualität zu transportieren. Bei der Produktqualität handelt es sich um die technische Qualität des Produktes Strom beziehungsweise Gas. Im Strombereich kann dies beispielsweise die Spannungshaltung sein, im Gasbereich die chemische Zusammensetzung des Gases unter Einhaltung eines bestimmten Druckniveaus.

Die *Netzleistungsfähigkeit* (siehe Abschnitt 6.3) ist nach derzeitiger Rechtslage in § 19 Absatz 3 Satz 2 ARegV als die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes beschrieben, die Nachfrage nach Übertragung von Energie zu befriedigen. Sowohl an dem derzeitigen Verständnis der Netzzuverlässigkeit als auch an dem der Netzleistungsfähigkeit hält die Bundesnetzagentur grundsätzlich fest. Hinsichtlich der Netzleistungsfähigkeit ist die Begriffsbestimmung lediglich dergestalt zu ergänzen, dass die *Energiewendekompetenz* miterfasst wird.

Nach derzeitiger Ansicht der Bundesnetzagentur beschreibt *Energiewendekompetenz* im Verteilernetz grundsätzlich die gegebenenfalls vorausschauende Umsetzung von Anforderungen, die die Transformation der Netzinfrastuktur über alle Netzebenen hinweg im Hinblick auf die Energiewende, Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Preisgünstigkeit fördert. Demnach ist die Netzleistungsfähigkeit in Zukunft als Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes zu beschreiben, die Nachfrage nach Übertragung von Energie, vorwiegend aus erneuerbaren Energiequellen, zu befriedigen.¹

Die bisher nicht geregelte *Netzservicequalität* (siehe Abschnitt 6.4) beschreibt nach internationalem Verständnis schließlich das Verhältnis zwischen dem Netzbetreiber und seinen Kunden. Sie umfasst danach beispielsweise Dienstleistungen wie die Einhaltung von Terminen oder die Qualität der Rechnungslegung und ist somit an die nationalen Gegebenheiten anzupassen.

Die Bundesnetzagentur ist grundsätzlich im Rahmen der Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung aufgrund des anstehenden Außerkrafttretens der ARegV nicht an diese Begriffsbestimmungen gebunden. Da sich aber auch das erweiterte Verständnis der Begriffe Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit unter die bestehenden Begriffsdefinitionen subsumieren lässt, wird die Bundesnetzagentur an diesen grundsätzlichen Ausführungen festhalten.

Die folgende Grafik in Abbildung 1 fasst die einzelnen Dimensionen der Versorgungsqualität zusammen und ergänzt die Energiewendekompetenz sowie die Netzservicequalität nach den bisherigen Vorstellungen der Bundesnetzagentur um Beispiele.

¹ Im Gegensatz zur bisherigen Definition der Netzleistungsfähigkeit, wird dabei auf die Nachfrage nach Übertragung von Energie vorwiegend aus erneuerbaren Energiequellen abgestellt. Mit der Aufnahme der Energie aus erneuerbaren Energiequellen wird die Energiewendekompetenz, die der Umsetzung der Energiewende dient, in der Definition abgebildet.

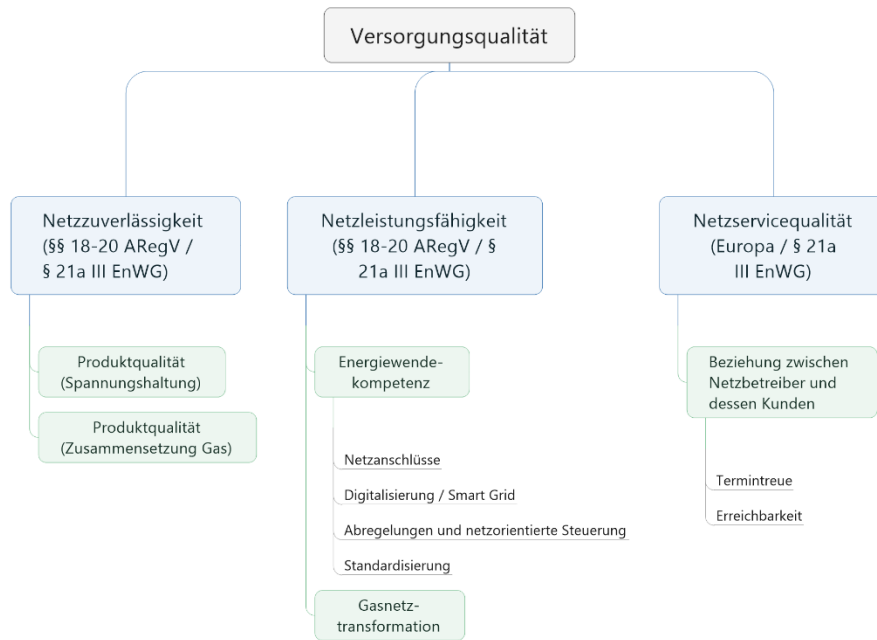


Abbildung 1: Die Dimensionen der Versorgungsqualität.

4.2 Zeitpunkt der Einführung einer erweiterten Qualitätsregulierung

Bei der Einführung von einzelnen Elementen der Versorgungsqualität und deren Umsetzung ist die Bundesnetzagentur nicht an den Beginn oder die Dauer einer Regulierungsperiode gebunden, sodass dies auch während einer Regulierungsperiode möglich ist. Hierin liegt ein Unterschied beispielsweise gegenüber dem Effizienzvergleich oder dem generellen sektoralen Produktivitätsfaktor, die an eine bestimmte Regulierungsperiode gebunden sind. Bereits die Verordnungsbegründung der ARegV führte aus, dass das Qualitätselement während der laufenden Regulierungsperiode bestimmt oder verändert werden kann.² Dieses Vorgehensweise ist vorteilhaft, da einzelne Elemente eines regulatorischen Instruments gestuft erprobt und umgesetzt werden können, ohne jeweils den Beginn der nachfolgenden Regulierungsperiode abwarten zu müssen.

4.3 Adressatenkreis

Nach § 21a Absatz 3 Satz 3 Nummer 9 EnWG kann die Bundesnetzagentur auch Regelungen zu vereinfachten Verfahren für kleinere Netzbetreiber beziehungsweise zum Adressatenkreis der Qualitätsregulierung treffen. Bislang wird das Qualitätselement als Zu- oder Abschlag auf die Erlösobergrenzen unter Heranziehung der Daten von Elektrizitätsverteilernetzen aus dem gesamten Bundesgebiet ermittelt. Gemessen an der versorgten Kundenanzahl und am Flächenanteil erfolgt dies bereits für einen Großteil der leitungsgebundenen Stromversorgung, indem für rund 200 Elektrizitätsverteilernetze, die jeweils mehr als 30.000 Kunden an ihr Netz angeschlossen haben und die rund 85 Prozent der Letztverbraucher im Bundesgebiet versorgen, regelmäßig ein Qualitätselement bestimmt wird. Kleinere Verteilernetzbetreiber sind in der Regel Teilnehmer des sogenannten vereinfachten Verfahrens nach § 24 Absatz 3 ARegV und damit bislang von Datenlieferungen

² Vgl. Bundesrats-Drucksache 417/07 (BR-Drucks. 417/07) vom 15. Juni 2007, S. 62.

zur Qualitätsregulierung befreit. Dies soll dazu dienen, den regulatorischen Aufwand für kleine Netzbetreiber zu reduzieren, sodass diese sich auf die Effizienz ihrer Kosten konzentrieren können.³

Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist der Adressatenkreis der Qualitätsregulierung auszuweiten. Dies gilt mindestens für die Netz Zuverlässigkeit, die Aspekte der Energiewendekompetenz im Rahmen der Netzleistungsfähigkeit und für die Netzservicequalität, da sich den Herausforderungen der Energiewende alle Netzbetreiber gleichermaßen stellen müssen. Der Umfang der Ausweitung und damit der konkrete Adressatenkreis wird sich aus der Methodenfestlegung zur Qualitätsregulierung ergeben.

4.4 Transparenz

Die Veröffentlichung von Netzbetreiberdaten seitens der Bundesnetzagentur ermöglicht Einblicke in wichtige Bestandteile der Regulierung. So sollen das Verfahren und die Ergebnisse der Anreizregulierung für Verbraucher, Investoren und Netzbetreiber transparenter gemacht und die Veröffentlichungspraxis der Regulierungsbehörden vereinheitlicht werden. Die Basis dafür bildet die im Zuge der EnWG-Novelle 2021 geschaffene Transparenzregelung des § 23b EnWG.

Nach § 23b Absatz 1 Satz 1 Nummer 10 EnWG veröffentlicht die Bundesnetzagentur auf ihrer Internetseite die ermittelten Kennzahlen zur Versorgungsqualität sowie die ermittelten Kennzahlvorgaben zur Netz Zuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit einschließlich der zur Bestimmung der Strukturparameter erhobenen, geprüften und verwendeten Größen und der daraus abgeleiteten Strukturparameter selbst. Die Veröffentlichungen erfolgen entsprechend der Vorgabe in § 23b Absatz 1 Satz 1 EnWG einschließlich etwaiger darin enthaltener Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse, unternehmensbezogen in nicht anonymisierter, frei zugänglicher Form.

Die Bundesnetzagentur sieht die Veröffentlichung von Daten zur Beschreibung der Versorgungsqualität über alle Netzbetreiber als geeignetes Instrument, um ein hohes Maß an Vergleichbarkeit und Transparenz sicherzustellen.

³ Vgl. Bundesrats-Drucksache 417/07 (BR-Drucks. 417/07) vom 15. Juni 2007, S. 68 f.

5 Qualitätsregulierung der Gasverteilernetze

Bereits heute ist nach § 19 Absatz 1 Satz 3 der ARegV bei der Qualitätsregulierung grundsätzlich zwischen Gasverteilernetzen und Stromverteilernetzen zu unterscheiden. Für die Gasnetze wird bislang kein Qualitätselement angewendet, da eine Ausgestaltung beispielsweise auf Basis von Versorgungsunterbrechungen nicht zu belastbaren beziehungsweise aussagefähigen Ergebnissen führt. Die Bundesnetzagentur beabsichtigt daher, die Überlegungen zu einer Qualitätsregulierung für Gasnetze von den vorgestellten Überlegungen in Bezug auf Stromnetze zu trennen. Aus diesem Grund finden sich in diesen Eckpunkten fast ausschließlich Ausführungen zur Qualitätsregulierung im Strombereich.

Derzeit ist noch nicht sicher absehbar, in welchem Ausmaß die bestehenden Gasnetze in Folge der Transformation des Energiesystems stillgelegt und gegebenenfalls zurückgebaut oder umgewidmet (H₂-ready oder Wasserstoff H₂) werden können. Eine Transformation der Gasnetze und eine darauf aufbauende Qualitätsregulierung ist erst abbildbar, wenn zumindest die dafür notwendigen kommunalen Wärmestrategien flächendeckend vorliegen und die einzelnen Kommunen ihre diesbezüglichen Pläne erstellt haben.

Zum jetzigen Zeitpunkt sind somit sowohl das "ob" als auch das "wie" einer Qualitätsregulierung im Gasbereich offen; jedenfalls wäre eine eventuelle Qualitätsregulierung für Gasnetze Bestandteil einer vom Strombereich unabhängigen Festlegung zu einem späteren Zeitpunkt.

6 Qualitätsregulierung der Elektrizitätsverteilernetze

6.1 Grundlagen

Die Grundzüge der bisherigen Qualitätsregulierung sollen, wie in Abschnitt 4 beschrieben, beibehalten und um neue Elemente – insbesondere zur Abbildung einer Energiewendekompetenz – ergänzt werden. Dabei sind die Anreize aus den bestehenden Regulierungsinstrumenten zu ergänzen und gleichzeitig Mehrfachberücksichtigungen oder Fehlanreize zu vermeiden. Aus diesem Grund geht es in einem ersten Schritt nicht darum, monetäre Anreize zu setzen, sondern insbesondere darum, Transparenz und eine belastbare Datengrundlage zu schaffen, auf deren Basis weitergehende Anreizsysteme festgelegt werden können. In diesem Rahmen sollen auf die Erlösobergrenzen Zu- oder Abschläge vorgenommen werden, wenn Netzbetreiber hinsichtlich ihrer Netzzuverlässigkeit, Netzleistungsfähigkeit oder gegebenenfalls ihrer Netzservicequalität von Kennzahlvorgaben abweichen.

6.2 Netzzuverlässigkeit

Die Bundesnetzagentur will an der grundlegenden Definition der Netzzuverlässigkeit festhalten (Abschnitt 4.1), sie wird auch die grundsätzliche Umsetzung des bestehenden Qualitätselements zur Netzzuverlässigkeit beibehalten. Darüber hinaus besteht die Überlegung, in den folgenden Bereichen Anpassungen vorzunehmen.

6.2.1 Die Umsetzung der Netzzuverlässigkeit

Entsprechend der aktuellen Festlegung zur Methodik des Qualitätselements vom 28. November 2023 (Aktenzeichen BK8-23-006-A) sind zur Bestimmung des Qualitätselements die Kennzahlen System Average Interruption Duration Index (SAIDI) für die Niederspannungsnetze und Average System Interruption Duration Index (ASIDI) für die Mittelspannungsnetze zu verwenden. Beide Kennzahlen beziehen sich auf die Nichtverfügbarkeit von Energieverteilernetzen und stellen sowohl auf die Dauer als auch auf die Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen ab, die innerhalb eines Jahres und mit einer Dauer von mindestens drei Minuten eingetreten sind. Aus beiden Kennzahlen werden die Kennzahlvorgaben (Referenzwerte) als gewichtete Durchschnittswerte bestimmt. Dabei sind gebietsstrukturelle Unterschiede zu berücksichtigen. Als ein solches gebietsstrukturelles Merkmal hat sich die Lastdichte (Verhältnis aus Jahreshöchstlast und Fläche) als besonders geeignet erwiesen. Zur Bestimmung des Qualitätselements sind die Nichtverfügbarkeitskennzahlen zunächst ihren Referenzen gegenüberzustellen. Die daraus resultierenden Abweichungen werden dann mit der Anreizrate sowie der angeschlossenen Letztverbraucheranzahl multipliziert (siehe nachfolgende Formel). Als Ergebnis dieser Berechnung ergibt sich das Qualitätselement (Q) als Zuschlag bei einer unterdurchschnittlichen Nichtverfügbarkeit oder als Abschlag bei einer überdurchschnittlichen Nichtverfügbarkeit. Diese Zu- oder Abschläge beeinflussen jährlich die Erlösobergrenzen der betroffenen Netzbetreiber.

Die folgende Formel gibt die Berechnungsvorschrift des Qualitätselements wieder:

$$Q = (\text{Referenzwert} - \text{Nichtverfügbarkeitskennzahl}) \cdot LV \cdot \text{Anreizrate}$$

Die Bundesnetzagentur plant Anpassungen innerhalb dieser Systematik vorzunehmen, die insbesondere solche Versorgungsunterbrechungen betreffen, die bisher dem Störungsanlass höhere Gewalt zugeordnet werden und in der Folge nicht in die Berechnung des Qualitätselements einfließen. Die Definition zur höheren Gewalt und deren Abgrenzung beispielsweise gegenüber der atmosphärischen Einwirkung oder den

Fremdeinwirkungen sind im aktuellen Hinweispapier der Bundesnetzagentur dargelegt.⁴ Mit dem fortschreitenden Klimawandel ist davon auszugehen, dass bestimmte Witterungsereignisse (wie Wind, Hitze, Kälte, Niederschläge oder Tornados) häufiger auftreten und heftiger ausfallen werden als bisher. Diese Entwicklung stellt eine Herausforderung dar, der sich alle Netzbetreiber gleichermaßen stellen müssen. Die Netzkunden erwarten auch in der Zukunft eine zuverlässige leitungsgebundene Energieversorgung. Vor diesem Hintergrund wird die Bundesnetzagentur einen neuen Katalog für die Zuordnung von Versorgungsunterbrechungen zum Störungsanlass höhere Gewalt erarbeiten, um den veränderten klimatischen Bedingungen und deren Auswirkungen auf die Netzinfrastruktur Rechnung zu tragen.

Bisher wird eine hohe Anzahl an Versorgungsunterbrechungen der höheren Gewalt zugeordnet. Die den bisherigen Meldungen zugrundeliegenden Witterungseinflüsse bewegen sich dabei häufig im Grenzbereich zwischen höherer Gewalt und atmosphärischer Einwirkung. Mit einem überarbeiteten Zuordnungskatalog könnten zukünftig Aufwände entfallen, die bisher aufgrund von Unklarheiten bei der Zuordnung von Versorgungsunterbrechungen entstanden sind. Zudem sieht die Bundesnetzagentur auch die Möglichkeit, bei den Meldungen zur höheren Gewalt den eigenen Erhebungs- und Verwaltungsaufwand, aber insbesondere auch Aufwand bei den Netzbetreibern zu reduzieren. Denn wenn weniger Versorgungsunterbrechungen dem Störungsanlass höhere Gewalt zugeordnet werden, entfallen im Einzelfall die Nachweis- und Darlegungspflichten, sodass beispielsweise keine Messprotokolle der nächstgelegenen Wetterstationen bei Wind- und Niederschlagsereignissen oder sogenannte HQ-Werte und Abflussgeschwindigkeiten bei Hochwassern mehr vorgelegt und überprüft werden müssen. Damit wird Bürokratie abgebaut und die betroffenen Netzbetreiber werden entlastet.

6.2.2 Berücksichtigung im Effizienzvergleich

Bereits in der Vergangenheit wurde die Verwendung monetär bewerteter Kennzahlen der Netz Zuverlässigkeit als weiterer Aufwandsparameter innerhalb des Effizienzvergleichs diskutiert.⁵ Im Rahmen des Evaluierungsberichts aus dem Jahr 2015 hatte die Bundesnetzagentur anhand einer konkreten Analyse die Vor- und Nachteile einer solchen Berücksichtigung innerhalb des Effizienzvergleichs gegenüber der unabhängigen Umsetzung der Qualitätsregulierung als separater Summand Q in der Erlösobergrenzenformel herausgearbeitet.

Die seinerzeit gefundenen Ergebnisse wurden auf Basis aktueller Daten erneut überprüft, um insbesondere die Entwicklung der Nichtverfügbarkeitskennzahlen zu berücksichtigen. Dabei haben sich bei Verwendung der aktuellen Datenbasis die Ergebnisse aus dem Evaluierungsbericht bestätigt.⁶ Verwerfungen oder Brüche im Vergleich zur derzeitigen Umsetzung sind demnach nicht erkennbar.

⁴ Vgl. Hinweise zur Zuordnung von Versorgungsunterbrechungen zum Störungsanlass höhere Gewalt im Rahmen des Qualitätselements hinsichtlich der Netz Zuverlässigkeit Strom nach §§ 19 und 20 ARegV. Januar 2020.

⁵ Vgl. Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung: Bericht der Bundesnetzagentur für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zur Evaluierung der Anreizregulierung, insbesondere zum Investitionsverhalten der Netzbetreiber, mit Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung. Bonn, 21. Januar 2015, S. 280-282.

⁶ Vgl. ebenda, S. 281.

Im Ergebnis schließt sich die Bundesnetzagentur dennoch auch weiterhin der auch in der Wissenschaft⁷ vertretenen Ansicht an, dass das bisher umgesetzte Qualitätselement als Bonus-/Malus-System vorzugswürdig ist. Denn werden qualitätsabhängige Erlösgrenzen festgelegt, ist der Anreiz zum Erhalt der Qualität vorhersehbar und sichtbar. Eventuelle Fehlanreize, insbesondere durch eine Überbewertung des Qualitätsaspektes durch Berücksichtigung der Nichtverfügbarkeitskennzahlen im Effizienzvergleich, werden vermieden. Auch ein Zeitverzug zwischen der Durchführung einer Investition zur Verbesserung der Netzzuverlässigkeit und der Belohnung des Netzbetreibers in Form einer höheren Erlösgrenze (beziehungsweise durch einen höheren Bonus) werden deutlich reduziert.⁸ Zudem kann die Bundesnetzagentur, wenn sie die qualitätsabhängige Erlösobergrenzen festlegt, durch gebietsstrukturelle Merkmale berücksichtigen, dass der gesamtwirtschaftlich optimale Qualitätsstandard in einzelnen Regionen unterschiedlich hoch ist.⁹

Die Bundesnetzagentur wird das Qualitätselement auf Basis der Nichtverfügbarkeit jedoch weiterhin regelmäßig evaluieren, sodass aktuelle Entwicklungen unmittelbar aufgegriffen und implementiert werden können.

6.3 Netzleistungsfähigkeit

Die Netzleistungsfähigkeit wird regulatorisch bisher nicht berücksichtigt. Die Bundesnetzagentur prüft nun im Rahmen der Methodenfestlegung zur Qualitätsregulierung geeignete und umsetzbare Konzepte zu deren Berücksichtigung.

6.3.1 Kriterien für die Indikatoren zur Beschreibung der Energiewendekompetenz

Entsprechend der Definition der Netzleistungsfähigkeit (Abschnitt 4.1) soll diese insbesondere die beschleunigte Integration von erneuerbaren Energien und neuer Verbrauchseinrichtungen zum Ziel haben und entsprechende Anreize setzen. Zu diesem Zweck sollen die Anreize zur Steigerung der Energiewendekompetenz klar am Output orientiert werden. Die Bestimmung der Energiewendekompetenz soll dabei auf der Grundlage von geeigneten Indikatoren erfolgen. Um geeignete Indikatoren für die Bestimmung der Energiewendekompetenz zu identifizieren, bedarf es der Einordnung der Indikatoren anhand von bestimmten Kriterien. Die nachfolgenden Kriterien haben sich aus Sicht der Bundesnetzagentur als wesentlich herauskristallisiert, um die Geeignetheit von möglichen Indikatoren zu messen.¹⁰

- **Vollständigkeit:** Durch den Indikator sollte der zu beschreibende Aspekt der Energiewendekompetenz möglichst vollständig abbildbar sein.
- **Relevanz für die Energiewende:** Da mit der Qualitätsregulierung insbesondere auch die beschleunigte Integration von erneuerbaren Energien angereizt werden soll, ist die Auswirkung des jeweiligen Indikators auf die Energiewende ein notwendiges Kriterium.

⁷ Vgl. Christian Kühn. Yardstick Regulierung für Elektrizitätsverteilernetze: Zugl. Köln, Uni., Diss., 2006, Bd. 62. Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts. Oldenburg Industrieverlag. München. 2006, S. 433.

⁸ Vgl. ebenda, S. 429.

⁹ Vgl. Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitätselements im Bereich der Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze: Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. 20.10.2010, S. 56.

¹⁰ Vgl. Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG. Bonn. 2006, S. 205.

- **Nichtredundanz:** Der Indikator sollte sich auf das Wesentliche beschränken, da überlappende Indikatoren die Analysen erschweren können.
- **Beeinflussbarkeit:** Sofern es sich um einen outputorientierten Indikator handelt, sollte dieser vom Netzbetreiber direkt beeinflussbar sein.
- **Umsetzbarkeit, Vergleichbarkeit und Messbarkeit:** Der Indikator soll eindeutig definiert und quantitativ messbar sein. Weiterhin sollte er mit vertretbaren Mitteln und angemessenem Aufwand erfassbar sein, sodass eine Vergleichbarkeit hergestellt werden kann. Subjektive Bewertungen sind zu vermeiden.
- **Statistische Belastbarkeit:** Der Indikator sollte gegenüber fehlerhaften Daten und Ausreißern robust sein und einen signifikanten Effekt auf die Energiewendekompetenz aufweisen.
- **Keine Fehlanreize:** Ein Indikator sollte nicht zu Fehlanreizen führen, die ein unerwünschtes Verhalten der Netzbetreiber nach sich ziehen würden.

Aus den Indikatoren, die anhand dieser Kriterien bestimmt werden, sollen in einem weiteren Schritt konkrete Kennzahlen abgeleitet werden. Die Kennzahlen machen den individuellen Output der Netzbetreiber messbar und vergleichbar. Nachfolgend werden die Vorüberlegungen der Bundesnetzagentur zu Indikatoren vorgestellt und bewertet.

6.3.2 Netzanschluss

Mit der Energie-, Verkehrs- und Wärmewende haben sich in den letzten Jahren die Anschlusszahlen von Erneuerbare-Energien-Anlagen (inkl. EE-Speicher), von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG wie Wärmepumpen und Wallboxen, aber auch von Großverbrauchern wie Ladeparks, Großwärmepumpen oder Elektrolyseure vervielfacht. Um den Herausforderungen der erheblich gestiegenen Anzahl an verschiedenen Netzanschlüssen gewachsen zu sein, müssen Netzbetreiber ihre Prozesse, ihre internen Abläufe und auch ihre IT-Infrastruktur umstellen. Stellt ein Netzbetreiber Netzanschlüsse besonders schnell oder in einer großen Anzahl her, könnte das als Indiz für eine besonders gute und schnelle Umstellung und damit Anpassung an die Herausforderungen der Energiewende gewertet werden. Die Geschwindigkeit und Häufigkeit der Herstellung von Netzanschlüssen können also Indikatoren für eine Energiewendekompetenz eines Netzbetreibers darstellen.

Zur Berücksichtigung von Netzanschlüssen im Rahmen von Indikatoren kann nur auf tatsächlich hergestellte Netzanschlüsse abgestellt werden. Denn erst mit der tatsächlichen Herstellung eines Netzanschlusses entsteht ein messbarer Output, der einen Mehrwert für die Energiewende bietet. Nicht sinnvoll erscheint es dagegen, auf Bearbeitungs- oder Rückmeldefristen im ersten Schritt eines Netzanschlussverfahrens, also beim Netzanschlussbegehren, abzustellen. Gemessen an den Kriterien für geeignete Indikatoren wäre der Verstoß gegen Bearbeitungs- oder Rückmeldefristen beim Netzanschlussbegehren zwar eine gut messbare Größe, aber es würde aus Sicht der Bundesnetzagentur ein Fehlanreiz entstehen. Denn würde die Nichteinhaltung von vorgegebenen Bearbeitungs- oder Rückmeldefristen sanktioniert, entstünde der Anreiz, bei Fristende noch offene Anschlussbegehren schlicht abzulehnen. Aus diesen Gründen erwägt die Bundesnetzagentur, die Anzahl der tatsächlich hergestellten und in Betrieb genommenen Netzanschlüsse als Grundlage heranzuziehen.

Es sind jedoch nicht alle Netzanschlüsse vergleichbar. Je höher beispielsweise die Spannungsebene ist, in der eine Anlage oder Verbrauchseinrichtung angeschlossen werden soll, desto aufwendiger und entsprechend teurer können die administrativen Aufgaben (beispielsweise die Netzverträglichkeitsprüfung), die

Betriebsmittel und die Baumaßnahmen sein. Um die Anforderungen der Energiewende zu erfüllen, sollen Netzanschlüsse für alle maßgeblichen Energiewendetechnologien angereizt werden. Um die Vergleichbarkeit der Netzanschlüsse sicherzustellen, regt die Bundesnetzagentur an, diese Energiewendetechnologien in die folgenden Kategorien einzuteilen:

- Erneuerbare-Energien-Anlagen, angeschlossen in der Niederspannung und Umspannebene Mittelspannung auf Niederspannung
- Erneuerbare-Energien-Anlagen, angeschlossen in der Mittelspannung und Umspannebene Hochspannung auf Mittelspannung
- Erneuerbare-Energien-Anlagen, angeschlossen in der Hochspannung und Umspannebene Höchstspannung auf Hochspannung
- Steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG (z. B. Wärmepumpen, Wallboxen, Speicher)
- Große Verbraucher (z. B. Großwärmepumpen, Ladeparks, Elektrolyseure).

Um die möglichst schnelle Herstellung möglichst vieler Netzanschlüsse innerhalb dieser gebildeten Kategorien anzureizen, erwägt die Bundesnetzagentur die Bildung von drei Kennzahlen, die jährlich gebildet werden sollen. Dabei werden die Kennzahlen für jede der zuvor genannten Kategorien separat gebildet.

Kennzahl 1 (K_1): Anzahl der Neuanschlüsse pro Jahr und Kategorie i ($A_{\text{neu},i}$) bezogen auf die Gesamtanzahl der Netzanschlüsse der Kategorie i zum Jahresende ($A_{\text{gesamt},i}$):

$$A_{\text{gesamt},i} = \sum_i (A_{\text{alt}} + A_{\text{neu}})_i$$

$$K_1 = \frac{\sum_i A_{\text{neu},i}}{\sum_i (A_{\text{alt}} + A_{\text{neu}})_i}$$

Um anzureizen, dass möglichst viele Netzanschlüsse hergestellt werden, beabsichtigt die Bundesnetzagentur eine Kennzahl aus der Gesamtanzahl der hergestellten neuen Netzanschlüsse in einem Jahr sowie der Gesamtanzahl der am Netz befindlichen Anschlüsse des jeweiligen Netzes zu bilden. Dabei werden die Neuanschlüsse auch bereits in der Gesamtanzahl der bestehenden Anschlüsse einer Kategorie berücksichtigt.

Kennzahl 2 (K_2): Gesamtleistung aller Neuanschlüsse pro Jahr und Kategorie i ($P_{\text{neu},i}$) bezogen auf die Gesamtleistung aller Anschlüsse der Kategorie i zum Jahresende ($P_{\text{gesamt},i}$):

$$P_{\text{gesamt},i} = \sum_i (P_{\text{alt}} + P_{\text{neu}})_i$$

$$K_2 = \frac{\sum_i P_{\text{neu},i}}{\sum_i (P_{\text{alt}} + P_{\text{neu}})_i}$$

Die zweite Kennzahl dient der Ermittlung eines Indikators unter Berücksichtigung der installierten Leistung zusätzlicher Netzanschlüsse. Damit wird berücksichtigt, dass nicht nur die reine Anzahl an Netzanschlüssen entscheidend ist, sondern auch die ans Netz gebrachte Leistung. Auch wenn die Herstellung von vielen kleinen Netzanschlüssen viel Aufwand beim Netzbetreiber verursacht, darf auch der Anschluss von wenigen großen Anlagen nicht unberücksichtigt bleiben.

Kennzahl 3 (K_3): Durchschnittliche Anschlusszeit. Da neben der Anzahl der neuen Netzanschlüsse und der ans Netz gebrachten Leistung auch die Verkürzung der Zeit angereizt werden soll, die zur Herstellung eines Netzanschlusses gebraucht worden ist ($t_{neu,i}$), bestimmt die dritte Kennzahl die durchschnittliche Anschlusszeit. Diese bestimmt sich nach der folgenden Formel:

$$K_3 = \frac{\sum_i t_{neu,i}}{\sum_i A_{neu,i}}$$

Die Bundesnetzagentur beabsichtigt mindestens zu diesen Kennzahlen die zugrundeliegenden Daten zu erheben und die Kennzahlenwerte zu ermitteln. Mit Hilfe dieser zugrundeliegenden Daten und der ermittelten Kennzahlenwerte kann die weitere Methodik zur Berücksichtigung der Kennzahlen in der Qualitätsregulierung entwickelt und überprüft werden. Dabei müssen insbesondere die Auswirkungen der gebietsstrukturellen Unterschiede der Netze sowie weiterer Eigenschaften herausgearbeitet werden, um eine Vergleichbarkeit herzustellen. Es ist beispielsweise davon auszugehen, dass es einen Unterschied macht, ob es sich um ein erzeugungs- oder lastgetriebenes Netz handelt beziehungsweise ob ein städtisches oder ländliches Netzgebiet vorliegt. Um diese Unterschiede angemessen berücksichtigen zu können, kann die weitere Methodik nur anhand von konkreten Daten festgelegt werden.

6.3.3 Digitalisierung und Smart Grids

Das Eckpunktepapier im Rahmen des NEST-Prozesses der Bundesnetzagentur verweist auf Ebene der Stromverteilernetzbetreiber nicht nur auf die besonderen Herausforderungen des beschleunigten Anschlusses von EE-Anlagen und Verbrauchseinrichtungen, sondern in diesem Zusammenhang auch zugleich auf die besondere Bedeutung der Digitalisierung und Standardisierung. Sowohl die Digitalisierung, als auch die Standardisierung sollen zu einer Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit der Stromverteilernetze führen. Beide sind damit wesentliche Kompetenzen, um die zukünftigen Anforderungen beziehungsweise Funktionalitäten der Stromverteilernetze ausfüllen zu können. Das Zukunftsbild eines Verteilernetzes wird hierbei allgemein auch mit dem Sammelbegriff "Smart Grid" umschrieben. Unter einem Smart Grid wird allgemein ein Netz verstanden,

"[...] welches auf kosteneffiziente Weise das Verhalten und die Aktionen aller mit ihm verbundenen Nutzer – Erzeuger, Verbraucher, Speicher [...] – integriert, mit dem Ziel, ein wirtschaftlich effizientes, nachhaltiges Energiesystem mit geringen Verlusten, hoher Qualität und Versorgungssicherheit zu schaffen."¹¹

Die hierfür erforderlichen Funktionalitäten sind umfänglich und lassen sich unter anderem anhand einer betriebsorientierten, einer marktorientierten und netzorientierten Sichtweise untergliedern.¹²

¹¹ Vgl. Prettico, Giuseppe; Gngale, Flavia; Mengolini, Anna; Lucas, Alexandre; Fulli, Gianluca (2016): Distribution System Operators Observatory – From European Electricity Distribution Systems to Representative Distribution Networks, JRC Technical Reports, European Union, S. 112.

¹² Eine beispielhafte und detaillierte Auflistung der Funktionalitäten findet sich im Anhang unter 8.1. Die dortige Auflistung ist beispielhaft und umfasst eine breite Auslegung. Verantwortlichkeiten der Netzbetreiber, die nicht vollständig auf den deutschen Regulierungsrahmen übertragbar sind, wurden gesondert gekennzeichnet.

Die aufgeführten Funktionalitäten setzen allerdings Kompetenzen voraus, die sich im Wesentlichen aus der Digitalisierung der Netze ergeben. Das bedeutet aber auch im Umkehrschluss, dass ohne eine ausreichende Digitalisierung der Netze die Funktionalitäten eines Smart Grids nicht erreichbar sind. Daher ist die Digitalisierung grundsätzlich und allgemein als Schlüssel zur Integration erneuerbarer Energien in Stromsysteme, zur Verbesserung der Zuverlässigkeit der Stromnetze und zur Senkung der Kosten für den Zugang zu Strom anzusehen und trägt damit zu einer beschleunigten und gerechteren Energiewende bei.¹³ Für den Stromnetzbetrieb stellen sich hierbei mit dem Anwachsen der Komplexität der Netzsteuerung durch die Zunahme dezentraler, volatil einspeisender Erzeugungseinheiten enorme Herausforderungen bei der Netzsteuerung. Um diese Komplexität zu beherrschen, werden vermehrt intelligente Betriebsmittel und Softwarelösungen, Erfassung und Auswertung von Daten des Netzbetriebs, Automatisierung der Netzsteuerung und -eingriffe, zustandsbasierte (Fern-)Wartung von Netzkomponenten, auf Echtzeitdaten basierende Netzplanungs- und Simulationslösungen eingesetzt werden müssen.¹⁴

Aufgrund der Abhängigkeit eines Smart Grid und dessen Funktionalitäten von der Digitalisierung wird die Digitalisierung energiepolitisch forciert. Für die Netzbetreiber ergeben sich daraus Verpflichtungen zur Umsetzung neuer nationaler und europäischer Vorgaben, wie zum Beispiel das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende und der EU-Verordnung über den Elektrizitätsbinnenmarkt. Wie hierbei eine regulatorische Umsetzung aussehen kann, wird durch die EU-Richtlinie 2019/944 beschrieben, dort wird in Artikel 59 Absatz 1 Buchstabe l als Aufgabe der Regulierungsbehörde ausgeführt:

"[...] Sie überwacht und bewertet anhand einer begrenzten Anzahl von Indikatoren die Leistung der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber bei dem Ausbau eines intelligenten Netzes, das Energieeffizienz und die Einbindung von Energie aus erneuerbaren Quellen fördert, und veröffentlicht alle zwei Jahre einen nationalen Bericht, einschließlich Empfehlungen für Verbesserungen".¹⁵

Damit ist der zentrale Ausgangspunkt für einen regulatorischen Ansatz zunächst die quantitative Erfassung der Digitalisierung und schlussendlich auch der Smart Grid-Funktionalitäten.

Für die Digitalisierung konzentriert sich die quantitative Erfassung auf die digitale Infrastruktur und ihrer Funktionalitäten für einen Stromverteilernetzbetreiber, die sich auf Leistungskennzahlen wie die Netzservicequalität, Netzzuverlässigkeit, Indikatoren für Energiegerechtigkeit und so weiter auswirken können.¹⁶ Die Funktionalitäten der Digitalisierung auf der Stromverteilernetzebene können wie folgt aufgeschlüsselt werden:

- bedarfsgerechte Datenbereitstellung von allen/für alle Akteure

¹³ Vgl. Energy Regulators Regional Association (2023): Glossary of Energy Transition Terms. Hg. v. Energy Regulators Regional Association. Budapest, S. 7.

¹⁴ Vgl. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas Telekommunikation Post und Eisenbahnen (2017): Digitale Transformation in den Netzsektoren. Aktuelle Entwicklungen und regulatorische Herausforderungen. Bonn, S. 64-65.

¹⁵ Vgl. Richtlinie (EU) 2019/944, Art 59 (1)l).

¹⁶ Vgl. Rodriguez-Perez, Nestor; Matanza, Javier; Lopez, Gregorio; Cossent, Rafael; Chaves Avila, Jose Pablo; Mateo, Carlos et al. (2024): Measuring the digitalisation of electricity distribution systems in Europe: Towards the smart grid. In: International Journal of Electrical Power & Energy Systems 159, S. 110009. DOI: 10.1016/j.ijepes.2024.110009, S. 2.

- vollständige Datenabbildung des Netzes in Echtzeit
- Interoperabilität von Sensorik und Aktorik
- netzzustandsadaptive Schutztechnik
- Cybersicherheit.¹⁷

Unabhängig von den Funktionalitäten des Smart Grids wie auch der Digitalisierung bietet sich zum Zwecke der Operationalisierung die Bildung sogenannter Key Indicators und Key Performance Indicators¹⁸ an. Von einem Schlüsselmerkmal oder auch Schlüsselindikator (Key Indicator - KI) wird gesprochen, wenn dieser die "Elemente" oder "Instrumente" für eine gewisse Funktionalität misst. Sie ist durch eine Zahl oder einen Prozentsatz (oder Bruch) gekennzeichnet und dient ausschließlich zu Informationszwecken. Diese Zahl oder dieser Prozentsatz kann sich im Laufe der Zeit ändern. Die Informationen aus den KI lassen sich weiter zu den Key Performance Indicators (KPI) verdichten. Ein KPI spezifiziert die Wirksamkeit der Funktionalität und damit die Leistungsfähigkeit. Ein KPI ist immer das Ergebnis einer Berechnung, wird in Prozent oder als Bruch ausgedrückt, kann auf einem oder mehreren KIs basieren und sich ebenfalls im Laufe der Zeit weiterentwickeln.

Für die transparente und strukturelle Bildung von KI und KPI ist es sinnvoll gesonderte Kategorien zu bilden, in welchen entweder Funktionalitäten zusammengefasst oder in Teilen abgebildet werden. Je nach den verwendeten KIs und KPIs können die Kategorien und deren Abbildung der dahinterstehenden Funktionalitäten durchaus verschieden ausfallen.

Ein Beispiel für eine Evaluierung der Digitalisierung bei den Stromverteilernetzen nach Kategorien und KI ist im Anhang 8 dargestellt.¹⁹ Analog zum Vorgehen bei der Operationalisierung der Digitalisierung lassen sich für die Evaluierung eines Smart Grids ebenfalls Kategorien und diesen zugeordnete KI aufführen.

Die KI der Digitalisierung oder des Smart Grids können nachfolgend zu KPI verdichtet werden, wobei eine wesentliche Herausforderung dahingehend besteht, dass die KI mit einer Gewichtung in die KPI eingehen, die zuvor ermittelt oder festgelegt werden muss.

In einem weiteren Schritt können die KPI zu einem einzigen Indikator verdichtet werden. Hierbei stellen sich allerdings diverse Fragestellungen in Bezug auf die auszuwählenden KPI wie auch deren sinnvolle Verknüpfung. Gleichwohl werden derartige Indikatoren oder Indizes bereits ermittelt und zumindest für Vergleichszwecke genutzt. Zu den wohl bekanntesten Indizes gehören in diesem Zusammenhang der Grid Modernization Index

¹⁷ Vgl. ZVEI e. V. (2023): Intelligent, leistungsstark, flexibel: Stromnetze der Zukunft. Der Weg zum Klimaneutralitätsnetz – Was kommt nach 2030?, S. 11.

¹⁸ siehe dazu CEDEC; E.DSO; EURELECTRIC; GEODE (2021): Smart Grid Key Performance Indicators: A DSO perspective (Dépôt légal, D/2021/12.105/13), S. 18.

¹⁹ Eine beispielhafte und detaillierte Auflistung von Kategorien und der ihnen zuordbaren KIs finden sich unter 8.2. Diese Auflistung dient als Diskussionsgrundlage und impliziert nicht, dass diese KIs jeweils eins-zu-eins auf das deutsche Netz übertragen werden sollten. Vgl. Rodríguez-Perez, Nestor; Matanza, Javier; Lopez, Gregorio; Cossent, Rafael; Chaves Avila, Jose Pablo; Mateo, Carlos et al. (2024): Measuring the digitalisation of electricity distribution systems in Europe: Towards the smart grid. In: International Journal of Electrical Power & Energy Systems 159, S. 110009. DOI: 10.1016/j.ijepes.2024.110009, S. 5.

(GMI) sowie der Smart-Grid-Index (SGI).^{20 21} Auch in Deutschland wird durch den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) ein sogenannter "Digital@EVU Score" bzw. Digitalisierungsgrad/-index für Energieversorger und Netzbetreiber ermittelt.²²

Um einen entsprechenden Index direkt in die Qualitätsregulierung zu integrieren und einen wirtschaftlichen Anreiz für die Netzbetreiber zu setzen, bedarf es einer Monetarisierung. Diese zu ermitteln ist der wohl anspruchsvollste Schritt.

Dabei lassen sich unterschiedliche Ansätze vertreten. Denkbar wäre schlicht einen Betrag festzusetzen, der als Anreiz zur Erhöhung des verdichteten Indikators oder der einzelnen Indikatoren dient. Die Treffgenauigkeiten eines solchen Anreizes wäre vorgehensbedingt gering und bedürfte der regelmäßigen Nachsteuerung. Ein komplexerer Ansatz ist die Monetarisierung durch eine Kosten-Nutzen-Analyse, welche die Zusammenhänge zwischen den Indexbestandteilen und deren Kosten-Nutzen-Wirkung abbildet. Hierfür gibt es bislang "überschaubare" Ansätze, so dass die Umsetzung der Monetarisierung zeitlich deutlich nachgelagert umsetzbar sein dürfte. Zusammen mit der verwendeten Methode einer Monetarisierung ist auch immer die Umsetzung in einen Anreizmechanismus in Form eines reinen Bonus, reinen Malus oder Bonus/Malus-Mechanismus wichtig und mitzudenken.

Die Bundesnetzagentur sieht durchaus das Potenzial für die Einbeziehung der Digitalisierung und der Smart Grid-Entwicklungen in die Regulierung. Die Bundesnetzagentur sieht auch hierfür ein schrittweises Vorgehen als sinnvoll an, um eine geeignete Datenbasis und Methodik zu entwickeln. Die nachfolgenden Schritte sollen hierzu ein denkbare Vorgehen skizzieren:

- Erstellung eines Katalogs geeigneter KI, aus denen dann aussagekräftige KPI ermittelt werden können. Zuordnung der KI zu übergeordneten Kategorien, die wiederum wesentliche Funktionalitäten von Smart Grids und auch der Digitalisierung abbilden sollen.

²⁰ Vgl. Brunekreeft, Gert; Kuszniur, Julia; Meyer, Roland (2020): Output-orientierte Regulierung – ein Überblick. Jacobs University. Bremen (Bremen Energy Working Papers, 35), S. 20-21.

²¹ Vgl. T&D Europe - The European Association of the Electricity Transmission and Distribution Equipment and Services Industry (2020): Assessing, monitoring and future proofing European grids1: Increasing transparency on the performance of electrical grids within the framework of the European Green Deal. Reflection Paper by T&D Europe. Hg. v. T&D Europe - The European Association of the Electricity Transmission and Distribution Equipment and Services Industry. Brussels. Vgl. Bok Soon, Au; Kwong Mian, Sim (2018): SMART GRID INDEX "HOW SMART IS YOUR GRID?". Hg. v. SP Group. Vgl. GridWise Alliance (GridWise) (2022): GRID MODERNIZATION INDEX. READINESS FRAMEWORK. A tool for states and utilities to evaluate grid modernization progress. Hg. v. GridWise Alliance (GridWise).

²² Vgl. BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.; VSE - Verband Schweizerischer Elektrizitätsversorgungsunternehmen; Kearney; IMP³ROVE (2023): Digital@EVU 2023: Wie steht es um die digitale und grüne Transformation in der Energiewirtschaft? Vgl. BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.; VSE - Verband Schweizerischer Elektrizitätsversorgungsunternehmen; Kearney; IMP³ROVE (2021): Digital@EVU 2021 - Wie ist der Stand der digitalen Transformation in der Energiewirtschaft? Vgl. BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.; VSE - Verband Schweizerischer Elektrizitätsversorgungsunternehmen; Oesterreichs Energie; Kearney; IMP³ROVE (2020): Digital@EVU 2020 - Wo steht die digitale Energiewirtschaft in Deutschland, Österreich und der Schweiz? Vgl. BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.; A. T. Kearney; IMP³ROVE (2019): Digital@EVU 2019 - Wo steht die deutsche Energiewirtschaft? Vgl. BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.; A. T. Kearney; IMP³ROVE (2018): Digital@EVU 2018 - Wo steht die deutsche Energiewirtschaft?

- Entwicklung einer geeigneten Methodik, die zunächst eine Verdichtung der KI zu KPI und perspektivisch die Möglichkeit der Entwicklung eines Smart Grid Indikators eröffnet.
- Gestaltung einer Abfrage dahingehend, dass die Daten möglichst als georeferenzierte Daten angegeben werden. Hierbei soll auf den bisherigen Abfragen zum Monitoringbericht aufgesetzt werden, die bereits unter „zentraler Datenerfassung, -speicherung und -verarbeitung“ diverse Fragen bezüglich der Digitalisierung adressiert.
- Veröffentlichung geeigneter KI und KPI mit dem Ziel, den Stand der Digitalisierung und die Smart Grid-Entwicklung netzbetreiberscharf und für die Netzbetreiber insgesamt abzubilden. Hierdurch soll sowohl eine umfassende Transparenz zum Status Quo wie auch der Entwicklung der Energiewendekompetenz geschaffen werden.

6.3.4 Abregelungen und netzorientierte Steuerung

Im Eckpunktepapier im Rahmen des NEST-Prozesses hat die Bundesnetzagentur auch die Häufigkeit von Abregelungen von Erzeugungsanlagen und steuerbaren Verbrauchseinrichtungen als mögliche Indikatoren der Energiewendeorientierung eines Netzbetreibers aufgeführt. Aufgrund der eingegangenen Stellungnahmen und geführten Fachgespräche hat sich die Bundesnetzagentur intensiv mit diesem Punkt auseinandergesetzt.

Nach § 21a Absatz 3 Satz 3 Nummer 8 EnWG könnte die Bundesnetzagentur auch Regelungen zur Ausgestaltung von Anreizen für die Verringerung von Kosten für das Engpassmanagement treffen, sodass eine ausreichende Festlegungsbefugnis besteht. In Betracht käme insbesondere die Häufigkeit der Abregelungen im Redispatch-Prozess und/oder die Steuerungsmaßnahmen von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG heranzuziehen. Beide Indikatoren könnten den Anreiz erzeugen, das Netz besser auszulasten und weniger Abregelungen vorzunehmen. Im Ergebnis würden weniger Abregelungen zu mehr Einspeisung von erneuerbarem Strom beziehungsweise geringeren Einschränkungen des Komforts führen.

6.3.4.1 Redispatch

Die seitens der Netzbetreiber ergriffenen Maßnahmen im Rahmen des Redispatch-Prozesses sind der Bundesnetzagentur zu berichten. Auf dieser Grundlage nimmt die Bundesnetzagentur Veröffentlichungen zu zwar geschätzten, aber fortlaufend durch die Netzbetreiber aktualisierten Kosten vor, wodurch grundsätzlich eine Datenbasis vorliegt (§ 23b Absatz 1 Nummer 11 EnWG). Damit ist die Messbarkeit der Maßnahmen im Rahmen des Redispatch-Prozesses grundsätzlich gegeben. Die für den Redispatch ergriffenen Maßnahmen, Dauern der Maßnahmen oder Kosten eines Netzbetreibers können insoweit grundsätzlich als ein Indikator für die Netzleistungsfähigkeit interpretiert werden.

Schwieriger ist die Bewertung der Geeignetheit dieses Indikators insbesondere aufgrund des Kriteriums der Vergleichbarkeit. Die Betroffenheit von Redispatch-Maßnahmen variiert nach Erkenntnissen der Bundesnetzagentur zwischen den Netzbetreibern erheblich. In diesem Zusammenhang macht es selbstverständlich einen Unterschied, ob der Engpass, der zu einer Steuerungsmaßnahme zwingt, im eigenen Netz des Netzbetreibers liegt oder ob ein Netzbetreiber von einem vorgelagerten Netzbetreiber zu einer Redispatch-Maßnahme angewiesen wurde.

Während diese Unterscheidung unschwer abbildbar ist, wird dies in anderen Fällen schwieriger. Bekannt ist die Diskussion, ob und zu welchem Grad verspäteter oder unzureichender Netzausbau für den Netzbetreiber

beeinflussbar ist. Die Beeinflussbarkeit ist selbstverständlich zu bejahen, denn die Vielzahl von externen Faktoren, die bei der Geschwindigkeit von Netzausbau eine Rolle spielen, darf nicht den Blick dafür verstellen, dass auch Umfang und Qualität der Anstrengungen des Netzbetreibers einen wesentlichen Einfluss auf die Geschwindigkeit des Netzausbaus haben. Emotional wird die Diskussion an dieser Stelle häufig, weil die Beeinflussbarkeit mit einem Verschulden einer Verzögerung verwechselt wird. Darum geht es an dieser Stelle nicht. Die Bundesnetzagentur will im Rahmen der Anreizregulierung keine Vorwürfe erheben, sondern Instrumente und Anreize setzen, die Aufgaben noch zielführender zu erledigen. Siehe dazu auch die im Sachverständigengutachten zum Festlegungsverfahren BK6-23-241 adressierten Schwierigkeiten bei der Umsetzung des Redispatch 2.0, insbesondere zur Kommunikation und zur Planbarkeit des bilanziellen Ausgleichs.²³

Ins ofern ist zwar eine Beeinflussbarkeit zu konstatieren, allerdings dürfte es extrem komplex werden, die Nichtausschöpfung gegebener Handlungs- und Beschleunigungsmöglichkeiten beim Netzausbau von einem bewussten Absehen von Netzausbau zu unterscheiden. Diverse Konsultationsteilnehmer haben darauf hingewiesen, dass eine Steuerung in Gestalt von Redispatch (aber in Form von Dimmen steuerbarer Verbraucher oder künftig in Gestalt von Instrumenten der flexiblen Anschlussnutzung) auch eine bewusste, weil effiziente Verhaltensweise sein kann. Mit anderen Worten: Die genannten Maßnahmen werden im Rahmen der Effizienzmessung zu berücksichtigen sein. Ihre gleichzeitige Berücksichtigung im Rahmen der Qualitätsregulierung drängt sich hingegen nicht auf.

Nach derzeitigem Stand der Überlegungen wird die Bundesnetzagentur Abregelungen im Rahmen des Redispatch-Prozesses zunächst nicht als Indikator für eine Energiewendekompetenz heranziehen. Zur zukünftigen regulatorischen Berücksichtigung des Redispatch 2.0 und der daraus resultierenden Kosten wird an dieser Stelle auf die Eckpunkte der Bundesnetzagentur zur Rahmenfestlegung und den Grundsätzen und Sondersachverhalten der Netzentgelte Strom verwiesen.

6.3.4.2 Steuerbare Verbrauchseinrichtungen

Grundsätzlich ist der regulatorische Rahmen für die Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG, wie Ladepunkte und Wärmepumpen, mit den Festlegungen der Bundesnetzagentur (BK6-22-300 und BK8-22/010-A) hinreichend geregelt. Die Festlegungen der Bundesnetzagentur sehen jedoch lange Übergangsfristen zur Einführung vor, da viele Netzbetreiber noch nicht über ausreichende Informationen in ihren Netzen verfügen, um die Systematik der netzorientierten Steuerung anwenden zu können. Die Vorgaben befinden sich demnach noch in der Umsetzungsphase, die auch die nächsten Jahre voraussichtlich noch andauern wird. Zudem werden zwar Daten zur netzorientierten Steuerung dokumentiert, aber nicht durch die Bundesnetzagentur erhoben, sodass in diesem Fall die Messbarkeit für die Bundesnetzagentur als Kriterium für die Geeignetheit als Indikator fraglich ist.

Wie auch beim Redispatch ist neben den Schwierigkeiten bei der Umsetzung auch die Bewertung der Geeignetheit dieses Indikators, insbesondere aufgrund des Kriteriums der Vergleichbarkeit, schwierig. Die netzorientierte Steuerung soll nur dann zur Anwendung kommen, wenn strom- und/oder spannungsbedingte Gefahren drohen. Aus diesem Grund sind Netzbetreiber auch hier in unterschiedlicher

²³ Vgl. Maurer, Christoph: Sachverständigengutachten zum Festlegungsverfahren BK6-23-241 - Weiterentwicklung von Redispatch 2.0. Sachverständigengutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Aachen. 22.03.2024.

Weise von der Notwendigkeit der Anwendung der netzorientierten Steuerung und den entsprechenden Verpflichtungen betroffen. Netzbetreiber, in deren Netzen keine Überlastungen drohen und die daher steuerbare Verbrauchseinrichtungen problemlos an ihr Netz anschließen können, werden weniger oder keine Eingriffe durchführen müssen und sind entsprechend nicht vergleichbar. Darüber hinaus spielt auch hier der bereits oben erwähnte Umstand eine Rolle, dass eine Steuerungsmaßnahme auch Folge eines effizienten Netzausbau- und Netzbewirtschaftungskonzepts sein kann. Aus gutem Grund enthalten die Festlegungen der Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur keine unmittelbare und bedingungslose Netzausbauverpflichtung in Folge von Steuerungsmaßnahmen, sondern eine intensive Prüfungs- und Planungspflicht. Aufgrund dessen will die Bundesnetzagentur auch die Eingriffe im Rahmen des § 14a EnWG nicht als Indikator für eine Energiewendekompetenz heranziehen.

Erst mit der Erhebung weiterer Daten und den daraus ermittelten Erkenntnissen kann erneut über die Berücksichtigung der netzorientierten Steuerungsvorgänge in der Qualitätsregulierung nachgedacht werden. Dies könnte beispielsweise in Gestalt monetärer Anreize erfolgen, sofern Netzbetreiber eine definierte Quote bei Maßnahmen gegenüber neuen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG überschreiten.

6.3.5 Standardisierung

Ein wesentliches Hemmnis bei der Transformation der Energienetze aufgrund der Energiewende sind unternehmensindividuelle Lösungen der einzelnen Netzbetreiber. Diese können prozessualer oder technischer Art sein und bedeuten in der Regel viel Aufwand in der Umsetzung sowie im Betrieb beim einzelnen Netzbetreiber und Dritten.

Die unternehmensindividuellen Ansätze ergeben sich in Deutschland schon aus der schier unendlichen Anzahl der Strom- und Gasverteilernetzbetreiber bei teilweise vergleichbaren Herausforderungen, die auch über eine Kooperation oder eine standardisierte Lösung bewältigt werden könnten. Die bisherigen Erfahrungen zeigen, dass unabhängig von der Größe der Netzbetreiber notwendige Kompetenzen zwar vorhanden sind, diese Kompetenzen und Innovationspotenziale für das Gesamtsystem aber nicht genutzt werden können, wenn daraus kein Standard erwächst. Denn die unterschiedlichen netzbetreiberindividuellen Ansätze sind ohne eine aus ihnen resultierende Standardisierung nicht für andere Netzbetreiber übertragbar und damit nutzbar.

Die Standardisierung wird dabei in fast allen regulierten Bereichen eine entscheidende Rolle spielen. So wird beispielsweise die Standardisierung der Prozesse im Bereich der Netzanschlüsse eine der Grundvoraussetzungen sein, um die notwendigen Netzanschlusszahlen zu erreichen und die Herstellung der Netzanschlüsse zu beschleunigen. Die Standardisierung von Prozessen und Anforderungen wird dabei auch die maßgebliche Grundlage für die Digitalisierung der Netzanschlussprozesse sein, denn sie ist die notwendige Voraussetzung für die Verknüpfung der unterschiedlichen Prozessschritte im Netzanschlussverfahren und dafür genutzter digitaler Lösungen über Schnittstellen.

Entsprechend ist die Standardisierung von Prozessen und eingesetzter Technik sowie das Ineinandergreifen und die Kompatibilität aller standardisierter Prozesse untereinander auch für eine flächendeckende Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit der Verteilernetze zwingend erforderlich.

Mit der Standardisierung von Prozessen und technischen Komponenten sind weitere Vorteile verbunden. So entstehen nicht nur Kostenvorteile (beispielsweise aufgrund von Synergieeffekten sowie der Senkung der Umrüst- und Koordinationskosten zur Herstellung der Kompatibilität), sondern es werden auch

Unsicherheiten und Umsetzungszeiten reduziert. Zudem schafft die Standardisierung Transparenz und Vereinfachung.

Von der Standardisierung profitieren allerdings nicht nur die Netzbetreiber selbst, sondern auch Dritte wie bundesweit tätige Betreiber von Ladeeinrichtungen oder Installateure von Photovoltaikanlagen. Da Netzbetreiber dies bei ihren Entscheidungen nicht berücksichtigen, bräuchte es einen Mechanismus, wie diese Vorteile internalisiert werden können.

Grundsätzlich ist es daher anzustreben, dass eine möglichst weitgehende Standardisierung umgesetzt wird. Dort, wo es notwendig bleibt, sollen auch individuelle Teillösungen möglich bleiben. Hier wäre noch zu prüfen, welche Bereiche dies überhaupt betreffen könnte, denn von den grundsätzlichen Herausforderungen der Energiewende sind alle Netzbetreiber betroffen.

Das optimale Maß aus Standardlösungen könnte durch eine Modularisierung in prozessualer wie auch technischer Hinsicht erreicht werden. Bei der Modularisierung erfolgt eine Zerlegung von komplexen Prozessen oder auch technischer Anwendungen in Teilbereiche. Diese Teilbereiche – die sogenannten Module – müssen untereinander kompatibel sein. Diese Kombinationsfähigkeit könnte auf Grundlage definierter, allgemein verfügbarer und standardisierter Schnittstellen realisiert werden. Eine Modularisierung reduziert nicht nur die Komplexität und schafft Flexibilität, sondern kann ebenfalls zu Kostensenkungen führen, Produktentwicklungen beschleunigen und darüber hinaus die Angebotsvielfalt erhöhen.

Im Zusammenhang mit dem NEST-Prozess wurden unter anderem Kooperationen als ein Indikator der Energiewendekompetenz diskutiert. Diese sind eine organisatorische Option, um eine netzbetreiberübergreifende Koordination von Standardisierungs- und Modularisierungsbestrebungen zu unterstützen. Hierbei können die Anwendungsfälle sehr unterschiedlich sein. Ein Beispiel kann die mögliche Abstimmung sowie Formulierung von einheitlichen technischen Anforderungen an Trafostationen oder anderen technischen Komponenten sein. Durch diese Vereinheitlichung könnten die Beschaffungs- und Herstellungsprozesse beschleunigt werden.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur besteht Energiewendekompetenz auch darin, dass Netzbetreiber Prozesse wie die Standardisierung oder Modularisierung mit dem Ziel aktiv vorantreiben, die Energiewendekompetenz aller Netzbetreiber zu verbessern. Das bedeutet, dass standardisierte und modularisierte Produkte entwickelt und allen Netzbetreibern zur Verfügung gestellt werden sollten. Insofern hält es die Bundesnetzagentur für sinnvoll, Bestrebungen zur Standardisierung und Modularisierung im Rahmen der Energiewendekompetenz im Qualitätselement mit zu berücksichtigen. Allerdings haben sich aus der bisherigen Befassung mit den Beiträgen der Branche und Wissenschaft noch keine geeigneten Kennzahlen im Bereich der Standardisierung oder Modularisierung für die Beschreibung der Energiewendekompetenz ergeben. Für entsprechende Anregungen, wie solche Ansätze konkret zu definieren sein könnten, ist die Bundesnetzagentur offen.

6.4 Netzservicequalität

Die Bundesnetzagentur erwägt, die im internationalen Verständnis bereits verankerte Servicequalität als einen weiteren Aspekt in die Qualitätsregulierung einzuführen. Nach internationalem Verständnis beschreibt die Servicequalität das Verhältnis zwischen dem Netzbetreiber und seinen Kunden. Es gibt bereits zahlreiche gesetzliche Regelungen, die Netzbetreiber dazu verpflichten, Informationen im Verhältnis zum Kunden transparent zu machen und Hilfestellungen zu leisten. Beispielsweise haben die Verteilernetzbetreiber nach

§ 14e EnWG eine gemeinsame Internetplattform ([VNBDigital.de](https://vnb.digital.de)) einzurichten, auf der sie nicht nur zahlreiche Informationen zum Netzausbau veröffentlichen müssen, sondern über welche die Kunden auch ihren zuständigen Netzbetreiber identifizieren und auf dessen Webportal zur Beantragung von Netzanschlussbegehren oder zu technischen Anschlussbedingungen gelangen können.

Daneben regelt § 23c EnWG zahlreiche Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber, um mehr Transparenz für alle Marktakteure zu schaffen. Bereits vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz konsultiert worden sind weitere Konzeptpapiere und Regelungsentwürfe, die beispielsweise eine unverbindliche Netzanschlusssauskunft vorsehen. Mit dem geplanten für die unverbindliche Netzanschlusssauskunft vorgegebenen Online-Tool erhöht sich nicht nur die Transparenz für einen Netzanschlussnehmer erheblich, sondern das Verfahren wird für diesen aufgrund der zahlreichen Informationen und Hilfestellungen vereinfacht.

Da im Bereich des Verhältnisses zwischen Netzbetreiber und Kunden schon zahlreiche gesetzliche Vorgaben bestehen, um die Netzservicequalität zu fördern, ist das Setzen zusätzlicher Anreize nicht notwendig. In Betracht kommt allerdings die Schaffung von mehr Transparenz und Vergleichbarkeit durch die Veröffentlichung entsprechender Daten.

7 Fragen der Bundesnetzagentur

Abschnitt 4 - Grundsätzliche Überlegungen zur Anpassung der Qualitätsregulierung:

- Teilen Sie die Aussagen zur Ausweitung des Adressatenkreises?
- Welche Abgrenzung hinsichtlich des Adressatenkreises würden Sie vornehmen?
- Teilen Sie die Aussagen zur Ausweitung der Transparenz?

Abschnitt 6.2 - Netzzuverlässigkeit:

- Wie würden Sie eine Abgrenzung der höheren Gewalt vornehmen?

Abschnitt 6.3.1 - Der Begriff der Energiewendekompetenz:

- Ist die vorgenommene Definition sinnvoll und vollständig?
- Wie würden Sie ein Unternehmen hinsichtlich seiner Energiewendekompetenz beurteilen und welche Kriterien legen Sie dabei an?

Abschnitt 6.3.2 - Netzanschluss:

- Gibt es weitere Kategorien, die gebildet werden sollten?
- Ist die Gesamtanzahl der Netzanschlüsse und die Summe der Anschlussleistung die geeignete Größe, um eine Anschluss- und Leistungsdichte zu bestimmen?
- Eignen sich die vorgeschlagenen Kennzahlen, um die möglichst schnelle Herstellung möglichst vieler Netzanschlüsse innerhalb der gebildeten Kategorien anzureizen?
- Gibt es darüber hinaus geeignete Kennzahlen, die ebenfalls dafür geeignet sind?

Abschnitt 6.3.3 - Digitalisierung und Smart Grids:

- Welche KI sind geeignet die Digitalisierung in den Stromverteilernetzen zu beschreiben und welchen Kategorien bzw. welchen Funktionalitäten lassen sich diese zuordnen?
- Welche KI sind geeignet ein Smart Grid zu beschreiben und welchen Kategorien bzw. welchen Funktionalitäten lassen sich diese zuordnen?
- Welches Ranking oder welche Hierarchie ist bei den gewählten KI bzw. KPI heranzuziehen, um deren Wichtigkeit herauszustellen?
- Welches Vorgehen ist bei der Verdichtung der KI zu KPI vorteilhaft und wie viele KPIs sind sinnvoll?
- Welche KI, KPI bzw. welchen Index würden Sie für einen Vergleich von Stromverteilernetzbetreibern hinsichtlich der Kompetenz im Bereich Digitalisierung oder Smart Grid für sinnvoll erachten?
- Welche Ansätze für eine Monetarisierung erachten Sie für methodisch sinnvoll und praktikabel?

Abschnitt 6.3.5 Standardisierung

- Welche Ansätze sehen Sie als sinnvoll und praktikabel an, um die Standardisierungs- und Modularisierungsprozesse in der Netzbranche anzureizen?

Abschnitt 6.4 - Netzservicequalität:

- Wäre eine Umfrage unter den Netzkunden in der Mittelspannung und höher ein geeigneter Anknüpfungspunkt für die Ermittlung der Netzservicequalität?
- Gibt es weitere Anknüpfungspunkte für die Bewertung der Netzservicequalität eines Netzbetreibers?
- Stimmen Sie der Sichtweise zu, dass die derzeitigen gesetzlichen Regelungen die Netzservicequalität vollständig abbilden?

8 Anhang

8.1 Beispielhafte Funktionalitäten eines Smart Grid nach der Unterteilung in eine betriebsorientierte, marktorientierte und netzorientierte Sichtweise

Aus der betriebsorientierten Sichtweise heraus soll ein Smart Grid innovative Produkte und Dienstleistungen, intelligente Überwachungs-, Steuerungs- und Kommunikationstechnologien sowie Selbstheilungstechnologien einsetzen, um folgende Funktionalitäten ausfüllen zu können:²⁴

- Erleichterung des Anschlusses und Betriebs von Erzeugern unabhängig von Technologie und Größe
- Reduzierung der Umweltauswirkungen des Gesamtsystems in erheblichem Maße
- Gewährleistung eines angemessenen Maßes an Zuverlässigkeit und Versorgungssicherheit
- Vorantreiben der Energiewende durch weitere Elektrifizierung
- Ermöglichung einer hinreichenden Sektorenkopplung.

Aus marktorientierter Sichtweise sind die folgenden Funktionalitäten anzuführen:²⁵

- Integration erneuerbarer Energien in erheblichem Umfang
- Ermöglichung des Zugangs der Verbraucher zu allen Strommärkten basierend auf ausreichenden Informationen und Preissignalen
- Einbindung einer größtmöglichen Anzahl von Betreibern und Bürgergemeinschaften
- Berücksichtigung der Gesamtkosteneffizienz bei der sicheren Versorgung der Kunden.

Für die netzorientierte Sichtweise lassen sich beispielhaft folgende Funktionalitäten nennen:²⁶

- Berücksichtigung von variablen und unsicheren neuen Lasten durch weiterentwickelte Planungsverfahren und -instrumente
- Überwachung von Assets mit den Schwerpunkten auf Zustand und Risiko mittels fortgeschrittener Asset-Management-Methoden, -Strategien und -Tools
- Automatisierung und Schutz von primären und sekundären Umspannwerken
- Überwachung des Spannungsprofils
- Überwachung des Netzes mittels eines Kontrollzentrums (SCADA) mit den Möglichkeiten:
- Schnelle Beseitigung von Netzstörungen,
- Frühzeitige Fehlererkennung
- Neukonfiguration des Netzes

²⁴ Vgl. CEDEC; E.DSO; EURELECTRIC; GEODE (2021): Smart Grid Key Performance Indicators: A DSO perspective (Dépôt légal, D/2021/12.105/13), S. 15-16.

²⁵ Vgl. ebd. S. 16.

²⁶ Vgl. ebd. S. 16.

- Inselnetzbildung
- Überwachung des Netzes bzw. des Netzstatus in nahezu Echtzeit mittels eines Netzleitsystems (DMS – Distribution Management System), um kritische Situationen im Netz zu vermeiden oder zu beheben
- Durchführen eines Demand Response Managements (kurzfristige, bewusste Veränderung der Verbraucherlast als Reaktion auf Preissignale im Markt oder vertraglichen Leistungsreserve) wie auch Bereitstellen von Kundenmanagementplattformen zur Gewährleistung einer standardisierten und strukturierten Anbindung flexibler Kunden, um diese in den "optimalen" Betrieb des Netzes einbeziehen zu können
- Bereitstellung einer Smart-Metering-Infrastruktur und -Dienste zur Bereitstellung von Informationen für Netznutzer und Netzbetreiber
- Nutzung gemeinsamer Datenbanken mit Smart-Metering-Daten und technischen Merkmalen flexibler Nutzer, um einen Datenaustausch zwischen Netznutzern und Netzbetreibern zu ermöglichen und neue Dienstleistungen im System zu ermöglichen
- Bereitstellung von sogenannten "Schnittstellenplattformen", die es dem Netzbetreiber ermöglichen, Systemdienstleistungen auf lokalen Flexibilitätsmärkten, auf denen Aggregatoren, flexible Netzkunden etc. Netzdienstleistungen anbieten können.

8.2 Beispielhafte Evaluierung der Digitalisierung nach Kategorien und Key Indicators

Digitalisierung nach Kategorien und Key Indicators

Kategorie	Key Indicators
Sensoren und Aktoren	<ul style="list-style-type: none"> • % des Nennstromverbrauchs mit eingesetzten intelligenten Zählern* • % der primären Umspannwerke mit Automatisierung und Fernsteuerung • % der Umspannwerke mit Automatisierung und Fernsteuerung • % der Fernsteuerungsgeräte außerhalb von primären und sekundären Umspannwerken pro Spannungsebene (MS und NS) • % der Nennleistung entsprechend den NS-Abzweigen, die online A6 überwacht werden • % der Transformatoren, die fernüberwacht werden
Konnektivität	<ul style="list-style-type: none"> • % der primären Umspannwerke mit Breitbandkommunikation und % der Nennleistung, die sie repräsentieren • % der sekundären Umspannwerke mit Breitbandkommunikation und % der Nennleistung, die sie darstellen • % der DER, die die Kommunikation mit dem Verteilernetz herstellen und % der Nennleistung, die sie darstellen
Datenverarbeitung	<ul style="list-style-type: none"> • % des Netzes beobachtbar pro Spannungsebene (MS- und NS) • % der Informationen, die in Echtzeit/Semi-Echtzeit verfügbar sind • % der Netzwerkressourcen mit digitalen Zwillingen
Digitale Kultur	<ul style="list-style-type: none"> • Vorhandensein eines Digitalisierungsplans und verantwortlicher Personen • % der Mitarbeiter und Außendienstmitarbeiter, die derzeit an internen Schulungen zu digitalen Technologien und Cybersicherheit teilnehmen • % der Außendienstmitarbeiter mit Zugriff auf Dokumentation über vernetzte Geräte • % der digital zugänglichen Dokumentation des Verteilernetzes • Verfügbarkeit einer digitalen Plattform für die Beratung und Durchführung von Verfahren für die Benutzer • % der Netzwerknutzer, die in einer Messdaten-App registriert sind, und in diesem Zusammenhang % der aktiven Nutzer pro Monat

Quelle: Rodriguez-Perez, Nestor et al. (2024)

Tabelle 1: Digitalisierung nach Kategorien und Key Indicators.²⁷

²⁷ Vgl. Rodriguez-Perez, Nestor; Matanza, Javier; Lopez, Gregorio; Cossent, Rafael; Chaves Avila, Jose Pablo; Mateo, Carlos et al. (2024):

Measuring the digitalisation of electricity distribution systems in Europe: Towards the smart grid. In: International Journal of Electrical Power & Energy Systems 159, S. 110009. DOI: 10.1016/j.ijepes.2024.110009, S. 5.

* Nicht auf Netzbetreiber in Deutschland übertragbar.

8.3 Beispielhafte Evaluierung des Smart Grids nach Kategorien und Key Indicators

Evaluierung eines Smart Grids - Key Indicators

Kategorie	Key Indicators
Beobachtbarkeit des Systems	<ul style="list-style-type: none"> • % der tatsächlich durchgeführten und ordnungsgemäß registrierten Messungen am definierten Speicherort in Echtzeit • % der tatsächlich durchgeführten Messungen, gewichtet nach der Relevanz des Transformators in Echtzeit • % der tatsächlich durchgeführten Messungen, gewichtet nach der Relevanz der Leitung in Echtzeit • % der tatsächlich durchgeführten Messungen, gewichtet nach der Relevanz des Leistungsschalter in Echtzeit
	<ul style="list-style-type: none"> • % der tatsächlich durchgeführten und ordnungsgemäß registrierten Messungen am definierten Speicherort nicht in Echtzeit • % der tatsächlich durchgeführten Messungen, gewichtet nach der Relevanz des Transformators nicht in Echtzeit • % der tatsächlich durchgeführten Messungen, gewichtet nach der Relevanz der Leitung nicht in Echtzeit • % der tatsächlich durchgeführten Messungen, gewichtet nach der Relevanz des Leistungsschalter nicht in Echtzeit
	<ul style="list-style-type: none"> • Wirksamkeit bei der Aufrechterhaltung der Stabilität des Spannungsprofils, gewichtet nach der Relevanz des Bereichs. • % der wirksamen Maßnahmen an Transformatoren aus Sicht der Servicequalität (z. B. Stabilität des Spannungsprofils), gewichtet nach der Relevanz des Transformators • % der effektiven Maßnahmen auf Leitungen aus Sicht der Servicequalität (z. B. Wiederherstellung von Leitungsfehlern), gewichtet nach der Relevanz der Leitung • % der effektiven Maßnahmen an Leistungsschaltern aus Sicht der Servicequalität (z. B. Fehlerbehebung durch Wiedereinschaltaktionen), gewichtet nach der Relevanz der Leistungsschalter • % der wirksamen Maßnahmen auf Leistungsregelungseinrichtungen aus Sicht der Servicequalität (wie z.B. vermiedene Ausfälle durch Leistungsregelung), gewichtet nach der Relevanz des Geräts • % der wirksamen Trennmaßnahmen aus Sicht der Servicequalität (z. B. vermiedene Ausfälle durch Verbindungsabbrüche), gewichtet nach der Relevanz der Leitung/des Gebiets • % der wirksamen Modulationsmaßnahmen unter dem Gesichtspunkt der Servicequalität (z. B. vermiedene Ausfälle oder Erhöhung der Anzahl der angeschlossenen Kunden/Stromlast oder Verbesserung der Netzauslastung bei der Energiedichte, Vermeidung von Infrastrukturinvestitionen durch Verwendung von Modulation), gewichtet nach der Relevanz der Leitung/des Gebiets (Lasten) • % der wirksamen Modulationsmaßnahmen unter dem Gesichtspunkt der Servicequalität (z. B. vermiedene Ausfälle oder Erhöhung der Anzahl der angeschlossenen Kunden/Stromlast oder Verbesserung der Netzauslastung bei der Energiedichte, Vermeidung von Infrastrukturinvestitionen durch Verwendung von Modulation), gewichtet nach der Relevanz der Leitung/des Gebiets (Erzeugung) • Positive Auswirkungen auf die Stabilität des Spannungsprofils durch Blindleistungsmodulation, gewichtet nach der Relevanz der Leitung/des Bereichs
	<ul style="list-style-type: none"> • % der wirksamen Maßnahmen auf Leistungsregelungseinrichtungen aus Sicht der Servicequalität (wie z.B. vermiedene Ausfälle durch Leistungsregelung), gewichtet nach der Relevanz des Geräts • % der wirksamen Trennmaßnahmen aus Sicht der Servicequalität (z. B. vermiedene Ausfälle durch Verbindungsabbrüche), gewichtet nach der Relevanz der Leitung/des Gebiets • % der wirksamen Modulationsmaßnahmen unter dem Gesichtspunkt der Servicequalität (z. B. vermiedene Ausfälle oder Erhöhung der Anzahl der angeschlossenen Kunden/Stromlast oder Verbesserung der Netzauslastung bei der Energiedichte, Vermeidung von Infrastrukturinvestitionen durch Verwendung von Modulation), gewichtet nach der Relevanz der Leitung/des Gebiets (Lasten) • % der wirksamen Modulationsmaßnahmen unter dem Gesichtspunkt der Servicequalität (z. B. vermiedene Ausfälle oder Erhöhung der Anzahl der angeschlossenen Kunden/Stromlast oder Verbesserung der Netzauslastung bei der Energiedichte, Vermeidung von Infrastrukturinvestitionen durch Verwendung von Modulation), gewichtet nach der Relevanz der Leitung/des Gebiets (Erzeugung) • Positive Auswirkungen auf die Stabilität des Spannungsprofils durch Blindleistungsmodulation, gewichtet nach der Relevanz der Leitung/des Bereichs
	<ul style="list-style-type: none"> • Wirksamkeit bei der Aufrechterhaltung der Stabilität des Spannungsprofils, gewichtet nach der Relevanz des Bereichs. • % der wirksamen Maßnahmen an Transformatoren aus Sicht der Servicequalität (z. B. Stabilität des Spannungsprofils), gewichtet nach der Relevanz des Transformators • % der effektiven Maßnahmen auf Leitungen aus Sicht der Servicequalität (z. B. Wiederherstellung von Leitungsfehlern), gewichtet nach der Relevanz der Leitung • % der effektiven Maßnahmen an Leistungsschaltern aus Sicht der Servicequalität (z. B. Fehlerbehebung durch Wiedereinschaltaktionen), gewichtet nach der Relevanz der Leistungsschalter • % der wirksamen Maßnahmen auf Leistungsregelungseinrichtungen aus Sicht der Servicequalität (wie z.B. vermiedene Ausfälle durch Leistungsregelung), gewichtet nach der Relevanz des Geräts • % der wirksamen Trennmaßnahmen aus Sicht der Servicequalität (z. B. vermiedene Ausfälle durch Verbindungsabbrüche), gewichtet nach der Relevanz der Leitung/des Gebiets • % der wirksamen Modulationsmaßnahmen unter dem Gesichtspunkt der Servicequalität (z. B. vermiedene Ausfälle oder Erhöhung der Anzahl der angeschlossenen Kunden/Stromlast oder Verbesserung der Netzauslastung bei der Energiedichte, Vermeidung von Infrastrukturinvestitionen durch Verwendung von Modulation), gewichtet nach der Relevanz der Leitung/des Gebiets (Lasten) • % der wirksamen Modulationsmaßnahmen unter dem Gesichtspunkt der Servicequalität (z. B. vermiedene Ausfälle oder Erhöhung der Anzahl der angeschlossenen Kunden/Stromlast oder Verbesserung der Netzauslastung bei der Energiedichte, Vermeidung von Infrastrukturinvestitionen durch Verwendung von Modulation), gewichtet nach der Relevanz der Leitung/des Gebiets (Erzeugung) • Positive Auswirkungen auf die Stabilität des Spannungsprofils durch Blindleistungsmodulation, gewichtet nach der Relevanz der Leitung/des Bereichs
	Steuerbarkeit

Evaluierung eines Smart Grids - Key Indicators

Kategorie	Key Indicators
Steuerbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> • % der wirksamen Modulationsmaßnahmen unter dem Gesichtspunkt der Servicequalität (z. B. vermiedene Ausfälle oder Erhöhung der Anzahl der angeschlossenen Kunden/Stromlast oder Verbesserung der Netzauslastung bei der Energiedichte zur Vermeidung von Infrastrukturinvestitionen durch Nutzung der Speichermodulation), gewichtet nach der Relevanz der Leitung/des Gebiets (Speicher)
Aktives Systemmanagement	<ul style="list-style-type: none"> • Wirksamkeit bei der Fehlervermeidung (bezogen auf einen Ausgangswert), gewichtet nach der Relevanz des Bereichs • Erhöhung der über das Netz verteilten Energiemenge zur Vermeidung von Infrastrukturinvestitionen, Reduzierung von Verlusten, Reduzierung von Ausfällen durch Optimierung des Stromflusses • % Anteil der Reduzierung von Ausfällen/Abschaltungen von Kunden/Überlastungen oder kritischen Zuständen durch den Einsatz von Flexibilität • % der Verringerung der Unterbrechung der Energieversorgung auf einer bestimmten "Insel" (Gebiet) im Falle eines großflächigen Zonenausfalls • % Zunahme der effektiven Einspeisung in das Netz aus nicht steuerbaren Erzeugungsanlagen • % Reduzierung manueller Eingriffe bei der Beantragung/Verwaltung von Flexibilität
Smart-Grid-Planung	<ul style="list-style-type: none"> • Reduzierung der Infrastrukturinvestitionen, die erforderlich sind, um den Energieverbrauch des Netzes zu erhöhen/die Servicequalität zu verbessern/die Energiewende zu unterstützen
Transparenz beim Datenzugang und -austausch zwischen relevanten Interessenträgern	<ul style="list-style-type: none"> • Können Daten zum elektronischen Zustellnachweis, den vertraglich eingeräumten Rechten, die Art des Kunden usw. umfassen • Können Daten zur aufgenommenen Wirkleistung, die erzeugte Wirkleistung usw. umfassen • Können Daten zum Stromfluss am Anschlusspunkt des Verteilernetzes und des Übertragungsnetzes, die im Verteilungsnetz erzeugte Wirkleistung pro Art der Quelle usw. umfassen • Können Daten zur Wirkleistung der Kunden, die erzeugte und aufgenommenen Wirkleistung der Kunden usw. umfassen • Können Daten können die Wirkleistung der Kunden, die erzeugte Wirkleistung der Kunden usw. umfassen und können vom Kunden verwendet werden (z. B. zur Bewertung seines Energieverhaltens). • Können Daten zum Netzsystembetrieb, die Netzanalyse usw. verwendete Daten enthalten und sollten Mindestdaten gemäß KORRR (key organisational requirements, roles and responsibilities - wesentliche organisatorische Anforderungen, Rollen und Verantwortlichkeiten, GLDPM (generation and load data provision methodology - Methodik zur Bereitstellung von Erzeugung- und Lastdaten), DCC (direct client-to-client - direkte Kunden-zu-Kunden- Kommunikation), nationalen und anderen Vorschriften enthalten

Evaluierung eines Smart Grids - Key Indicators

Kategorie	Key Indicators
Lokale Flexibilitätsmärkte und Kundeneinbindung*	<ul style="list-style-type: none"> • Bewertung der Umsetzung von Markt- und/oder anderen Arten von Vereinbarungen zwischen Kunden/Aggregatoren und Netzbetreibern (z. B. Direktverträge), um flexible Ressourcen zur Bereitstellung von Dienstleistungen für das Netz zu ermöglichen - berücksichtigt die Verfügbarkeit von (Markt-)Plattformen, die es den Kunden/Aggregatoren ermöglichen, Dienstleistungen für den VNB anzubieten • Bewertung von Art und Umfang der von Kunden/Aggregatoren angebotenen und von VNB oder ÜNB im Bezugszeitraum angeforderten Dienste
Intelligentes Asset Management	<ul style="list-style-type: none"> • KPI zur Beobachtbarkeit des Systems • Auswirkungen von vorausschauenden Wartungs- und Instandhaltungs-Aktivitäten auf die Servicequalität

Quelle: CEDEC; E.DSO; EURELECTRIC; GEODE (2021)

Tabelle 2: Evaluierung eines Smart Grids - Key Indicators.²⁸

²⁸ Vgl. CEDEC; E.DSO; EURELECTRIC; GEODE (2021): Smart Grid Key Performance Indicators: A DSO perspective (Dépôt légal, D/2021/12.105/13), S. 22 ff. Eine weitere Darstellung findet sich z. B. unter: Dupont, B.; Meeus, L.; Belmans, R. (2010): Measuring the “smartness” of the electricity grid. EEM 2010; Madrid, Spain, 23 - 25 June 2010. Piscataway, NJ: IEEE, S. 3.

* Nicht uneingeschränkt auf Netzbetreiber in Deutschland übertragbar.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Die Dimensionen der Versorgungsqualität.....	10
---	----

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Digitalisierung nach Kategorien und Key Indicators.....	31
Tabelle 2: Evaluierung eines Smart Grids - Key Indicatoren.....	34

Abkürzungsverzeichnis

ARegV	Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung)
ASIDI	Average System Interruption Duration Index
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BGBI	Bundesgesetzblatts
DCC	Direct Client-to-Client (deutsch: direkte Kunden-zu-Kunden-Kommunikation)
DER	Distributed Energy Resources
DMS	Distribution Management System
EE-Anlagen	Erneuerbare-Energien-Anlagen
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetzes)
EuGH	Gerichtshof der Europäischen Union
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
GasNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung)
GLDPM	Generation and Load Data Provision Methodology (deutsch: Methodik zur Bereitstellung von Erzeugung- und Lastdaten)
GMI	Grid Modernization Index
KI	Key Indicator
GBK	Koordinierungsstelle der Großen Beschluskammer Energie
KORRR	Key Organisational Requirements, Roles and Responsibilities (deutsch: wesentliche organisatorische Anforderungen, Rollen und Verantwortlichkeiten)
KPI	Key Performance Indicator

NEST	Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur vom 18.01.2024 mit dem Titel "Netze. Effizient. Sicher. Transformiert." zu möglichen Anpassungen an der Kosten- und Entgeltregulierung
LV	Letztverbraucheranzahl
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition (deutsch: Überwachung, Steuerung und Datenerfassung), das Computer-System oder die Software
SIG	Smart-Grid-Index (SIG)
StromNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung)
ÜNB	Betreiber der Übertragungsnetze
VNB	Betreiber der Verteilernetze (Elektrizität oder Gas)

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Bezugsquelle | Ansprechpartner

Koordinierungsstelle der Großen Beschlusskammer Energie (GBK)

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

gbk@bnetza.de

www.bundesnetzagentur.de

Tel. +49 228 14-0

Fax +49 228 14-8872

Stand

Oktober 2024

Text

Koordinierungsstelle der Großen Beschlusskammer Energie



bundesnetzagentur.de

 x.com/BNetzA

 social.bund.de/@bnetza

 youtube.com/BNetzA