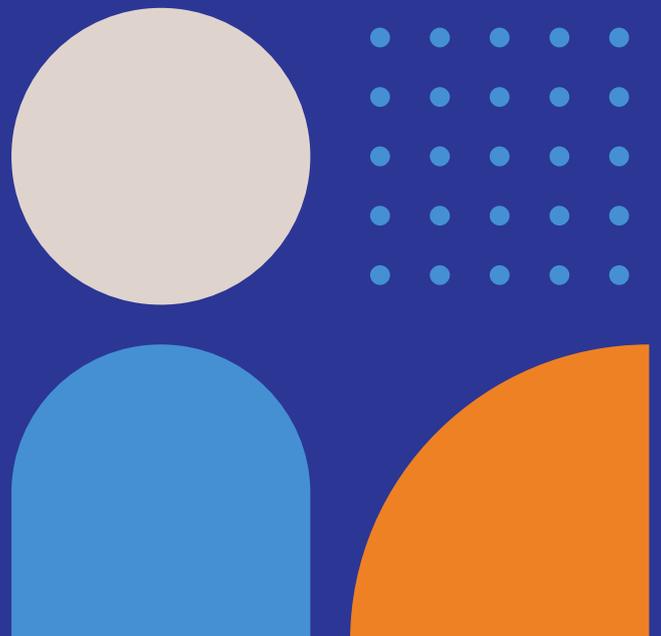


Stellungnahme zu den Eckpunkten zu
Methoden der Anreizmechanismen für
die Versorgungsqualität von
Energieversorgungsnetzen –
insbesondere zur Steigerung der
Energiewendekompetenz

Stuttgart, 29.11.2024



Stellungnahme der Netze BW

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

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung und Zusammenfassung.....	1
2	Hintergrund.....	3
3	Die Qualitätsregulierung und ihre geänderten Anforderungen	4
4	Grundsätzliche Überlegungen zur Anpassung der Qualitätsregulierung.....	6
4.1	Die Versorgungsqualität	6
4.2	Zeitpunkt und Vorgehen bei der Einführung einer erweiterten Qualitätsregulierung	6
4.3	Adressatenkreis	7
4.4	Transparenz	7
5	Qualitätsregulierung der Gasverteilernetze.....	7
6	Qualitätsregulierung der Elektrizitätsverteilernetze	8
6.1	Grundlagen	8
6.2	Netzzuverlässigkeit.....	8
6.2.1	Umsetzung der Netzzuverlässigkeit	8
6.2.2	Berücksichtigung im Effizienzvergleich	14
6.3	Netzleistungsfähigkeit	14
6.3.1	Kriterien für die Indikatoren zur Beschreibung der Energiewendekompetenz	14
6.3.2	Netzanschluss.....	15
6.3.3	Digitalisierung und Smart Grids.....	22
6.3.4	Abregelungen und netzorientierte Steuerung	26
6.3.4.1	Redispatch.....	26
6.3.4.2	Steuerbare Verbrauchseinrichtungen.....	27
6.3.5	Standardisierung.....	27
6.4	Netzservicequalität	28
7	Fragen der Bundesnetzagentur.....	29

Stellungnahme der Netze BW

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

1 Einleitung und Zusammenfassung

Die Bundesnetzagentur hat am 14.10.2024 ein Eckpunktepapier zu den Methoden der Anreizmechanismen für die Versorgungsqualität von Energieversorgungsnetzen – insbesondere zur Steigerung der Energiewendekompetenz veröffentlicht. Zu diesem Eckpunktepapier kann bis zum 29.11.2024 Stellung genommen werden. Diese Möglichkeit nehmen wir gerne wahr.

Das Eckpunktepapier reiht sich in den NEST-Prozess der Bundesnetzagentur zur Neuregelung des Regulierungsrahmens ein. 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 und unter Berücksichtigung von objektiven strukturellen Unterschieden der einzelnen Netzbetreiber ermittelt werden.

Die Bundesnetzagentur hatte bereits im Eckpunktepapier NEST erste Überlegungen zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung angestellt. Unter anderem beabsichtigt sie, die Qualitätsregulierung um den Aspekt der „Energiewendekompetenz“ zu erweitern. Ihre diesbezüglichen Überlegungen werden im aktuellen Eckpunktepapier vertieft.

Zu den Überlegungen der Bundesnetzagentur in diesem Eckpunktepapier haben wir folgende zentrale Anmerkungen:

- Wir begrüßen das geplante schrittweise Vorgehen der Bundesnetzagentur. Eine hinreichend genau definierte Datenabfrage und eine fehlerbereinigte Datengrundlage ist eine notwendige Voraussetzung, falls Daten zu Vergleichszwecken verwendet und mit wirtschaftlichen Anreizen belegt werden sollen.
- Bei der Gestaltung einer Qualitätsregulierung für Energiewendekompetenz ist es unumgänglich, die Wechselwirkungen mit dem Effizienzbenchmark und weiteren Regulierungselementen in die Überlegungen mit einzubeziehen, um inkonsistente und sich überlappende wirtschaftliche Anreize zu vermeiden.
- Sofern Kennzahlen/Indikatoren das reine Ausmaß der Betroffenheit eines Netzbetreibers von der Energiewende und nicht dessen Kompetenz abbilden, ist es aus Sicht der Netze BW zwingend notwendig, als Anreiz ein reines Bonussystem zu etablieren.
- Bei der Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung für Netzzuverlässigkeit sollte die Abgrenzung der höheren Gewalt transparent, klar definiert und messbar sein. Dabei

Stellungnahme der Netze BW

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

sollten die zu erbringenden Nachweise eindeutig festgelegt werden. Die von der Bundesnetzagentur aufgrund der Zunahme von Extremwetterereignissen angedachte Einschränkung der Zuordnung zur höheren Gewalt muss zwangsläufig mit einer Berücksichtigung der gebietsstrukturellen Gegebenheiten in der Referenzfunktion einhergehen.

- Die Referenzfunktion für die Netzzuverlässigkeit in der Mittelspannung weist in ihrer jetzigen Form keinen ausreichenden Erklärungsgehalt auf und sollte dahingehend ergänzt werden, dass die aufgrund gebietsstruktureller Merkmale höheren marginalen Kosten einer Qualitätsverbesserung bei der Bestimmung der netzbetreiberindividuellen Referenzwerte berücksichtigt werden.
- Die Qualitätsregulierung für Netzleistungsfähigkeit soll u.a. über Kennzahlen zu Netzanschlüssen erfolgen. Die Anzahl an hergestellten Netzanschlüssen pro Jahr sagt nichts über die Kompetenz eines Netzbetreibers aus, sondern lediglich darüber, wie hoch die Nachfrage nach Netzanschlüssen in dessen Netzgebiet ist. Dieser Sachverhalt wird im NEST-Prozess unter dem Stichwort „OPEX-Aufwuchs“ behandelt. Zudem ist die Normierung der neuen Netzanschlüsse mit der Gesamtzahl der Netzanschlüsse nicht sachgerecht.
- Die Geschwindigkeit, mit der ein Netzbetreiber die Netzanschlussanfragen realisiert, kann ein Indikator dafür sein, wie gut ein Netzbetreiber sein Netz, seine Prozesse, internen Abläufe und auch IT-Infrastruktur auf die Herausforderungen der Energiewende angepasst hat. Die Kennzahl K3 scheint daher grundsätzlich sinnvoll, um die Dauer von Netzanschlüssen je Netzbetreiber und Kategorie transparent zu machen und ggf. zu vergleichen. Hier ist jedoch zu beachten, dass eine für alle Netzbetreiber eindeutige Definition der Netzanschlussdauer zentral ist und viele exogene Faktoren den Prozess beeinflussen.
- Grundsätzlich sollten geeignete Kennzahlen zu Netzanschlüssen ausschließlich auf Ebene der Mittel- und Niederspannung (bis 10 MW) erhoben werden, da Anschlüsse oberhalb der Mittelspannung überwiegend größere Anlagen im Projektgeschäft betreffen, die vom Umfang und den Bearbeitungsschritten sehr individuell sind und von deutlich mehr exogenen Faktoren beeinflusst werden als Anschlüsse in der Nieder- und Mittelspannung.
- Bei der Betrachtung von Netzanschlüssen sollte nach Leistungsklassen und nach Erzeugungsanlagen/Bezugskunden differenziert werden, weil sich der operative/zeitliche Aufwand hier deutlich unterscheidet.
- Die Ausführungen der Bundesnetzagentur zu Digitalisierung und Smart Grids als Energiewendekompetenzkennzahlen suggerieren, dass ein Mehr an Digitalisierung stets vorteilhaft ist. Die Netze BW weist darauf hin, dass dies häufig nur bis zu einem

Stellungnahme der Netze BW

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

bestimmten Schwellenwert zutrifft und ein direkter Vergleich zwischen Netzbetreibern – aufgrund der unterschiedlich ausgeprägten Notwendigkeit Digitalisierung und Smart Grids zu nutzen – schwierig ist. Eine Betrachtung der Zunahme über die Zeit bei den einzelnen Verteilnetzbetreibern könnte hier Abhilfe schaffen. Die Netze BW schlägt Indikatoren aus den Bereichen Beobachtbarkeit des Netzes, Aktoren, und digitale Unterstützung der Kommunen vor, die aus ihrer Sicht am ehesten geeignet sein können, die tatsächliche Kompetenz zu erfassen.

- Kleinere Netzbetreiber könnten Schwierigkeiten haben, die neuen Anforderungen im Rahmen der Energiewende umzusetzen. Standardisierte Lösungen, die von anderen Netzbetreibern – unentgeltlich – bereitgestellt werden, können hierbei hilfreich sein. Diese Bereitstellung könnte im Rahmen einer Qualitätsregulierung belohnt werden. Die Nutzung der entwickelten Lösungen muss jedoch freiwillig bleiben. Verpflichtende Standards für die gesamte Branche dürfen daraus nicht entstehen. Eine Belohnung sollte sich auf die Entwicklung und Bereitstellung beschränken und nur dann zum Tragen kommen, wenn diese Lösung von dritten, nicht konzernverbundenen Netzbetreibern auch angenommen wird. Die Nutzung der bereitgestellten Lösung durch einen dritten Netzbetreiber sollte dabei nicht entlohnt werden, da dieser bereits von der unentgeltlichen Bereitstellung dieser Lösung profitiert.

2 Hintergrund

Die Bundesnetzagentur beabsichtigt das bereits in der Anreizregulierung implementierte Qualitätselement um weitere Elemente zu ergänzen, die insbesondere die Energiewendekompetenz der Stromverteilernetze abbilden. Dabei beabsichtigt sie schrittweise vorzugehen. Nach Identifikation von Indikatoren und Definition geeigneter Kennzahlen für die Abbildung der Energiewendekompetenz eines Netzbetreibers, der Netz Zuverlässigkeit und der Netzservicequalität sollen diese Daten bei den Netzbetreibern erhoben, veröffentlicht und in einem weiteren separaten Schritt mit finanziellen Anreizen belegt werden.

Die Netze BW begrüßt dieses schrittweise Vorgehen. Die exakte Definition und Erhebung von Daten bei den Netzbetreibern ist ein fehleranfälliger Lernprozess. Eine hinreichend genau definierte Datenabfrage und eine fehlerbereinigte Datengrundlage ist aber eine notwendige Voraussetzung, wenn diese Daten zu Vergleichszwecken verwendet und mit wirtschaftlichen Sanktionen belegt werden sollen.

Stellungnahme der Netze BW

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

3 Die Qualitätsregulierung und ihre geänderten Anforderungen

Die Bundesnetzagentur beschreibt die Qualitätsregulierung zunächst wie bisher als notwendigen Gegenpart zu einer auf Kosteneffizienz ausgerichteten Anreizregulierung der Netze. Durch diese werde sichergestellt, dass für Netzbetreiber Anreize zur Optimierung ihrer Versorgungsqualität bestehen und diese bei Bemühungen um ein möglichst kosteneffizientes Netz nicht aus dem Blick geraten. Die Behörde führt weiter aus, dass die bisherige Qualitätsregulierung gemäß §§ 18-20 ARegV nicht das Erreichen einer maximal möglichen Qualitätsausbringung vorsehe, sondern dazu beitrage, die Ziele Kosteneffizienz und Versorgungsqualität auszutarieren. Das geforderte gesamtwirtschaftliche Optimum sei erreicht, wenn die marginalen Kosten der Qualitätserhöhung dem marginalen kundenseitigen Nutzen entsprächen.

Zuzustimmen ist der Aussage der Bundesnetzagentur, wonach das bei gesamtwirtschaftlicher Ausrichtung optimale Qualitätsniveau netzbetreiberindividuell unterschiedlich ist. Dies hängt damit zusammen, dass die Kosten einer Qualitätsverbesserung von gebietsstrukturellen und topographischen Eigenschaften des jeweiligen Netzgebietes abhängen und nicht einheitlich sind. Kostenunterschiede bei der Qualitätsverbesserung, die auf gebietsstrukturelle Eigenschaften zurückgehen, müssen bei der Bestimmung individueller Referenzwerte berücksichtigt werden. Die ausschließliche Verwendung der Lastdichte als Kostentreiber zur Bestimmung der individuellen Referenzwerte kann unterschiedliche marginale Kosten nur unzureichend erklären (vgl. Abschnitt 6.2.1).

Zusätzlich zum ursprünglichen Qualitätselement möchte die Bundesnetzagentur nun – ebenfalls unter der Überschrift Qualitätsregulierung – ein outputorientiertes und auf Indikatoren basierendes Anreizsystem etablieren, welches die Ziele der Energie- und Wärmewende im Regulierungssystem verankert. Dieses System soll laut Eckpunktepapier dazu dienen, die steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG, die Großverbraucher und die dezentralen Erzeugungsanlagen zügig ans Netz anzuschließen, wobei kritische Netzsituationen zu vermeiden sind.

Diese zwei Zielsetzungen – zum einen die Sicherung der Versorgungsqualität/Netzzuverlässigkeit als Korrektiv zur Kostenoptimierung und zum anderen die Förderung der Energie- und Wärmewende – unterscheiden sich grundsätzlich. Aus Sicht der Netze BW sollten diese unterschiedlichen Zielsetzungen der neuen Qualitätsregulierung und die zugehörigen Instrumente – auch wenn sie beide unter den Überbegriff der Versorgungsqualität gefasst werden – deutlich getrennt werden.

Stellungnahme der Netze BW

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

Einen Output, der die Energiewendekompetenz abbilden soll, zu definieren, ist eine komplexe Aufgabe. Was könnte das Vorhandensein von Energiewendekompetenz auf der Outputseite beschreiben? Aus Sicht der Netze BW ist es die Fähigkeit, seine klar definierte Versorgungsaufgabe zeitnah erfüllen zu können. Dies bedeutet auch, dass ein Netzbetreiber sein Netz auf zukünftige Anforderungen (z.B. bei Netzanschlüssen) vorbereitet haben sollte, beispielsweise durch vorausschauenden Netzausbau oder die Möglichkeit der Nutzung von Steuerung und Flexibilitäten. Gedanklich könnte der vorhandene „Kapazitätspuffer“ im Netz also eine Möglichkeit darstellen, Energiewendekompetenz auf Outputseite zu operationalisieren. Ein zusätzlicher Blick auf die Anschlussdauer als Output kann aufzeigen, dass der Netzbetreiber seine Prozesse gut organisiert und optimiert hat und schnell auf Anschlussanfragen reagieren kann.

Die Netze BW weist auf die zwei grundsätzlich unterschiedlichen Regulierungsansätze hin, die in diesem Zusammenhang angewandt werden können:

Zum einen gibt es den Ansatz, dass der Netzbetreiber selbst zwischen den Kosten und dem Nutzen einer Maßnahme abwägen und dementsprechend die effizienteste Lösung wählen soll. Dies setzt voraus, dass der Regulierungsrahmen eine Abwägung ermöglicht. In der aktuellen Anreizregulierung sorgt der Effizienzvergleich dafür, dass Netzbetreiber bearbeitet werden, ihre Versorgungsaufgabe mit geringstmöglichen Kosten zu erfüllen. Wenn also der Effizienzvergleich die gewünschten Outputparameter (bspw. eine vorausschauende Netzkapazität) bereits abbildet, würden sich zusätzliche wirtschaftliche Anreize erübrigen.

Ein anderer Ansatz besteht darin, bestimmte outputorientierte Aktivitäten und Maßnahmen grundsätzlich als effizient und somit als wünschenswert einzustufen. Die Kosten-Nutzen-Abwägung wird in diesem Fall von der Regulierungsbehörde vorgenommen. Entweder indem sie, wie im Rahmen des aktuellen Qualitätselementes, einen Referenzwert für Bonus-/Maluszahlungen festlegt oder indem sie unabhängig von einem Referenzwert den gewünschten Output direkt finanziell anreizt.

Wenn die Aufgaben und Pflichten des Netzbetreibers klar definiert sind (ggf. auch über weitere gesetzliche Regelungen oder Festlegungen zu Mindestanforderungen), sollte im Rahmen einer Anreizregulierung eine Kosten-Nutzen-Abwägung der Netzbetreiber Vorrang haben. Sofern es jedoch notwendig oder gewünscht ist, über die Anreizwirkung des Effizienzvergleichs hinaus einzelne Outputgrößen direkt finanziell zu beanreizen, ist es nach unserer Auffassung unumgänglich, die Wechselwirkungen mit dem Effizienzbenchmark in die Überlegungen mit einzubeziehen, um inkonsistente und sich überlappende wirtschaftliche Anreize zu vermeiden. Beispielsweise wird die installierte EE-Erzeugungsleistung bereits im Effizienzvergleich berücksichtigt, sodass ein Mehr an installierter EE-Leistung nicht zusätzlich über ein Outputelement belohnt werden sollte.

Stellungnahme der Netze BW

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

Sofern Kennzahlen/Indikatoren das reine Ausmaß der Betroffenheit eines Netzbetreibers von der Energiewende und nicht dessen Kompetenz abbilden, ist es aus Sicht der Netze BW zwingend notwendig, als Anreiz ein reines Bonussystem zu etablieren. Dies würde der Tatsache Rechnung tragen, dass es beispielsweise nicht in der Hand des Netzbetreibers liegt, wie viele Windkraftanbieter sich in seiner Region ansiedeln oder wie viele Kunden sich gerade einen Speicher einbauen.

4 Grundsätzliche Überlegungen zur Anpassung der Qualitätsregulierung

4.1 Die Versorgungsqualität

Die Bundesnetzagentur schlägt vor, die Definition der Netzleistungsfähigkeit um die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes, die Nachfrage nach der Übertragung von Energie, vorwiegend aus erneuerbaren Energiequellen zu befriedigen, zu erweitern. Nach Auffassung der Netze BW ergibt diese Definition wenig Sinn, es sei denn, man möchte hierdurch einen grundsätzlichen Vorrang des Netzanschlusses und der Übertragung von erneuerbarer Energien gegenüber dem Netzanschluss von neuen Lasten etablieren.

4.2 Zeitpunkt und Vorgehen bei der Einführung einer erweiterten Qualitätsregulierung

Die Netze BW stimmt der Bundesnetzagentur zu, dass die Einführung einer erweiterten Qualitätsregulierung nicht an ein Basisjahr gebunden sein muss, sondern davon unabhängig erfolgen kann. Wir teilen auch die Auffassung der Bundesnetzagentur, dass ein hierdurch mögliches schrittweises und gestuftes Vorgehen bei der Implementierung einer erweiterten Qualitätsregulierung von Vorteil ist. Eine erweiterte Qualitätsregulierung auf Basis von Kennzahlenwerten erfordert eine sorgfältige Datendefinition und Erhebungsmethodik. Wie die Erfahrungen aus anderen Themenbereichen der Anreizregulierung, bspw. dem Effizienzvergleich, zeigen, ist die exakte Definition von Daten und die Plausibilitätsprüfung von Netzbetreiberdaten durch die Bundesnetzagentur ein mühseliger und langwieriger Lernprozess. Eine korrekte und fehlerfreie Datengrundlage ist aber eine notwendige Voraussetzung dafür, dass die mit dem neuen Energiewendequalitätsselement beabsichtigten Ziele überhaupt erreicht werden können. Wirtschaftliche Anreize wirken nur wie beabsichtigt, wenn ein Netzbetreiber davon ausgehen kann, dass seine Handlungen tatsächlich den intendierten finanziellen Effekt haben und dieser Effekt nicht in zufälliger Weise von fehlerhaften Daten anderer Netzbetreiber beeinflusst ist. Sofern also intendiert ist, Netzbetreiber anhand erhobener Kennziffern miteinander zu vergleichen und auf dieser Grundlage finanzielle Anreize zu

Stellungnahme der Netze BW

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

implementieren, steht die Bundesnetzagentur nach unserer Auffassung in der Verantwortung für eine sachgerechte und fehlerfreie Datengrundlage zu sorgen.

4.3 Adressatenkreis

Sofern die Bundesnetzagentur vorsieht, den Adressatenkreis der Qualitätsregulierung zu erweitern, ist es aus Sicht der Netze BW zwingend notwendig, einen deutlich intensivierten Fokus auf die Datenqualität und die Plausibilisierung der Daten zu legen. Netzbetreiber, die bislang wenige Daten bzw. ihre Daten lediglich zur Wahrnehmung von Veröffentlichungspflichten veröffentlicht haben, müssen an die Bedeutung der Datenqualität im Rahmen von Anreizmechanismen herangeführt und diesbezüglich unterstützt werden, damit die notwendige hohe Datenqualität gewährleistet werden kann.

4.4 Transparenz

Die Netze BW spricht sich dafür aus, sämtliche Daten zur Beschreibung der Versorgungsqualität gemäß § 23b EnWG zu veröffentlichen. Dies dient der Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Regulierungsentscheidungen, die im Zuge der neuen Festlegungskompetenzen der Bundesnetzagentur noch weiter an Bedeutung gewonnen haben.

Durch die Datenveröffentlichung haben Netzbetreiber die Chance, sich hinsichtlich ihrer „Energiewendekompetenz“ mit anderen Netzbetreibern zu vergleichen. Da die Veröffentlichung dieser Kennzahlen mit erheblichen Reputationswirkungen einhergehen kann, sind auch in diesem Zusammenhang korrekte und fehlerfreie Daten von Bedeutung. Die Verantwortung hierfür trägt die Bundesnetzagentur, die sich dieser Verantwortung auch nicht mit Verweis auf die öffentliche Zugänglichkeit der Daten entziehen kann.

5 Qualitätsregulierung der Gasverteilernetze

Die Netze BW stimmt mit der Bundesnetzagentur überein, dass die Einführung einer Qualitätsregulierung im Gasbereich zum jetzigen Zeitpunkt nicht sinnvoll ist und diese, falls sie in Zukunft angebracht sein sollte, zudem Inhalt einer vom Strombereich unabhängigen Festlegung sein sollte.

Stellungnahme der Netze BW

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

6 Qualitätsregulierung der Elektrizitätsverteilernetze

6.1 Grundlagen

Die Netze BW stimmt der Bundesnetzagentur zu, dass zunächst eine verlässliche und transparente Datengrundlage geschaffen werden muss und dass Mehrfachberücksichtigungen in der Regulierungssystematik und Fehlanreize zu vermeiden sind. Eine abschließende Bewertung ist hier erst möglich, wenn alle Elemente des Regulierungssystems bekannt sind.

6.2 Netzzuverlässigkeit

Netzzuverlässigkeit beschreibt derzeit nach § 19 Absatz 3 Satz 1 ARegV die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes, Energie möglichst unterbrechungsfrei und unter Einhaltung der Produktqualität zu transportieren. Diese Definition soll laut Bundesnetzagentur beibehalten werden. Die Netze BW stimmt dem zu.

6.2.1 Umsetzung der Netzzuverlässigkeit

Bei der Umsetzung der bisherigen Qualitätsregulierung zur Netzzuverlässigkeit sieht die Bundesnetzagentur Anpassungsbedarf in Bezug auf die Einstufung von Versorgungsunterbrechungen in den Störungsanlass höhere Gewalt. Hinsichtlich der bisherigen Vorgehensweise zur Ableitung der Kennzahlvorgaben (Referenzwerte) wird dagegen kein Anpassungsbedarf formuliert. Vielmehr ist die Behörde offensichtlich der Auffassung, dass sich hinsichtlich der zu berücksichtigenden gebietsstrukturellen Merkmale einzig die Lastdichte als besonders geeignet erwiesen hat. Diese Auffassung teilen wir nicht (s.u.).

Anerkennung Höhere Gewalt

Die Bundesnetzagentur beabsichtigt, den Katalog für die Zuordnung von Versorgungsunterbrechungen zum Störungsanlass höhere Gewalt zu überarbeiten, um den veränderten klimatischen Bedingungen und damit einhergehenden häufigeren Witterungsereignissen Rechnung zu tragen. Netzbetreiber haben sich nach Auffassung der Behörde auf häufiger auftretende oder stärker ausfallende Wetterereignisse einzustellen, die Netzkunden erwarteten auch zukünftig eine zuverlässige Energieversorgung.

Das Einstufen von Versorgungsunterbrechungen zum Störungsanlass höhere Gewalt stellt insbesondere eine Bereinigung der Nichtverfügbarkeits-Kennzahl für extreme Wetterereignisse dar. Werden Wetterereignisse und darauf zurückgehende Versorgungsunterbrechungen zukünftig in deutlich geringerem Umfang als „höhere

Stellungnahme der Netze BW

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

Gewalt“ eingestuft, dann entfällt eine Kontrolle für extreme Witterungseinflüsse. Netzbetreiber sind jedoch aufgrund gebietsstruktureller Unterschiede von Wetterereignissen unterschiedlich stark betroffen und haben deutlich unterschiedliche marginale Kosten in Bezug auf die Verbesserung der Versorgungsqualität. Dies bedeutet, dass sich netzbetreiberindividuell unterschiedliche optimale Niveaus der Versorgungsqualität ergeben. Denn es ist nur bis zu einem gewissen Grad wirtschaftlich vertretbar, das Netz gegen extreme Wetterereignisse zu rüsten. Um diese unterschiedliche Betroffenheit von exogenen Extremereignissen und die unterschiedlichen marginalen Kosten der Qualitätsverbesserung angemessen zu berücksichtigen, ist eine Erweiterung der Referenzfunktion um gebietsstrukturelle Merkmale notwendig.

Aus Sicht der Netze BW wäre zudem eine klarere Abgrenzung bei der Zuordnung höherer Gewalt sinnvoll. Idealerweise werden hier auch die zu erbringenden Nachweise über das Vorliegen höherer Gewalt genau beschrieben und die Entscheidungspraxis der Bundesnetzagentur dargelegt. Eine einheitliche Entscheidungspraxis über alle Netzbetreiber hinweg ist grundlegende Voraussetzung für die Vergleichbarkeit der Netzbetreiber anhand der Nichtverfügbarkeits-Kennzahl.

Überprüfung und Erweiterung des Modells zur Berechnung der Referenzwerte

Die Bundesnetzagentur erläutert im Eckpunktepapier in Kapitel 3, dass die gesamtwirtschaftliche Ausrichtung (Austarieren von Kosteneffizienz und Versorgungsqualität) in unterschiedlichen Versorgungsnetzen ein unterschiedliches Niveau der Versorgungsqualität nach sich ziehen kann. Dem ist grundsätzlich zuzustimmen. Sofern in einem Netzgebiet aufgrund struktureller Gegebenheiten die marginalen Kosten einer Qualitätsverbesserung höher sind als in anderen Netzgebieten ist das optimale Niveau der Versorgungsqualität (bei angenommen bundesweit einheitlichem marginalen Kundennutzen) in dem Netzgebiet mit gebietsstrukturellen Erschwernissen niedriger. Um diese gebietsstrukturellen Nachteile abzubilden und die netzbetreiberindividuellen Kennzahlvorgaben zu ermitteln, verwendet die Bundesnetzagentur die Lastdichte (Verhältnis auf Jahreshöchstlast und Fläche), die sich ihrer Meinung nach als besonders geeignet erwiesen hat.

Die Netze BW teilt diese Auffassung nicht. Die aktuelle Vorgehensweise zur Berechnung der netzbetreiberindividuellen ASIDI-Referenzwerte zeigt sowohl aus konzeptioneller als auch aus statistischer Sicht erhebliche Schwächen, sodass die ermittelten Referenzwerte unzuverlässig sind. Vor dem Hintergrund der abnehmenden Modellgüte der Referenzfunktion im Zeitablauf ist es umso notwendiger, eine Überprüfung der konzeptionellen und statistischen Schwächen durchzuführen. Im aktuellen Regressionsmodell wird sogar ein negativer Wert für den Parameter α ausgegeben. Der negative Wert des Parameters hat zur Folge, dass theoretisch negative Referenzwerte

Stellungnahme der Netze BW

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

möglich sind. Das würde schließlich bedeuten, dass auch bei einem ASIDI von null und entsprechender Lastdichte der Netzbetreiber einen Malus erhalten könnte. Ein offensichtlich absurdes Ergebnis.

Die abnehmende Modellgüte führt dazu, dass die Referenzwerte zunehmend unzuverlässig sind und keine optimale Anreizwirkung entfalten. Die Netze BW spricht sich daher dafür aus, bei der Herleitung der Referenzfunktion in der Mittelspannung zu prüfen, ob neben der Lastdichte weitere (gebietsstrukturelle) Merkmale des Netzgebiets Einfluss auf die Nichtverfügbarkeitskennzahl ASIDI haben und dies die Modellgüte erhöht.

Im Einzelnen

Im aktuellen Vorgehen der Bundesnetzagentur werden die individuellen Referenzwerte auf Basis einer hyperbolischen Regression bestimmt. Dabei werden die ASIDI-Referenzwerte in Abhängigkeit von der Lastdichte und einer Gewichtung mit der Anzahl der Letztverbraucher berechnet. Der funktionale Zusammenhang von ASIDI-Werten und der Lastdichte wurde über einen ingenieurwissenschaftlichen Ansatz hergeleitet und auch in Folgegutachten mithilfe von empirischen Daten gestützt¹. Jedoch sind mittlerweile erhebliche statistische Schwächen der Referenzfunktion festzustellen, die zu einer unzuverlässigen Festlegung der Referenzwerte führen.

Geringer Erklärungsgehalt des geschätzten Regressionsmodells

Unter Verwendung der von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Daten zu den Qualitätselementen aus den Jahren 2022, 2023 und 2024 lassen sich die jeweiligen Referenzfunktionen nachbilden und statistisch überprüfen. Nachstehend die wesentlichen Ergebnisse der Referenzfunktion² der Jahre 2022 bis 2025.

¹ vgl. CONSENTEC, „Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitäts-Elements (Q-Element) im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösbergrenze“, 20.10.2010

² Der funktionale Zusammenhang wird durch folgendes Modell gegeben: $ASIDI = a + \frac{b}{Lastdichte^c}$

Stellungnahme der Netze BW

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

Tabelle 1 – Statistische Ergebnisse der Referenzfunktionen der Jahre 2022, 2023, 2024 und 2025

Abhängige Variable: Lastdichte				
	2022	2023	2024	2025
a	4,25***	2,09	1,8	-0,18
b	297,04*	90,71*	76,08*	55,54*
c	0,81***	0,5***	0,45**	0,33.
Beobachtungen	202	203	195	197
R ²	0,51	0,46	0,40	0,36

Signifikanz Codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 '.' 1

Anmerkung: Ergebnisse der Jahre 2022 bis 2024 aus eigener Berechnung. Für das Jahr 2025 wurden die Ergebnisse dem Berichtsentwurf zur Bestimmung des Qualitätselementes 2025 mit Stand 10. Oktober 2025 entnommen.

Den Ergebnissen in der Tabelle ist zu entnehmen, dass die Werte für die jeweiligen Parameter im Zeitablauf deutlich sinken, der Funktionsverlauf ändert sich dadurch substantiell. Darüber hinaus ist eine zurückgehende Signifikanz der Parameter a und c zu beobachten und das Bestimmtheitsmaß sinkt Jahr für Jahr. Für das Jahr 2025 kommt es beim Parameter a, der ein Grundniveau der Versorgungsunterbrechungen zum Ausdruck bringt, sogar zu einem negativen Wert. Diese Probleme werden aber in den Berichten der Bundesnetzagentur zum Qualitätselement nur cursorisch angesprochen, eine vertiefte Auseinandersetzung findet nicht statt.³

Die Daten zeigen auch, dass insbesondere im Bereich geringer Lastdichte eine deutlich größere Streuung der ASIDI-Werte zu sehen ist. Betrachtet man bei der Lastdichte ausschließlich die oberen 25% der Netzbetreiber, so liegt deren Streuung beim ASIDI gemessen anhand der Standardabweichung bei 2,85, d.h. die Netzbetreiber liegen im Mittel eng beieinander. Werden hingegen die unteren 25% betrachtet, so liegt das Streuungsmaß bei 7,18, d.h. die Netzbetreiber liegen deutlich weiter auseinander. Ein Unterschied um den Faktor 2,5. Diese Streuung im unteren Bereich der Lastdichte hat in den vergangenen Jahren sogar zugenommen. Netzbetreiber im Bereich geringer Lastdichte haben sich also hinsichtlich der durchschnittlichen Nichtverfügbarkeit ihres Stromnetzes sehr unterschiedlich entwickelt. Dies legt nahe, dass es besonders im

³ siehe Bundesnetzagentur, „Bericht zum Qualitätselement der 4. Regulierungsperiode“, Anlage 1 zur Festlegung BK8-23/006-A, 23.11.2023.

Stellungnahme der Netze BW

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

Bereich geringer Lastdichte weitere relevante Unterscheidungsmerkmale neben der Lastdichte zwischen den Netzbetreibern gibt.

Diese Entwicklung ist nach Einschätzung der Netze BW ein wesentlicher Grund für die starke Veränderung der geschätzten Parameter über die letzten Jahre, den konzeptionell unsinnigen, negativen Wert des Parameters a im Jahr 2025, die sinkenden Werte des Bestimmtheitsmaßes und das Absinken des Parameters c im Zeitablauf. Aus statistischer Sicht weist das Modell demnach keinen ausreichenden Erklärungsgehalt auf. Die geschätzten Parameter sind nicht robust und zumindest ein Parameter wird mit einem inhaltlich unsinnigen Wert geschätzt. Die mit diesem Modell ermittelten Referenzwerte sind entsprechend unzuverlässig. Konzeptionell kann dies bedeuten, dass ein Netzbetreiber zu einem falschen Qualitätsniveau angereizt wird. Es ist außerdem festzuhalten, dass es besonders im Bereich der niedrigen Lastdichte andere starke Einflüsse auf die Nichtverfügbarkeit geben muss, die nicht durch die Lastdichte erklärt werden.

Erweiterung des Modells mit gebietsstrukturellen Merkmalen

Hinsichtlich weiterer Einflüsse auf den ASIDI ist es durchaus denkbar, dass durch die Berücksichtigung weiterer gebietsstruktureller und vom Netzbetreiber nicht beeinflussbarer exogener Merkmale eines Netzgebietes (zusätzlich zur Lastdichte) der Erklärungsgehalt des Modells erhöht werden kann. Es ist eine naheliegende Vermutung, dass topographische Merkmale wie die Höhenlage eines Netzgebietes aufgrund von Witterungseinflüssen die Häufigkeit und Dauer von Versorgungsunterbrechungen beeinflussen. Ebenso kann angenommen werden, dass in Abhängigkeit von der Bodenbeschaffenheit die Leitungsverkabelung deutlich höhere Kosten verursacht. Mit anderen Worten: die Verbesserung der Versorgungsqualität weist höhere marginale Kosten auf. Demnach ist es naheliegend unterschiedliche topografische und gebietsstrukturelle Gegebenheiten näher zu betrachten, um diese Heterogenität der Netzgebiete zu berücksichtigen. Topografische Gegebenheiten wurden in den bisherigen Veröffentlichungen und Gutachten nicht näher betrachtet, obwohl gebietsstrukturelle Daten eines Netzgebietes im Rahmen des Effizienzvergleichs erhoben und von der Bundesnetzagentur plausibilisiert und veröffentlicht werden.⁴ Diese Daten hat die Netze BW mit den Daten zum Qualitätselement verknüpft und eine Erweiterung des bisherigen Modells überprüft. In Tabelle 1 ist zunächst zu sehen, dass gebietsstrukturelle Parameter

⁴ Siehe Bundesnetzagentur, „EVS4 – Vierte Veröffentlichung.xlsx“, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_05_EOG/54_Effizienzvgl/EffizVgl_4.-RP.html?nn=698718, Stand: 13.11.2023.

Stellungnahme der Netze BW

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

teilweise genauso stark oder sogar stärker mit der durchschnittlichen Nichtverfügbarkeit korreliert sind wie die Lastdichte.

Tabelle 2 - Korrelationen zwischen ASIDI, Lastdichte und gebietsstrukturellen Parametern

Jahr	Lastdichte	Maximale Höhe	Durchschnittliche Höhe	Vorherrschende Bodenklasse	Maximale Bodenklasse
2022	-0,15 ⁵	0,36	0,22	0,09	0,11
2023	-0,30	0,34	0,23	0,11	0,13
2024	-0,28	0,39	0,25	0,16	0,10

Anmerkung: Die gebietsstrukturellen Daten liegen nur für das Jahr 2021 vor. Von einer Änderung der Netzgebietshöhe oder der Bodenklasse ist jedoch für die Folgejahre nicht auszugehen.

Insbesondere die hohe Korrelation zwischen ASIDI und der maximalen Höhe eines Netzgebietes begründet eine Überprüfung des Parameters in der Referenzfunktion. Aufgrund dieser Korrelation wurde folgende Referenzfunktion näher betrachtet:

$$ASIDI = a + \frac{b}{Lastdichte^c} + d * maxHöhe$$

In der erweiterten Referenzfunktion, die neben der Lastdichte zusätzlich den Parameter maximale Höhe berücksichtigt, werden die Schwächen der aktuellen Referenzfunktion deutlich verringert und die Streuung im geringen Lastdichtebereich besser erklärt. So sind beispielsweise alle zu schätzenden Koeffizienten mit Ausnahme von b hoch signifikant und weisen über die Jahre 2022, 2023 und 2024 robustere Werte aus, d.h. die Anfälligkeit gegenüber Änderungen ist geringer und es ist eine bessere Prognose der Referenzwerte möglich. Zudem weist die maximale Höhe einen von der Lastdichte unabhängigen, zusätzlichen statistischen Erklärungsgehalt auf.

Nach Auffassung der Netze BW ist zum einen aufgrund des inhaltlichen Zusammenhangs zwischen den genannten topografischen Merkmalen und der Häufigkeit und Dauer von Versorgungsunterbrechungen und zum anderen aufgrund der statistischen Ergebnisse eine ausführliche Überprüfung der gebietsstrukturellen Parameter in der Referenzfunktion notwendig. Möglicherweise müsste bei einer Umsetzung mit den gebietsstrukturellen Parametern auf das Netzgebiet der Mittelspannung abgezielt werden, da die aktuellen gebietsstrukturellen Daten aus dem Effizienzvergleich das gesamte Netzgebiet umfassen. Dies wäre aber durch die Bundesnetzagentur leicht

⁵ Die geringere Korrelation resultiert aus zwei extrem hohen Werten der Lastdichte. Ignoriert man diese beiden Ausreißer, ergibt sich ein Korrelationswert von -0,31.

Stellungnahme der Netze BW

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

umzusetzen. Im Ergebnis würde dadurch sichergestellt, dass die aufgrund gebietsstruktureller Merkmale höheren marginalen Kosten einer Qualitätsverbesserung in der Bestimmung der netzbetreiberindividuellen Referenzwerte berücksichtigt werden.

6.2.2 Berücksichtigung im Effizienzvergleich

Die Netze BW schließt sich der Einschätzung der Bundesnetzagentur an, dass eine Berücksichtigung im Effizienzvergleich - beispielsweise über das Hinzufügen monetarisierter Nichtverfügbarkeitswerte - derzeit nicht angezeigt ist. Dies ist u.a. der Fall, da Parameter wie die Lastdichte in unterschiedlicher Weise auf die TOTEX im Effizienzvergleich und die Ausfallkosten wirken.

6.3 Netzleistungsfähigkeit

Die Netzleistungsfähigkeit ist in § 19 Absatz 3 Satz 2 ARegV als die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes beschrieben, die Nachfrage nach Übertragung von Energie zu befriedigen.

Diese Definition möchte die Bundesnetzagentur insofern ergänzen, als sie auch Energiewendekompetenz umfasst. Energiewendekompetenz im Verteilernetz ist laut Bundesnetzagentur grundsätzlich die gegebenenfalls vorausschauende Umsetzung von Anforderungen, die die Transformation der Netzinfrastruktur über alle Netzebenen hinweg im Hinblick auf die Energiewende, Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Preisgünstigkeit fördert. Netzleistungsfähigkeit soll nach Aussage der Bundesnetzagentur in Zukunft die Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes beschreiben, die Nachfrage nach Übertragung von Energie vorwiegend aus erneuerbaren Energiequellen zu befriedigen.

Diese neue Definition der Netzleistungsfähigkeit wirft die Frage auf, ob hier ein Vorrang für die Übertragung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen gegenüber den anderen Aufgaben des Verteilnetzbetreibers geschaffen wird und was dies implizieren würde. Konkret stellt sich beispielsweise die Frage, ob Anschlüsse für Erneuerbare gegenüber neuen Lastanschlüssen priorisiert behandelt werden sollen.

6.3.1 Kriterien für die Indikatoren zur Beschreibung der Energiewendekompetenz

Die Bundesnetzagentur beschreibt in Abschnitt 6.3.1 Kriterien, denen Indikatoren zur Beschreibung der Energiewendekompetenz genügen sollten. Im Hinblick auf die aufgezählten Kriterien hat die Netze BW folgende Anmerkungen:

Vollständigkeit: Es ist unklar, was mit dem Kriterium der Vollständigkeit gemeint ist. Vermutlich werden die identifizierten Indikatoren von vorneherein nur jeweils Teilaspekte der Energiewendekompetenz erfassen und keineswegs vollständig sein.

Stellungnahme der Netze BW

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

Relevanz für die Energiewende: Nach Auffassung der Netze BW könnte dieses Kriterium zu Fehlanreizen im Hinblick auf die „traditionelle“ Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber führen. Wirtschaftliche Anreize für Energiewendekompetenz könnten dazu führen, dass herkömmliche Anschlüsse für neue Lasten mit weniger Priorität behandelt werden.

Nichtredundanz: Das Kriterium der Nichtredundanz muss insbesondere auch in Zusammenhang mit den sonstigen Instrumenten der Anreizregulierung, insbesondere mit den Anreizen aus dem Effizienzvergleich betrachtet werden. Sofern die installierte EE-Leistung oder die Redispatchkosten bereits im Effizienzvergleich berücksichtigt werden, wäre eine zusätzliche Berücksichtigung im Rahmen des Qualitätselementes redundant.

Statistische Belastbarkeit, Vergleichbarkeit und objektive Messbarkeit der Indikatoren halten wir für zentral, um diese mit wirtschaftlichen Anreizen zu versehen. Grundsätzlich hängt die Genauigkeit, mit der etwaige Indikatoren definiert und gemessen werden können davon ab, welche Zielsetzung mit der Datenerhebung verbunden sind. Die Anforderungen sind umso höher, je stärker die Daten zu Vergleichszwecken genutzt werden und monetär beanreizt werden.

6.3.2 Netzanschluss

Laut Bundesnetzagentur können Geschwindigkeit und Häufigkeit der Herstellung von Netzanschlüssen als Indiz für eine besonders gute und schnelle Umstellung und damit Anpassung an die Herausforderungen der Energiewende gewertet werden und somit geeignete Indikatoren darstellen.

Dieser Aussage kann die Netze BW nur teilweise zustimmen: Die Anzahl an hergestellten Netzanschlüssen pro Jahr sagt nichts über die Kompetenz eines Netzbetreibers aus, sondern lediglich darüber, wie hoch die Nachfrage nach Netzanschlüssen in seinem Netzgebiet ist. Die Geschwindigkeit, mit der ein Netzbetreiber die Netzanschlussanfragen realisiert hingegen, kann ein Indikator dafür sein, wie gut ein Netzbetreiber sein Netz, seine Prozesse, internen Abläufe und auch IT-Infrastruktur auf die Herausforderungen der Energiewende angepasst hat.

Die Überlegung der Bundesnetzagentur, die Anzahl der tatsächlich hergestellten und in Betrieb genommenen Netzanschlüsse als Grundlage für Netzanschlusskennzahlen heranzuziehen, halten wir für sachgerecht. Es könnte dann je Jahr auf alle in diesem Jahr fertiggestellten Anschlüsse abgestellt werden, unabhängig davon, wann das Netzanschlussbegehren eingegangen ist.

Gleichzeitig ist jedoch zu bedenken, dass Netzbetreiber häufig eine Vielzahl von Anschlussanfragen bearbeiten müssen, von denen nur ein kleiner Teil realisiert wird. Beispielsweise stellen Kunden aufgrund von Planungsunsicherheiten Anfragen für verschiedene Standorte, die alle vom Verteilnetzbetreiber geprüft werden. Final

Stellungnahme der Netze BW

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

entscheiden sie sich aber nur für einen dieser Standorte. Dadurch erhöht sich die Bearbeitungsdauer für den einen realisierten Anschluss erheblich, da die Arbeitsbelastung beim Netzbetreiber dementsprechend erhöht ist. Die Betrachtung einer Stornoquote zur Einordnung der Netzanschlussdauern sollte geprüft werden.

Differenzierung der Kennzahlen nach Kategorien:

Eine Differenzierung nach Kategorien bei der Anzahl und Geschwindigkeit von Netzanschlüssen ist nach Auffassung der Netze BW sinnvoll und notwendig. Die vorgeschlagenen Kategorien gehen in die richtige Richtung. Die separate Nennung von § 14a Anlagen sollte überdacht werden, da hier schon ein Netzanschluss vorliegt und dieser nur noch administrativ ergänzt wird, sodass nach § 14a abgerechnet werden kann.

Grundsätzlich sollten geeignete Kennzahlen ausschließlich auf Ebene der Mittel- und Niederspannung erhoben werden, da Anschlüsse oberhalb der Mittelspannung überwiegend größere Anlagen im Projektgeschäft betreffen, die vom Umfang und den Bearbeitungsschritten sehr individuell sind und von deutlich mehr exogenen Faktoren beeinflusst werden als Anschlüsse in der Nieder- und Mittelspannung. Wir schlagen als Grenze sowohl auf Erzeugungs- als auch auf Bezugsseite eine Leistung von 10 MW vor. Dies berücksichtigt, dass die Hochspannungsebene sicher ausgeschlossen ist.

Auf den Ebenen der Mittel- und Niederspannung sollten dann jedoch alle Anschlusstypen (also u.a. auch die klassischen Hausanschlüsse und sonstige gewerbliche Lastanschlüsse) adressiert werden, um selektive Anreize für einen bestimmten Anschlusstyp zu vermeiden.

Entscheidend für die Dauer des Netzanschlussprozesses ist der damit verbundene operative zeitliche Aufwand beim Netzbetreiber. Dieser variiert nicht grundsätzlich mit der Spannungsebene, sondern oft auch mit der anzuschließenden Leistung. Vor diesem Hintergrund schlägt die Netze BW eine Kategorisierung nach Leistungsklassen vor. Die nachfolgende Abbildung des VDE FNN zeigt, dass Leistungsbänder und Spannungsebenen stark miteinander korrelieren, es aber auch immer Abweichungen gibt.

Stellungnahme der Netze BW

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

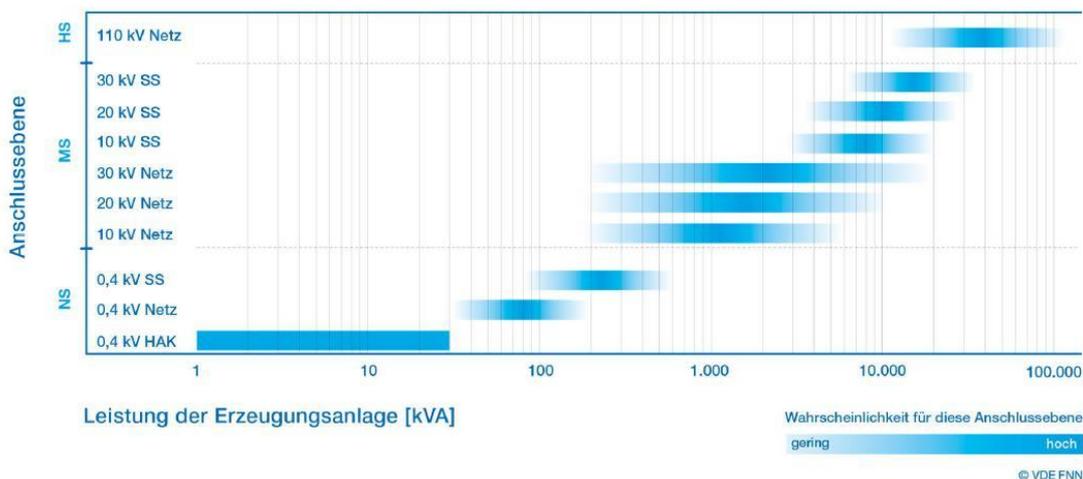


Abbildung 1: Typische Anchlussebenen von Erzeugungsanlagen im Verteilernetz⁶

Bei Erzeugungsanlagen sollte zusätzlich zwischen Photovoltaik-Anlagen und sonstigen Anlagen (Wind, Biogas etc.) differenziert werden. PV-Anlagen sollten aus zwei Gründen als eigenständige Kategorie geführt werden: Zum einen ist das Anfrageaufkommen aufgrund des rasanten Ausbaus der Solarenergie von Netzanschlussbegehren für PV-Anlagen dominiert. Zum anderen verläuft der Netzanschlussprozess für diese Anlagen wesentlich schneller als beispielsweise für Windanlagen, bei denen umfangreiche gesetzliche Auflagen und Genehmigungsverfahren zu erheblichen Verzögerungen führen.

Konkret schlägt die Netze BW folgende Erhebungskategorien auf Erzeugungsseite vor (jeweils für PV und Sonstige getrennt):

- >0.8 kW (Balkonkraftwerke) – ≤30 kW
- >30 kW – ≤135 kW
- >135 kW – ≤950 kW
- >950kW – ≤10MW

⁶ VDE FNN: Ermittlung Netzanschlusspunkt für Anlagen nach EEG/KWKG, Version 1.0, S. 12.

Stellungnahme der Netze BW

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

Die Obergrenze von 10 MW ist hierbei der Tatsache geschuldet, dass ab dieser Größe bereits das deutlich weniger vergleichbare Projektgeschäft beginnen kann, dessen Einbezug in ein Kennzahlensystem wir als schwierig ansehen.

Bezugsseitig ist eine Differenzierung nach Anlagentyp nicht notwendig. Eine Unterscheidung nach Leistungsklassen ist hingegen auch hier sinnvoll. Konkret schlägt die Netze BW folgende Leistungsklassen vor:

- ≤ 78 kW („Standardhausanschlüsse“)
- ≥ 100 kW – < 250 kW
- ≥ 250 kW – ≤ 10 MW

Die vorgeschlagenen Leistungsgrenzen lassen sich wie folgt begründen. Anschlüsse bis 78 kW lassen sich aus dem Versorgungsnetz bedienen. Anschlüsse zwischen 100 kW und 250 kW werden typischerweise über Ortsnetzstationen versorgt. Ab 250 kW handelt es sich um Anschlüsse an das Mittelspannungsnetz. Die Netzanschlussprozesse sind innerhalb der Grenzen ähnlich und können daher mit vergleichbarem Aufwand durchgeführt werden.

Aus Sicht der Netze BW ist es datenseitig möglich, „kombinierte“ Anschlüsse – wie beispielsweise einen Hausanschluss und eine dort hinzugefügte PV-Anlage – als zwei getrennte Prozesse zu betrachten. Dies gilt ebenfalls für Leistungserhöhungen, die mit der dann angefragten neuen Leistungshöhe als eigener Prozess abgebildet werden können.

Die Kennzahlen K1, K2 und K3:

Die Bundesnetzagentur schlägt drei Kennzahlen vor, um die möglichst schnelle Herstellung möglichst vieler Netzanschlüsse anzureizen. Die drei Kennzahlen K1, K2 und K3 sollen für jede Kategorie i von Netzanschlüssen erhoben werden. Als Kategorien unterscheidet die Behörde EE-Anlagen je Netzebene, steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG sowie große Verbraucher.

Grundsätzlich halten wir die Kategorisierung der Anschlusstypen für sinnvoll, da die Kategorien unterschiedlichen Herausforderungen und unterschiedlicher Komplexität beim Netzanschluss ausgesetzt sind und zu unterschiedlichen Kosten führen. In den Formeldarstellungen jedoch wird für jede Kennzahl über alle Kategorien summiert. Diese Diskrepanz ist aufzuklären. Die Netze BW hält eine Aggregation über Kategorien hinweg nicht für zielführend. Sofern jedoch eine einzige Kennziffer gebildet werden soll, müsste eine gewichtete Summe gebildet werden, wobei sich die Gewichte nach der Kostenwirkung der einzelnen Anschlusstypen bemessen müssten.

Stellungnahme der Netze BW

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

Die Kennzahlen K1 und K2 messen die Anzahl an hergestellten Netzanschlüssen bzw. die angeschlossene Leistung. Eine große Anzahl an hergestellten Netzanschlüssen bzw. angeschlossener Leistung (K1 und K2) pro Jahr sagt nichts über die Kompetenz eines Netzbetreibers aus, sondern lediglich darüber, wie betroffen er von Anschlussanfragen im gegebenen Jahr ist. Der Einfluss eines Verteilnetzbetreibers auf die Anzahl der Netzanschlussanfragen und letztendlich die realisierten Anschlüsse ist im Vergleich zu exogenen Faktoren wie beispielsweise dem Vorhandensein geeigneter Standorte für EE-Anlagen, die Windhöufigkeit eines Netzgebietes, die Dichte der Besiedelung oder schlicht die Größe des Netzgebietes sehr gering. Eine Kennzahl, die auf die Anzahl/Leistung der angeschlossenen Erneuerbaren-Anlagen abstellt, kann nicht für ein Bonus/Malus-System verwendet werden, sondern müsste im Rahmen der diskutierten Mechanismen zur regulatorischen Abbildung von Outputwachstum betrachtet werden.

Die Normierung der Kennzahlen K1 und K2 mit der Summe aus bestehenden und neuen Anschlüssen (bzw. Leistung) ist zudem offensichtlich nicht sachgerecht. Dies wird an folgendem Beispiel deutlich: Wenn zwei Netzbetreiber die gleiche Anzahl an Neuanschlüssen (z.B. 50) realisieren, der eine jede schon eine große Anzahl bestehender Anschlüsse im Netzgebiet aufweist (100) und der andere nur sehr wenig (10), dann erhält Netzbetreiber 1 für die Kennzahl K1 einen Wert von $50/(100+50)=33\%$, während Netzbetreiber 2 einen Wert von $50/(50+10)=83\%$ erzielt und somit als deutlich energiewendekompetenter bzw. als deutlich wachstumsstärker eingestuft wird. Wenn also ein Netzbetreiber in der Vergangenheit schon viele Anschlüsse realisiert hat, würde sich dies im Rahmen dieser Kennzahlen negativ auswirken.

Aus Sicht der Netze BW sind die Kennzahlen K1 und K2 in der Formulierung des Eckpunktepapiers nicht zur Abbildung von Energiewendekompetenz geeignet.

Die Kennzahl K3 scheint grundsätzlich sinnvoll, um die Dauer von Netzanschlüssen je Netzbetreiber und Kategorie transparent zu machen und ggf. zu vergleichen. Während die Kennzahlen K1 und K2 zusätzliche Mengen fördern sollen, wäre ein Anreizsystem über die Netzanschlussdauer (Kennzahl K3) eher als Korrekturlement zur Kosteneffizienz interpretierbar und somit in seinem Zweck mit der Bonus-/Malus-Regelung zur Netzzuverlässigkeit vergleichbar. Die Netze BW hält diesen Ansatz für zielführend, da der Netzbetreiber die Kosten-Nutzen-Abwägung selbst treffen kann.

Die Erhebung der Anschlussgeschwindigkeit bei Netzanschlüssen von Lasten und Erzeugern kann somit grundsätzlich dazu beitragen, die Energiewendekompetenz eines Netzbetreibers zu beurteilen. Hierbei sind jedoch verschiedene Aspekte zu berücksichtigen.

Die Erhebung von Anschlussgeschwindigkeiten ist äußerst komplex und bedarf einer genauen Definition der zu verwendenden Datenpunkte. Wir gehen davon aus, dass die

Stellungnahme der Netze BW

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

Etablierung solcher Kennzahlen einige Jahre in Anspruch nehmen wird und ein regelmäßiges Nachjustieren der Definitionen nötig sein wird, um eine vergleichbare Datenbasis zu erhalten. Dies setzt auch voraus, dass alle betroffenen Netzbetreiber in der Lage sind, die Dauer bis zum Netzanschluss in der gleichen Weise zu erheben, also die gleichen benötigten Datenpunkte in verarbeitbarer Form vorliegen haben.

Insbesondere wenn die Kennzahlen herangezogen werden, um Netzbetreiber miteinander zu vergleichen, ist eine genaue Definition der Anschlusszeit notwendig. So liegen viele Prozessschritte bis zum Netzanschluss in den Händen der Kunden bzw. sind durch weitere exogene Faktoren wie örtliche oder regionale Gegebenheiten beeinflusst. Keinesfalls sollten Netzanschlussdauern daher ohne weitere Differenzierung zwischen Netzbetreibern verglichen und beanreizt werden.

Auf der anderen Seite könnten solche Vergleiche dazu dienen, herauszufinden, ob es exogene Faktoren gibt, die die Prozessdauer beeinflussen, mit dem Ziel, an diesen Faktoren (Trassengenehmigungen etc.) anzusetzen. In diesem Fall hätten die Kennzahlen rein informativen Charakter und an die Datendefinition müssten weniger strenge Anforderungen gestellt werden.

Eine weitere Möglichkeit wäre es Netzbetreiber, die sich im Vergleich zu ihren eigenen Vergangenheitswerten verbessert haben, zu belohnen.

Hinsichtlich der Definition der zu messenden Anschlussdauer wären grundsätzlich zu klären, welche Daten/Zeitpunkte sich eignen, um Start- und Endpunkt eines Netzanschlussprozesses zu definieren und ob diese Daten bei allen Netzbetreibern in vergleichbarer Qualität vorliegen. Zudem muss geklärt werden, wie mit Zeitspannen umgegangen wird, die nicht vom Verteilnetzbetreiber beeinflussbar sind (sog. Kundenzeit).

Grundsätzlich gibt es bei der Erhebung der Anschlussdauern zwei Herangehensweisen:

Zum einen kann der gesamte Zeitraum vom Eingang des Netzanschlussbegehrens (hier ist auch noch zu klären, ob der erste Kontakt mit dem Netzbetreiber oder die Vorlage aller relevanten Unterlagen relevant ist) bis zum Vertragsdatum oder zur Abrechnung gemessen werden. Dieser Zeitraum würde auch „Liegezeiten“ beim Kunden und Installateur außerhalb des Einflusses des Netzbetreibers beinhalten. Ein Vorteil wäre der geringe Spielraum bei der Bemessung des Zeitraums und die geringe Komplexität durch einen einzigen, vollständigen Zeitraum.

Stellungnahme der Netze BW

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

Zum anderen kann man das Netzanschlussverfahren in viele Teilschritte zerlegen, zum Beispiel in

- den Zeitraum von der Vorlage aller Netzkundenunterlagen bis zur Netzbetreiberzusage (Mitteilung des Netzverknüpfungspunktes),
- den Zeitraum danach bis zur Fertigmeldung des Installateurs,
- den anschließenden Zeitraum von der Meldung des Installateurs zur Fertigstellung bis zum Zählereinbau oder zum Vertragsdatum und
- dann den Zeitraum bis zur Abrechnung.

Ein solches Vorgehen würde dabei helfen, äußere Einflüsse herauszurechnen, wäre in der Umsetzung allerdings sehr komplex. Verwendbare Daten in diesem Detailgrad liegen mit Sicherheit nicht bei allen Netzbetreibern vor.

Wechselwirkungen mit dem bestehenden EnWG sowie dem Gesetzentwurf des BMWK zur Änderung des EnWG vom 13. November 2024

Es sei darauf hingewiesen, dass bereits eine Veröffentlichungspflicht nach § 23c Abs. 1 Nr. 4c EnWG besteht, jeweils zum 1. April eines Jahres die Anzahl der Netzanschlüsse, die im vorangegangenen Kalenderjahr länger als drei Monate und länger als sechs Monate ab dem Erhalt des Netzanschlussbegehrens nicht durchgeführt wurden, aufgeteilt nach den betroffenen Spannungsebenen, zu veröffentlichen. Sofern die Bundesnetzagentur im Zuge der Energiewendekompetenz Anschlussdauern erheben möchte und Definitionen von Anschlussdauern festlegt, wäre es sinnvoll, diese auch bei der Veröffentlichungspflicht des EnWG zu Grunde zu legen.

Der aktuelle Gesetzentwurf des BMWK zur Änderung des EnWG sieht umfassende Regelungen zur Beschleunigung des Netzanschlussprozesses vor. Dabei soll der administrative Aufwand für Verteilnetzbetreiber reduziert und ein transparentes und zügiges Verfahren für die Anschlussnehmer ermöglicht werden. Gelingen soll dies durch die Einführung flexibler Netzanschlussvereinbarungen, verbindlicher Bearbeitungsfristen sowie weitreichender Digitalisierungs- und Standardisierungsmaßnahmen.

So sollen ab 2026 Ergebnisse eines Netzanschlussbegehrens, inklusive Netzverträglichkeitsprüfung, binnen acht Wochen vorzulegen sein. Dies bezieht sich grundsätzlich auf alle Erzeugungsanlagen und Verbrauchseinrichtungen, einschließlich Energiespeicheranlagen. Darunter fallen auch (Groß-) Wärmepumpen oder Ladepunkte für Elektromobile. Ab 2028 sind unverbindliche Netzanschlussauskünfte elektronisch bereitzustellen. Dies gilt für die Mittelspannung, einschließlich der Umspannebenen, und für Netzanschlüsse aller oben genannten Anlagen, jeweils ab 135 kW. Eine Abfrage

Stellungnahme der Netze BW

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

mehrerer Standorte und Leistungen muss über geografische Karten und APIs möglich sein. Bei Kapazitätsengpässen können flexible Netzanschlussvereinbarung angeboten werden.

In Bezug auf digitale Netzanschlussportale ist eine schrittweise Umsetzung des Digitalisierungsprozesses geplant:

- 01.01.2025: Übermittlung von Netzanschlussbegehren und Informationen über digitale Netzanschlussportale für Anlagen nach § 8 Absatz 1 Satz 4 EEG 2023 (neu) möglich.
- T*+1 Jahr: Vollständige Abwicklung des Kommunikationsprozesses von der Stellung des Netzanschlussbegehrens bis zur Inbetriebnahme über ein digitales Netzanschlussportal.
- T+2 Jahre: Vollständige Digitalisierung und API-Integration zur Automatisierung aller Netzanschlussbegehren.
- T+3 Jahre: Ausweitung der Maßnahmen auf alle Netzanschlussbegehren und Spannungsebenen.

*T = Datum, an dem das Gesetz in Kraft tritt

Sofern diese Regelungen rechtsgültig werden, sollte sich der Netzanschlussprozess sowohl hinsichtlich der Bearbeitungsschritte als auch der Dauer für alle Verteilnetzbetreiber angleichen. Verbesserungen über die gesetzlichen Verpflichtungen hinaus, sollten – wenn sie beanreizt werden sollen – nur mit einem Bonus entlohnt werden. Der Regulierer sollte nicht strenger sein als der Gesetzgeber.

6.3.3 Digitalisierung und Smart Grids

Die Bundesnetzagentur sieht neben den Netzanschlüssen insbesondere die Digitalisierung und Standardisierung als wesentliche Kompetenzen eines Netzbetreibers, um die zukünftigen Anforderungen an das Verteilernetz ausfüllen zu können. Digitalisierung und Standardisierung sollen zu einer Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit des Verteilernetzes über alle Netzebenen hinweg führen.

Digitalisierung und das Vorhandensein eines Smart Grids sind grundsätzlich Mittel zum Zweck der Bewältigung der Versorgungsaufgabe, der Beschleunigung von Netzanschlüssen und der Reduzierung von Störungen. Ein Netzbetreiber wird diese einsetzen, wenn es für den effizienten Netzbetrieb erforderlich ist oder regulatorisch vorgegeben ist.

Stellungnahme der Netze BW

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

Die Ausführungen der Bundesnetzagentur suggerieren, dass ein Mehr an Digitalisierung stets vorteilhaft ist. Dies mag bis zu einem bestimmten Schwellenwert zutreffen. Jenseits dieses Schwellenwertes können die Kosten den Nutzen jedoch übersteigen. Es stellt sich die Frage, wie ein solcher Schwellenwert definiert werden kann. Aufgrund der unterschiedlichen Netzstrukturen und Heterogenität erscheint ein einheitlicher Schwellenwert für alle Netzbetreiber auch auf Basis einer Kosten-Nutzen-Abwägung für die Durchdringung mit Messtechnik fraglich. Nach Einschätzung der Netze BW sollte die Entscheidung der Netzbetreiber, gegeben der netztechnischen Situation und der lokalen Voraussetzungen, selbst treffen können. Durch die unten genannten Kenngrößen wird jedoch sichergestellt, dass einerseits nur technisch sinnvolle und zukunftsgerichtete Messtechnik eingesetzt wird und andererseits ein zusätzlicher Anreiz für einen schnelleren Umbau in Richtung Smart Grid etabliert wird. Aufgrund der nicht einheitlich bestimmbaren Schwellenwerte ist aus Netze BW-Sicht nur ein Bonus-System sinnvoll und begründbar. Eine geringe Digitalisierungsquote kann beispielsweise auch effizient sein, wenn aktuell und auch in absehbarer Zukunft keine Engpässe in den Netzabschnitten zu erwarten sind.

Ein direkter Vergleich zwischen Netzbetreibern ist – aufgrund der unterschiedlich ausgeprägten Notwendigkeit Digitalisierung und Smart Grids zu nutzen – zu vermeiden.

Sofern sich aus EU-Vorgaben die Notwendigkeit ergibt, dass die Regulierungsbehörde Fortschritte bei Digitalisierung und Smart Grids überwacht und bewertet, könnte dies anhand verschiedener Kennzahlen und aggregiert für die Branche erfolgen.

Im Folgenden schlägt die Netze BW einige Kennzahlen vor, die aus ihrer Sicht am ehesten geeignet sein könnten, die Digitalisierungsaktivitäten eines Netzbetreibers zu erheben.

Kategorie: Beobachtbarkeit des Netzes

Die Beobachtbarkeit des Netzes ist nicht an jeder Stelle vollständig erforderlich, sodass wir uns im Folgenden auf einzelne Kennzahlen konzentrieren, bei denen eine gewisse Beobachtbarkeit einen Mehrwert schafft.

Mittelspannungsmessung in der MS Schaltanlage der Umspannstation MS/NS:

- % der UST, die Messungen mit hinreichender Genauigkeit (1%) durchführen und in Echtzeit übermitteln können

Eine vollständige messtechnische Erfassung der Mittelspannungsebene ist aus wirtschaftlicher Sicht nicht effizient. Mithilfe von statistischen Verfahren kann der Zustand eines Netzes jedoch verlässlich geschätzt werden (State Estimation). Hierbei genügt es, Messwerte nur an bestimmten Punkten im Netz zu erheben. Die Qualität der State Estimation hängt jedoch maßgeblich von der Genauigkeit der erhobenen Messwerte ab.

Stellungnahme der Netze BW

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

Aus Sicht der Netze BW sollten Messwerte daher mit einer Genauigkeit von mindestens 1% erfasst und in Echtzeit übermittelt werden.

Wie oben erwähnt, ist ein Wert von 100% bei dieser Kennzahl aus wirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll. Es ist allerdings fraglich, ob auf Basis einer wohlüberlegten Kosten-Nutzen-Abwägung ein einheitlicher Schwellenwert ermittelt werden kann, der auch den unterschiedlichen Netzstrukturen ausreichend Rechnung trägt. Daher würde die Netze BW, unter der Annahme, dass der Einbau von Messtechnik mit einem Bonus-Instrument angereizt werden soll, von der Festlegung eines Schwellenwerts absehen.

Niederspannungsmessung von Niederspannungsabgängen in der Umspannstation MS/NS:

- % der Niederspannungsabgänge in der UST, die mit einer Messwertauflösung von 1–15 Minuten gemessen und in Echtzeit übermittelt werden können

Engpässe können sich sowohl auf der Trafo-Ebene als auch auf der Ebene einzelner Niederspannungsabgänge ergeben. Für ein möglichst effizientes Engpassmanagement (für die Umsetzung der Festlegung zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG, die auf den Netzbereich abstellt), ist es entscheidend, zwischen diesen beiden Fällen unterscheiden zu können. Dies gilt insbesondere dann, wenn der Netzbereich einem einzelnen Niederspannungsstrang entspricht. Daher sind Messungen an den Niederspannungsabgängen unerlässlich. Eine reine Messung von Trafo-Lastgängen ist hingegen nicht zielführend, da sie lediglich Durchschnittswerte über alle Abgänge hinweg liefert. Engpässe auf der Ebene einzelner Abgänge können somit nicht identifiziert werden.

Um ein effizientes Engpassmanagement betreiben zu können, ist es zudem erforderlich, dass Messwerte im Abstand von 1 bis maximal 15 Minuten erhoben und in Echtzeit in Datenbanksysteme übermittelt werden. Der konkrete Rollout von Messtechnik sollte auch im Fall der Niederspannungsabgänge effizient, insbesondere in Abhängigkeit der technischen Notwendigkeit zur Engpassüberwachung ausgerollt werden. Durch die Berücksichtigung der Rollout-Zahlen kann ein weiterer Impuls zur Digitalisierung erfolgen. Es obliegt dann dem Netzbetreiber, den effizient Ausbaugrad gegeben der Netzsituation zu definieren. Im Übrigen ergeben sich aus der bereits genannten BK6 Festlegung zu den steuerbaren Verbrauchseinrichtungen zusätzliche Anforderung zur Durchführung von Steuerungseingriffen im Rahmen der netzorientierten Steuerung.

Stellungnahme der Netze BW

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

Kategorie: Akteure***Fernsteuerbarkeit von MS-Schaltanlagen in der Umspannstation MS/NS:***

- % der UST, die über fernsteuerbare MS-Schaltfelder verfügen und mit einer USV-Anlage ausgestattet sind

Durch die Fernsteuerbarkeit von MS-Schaltfeldern können Netzbetreiber zügig und agil auf kritische Auslastungssituationen reagieren. Um die Funktionsfähigkeit von Schaltanlagen und Fernwirktechnik auch bei Stromausfall zu gewährleisten (schwarzfallfeste Kommunikation und Aktorik) und damit eine schnelle Wiederversorgung zu ermöglichen, müssen Umspannstationen mit einer Anlage ausgestattet sein, die eine unterbrechungsfreie Stromversorgung sicherstellt (USV-Anlage).

Kategorie: Kommunalplattformen für Konzessionskommunen

Die Netze BW schlägt vor, die Verfügbarkeit von digitalen Plattformen für die Konzessionskommunen als Energiewendekompetenzparameter zu verwenden. Die Kommune ist einer der zentralen Akteure in der Energie- und Wärmewende. Ein erheblicher Mehrwert für die Kommune und für ihre Rolle als Treiber der Energiewende ist vorhanden, wenn der Kommune und den kommunalen Entscheidungsträgern online und jederzeit aktuell u.a. folgende Funktionalitäten zur Verfügung gestellt werden:

- Übersicht der geplanten Baumaßnahmen des Netzbetreibers im Konzessionsgebiet mit Geodaten (3-Jahresplanung), um Synergieeffekte bei Baumaßnahmen und einen direkten Kontakt zum zuständigen Netzplaner zu ermöglichen -> Effizienzsteigerung
- Übersicht zur bisherigen und zukünftigen Netzentwicklung, Stromverbrauch, Stromeinspeisung und notwendigen Netzinvestitionen -> nutzbar z.B. für Wärmeplanung, Informationen zu Strombedarf in der Zukunft
- Störungsmonitoring mit genauer Abbildung der Störungen und betroffenen Leitungen/Gebäude, Möglichkeit zur Nutzung durch Rettungsleitwarten
- Transparenz über kommunale Anlagen und zugehörige Verträge und Abrechnungen, inklusive der Möglichkeit zur Prüfung eines Kommunalrabatts bei kommunalen Anlagen

Bei diesen Funktionalitäten könnte entweder gemessen werden, ob diese vorhanden sind, oder wie viele der Kommunen diese zur Verfügung haben bzw. nutzen.

Stellungnahme der Netze BW

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

6.3.4 Abregelungen und netzorientierte Steuerung

6.3.4.1 Redispatch

Redispatch-Kosten werden in der derzeitigen Ausgestaltung zunächst als volatile Kosten klassifiziert. Volatile Kosten unterliegen grundsätzlich dem Effizienzvergleich, das heißt, sie gelten als vom Netzbetreiber beeinflussbar. Sie können jedoch je nach Ausgestaltung innerhalb der Regulierungsperiode angepasst werden, da einzelne Elemente, wie beispielsweise Preisentwicklungen nicht im Einflussbereich des Netzbetreibers liegen. In der ARegV ist geregelt, dass Redispatchkosten ab der vierten Regulierungsperiode zwar als volatile Kosten klassifiziert sind, jedoch erst dann Einzug in den Effizienzvergleich finden, wenn die Bundesnetzagentur (frühestens 2026) eine Festlegung zur Berücksichtigung des zeitlichen Versatzes zwischen Auftreten von Redispatchkosten und EE-Zubau getroffen hat. Bis dahin gelten sie somit de facto als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. Perspektivisch sollen die Redispatchkosten aber in den Effizienzvergleich eingehen.

Die im Netzgebiet eines Netzbetreibers verursachten Abregelungs-/Redispatchmaßnahmen können grundsätzlich ein sinnvoller Parameter zur Messung der Energiewendekompetenz sein, da Redispatch dann eingesetzt wird, wenn das Netz nicht ausreichend ausgebaut ist, um die erzeugte Energie zu transportieren. Hierbei werden erneuerbare Erzeugungsanlagen abgeregelt, was dem Erreichen der Klimaziele entgegensteht. Redispatchmaßnahmen können durch entsprechenden, auch vorausschauenden Netzausbau reduziert werden. Gleichzeitig ist der Netzausbau jedoch (exogen gegeben) häufig nicht schnell genug realisierbar, sodass ein starker Zubau von EE-Anlagen im Netzgebiet übergangsweise zu Redispatch führt (Thema Zeitverzug).

Die Bundesnetzagentur schlägt im Eckpunktepapier vor, Redispatchmaßnahmen im Zuge der Effizienzmessung zu berücksichtigen. Im Expertengespräch zur Methodenausgestaltung für den Effizienzvergleich hat die Behörde ebenfalls ihrem Standpunkt Ausdruck verliehen, Redispatchkosten in den Effizienzvergleich miteinzubeziehen.

Netze BW hält es grundsätzlich für richtig, Redispatchmaßnahmen im Effizienzvergleich zu berücksichtigen. Dies kann entweder dadurch geschehen, dass korrespondierende Strukturparameter (installierte dezentrale Leistung aus erneuerbaren Energien) korrigiert werden oder dadurch, dass die Redispatchkosten direkt in den Effizienzvergleich einbezogen werden. Eine Berücksichtigung im Effizienzvergleich ist auch deswegen notwendig, um Verzerrungen zu Lasten anderer Netzbetreiber zu beseitigen.

Sofern Redispatchkosten aus der Abregelung von Erzeugungsanlagen zukünftig (mit dem notwendigen Zeitverzug) als volatile Kosten in den Effizienzvergleich eingehen, werden

Stellungnahme der Netze BW

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

darüber schon wirtschaftliche Anreize vermittelt und der Netzbetreiber kann im Rahmen seiner eigenen Kosten-Nutzen-Abwägung zwischen Netzausbau und Redispatch wählen. Eine zusätzliche Berücksichtigung der Redispatchmaßnahmen im Rahmen der Qualitätsregulierung wäre insofern redundant.

6.3.4.2 Steuerbare Verbrauchseinrichtungen

Die Verwendung von Lastreduktionen nach § 14a als Energiewendekompetenzkennzahl ist unter der derzeitigen Ausgestaltung durch die Bundesnetzagentur nicht sinnvoll. Zum einen ermöglicht § 14a bewusst Laststeuerungen, um die Energiewende voranzutreiben, zum anderen muss bei Steuereingriffen ein entsprechender Netzausbau geprüft werden. Wenn der Netzbetreiber einen Steuerungseingriff vornimmt und auch mit weiteren Eingriffen rechnet, muss er dies in seiner Netzausbau- und Netzertüchtigungsplanung für diesen Netzbereich berücksichtigen und unverzüglich Maßnahmen zur Abhilfe prüfen. Insofern ist in der aktuellen Festlegung der Bundesnetzagentur zu § 14 EnWG kein wirklicher Trade-off zwischen Abregelung einerseits und Netzausbau andererseits vorgesehen. Insofern als die Bundesnetzagentur schon für den Netzausbau entschieden hat, ergibt eine Qualitätsvorgabe ökonomisch keinen Sinn mehr.

Sollte die Netzausbaupflicht aus der 14a Festlegung der Behörde abgeschwächt werden, so könnte es sinnvoll sein – ab Einsatz der netzorientierten Steuerung – eine solche Kennzahl zu etablieren, die „häufiges, sehr langes Abregeln“ verhindern soll. Da netzorientierte Steuerung bislang nicht eingesetzt wird, sind aber derzeit keinerlei Aussagen zu sinnvollen Grenzwerten möglich.

6.3.5 Standardisierung

Die Bundesnetzagentur benennt unternehmensindividuelle Lösungen der einzelnen Netzbetreiber in vielen Bereichen – prozessualer oder technischer Art – als ein wesentliches Hemmnis bei der Transformation der Energienetze. Sie geht davon aus, dass diese Hemmnisse über eine standardisierte Lösung besser bewältigt und dadurch Kosten und Aufwand eingespart werden könnten. Als konkrete Beispiele nennt sie die Standardisierung bei Netzanschlussprozessen sowie die flächendeckende Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit der Verteilernetze. Von einer solchen Standardisierung würden nicht nur die Netzbetreiber selbst profitieren, sondern auch Dritte wie zum Beispiel bundesweit tätige Betreiber von Ladeeinrichtungen oder Installateure von Photovoltaikanlagen. Da Netzbetreiber dies bei ihren Entscheidungen nicht berücksichtigten, bräuchte es einen Mechanismus, durch den diese Vorteile internalisiert werden können.

Kooperationen seien hier eine organisatorische Option, um eine netzbetreiberübergreifende Koordination von Standardisierungs- und Modularisierungs-

Stellungnahme der Netze BW

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

bestrebungen zu unterstützen. Die Bundesnetzagentur erwägt daher, Bestrebungen zur Standardisierung und Modularisierung im Rahmen der Energiewendekompetenz im Qualitätselement mit zu berücksichtigen, stellt aber fest, dass hierzu bislang keine gangbaren Ansätze bekannt sind und bittet um Vorschläge.

Aus Sicht der Netze BW entwickeln die einzelnen Netzbetreiber ihre Prozesse so, dass sie für ihre internen Abläufe optimiert sind. Diese können sich je nach Netzbetreiber unterscheiden, da jedes Unternehmen eigenständig, gegeben unternehmerischer Optimierung, organisiert ist. Es sollte daher nicht grundsätzlich davon ausgegangen werden, dass unterschiedliche Prozesse ineffizient sind. Anforderungen an Schnittstellen zu Kunden und Dritten sind jedoch klar zu definieren und dann von den Netzbetreibern umzusetzen. Bei den Netzbetriebsmitteln etwa ist der VDE/FNN für die technischen Standards zuständig. Die Harmonisierung technischer Anforderungen in der Beschaffung ist gemeinsame Aufgabe der Hersteller und Netzbetreiber.

Es ist denkbar, dass vor allem kleinere Netzbetreiber aufgrund der Vielzahl an Aufgaben um die Energiewende Schwierigkeiten haben, alle neuen Anforderungen und Prozesse schnell umzusetzen. Hier kann es hilfreich sein, dass ein oder mehrere Netzbetreiber, die bereits standardisierte Lösungen entwickelt haben, diese – unentgeltlich – zur Verfügung stellen. Diese Bereitstellung könnte im Rahmen einer Qualitätsregulierung belohnt werden. Die Nutzung der entwickelten Lösungen durch die übrigen Netzbetreiber muss jedoch freiwillig bleiben; verpflichtende Standards für die gesamte Branche dürfen daraus nicht entstehen. Zudem sollte sich die Belohnung auf die Entwicklung und Bereitstellung dieser Lösungen beschränken und nur dann zum Tragen kommen, wenn diese Lösung von dritten, nicht konzernverbundenen Netzbetreibern auch angenommen wird. Durch die Bedingung einer freiwilligen Übernahme der Lösung durch dritte Netzbetreiber werden Anreize gesetzt, allgemeingültige, von der individuellen Situation abstrahierende Branchenlösungen zu entwickeln. Die Nutzung der bereitgestellten Lösung durch einen dritten Netzbetreiber sollte nicht entlohnt werden, da dieser bereits von der unentgeltlichen Bereitstellung dieser Lösung profitiert.

Wir verweisen hier auch auf den aktuellen Gesetzesentwurf zur Änderung des EnWG, der bereits verschiedene Ansätze zur Standardisierung im Bereich der Netzanschlüsse enthält. Auch hier sollte eine Redundanz möglichst vermieden werden.

6.4 Netzservicequalität

Das Thema Netzservicequalität ist im derzeitigen Regulierungsrahmen noch nicht definiert und soll laut Bundesnetzagentur das Verhältnis zwischen dem Netzbetreiber und seinen Kunden darstellen und bspw. die Einhaltung von Terminen oder die Qualität der Rechnungslegung umfassen. Aus Sicht der Netze BW kann der Themenbereich

Stellungnahme der Netze BW

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

Netzanschlussgeschwindigkeit auch zusätzlich unter den Begriff Netzservicequalität gefasst werden. Weitere Indikatoren sind nicht erforderlich.

7 Fragen der Bundesnetzagentur

Abschnitt 4 - Grundsätzliche Überlegungen zur Anpassung der Qualitätsregulierung:

Teilen Sie die Aussagen zur Ausweitung des Adressatenkreises?

Die Ausweitung des Adressatenkreises ist aus Sicht der Netze BW nur dann sinnvoll, wenn ein hohe Datenqualität gewährleistet werden kann. Dies kann jedoch Netzbetreiber, die bislang von der Qualitätsregulierung unberührt waren, vor erhebliche Herausforderungen stellen, beispielsweise aufgrund fehlender technischer oder administrativer Ressourcen. Um diese Netzbetreiber zu entlasten und gleichzeitig etwaige Verzerrungen infolge unzureichender Datenqualität zu vermeiden, sind begleitende Unterstützungsmaßnahmen dringend erforderlich.

Die Netze BW plädiert daher dafür, die Sicherstellung der Datenqualität sowie die Entwicklung notwendiger Unterstützungsmaßnahmen bei der Planung einer möglichen Ausweitung des Adressatenkreises konsequent zu berücksichtigen.

Welche Abgrenzung hinsichtlich des Adressatenkreises würden Sie vornehmen?

Teilen Sie die Aussagen zur Ausweitung der Transparenz?

Im Sinne einer verbesserten Transparenz und Nachvollziehbarkeit begrüßen wir die Veröffentlichung sämtlicher Daten zur Beschreibung der Versorgungsqualität gemäß § 23b EnWG.

Abschnitt 6.2 - Netzzuverlässigkeit:

Wie würden Sie eine Abgrenzung der höheren Gewalt vornehmen?

Aus Sicht der Netze BW muss die Abgrenzung der höheren Gewalt wissenschaftlich fundiert, transparent, klar definiert und messbar sein. Dabei sollten die zu erbringenden Nachweise eindeutig festgelegt werden. Eine mögliche Einschränkung der Zuordnung zur höheren Gewalt muss zwangsläufig mit einer Berücksichtigung der geografischen Gegebenheiten in der Referenzfunktion einhergehen.

Siehe hierzu die Erläuterungen der Netze BW zu Abschnitt 6.2.1.

Stellungnahme der Netze BW

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

Abschnitt 6.3.1 - Der Begriff der Energiewendekompetenz:

Ist die vorgenommene Definition sinnvoll und vollständig?

Die vorgenommene Definition der Netzleistungsfähigkeit bedarf aus Sicht der Netze BW einer präziseren Ausgestaltung. Es stellt sich die Frage, ob hier eine Priorisierung der Übertragung von EE-Strom gegenüber den sonstigen Versorgungsaufgaben des Verteilnetzbetreibers herbeigeführt wird und welche Implikationen sich daraus ergeben würden.

Wie würden Sie ein Unternehmen hinsichtlich seiner Energiewendekompetenz beurteilen und welche Kriterien legen Sie dabei an?

Einen Output, der die Energiewendekompetenz abbilden soll, zu definieren, ist eine komplexe Aufgabe. Was könnte das Vorhandensein von Energiewendekompetenz auf der Outputseite beschreiben? Aus Sicht der Netze BW ist es die Fähigkeit seine klar definierte Versorgungsaufgabe zeitnah erfüllen zu können, das heißt auch sein Netz auf zukünftige Anforderungen (z.B. bei Netzanschlüssen) vorbereitet zu haben, bspw. durch vorausschauenden Netzausbau oder die Möglichkeit der Nutzung von Steuerung und Flexibilitäten. Gedanklich wäre also der vorhandene „Kapazitätspuffer“ im Netz eine Möglichkeit Energiewendekompetenz auf Outputseite zu operationalisieren. Ein zusätzlicher Blick auf die Anschlussdauer als Output kann aufzeigen, dass der Netzbetreiber seine Prozesse gut organisiert und optimiert hat und schnell auf Anschlussanfragen reagieren kann.

Abschnitt 6.3.2 - Netzanschluss

Gibt es weitere Kategorien, die gebildet werden sollten?

Die Netze BW spricht sich dafür aus, bei der Messung der Anschlussdauern Leistungsklassen für die Kategorisierung zu verwenden. Allerdings sollten grundsätzlich nur Anschlüsse an Nieder- und Mittelspannung betrachtet werden. Netzanschlüsse auf höheren Spannungsebenen fallen überwiegend unter Projektgeschäfte. Bezüglich der Anlagearten sollten Erzeugungsanlagen in zwei Kategorien zusammengefasst werden: PV-Anlagen und sonstige EE-Anlagen. Das Anfrageaufkommen ist aufgrund des rasanten Ausbaus der Solarenergie von Netzanschlussbegehren für PV-Anlagen dominiert. Auf Bezugsseite muss lediglich nach Leistungsklasse differenziert werden.

Zu den vorgeschlagenen Kategorien siehe Abschnitt 6.3.2.

Stellungnahme der Netze BW

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

Ist die Gesamtanzahl der Netzanschlüsse und die Summe der Anschlussleistung die geeignete Größe, um eine Anschluss- und Leistungsdichte zu bestimmen?

Es erschließt sich uns nicht, warum eine Anschluss- und Leistungsdichte gemessen werden sollte und was diese im Hinblick auf Energiewendekompetenz aussagen sollte.

Eignen sich die vorgeschlagenen Kennzahlen, um die möglichst schnelle Herstellung möglichst vieler Netzanschlüsse innerhalb der gebildeten Kategorien anzureizen?

Die Kennzahlen K1 und K2 sind nicht zielführend, da sie keine Rückschlüsse auf die Kompetenz eines Netzbetreibers zulassen. Stattdessen spiegeln sie primär deren Betroffenheit wider. Darüber hinaus können beide Kennzahlen von den Netzbetreibern selbst nur in sehr begrenztem Umfang beeinflusst werden. Das Anschlussaufkommen ist vielmehr durch exogene Faktoren getrieben.

Die Kennzahl K3 erscheint grundsätzlich zielführender. Die Netze BW möchte jedoch darauf hinweisen, dass die Messung der Netzanschlussgeschwindigkeit durchaus komplex ist. Herausforderungen ergeben sich insbesondere bei der Definition von Start- und Endpunkt des Netzanschlussprozesses, der Berücksichtigung von exogenen u.a. durch Kunden und örtliche Gegebenheiten verursachten Verzögerungen sowie der Sicherstellung einer hohen Datenqualität.

Siehe hierzu Abschnitt 6.3.2

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?

Digitalisierung und das Vorhandensein eines Smart Grids sind grundsätzlich Mittel zum Zweck der Bewältigung der Versorgungsaufgabe, der Beschleunigung von Netzanschlüssen und der Reduzierung von Störungen. Ein Netzbetreiber wird diese einsetzen, wenn dies für den effizienten Netzbetrieb erforderlich ist oder regulatorisch vorgegeben ist.

Die Ausführungen der Bundesnetzagentur suggerieren, dass ein Mehr an Digitalisierung stets vorteilhaft ist. Dies mag bis zu einem bestimmten Schwellenwert zutreffen. Jenseits dieses Schwellenwertes können die Kosten den Nutzen jedoch übersteigen. Es stellt sich die Frage, wie ein solcher Schwellenwert definiert werden kann.

Ein direkter Vergleich zwischen Netzbetreibern ist - aufgrund der unterschiedlich ausgeprägten Notwendigkeit Digitalisierung und Smart Grids zu nutzen - zu vermeiden.

Stellungnahme der Netze BW

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

Sofern sich aus EU-Vorgaben die Notwendigkeit ergibt, dass die Regulierungsbehörde Fortschritte bei Digitalisierung und Smart Grids überwacht und bewertet, könnte dies anhand verschiedener Kennzahlen und aggregiert für die Branche erfolgen.

In den Anmerkungen zu Abschnitt 6.3.3 beschreibt die Netze BW einige Indikatoren, die aus ihrer Sicht am ehesten geeignet sein können.

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?

Abschnitt 6.3.5 - Standardisierung

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

Die Netze BW weist darauf hin, dass unternehmensindividuelle Lösungen nicht grundsätzlich ineffizient sind. Anforderungen an Schnittstellen zu Kunden und Dritten sind jedoch klar zu definieren und dann von den Netzbetreibern umzusetzen. Kleinere Netzbetreiber könnten Schwierigkeiten haben, die neuen Anforderungen im Rahmen der Energiewende umzusetzen. Standardisierte Lösungen, die von anderen Netzbetreibern – unentgeltlich – bereitgestellt werden, können hierbei hilfreich sein. Diese Bereitstellung könnte im Rahmen einer Qualitätsregulierung belohnt werden. Die Nutzung der entwickelten Lösungen muss jedoch freiwillig bleiben. Verpflichtende Standards für die gesamte Branche dürfen daraus nicht entstehen. Eine Belohnung sollte sich auf die Entwicklung und Bereitstellung beschränken und nur dann zum Tragen kommen, wenn diese Lösung von dritten, nicht konzernverbundenen Netzbetreibern auch angenommen wird. Die Nutzung der bereitgestellten Lösung durch einen dritten Netzbetreiber sollte dabei nicht entlohnt werden, da dieser bereits von der unentgeltlichen Bereitstellung dieser Lösung profitiert.

Abschnitt 6.4 - Netzservicequalität

Wäre eine Umfrage unter den Netzkunden in der Mittelspannung und höher ein geeigneter Anknüpfungspunkt für die Ermittlung der Netzservicequalität?

Die Netze BW steht Kundenumfragen eher kritisch gegenüber, u.a. da die korrekte Zuordnung von Tätigkeiten zu Netzbetreiber, MSB oder Lieferanten beim Netzkunden nicht

Stellungnahme der Netze BW

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

immer gegeben ist. Darüber hinaus dürften Umfragen bei Netzkunden eine stark subjektive Komponente aufweisen.

Gibt es weitere Anknüpfungspunkte für die Bewertung der Netzservicequalität eines Netzbetreibers?

Aus Sicht der Netze BW kann der Themenbereich Netzanschlussgeschwindigkeit auch zusätzlich unter den Begriff Netzservicequalität gefasst werden. Weitere Indikatoren sind nicht erforderlich.

Stimmen Sie der Sichtweise zu, dass die derzeitigen gesetzlichen Regelungen die Netzservicequalität vollständig abbilden?