

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

1. Vorwort

Keine Anmerkungen

2. Hintergrund

Ein Energiewendekompetenzfaktor kann aus Sicht der Thüga eventuell positive Effekte erzielen, wenn er im Sinne eines Bonus Netzbetreiber dazu motivieren kann, neben den aus ihrer Sicht ohnehin betriebswirtschaftlich und zur Erreichung der Klimawende notwendigen Maßnahmen noch zusätzliche Maßnahmen zu ergreifen, welche die Energiewende in Deutschland in volkswirtschaftlich sinnvoller Weise beschleunigen.

Die schrittweise Vorgehensweise in der geplanten Einführung durch die Bundesnetzagentur erachten wir bei der Einführung eines ganz neuen Instruments in das deutsche Anreizregulierungssystem als sinnvoll, um durch Prüfung der einzelnen Zwischenschritte zu gewährleisten, dass das neue Instrument zum einen durch die Erhebung der richtigen Daten praktikabel ist und keinen unnötigen Aufwand generiert und es zum anderen die richtigen Anreize zur beschleunigten Umsetzung der Energiewende setzt und nicht etwa volkswirtschaftlich schädliche Fehlanreize setzt.

Die konkrete Definition der Begrifflichkeit „Energiewendekompetenz“ sowie die Ermittlung geeigneter Indikatoren stellt dabei die Kernaufgabe dar. Die Bundesnetzagentur plant, auf Basis dieser Indikatoren Kennzahlen zu entwickeln, die sie dann für jeden Netzbetreiber über mehrere Jahre hinweg erhebt und veröffentlicht. Erst im letzten Schritt und durch eine separate Methodenvorgabe will die Behörde mögliche finanzielle Anreize festlegen.

Wir verweisen auf die Ausführungen im Rahmen des BNetzA-Expertenaustauschs Energiewendekompetenz durch Prof. Dr. Gert Brunekreeft von der Constructor University Bremen, dass bereits die Veröffentlichung dieser Kennzahlen aus Sorge um ihre Reputation einen Anreiz für die Netzbetreiber schaffen kann, ihre Ergebnisse zu verbessern. Aufwand und Nutzen der Datenerhebung sollten kontinuierlich überprüft werden, um das Ziel der Bundesnetzagentur zu unterstützen, die Regulierung „transparenter, einfacher und weniger bürokratisch“ zu gestalten (siehe NEST-Eckpunktepapier).

3. Die Qualitätsregulierung und ihre geänderten Anforderungen

Die Thüga teilt die Branchenmeinung und unterstützt die Einschätzung der Bundesnetzagentur, dass die Qualitätsregulierung eine notwendige Ergänzung zur rein auf Kosteneffizienz ausgerichteten Netzregulierung darstellt. Dabei geht es jedoch nicht darum, bestimmte Qualitätsziele oder eine möglichst hohe Versorgungsqualität vorzugeben, sondern vielmehr um eine ausgewogene Balance zwischen Kosteneffizienz und Versorgungsqualität, die im Verantwortungsbereich der einzelnen Netzbetreiber liegt. Um Anreize zu schaffen, die aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvoll sind, ist eine umfassende Betrachtung erforderlich, die Aufwand und Nutzen gegeneinander abwägt.

Da die Regulierung letztlich der Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele dienen soll, ist es sinnvoll, die Ziele der Energiewende auch in der Qualitätsregulierung durch ein ergebnisorientiertes Anreizsystem zu berücksichtigen.

4. Grundsätzliche Überlegungen zur Anpassung der Qualitätsregulierung

4.1. Die Versorgungsqualität

Die Branchendefinition von Energiewendekompetenz:

„Energiewendekompetenz im Verteilnetz bedeutet die **Antizipation und Umsetzung der Anforderungen der Energiewende an die Transformation der Netzinfrastrukturen** im Einklang mit dem energiewirtschaftlichen Zieldreieck der Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Preisgünstigkeit.

Ein Verteilnetzbetreiber mit hoher Energiewendekompetenz setzt die dramatisch ansteigenden **Netzanschlüsse und Leistungserhöhungen** unter größtmöglicher Kundenorientierung sowie unter **Beachtung technischer Randbedingungen und Verfügbarkeit von Ressourcen** um. Damit trägt er in hohem Maße zur Dekarbonisierung der Energieerzeugung (Erneuerbaren-Anlagen), des Verkehrs (Ladeinfrastruktur) und der Wärmeversorgung (z.B. Wärmepumpen) bei. Der Verteilnetzbetreiber bewältigt zudem die weiteren **zusätzlichen Lasten** im Zuge der Elektrifizierung von Industrieprozessen, der Sektorkopplung (z.B. Elektrolyseure) und der Digitalisierung (z.B. Rechenzentren).

Zu diesem Zweck baut der Verteilnetzbetreiber sein Netz **vorausschauend und mit geeigneter Dimensionierung** anhand der geltenden politisch gesetzten Ziele aus. Nutzung und Ausbau seines Netzes erfolgen effizient sowohl mit konventionellen Mitteln als auch mithilfe der Digitalisierung (z.B. digitale Ortsnetzstationen, Sensorik und automatische Steuerung). Auch durch den Verteilnetzbetreiber betriebene Speicher können zur effizienten Netzaussteuerung sinnvoll sein (wofür allerdings der Regulierungsrahmen zunächst entsprechend anzupassen wäre). Der Verteilnetzbetreiber nimmt eine **gesamtheitliche Energieplanung** mit funktionierenden Kommunikationsprozessen **mit allen Stakeholdern** einschließlich der Berücksichtigung der Herausforderungen der **Transformation der Gasnetze** vor. Dabei erhält er weiterhin einen **zuverlässigen Netz- und Systembetrieb**. Der Verteilnetzbetreiber sorgt zudem für ein **gutes Kundenerlebnis** durch schnelle, einfache und – wo sinnvoll - digitalisierte Verfahren.

Die Energiewendekompetenz eines Verteilnetzbetreibers ist immer im Verhältnis zu seiner **regional unterschiedlichen Versorgungsaufgabe** und der damit verbundenen, örtlichen Energiewende, u.a. der Last- und Erzeugungsdichte, den Schwerpunkten im Erneuerbaren-Ausbau (z.B. Windenergie- oder PV-Anlagen) sowie der Flächenverfügbarkeit für den Infrastrukturausbau zu bewerten.“

Zur Erfüllung dieser umfangreichen und in ihrer Bemessung komplexen Anforderungen bedarf es eines ausgewogenen Systems, welches klar die unternehmensindividuelle Betroffenheit bewertet und die korrekten Anreize setzen kann. Im Rahmen der Bewertung der Netzzuverlässigkeit hat sich dabei das angewandte Qualitätselement auch in seiner konkreten Ausprägung bereits bewährt. Wie die Bundesnetzagentur selbst in ihrem Eckpunkt Papier festhält, konnte über diesen Mechanismus zur Bemessung der unterbrechungsfreien und qualitativ hochwertigen Energieversorgung der Großteil der Letztverbraucher im Bundesgebiet berücksichtigt werden.

Der Anreiz der Energiewendekompetenz sollte die Zielgenauigkeit und Aussagekraft des bestehenden Q-Elements nicht verwässern und entsprechend über ein vom bestehenden Qualitätselement losgelöstem Element abgebildet werden. Aufgrund der zahlreichen Komplexitäten der Abbildungsvorstellungen und der Heterogenität der Versorgungsaufgabe bietet sich dabei wohl ein unternehmensindividuelles Wahlrecht zu den anzuwendenden Parametern an. Dabei möchten wir auf die Parametrierungssystematik des etablierten TURPE-Modells (Tariffs for the use of public transmission electricity grids) in Frankreich als Beispiel verweisen.

4.2. Zeitpunkt der Einführung einer erweiterten Qualitätsregulierung

Eine vom Basisjahr und Regulierungsperioden losgelöste Einführung und adaptive Anwendung der neuen Qualitätsregulierung begrüßen wir.

Die sorgsame Erhebung, Evaluierung und vor allem Prüfung der anzuwendenden Daten und Methoden bilden die notwendige Basis eines nachhaltigen und langlebigen Systems. Eine stufenweise Erprobung sollte entsprechend dieser Maßgabe fehleroptimierend durchgeführt werden, wobei die Qualität und Nachhaltigkeit vor Schnelligkeit gehen müssen.

Auch dies spricht für eine vom bestehenden Qualitätselement separierte Einführung einer erweiterten Qualitätsregulierung. Denn so könnten Indikatorenfindung und Monetarisierung ohne zu großen Zeitdruck und unter Wahrung maximaler Qualitätsansprüche durchgeführt werden, während das System zur Messung und Bewertung der Netzzuverlässigkeit weiterhin in bewährter Weise gewahrt bleibt.

4.3. Adressatenkreis

Die Thüga sieht die geplante Erweiterung des Adressatenkreises für die Qualitätsregulierung kritisch, da sie der Zielsetzung der Bundesnetzagentur, die Regulierungsmechanismen zu beschleunigen und zu entbürokratisieren, entgegensteht. Ein größerer Adressatenkreis würde für alle Beteiligten, insbesondere für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren sowie die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden, höheren Aufwand bedeuten,

während der gesamtwirtschaftliche Nutzen im Verhältnis zum Mehraufwand fraglich bleibt. Daher spricht sich die Thüga AG dafür aus, die Qualitätsregulierung auf Verteilnetzbetreiber mit mehr als 30.000 Kunden zu beschränkt zu lassen.

Die Bundesnetzagentur argumentiert, dass die Herausforderungen der Energiewende alle Netzbetreiber gleichermaßen betreffen. Die Thüga AG sieht jedoch die Notwendigkeit, konkrete Belege dafür zu liefern, dass die bisherige Regelung für Netzbetreiber unterhalb dieser Schwelle tatsächlich zu Lücken oder Fehlanreizen führt. Aktuell sind rund 200 Stromverteilnetzbetreiber von der Qualitätsregulierung erfasst, wodurch bereits ca. 85 Prozent der Endverbraucher erreicht werden. Zudem haben sich die Netzzuverlässigkeitskennzahlen, wie SAIDI und ASIDI, über die vergangenen Jahre kontinuierlich verbessert und halten Deutschland im internationalen Vergleich auf einem Spitzenplatz. Dies gilt auch für die rund 600 Netzbetreiber, die derzeit im vereinfachten Verfahren reguliert werden und einer kontinuierlichen Verbesserung ihrer Netzzuverlässigkeit nachkommen. Eine Ausweitung des Adressatenkreises erscheint uns angesichts dieser stabilen Entwicklungen nicht angezeigt. Darüber hinaus ist in die Erwägungen einzustellen, dass die meisten kleineren Netzbetreiber der Aufsicht der jeweiligen Landesregulierungsbehörde unterliegen. Eine Ausweitung des Adressatenkreises würde daher zusätzliche Abstimmungsprozesse zwischen Bundesnetzagentur und Landesregulierungsbehörden erfordern, was die Umsetzung und Kontrolle erschwert und weitere administrative Lasten mit sich bringt. Zudem wäre es essentiell wichtig, durch entsprechende Qualitätssicherungsmaßnahmen sicherzustellen, dass die aktuell erreichte hohe Datenqualität gewährleistet bleibt.

Aus Sicht der Thüga AG wäre es unerlässlich, in einem neuen Regulierungssystem zwischen Qualitätselement und Energiewendekompetenzfaktor zu trennen. Denn die Energiewendekompetenz hängt nicht zwangsläufig mit der Größe eines Netzbetreibers zusammen. Daher sollte allen Netzbetreibern jedenfalls die Möglichkeit gegeben werden, ihre spezifischen Kompetenzen nachzuweisen und dafür Anerkennung zu erhalten, unabhängig von einer einheitlichen Erweiterung des Qualitätselements. Aus diesen Gründen regt die Thüga an, dass Anreize zur Steigerung der Energiewendekompetenz nicht in das bestehende Qualitätselement integriert werden, sondern durch ein separates, von den Netzbetreibern optional zu wählendes Instrument bewertet werden sollten.

4.4. **Transparenz**

Die Thüga befürwortet weiterhin die umfassende Veröffentlichung von Netzbetreiberdaten zur Darstellung der Versorgungsqualität durch die Bundesnetzagentur, da Transparenz die Datenqualität sichert, die Nachvollziehbarkeit erhöht und die Akzeptanz fördert. Weiterhin schafft Transparenz bedeutende Anreize zur Optimierung der Versorgungsqualität. Eine Ausweitung über bestehende Datenveröffentlichungen hinaus erachten wir als nicht notwendig.

5. **Qualitätsregulierung der Gasverteilernetze**

Die Thüga spricht sich gegen die Einführung einer Qualitätsregulierung für Gasverteilernetze aus.

Eine differenzierte Betrachtung der Versorgungsqualität in Gas- und Stromverteilernetzen ist nicht nur in der ARegV (§ 19 Abs. 1 Satz 3) verankert, sondern aufgrund der sich unterschiedlich entwickelnden Herausforderungen in Gas- und Stromnetzen auch sinnvoll.

Hinzu kommt noch, dass die Zukunft der Gasnetze aufgrund der Energiewende noch unklar ist. Angesichts der möglichen Umstellung auf Wasserstoffnutzung oder Stilllegung im Rahmen der Transformation des Energiesystems bedarf es zunächst zum einen einer gesicherten und flächendeckenden kommunalen Wärmeplanung, zum anderen einer Transformationsregulierung für die Gasverteilernetze. Erst wenn diese Pflöcke gesetzt sind, kann man über Maßnahmen zur Steigerung der Qualität auch der Gasnetze nachdenken. Aus unserer Sicht wäre ein Instrument zielführend, das die echte Transformation der Gasnetze vorantreibt, also bspw. eine Überführung möglichst vieler Erdgasanschlüsse auf einen anderen Sektor (einschließlich Wasserstoff und andere Biogase) belohnt. Ein solches Instrument (das bspw. "Transformationsfaktor" genannt werden könnte) sollte überdies den aktuell praktizierten Effizienzvergleich im Gasnetz miteinschließen, um eine umfassende Bewertung der Transformationserfolge eines Erdgasnetzes zu ermöglichen und zu viel Komplexität durch die Existenz verschiedener Instrumente mit ähnlicher Zielrichtung zu vermeiden.

Daher plädiert die Thüga dafür, Überlegungen zur Qualitätsregulierung für Gasverteilernetze von den Maßnahmen im Strombereich unabhängig zu betrachten und zunächst zurückzustellen, um dann zur 6. Regulierungsperiode ein einheitliches Instrument zur Bewertung der "echten" Transformationserfolge einzuführen.

6. Qualitätsregulierung der Elektrizitätsverteilernetze

6.1. Grundlage

Die Thüga begrüßt grundsätzlich Maßnahmen zur Transparenz und Effizienz in der Qualitätsregulierung der Versorgungsnetze, erkennt jedoch wesentliche Herausforderungen in der geplanten Neudefinition und Einschränkung des Störungsanlasses „höhere Gewalt“ im Rahmen des Qualitätselements.

6.2. Netzzuverlässigkeit

Seit der Einführung des Qualitätselements Netzzuverlässigkeit im Jahr 2012 hat sich dieses Instrument im Stromnetzbereich bewährt. Es stellt einen wichtigen Ausgleich zu einer rein kosteneffizienten Regulierung dar, da es sowohl Zuverlässigkeit als auch Kosten optimiert. Eine nachhaltige und verlässliche Methodik für langfristige Netzstrategien und Investitionen ist dabei essenziell.

6.2.1. Die Umsetzung der Netzzuverlässigkeit

Die geplante Anpassung, "höhere Gewalt" künftig eingeschränkter zu definieren und damit atmosphärische Ereignisse verstärkt in das Qualitätselement einzubeziehen, ist zum einen per se nicht sachgerecht, zum anderen hätte es auch den Nachteil, die Investitionsstrategien der Netzbetreiber unverhältnismäßig zu belasten.

Die Wetterextremereignisse der vergangenen Jahre, wie das Ahrtal-Hochwasser und die starken Regenfälle in Bayern im Frühjahr 2024, waren – anders als im Eckpunktepapier behauptet – in ihrer extremen Intensität nicht vorauszusehen und müssen damit weiterhin der Definition von „Höherer Gewalt“ unterfallen. Klimawandelbedingt sind häufiger auftretende Extremwetterlagen zudem eine Realität, auf die Infrastruktur allein aus Effizienzgesichtspunkten nicht umfassend ausgelegt werden sollte. Eine veränderte Abgrenzung könnte zu einem Fehlanreiz führen, das Netz auf seltene und extreme Witterungseinflüsse auszulegen, was in den meisten Fällen weder ökonomisch sinnvoll noch gesamtwirtschaftlich nachhaltig ist, insbesondere in weitläufigen ländlichen Gebieten. Sogar eine Ausweitung des Begriffs „Höhere Gewalt“ in „außerhalb des Einflussbereiches des Netzbetreibers“ erscheint uns als sachgerecht, da auch nicht zu verhindernde Einwirkungen Dritter (bspw. durch Gewalt) nicht dem Netzbetreiber zu Last gelegt werden können.

Die bislang im System etablierten Nachweisprozesse für höhere Gewalt haben sich als verlässlicher Standard erwiesen und könnten durch einfache, pragmatische Anpassungen hinsichtlich Dokumentation und Aufwand weiter optimiert werden, ohne die Abgrenzung grundlegend zu verändern. So ist es problematisch, dass Starkwetterereignisse, die aufgrund zu großer räumlicher Entfernung zu Wetterstationen nicht der aktuellen Nachweispflicht genügen, dem Netzbetreiber in der Qualitätsregulierung zur Last fallen. Eine Verlagerung der Meldepflichten weg von hohen Nachweisanforderungen könnte ohne inhaltliche Neudefinitionen der Ereignisse erreicht werden und so Bürokratie abbauen, wie die Bundesnetzagentur es anstrebt.

Darüber hinaus erschiene es notwendig, vor einer Einführung grundsätzlicher Änderungen eine empirische Analyse durchzuführen. So könnten neben der Lastdichte weitere gebietsstrukturelle Merkmale geprüft werden, um die Vergleichbarkeit zwischen Netzgebieten zu verbessern und Fehlanreize durch unpassende Referenzwerte zu vermeiden. Eine sorgfältige Analyse dieser Daten würde die Methodik der Qualitätselemente präzisieren und zu einer zuverlässigeren Einordnung führen.

In diesem Sinne empfiehlt die Thüga AG, die bewährte Methodik beizubehalten, die Definition der „höheren Gewalt“ im Kontext der Qualitätsregulierung unverändert zu lassen und lediglich die Nachweisführung zu vereinfachen. Dies fördert eine nachhaltige und effiziente Netzbewirtschaftung, unterstützt verlässliche Investitionsentscheidungen und optimiert die Balance zwischen Versorgungsqualität und Kosteneffizienz.

6.2.2. Berücksichtigung im Effizienzvergleich

Das derzeitige System stellt für das Stromnetz sicher, dass die Anreize zur Qualitätssicherung und -verbesserung für Netzbetreiber transparent und unmittelbar nachvollziehbar sind. Das bislang umgesetzte Bonus/Malus-Modell ermöglicht eine klare Trennung zwischen Effizienzanreizen und Qualitätsanreizen, was Fehlsteuerungen und unvorhergesehene Auswirkungen auf den Effizienzvergleich effektiv verhindert. Diese Trennung trägt dazu bei, dass die Netzzuverlässigkeit als eigenständiger Wert erhalten bleibt und ein ausgewogener Rahmen für Investitionen zur Optimierung der Versorgungsqualität geschaffen wird (Anders stellt sich das in einem sich verkleinernden und transformierenden Sektor wie dem Gasnetz dar, in dem ein Effizienzvergleich zu keinen sachgerechten Ergebnissen mehr führen kann und daher – wie oben vorgeschlagen - durch einen gesamthaften Transformationsfaktor abgelöst werden sollte.).

Die Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede in der Festlegung der qualitätsabhängigen Erlösobergrenzen ist zudem ein wichtiger Faktor für Netzbetreiber in Regionen mit spezifischen Herausforderungen. Hierdurch können Netzbetreiber ihren Qualitätsstandard regional angepasst gestalten und so die Netzinfrastruktur gezielt und effizienter planen.

Die durch die BNetzA selbst geforderte konsequente Trennung zwischen Qualitätsanreizen, insbesondere der Förderung von Energiewende, und Effizienzreizen sollte dann auch transparent über die jeweiligen Mechanismen abgebildet werden. Eine stetige Umstrukturierung des Effizienzvergleichs hin zur Disaggregation von Erneuerbaren-Energien Kennzahlen und gleichzeitiger Aggregation der Anschlusspunkte über die Netzebenen stellt aus Sicht der Thüga einen gegenläufigen Trend dar.

Die Thüga spricht sich daher dafür aus, das bestehende Qualitätselement beizubehalten und durch kontinuierliche, aber maßvolle Anpassungen weiterzuentwickeln.

6.3. Netzleistungsfähigkeit

6.3.1. Kriterien für die Indikatoren zur Beschreibung der Energiewendekompetenz

Die im Eckpunktepapier vorgeschlagenen Kriterien betrachten wir als grundsätzlich in Ordnung, jedoch sollten die vorgeschlagenen Indikatoren ausdrücklich anhand dieser Kriterien bewertet werden.

Es gibt zudem einige wesentliche Aspekte, die fehlen:

- Technologieneutralität
- Zukunftsfähigkeit: es stellt sich die Frage ob die Netzanschlüsse Ende des Jahrzehnts (2029) noch dieselbe Relevanz haben werden
- Vermeidung widersprüchlicher Anreizwirkungen

6.3.2. Netzanschluss

Eine differenzierte Betrachtung der Netzanschlüsse hinsichtlich ihrer Anzahl und Geschwindigkeit in ihrer Herstellung ist grundsätzlich sinnvoll. Es bleibt jedoch unklar, ob Einspeisung und Bezug getrennt betrachtet werden sollten und ob eine Unterscheidung auf Netzebene und hinsichtlich Leistung gemacht werden sollte.

Die Berücksichtigung von Anlagen nach §14a sollte ebenfalls kritisch hinterfragt werden, da in diesen Fällen bereits ein Netzanschluss vorhanden ist, der lediglich administrativ anders abgerechnet werden muss.

Die Erhebung der drei Kennzahlen K1, K2 und K3 soll separat für jede Kategorie erfolgen. Dies halten wir für sinnvoll, da unterschiedliche Kategorien verschiedenen Herausforderungen und Komplexitäten gegenüberstehen. Allerdings werden in den Formeldarstellungen die Kennzahlen über alle Kategorien summiert, was einer Klärung bedarf. Darüber hinaus stellt sich die Frage, ob auch Leistungssteigerungen in die Analyse einbezogen werden sollten.

Die Kennzahlen K1 und K2 erfassen die Anzahl der neu installierten Netzanschlüsse und die damit verbundene Leistung. Eine hohe Zahl dieser Anschlüsse pro Jahr bietet jedoch keinen Aufschluss über die „Fähigkeiten“ eines Netzbetreibers. Vielmehr zeigt sie lediglich, wie stark der Betreiber in einem bestimmten Jahr externe Anfragen erhalten und auf diese reagiert hat.

Der Einfluss eines Verteilnetzbetreibers auf die Anzahl der Anschlussanfragen sowie die tatsächlich realisierten Anschlüsse ist im Vergleich zu externen Faktoren (regionale Situation: Verfügbarkeit von Wind, Sonne und Flächen, der Besiedlungsdichte und der Größe des Versorgungsgebiets) gering.

Darüber hinaus birgt die Anwendung von K1 und K2 das Risiko, Fehlanreize zu setzen. Ein Netzbetreiber könnte, motiviert durch diese Kennzahlen, Anschlüsse unabhängig von ihrem tatsächlichen Nutzen für das Gesamtsystem errichten, was beispielsweise zu Problemen wie Netzüberlastungen oder unnötigen Abregelungen führen kann, insbesondere wenn alternative Anschlussmöglichkeiten an vorgelagerte Netze sinnvoller wären.

Die Berechnung von K1 und K2, die sowohl bestehende als auch neue Anschlüsse berücksichtigt, erweist sich ebenfalls als unangebracht. Um einen fairen Vergleich der Neuananschlüsse zwischen verschiedenen Netzbetreibern zu ermöglichen, sollte eine andere Basis gewählt werden, die nicht auf den bereits bestehenden EE-Anlagen basiert: denn diese bestraft Netzbetreiber, die in der Vergangenheit umfangreiche Zubauten getätigt haben, während sie aktuell nur noch begrenzte Erweiterungen vornehmen. Ein Netzbetreiber, der bislang untätig war und sich auf einmal voller Elan an den Zubau von Netzanschlüssen machen würde, würde in dieser Berechnungssystematik hingegen belohnt, obwohl er die Energiewende eigentlich verschlafen hatte.

Die Kennzahl K3 könnte hingegen grundsätzlich geeignet sein, um die Dauer von Anschlussverfahren zu verkürzen und so die Kompetenz eines Netzbetreibers in der Energiewende zu bewerten. Die Erfassung der Anschlussgeschwindigkeit ist jedoch komplex und erfordert klare Definitionen der Messpunkte.

Die Anschlussgeschwindigkeit auf höheren Spannungsebenen ist oft durch Verhandlungen mit den Anschlussnehmern begrenzt, während der Prozess auf Niederspannungsebene besser geeignet ist, die Kompetenzen zu messen.

Die durchschnittliche Anschlusszeit wird durch verschiedene Faktoren beeinflusst, darunter Genehmigungsanforderungen, Material- und Personalverfügbarkeit sowie die Qualität der Anschlussanträge. Es ist ausgeschlossen, dass die durchschnittliche Anschlusszeit nur auf den Einfluss des Netzbetreibers zurückgeführt werden kann, weshalb Thüga von dieser Kennzahl abrät. Eine präzise Erfassung der Netzanschlussgeschwindigkeit und -menge ist schwierig und kann zu Verzerrungen führen, wenn externe Faktoren nicht ausreichend berücksichtigt werden. Eine solche Kennzahl könnte somit nur zur Messung der Energiewendekompetenz herangezogen werden, wenn im Prozess der Herstellung eines Netzanschlusses eine klare Trennung zwischen ausschließlich vom Netzbetreiber zu beeinflussenden Prozessschritten und exogen beeinflussten ohne unverhältnismäßigen Aufwand möglich wäre. Dies sehen wir als extrem schwierig an.

6.3.3. Digitalisierung und Smart Grids

Die Digitalisierung und der Aufbau von „intelligenten Netzen“ unterstützen die Stromnetzbetreiber an vielen Stellen, den Fachkräftemangel abzumildern, gesetzliche Vorgaben und Reaktionsfristen umzusetzen, Prozesse effizient und automatisiert zu gestalten sowie Netzengpässe frühzeitig zu vermeiden. Eine bedarfsorientierte Digitalisierung liegt daher

im grundeigenen Interesse des Netzbetreibers. Gesetzlich werden aktuell bereits viele digitalisierte Prozesse gefordert, es sollte daher darauf geachtet werden, dass der Kompetenzfaktor nicht die Umsetzung der gesetzlichen Pflichten honoriert, sondern eher die „digitale Kompetenz“ des Netzbetreibers. Hierzu gehört eine der Digitalisierung gegenüber offene Unternehmenskultur, aber vor allem auch eine kosten- und nutzengetriebene Digitalisierungsstrategie, die bedarfsorientiert aufzeigt, welche Prozesse (teil-) automatisiert in Tools überführt werden können. Auch die Cybersicherheit, IT-Security-Projekte und Rückfalllösungen für Hacker-Angriffe sollten im KRITIS-Umfeld eine große Rolle spielen.

Regulatorische Vorgaben sollten klare Anforderungen an die Netzbetreiber definieren. Der Nutzen der Digitalisierung kann bis zu einem bestimmten Punkt steigen, danach könnten die Kosten überwiegen, weshalb eine Definition dieses Schwellenwertes notwendig ist.

Es muss vermieden werden, dass eine doppelte Belohnung für bereits digitalisierte Prozesse erfolgt. Sollten EU-Vorgaben eine Überwachung der Digitalisierung erfordern, könnten Kennzahlen aggregiert für die Branche verwendet werden, ohne direkten Vergleich zwischen den Netzbetreibern anzustellen, da deren Bedürfnisse unterschiedlich sind.

Die fortschreitende Integration erneuerbarer Energien und steuerbarer Verbrauchseinrichtungen macht eine Digitalisierung der Niederspannungsnetze erforderlich. Eine geeignete Messtechnik ist notwendig, um Engpässe rechtzeitig zu erkennen und die entsprechenden Anlagen zu steuern. Diese ist jedoch bedarfsgerecht aufzubauen und kann nicht über allgemeine Kennzahlen ermittelt werden.

Die Begriffe „Digitalisierung“ und „Smart Grid“ gemeinsam zu nennen, birgt die Gefahr, dass hier die Grenzen verwischen. Es ist daher umso wichtiger, eine messbare, verständliche, allgemein umsetzbare und klar abgegrenzte Definition zwischen beiden Begriffen zu wählen. Die Definition „Smart Grid“ sollte sich auf Netzdaten, deren Übertragung, die Automatisierung von Steuerungseingriffen und die Verknüpfung von IST-Messwerten mit digitalen Netzmodellen beziehen. Jedes Netz zu einem „Smart Grid“ zu entwickeln, halten wir für den falschen Ansatz, um die Energiewende kosteneffizient voranzubringen, und damit auch für den falschen Anreiz, um die Energiewendekompetenz zu messen. Es sollte honoriert werden, wie gut IST-Messwerte in Tools integriert werden können und dadurch Netzeingriffe voll bzw. teilautomatisiert im Gegensatz zu manuellen Eingriffen realisiert werden können. Es ist hierfür jedoch zunächst wichtig, zu wissen, welche Netze einer IST-Anbindung bedürfen und ob Steuerungen und/oder andere betriebliche Aktionen vollautomatisiert, teilautomatisiert oder doch besser manuell erfolgen. Eine „Smart Grid“-Strategie, die hierfür Antworten liefert oder z.B. den Netzbetreiber unterstützt, welche Stationen intelligent ausgestattet werden bzw. „dumm“ bleiben können, ist für die Umsetzung einer kostenoptimalen Energiewende entscheidend. Zusätzlich ist zu beachten, dass u. a. der Einsatz intelligenter Messtechnik bis dato nicht angereizt wurde und auch weiterhin viele gesetzliche Ausgestaltungen für den Aufbau einer „Kupferplatte“ sprechen (z.B. Ausgestaltung § 14a EnWG). Es ist daher bei der Ausgestaltung des Faktors und der Definition umso mehr darauf zu achten, dass ein Energiewendekompetenzbonus den Aufbau von bedarfsorientierten, langfristig sinnvollen „Smart Grid Inseln oder Engpassregionen“ gegenüber „einem gesamten Smart Grid je Versorgungsgebiet des VNB“ honorieren sollte.

Es ist zudem wichtig zu unterstreichen, dass in diesem Rahmen nur Maßnahmen berücksichtigt werden dürfen, die allein in den Zuständigkeitsbereich des Verteilnetzbetreibers fallen, nicht des Messstellenbetreibers. Wir stimmen ebenfalls nicht mit der Aussage überein „Das bedeutet (...) im Umkehrschluss, dass ohne eine ausreichende Digitalisierung der

Netze die Funktionalitäten eines Smart Grids nicht erreichbar sind“. Denn bereits das Verfahren der state estimation kann ebenfalls für viele Anwendungsfälle in einem „intelligenten Netz“ verwendet werden, ohne dafür einen Netzbereich mit sehr vielen digitalen Messgeräten auszustatten zu müssen. Dies kann für Anwendungsfälle deutlich günstiger sein und dennoch eine adäquate Lösung darstellen.

6.3.4. Abregelungen, Redispatch und netzorientierte Steuerung

Thüga teilt die Ansicht, dass Laststeuerung, Abregelungen und Redispatch nicht Teil der Messung der Energiewendekompetenz sein sollten, da dafür bereits andere Regulierungsmechanismen existieren

Die Verwendung von Lastreduktionen nach §14a als Energiewendekompetenzkennzahl erscheint unter der derzeitigen Regelung wenig sinnvoll, da – wie die Bundesnetzagentur richtig erkennt – eine Steuerungsmaßnahme auch Folge eines effizienten Netzausbau- und Netzbewirtschaftungskonzepts sein kann

Auch in höheren Netzebenen ist bspw. die Spitzenkappung ein volkswirtschaftlich effizientes Instrument, um Ausbau zu vermeiden, so Ausbaukosten zu senken und gleichzeitig eine große Erzeugungsleistung zeitnah ans Netz anzubinden.

Allerdings sehen wir, wie in der „Leistungsbeschreibung für das Gutachten der Qualitätsregulierung hinsichtlich der Energiewendekompetenz (...)“ dargestellt, im Bereich „**Netzausbau**“ eine Möglichkeit, einen Energiewendekompetenzfaktor für diesen Bereich zu etablieren. Es sollte bei diesem Faktor jedoch nicht, wie in der Leistungsbeschreibung dargestellt, um eine „Geschwindigkeit“, sondern einerseits die Kompetenz von „Kooperationen“ (Siehe. Kap. 6.3.5 „**Kooperationskompetenz**“, z.B. für Einkaufsgemeinschaften für Netzbetriebsmittel oder die Beschleunigung von standardisierten Prozessen, wie dem Netzausbau) und andererseits die „**Netzplanungskompetenz**“ gehen.

Klar ist, dass der Netzausbau von vielen externen Parteien und Faktoren abhängt und daher schwierig messbar ist. Andererseits ist der Netzbetreiber intrinsisch motiviert, das Netz kostenoptimal auszubauen. Um die Energiewende als Netzbetreiber jedoch bestmöglich in die Netzausbauplanungen zu integrieren, ist eine sektorenübergreifende Analyse wichtig. Unter „Netzplanungskompetenz“ schlagen wir daher vor, die Kompetenz von sektorübergreifendem Knowhow anrechnen. Dies kann bspw. in Form von Dienstleistungsangeboten des VNB im Bereich kommunaler Wärmeplanung sein. Messbar kann auch das Vorliegen bzw. die Fähigkeit sein, Zielnetzanalysen sektorenübergreifend durchführen zu können.

6.3.5. Standardisierung

Die BNetzA will Verteilnetzbetreiber anreizen, um die Energiewende und Klimaziele in Deutschland noch besser zu unterstützen, während sie gleichzeitig die Herausforderungen der zersplitterten VNB-Landschaft erkennt. Diesen Ansatz betrachten wir als positiv, da die Förderung von skalierbaren Standardisierungs- und Innovationsprojekten nicht nur die Kosteneffizienz verbessert, sondern auch sicherstellt, dass selbst VNB mit geringeren Ressourcen effektiv zur Transformation beitragen können. **Sehr wichtig ist es daher, nicht nur das Engagement einzelner Netzbetreiber zu belohnen, sondern auch das in Kooperationen von Netzbetreibern erbrachte.**

Außerdem ist es wichtig eine messbare Definition von „Innovation“ und die „Standardisierung“ voneinander zu trennen, da der Einsatz von Standards deutlich einfacher fällt, als

sich mit neuen Innovationen auseinanderzusetzen und diese auf ihren sicheren Einsatz zu prüfen. Bisher wird z. B. der Einsatz innovativer Betriebsmittel nicht angereizt, daher sollte bei der Erarbeitung eines Faktors im Bereich „Innovation“ auf diese Diskrepanz geachtet werden.

Im Kompetenzbereich „Innovation“ erachten wir es als wichtig, dass innovative Trendsetter der Branche und das Engagement in diesem Bereich belohnt werden, dies kann bspw. die aktive Partizipation an Förderprojekten sein, auch durch Verbundpartner, oder z.B. der aktive Test neuer innovativer Betriebsmittel, die bisher wenig erprobt wurden. Hier ist es wichtig, die VNB im Verhältnis zur Anzahl der Beschäftigten bzw. der Größe des Versorgungsgebietes zu belohnen, die vor einer „Standardisierung“ bereits Neues wagen, über Ergebnisse informieren und damit erst die Basis für eine etwaige Standardisierung legen. Hierfür könnte bspw. **„die Trendsetter-Kompetenz“** eingeführt werden.

Die Energiewendekompetenz im Bereich „Standardisierung“ empfehlen wir daher in drei Bereiche aufzuteilen, die **„Trendsetter-Kompetenz“** (siehe vorherigen Abschnitt), die **„Harmonisierungskompetenz“** (z.B. Innovationen in gängige, gelebte Praxis und damit einen Standard zu überführen) und **„die Kooperationskompetenz“** (z.B. für standardisierte Prozesse).

Messbare Faktoren sehen wir bei der „Harmonisierung“ u.a. bei der Ausgestaltung von Branchenstandards, die bspw. durch die Anzahl aktiver NB-Mitarbeitender für eine Harmonisierung innovativer Betriebsmittel in Verbänden, AGs, AKs, Kooperationen, Verbänden usw. in Abhängigkeit von der Größe des Unternehmens bzw. Versorgungsgebietes gemessen werden könnte. Auch der Abschluss von individuellen Vereinbarungen mit der Bundesnetzagentur könnte ein gangbarer Weg zur Messung sein. „Kooperationen“, die sich der Ausgestaltung standardisierter prozessualer Vorgehensweisen, wie bspw. in einer Einkaufsgemeinschaft, stellen für uns messbare Faktoren dar. Diese verdeutlichen, wie gut aktuelle Herausforderungen und damit auch die Umsetzung der Energiewende möglichst schnell und standardisiert angegangen werden können. Hierzu gehören Nutzer von Standardleistungsverzeichnissen für die bauliche Verlegung von Netzmaterialien und Kooperationen, die sich mit IT-Prozessen auseinandersetzen. Messbar könnten ebenfalls aktive Parts in Kooperationen wie Arge Ost, NEPAL+ sein oder die Anzahl technischer Spezifikationen und Rahmenverträge von eEinkaufs-, Anwender- oder Arbeitsgruppen, die sich innerhalb von NB-Verbänden mit Audits, Sourcing, Baudienstleistungen usw. beschäftigen, um für alle VNB attraktive, sichere und standardisierte Rahmenvorgaben zu schaffen. Auch Dienstleistungsangebote der Netzbetreiber, um andere VNB dabei zu unterstützen, standardisierte Prozesse umzusetzen, sollten unserer Meinung nach belohnt werden. Als Beispiele sind hier Angebote wie „Kooperation Netzleitstelle“, „Redispatch 2.0 Angebote“, „Zielnetzanalysen“, „Netzanschlussportale“ zu nennen.

6.4. Netzservicequalität

Keine Anmerkungen

7. Fragen der Bundesnetzagentur

Abschnitt 4 - Grundsätzliche Überlegungen zur Anpassung der Qualitätsregulierung:

2.1. Teilen Sie die Aussagen zur Ausweitung des Adressatenkreises?

„Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist der Adressatenkreis der Qualitätsregulierung auszuweiten. Dies gilt mindestens für die Netzzuverlässigkeit, 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.“ (S.11)

Antwort: Die Thüga spricht sich dafür aus, die Qualitätsregulierung auf Verteilnetzbetreiber mit mehr als 30.000 Kunden zu beschränken.

2.2. Welche Abgrenzung hinsichtlich des Adressatenkreises würden Sie vornehmen?

Antwort: VNB im vereinfachten Verfahren sollten auf freiwilliger Basis am Verfahren zur Messung der Energiewendekompetenz teilnehmen dürfen.

2.3. Teilen Sie die Aussagen zur Ausweitung der Transparenz?

„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.“ (S.11)

Antwort: Solange Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse gewahrt bleiben, kann dies ein geeignetes Instrument sein.

Abschnitt 6.2 - Netzzuverlässigkeit:

3.1. Wie würden Sie eine Abgrenzung der höheren Gewalt vornehmen?

Antwort: Es kann nicht vorab eingeschätzt werden, wo genau der Blitz einschlägt oder sintflutartiger Regen, wie im Ahrtal eine Versorgung beeinträchtigt oder unmöglich macht. Solche Ereignisse können nicht prognostiziert und ein Netzausfall nicht vollends verhindert werden. Höhere Gewalt muss dieser nichtprognostizierbaren Risiken Sorge tragen.

Siehe hierzu weiterhin die Ausführungen unter 6.2.1 Die Umsetzung der Netzzuverlässigkeit.

Abschnitt 6.3.1 - Der Begriff der Energiewendekompetenz:

4.1. Ist die vorgenommene Definition sinnvoll und vollständig?

„[...] 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. [...]

- *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.*
- *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.“ (S.15-16)*

Antwort: Siehe 4.1 Die Versorgungsqualität.

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

Antwort: Die im Eckpunktepapier vorgeschlagenen Kriterien betrachten wir als grundsätzlich in Ordnung, jedoch sollten die vorgeschlagenen Indikatoren ausdrücklich anhand dieser Kriterien bewertet werden.

Es gibt zudem einige wesentliche Aspekte, die fehlen:

- **Technologieneutralität**
- **Zukunftsfähigkeit:** es stellt sich die Frage ob die Netzanschlüsse Ende des Jahrzehnts (2029) noch dieselbe Relevanz haben werden
- **Vermeidung widersprüchlicher Anreizwirkungen**

Abschnitt 6.3.2 - Netzanschluss:

5.1. Gibt es weitere Kategorien, die gebildet werden sollten?

Antwort: Nein.

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

Antwort: Ja, dies sind geeignete Größen, um die Anschluss- bzw. Leistungsdichte zu bestimmen. Als geeignete Kennzahl erachten wir allerdings lediglich die Zahl der Netzanschlüsse in der Niederspannung, da diese hoch standardisiert und vergleichbar sind. In Der HS und MS erachten wir diese als keine geeigneten Kennzahlen zur Bestimmung der Energiewendekompetenz, da die Anschlussleistung komplex und langwierig auftritt.

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

- „Kennzahl 1: Anzahl der Neuanschlüsse pro Jahr und Kategorie i ($A_{neu,i}$) bezogen auf die Gesamtanzahl der Netzanschlüsse der Kategorie i zum Jahresende ($A_{gesamt,i}$)
- Kennzahl 2: Gesamtleistung aller Neuanschlüsse pro Jahr und Kategorie i ($P_{neu,i}$) bezogen auf die Gesamtleistung aller Anschlüsse der Kategorie i zum Jahresende ($P_{gesamt,i}$)
- Kennzahl 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.“ (S.17-18)

Antwort: Kennzahl 1 ist nicht gut geeignet, da die Anzahl Neuanschlüsse nicht direkt durch den NB beeinflusst werden kann. Die Anzahl neuer Anschlüsse wird maßgeblich durch externe Faktoren beeinflusst. Außerdem werden NB benachteiligt, welche bereits viele Anlagen in den letzten Jahren angeschlossen haben und deshalb weniger Reserven im Netz haben. Der Netzbetreiber stellt keine Netzanschlussgesuche und ist grundsätzlich dazu verpflichtet Netzanschlüsse herzustellen.

Kennzahl 2 ist nicht gut geeignet, da die Anschlussleistung der Neuanschlüsse nicht direkt durch den NB beeinflusst werden kann. Die Gesamtleistung neuer Anschlüsse wird maßgeblich durch externe Faktoren beeinflusst. Außerdem werden NB benachteiligt, welche bereits große Anlagen in den letzten Jahren angeschlossen haben und deshalb weniger Reserven im Netz haben. Der Netzbetreiber stellt keine Netzanschlussgesuche und ist grundsätzlich dazu verpflichtet Netzanschlüsse herzustellen.

Kennzahl 3 ist besser geeignet, aber es sollten nur vom Netzbetreiber beeinflussbare Bearbeitungszeiten betrachtet werden, z.B. ab Vorliegen aller Unterlagen.

5.4. Gibt es darüber hinaus geeignete Kennzahlen, die ebenfalls dafür geeignet sind?

Antwort: Die durchschnittliche Bearbeitungszeit des NB ist ein guter Indikator für die Energiewendekompetenz, da hierbei nur Prozessschritte, auf die der NB Einfluss hat, beachtet werden.

Es könnte honoriert werden, wenn die Reaktionszeit auf Netzanschlussfragen, nachdem alle Unterlagen vorliegen, die gesetzlich vorgegeben Reaktionsfristen nie überschreitet. Die Bearbeitungszeit kann nach Bearbeitung von Eingang Netzanschlussgesuch bis Genehmigung und von Fertigmeldung Installateur bis Inbetriebsetzung durch Netzbetreiber unterschieden werden.

Abschnitt 6.3.3 - Digitalisierung und Smart Grids:

6.1. Welche KI sind geeignet die Digitalisierung in den Stromverteilernetzen zu beschreiben und welchen Kategorien bzw. welchen Funktionalitäten lassen sich diese zuzuordnen?

Antwort: Die gewünschte Evaluierung und KPI-Bewertung der Smart Grid- und Digitalisierungsparameter können erst geprüft werden, wenn das Ziel der „Digitalisierung“ geschärft wurde in puncto: allgemeines Verständnis, Belastbarkeit, Einheitlichkeit, Messbarkeit und Zweck. Es ist wichtig nicht die vollständige, sondern die bedarfsorientierte Digitalisierung zu bewerten.

6.2. Welche KI sind geeignet ein Smart Grid zu beschreiben und welchen Kategorien bzw. welchen Funktionalitäten lassen sich diese zuordnen?

Antwort: Die gewünschte Evaluierung und KPI-Bewertung der Smart Grid- und Digitalisierungsparameter können erst geprüft werden, wenn das Ziel des „Smart Grids“ geschärft wurde in puncto: allgemeines Verständnis, Belastbarkeit, Einheitlichkeit, Messbarkeit und Zweck. Es ist wichtig nicht die vollständige, sondern die bedarfsorientierte Umsetzung von Smart Grids zu bewerten.

6.3. Welches Ranking oder welche Hierarchie ist bei den gewählten KI bzw. KPI heranzuziehen, um deren Wichtigkeit herauszustellen?

Antwort: Dies kann erst geprüft werden, wenn die Definition beider Begriffe geschärft wurde in puncto: allgemeines Verständnis, Belastbarkeit, Einheitlichkeit, Messbarkeit und Zweck

6.4. Welches Vorgehen ist bei der Verdichtung der KI zu KPI vorteilhaft und wie viele KPIs sind sinnvoll?

Antwort: Dies kann erst geprüft werden, wenn die Definition beider Begriffe geschärft wurde in puncto: allgemeines Verständnis, Belastbarkeit, Einheitlichkeit, Messbarkeit und Zweck.

6.5. 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?

Antwort: Es sollte zwischen „digitaler Kompetenz“ und „Smart Grid“ klare Grenzen geben. Für die „digitale Kompetenz“ ist eine offene digitale Unternehmenskultur, klare Digitalisierungs- und Datenstrategien inkl. Kosten und Nutzenanalyse wichtig. Es sollte die bedarfsorientierte Digitalisierung belohnt werden sowie der Anteil digitaler, automatisierter Prozesse/ und Tools im Verhältnis zur Anzahl der Vorgänge je Tool. Wenn Vorgänge unter einer bestimmten Anzahl sind, war es nicht sinnvoll, hier zu automatisieren (außer es war mit wenig Aufwand als Zusatzmodul zu integrieren). Die Anzahl erfolgreich abgeschlossener Projekte zur Optimierung der Datenerhebung, -qualität und -Quantität, die Anzahl von IT-Security Projekten oder Kostenumfang einer DL in diesem Bereich im Verhältnis zur NB-Versorgungsfläche bzw. Anzahl der Mitarbeitenden.

KPI-Bausteine der „Smart Grid Kompetenz“ könnten u.a. sein, ob bzw. wie aktuell und umfänglich eine Smart Grid Strategie, (wo ist es nötig und möglich, IST-Messwerte in Tools (-> digitale Kompetenz) zu integrieren) vorhanden ist und bedarfsorientierte, vollautomatisierte Steuerungsmöglichkeiten anstatt manueller Handlungen umgesetzt werden (KPI: wie viel Prozent der Steuerungen im Netz werden mit welchen Automatisierungsgrad vorgenommen).

6.6. Welche Ansätze für eine Monetarisierung erachten Sie für methodisch sinnvoll und praktikabel?

Antwort: Im Rahmen des Vorschlags der BNetzA zum iterativen Vorgehen kann eine Monetarisierung erst diskutiert werden, wenn ein erstes Indikatorengerüst steht. Entsprechend vorangegangener Stellungnahme erachten wir eher ein Bonussystem als sinnvoll.

Abschnitt 6.3.5 - Standardisierung

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

Antwort: Die „Standardisierung“ empfehlen wir in drei Bereiche aufzuteilen, „**die Trendsetter-Kompetenz**“ (Bereitschaft, Innovationen vor Standardisierung zu testen), „**die Kooperationskompetenz**“ (z.B. für standardisierte Prozesse) und „**die Harmonisierungskompetenz**“ (z.B. Innovationen in gängige, gelebte Praxis und damit einen Standard zu überführen).

Abschnitt 6.4 - Netzservicequalität:

Keine Anmerkungen

8. Anhang

Keine Anmerkungen

