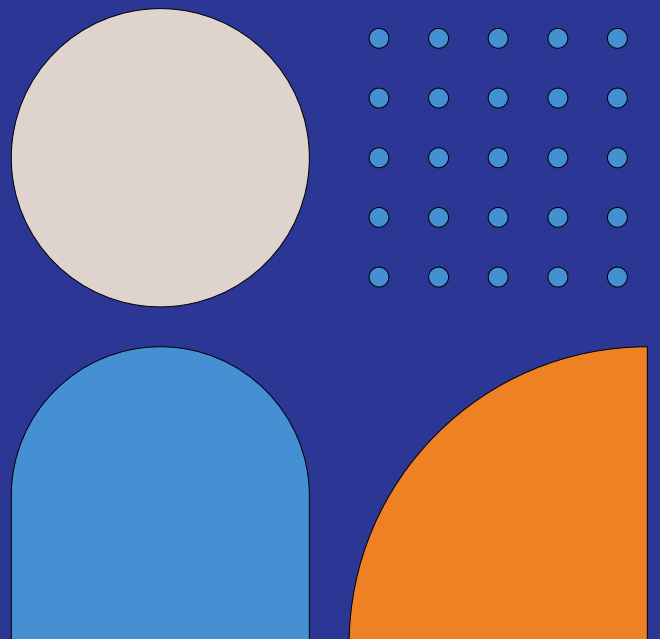


Stellungnahme zum Gutachten zur Qualitätsregulierung  
hinsichtlich der Energiewendekompetenz und  
Netzservicequalität für die Stromverteilernetze und dem  
zugehörigen Einordnungspapier der  
Bundesnetzagentur

13.10.2025



---

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Generelle Anmerkungen und Zusammenfassung .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Outputorientierte Indikatoren und Kennzahlen für Energiewendekompetenz ...</b>	<b>3</b>
2.1	Gewählte Indikatoren und Bewertungskriterien.....	3
2.2	Von Indikatoren zu Kennzahlen: Umsetzungsquote erneuerbarer Energien .....	6
2.3	Von Indikatoren zu Kennzahlen: Umsetzungsquote Verbrauchseinrichtungen und Speicher Energiewendetechnologien .....	8
2.4	Von Indikatoren zu Kennzahlen: Netzanschlussdauer EE und Verbraucher .....	8
2.5	Korrelation der Kennzahlen mit der absoluten und relativen Betroffenheit und mit gebietsstrukturellen Eigenschaften .....	9
<b>3</b>	<b>Anreizsystem.....</b>	<b>10</b>
3.1	Grundsätzliche Anmerkungen zum angedachten Mechanismus.....	10
3.2	Komponente Netzbetreiberspezifisches CO <sub>2</sub> -Einsparpotenzial.....	13
3.3	Komponente Leistungsfaktor .....	13
3.4	Komponente Zeitfaktor .....	14
3.5	Vorschlag zu alternativer Vorgehensweise beim Anreizsystem .....	15
<b>4</b>	<b>Digitalisierung.....</b>	<b>17</b>
<b>5</b>	<b>Netzservicequalität.....</b>	<b>18</b>

## 1 Generelle Anmerkungen und Zusammenfassung

Zunächst möchten wir anmerken, dass die von den Gutachtern an verschiedenen Stellen verwendeten Definitionen von Energiewendekompetenz nicht vollständig mit unserem Verständnis übereinstimmen. Aus Sicht der Netze BW ist ein Netzbetreiber dann energiewendekompetent, wenn er seine Aufgaben gemäß EnWG – ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten sowie bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen – auch unter den Bedingungen der Energiewende (stärkerer Zubau erneuerbarer Energien, zunehmende Lasten etc.) schnell und kosteneffizient wahrnehmen kann.

Die Verantwortung liegt dabei beim Netzbetreiber, sicherzustellen, dass er sowohl in seinen Prozessen als auch hinsichtlich der Netzkapazität so aufgestellt ist, dass er diese Herausforderungen bewältigen kann. Dies zeigt sich (zeitverzögert) daran, dass er Netzanschlüsse jedweder Art zügig realisieren kann. Ein Anschlussvorrang findet sich lediglich für EEG- und KWKG-Anlagen.

Die von den Gutachtern eingenommene Eingrenzung der Energiewendekompetenz auf gewisse Verbraucher und Erzeugungstechnologien wird daher von Netze BW nicht geteilt, führt zu verzerrenden Anreizen im Netzanschluss und ist mit dem Gedanken der Diskriminierungsfreiheit nicht zu vereinbaren.

Die grundsätzliche Dreiteilung des Gutachtens – in einen inputorientierten Digitalisierungsindex, der misst und vergleicht, wie die Netzbetreiber aufgestellt sind; in outputorientierte Kennzahlen zur Energiewendekompetenz als Grundlage für ein Anreizsystem; sowie in die Überlegung, die Anreizsetzung für die Netzservicequalität zurückzustellen – ist aus Sicht der Netze BW nachvollziehbar.

Insbesondere bei der Auswahl der outputorientierten Indikatoren und den zugehörigen Kennzahlen sowie der Mechanismen zur Monetarisierung haben wir jedoch einige grundsätzliche Bedenken und Anmerkungen, die wir in den nachfolgenden Abschnitten adressieren.

Eine umfassende Beurteilung der im Rahmen des Gutachtens durchgeführten Datenanalysen ist zum aktuellen Zeitpunkt, mangels Datentransparenz nicht möglich. Dies

können wir erst dann leisten, wenn die Datengrundlage vollständig veröffentlicht ist. Wir behalten uns daher vor hierzu im Nachgang nochmals Stellung zu beziehen.

Wir verweisen an dieser Stelle auch nochmals explizit auf unsere Stellungnahme vom 29.11.24 zum Eckpunktepapier. Dort haben wir unter anderem ausgeführt, dass – sofern es notwendig oder gewünscht ist, einzelne Outputgrößen direkt finanziell zu beanreizen – es nach unserer Auffassung unumgänglich ist, die Wechselwirkungen mit dem Effizienzbenchmark und anderen Regulierungselementen in die Überlegungen einzubeziehen, um inkonsistente und sich überlappende wirtschaftliche Anreize zu vermeiden.

Das etablierte Qualitätselement adressiert die Problematik, dass die Netzzuverlässigkeit nicht im Effizienzvergleich abgebildet wird und somit zulasten der Qualität gewirtschaftet werden könnte. Einen vergleichbar klaren Fehlanreiz, der korrigiert werden müsste, können wir in Bezug auf die Energiewendekompetenz und insbesondere die Indikatoren „zusätzliche EE-Anlagen und Verbraucher“ nicht erkennen. Hinsichtlich der Frage, ob ein Netzanschluss durchgeführt wird oder nicht, unterliegen die Netzbetreiber im Regelfall der Anschlussverpflichtung. Ein Kosten-Nutzen Trade-off bezüglich Effizienz findet hier gerade nicht statt. Die bereits angeschlossenen Anlagen sind im Effizienzvergleich berücksichtigt (Verbrauchseinrichtungen bzw. deren Einfluss auf die Netzbelastung könnten ggf. noch expliziter abgebildet werden); der innerhalb der Regulierungsperiode - durch Änderung der Versorgungsaufgabe - mengenmäßige Zubaus an EE und Verbrauchseinrichtungen ist zumindest für die 5. Regulierungsperiode bereits über das im Rahmen von NEST konsultierte OPEX-Element abgebildet. Sollte für ab der 6. Regulierungsperiode keine Lösung zur Abbildung des Outputwachstums innerhalb der Regulierungsperioden gefunden werden, könnte der Indikator „zusätzliche EE-Anlagen und Verbraucher“ hier natürlich einen Teil dieser Funktion übernehmen. Systematisch richtig wäre jedoch ein separates Element zur Abbildung des reinen Outputwachstums.

Einen möglichen zusätzlichen Bedarf für eine Beanreizung sehen wir lediglich in Bezug auf die Dauer bis zum Netzanschluss, sodass ein entsprechendes Element erwogen werden kann. Hierbei ist jedoch zwingend der Grundsatz des Diskriminierungsverbots beim Netzanschluss zu beachten: Es ist nicht Aufgabe des Netzbetreibers zu beurteilen und zu priorisieren, welche Art von Anschlüssen in welchem Maße der Energiewende dienen. Eine Kopplung an die CO<sub>2</sub>-Vermeidung ist daher auch an der Stelle nicht sachgerecht.

Bezüglich des vorgestellten Digitalisierungsindexes möchten wir anmerken, dass ein Erreichen von 100% Digitalisierungsgrad in sämtlichen Bereichen aus Kosteneffizienzgründen nicht zwingend erstrebenswert ist und ein Mehr an Digitalisierung stets gegen den Nutzen abgewogen werden muss. Insofern wird die für die letzten Jahre dargestellte Steigerung des Digitalisierungsgrades kein Dauerzustand sein. Der Index kann Aufschluss über Entwicklungen in der Branche geben, sollte jedoch nicht zum direkten Vergleich der Netzbetreiber untereinander und erst recht nicht zur Monetarisierung verwendet werden, da er die Notwendigkeit von Digitalisierung im jeweiligen Netz nicht abbilden kann. Ein Anreiz hier würde in deutlichem Widerspruch zum Effizienzvergleich stehen.

## 2 Outputorientierte Indikatoren und Kennzahlen für Energiewendekompetenz

### 2.1 Gewählte Indikatoren und Bewertungskriterien

Die Gutachter der Bundesnetzagentur leiten zwei Indikatoren für Energiewendekompetenz her: Zum einen die soll die Realisierung von zusätzlichen Netzanschlüssen über neu angeschlossene EE-Anlagen und Verbrauchseinrichtungen dargestellt werden und zum anderen soll der Indikator kurze Anschlussdauern das Ziel der Minimierung der Zeit zwischen Antragsstellung und Inbetriebnahme darstellen.

Die Geeignetheit dieser Indikatoren zur Abbildung der Energiewendekompetenz auf Outputseite wird anhand eines Kriterienkatalogs abgeleitet. Wir gehen an dieser Stelle nur auf ausgewählte Kriterien ein.

#### *Vollständigkeit und Relevanz für die Energiewende*

Mit der Ableitung der Indikatoren aus der Zielvorstellung eines umfassend energiewendekompetenten Netzbetreibers durch die Gutachter sehen diese die Kriterien Vollständigkeit und Relevanz für die Energiewende unmittelbar als erfüllt an.

Das Kriterium „Relevanz für die Energiewende“ kann aus unserer Sicht jedoch zu Fehlanreizen im Hinblick auf die „traditionelle“ (und weiterhin vorhandene)

Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber führen. Wirtschaftliche Anreize für „Energiewendekompetenz im Sinne des Gutachtens“ könnten zum Beispiel dazu führen, dass herkömmliche Anschlüsse für neue Lasten mit weniger Priorität behandelt werden. Netzanschlüsse unabhängig von der dahinterstehenden Technologie zu betrachten, kann hier Abhilfe schaffen.

### *Beeinflussbarkeit*

Das Kriterium Beeinflussbarkeit durch den Netzbetreiber sehen die Gutachter bei den Indikatoren ebenfalls als erfüllt an, „da Maßnahmen und Fähigkeiten der Netzbetreiber die Ausgangspunkte für die durchgeführten Analysen bildeten“. Es könnten laut Gutachter jedoch auch exogene Einflussfaktoren auf die Indikatoren bestehen, die in der Datenanalyse überprüft würden.

Für Netze BW gibt es keine maßgebliche Beeinflussbarkeit bei den Indikatoren „zusätzliche EE-Erzeuger und Verbrauchseinrichtungen“ durch den Netzbetreiber. Zunächst (ohne Ableitung einer Kennzahl hierzu) sind dies Mengenindikatoren, die durch die exogene Netzgröße sowie gebietsstrukturelle Eigenschaften, und die Anschlussverpflichtung getrieben sind. Beeinflussbar ist hingegen die Schnelligkeit, mit der Netzbetreiber die angefragten Anlagen anschließen können. Diese ergibt sich u.a. aus den internen Prozessen sowie der Kapazitätsplanung des Netzbetreibers.

### *Nichtredundanz*

Die Nichtredundanz wird hier zunächst nur singulär in Hinblick auf die Energiewendekompetenz beurteilt, nicht jedoch auf den grundsätzlichen Regulierungsrahmen insgesamt. Laut Gutachtern gibt es zwischen der grundsätzlichen Realisierbarkeit von Netzanschlüssen, was durch den Indikator gezielte Schaffung und Optimierung von Netzanschlusskapazitäten für Energiewendetechnologien erfasst wird, sowie der Realisierungsgeschwindigkeit, beschrieben durch den Indikator kurze Netzanschlussdauern, durchaus Wechselwirkungen. So könnten kurze Netzanschlussdauern auf einer bereits existierenden Netzanschlusskapazität beruhen. Eine ansonsten erst durch konkrete Anschlussbegehren getriggerte Netzausbaumaßnahme mit entsprechend längerer Dauer könne dann vermieden werden. Eine Zusammenfassung zu einem Indikator verbiete sich aber, da der Netzanschlussprozess aus verschiedenen Phasen bestehe, die auch nicht in einem tatsächlich realisierten Netzanschluss münden müssen.

Aus Sicht der Netze BW muss zur Beurteilung der Nichtredundanz auf die konkrete Umsetzung in Kennzahlen geblickt werden (siehe Abschnitt 2.4 und 2.5). Die geringe Aussagekraft des Indikators „Schaffung und Optimierung von Netzanschlusskapazitäten/zusätzliche EE-Anlagen und Verbraucher“ für die Kompetenz eines Netzbetreibers sowie die Problematik der hierzu verwendeten Kennzahl führt nach unserer Einschätzung dazu, dass diese Kennzahl entfallen könnte. Damit wäre die mögliche Redundanz innerhalb der Betrachtung der Energiewendekompetenz hinfällig.

Deutlich relevanter aus unserer Sicht ist die Überschneidungsfreiheit mit anderen Regulierungselementen. Das etablierte Qualitätselement adressiert die Problematik, dass die Netzzuverlässigkeit nicht im Effizienzvergleich abgebildet wird und somit ein Fehlanreiz zulasten der Qualität entstehen könnte. Einen vergleichbar klaren Fehlanreiz, der korrigiert werden müsste, können wir in Bezug auf die Energiewendekompetenz und insbesondere die Indikatoren „zusätzliche EE-Anlagen und Verbraucher“ nicht erkennen, da eine klare Anschlussverpflichtung besteht. Die bereits angeschlossenen Anlagen als eindeutig exogene Größe sind bereits im Effizienzvergleich berücksichtigt (Verbrauchseinrichtungen bzw. deren Einfluss auf die Netzbelastung könnten ggf. noch expliziter abgebildet werden). Hinsichtlich des ebenfalls exogen gegebenen mengenmäßigen Zubaus an EE und Verbrauchseinrichtungen ist zudem festzuhalten, dass dieser zumindest für die 5. Regulierungsperiode bereits über das im Rahmen von NEST konsultierte OPEX-Element abgebildet werden soll und sich hier eine Redundanz ergibt. Eine Beanreizung der Menge der angeschlossenen Anlagen und somit der exogenen Betroffenheit von Anschlussanfragen ist daher nicht sinnvoll.

Lediglich in Bezug auf die Dauer bis zum Netzanschluss sehen wir einen möglichen zusätzlichen Bedarf für eine Beanreizung, so dass hier ein zusätzliches Element erwogen werden kann.

#### *Statistische Belastbarkeit, Vergleichbarkeit und objektive Messbarkeit*

Eine 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. Ein Fokus auf die Datenqualität ist daher unerlässlich. Der Anteil der Schätzungen bei der Datenerhebung und der im Rahmen von

Diskussionen mit der Branche zu Tage getretene unterschiedliche Umgang mit den Definitionen zum Erhebungsbogen legen nahe, dass hier vor der tatsächlichen Umsetzung noch nachgeschärft werden sollte.

### *Gesamtbewertung der vorgeschlagenen Indikatoren*

Insgesamt sind wir der Auffassung, dass der Indikator „zusätzliche EE-Anlagen und Verbraucher“ entfallen sollte, da er nicht auf die Energiewendekompetenz einzahlt. Der Indikator „Dauer bis zum Netzanschluss“ ist geeignet Energiewendekompetenz abzubilden, sollte jedoch sämtliche Arten von Netzanschlüssen berücksichtigen und sich auf die Teilaspekte begrenzen, die vom Netzbetreiber tatsächlich beeinflussbar sind.

## **2.2 Von Indikatoren zu Kennzahlen: Umsetzungsquote erneuerbarer Energien**

Die Umsetzungsquote erneuerbarer Energien soll nach Spannungsebene getrennt ermittelt werden, indem die Anzahl der vollständig abgeschlossenen Anschlussanfragen EE pro Jahr ins Verhältnis zur Anzahl aller vollständigen/qualifizierten Anschlussbegehren pro Jahre gesetzt wird. Die vollständig abgeschlossenen Anschlussanfragen umfassen diejenigen Anfragen, die mit der Inbetriebnahme des Netzanschlusses oder Bereitstellung der Netzanschlusskapazität von Seiten des Netzbetreibers als abgeschlossen bearbeitet gelten. Die Anzahl aller vollständigen/qualifizierten Anschlussbegehren umfasst alle genehmigungspflichtigen Anschlussbegehren, für die alle notwendigen Informationen eingegangen und geklärt sind (definiert in A.14 Erhebungsbogens der Datenabfrage).

Zunächst stellt sich die Frage, inwiefern der Indikator „Zusätzliche EE-Erzeugung“ durch diese Umsetzungsquote abgebildet werden soll.

Von Seiten des Netzbetreibers besteht eine Anschlussverpflichtung, so dass Netzanschlussbegehren nicht abgelehnt werden können. Gäbe es keinen durch die jahresscharfe Betrachtung bedingten zeitlichen Versatz zwischen Anschlussbegehren und Abschluss der Begehren, so müsste sich eine Umsetzungsquote von 1 ergeben, da jedes Anschlussbegehren bewilligt werden muss.

Eine Umsetzungsquote von kleiner 1 ergäbe sich nur dann, wenn vonseiten des Anschlussnehmers zurückgezogen würde, zum Beispiel, da die Investition nicht getätigt wird oder aufgrund von parallellaufenden Anschlussbegehren (Beispiel: Speicheranfragen in allen Variationen etc.). Diese Abweichung von 1 liegt jedoch nicht im

Verantwortungsbereich des Netzbetreibers. Daher wäre zu prüfen, ob zurückgezogene Anträge herausgerechnet werden.

Würden zurückgezogene Anträge außenvorgelassen, ergäbe sich eine Abweichung von 1 allein durch einen zeitlichen Versatz zwischen der Stellung des Netzanschlussbegehrens und dem Abschluss. Schließt man mehr Anträge ab, als in dem Jahr dazukommen, wird die Kennzahl  $>1$ , kommen mehr Anträge dazu als abgeschlossen werden, wird die Kennzahl  $<1$ .

Diese zeitlichen Verschiebungen sind das Einzige, was die Kennzahl abbilden kann. Der zeitliche Aspekt der Dauer bis zum Abschluss eines Netzanschlussbegehrens wird jedoch bereits über den Indikator „Minimierung Zeit zwischen Antragstellung und Inbetriebnahme“ und die daraus abgeleitete Kennzahl „Median Dauer Gesamtprozess“ abgedeckt, so dass sich ein weitergehender Nutzen der Kennzahl „Umsetzungsquote“ nicht ergibt.

Auch die „zusätzliche EE-Erzeugung“, die der Indikator laut Gutachten abbilden soll, kann darüber nicht abgebildet werden. Eine konkrete mengenmäßige Erfassung der zusätzlichen EE-Erzeugung fehlt zudem, da der Fokus allein auf der Anzahl der Anschlussbegehren liegt, aber auch innerhalb der jeweiligen Netzebenen weisen Anschlussanfragen stark unterschiedliche Leistungswerte auf.

Aus Sicht der Netze BW erfüllt diese Kennzahl nicht den Zweck „Zusätzliche EE-Erzeugung“ als Indikator von Energiewendekompetenz abzubilden. Zudem ist auch der Indikator „Zusätzliche EE-Erzeugung“ an sich - unabhängig von seiner Ausgestaltung als Kennzahl - wie unter 2.1 dargelegt - nicht geeignet die Energiewendekompetenz der Netzbetreiber zu erfassen, da dieser stark exogen getrieben ist und folglich Betroffenheit anstatt Kompetenz abbildet.

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 (Baugenehmigungen etc.) beeinflusst werden als Anschlüsse in der Nieder- und Mittelspannung.

Wir hatten in vorangegangenen Stellungnahmen eine Differenzierung nach Leistungsklassen statt Netzebenen angeregt, die wir weiter für sinnvoll halten (S.16 der Stellungnahme vom 29.11.24)

### **2.3 Von Indikatoren zu Kennzahlen: Umsetzungsquote Verbrauchseinrichtungen und Speicher Energiewendetechnologien**

In Bezug auf die Umsetzungsquote Verbrauchseinrichtungen und Speicher ergibt sich die gleiche Kritik wie in Bezug auf Erzeugungsanlagen, so dass wir den Ausführungen aus dem vorangegangenen Abschnitt nichts hinzuzufügen haben.

Allerdings haben wir noch einen technischen Hinweis: In der Formel der Niederspannung (Formel 2) fehlt im Nenner die Ziffer 5.1.4 (sonstige).

Überdies ist auch nach Veröffentlichung der FAQ-Liste weiterhin unklar, welche Arten von sonstigen Verbrauchern unter die Ziffer 5.1.4 fallen. Es stellt sich die grundsätzliche Frage, ob hier herkömmliche Hausanschlüsse anzugeben sind. Dies sollte im weiteren Verfahren präzisiert werden. Aus Sicht der Netze BW ist es sinnvoll bei allen Kennzahlen auch normale Hausanschlüsse ohne §14a-Kunden abzufragen, da sich Energiewendekompetenz darin ausdrücken sollte, wie mit Anschlussbegehren aller Art umgegangen wird.

### **2.4 Von Indikatoren zu Kennzahlen: Netzanschlussdauer EE und Verbrauchseinrichtungen**

Die Herleitung der Kennzahl ist aus Sicht der Netze BW nachvollziehbar. Die Vorgabe, exogene Einflüsse, insbesondere Verzögerungen auf Kundenseite, aus der Kennzahl herauszuhalten gelingt in großen Teilen durch die Zerlegung in die zwei verwendeten Teilprozesse. Andere Verzögerungen wie zum Beispiel durch langwierige Baugenehmigungsprozesse sind jedoch weiterhin enthalten. Die hohe Streuung der ermittelten Werte deutet aus unserer Sicht darauf hin, dass die mit der Definition ermöglichten unterschiedliche Auslegung von Start- und Endpunkt der Teilprozesse auch ausgeschöpft wurde. Wir erwarten, dass die Netzbetreiber nach Sichtung der Ergebnisse ihr Antwortverhalten so anpassen, dass sich ihre Performance – im Rahmen der per Definition erlaubten Möglichkeiten – verbessern und die Streuung deutlich abnehmen wird.

## 2.5 Korrelation der Kennzahlen mit der absoluten und relativen Betroffenheit und mit gebietsstrukturellen Eigenschaften

Die Kennzahlen sind so ausgelegt, dass sie dimensionslos sind, also keinen Multiplikator der absoluten Größe des Netzbetreibers darstellen.

Es könnte sich jedoch ergeben, dass die absolute Betroffenheit von EE-Anschlüssen (wie viele EE-Anschlüsse sind bereits im Netzgebiet vorhanden?), die relative Betroffenheit (also wie viele EE-Anschlüsse hat der Netzbetreiber pro Quadratkilometer Fläche oder EOG?) sowie relative gebietsstrukturelle Merkmale (Anteil Land vs. Stadt) mit den Kennzahlenwerten korrelieren.

- So ist in Bezug auf absolute Betroffenheit denkbar, dass ein Verteilnetzbetreiber mit bereits vielen EE-Anlagen zum einen bereits Erfahrung mit der Abwicklung hat und dementsprechend schneller ist als andere, oder zum anderen schon überlastet ist und somit langsamer als andere.
- Ist eine relative Betroffenheit gering und war im Verhältnis zur Mitarbeiterzahl beispielsweise bislang wenig zu tun, konnten Anschlüsse möglicherweise schnell abgewickelt werden.
- Liegt ein Verteilnetzbetreiber-Netzgebiet beispielsweise hauptsächlich im Großstadtbereich, kann die Planung und der Netzausbau deutlich länger dauern als auf dem Land, oder auch andersherum Ob und in welcher Form solche Zusammenhänge bestehen, muss überprüft werden.

Sollten sich signifikante Zusammenhänge zeigen, ist bei der Bildung von Vergleichen zwischen den Netzbetreibern für die entsprechenden exogenen Unterschiede zu korrigieren, wie es u.a. im Effizienzvergleich und Qualitätselement passiert.

Die Gutachter der Bundesnetzagentur haben die Kennzahlen Umsetzungsquoten und die Dauern in Hinblick auf ihre (univariate) Korrelation mit verschiedenen gebietsstrukturellen Parametern untersucht. Hierbei wurden keine maßgeblichen Zusammenhänge identifiziert. Die abgebildeten Korrelationsanalysen beziehen sich jedoch nur auf die absoluten Werte der gebietsstrukturellen Parameter wie die Größe zum Beispiel in Form der Netzlänge (Ausnahme: Lastdichte und Einfluss des Anteil Windanfragen an allen Anfragen). Nicht untersucht hingegen wurde, ob verschiedene relative Größen wie der

Anteil Netzlänge in städtischem Gebiet, der Anteil von schwer bearbeitbaren Bodenklassen, oder der Anteil von bereits installierter EE-Leistung an der Gesamtleistung oder auch die relative Betroffenheit in Form des Verhältnisses der Anzahl der Anschlussanfragen zur Größe des Verteilnetzbetreibers mit der Umsetzungsquote oder Dauer korrelieren. So ist es beispielsweise denkbar, dass ein Netzbetreiber in einem Gebiet mit speziellen Gebietseigenschaften mit besonders aufwändigen Genehmigungen und baulichen Prüfungen bei der Erweiterung seiner Netzkapazität konfrontiert ist. Auch ein Einfluss mehrerer exogener Faktoren ist denkbar.

Die Auswahl der untersuchten gebietsstrukturellen Parameter ist zudem überschaubar. Basierend auf den Daten zum Effizienzvergleich ließen sich viele weitere Gebietseigenschaften wie beispielsweise die Bodenbeschaffenheit verwenden.

Dieser fehlende Analyseschritt stellt ein erhebliches Defizit des Gutachtens dar. Die fast vollständig fehlenden Untersuchungen zur Bedeutung relativer Struktureigenschaften irritieren insbesondere, da der Gutachter E-Bridge auch mit Gutachten zum herkömmlichen Qualitätselement betraut war und Zusammenhänge der Ausfallzeiten mit relativen Gebietseigenschaften hier erhebliche Bedeutung haben. Daher sollte dieser Mangel im weiteren Verlauf des Verfahrens beseitigt werden.

Laut Gutachter ist eine Betrachtung der relativen Betroffenheit nur notwendig, „falls sich ein Zusammenhang zwischen Anzahl der Netzanschlussbegehren und der Umsetzungsquote ergibt“. Dies sei laut Gutachten im vorliegenden Fall nicht gegeben (Vergleich hierzu die Ausführungen im Gutachten auf S. 31). Für Netze BW ist diese Argumentation schlichtweg nicht nachvollziehbar.

## 3 Anreizsystem

### 3.1 Grundsätzliche Anmerkungen zum angedachten Mechanismus

Das Anreizsystem bezieht sich auf die energiewendekompetenzrelevanten Kennzahlen „Umsetzungsquote“ und „Dauer bis zum Netzanschluss“. Diese zwei Kennzahlen werden zunächst im Vergleich zu den übrigen Netzbetreibern „gebenchmarkt“, was in den zwei Werten Leistungs- und Zeitfaktor mündet, die jeweils zwischen 0 (völlig inkompetent) und

1 (vollständig kompetent) liegen. Zur Einschätzung der Methodik zur Berechnung des Leistungs- und Zeitfaktors siehe Abschnitt 3.3 und 3.4.

Diese beiden Faktoren können bereits dazu genutzt werden zu beurteilen, wie energiewendekompetent ein Netzbetreiber im Vergleich zu den anderen Netzbetreibern ist. Wenn die Beanreizung nur basierend auf einer Veröffentlichung der Performance (analog zum Digitalisierungsfaktor) stattfinden soll, sind diese beiden Faktoren ausreichend.

Da die Bundesnetzagentur erwägt einen monetären Anreiz zu etablieren, gilt es, die Faktoren zu bepreisen. Im etablierten Qualitätselement wird die Abweichung der realisierten von den (empirisch ermittelten) erwarteten Ausfallminuten je Letztverbraucher mit der Gesamtzahl der Letztverbraucher im Netz multipliziert, um abzubilden wie groß der Schaden ist. Die resultierende Zahl wird mit dem Wert einer Ausfallminute pro Verbraucher multipliziert, um den Gesamtschaden oder zusätzlichen Nutzen zu ermitteln.

Im vorliegenden Fall werden sind die Kompetenzfaktoren dimensionslos, sollen aber zur Monetarisierung in Bezug auf die absolute Betroffenheit von zusätzlichen (EE-)Netzanschlüssen skaliert werden. Dazu wird je Netzbetreiber ermittelt wie viel CO<sub>2</sub> durch den Anschluss der EE-Netzanschlüsse und Verbraucher vermieden werden kann. Diese Menge wird mit den Kompetenzfaktoren multipliziert, so dass der sogenannte Basiswert entsteht, der die energiewendekompetenzkorrigierte Menge an CO<sub>2</sub>-Einsparpotenzial je Netzbetreiber darstellt. Der Monetarisierungsfaktor bezeichnet im Gutachten dann den Anteil des Basiswerts eines Netzbetreibers an der Gesamtsumme der energiewendekompetenzkorrigierten Menge an CO<sub>2</sub>-Einsparpotenzial über alle Netzbetreiber (Hinweis: Monetarisierungsfaktor ist hier ein Anteil von 0 bis 1 je Netzbetreiber, im Q-Element ist der Monetarisierungsfaktor der Euro-Betrag je Ausfallminute).

Dieser Monetarisierungsfaktor je Netzbetreiber kann dann verwendet werden, um mit der gewählten Anreizsumme (im Ideal gesamte CO<sub>2</sub> Einsparung über alle Verteilnetzbetreiber multipliziert mit dem CO<sub>2</sub> Preis) multipliziert zu werden.

Im Falle eines reinen Bonus-Systems würde so jedem Verteilnetzbetreiber etwas ausgezahlt werden, dass erheblich von seiner Gesamt-CO<sub>2</sub>-Einsparung durch die angeschlossenen Anlagen abhängt, sowie zusätzlich von seiner Energiewendekompetenz.

Wäre jeder Verteilnetzbetreiber zu 100% energiewendekompetent, entspräche der Anteil am Gesamt-Verteilungsbudget dem absoluten Beitrag des jeweiligen Verteilnetzbetreibers an der CO<sub>2</sub>-Einsparung basierend auf den angeschlossenen Anlagen. Durch den Einbezug der Kompetenz kann der Anteil höher oder niedriger ausfallen, je nachdem wie energiewendekompetent der Netzbetreiber ist.

Würde das System als Bonus-Malus ausgestaltet, würde der energiewendekompetenzbereinigte Anteil an der zur CO<sub>2</sub> Vermeidung mit dem nicht energiewendekompetenzbereinigten Anteil an der Vermeidung verglichen und nur die Differenz als Anreiz eingezogen bzw. ausgezahlt. Auch in diesem Fall kann ein Netzbetreiber die Zahlungsgröße durch seine Kompetenz und die absolute Menge beeinflussen.

Grundsätzliche Unterschiede zum Q-Element ergeben sich dadurch, dass die Anzahl Letztverbraucher im Q-Element explizit exogen ist und alle Letztverbraucher – also die gesamte Netzgröße - abdeckt, während die CO<sub>2</sub> Vermeidung von Art und Menge der angeschlossenen Anlagen abhängt. Hier ist also nicht die gesamte „Größe“ oder angefragte Anschlussmenge des Netzbetreibers abgebildet, sondern nur der laut Gutachter für die Energiewende relevante Teil. Diesen darf ein Netzbetreiber nicht steuern, da Diskriminierungsverbot gilt und Anschlusspflicht. Er hängt also stark von den Gegebenheiten vor Ort ab. Ein Netzbetreiber kann beispielsweise bei den Kompetenzfaktoren 100% erzielen, bekommt aber nur wenig Bonus, da seine absolute Betroffenheit gering ist.

Das Gutachten scheint allerdings davon auszugehen, dass man seine CO<sub>2</sub> Einsparung durch gezielte Priorisierung von Anlagen mit hohem Einsparpotenzial erhöhen kann, also beispielsweise lieber einen Speicher einer PV und erst recht einem normalen Erzeuger vorzieht. Dies ist jedoch aufgrund des Diskriminierungsverbots nicht möglich. Netzbetreiber haben nur Einfluss darauf, wie schnell jemand angeschlossen wird, aber nicht auf die Menge der Anfragen an sich. Beeinflussbar ist daher nur der Energiewendekompetenzfaktor, nicht die individuelle CO<sub>2</sub> Einsparung.

Im reinen Bonussystem bekommt der Netzbetreiber einen Bonus für etwas, das er nicht beeinflussen kann. Dieser hängt zwar auch von seiner Kompetenz ab, wird aber mit seiner Betroffenheit multipliziert. Dies geht stark in Richtung OPEX-Aufschlag für einen exogenen absoluten Zuwachs der Versorgungsaufgabe.

Auch bei einer Ausprägung als Bonus/Malus bleibt dieser Aspekt relevant, wenn gleich in Summe weniger gewichtig.

Aus unserer Sicht ist es nach §11 und §17 EnWG Aufgabe eines Netzbetreibers alle Anlagen und Verbrauchseinrichtungen, die ein Recht auf Netzanschluss haben, diskriminierungsfrei anzuschließen. Einen Vorrang gibt es für EEG- und KWKG-Anlagen, jedoch keine vorgeschriebene Reihenfolge basierend auf der Technologie. Auf Bezugs- und Speicherseite gibt es keine gesetzliche Priorisierung. Wie schnell ein Netzbetreiber den Netzanschluss schafft – unabhängig von der Technologie – zeigt, wie gut er seine Prozesse und sein Netz auf die Herausforderungen oder Energiewende vorbereitet hat. Die Anschlüsse hinsichtlich der CO<sub>2</sub>-Vermeidung zu bewerten, steht dem Diskriminierungsverbot entgegen.

Aus diesem Grund sprechen wir uns gegen die im Gutachten vorgestellte Monetarisierung aus und für einen Ansatz, der die Kennzahlen und Faktoren technologieunabhängig berechnet und beanreicht.

### **3.2 Komponente Netzbetreiberspezifisches CO<sub>2</sub>-Einsparpotenzial**

Aufgrund unserer Einschätzung, dass eine Monetarisierung basierend auf dem netzbetreiberspezifischen CO<sub>2</sub>-Einsparpotenzial schon konzeptionell-rechtlich nicht angezeigt ist, verzichten wir an dieser Stelle auf die Auflistung der Probleme bei der Herleitung der zur Berechnung des CO<sub>2</sub>-Einsparpotenzials notwendigen erzeugten und eingesparten Energiemengen.

### **3.3 Komponente Leistungsfaktor**

Der Leistungsfaktor wird ermittelt, indem für jeden Verteilnetzbetreiber der Umsetzungsanteil ins Verhältnis zum Umsetzungsanteil des (95%-Quartil) besten Verteilnetzbetreibers (mit höchstem Umsetzungsanteil) gesetzt wird. Somit ist der maximal erreichbare Wert 100%, 0% wird erreicht, wenn gar nicht umgesetzt wird. Maßstab und somit Ziel ist hier dementsprechend der Wert des (95%-Quartil) besten Netzbetreibers. Diese Vorgehensweise weist gewisse Parallelen mit dem Effizienzvergleich auf, der ebenfalls den besten Netzbetreiber als Maßstab setzt. Trotzdem weisen die Gutachter darauf hin, „dass es sich hierbei explizit nicht um einen sektoralen Effizienzvergleich im Sinne der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) handelt“.

Da sich Abweichungen vom Wert 1 bei der Umsetzungsquote nur durch zeitliche Verschiebungen ergeben können, kann die Umsetzungsquote in einem Jahr hoch, im Folgejahr dann niedrig sein. Im „Benchmark“ kann ein Netzbetreiber dann in einem Jahr 100% erreichen, im Folgejahr drastisch schlechter dastehen. Dies verdeutlicht nochmal die Problematik der Kennzahl „Umsetzungsquote“ und des daraus abgeleiteten Leistungsfaktors: Ziel scheint zu sein in einem Jahr immer mehr oder gleich viele Anträge abzuschließen als neu gestellt werden, so dass die Quote größer oder gleich 1 und der Leistungsfaktor entsprechend hoch wird. Es ist jedoch faktisch nicht möglich dauerhaft mehr Anfragen abzuschließen als gestellt werden.

Laut Gutachter zeigt Abbildung 49 im Gutachten, dass die große Mehrzahl der Netzbetreiber aktuell die an sie gerichteten Netzanschlussbegehren umsetzen kann. Aufgrund der Darstellungsweise ist jedoch aus der Abbildung nur sehr wenig zu erkennen. Weitere Informationen zur Verteilung der Leistungsfaktoren wäre daher sehr hilfreich.

### 3.4 Komponente Zeitfaktor

Die Gutachter ermitteln für jeden Netzbetreiber, getrennt nach Netzebene und EE-Erzeuger/Verbrauchseinrichtung den Median für die zwei betrachteten Zeitspannen und addieren diese. Diese Kennzahl wird abgezogen von der Kennzahl des (95%-Quartil) langsamsten Netzbetreibers und das Ergebnis dividiert durch die Kennzahl des (95%-Quartil) langsamsten Netzbetreibers. Der resultierende Wert (Zeitfaktor) sagt für jeden Verteilnetzbetreiber aus, wie viel Prozent er schneller im Vergleich zum langsamsten Netzbetreiber ist. 100% erreicht man mit ausschließlich einem Median von 0. Null Prozent beim Zeitfaktor erreicht man, wenn man der 95%-Quartil langsamste Netzbetreiber ist. Dieser dimensionslose Faktor zwischen 0 und 100% wird über die CO<sub>2</sub> Vermeidungskosten und die Anreizrate in eine monetäre Größe umgewandelt.

Dieser Ansatz setzt klar einen von den Daten unabhängigen Zielwert von einer Median-Dauer von 0 Tagen, der zu 100% führt. Für Werte abweichend von 0 Tagen ist der Vergleichsmaßstab der langsamste Netzbetreiber

Die „Effizienzwerte“ sind stark von der Verteilung der Medianwerte und vor allem dem Extremwert des (95%-Quartil)- langsamsten Verteilnetzbetreibers abhängig. Benötigt der langsamste Verteilnetzbetreiber 100 Tage und Netzbetreiber X 30 Tage, ergibt sich ein Zeitfaktor von  $(100-30)/100=70\%$ . Benötigt der langsamste Verteilnetzbetreiber jedoch nur 40 Tage und Netzbetreiber X 30 Tage, ergibt sich ein Zeitfaktor von  $(40-30)/40=25\%$ .

Angenommen der schnellste Verteilnetzbetreiber braucht 39 Tage, der langsamste Verteilnetzbetreiber 40, so erhält der Schnellste einen Zeitfaktor (Effizienzwert) von  $(40-39)/40=2,5\%$ .

Hohe Werte werden dementsprechend erreicht, wenn die relative Distanz zum langsamsten Netzbetreiber besonders groß ist, unabhängig von der absoluten Dauer. Auch eine absolut lange Dauer von 30 Tagen kann im Verhältnis zum langsamsten Netzbetreiber mit beispielsweise 300 Tagen noch zu einem Leistungsfaktor von 90% führen, während man 100% nur mit einer Dauer von 0 Tagen erreicht.

Eine Abhängigkeit der Ergebnisse von einzelnen grenzsetzenden Beobachtungen ist generell immer schwierig, wenn Unsicherheiten bei der Datenqualität sowie „Spezialeffekte“ bei einzelnen Netzbetreibern auftauchen können. Um der Ausreißerproblematik vorzubeugen, wird im Gutachten bei der Bildung des jeweiligen Vergleichsfaktors nicht der schlechteste bzw. beste Netzbetreiber als Referenz herangezogen. Stattdessen wird der Wert des 95-Prozent-Grenz-Netzbetreibers als Vergleichsbasis verwendet. Dies verkennt jedoch den Umstand, dass auch dieser Wert ein Ausreißer sein kann. Das angedachte Vorgehen setzt starkes Vertrauen in die Datenqualität als auch die Eignung als Referenzwert. Diese Einschätzungen, gegeben den veröffentlichten Daten, teilt Netze BW nicht.

So wird beispielsweise im Effizienzvergleich neben der Durchführung von Ausreißeranalysen für diverse Strukturparameter als Kostentreiber kontrolliert, beim Qualitätselement in der Mittelspannung ebenfalls, und beim Qualitätselement in der Niederspannung wird auf Durchschnitte statt auf einzelne Beobachtungen als Referenzwerte gesetzt.

### **3.5 Vorschlag zu alternativer Vorgehensweise beim Anreizsystem**

Wie bereits dargelegt hält die Netze BW von den vorgeschlagenen Kennzahlen nur die Kennzahl „Dauer bis zum Netzanschluss“ für geeignet, um die Fähigkeiten der Netzbetreiber bei der Bewältigung der Herausforderungen der Energiewende zu messen. Diese Kennzahl sollte jedoch technologieunabhängig ermittelt werden, d.h. auch konventionelle Anschlüsse beinhalten, um das Diskriminierungsverbot zu beachten. Diese Kennzahl kann dann, getrennt nach Netzebene/Leistungsklasse und Erzeuger/Verbraucher zwischen den Netzbetreibern verglichen werden.

Die Gutachter ermitteln für jeden Netzbetreiber, getrennt nach Netzebene und EE-Erzeuger/Verbrauchseinrichtung“ den Median für die 2 betrachteten Zeitspannen und addieren diese. Diese Kennzahl wird abgezogen vom (95-Quartil) der Kennzahl des (95%-Quartil) langsamsten Netzbetreibers und das Ergebnis dividiert durch die Kennzahl des (95%-Quartil) langsamsten Netzbetreibers. Der resultierende Wert (Zeitfaktor) sagt für jeden Verteilnetzbetreiber aus wie viel Prozente er schneller im Vergleich zum langsamsten Netzbetreiber ist. 100% erreicht man mit einem Median von 0. 0% erreicht man, wenn man der 95%-Quartil langsamste Netzbetreiber ist. Dieser dimensionslose Faktor zwischen 0 und 100% wird über die CO2 Vermeidungskosten und die Anreizrate in eine monetäre Größe umgewandelt.

Dieses Vorgehen halten wir nicht für zielführend. Wir schlagen daher, anders als das von den Gutachtern vorgeschlagene Verfahren, folgendes Vorgehen, differenziert nach Erzeugung und Verbrauch sowie Leistungsklassen, vor:

1. Ermittlung des Mittelwerts oder Medians<sup>1</sup> der Kennzahl über alle Verteilnetzbetreiber.
2. Ermittlung der individuellen Abweichung vom Mittelwert.  
Die Abweichung stellt dar, wie viele Tage schneller/langsamer der Verteilnetzbetreiber im Vergleich zum Mittelwert (oder Median) ist.
3. Diese Dauer kann multipliziert werden mit einer exogenen Größe wie der Anzahl der durchgeführten Anschlüsse in der betrachteten Spannungsebene, um auszudrücken wie viele Tage „verloren“ gegangen sind oder „gewonnen“ wurden im Vergleich zum Mittelwert/Median als Referenzwert. Wir schlagen – u.a. vor dem Hintergrund der zunächst noch neuen Datengrundlage bei Einführung des Instruments - vor zunächst nur positive Abweichungen vom Referenzwert als Bonus zu beanreizen.
4. Dieser Wert kann dann monetarisiert werden. Wichtig: Hier darf nicht der Nutzen im Sinne CO2 Vermeidung gerechnet werden, da dies für den Netzbetreiber unerheblich sein soll.

Ein solcher Ansatz wäre vom Vorgehen sehr ähnlich zum Qualitätselement, und würde sich nicht am besten/schlechtesten, sondern zum Beispiel dem Mittelwert oder Median der

---

<sup>1</sup> Oder einer um Strukturmerkmale korrigierten Referenzgröße, falls Zusammenhänge erkennbar.

Netzbetreiber orientieren und dem Netzbetreiber selbst überlassen, Aufwand und Nutzen zur Verkürzung der Netzanschlussdauer gegeneinander abzuwägen.

## 4 Digitalisierung

Bezüglich des vorgestellten Digitalisierungsindex möchten wir anmerken, dass ein Erreichen von 100% Digitalisierungsgrad in sämtlichen Bereichen aus Kosteneffizienzgründen nicht zwingend erstrebenswert ist und ein Mehr an Digitalisierung stets gegen den Nutzen abgewogen werden muss.

Ein Mehr an Digitalisierung mag bis zu einem bestimmten Schwellenwert sinnvoll sein. 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 beispielsweise 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. Eine geringe Digitalisierungsquote kann beispielsweise auch effizient sein, wenn aktuell und auch in absehbarer Zukunft keine Engpässe in den Netzabschnitten zu erwarten sind.

Die für die letzten Jahre anhand der erhobenen Daten dargestellte Steigerung des Digitalisierungsgrades wird sich nicht zwangsläufig fortsetzen. Der Index kann Aufschluss über Entwicklungen in der Branche geben, sollte jedoch nicht zum direkten Vergleich der Netzbetreiber untereinander und erst recht nicht zur Monetarisierung verwendet werden, da er die Notwendigkeit von Digitalisierung im jeweiligen Netz nicht abbilden kann. Eine zusätzliche Anreizsetzung hier würde in deutlichem Widerspruch zum Effizienzvergleich stehen, dessen Ziel es ist die aufgewandten Kosten im Verhältnis zur zu erbringenden Versorgungsaufgabe zu bewerten.

Wir möchten zudem darauf hinweisen, dass wir die Bildung des Index anhand der Angaben im Gutachten nicht vollständig nachvollziehen können. Insbesondere scheint die im Text auf S. 13 genannte Abbildung 10, die die einzelnen Berechnungsschritte darstellen soll, zu fehlen. Die abgebildete Abbildung 10 zeigt nämlich bereits die Ergebnisse.

## 5 Netzservicequalität

Keine Anmerkungen