E.ON SE · Brüsseler Platz 1 · 45131 Essen

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Große Beschlusskammer
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

E.ON SE
Grid Economics
Energy Networks Germany
Brüsseler Platz 1
45131 Essen
www.eon.com

[redacted]

14. Februar 2025

Stellungnahme zur BNetzA-Konsultation der Festlegung der Datenerhebung zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit, der Netzleistungsfähigkeit und der Netzservicequalität im Strombereich (GBK-24-02-1#5) und Stellungnahme zur BNetzA-Konsultation zum Energie Monitoring 2025

Sehr geehrte Damen und Herren,

am 03. Februar 2025 hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) die Festlegung der Datenerhebung zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit, der Netzleistungsfähigkeit und der Netzservicequalität im Strombereich sowie zum Energie Monitoring 2025 veröffentlicht. Für die nachstehend genannten Netzbetreiber des E.ON-Konzerns nehmen wir im Folgenden Stellung:

- **Avacon Netz GmbH, Schillerstraße 3, 38350 Helmstedt**
- **Bayernwerk Netz GmbH, Lilienthalstr. 7, 93049 Regensburg**
- **energis-Netzgesellschaft mbH, Heinrich-Böcking-Straße 10-14, 66121 Saarbrücken**
- **E.DIS Netz GmbH, Langewahler Str. 60, 15517 Fürstenwalde/Spree**
- **ELE Verteilnetz GmbH, Ebertstraße 30, 45879 Gelsenkirchen**
- **LEW Verteilnetz GmbH, Schaezlerstraße 3, 86150 Augsburg**
- **Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, Industriestraße 10, 06184 Kabelsketal**
- **NEW Netz GmbH, Nikolaus-Becker-Straße 28-34, 52511 Geilenkirchen**
- **NordNetz GmbH, Schleswag-HeinGas-Platz 1, 25451 Quickborn**
- **Regionetz GmbH, Lombardenstraße 12-22, 52070 Aachen**
- **Schleswig-Holstein Netz GmbH, Schleswag-HeinGas-Platz 1, 25451 Quickborn**
- **Syna GmbH, Ludwigshafener Straße 4, 65929 Frankfurt**
- **Westnetz GmbH, Florianstraße 15-21, 44139 Dortmund**

Die E.ON Verteilnetzbetreiber (VNB) begrüßen das Vorhaben der BNetzA zur Entwicklung eines Anreizsystems zur Honorierung einer Energiewendekompetenz für Verteilnetzbetreiber.

E.ON schließt sich der BDEW-Stellungnahme zu den Erhebungsbögen Monitoring Energie 2025 sowie zur Festlegung der Datenerhebung zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung im Strombereich vollumfänglich an, möchte aber auf einige Punkte im Folgenden noch einmal gesondert eingehen.

Mit diesen Punkten möchten wir zur weiteren Ausgestaltung des Anreizsystems beitragen und sicherstellen, dass es effektiv, fair und zukunftsorientiert ist. Die Energiewende stellt

Vorsitzender des Aufsichtsrats:
Erich Clementi

Vorstand:
Leonhard Birnbaum
(Vorsitzender)
Nadia Jakobi
Thomas König
Victoria Ossadnik
Marc Spieker

Sitz: Essen
Amtsgericht Essen
HRB 28196

uns vor große Herausforderungen, bietet aber auch Chancen, die wir gemeinsam mit klaren und praxisnahen Vorgaben erfolgreich meistern können.

Die Energiewendekompetenz (EWK) als neues, zusätzliches Qualitätsmerkmal eines Netzbetreibers ist ein erster Schritt, die Betroffenheit von der Energiewende und die Ausprägung einer derartigen Energiewendekompetenz über Kennzahlen zu messen. Eine alleinige Einbeziehung in die bisherige Qualitätsregulierung ist jedoch aufgrund der heterogenen Anforderungen eines Qualitätselements für die Netzzuverlässigkeit und einer EWK für die Transformation von Stromnetzen weder sachgerecht noch sinnvoll. Netzbetreiber, die in einem besonderen Maße von der Energiewende betroffen sind und eigens dafür Prozesse schaffen, sollten in einer eigenständigen Systematik belohnt werden. Die Abbildung der EWK bedarf eines eigenständigen Raumes mit einem hierfür erarbeiteten Leistungsmechanismus. Damit ist die EWK in der Betrachtung mit der Energiewende-„Leistungsfähigkeit" gleichzusetzen. Wir sehen darin eines der wesentlichen zukunftsgerichteten Anreizelemente für Leistungsträger. Die Leistung in der Energiewende muss belohnt werden, was nach unserem Verständnis auch der Zielsetzung der BNetzA folgt. Wir verstehen Energiewendeleistungsfähigkeit als großen neuen, vor allen Dingen als strukturiert und längerfristig angelegten sowie wirkenden Regulierungsansatz. Wir lehnen es daher ab, die Leistungsfähigkeit ausschließlich in einer verengten Kennzahldebatte zu führen. Die Energiewende nimmt an Geschwindigkeit und Komplexität stetig zu. Das erfordert vor allem eine systematische Vorbereitung der Netzbetreiber aller Spannungsebenen und Versorgungsaufgaben.

Unser, am 29.01.2025 vorgestelltes, Modell beinhaltet neben kennzahlenbasierten Ansätzen das Leistungs- und Skalierungselement (LSE) als ein zentrales Instrument zur Förderung der EWK. Es besteht aus zwei wesentlichen Komponenten:

- dem Leistungselement und
- dem Skalierungselement.

Das Leistungselement betrifft notwendige Vorarbeiten für die Umsetzung innovativer Lösungen, die nur einmalig (in der gesamten Branche) erbracht werden müssten, wie Voruntersuchungen, Anwendungskonzepte und Standardisierungsvorschläge. Das Leistungselement des LSE reizt Netzbetreiber an, einmalige Leistungen für die gesamte Branche zu erbringen und verhindert dadurch, dass unzählig viele Lösungen parallel und unkoordiniert entwickelt werden, die inkompatibel zueinander sind und im Nachgang vereinheitlicht werden müssen. Dadurch, dass ein Netzbetreiber oder einige wenige Netzbetreiber in einer Kooperationsgemeinschaft Lösungen für alle Netzbetreiber entwickeln, werden immense volkswirtschaftliche Kosten eingespart und die Umsetzung der Energiewende erfolgt schneller.
Die gleichen Vorteile treffen auch auf das Skalierungselement zu. Das Skalierungselement betrifft Anstrengungen zur Effizienzverbesserung und Beschleunigung von Prozessen, die bei sehr vielen Netzbetreibern häufig durchlaufen werden und hohen Aufwand erzeugen. Somit können bereits entwickelte Standardisierungsprojekte auf die gesamte Netzbranche skaliert werden, wodurch ein essenzieller volkswirtschaftlicher Nutzen durch die Realisierung von Optimierungsmaßnahmen in der Transformation der Energiewirtschaft generiert wird.

Eine aktiv gestaltende Anreizregulierung ist entscheidend für die Förderung der EWK. Durch gezielte Anreize können Kompetenzzentren entstehen, die die Energiewende beschleunigen und volkswirtschaftlich effizienter gestalten. Langfristige und dauerhafte Vorteile können durch die Initiierung und Beschleunigung von Entwicklungen und Innovationen erreicht werden. Das Ziel-Modell muss so gestaltet sein, dass es echte Anreize schafft, um die Energiewende zu beschleunigen und volkswirtschaftlich effizient zu gestalten. Durch verstärkte Zusammenarbeit der Netzbetreiber können kosteneffiziente und nachhaltige Lösungen entstehen, die der gesamten Volkswirtschaft zugutekommen. Die Standardisierung innerhalb der

Branche sollte gefördert werden, ohne diese anzuordnen. Dies ermöglicht die Entwicklung von Konzepten und Lösungen, die von vielen betroffenen VNB umgesetzt werden können.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die Leistungen zugunsten der Gesamtbranche zukunftsgerichtet und unter regulatorischer Anerkennung des volkswirtschaftlichen Vorteils gefördert werden sollten. Dies ist entscheidend, um das größte Maß an Effizienz, Kosteneinsparungen, Schnelligkeit und Synergien zu erschließen.

1. Vorbemerkung

Grundsätzlich und mit Verweis auf unsere oben formulierte Position unterstützen wir die Initiative der BNetzA zur Konsultation potenzieller Kennzahlen zur Messung und Bewertung der Energiewendekompetenz (EWK). Diese Konsultation bietet eine wertvolle Gelegenheit, die bestehenden Regelungen zu überprüfen und weiterzuentwickeln, um den Herausforderungen der Energiewende gerecht zu werden.

Daher unterstützen wir grundsätzlich die Datenerhebung zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung. Allerdings möchten wir darauf hinweisen, dass die Konsultationsfrist für ein derart umfassendes Thema zu kurz bemessen ist. In den Effizienzvergleichen der vierten Regulierungsperiode hat die Datenerhebung mit einem Pre-Test in der Mitte des Berichtsjahres begonnen, an den sich dann eine Konsultation angeschlossen hat. Die Konsultation der Datenerhebung zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung beginnt erst im zweiten Monat nach dem Berichtsjahr und damit eigentlich - mit Blick auf die Vorgehensweise im Effizienzvergleich und unter Berücksichtigung der Tatsache, dass ein neues Regulierungsinstrument vorgeplant wird - zu spät. Eine ausreichende und belastbare Datenbasis sowie eindeutige Definitionen sind notwendig, um fundierte Stellungnahmen abgeben zu können.

Zusätzliche Datenabfragen zum 30. April neben dem bisherigen Monitoring gemäß § 35 EnWG, der Meldung gemäß § 52 EnWG und dem bisherigen Qualitätselement zur Netzzuverlässigkeit werfen die Frage auf, ob bisherige Abfragen zum 30. April entfallen oder ob eine Fristverlängerung zur Datenerhebung möglich ist. Alternativ könnten die neu geforderten Daten zur EWK mit einem Zeitverzug bis Ende Juni geliefert werden. Die diesjährige Vorlauf- und Konsultationszeit ist zudem mit neun Tagen zu kurz. Dies erschwerte die fristgerechte Bearbeitung und Einreichung der Stellungnahmen erheblich.

2. Grundsätzliche Anmerkungen zum Verfahren

<u>Datenermittlung</u>

Die laufend steigenden und sich verändernden Anforderungen an die Umsetzung der Energiewende sowie die damit einhergehenden gesetzlichen und behördlichen Anforderungen stellen Netzbetreiber vor neue Herausforderungen, für deren Umsetzung ausreichend Zeit benötigt wird. Die Implementierung von massengeschäftstauglichen Digitalisierungsprozessen, Systemen für die Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit von Anlagen im Verteilnetz sowie die Verankerung eines auf Indikatoren basierenden Anreizsystems im Regulierungssystem bedarf einer Vorlaufzeit, um Erfahrungen zu sammeln.

Die Datenerhebung enthält erstmalig Parameter und zurückliegende Zeiträume, welche aktuell nicht bzw. nur mit einem unangemessen hohen Aufwand erhoben werden können. Die Parameter oder Kombinationen davon müssen erst in Systemen entsprechend abgebildet werden. Ist dies geschehen, bedarf es eines Monitorings, um die Datenqualität, Entwicklung und Vergleichbarkeit unter den VNB sicherzustellen. Erst nach einem ausreichenden Monitoring-Zeitraum sollte die Möglichkeit eines monetären Anreizsystems überprüft werden.

Insbesondere die Erhebung von Daten über drei Jahre (2022-2024) stellt die Netzbetreiber vor Herausforderungen. Im bisherigen Monitoring-Prozess wurden jeweils die Daten des vergangenen Jahres abgefragt. Die Erfassung von Detaildaten zu Netzanschlussprozessen wird sukzessive verbessert, um wachsenden Anforderungen gerecht zu werden. Trotzdem ist für die Jahre 2022 und 2023 eine rückwirkende Lieferung der geforderten Daten, die unseren Qualitätsansprüchen genügen, nur teilweise und nur unter hohem Aufwand möglich. Die Abbildung eines rückwirkenden Stichtages in einem aktuellen Bestandssystem ist aufgrund nachträglicher Anpassungen kaum bzw. nur mit Unschärfen möglich. Auf Grund dessen stellt sich die Frage, welche Güte diese neue Datenbasis im Branchenvergleich hat und ob eine Vergleichbarkeit der Jahre 2022 bis 2024 damit überhaupt sachgerecht möglich ist. Unserer Ansicht nach ist eine hinreichend hohe Qualität der Daten aus den Jahren 2022 und 2023 nicht sichergestellt. Auf eine Erhebung dieser historischen Daten sollte verzichtet werden. Sollte die BNetzA auf eine Erhebung nicht verzichten wollen, muss der eingeschränkte Aussagegehalt dieser Daten in der Analyse berücksichtigt werden.

Der behördliche Einwand, dass ein energiewendekompetenter Netzbetreiber ein Eigeninteresse an der Verfügbarkeit der konsultierten Daten hat, um den Herausforderungen der Energiewende begegnen zu können, und diese Daten somit bereits vorliegen müssten, ist vehement zurückzuweisen. Daten in der vorgesehenen Granularität und Detailtiefe liegen nur teilweise vor, da sie bisher nicht für einen effizienten Netzbetrieb relevant waren. Umfangreiche Datenauswertungen sind zeitintensiv, benötigen System- und Personalkapazitäten und verursachen damit hohe Kosten, die in einer Anreizregulierung fortlaufend abgewogen werden müssen.

Die E.ON VNB ertüchtigen fortwährend ihre IT-Systeme, stellen diese auf ständig wachsende Anforderungen um und modernisieren Prozesse. Mit der avisierten Datenabfrage sollen kurzfristig Prozessdaten für drei Jahre rückwirkend von der gesamten Branche eingefordert werden, die ggf. nicht einmal intern verifiziert werden können. Eine rückwirkende Datenabfrage beinhaltet die Herausforderung, dass sich auch durch umfangreiche Netzübergänge in den Bestandsdatenbanken ein Datenstand zum 31.12.2022 bzw. 31.12.2023 nicht rekonstruieren lässt.

<u>Datenqualität</u>

Ein Großteil der konsultierten Daten, wie z.B. die Dauer von Prozessen und die vereinbarte Anschlussleistung, kann nicht validiert werden, da sie erstmalig erhoben werden und zum Teil nicht in dieser Granularität standardisiert in den Systemen erfasst werden. Die Datenqualität und Vergleichbarkeit der VNB müssen zwingend gewährleistet sein. Schätzungen sollten daher auswertbar gekennzeichnet werden.
Auf der Basis nicht validierbarer Daten kann durch einen Gutachter wissenschaftlich keine Methodik entwickelt werden. Dazu müssen die Daten mehrmalig erhoben werden, um eine gute Datenqualität für eine repräsentative Zeitreihe vorliegen zu haben.

<u>Doppelten Aufwand reduzieren</u>

Um bei der jetzigen Datenerhebung Doppelabfragen zu vermeiden, wurden verschiedene Abfragen durch die BNetzA neu sortiert. Dabei ist festzuhalten, dass es sich bei den im Erhebungsbogen abgefragten Daten teilweise um Daten handelt, die den Netzbetreibern aus anderen Verfahren bekannt sind. Diese Aussagen treffen für Netzbetreiber im regulären Verfahren zu. In Bezug auf die Erweiterung der Abfrage auf VNB im vereinfachten Verfahren muss jedoch ein transparentes Prüfungsverfahren etabliert werden, inwiefern die gemeldeten Daten plausibel und belastbar sind. Für diese Gruppe liegen noch keine Vergleichsdaten aus dem Effizienzvergleich, Qualitätselement o.Ä. vor. Nur so kann sichergestellt werden, dass alle Netzbetreiber qualitätsgesicherte Daten melden.

Die Aufwandsreduzierung durch die BNetzA trifft auf einzelne Daten zu, die zeitgleich abgegeben werden müssen, und führt daher nicht wirklich zu einer Reduzierung von Aufwand bei den Netzbetreibern. Eine Reduzierung des Aufwands ist nur möglich, wenn in allen regulatorischen Verfahren einheitliche Definitionen für identische Parameter verwendet werden. An dieser Stelle möchten wir auch auf den Abschnitt „3 Datendefinitionen und Erhebungsbögen" verweisen. Eine Auswahlfunktion im ersten Jahr für neu zu erhebende Kennzahlen einzuführen (KPI vorhanden, IT zu ertüchtigen, keine Erfassung, …), ist zur Überprüfung der Validität und Vergleichbarkeit sinnvoll, stellt jedoch keinen Mehrwert für die Abbildung und Bewertung von EWK dar.
Wir möchten zudem darauf hinweisen, dass die Definitionen aus dem Effizienzvergleich unvollständig sind. Zu den Anschlusspunkten gibt es umfangreiches Skizzenmaterial und zudem wurden Definitionen in FAQ-Listen konkretisiert. Wenn damalige Definitionen jetzt zur Ausgestaltung neuer Kennzahlen herangezogen werden, ist zudem die damalige Kritik der Branche erneut zu würdigen.

Gebietsstrukturelle Unterschiede/ Heterogenität

Grundsätzlich befürworten wir, dass Daten zur Berücksichtigung von gebietsstrukturellen Unterschieden erhoben werden. Die Heterogenität bei der Betroffenheit durch die Energiewende muss korrekt und umfassend abgebildet werden. Die Daten zur Anzahl und installierten Leistung von angeschlossenen EEG-Erzeugungsanlagen, Anschlusszahlen und -leistungen von Verbrauchseinrichtungen und Speichern dienen genau diesem Ziel.
Es muss jedoch sichergestellt werden, dass in dem Verfahren auch die historische Entwicklung vor den Jahren 2022 eines Netzbetreibers Bewertung findet, um eine vollständige Übersicht zur Betroffenheit der Energiewende zu erhalten. In den Netzen der E.ON hat die Transformation der Energienetze für die Energiewende bereits deutlich vor dem Jahr 2022 begonnen.

3. Datendefinitionen und Erhebungsbögen

Die Beschlusskammer verweist an einigen Stellen auf regulatorische Verfahren, in welchen die genannten Parameter bereits abgefragt/erhoben werden. Damit sollen Doppelabfragen und Mehrarbeit vermieden werden. Dies tritt jedoch nur ein, wenn tatsächlich die gleiche Definition für gleiche Parameter zur Anwendung kommt. Bei den Abfragen zu „Netzanschlüssen" (bspw. Frage 2.1.1) wird als Quelle der Effizienzvergleich bzw. das Qualitätselement angegeben. Für den Fall des Effizienzvergleiches erfolgt sogar ein Verweis auf die Parameter 13 bis 17, sodass davon ausgegangen werden kann, dass Anschlusspunkte gemeint sind. Falls dem so sein sollte, ist zwingend auch diese Nomenklatur zu verwenden. Die Einführung neuer Begriffe ist zu vermeiden. Für alle Parameter mit Verweis auf andere Verfahren muss gelten, dass die entsprechenden Definitionen und Ermittlungslogiken der genannten Verfahren gelten.

Die Beschlusskammer unterscheidet zwischen Anschlussbegehren (A.13) und vollständigem/qualifiziertem Anschlussbegehren (A.14). Nach unserem Verständnis ist unter A.13 Anschlussbegehren auch der Fall zu verstehen, dass ein Kunde unter Umständen bei unterschiedlichen (z.B. drei) Netzbetreibern eine Anschlussanfrage stellt, sodass die Anfrage als Anschlussbegehren mehrmals (Beispiel: drei Mal) gezählt wird.
Der Parameter A.14 setzt dafür voraus, dass dem Netzbetreiber bereits vollständige Antragsunterlagen vorliegen, wie sie in den jeweiligen FNN-TAR maßgeblich vorgegeben sind. An der Stelle möchten wir darauf hinweisen, dass eine Netzanschlussanfrage je nach Netzstruktur des Netzbetreibers zu mehr als einem Anschluss- bzw. Einspeisepunkt führen kann.

Wir begrüßen, dass die Beschlusskammer den Branchenvorschlag zur Unterteilung des Anschlussprozesses auf zwei Unterprozesse (A.15 und A.16) aufnimmt. Folgende Hinweise möchten wir für die Datenvergleichbarkeit geben:

- Eine Unterscheidung zwischen einer verbindlichen oder unverbindlichen Netzanschlusszusage ist geboten. Wenn der Kunde noch keine Planungsreife nachweisen kann, bekommt er eine unverbindliche Netzauskunft ohne Reservierung von Netzkapazität. Nur Anträge mit einem Nachweis der Planungsreife werden reserviert.
- Die Definition des Endzeitpunkts sowohl für Einspeisung als auch für Bezug kann ggf. abweichend für verschiedene Spannungsebenen sein.
- Für die Abbildung der Energiewende dürfen nur Prozessschritte, die vom Netzbetreiber beeinflussbar sind, berücksichtigt werden. Beispielsweise dürfen Lieferzeiten, Liegezeiten bei Dritten oder Stornofälle nicht in der Auswertung berücksichtigt werden.
- Die Auswertung vergangener Zeiträume (vor allem 2022 und 2023) ist nur mit unvertretbarem Aufwand möglich. Die individuellen IT-Systeme werden laufend überarbeitet und an neue Anforderungen angepasst. Für vergangene Zeiträume liegen keine Dokumentationen oder Datenauszüge vor.

Bei der Kennzahl A.17 zur “Inbetriebnahme Netzanschluss” ist zusätzlich eine Klarstellung notwendig, was unter dem Begriff „Netzanschluss“ zu verstehen ist (Bezug und/oder Einspeisung) und wie diese Kennzahl zu erheben ist. Wir möchten den Hinweis geben, dass der Vorgang je Spannungsebene etwas anderes meint (in der NS ist es die Inbetriebsetzung eines Hausanschlusses und in der MS/HS ist es die Inbetriebnahme von Kundenstation/UW/Schaltfeld).

Für die Kennzahlen 2.1.1, 2.2.1, 2.3.1 "Gesamtzahl existierender Netzanschlüsse in allen Spannungsebenen" ist eine Klarstellung der Definition erforderlich. Wir verstehen hier die Erhebung anhand der gültigen Definition des Strukturparameters aus dem Effizienzverfahren. Eine einheitliche Begriffserklärung zur Vergleichbarkeit in der Branche ist dringend erforderlich. Das Verständnis des Begriffs "Netzanschluss" muss über den gesamten Erhebungsbogen gleich sein; wenn wir bei diesen Kennzahlen darunter "Anschlusspunkte" verstehen, dann müssen sich auch alle anderen Auswertungen (z.B. Dauer neu realisierter oder verstärkter Netzanschlüsse) auf Anschlusspunkte beziehen.

Bezüglich der Kennzahlen 2.1.3, 2.2.3, 2.3.3, 2.1.5, 2.2.5, 2.3.5, 2.1.6, 2.2.6 und 2.3.6 "Realisierung und Verstärkung eines Netzanschlusses (Anzahl, durchschnittliche Dauer, Median der Dauer je Vorgang)" möchten wir darauf hinweisen, dass es unterschiedliche Anforderungen für einen Netzanschluss je Kundengruppe (Einspeiser <30 kWp, Speicher, Wärmepumpe, Großverbraucher) gibt, die sich auf die Anzahl der Realisierungstage auswirken. Des Weiteren ist eine Unterscheidung nach Spannungs- bzw. Umspannebene sowie Anlagengröße notwendig, da auch diese Faktoren die Realisierungstage eines Netzanschlusses beeinflussen.

Die „vertikale Netzlast“ 2.2.7, 2.3.7 stellt eine Veröffentlichungspflicht der Übertragungsnetzbetreiber (§ 23c Abs. 2 Nr. 1 EnWG) dar und wird bisher von VNB nicht ermittelt.

Zur Sicherstellung einer Vergleichbarkeit unter den VNB ist eine Klarstellung hinsichtlich der Definition und Ermittlungsmethodik erforderlich. Hierbei stellen sich nachstehende Fragen:

- Sind die Übergaben nur aus der vorgelagerten fremden Netzebene oder auch aus der eigenen vorgelagerten Netzebene gemeint?
  Hinweis: Der Bezug aus der eigenen vorgelagerten Netzebene wird nur in seltenen Fällen einzeln gemessen.

- Nach welcher Bewertungsmethodik sind die Daten zu ermitteln: zeitgleiche oder zeitungleiche Summe, saldiert bzw. vorzeichengleicher Betrag je Transformator und Leitung?
- Der Parameter wird für die MS und HS konsultiert. Bedeutet es somit, dass „die maximale vertikale Netzlast" der MS die Summe aller Übergaben aus der Umspannebene HS/MS ist bzw. dass „die maximale vertikale Netzlast" der HS die Summe aller Übergaben aus der Umspannebene HöS/HS ist (unter Berücksichtigung der Klarstellung der davor genannten Fragen)?
- Es gibt die Anschlussvarianten zum vorgelagerten fremden Netzbetreiber auf gleicher Netzebene (vergleichbare Abfrage im Qualitätselement bzw. Effizienzvergleich). Wie ist mit diesen Fällen umzugehen? An der Stelle sei vor allem auf VNB, die aus gleicher Umspannebene HöS/HS vom ÜNB beziehen, hingewiesen. Die Umspannebenen werden nicht in dem Parameter abgefragt.

Die Bereitstellung eines Beispiels für die Ermittlung der vertikalen Netzlast, analog der Datenerhebung für den Effizienzwert Strom (z.B. Effizienzvergleich Definition Parameter Nr. 94 bzw. Nr. 99), würde die Erhebung dieses Parameters deutlich erleichtern und für eine Vergleichbarkeit der Daten sorgen. Des Weiteren erschließt sich uns nicht, inwiefern dieser Parameter für die Bewertung der Energiewendekompetenz von Relevanz sein kann. Sollte die „vertikale Netzlast" für die Prüfung der Betroffenheit eines VNBs von der Energiewende Anwendung finden, verweisen wir auf unseren Vorschlag, die Energiewendebetroffenheit anhand der Rückspeiseleistung zu prüfen.

Hinsichtlich der Kennzahlen 4.1.1, 4.1.2, 4.1.3, 4.2.4, 4.2.5, 4.2.6, 4.3.7, 4.3.8 und 4.3.9 zur "Anzahl von Anschlussbegehren EEG Erzeugungsanlagen" möchten wir darauf hinweisen, dass eine Klarstellung der Definition erforderlich ist. Aus unserer Sicht wären bspw. unverbindliche, mündlich oder telefonisch geäußerte „Anschlussbegehren" nicht mitzuzählen. Zudem ist zu klären, ob neu angeschlossene Anlagen im Berichtsjahr oder Anfragen gemeint sind.

Bezugnehmend zu den Kennzahlen 4.3.1, 4.3.3 und 4.3.5 zur "Dauer von Prozessen im Zusammenhang mit Anschlussbegehren EEG-Erzeugungsanlagen" möchten wir darauf hinweisen, dass der Prozess von einem vollständigen/qualifizierten Anschlussbegehren bis zur Netzanschlusszusage, also von der Annahme der Netzanschlusszusage bis zur Inbetriebnahme der Anlage, völlig individuell und von vielen Faktoren abhängig ist, die Netzbetreiber nicht beeinflussen können.

Bei den Kennzahlen 4.3.2, 4.3.4 und 4.3.6 zur "Dauer von Prozessen im Zusammenhang mit Anschlussbegehren EEG-Erzeugungsanlagen" möchten wir darauf hinweisen, dass der Prozess von der Annahme der Netzanschlusszusage bis zur Inbetriebnahme des Netzanschlusses den Zählereinbau und damit Liegezeiten bei Installateuren, Baufirmen und Kunden umfasst. Eine Definition zum Umgang mit Liegezeiten ist erforderlich. Mathematisch ist der Median hier nicht sinnvoll, sondern eher der Durchschnitt.

Im Hinblick auf die Kennzahlen 5.2.1, 5.2.2, 5.2.3, 5.2.4, 5.2.5, 5.2.6, 5.2.7, 5.2.8, 5.2.9 und 5.2.10 zur "Summenleistung Anschlussbegehren von Verbrauchern nach Technologie" möchten wir darauf hinweisen, dass eine Klarstellung der Definition erforderlich ist. Was ist mit Wirkleistung gemeint? Handelt es sich um die Nennanschlusskapazität (NAK) oder die technische installierte Leistung?

Bezugnehmend zu den Kennzahlen 5.3.1, 5.3.3 und 5.3.5 sowie 5.3.2, 5.3.4 und 5.3.6 zur "Dauer von Prozessen im Zusammenhang mit Anschlussbegehren für Verbrauchseinrichtungen und Speicher" möchten wir darauf hinweisen, dass die Durchlaufzeiten mit

entsprechender Ertüchtigung der individuellen IT-Systeme (also eingeschränkt für die Vergangenheit) ermittelbar sind, jedoch ggf. Liegezeiten bei Kunden, insbesondere in Mittel- und Hochspannung bei notwendiger Abstimmung, enthalten. Eine Definition zum Umgang mit Liegezeiten ist erforderlich. Es benötigt darüber hinaus eine Klarstellung, ob ein Anschlussbegehren gleichzusetzen ist mit einem vollständigen Anschlussantrag.

Die Kennzahl 6.1 "Anzahl Redispatchmaßnahmen (RP)" wurde bereits in den letzten zwei Effizienzvergleichen abgefragt. Aus dem Grund bitten wir auf die bereits bekannte Definition und Ermittlungsmethodik des Effizienzvergleichs abzustellen.

Zu Ziffer 6.1.2 „Durchschnittlicher Zeitabstand von der initialen RD-Maßnahmenankündigung bis zur Maßnahmendurchführung (Anforderung Netzbetreiber = Anschlussnetzbetreiber)“. Wir möchten darauf verweisen, dass alleinig die Abstellung auf die erste ¼-Stunde einer Redispatchmaßnahme (Vorlaufzeit für Information) nicht geeignet ist, um eine Sachgerechtigkeit zu den Vorabinformationen abzuleiten. Eine derartige Einschätzung kann nur durch Einbeziehung des gesamten Maßnahmenzeitraums erfolgen. Gemäß EHB sollen historische Daten der Jahre 2022 bis 2024 ausgewiesen werden. Diese historischen Daten liegen nicht ohne Weiteres vor, da diese für die Folgeprozesse nicht erforderlich sind. Ob diese historischen Daten rückwirkend aufbereitet werden können und der für die Aufbereitung erforderliche Aufwand zumutbar ist, ist im Moment nicht abschätzbar. Um eine Vergleichbarkeit unter den VNB zu gewährleisten, wäre im Vorfeld einer derartigen Aufbereitung ein Vorgehen für die Ermittlung dieser Daten festzulegen.

Zu Ziffer 6.1.3 „Durchschnittlicher Zeitabstand von der initialen RD-Maßnahmenankündigung bis zur Maßnahmendurchführung (Anforderung Netzbetreiber = vorgelagerte Netzbetreiber)“. Wir gehen davon aus, dass mit dieser Kennzahl die eingehenden Abrufe von unseren vorgelagerten Netzbetreibern zu verstehen sind. Diese Daten sollten beim vorgelagerten Netzbetreiber abgefragt werden. Sobald uns Daten vom vorgelagerten Netzbetreiber vorliegen, werden diese unmittelbar von uns verarbeitet und weitergereicht.

Des Weiteren möchten wir anmerken, dass für uns nicht nachvollziehbar ist, warum die hier ausgewiesenen Ziffern 6.1.2 bis 6.1.3 für die Abbildung von Energiewendekompetenz abgefragt werden. Alleinig die Abstellung auf Vorabinformationen, und hier ausschließlich auf die erste ¼-Stunde, lässt keine Rückschlüsse auf eine Energiewendekompetenz eines VNB im Rahmen von Redispatchmaßnahmen zu. Die Kompetenz eines VNB bei der Umsetzung von Redispatch kann nur durch umfangreiche Kennzahlen bestimmt werden. Welche dies im Einzelnen sind, wäre noch zu ermitteln. In diesem Zusammenhang erlauben wir uns anzumerken, dass ein hoher zeitlicher Vorlauf der Information zu den erforderlichen Redispatchmaßnahmen durchaus auch zu Fehlanreizen auf Grund von einer Überdimensionierung der Maßnahmen selbst führen kann. Die E.ON VNB informieren die betroffenen Marktpartner, sobald die Kenntnis zu der jeweiligen Maßnahme vorliegt. Bei der Erhebung der Kennzahlen ist sicherzustellen, dass Netzbetreiber mit einer hohen Menge an EE-Strom durch die Kennzahlen nicht benachteiligt werden. Mit Blick auf eine schrittweise Implementierung des Planwertmodels erscheinen die aufgeführten Kennzahlen nicht zukunftsorientiert. Die Betrachtung des Themas Redispatch in der Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung überrascht. Im Eckpunktepapier zur „Methode der Anreizmechanismen für die Versorgungsqualität von Energieversorgungsnetzen – insbesondere zur Steigerung der Energiewendekompetenz“ aus Oktober 2024 schreibt die Große Beschlusskammer, dass das Thema im Rahmen der Effizienzmessung zu berücksichtigen ist. Die gleichzeitige Berücksichtigung in der Qualitätsregulierung ist nicht notwendig und würde zu einer Doppelberücksichtigung und Benachteiligung der VNB führen, die in besonderem Maße von Redispatchmaßnahmen betroffen sind.

Die Instrumente des „Redispatch“ sehen wir als Maßnahmen zur volkswirtschaftlichen und energiewirtschaftlichen sowie netzdienlichen effizienten Umsetzung der Energiewende und nicht als ein Ausdruck der Energiewendekompetenz.

Freundliche Grüße