

Berlin, 23. Januar 2026

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdeu.de

Stellungnahme

Festlegung der Datenerhebung zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung hinsichtlich der Netzleistungsfähigkeit

Konsultation der Großen Beschlusskammer Energie der Bundesnetzagentur vom 2. Januar 2026 (GBK-26-02-1#1)

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1.	Grundsätzliches	3
2.	Erhebungsbogen: Allgemeine Anmerkungen	3
	2.1. Umgang mit Schätzungen.....	5
	2.2. Weitere Anmerkungen	6
3.	Abschnitt 2 „Strukturdaten“ des Erhebungsbogens	8
4.	Abschnitt 3 „Angeschlossene Leistung nach Technologie“ des Erhebungsbogens	10
5.	Abschnitt 4 „Netzanschlussbegehren Erzeugungsanlagen“ und Abschnitt 5 „Netzanschlussbegehren von Verbrauchseinrichtungen und Speichern“ des Erhebungsbogens	15
6.	Abschnitt 6 „Smart Grids“ des Erhebungsbogens.....	17
7.	Abschnitt 7 „Digitale Prozess und Systeme“ des Erhebungsbogens	20

1. Grundsätzliches

Die Stromverteilnetzbetreiber arbeiten unter Hochdruck an der Umsetzung der Energiewende und an der Bewältigung der stark gestiegenen Netzanschlussbegehren. Grundsätzlich begrüßt der BDEW das Ziel der Bundesnetzagentur (BNetzA), Netzbetreiber zu belohnen, die bei der Transformation ihrer Stromnetze eine besondere Leistungsfähigkeit und Kompetenz unter Beweis stellen. Es stellt nach wie vor die Frage, ob der für die Datenerhebung **erforderliche Aufwand in einem angemessenen Verhältnis zum angestrebten Nutzen** steht und die knappen Ressourcen der Netzbetreiber nicht stattdessen in die Umsetzung der Energiewende investiert werden sollten. Der konsultierte [Erhebungsbogen](#) (EHB) zur Erweiterung der Qualitätsregulierung hinsichtlich der Netzleistungsfähigkeit umfasst rund 250 Datenpunkte. Er stellt eine weitere umfangreiche Berichtspflicht mit erheblichem jährlichem Mehraufwand für sämtliche Stromverteilnetzbetreiber in Deutschland dar.

Mit Blick auf die zeitgleich konsultierte [Methodenfestlegung](#) zur Weiterentwicklung der Qualitätsregulierung bezweifelt der BDEW auch weiterhin die Eignung der vorgesehenen Kennzahlen, die Energiewendekompetenz eines Netzbetreibers **fair, treffsicher und vergleichbar** abzubilden. Grund sind insbesondere die Beeinflussbarkeit der Kennzahlen durch die Netzbetreiber, da wesentliche Ergebnisfaktoren außerhalb ihres Einflusses liegen, sowie die Qualität und Verfügbarkeit der zu erhebenden Daten. Diese Defizite geben Anlass zu starken Bedenken gegenüber einer Monetarisierung der aus der Erhebung abgeleiteten Kennzahlen.

2. Erhebungsbogen: Allgemeine Anmerkungen

Der EHB weist bedauerlicherweise **keine wesentlichen Änderungen im Umfang** gegenüber der Vorgängerabfrage 2025 auf. Beide Erhebungsbögen sind inhaltlich weitgehend identisch und unterscheiden sich im Wesentlichen lediglich in der Anordnung der Abfragefelder. Die auf der [Website der BNetzA](#) angegebene prozentuale Verkürzung des EHB um 58 Prozent (gemessen an der Anzahl der Eingabefelder) kommt zustande, indem die Behörde die Streichung des Feldes zur Kennzeichnung von Schätzangaben (196 Datenfelder) mitrechnet. Ausgerechnet diese Angabe ist jedoch, und darauf nimmt der BDEW in den nachfolgenden Abschnitten Bezug, für die Nachvollziehbarkeit, Prüfbarkeit und Qualität der erhobenen Daten von zentraler Bedeutung und stellt für die Netzbetreiber keinen relevanten Mehraufwand dar.

Gegenüber der Datenerhebung von Frühjahr 2025 wurden insbesondere vergangenheitsbezogene und gebietsstrukturelle Strukturdaten gestrichen, die auf bereits in der Vergangenheit erfolgten Leistungen eines Netzbetreibers hinweisen können. Die Streichungen wurden nach dem [Festlegungsentwurf](#) auf Basis einer Überprüfung durch die Beschlusskammer und die wissenschaftlichen Begleiter für das [Energiewendekompetenz-Gutachten](#), E-Bridge und FGH,

vorgenommen (**Rz. 93**, Festlegungsentwurf). Aus Sicht des BDEW sollte die Frage relevanter gebietsstruktureller Unterschiede weiter untersucht und Strukturdaten erhoben werden. Die Streichung dieser Abfragen bedeutet eine geringe Minderung des Aufwands. Zu prüfen ist auch, ob bereits sämtliche möglicherweise relevanten Strukturdaten betrachtet wurden.

Die Erhebung der Daten erfolgt lediglich im vom Gutachten vorgegebenen Umfang, ohne die in den vorangegangenen Stellungnahmen des BDEW vorgebrachten Kritikpunkte hinreichend zu würdigen. Insbesondere ist auf die dort vorgeschlagenen Dichteparameter oder die Disaggregation der Stromkreislängen hinzuweisen, die zur Berücksichtigung struktureller Unterschiede hätten geprüft werden müssen. Da sich die BNetzA die Ergebnisse und Ausführungen des Gutachtens zu eigen macht, sollte sie sich in der Begründung ausführlich und nachvollziehbar mit den hierzu vorgetragenen Einwänden der Branche auseinandersetzen. Dies ist bislang nicht erfolgt. Damit wird dem Begründungserfordernis nicht ausreichend Rechnung getragen. Vor diesem Hintergrund ist die vorliegende Stellungnahme zur Datenerhebung im Zusammenhang mit der parallel konsultierten Methodenfestlegung und der entsprechenden Stellungnahme des BDEW zu lesen.

Die Erhebung der Daten ist mit erheblichem **finanziellem Aufwand** verbunden und erfordert in vielen Fällen umfangreiche **IT-Anpassungen**. Dabei befinden sich zahlreiche Systeme der Netzbetreiber bereits aus anderen regulatorischen Gründen im Umbau, etwa (und noch immer im Nachlauf) im Zusammenhang mit der Umsetzung der Festlegung zum Lieferantenwechsel innerhalb von 24 Stunden. Zugleich bleibt weiterhin unklar, welche konkreten Maßnahmen Unternehmen zur Datenerfassung und -auswertung bereits jetzt ergreifen sollen und welche Anforderungen künftig verbindlich gelten. Die Daten für die Energiewendekompetenz-Kennzahlen der Netzbetreiber wurden erstmals und mit sehr kurzem Vorlauf im Zeitraum März bis April 2025 erhoben. Zwischen der Festlegung der finalen Kennzahlen und der Datenabfrage für 2026 wird erneut nur ein begrenzter Zeitraum liegen. Den Unternehmen wird damit nicht ausreichend Zeit eingeräumt, ihre Systeme sachgerecht anzupassen und die erforderlichen Daten konsistent sowie qualitätsgesichert zu ermitteln.

Eine **rückwirkende Datenerhebung** ist in vielen Fällen zudem **nicht möglich**, da die geforderten Daten in der Vergangenheit von den Netzbetreibern nicht oder nicht systematisch erfasst wurden und somit in den IT-Systemen schlicht nicht vorhanden sind. Im Nachgang zur Ersterhebung 2025 haben die Netzbetreiber noch keine Anpassung ihrer IT-Systeme vorgenommen, da der künftig geplante Erhebungsumfang bislang nicht ausreichend verbindlich abzusehen war. Grund ist die Vermeidung unnötiger oder doppelter Aufwendungen und Kosten für nicht langfristig gar nicht oder in veränderter Form erhobene Datenpunkte. Die Netzentgelte sollten nicht mit gestrandeten Vermögenswerten belastet werden. Dies hat zur Folge, dass für das Berichtsjahr 2025 und ggf. sogar 2026 weiterhin nicht alle gewünschten Parameter ermittelt

werden können. Die Netzbetreiber können eine valide Datenbasis für alle von der BNetzA gewünschten Parameter somit daher flächendeckend voraussichtlich erst ab dem Berichtsjahr 2027 oder 2028 geliefert werden. Auf diesen Umstand hat der BDEW bereits in den Konsultationen in 2025 ausdrücklich hingewiesen.

Die Erhebung der Daten zur Netzleistungsfähigkeit innerhalb der für die Datenerhebung im Monitoringprozess festgelegten Fristen des jeweiligen Jahres ist sinnvoll. Um Doppelabfragen zu vermeiden, sollten einzelne Datenpunkte aus anderen Erhebungen (z.B. für den Effizienzvergleich) hinzugezogen werden können. Wenn Daten aus anderen Abfragen für den Bereich Netzleistungsfähigkeit verwendet werden, sind diese sowie neu erhobene Daten zu plausibilisieren und auf die notwendige Qualität zu prüfen.

2.1. Umgang mit Schätzungen

Für die Nachvollziehbarkeit, Prüfbarkeit und Qualität der erhobenen Daten ist ein Feld zur **Kennzeichnung von Schätzangaben von zentraler Bedeutung**. Ein solches Feld war, wie beschrieben, in der Datenerhebung 2025 enthalten. Im Rahmen des BMT-Datenpools wurden die Erhebungsbögen 2025 gesammelt und in der Gesamtschau ausgewertet. Die Ergebnisse zeigen: Selbst bei zentralen Abfragen (etwa zu Bearbeitungsdauern von Netzanschlussanfragen) belief sich der Schätzanteil auf bis zu 50 Prozent. Dies widerspricht der Behauptung der Bundesnetzagentur, wonach Netzbetreiber nur in geringem Umfang auf Schätzungen zurückgreifen müssten, da „die abgefragten Daten bei den Netzbetreibern grundsätzlich vorliegen müssen“ (**Rz. 70**, Festlegungsentwurf). Für die Branche ist nicht nachvollziehbar, auf welcher empirischen Grundlage diese Annahmen der BNetzA beruhen. Die Behörde begründet im vorliegenden Festlegungsentwurf ihre Annahmen weder mit den Ergebnissen der Datenabfrage 2025, noch hat sie bislang die 2025 erhobenen Daten veröffentlicht.

Netzbetreiber werden in wesentlichen Abfragen **weiterhin auf Schätzwerte angewiesen** sein, bis die Umstellungen in den Systemen erfolgt sind. Insbesondere bei vergangenheitsbezogenen Daten kann eine Schätzung dauerhaft notwendig sein. So wurden beispielsweise Wärmepumpen vor der Festlegung der BNetzA zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen gemäß § 14a EnWG von den Netzbetreibern nicht erfasst, doch sind sie Bestandteil der anzugebenden „existierenden Anschlussleistung“. Hinzu kommt, dass die Datenermittlung bei den Netzbetreibern auf unterschiedliche Weise erfolgt: Während einzelne Unternehmen hierfür spezifische Systeme und standardisierte Auswertungsroutinen vorhalten, müssen andere die abgefragten Informationen aus unterschiedlichen Quellen manuell zusammenführen oder fallbezogen rekonstruieren, was die Vergleichbarkeit der Daten zusätzlich einschränkt.

Vor diesem Hintergrund ist nicht nachvollziehbar, dass die Felder zur direkten Kennzeichnung von Schätzangaben im aktuellen EHB entfallen sollen, zumal nach den Erläuterungen zu **Rz. 69**

des Festlegungsentwurfs weiterhin ein Hinweis auf Schätzungen zu erfolgen hat. Wird die Kennzeichnung jedoch nicht mehr über ein eigenes Eingabefeld strukturiert, sondern lediglich in den Freitext-Erläuterungen erwartet, erschwert dies die systematische Erfassung und Auswertung von Schätzquoten erheblich. Die Transparenz und statistische Vergleichbarkeit der Daten sind dadurch beeinträchtigt. Die Begründung der BNetzA, wonach sich Schätzwerte und nicht geschätzte Angaben in ähnlichen Wertebereichen bewegen und daher als „hinreichend belastbar“ gelten können (**Rz. 90** Festlegungsentwurf, vgl. Gutachten von E-Bridge und FGH), ist nicht überzeugend. Die Lage eines Schätzwerts im Normbereich erlaubt keine Aussage über dessen methodische Qualität und Belastbarkeit auf Einzelfallebene. Gerade mit Blick auf eine perspektivische Nutzung der Kennzahlen im Rahmen eines möglichen monetären Anreizsystems ist eine eindeutige, strukturierte Trennung zwischen gemessenen und geschätzten Werten erforderlich, um eine faire und sachgerechte regulatorische Bewertung zu ermöglichen.

Es fehlen weiterhin klare Vorgaben zum Umgang mit fehlenden oder nur eingeschränkt belastbaren Daten. Insbesondere im Bereich der Haushaltskunden sind erfasste Werte zum Beispiel fehleranfällig und mit Unsicherheiten behaftet.

Vor dem Hintergrund der vorgebrachten Argumente hält es der BDEW für erforderlich, dass in der Datenerhebung 2025 verwendete Auswahlfeld „Wurde eine Schätzung vorgenommen?“ im aktuellen EHB wieder aufzunehmen, um Transparenz und Datenqualität sicherzustellen.

2.2. Weitere Anmerkungen

- › Wie der BDEW sowohl im [zweiten Expertenaustausch am 29. Januar 2025](#), als auch in der [Stellungnahme](#) vom 19. Februar 2025 ausführlich darlegte, ist eine **Erhebung und ein Vergleich von Daten insbesondere zu Anschlussdauern oberhalb 10 MW** sowohl auf Erzeugungs- als auch Bezugsseite nicht zielführend. Bei Anschlussverfahren oberhalb dieser Schwelle handelt es sich um ein nicht vergleichbares Projektgeschäft, das auch systemseitig individueller erfasst wird als das Massengeschäft. In der Hoch- und Mittelspannung werden Einzelfalllösungen gefunden, Genehmigungsverfahren sind aufwändiger und Lieferfristen für Anlagen länger. Diese Problematik adressiert auch der Gutachten von E-Bridge und FGH im Rahmen der „absoluten Betroffenheit“ (S. 53).
- › Der Einfluss durch den Netzbetreiber ist aus diesen Gründen weit geringer, zumal er ggfs. beim vorgelagerten Netzbetreiber eine Leistungserhöhung beantragen muss, die erst umgesetzt werden muss. Entsprechend der jeweiligen Netzanschlusssituation am Netzverknüpfungspunkt muss teilweise die Übertragungskapazität im eigenen Netz durch umfänglichen Netzausbau erweitert werden. Damit einher geht die Errichtung neuer Umspannwerke und HS-Leitungen. Nicht vom Netzbetreiber zu beeinflussen sind

auch hier damit einhergehende Genehmigungsverfahren und Lieferzeiten. Andererseits ist es für die Netzbetreiber – und auch volkswirtschaftlich – nicht vertretbar, vor der Auftragserteilung bei Netzanschlüssen bzw. Kapazitätserweiterungen bereits mit dem Netzausbau zu beginnen bzw. die Leistungserhöhung beim vorgelagerten Netzbetreiber zu beantragen. Mit Blick auf die Qualitätsregulierung ist keine sorgfältige Abgrenzung je nach Anschlussebene (Massen-/Projektgeschäft, Netzausbauerfordernis ja/nein) ersichtlich.

- › Zur Definition A16 „**Vollständiges/qualifiziertes Anschlussbegehren**“ sollte klargestellt werden, wie mit zurückgezogenen Anschlussbegehren sowie mit nach einer Ablehnung durch den Netzbetreiber angepassten Anschlussbegehren umzugehen ist. Da die Umsetzungsquote als Verhältnis der Anzahl abgeschlossener, vollständiger und qualifizierter Anschlussbegehren zur Anzahl vollständiger und qualifizierter Anschlussbegehren gebildet wird, sollten zurückgezogene bzw. stornierte Begehren außer Betracht bleiben, da diese systematisch nicht im Zähler berücksichtigt werden können. Eine hohe Anzahl von Stornierungen würde andernfalls zu einer sachlich nicht gerechtfertigten Verschlechterung der Quote führen.
- › Angepasste Anschlussbegehren sollten als neue Anschlussbegehren gewertet werden; das jeweils vorherige Begehren ist entsprechend als storniert zu behandeln. Da in den Definitionen A17 und A18 ausdrücklich klargestellt wird, dass stornierte Begehren außer Betracht bleiben, sollte diese Systematik konsequenterweise auch in Definition A16 Anwendung finden.
- › Darüber hinaus wäre eine präzisierende Klarstellung erforderlich, auf welche Anschlussbegehren sich die Betrachtung bezieht. Insbesondere sollte eindeutig definiert werden, ob für die Bildung der Kennzahl auf im Jahr t gestellte oder auf im Jahr t abgeschlossene Anschlussbegehren abzustellen ist. Ebenso ist zu klären, wie mit Anschlussbegehren umzugehen ist, deren Bearbeitungsdauer über den Jahreswechsel hinausgeht. Ohne eine eindeutige zeitliche Zuordnung besteht die Gefahr inkonsistenter und nicht vergleichbarer Kennzahlenergebnisse. Zudem sollte der Begriff „genehmigungspflichtig“ in Definition A16 ausdrücklich hervorgehoben und eindeutig definiert werden, um eine einheitliche Anwendung in der Praxis sicherzustellen.
- › Zudem regen wir eine Ergänzung der Dropdown-Menüs im EHB um die **Auswahloption „N/A“** an. Nur so kann eindeutig zwischen einem tatsächlichen Wert von „0“ und jenen Fällen unterschieden werden, in denen bestimmte Netzebenen – etwa ein Hochspannungsnetz – beim jeweiligen Netzbetreiber nicht vorhanden sind.

- › Die Umstellung des bereitgestellten EHB-Entwurfs von geschütztes PDF auf Excel-Format ist erfreulich, da sie das Arbeiten mit dem Fragebogen und die interne Prüfung in den Unternehmen erleichtert. So sind etwa im Unterschied zur Erhebung 2025 die Antwortmöglichkeiten bei Drop-Down-Menüs ersichtlich (siehe [Stellungnahme](#) des BDEW vom 19. Februar 2025).
- › Erfreulich ist auch die Anpassung der Definition (A.3) des zeitlichen Datenbezugs für stichtagsbezogene Erhebungen auf den 31.12. des jeweiligen Kalenderjahres, wie vom BDEW vorgeschlagen.

3. Abschnitt 2 „Strukturdaten“ des Erhebungsbogens

Zu 2.1 und 2.2 „Anzahl der im Betrachtungsjahr neu realisierten oder verstärkten Anschlusspunkte“ (bzw. Einspeisepunkte)

- › Die Definition A.23 sieht vor, dass als Einspeisepunkte auch Anschlusspunkte gezählt werden, die auch Anschlusspunkte für Letztverbraucher (Definition A.22) sind. Dadurch ergibt sich eine nicht transparente Doppelzählung dieser Anschlusspunkte in den Kategorien „Anschlusspunkte von Letztverbrauchern“ und „Einspeisepunkte“.
- › Gleichzeitig ist nicht ersichtlich, warum diese Differenzierung nur in der Niederspannung und nicht in anderen Netzebenen erfolgt.

Zu 2.3, 2.4, 2.5, 2.6 „Summenleistung Anschlusspunkte bzw. Einspeisepunkte“

- › Diese Summenleistungen sind im Definitionsblatt des EHB definiert als vertraglich vereinbarte maximale Wirkleistungsflüsse für Einspeisungen oder Entnahmen über die Netzanschlüsse (vereinbarte Anschlusswirkleistung). Sie werden nun neu auch für die (NS) abgefragt.
- › In der NS bei Standardlastprofilkunden bestehen in der Regel keine vertraglichen Vereinbarungen zur installierten bzw. vereinbarten Leistung auf Anschlussebene bei Netzanschlüssen, die vor Inkrafttreten der NAV angeschlossen wurden. Eine systematische Dokumentation der installierten Leistung liegt häufig nicht vor; die vertraglich vereinbarte Leistung ist vielfach nicht erfasst oder lediglich indirekt aus der verbauten Hausanschlussversicherung ableitbar. Insbesondere im Altbestand ist eine nachträgliche belastbare Ermittlung dieser Daten nahezu ausgeschlossen. Zwar existieren Kenngrößen für NS-Anschlüsse, jedoch ist etwa die Heranziehung einer pauschalen BKZ-Grenze von 30 kW je Anschluss nicht zielführend, da diese in der praktischen Durchmischung regelmäßig nicht erreicht wird. Eine Bewertung der Energiewendekompetenz der Netzbetreiber auf dieser Grundlage wäre daher weder sachgerecht noch vergleichbar, auch

wenn die BNetzA diese Daten gerne für mögliche Monetarisierungsberechnungen verwenden würde.

- › Alternativ schlagen wir vor, die Erläuterung „Vertraglich vereinbarter maximaler Wirkleistungsfluss über den Netzanschluss“ um den Zusatz zu ergänzen, dass der maximale Wirkleistungsfluss auch über eine technische Kennzahl, z.B. über die Sicherungsgröße, ermittelt werden kann, wenn der maximale Wirkleistungsfluss vertraglich nicht vereinbart oder geeignet zu schätzen ist. Dabei ist zu bedenken, dass die Sicherungsgröße sehr großzügig ausgelegt und nicht mit der vertraglichen Anmeldeleistung vergleichbar ist.

Zu 2.7 „Maximaler Betrag vertikaler Netzlast“

- › Name, Definition und Beispiel sind nicht kongruent. Die Bezeichnung 2.7 „Maximaler Betrag vertikaler Netzlast (Austausch zum vorgelagerten NB)“ suggeriert die ausschließliche Betrachtung der Leistungsflüsse an der Grenze zu dem (den) vorgelagerten Netzbetreiber(n). Die (nun ausführlichere) Definition spricht hingegen von der vorgelagerten Netzebene, wobei hierunter nur die eigene vorgelagerte Netzebene verstanden werden kann. Vorgelagerte VNB sollen nur betrachtet werden, wenn diese auf gleicher Netzebene abzugrenzen sind.
- › Im Beispiel tauchen eigene vorgelagerte, fremde vorgelagerte und fremde vorgelagerte auf gleicher Ebene auf.
- › Gemäß **Rz. 96** des Beschlussentwurfes als vierte Quelle soll die Erhebung auch für die Niederspannung erfolgen. Dies ist dem Tabellenblatt „Definitionen“, Spalte F nicht zu entnehmen.
- › Eine weitere Unstimmigkeit in der abgefragten Netz- und Umspannebenen besteht in der Datenabfrage zwischen den Tabellenblätter „Angaben_VNB“ und „Definitionen“. Während in „Angaben_VNB“ eine Zusammenlegung von Umspannebene mit der jeweils unteren Spannungsebene abgefragt wird, sind in den Definitionen ausschließlich die Spannungsebenen MS und HS genannt.

Aufgrund der Zusammenlegung müssen die Berechnungsbeispiele angepasst werden, für Beispiel 1 wie folgt:

Datum	Zeit	Entnahme aus		Entnahme vom fremden		Summe	Rückspesung		Rückspesung		Summe	Maximaler Betrag vertikaler Netzlast
		der eigenen vorgelagerten Netzebene	Entnahme vom fremden vorgelagerten VNB (HS/MS)	Entnahme vom fremden vorgelagerten VNB auf gleicher Netzebene (HS/MS/MS)	Entnahme vom fremden vorgelagerten VNB auf gleicher Netzebene (MS)		in die eigene vorgelagerte Netzebene (HS/MS/MS)	zum fremden vorgelagerten VNB (HS)	zum fremden vorgelagerten VNB (HS/MS)	zum fremden vorgelagerten VNB auf gleicher Netzebene (MS)		
01.01.2024	00:15	24	10	5	0	49	0	0	5	5	10	39 kW
01.01.2024	00:30	25	15	0	0	40	10	5	0	15	27	13 kW
01.01.2024	00:45	45	0	10	5	60	0	0	10	0	15	45 kW
01.01.2024	01:00	18	0	0	5	28	8	5	0	4	17	11 kW
01.01.2025	00:00	19	5	5	0	29	3	5	0	6	18	11 kW

- › Die Erfassung ausschließlich als vorzeichenloser Betrag führt dazu, dass nicht mehr erkennbar ist, ob die maximale Belastung durch Bezug oder durch Rückspeisung verursacht wird. Gerade im Kontext der Energiewende wäre diese Differenzierung für eine sachgerechte Bewertung der Netzauslastung und des Ausbaubedarfs von Bedeutung.
- › Das zugrundeliegende Zeitintervall der verwendeten Wirkleistungszeitreihen (z.B. 15-Minuten-Werte) wird nicht ausdrücklich festgelegt. Ebenso fehlt eine eindeutige Zuordnungslogik der Übergabepunkte zu den abgefragten Netzebenen (HS, MS), insbesondere für Umspannungen zwischen diesen Ebenen.
- › Dieser Parameter soll nun auch für die Niederspannung abgefragt werden. Hierbei ist zu beachten, dass in den Ortsnetzstationen in großen Teilen keine Viertelstundenmessung eingebaut ist, sodass es sich um errechnete Zeitreihen handelt. Die Verwendung der errechneten Größen sollte in der Definition ermöglicht werden.

4. Abschnitt 3 „Angeschlossene Leistung nach Technologie“ des Erhebungsbogens

Zu 3.3 „Installierte Leistung von Verbrauchseinrichtungen und Speichern“

Im Vergleich zum EHB von April 2025 ist im neuen EHB eine Änderung der Abfrage von „Vereinbarte Anschlussleistung“ zu „Installierte Leistung“ erfolgt. **Dies sind grundlegend andere Parameter.** Unabhängig davon, dass der neue Parameter „Installierte Leistung“ der weitaus sinnvollere ist, besteht weiterhin das Problem, dass für die überwiegende Anzahl der Datenpunkte in Abschnitt 3.3 bei den Netzbetreibern keine Daten vorliegen, da diese für den Netzbetrieb keine Relevanz haben.

Im Detail:

- › In den Netzebenen oberhalb der Niederspannungsebene ist beim Netzbetreiber in nahezu allen Fällen keinerlei Information über die angeschlossenen Verbrauchseinrichtungen/Gerätetypen vorhanden. Mit dem Netzanschlussnehmer werden für den Bezug lediglich eine vertraglich zugesicherte Leistung definiert und geprüft. Wie diese vom Netzanschlussnehmer genutzt wird, obliegt diesem selbst. Nur bei sehr großen Einzelverbrauchern (Einzelgeräte mit Leistungen von mehreren 100 kW) kann es im Rahmen des Netzanschlussprüfprozesses im Einzelfall dazu kommen, dass deren Einfluss dediziert hinsichtlich der Netzurückwirkungen bewertet werden muss. Das ist aber die Ausnahme nicht die Regel, sodass die unter Punkt 3.3 aufgeführten Daten für die Netzebene oberhalb der Niederspannung praktisch nicht vorhanden sind und es seitens der Netzbetreiber auch in Zukunft keinerlei Bedarf gibt, diese im Detail zu erheben.

- › In der Netzebene der Niederspannung sind die unter Punkt 3.3 aufgeführten Daten nur für steuerbare Verbrauchseinrichtungen gemäß §14a EnWG vorhanden, da es nur für diese eine Rechtsbasis und einen Anwendungszweck zur Abfrage und Dokumentation gibt. Diese Daten werden zudem erst seit Inkrafttreten der Festlegung BK6-22-300 ab Anfang/Mitte 2024 bei den Netzbetreibern erfasst (Umsetzungszeit von Festlegung Ende 2023 bis Umstellung IT-Systeme in 2024). Diese ist zudem auf Leistungen über 4,2 kW begrenzt, sodass Verbrauchseinrichtungen unterhalb dieser Grenze auch heute nicht erfasst werden, da sie schlicht nicht meldepflichtig sind. Eine Erfassung des Bestandes vor 2024 erfolgte nicht und kann auch in Zukunft bei den Netzbetreibern nicht generiert werden.
- › Sofern unter Pkt. 3.3 weiterhin eine Datenabfrage erfolgen soll, kann diese (wenn überhaupt) nur die "Installierte Leistung der Steuerbaren Verbrauchseinrichtungen gem. § 14a EnWG" in der Niederspannung umfassen, da bei den Netzbetreibern keinerlei andere Daten vorliegen.

Zu 3.3.2 „Installierte Leistung aller angeschlossenen Ladeeinrichtungen für Elektromobile“

- › Netzanschlussnehmer oberhalb der Niederspannung sind nicht verpflichtet, den Netzbetreibern die **Art der angeschlossenen Verbraucher** im Kundennetz mitzuteilen. Daher liegen die installierten Leistungen von Ladeeinrichtungen für Elektromobile nur rudimentär vor.

Zu 3.3.3 „Installierte Leistung aller angeschlossenen Wärmepumpen“

- › Von Wärmepumpen, die bis zum 31.12.2023 installiert wurden, haben die Netzbetreiber meist keine Kenntnis, sofern die Wärmepumpen nicht separat gemessen wurden.
- › Die installierte Leistung von Wärmepumpen, die bis Ende des Jahres 2023 angeschlossen wurden, liegt den Netzbetreibern häufig nicht vor. Separat gemessene Wärmepumpen unterlagen der Anmeldepflicht, die Hauseigentümer waren jedoch nicht verpflichtet, die Leistung der Wärmepumpen anzugeben.
- › Mittel- und Hochspannungskunden sind nicht verpflichtet, den Netzbetreibern die Art der angeschlossenen Verbraucher im Kundennetz mitzuteilen. Daher liegt die installierte Leistung von Wärmepumpen den Netzbetreibern meist nicht vor.
- › Wir bitten um eine kurze Klarstellung, ob bei der Anschlussleistung von Wärmepumpen die elektrische Leistung der Wärmepumpe gemeint ist (nicht die thermische).
- › Wir bitten um Klarstellung, ob die Leistung der Wärmepumpe auch die Leistung möglicher elektrischer Zusatzheizungen (elektrischer Heizstab) umfassen soll (Definition A.11).

Zu 3.3.5 „Installierte Leistung aller sonstigen Verbrauchseinrichtungen“

- › Laut Definition soll es sich bei sonstigen Verbrauchseinrichtungen um Anschlüsse bzw. Anschlusserweiterungen handeln, bei denen eine Stromnutzung anstelle der Nutzung fossiler Energie ermöglicht wird.
- › In der Industrie könnten das beispielsweise elektrische Dampferzeuger, elektrische Schmelzöfen oder Induktionsheizungen sein, sofern die Produktionsprozesse bislang mit fossiler Energie betrieben wurden. Neue Industrieanlagen mit elektrischen Dampferzeugern usw., die keinen Ersatz für eine bestehende mit fossiler Energie betriebene Produktion darstellen, werden von der Definition dagegen nicht erfasst. Es ist unklar, welche Abgrenzung die Netzbetreiber hier treffen sollen.
- › Im Haushalt oder Gastronomiebereich kommen hier Durchlauferhitzer (Ersatz einer Gastherme) oder Elektroherde (Ersatz eines Gasherdes) grundsätzlich in Frage. Es handelt sich dabei stets um Verbraucher innerhalb der jeweiligen Kundenanlage. Die Netzbetreiber haben keine Kenntnisse über die installierte Leistung einzelner Verbraucher innerhalb einer Kundenanlage. Ob die einzelnen elektrischen Verbraucher als Ersatz für eine vorherige fossile Energienutzung genutzt werden, ist den Netzbetreibern ebenfalls nicht bekannt. Hierzu gibt es weder legislative (Gesetz, Verordnung, Festlegung) noch technische (TAR/TAB) Meldepflichten, sodass die Netzanschlussnehmer nicht verpflichtet sind, dazu Angaben zu machen. Die Speicherung solcher Details widerspricht zudem dem Datenschutzprinzip der Datensparsamkeit. Sind hier eventuell Nachtspeicher- und Direktheizungen gemeint, die bei ihrem Einbau vor Jahrzehnten fossile Brennstoffe ersetzt haben?
- › Die Netzbetreiber können nur Angaben zu konkreten klar abgrenzbaren Technologien machen, sofern die Netzanschlussnehmer verpflichtet sind, diese beim Netzbetreiber anzumelden bzw. zu genehmigen, inklusive der Angabe der installierten Leistung und etwaiger vorheriger Nutzung fossiler Energien. Vorsorglich weisen wir darauf hin, dass eine systematische Erfassung der Verbrauchseinrichtungen der Mitarbeit bei den Kunden bedarf und erheblichen Aufwand bedeutet. Zudem ist gerade bei einem Wechsel der Verbrauchsgeräte keine verlässliche Sicherheit über die Aktualität der Angaben gegeben.

Zu 3.4 „Entnommene Jahresarbeit von Verbrauchseinrichtungen und Speichern“

- › Die Abfragen zur entnommenen Jahresarbeit von Verbrauchseinrichtungen und Speichern aufgegliedert nach Elektrolyseuren, Ladeeinrichtungen für Elektromobile, Wärmepumpen, Speichern und sonstigen Verbrauchseinrichtungen wurden im Jahr 2026 erstmalig in die Datenerhebung aufgenommen. Laut **Rz. 105** wurden die Fragen

aufgenommen, da sich der Energieverbrauch von Verbrauchseinrichtungen oder Speicher aus der Anschlussleistung der jeweiligen Technologie nicht ausreichend bestimmen lässt. So mussten E-Bridge und FGH bei der Erstellung ihres Gutachtens auf Angaben des Umweltbundesamtes zur Abschätzung von Volllaststunden für die Verbrauchseinrichtungen bzw. Vollzyklen für die Speicher zurückgreifen (§. 59 des Gutachtens).

- › Grundsätzlich ist es daher verständlich, Angaben zu Energieverbräuchen von den Netzbetreibern zu erwarten. Bei Verbrauchseinrichtungen und Speichern handelt es sich allerdings um einzelne Geräte **innerhalb einer Kundenanlage**. Eine Aussage über deren Energieverbrauch setzt separate (Abrechnungs-)Messungen (Untermessungen oberhalb der Niederspannung) für die jeweilige Technologie voraus. Eine separate Messung in der Niederspannung bzw. Untermessung oberhalb der Niederspannung von einzelnen Verbrauchseinrichtungen (Ladepunkte, Wärmepumpe o.ä.) erfolgt jedoch nur, wenn diese aus Abrechnungszwecken zwingend erforderlich ist. Dies kommt in besonderen Fällen in der Niederspannung (Modul 2 bei steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbare Bestandsanlagen bis 31. Dezember 2023, oder bei Abgrenzung von verschiedenen Erzeugungsanlagen) zwar vor, ist aber in Relation zur Gesamtanzahl aller Kundenanlagen eine kleine Ausnahme. In den Netzebenen oberhalb der der Niederspannung erfolgt eine Untermessung von einzelnen Geräten/Verbrauchseinrichtungen praktisch nie.
- › In der Regel wird also nur die entnommene Jahresarbeit der gesamte Kundenanlage mit einer Messung erfasst, sodass der Punkt 3.4 in der weit überwiegenden Anzahl der Fälle nicht ermittelt werden kann. **Dieser Punkt sollte daher ersatzlos entfallen**, da ihm kein Aussagewert zugesprochen werden kann.

Zu 3.4.2 „Entnommene Jahresarbeit aller angeschlossenen Ladeeinrichtungen für Elektromobile“

- › Bei Ladeeinrichtungen für Elektromobile in der Niederspannung sind separate Messungen die große Ausnahme. Die BNetzA selbst hat mit den Beschlüssen BK6-22-300 und BK8-22-010-A die gemeinsame Messung von Ladeeinrichtungen für Elektromobile und Haushalts- bzw. Gewerbestrom für die Kunden finanziell angereizt. Da die beide Beschlüsse für steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG mit Inbetriebnahme ab dem 01.01.2024 gelten, ist von einer anhaltenden Steigerung der Anschlüsse mit gemeinsamer Messung auszugehen.
- › In den Netzebenen oberhalb der Niederspannung sind für Ladeeinrichtungen für Elektromobile keine separaten Messungen vorhanden.

Zu 3.4.3 „Entnommene Jahresarbeit aller angeschlossenen Wärmepumpen“

- › Für Wärmepumpen in der Niederspannung sind teilweise separate Messungen vorhanden. Die BNetzA selbst hat mit den Beschlüssen BK6-22-300 und BK8-22-010-A die gemeinsame Messung von Wärmepumpen und Haushalts- bzw. Gewerbestrom für die Kunden finanziell angereizt.
- › Da beide Beschlüsse für steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG mit Inbetriebnahme ab dem 01.01.2024 gelten, ist von einer anhaltenden Steigerung der Anschlüsse mit gemeinsamer Messung auszugehen.
- › In den Netzebenen oberhalb der Niederspannung sind für Wärmepumpen keine separaten Messungen vorhanden.

Zu 3.4.4 „Entnommene Jahresarbeit aller angeschlossenen Speicher“

- › Für Speicher, die auch aus dem öffentlichen Netz geladen werden, sind in der Regel separate Messungen vorhanden. Da die Speicherbetreiber von der Zahlung von Netzentgelten befreit sind, wurden separate Messungen auf Kundenwunsch eingebaut.
- › Bei Speicher, die ausschließlich zur Eigenstromoptimierung betrieben werden und deshalb nur aus der kundeneigenen Erzeugungsanlage geladen werden und keine Energie aus dem öffentlichen Netz einspeichern, ist diese separate Messung in der Regel jedoch nicht vorhanden. Diese Fälle sind insbesondere im Massengeschäft der Niederspannungsnetze die Regel.
- › Weiterhin sei in diesem Zusammenhang zudem darauf hingewiesen, dass die Bundesnetzagentur mit dem Entwurf zur Festlegung zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten („MiSpeL“) und der darin vorgelegten Pauschaloption nach Anlage 2 eben genau diese Variante ohne Abgrenzungsmessung des Speichers innerhalb der Kundenanlage fördern möchte. Es ist davon auszugehen, dass bei Inkrafttreten einer Festlegung mit Pauschaloption der weit überwiegende Anteil der Netzan Anschlussnutzer mit Speicher in der Niederspannung eine solche Pauschaloption nutzen werden, da diese aus Netzan schlussnehmersicht einfach und ohne größere technische Umbauten unmittelbar umsetzbar ist.
- › Grundsätzlich ist zudem aufgrund einer fehlenden Definition unklar, welche entnommene Energiemenge bei Speichern überhaupt gemeint ist: Nur jene, die aus dem öffentlichen Netz entnommen und in der Kundenanlage eingespeichert wird, oder jene, die in Gänze in den Speicher (Summe aus Netzbezug und in eigener Erzeugungsanlage erzeugter Strom) eingespeichert wird?

Zu 3.4.5 „Entnommene Jahresarbeit aller sonstigen Verbrauchseinrichtungen“

- › Für sonstigen Verbrauchseinrichtungen sind in der Regel keine separaten Messungen vorhanden.
- › Eine Ausnahme stellen Nachtspeicher- und steuerbare Direktheizungen dar. Da Netzentgelte (und Energiebezug) für steuerbare Verbrauchseinrichtungen für den Kunden preiswerter sind, wurden separate Messungen auf Kundenwunsch eingebaut. Wir bitten um Klarstellung, ob Nachtspeicher-, Elektrodenkessel und Direktheizungen bei den sonstigen Verbrauchseinrichtungen zu erfassen beziehungsweise ergänzend um die Nennung konkreter Beispiele.

Da mangels vorhandener separater Messungen keine belastbaren Energieverbräuche angegeben werden können, sollten die Fragen zu Punkt 3.4 gestrichen werden.

5. Abschnitt 4 „Netzanschlussbegehren Erzeugungsanlagen“ und Abschnitt 5 „Netzanschlussbegehren von Verbrauchseinrichtungen und Speichern“ des Erhebungsboogens

Wir bitten um die Aufnahme der Klarstellungen aus der FAQ, die die BNetzA im Mai 2025 zur Datenerhebung veröffentlichte, in die aktuellen Definitionen der Parameter unter 4.1 und 4.3 sowie unter 5.1 und 5.3. Dies würde zu einem einheitlichen Verständnis bei den Netzbetreibern und damit der Vergleichbarkeit der erhobenen Daten erheblich beitragen.

Zu 4.5 „Einordnung der Dauern in Gruppen, Teilprozess: „Annahme Netzanschlusszusage bis Inbetriebnahme Netzanschluss oder Bereitstellung der Netzanschlusskapazität““

- › Die Prozesse „Anmeldung“ und „Netzanschlussprüfung“, die mit der Erteilung der Netzanschlusszusage enden, sowie die Prozesse „Inbetriebnahme Netzanschluss“ bzw. „Bereitstellung der Netzanschlusskapazität“ werden häufig in unterschiedlichen IT-Systemen abgebildet. In der Folge ist eine durchgängige zeitliche Nachverfolgung nicht ohne Weiteres möglich, da hierfür systemübergreifende Auswertungen erforderlich sind, die derzeit häufig noch nicht umgesetzt sind.
- › Die Auswertung wird insbesondere dann erheblich erschwert, wenn es sich nicht um Neuanschlüsse (Prozessendekriterium gemäß Definition A.19/20 „Inbetriebnahme Netzanschlusskabel“ bzw. „Inbetriebnahme Übergabe-Messeinrichtung“), sondern um bestehende Netzanschlüsse handelt, bei denen die „Bereitstellung der Netzanschlusskapazität“ einen Netzausbau an anderer Stelle im Netz erforderlich macht. In diesen Fällen ist eine Verknüpfung von Daten aus mehreren IT-Systemen ohne unmittelbaren örtlichen Bezug notwendig, was den Komplexitätsgrad weiter erhöht.

- › Grundsätzlich ist die Schaffung entsprechender Auswertemöglichkeiten technisch möglich. Hierfür sind jedoch erhebliche finanzielle Mittel, IT-Ressourcen sowie insbesondere ausreichende Vorlaufzeiten erforderlich, um die betroffenen IT-Systeme entsprechend anzupassen, voraussichtlich über einen Zeitraum von ein bis zwei Jahren.

Zu 5.5 „Einordnung der Dauern in Gruppen, Teilprozess: „Annahme Netzanschlusszusage bis Inbetriebnahme Netzanschluss oder Bereitstellung der Netzanschlusskapazität““

- › Die Prozesse „Anmeldung“ und „Netzanschlussprüfung“, die mit der Erteilung der Netzanschlusszusage enden, sowie die Prozesse „Inbetriebnahme Netzanschluss“ bzw. „Bereitstellung der Netzanschlusskapazität“ werden häufig in unterschiedlichen IT-Systemen abgebildet. Dies führt dazu, dass eine durchgängige zeitliche Nachverfolgung nicht ohne Weiteres möglich ist, da hierfür systemübergreifende Auswertungen erforderlich wären, die derzeit häufig noch nicht umgesetzt sind.
- › Die Auswertung wird zusätzlich erheblich erschwert, wenn es sich nicht um Neuanschlüsse (Prozessendekriterium gemäß Definition A.19/20 „Inbetriebnahme Netzanschlusskabel“ bzw. „Inbetriebnahme Übergabe-Messeinrichtung“), sondern um bestehende Netzanschlüsse handelt, bei denen die „Bereitstellung der Netzanschlusskapazität“ einen Netzausbau an anderer Stelle im Netz erfordert. In diesen Fällen ist eine Verknüpfung der Daten aus mehreren IT-Systemen ohne eindeutigen örtlichen Bezug notwendig, was den Komplexitätsgrad weiter erhöht.
- › Grundsätzlich ist die Schaffung entsprechender Auswertemöglichkeiten technisch möglich. Hierfür sind jedoch erhebliche finanzielle Mittel, IT-Ressourcen sowie insbesondere ausreichende Vorlaufzeiten erforderlich, um die betroffenen IT-Systeme entsprechend anzupassen, voraussichtlich über einen Zeitraum von ein bis zwei Jahren.

Zu 5.3, 5.4 und 5.5 „Dauer von Prozessen bzgl. der Netzanschlussbegehren von Verbrauchseinrichtungen und Speichern“

- › Bei Netzanschlussbegehren oberhalb der Niederspannung werden von Anschlussnehmern primär Angaben zur benötigten **Gesamtleistung am Netzverknüpfungspunkt** gemacht. Die Anschlussnehmer beantragen (Teilprozess 1) bzw. beauftragen (Teilprozess 2) einen Neuanschluss oder die Erweiterung eines bestehenden Netzanschlusses für ein Gesamtobjekt. Hierbei ist die am Verknüpfungspunkt vorgehaltene Leistung ausschlaggebend. Zwar werden im Rahmen der technischen Bewertung (VDE-AR-N 4110) ggf. Einzelkomponenten zur Bewertung von Netzurückwirkungen betrachtet. Wie unter Punkt 3.3 bereits ausgeführt, ist das nur bei sehr großen Einzelverbrauchern und auch dort nur ausnahmsweise der Fall.

- › Es existiert jedenfalls keine Rechtsgrundlage Daten über „besondere“ Einzelverbraucher wie Ladeeinrichtungen für Elektromobile, Wärmepumpen und sonstigen Verbrauchseinrichtungen gemäß Definition A.24 regelhaft von den Anschlussnehmer oberhalb der Niederspannung zu erheben. Eine statistische Selektion dieser „besonderen“ Verbrauchseinrichtungen aus der Gesamtzahl der Netzanschlüsse ist daher systemseitig nicht möglich.
- › Lediglich für Neuanschlüsse, die *ausschließlich* oder schwerpunktmäßig durch die Errichtung von Großspeichern und Elektrolyseuren ausgelöst werden, liegen strukturierte Angaben vor. Daher können die VNB zu den Punkten 5.3, 5.4 und 5.5 nur lückenhafte Angaben machen.
- › Wir bitten um Klarstellung, ob Netzanschlussbegehren bzw. Netzanschlüsse, die **nicht durch die Inbetriebnahme** von Elektrolyseuren, Ladeeinrichtungen für Elektromobile, Wärmepumpen, Speicher und sonstigen Verbrauchseinrichtungen gemäß Definition A.24 induziert sind, hier angegeben werden sollen.
- › Die Daten, die im Jahr 2025 zu diesen Punkten abgegeben wurden, bezogen sich teilweise auf die Gesamtzahl der neuen bzw. verstärkten Netzanschlüsse, da die Definition der „sonstigen Verbrauchseinrichtungen“ bei der Datenerhebung 2025 eine andere war.

6. Abschnitt 6 „Smart Grids“ des Erhebungsbogens

Im Abschnitt 6 „Smart Grids“ des Erhebungsbogens sind im Tabellenblatt keine Definitionen der verwendeten Begriffe enthalten. Angesichts der Vielzahl auslegungsbedürftiger Parameter und Bezugsgrößen ist damit eine **einheitliche und konsistente Datenerhebung nicht gewährleistet**.

Zu 6.1 „Echtzeitnahe Netzzustandsdaten für Stromkreislängen/Transformatoren“

- › Es ist unklar, welche konkreten Kriterien erfüllt sein müssen, damit eine Netzebene als „beobachtbar“ gilt.
- › Leitungsnetze in der NS-, MS- und HS-Ebene: Es bleibt offen, ob sich die Anforderung auf Messwerte (und falls ja, welche konkret: Strom, Spannung, Leistung) sowie Schaltzustände einzelner Streckenabschnitte bezieht oder ob eine vollständige Erfassung aller Netzknoten erforderlich ist. Letzteres ist insbesondere in vermaschten Niederspannungsnetzen nicht realistisch umsetzbar. Zudem erschwert die Bezugsgröße „Netzlänge“ eine belastbare Quantifizierung, solange keine klaren Erfüllungskriterien definiert sind. Vor diesem Hintergrund ist zu klären, ob Leitungsabschnitte auch dann als

beobachtbar gelten, wenn deren Zustände auf Basis von Messwerten an anderen Netzknoten mittels Zustandsschätzung (State Estimation) ermittelt werden.

- › Umspannstationen NS/MS: Es ist zu präzisieren, ob eine Ortsnetzstation bereits dann als beobachtbar gilt, wenn Messungen (und falls ja, welche konkret: Strom, Spannung, Leistung) oder Schaltzustände nur an einem Teil der Komponenten erfasst werden (z. B. am Transformator, an der MS-Schaltanlage – teilweise oder vollständig – oder an der NS-Schaltanlage – teilweise oder vollständig), oder ob eine vollständige Erfassung sämtlicher Komponenten erforderlich ist.
- › Umspannwerke der MS/HS- und HÖS/HS-Ebene: Zwar sind die Schaltzustände in der Regel vollständig erfasst, der Umfang der verfügbaren Messwerte unterscheidet sich jedoch erheblich zwischen älteren und neueren Anlagen. In Bestandsanlagen werden auf Ebene einzelner Abgänge häufig lediglich Stromwerte, jedoch keine Spannungs- oder Leistungswerte erfasst. Vor diesem Hintergrund ist zu klären, ob zur Erfüllung des Kriteriums eine vollständige Überwachung aller Komponenten einschließlich aller Messgrößen erforderlich ist.
- › Als Referenzgröße werden bei Umspannstationen zudem Transformatoren genannt. Aus technischer Sicht umfasst die Umspannebene jedoch auch die zugeordneten Abgangsfelder der Ober- und Unterspannungsseite. Auch hier besteht Klarstellungsbedarf hinsichtlich der zugrunde gelegten Abgrenzung.

Zu 6.2 „Schaltung von Betriebsmitteln von zentraler Stelle“

- › Hier ist eine Klarstellung der konkreten Bezugsgröße (z. B. Schalter, mit Sicherungen ausgestattete Abgänge in der Niederspannung, Leitungsabschnitte, Transformatoren) erforderlich, insbesondere im Hinblick auf die Abgrenzung zwischen Umspannstation und Netz.

Zu 6.3 und 6.4 „Fernwirktechnische Einbindung von Verbrauchseinrichtungen und Speichern“

- › Die Begrifflichkeit „fernwirktechnisch“ ist nicht eindeutig definiert. Ist hiermit Fernwirktechnik im originären, technischen Wortsinne oder auch eine Steuerbarkeit über andere technische Systeme (z.B. intelligente Messsystem mit Steuerbox oder (Funk-) Rundsteuertechnik) gemeint?

Zu 6.5 „Welche Technik setzen Sie zur Beobachtung der Niederspannung bzw. der Ortsnetzstationen ein (Anteil bezogen auf die Anzahl der Ortsnetzstationen)“

- › Im Abschnitt 6.5 wird die Messwerterfassung und Messwert-Fernübertragung von Ortsnetzstationen abgefragt. Die Unterpunkte 6.5.1 und 6.5.2 beziehen sich dann auf

die Teilkomponenten des MS/NS-Transformators und auf die Niederspannungshauptverteilung. Die Formulierung der Oberüberschrift legt mit dem Wortlaut „Welche Technik setzten Sie [...] ein“ nahe, dass bei der Bundesnetzagentur die Annahme zugrunde liegt, dass die Punkte 6.5.1 und 6.5.2 eine „Entweder/Oder“-Option wären. Tatsächlich schließen sich diese beiden Optionen nicht gegenseitig aus, sondern werden zukünftig oftmals sogar gleichzeitig umgesetzt sein. Weiterhin wird in diesem Abschnitt außer Acht gelassen, dass auch an der Mittelspannungsschaltanlage einer Ortsnetzstation Messwerte erfasst und fernübertragen werden können.

Zu 6.5.1 „Digitale, fernübertragende Messungen am Ortsnetztransformator im Strang“

- › Was ist mit „im Strang“ konkret gemeint?
- › Weiterhin ist auch hier wieder das konkrete Erfüllungskriterium unbestimmt. Ist es ausreichend, dass irgendein einzelner Wert erfasst (und wenn ja, welche Messwerte: Strom, Spannung und/oder Leistung) und übertragen wird? In welcher Auflösung (bspw. 1s oder 15min-Wert) müssen diese Werte konkret erfasst werden, um das Kriterium zu erfüllen? Muss die Fernübertragung „live“ zum Zwecke der aktiven Netzführung (Leitsystem) erfolgen oder ist das Kriterium auch erfüllt, wenn die Messwerte nur zu Planungszwecken entweder manuell ad hoc oder eine bestimmte Anzahl im Jahr fernausgelesen werden?

Zu 6.5.2 „Digitale, fernübertragende Messungen in der Niederspannungsverteilung der Ortsnetzstation“

- › Auch hier ist das konkrete Erfüllungskriterium unbestimmt. Ist es ausreichend, dass irgendein einzelner Wert erfasst (und wenn ja: welche Messwerte, Strom, Spannung und/oder Leistung) und übertragen wird, oder muss ein bestimmter Anteil aller Abgänge der Niederspannungshauptverteilung einer Ortsnetzstation gemessen und fernübertragen werden? In welcher zeitlichen Auflösung (bspw. 1s oder 15min-Wert) müssen diese Messwerte konkret erfasst werden, damit das Kriterium erfüllt ist? Muss die Fernübertragung „live“ zum Zwecke der aktiven Netzführung (NS-Leitsystem) erfolgen oder ist das Kriterium auch erfüllt, wenn die Messwerte nur zu Planungszwecken entweder manuell ad hoc oder eine bestimmte Anzahl im Jahr fernausgelesen werden?

7. Abschnitt 7 „Digitale Prozess und Systeme“ des Erhebungsbogens

Zu 7.2. „Nehmen Sie eine Prognose der Netzauslastung (Netzführung) vor?“

- › Die Drop-Down-Antwortmöglichkeiten wurden von der bisherigen Ja/Nein-Auswahl auf zeitliche Abstände erweitert („Ja, stündlich/Ja, täglich/Ja, jährlich/Nein“), um eine genauere Einschätzung über die Möglichkeiten der Prognosefähigkeit der Netzbetreiber zu erhalten (**Rz. 118**). Unklar ist jedoch, wie die neuen Abstufungen in numerische Werte für die Berechnung des Digitalisierungsindizes übersetzt werden. Für die zeitlichen Abstufungen dieser Art werden im Gutachten von E-Bridge und FGH keine konkrete Umrechnung angegeben.