



Bundesnetzagentur

Bonn, 6. Dezember 2023

Amtsblatt 23

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Regulierung

Vfg-Nr.		Seite
	Telekommunikation	
123	Beendigung der Vfg. Nr. 4/2013 „Allgemeinzuteilung von Frequenzen für Babyüberwachungsanlagen“	1381
124	Allgemeinzuteilung einer Frequenz für Funkanwendungen zum Auslösen von Wahlvorgängen (Funkfinger).....	1381
125	Allgemeinzuteilung von Frequenzen zur Radiomarkierung von Tieren.....	1382
126	Allgemeinzuteilung von Frequenzen für die Nutzung durch optische Richtfunk- und Infrarot- Funkanwendungen	1382
127	Allgemeinzuteilung einer Frequenz zur Ortung verschütteter Lebewesen.....	1383
128	Allgemeinzuteilung von Frequenzen im Bereich 2400–2483,5 MHz für Breitband-Datenübertragungsgeräte, z. B. zur Nutzung in lokalen Netzwerken, Wireless Local Area Networks (WLAN-Funkanwendungen).....	1384
	Energie	
129	Festlegungsverfahren wegen Anpassung der einheitlichen Geschäftsprozesse und Datenformate beim Wechsel des Lieferanten bei der Belieferung mit Gas und des Messstellenbetriebrahmenvertrags; hier: Beschluss vom 22.11.2023 - Az.: BK7-19-001	1386

Mitteilungen

Mit-Nr.		Seite
	Telekommunikation	
	Teil A	
	Mitteilungen der Bundesnetzagentur	
238	§ 12 Absatz 1 Telekommunikationsgesetz (TKG) Veröffentlichung eines Konsultationsentwurfes zur Marktdefinition und Marktanalyse betreffend den Vorleistungsmarkt für dedizierte Kapazitäten (Markt Nr. 2 der Märkte-Empfehlung 2020) - BK 1-23/002	1458

Mit-Nr.		Seite
239	§§ 149 Abs. 1 Nr. 5, 214 TKG i. V. m. § 192 TKG; Antrag M-net Telekommunikations GmbH auf Erlass einer Entscheidung im Streitbeilegungsverfahren über einen diskriminierungsfreien, offenen Netzzugang zu öffentlich geförderten Telekommunikationsnetzen und –linien; hier: BK11-23/003.....	1458
240	§§ 149 Abs. 1 Nr. 1, 214 TKG i. V. m. § 192 TKG; Antrag der Telekom Deutschland GmbH auf Erlass einer Entscheidung im Streitbeilegungsverfahren über die Mitnutzung öffentlicher Versorgungsnetze; hier: BK11-23-008.....	1458
241	§ 212 Abs. 4 i. V. m. § 203 TKG; BK2-23/002 Streitschlichtung nach § 212 TKG Multiconnect GmbH/Telefonica Germany GmbH & Co. OHG; Hier: Durchführung einer öffentlich mündlichen Verhandlung im Verfahren zur Erteilung von Auskünften gemäß § 203 Abs. 1 S. 1 des Telekommunikationsgesetzes (TKG) entsprechend	1459
242	Gelegenheit zur Stellungnahme nach § 30 Funkanlagengesetz (FuAG).....	1459
243	Mitteilung zur Feststellung der Erledigung der Feststellung der Unterversorgung nach §§ 157, 160 Absatz 1 und 2 TKG; hier: Vorgangsnummer 2022-06-13-0002	1460
Post		
Teil A		
Mitteilungen der Bundesnetzagentur		
244	Bekanntgabe nicht mehr gültiger Lizenzen nach § 5 PostG	1461
Energie		
Teil A		
Mitteilungen der Bundesnetzagentur		
245	EnWG §§ 29 Abs. 1, 14a Abs. 1, 2 n. F.; Festlegungsverfahren zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) - Beschlusskammer 6 (Az.: BK6-22-300).....	1462
246	§ 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 14a Abs. 1 EnWG, § 30 Abs. 1 Nr. 4, Abs. 2 StromNEV i. V. m. § 17 StromNEV, § 40 Abs. 5 EnWG und § 14a Abs. 1 S. 3 Nr. 7 EnWG; Festlegung von Netzentgelten für steuerbare Anschlüsse und Verbrauchseinrichtungen (NSAVER) nach § 14a EnWG (BK8-22/010-A)	1559
247	§ 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit §§ 32 Abs. 1 Nr. 6, 19, 20 ARegV, Festlegung über die nähere Ausgestaltung und das Verfahren zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§ 19 und 20 ARegV für die vierte Regulierungsperiode (Jahre 2024 bis einschließlich 2028 – Methodikbeschluss) - Aktenzeichen: BK8-23/006-A.....	1623
248	Einleitung eines Verfahrens zur Feststellung einer wirksamen Verfahrensregulierung der Kosten aus Europäischen Initiativen („Festlegung FSV KEI“) gemäß § 29 Abs. 1 und 2 EnWG i. V. m. § 32 Abs. 1 Nr. 4, § 11 Abs. 2 Satz 2 und 4 ARegV - (BK8-23/008-A)	1666

Regulierung

Telekommunikation

Vfg Nr. 123/2023

Beendigung der Vfg. Nr. 4/2013 „Allgemeinzuteilung von Frequenzen für Babyüberwachungsanlagen“

Im Amtsblatt Nr. 5/2013 vom 20.03.2013 hat die Bundesnetzagentur auf Grund des § 55 des Telekommunikationsgesetzes (TKG) die Verfügung 4/2013 „Allgemeinzuteilung von Frequenzen für Babyüberwachungsanlagen“ veröffentlicht. Diese Verfügung enthält Regelungen zur Anwendung des Frequenzbereiches 26,995-27,195 MHz für die Benutzung durch die Allgemeinheit für nichtöffentliche Funkanwendungen zur akustischen Überwachung von Personen (Babyüberwachungsanlagen).

Diese Regelungen ermöglichen die Nutzung von Lücken im Frequenzbereich des CB-Funkes, nach ECC/DEC/ (11)03 mit maximal 10kHz Bandbreite und 50mW ERP bis zum 31.12.2023.

Frequenznutzungsparameter:

Mittenfrequenz in kHz	Maximale äquivalente Strahlungsleistung (ERP) in mW	Kanalbreite in kHz
26 995	50	10
27 045	50	10
27 095	50	10
27 145	50	10
27 195	50	10

Aufgrund der technischen Weiterentwicklungen am Markt und im Ergebnis der öffentlichen Anhörung (Mitteilungsnummer 136/2023, veröffentlicht im Amtsblatt Nr. 15/2023 vom 9.8.2023) hat sich gezeigt, dass Geräte im o. g. Frequenzbereich nicht mehr vertrieben werden. Die alten Babyphones verfügen über keine Verschlüsselung, wogegen moderne Geräte in anderen Frequenzbereichen digital und verschlüsselt funken. Bereits seit 2015 sind Babyüberwachungsanlagen auf verschiedenen Frequenzen in den Allgemeinzuweisungen Vfg. 25/2015 (DECT 1880-1900 MHz), Vfg.46/2020 (Kurzstreckenfunk u.a. PMR446), Vfg. 64/2018 (WLAN 2,4 GHz) sowie die Vfg.12/2020 (SRD u. a. 863 MHz) allgemeinzugeteilt. Für Geräte in diesem Spektrum sind auch Geräte am Markt verfügbar. Die Wahrscheinlichkeit, dass ein altes Gerät auf Grundlage der jetzt auslaufenden Allgemeinzuweisung genutzt wird ist somit sehr gering. Daher ist die Bundesnetzagentur der Auffassung, dass die Verfügung 4/2013 „Allgemeinzuteilung von Frequenzen für Babyüberwachungsanlagen“ nicht mehr benötigt wird. Somit wird diese nicht verlängert.

Rechtsbehelfsbelehrung:

Gegen diese Allgemeinverfügung kann innerhalb eines Monats nach Bekanntgabe Widerspruch bei der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpentfeld 4, 53113 Bonn erhoben werden.

Vfg Nr. 124/2023

Allgemeinzuteilung einer Frequenz für Funkanwendungen zum Auslösen von Wahlvorgängen (Funkfinger)

Auf Grund des § 91 des Telekommunikationsgesetzes (TKG) wird hiermit eine Frequenz zur Nutzung durch die Allgemeinheit für Funkanwendungen zum Auslösen von Wahlvorgängen (Funkfinger) zugeteilt.

Die Amtsblattverfügung Vfg. Nr. 35/2013, „Allgemeinzuteilung einer Frequenz für die Benutzung durch die Allgemeinheit für nichtöffentliche Funkanwendungen zum Auslösen von Wahlvorgängen“, veröffentlicht im Amtsblatt der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen Nr. 14/2013 vom 31.07.2013, S. 2031, wird hiermit aufgehoben.

1. Frequenznutzungsparameter

Frequenzbereich in MHz	Maximale äquivalente Strahlungsleistung in mW (EIRP)	Kanalbreite in kHz
469,99	5	20

Es sind Frequenzzugangs- und Störungsminderungstechniken einzusetzen, die ein Leistungsniveau gewährleisten, das den wesentlichen Anforderungen der Richtlinie 2014/53/EU entspricht.

2. Befristung

Diese Allgemeinzuweisung ist bis zum 31.12.2023 befristet.

3. Hinweise:

- Der oben genannte Frequenzbereich wird auch für andere Funkanwendungen genutzt. Die Bundesnetzagentur übernimmt keine Gewähr für eine Mindestqualität oder Störungsfreiheit des Funkverkehrs. Es besteht kein Schutz vor Beeinträchtigungen durch andere bestimmungsgemäße Frequenznutzungen. Insbesondere sind bei gemeinschaftlicher Frequenznutzung gegenseitige Beeinträchtigungen nicht auszuschließen und hinzunehmen.
- Eine Nutzung zugeteilter Frequenzen darf nur mit Funkanlagen erfolgen, die für den Betrieb in der Bundesrepublik Deutschland vorgesehen bzw. gekennzeichnet sind und dem Funkanlagengesetz (FuAG) entsprechen. (§ 99 Abs. 6 TKG).
- Diese Frequenzzuweisung berührt nicht rechtliche Verpflichtungen, die sich für die Frequenznutzer aus anderen öffentlich-rechtlichen Vorschriften, auch telekommunikationsrechtlicher Art, oder Verpflichtungen privatrechtlicher Art ergeben. Dies gilt insbesondere für Genehmigungs- oder Erlaubnisvorbehalte (z. B. baurechtlicher oder umweltrechtlicher Art).
- Der Frequenznutzer ist für die Einhaltung der Zuteilungsbestimmungen und für die Folgen von Verstößen, z. B. Abhilfemaßnahmen und Ordnungswidrigkeiten verantwortlich.
- Beim Auftreten von Störungen sowie im Rahmen technischer Überprüfungen werden die Parameter der Europäischen Norm EN 300 220 für diese Funkanwendung zugrunde gelegt: Hinweise zu Messvorschriften und Testmethoden, die zur Über-

prüfung der o. g. Parameter beachtet werden müssen, sind ebenfalls diesen Normen zu entnehmen.

6. Der Bundesnetzagentur sind gemäß § 103 TKG auf Anfrage alle zur Sicherstellung einer effizienten und störungsfreien Frequenznutzung erforderlichen Auskünfte über das Funknetz, die Funkanlagen und den Funkbetrieb, insbesondere Ablauf und Umfang des Funkverkehrs, zu erteilen. Erforderliche Unterlagen sind bereitzustellen.
7. Die Beauftragten der Bundesnetzagentur sind gemäß § 28 des Gesetzes über die elektromagnetische Verträglichkeit von Betriebsmitteln (EMVG) befugt, Grundstücke, Räumlichkeiten und Wohnungen, auf oder in denen aufgrund tatsächlicher Anhaltspunkte die Ursache störender Aussendungen zu vermuten ist, zu betreten. Zur Prüfung der Anlagen und Einrichtungen ist ihnen dies zu gestatten bzw. zu ermöglichen.

Rechtsbehelfsbelehrung:

Gegen diese Allgemeinverfügung kann innerhalb eines Monats nach Bekanntgabe Widerspruch bei der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpfeld 4, 53113 Bonn erhoben werden.

225-8

Vfg Nr. 125/2023

Allgemeinzuteilung von Frequenzen zur Radiomarkierung von Tieren

Auf Grund des § 91 des Telekommunikationsgesetzes (TKG) werden hiermit Frequenzen zur Radiomarkierung von Tieren zugeteilt.

Die Amtsblattverfügung Vfg. Nr. 15/2013, „Allgemeinzuteilung von Frequenzen im Frequenzbereich 150,05–150,24 MHz für die Nutzung durch die Allgemeinheit für nichtöffentliche Funkanwendungen zur Radiomarkierung von Tieren.“ veröffentlicht im Amtsblatt der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen Nr. 7/2013 vom 24.04.2013, S. 952, wird hiermit aufgehoben.

1. Frequenznutzungsparameter

Frequenzbereich in MHz	150,05–150,24
Maximale äquivalente Strahlungsleistung in mW (EIRP)	2
Auflage	Es sind Frequenzzugangs- und Störungsminderungstechniken einzusetzen, die ein Leistungsniveau gewährleisten, das den wesentlichen Anforderungen der Richtlinie 2014/53/EU entspricht.

2. Befristung

Diese Allgemeinverteilung ist bis zum 31.12.2033 befristet.

3. Hinweise:

1. Die oben genannten Frequenzbereiche werden auch für andere Funkanwendungen genutzt. Die Bundesnetzagentur übernimmt keine Gewähr für eine Mindestqualität oder Störungsfreiheit des Funkverkehrs. Es besteht kein Schutz vor Beeinträchtigungen durch andere bestimmungsgemäße Frequenznutzungen. Insbesondere sind bei gemeinschaftlicher Frequenznutzung gegenseitige Beeinträchtigungen nicht auszuschließen und hinzunehmen.
2. Eine Nutzung zugeteilter Frequenzen darf nur mit Funkanlagen erfolgen, die für den Betrieb in der Bundesrepublik Deutschland vorgesehen bzw. gekennzeichnet sind (§ 99 Abs. 6 TKG).
3. Diese Frequenzzuteilung berührt nicht rechtliche Verpflichtungen, die sich für die Frequenznutzer aus anderen öffentlich-rechtlichen Vorschriften, auch telekommunikationsrechtlicher Art, oder Verpflichtungen privatrechtlicher Art ergeben. Dies gilt insbesondere für Genehmigungs- oder Erlaubnisvorbehalte (z. B. baurechtlicher oder umweltrechtlicher Art).
4. Der Frequenznutzer ist für die Einhaltung der Zuteilungsbestimmungen und für die Folgen von Verstößen, z. B. Abhilfemaßnahmen und Ordnungswidrigkeiten verantwortlich.
5. Beim Auftreten von Störungen sowie im Rahmen technischer Überprüfungen werden für die Funkanwendungen die Parameter der Europäischen harmonisierten Norm EN 300 220 zugrunde gelegt. Hinweise zu Messvorschriften und Testmethoden, die zur Überprüfung der o. g. Parameter beachtet werden müssen, sind ebenfalls diesen Normen zu entnehmen.
6. Der Bundesnetzagentur sind gemäß § 103 TKG auf Anfrage alle zur Sicherstellung einer effizienten und störungsfreien Frequenznutzung erforderlichen Auskünfte über das Funknetz, die Funkanlagen und den Funkbetrieb, insbesondere Ablauf und Umfang des Funkverkehrs, zu erteilen. Erforderliche Unterlagen sind bereitzustellen.
7. Die Beauftragten der Bundesnetzagentur sind gemäß § 28 des Gesetzes über die elektromagnetische Verträglichkeit von Betriebsmitteln (EMVG) befugt, Grundstücke, Räumlichkeiten und Wohnungen, auf oder in denen aufgrund tatsächlicher Anhaltspunkte die Ursache störender Aussendungen zu vermuten ist, zu betreten. Zur Prüfung der Anlagen und Einrichtungen ist ihnen dies zu gestatten bzw. zu ermöglichen.

Rechtsbehelfsbelehrung:

Gegen diese Allgemeinverfügung kann innerhalb eines Monats nach Bekanntgabe Widerspruch bei der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpfeld 4, 53113 Bonn erhoben werden.

225-8

Vfg Nr. 126/2023

Allgemeinzuteilung von Frequenzen für die Nutzung durch optische Richtfunk- und Infrarot- Funkanwendungen

Auf Grund des § 91 des Telekommunikationsgesetzes (TKG) werden hiermit die Frequenzen 300 GHz - 3000 GHz zur Nutzung durch die Allgemeinheit für optische Richtfunk- und Infrarot- Funkanwendungen zugeteilt.

Die Amtsblattverfügung Vfg. Nr. 26/2013 „Allgemeinzuteilung der Frequenzen 300 GHz bis 3000 GHz für die Nutzung durch die Allgemeinheit für nichtöffentliche Funkanwendungen des optischen Richtfunks und Infrarot- Funkanwendungen, veröffentlicht im Amtsblatt der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen Nr. 10/2013 vom 05.06.2013, S. 1510 wird hiermit aufgehoben.

1. Frequenznutzungsparameter

Frequenzen in GHz	Wellenlänge in Nanometer
300-3000	$1 \times 10^6 - 1 \times 10^5$

2. Befristung

Diese Allgemeinzuteilung ist bis zum 31.12.2033 befristet.

Hinweise:

- Die oben genannten Frequenzbereiche werden auch für andere Funkanwendungen genutzt. Die Bundesnetzagentur übernimmt keine Gewähr für eine Mindestqualität oder Störungsfreiheit des Funkverkehrs. Es besteht kein Schutz vor Beeinträchtigungen durch andere bestimmungsgemäße Frequenznutzungen. Insbesondere sind bei gemeinschaftlicher Frequenznutzung gegenseitige Beeinträchtigungen nicht auszuschließen und hinzunehmen.
- Eine Nutzung zugeteilter Frequenzen darf nur mit Funkanlagen erfolgen, die für den Betrieb in der Bundesrepublik Deutschland vorgesehen bzw. gekennzeichnet sind und dem Funkanlagen-gesetz (FuAG) entsprechen. (§ 99 Abs. 6 TKG).
- Diese Frequenzzuteilung berührt nicht rechtliche Verpflichtungen, die sich für die Frequenznutzer aus anderen öffentlich-rechtlichen Vorschriften, auch telekommunikationsrechtlicher Art, oder Verpflichtungen privatrechtlicher Art ergeben. Dies gilt insbesondere für Genehmigungs- oder Erlaubnisvorbehalte (z. B. baurechtlicher oder umweltrechtlicher Art).
- Der Frequenznutzer ist für die Einhaltung der Zuteilungsbestimmungen und für die Folgen von Verstößen, z. B. Abhilfemaßnahmen und Ordnungswidrigkeiten verantwortlich.
- Der Bundesnetzagentur sind gemäß § 103 TKG auf Anfrage alle zur Sicherstellung einer effizienten und störungsfreien Frequenznutzung erforderlichen Auskünfte über das Funknetz, die Funkanlagen und den Funkbetrieb, insbesondere Ablauf und Umfang des Funkverkehrs, zu erteilen. Erforderliche Unterlagen sind bereitzustellen.
- Die Beauftragten der Bundesnetzagentur sind gemäß § 28 des Gesetzes über die elektromagnetische Verträglichkeit von Betriebsmitteln (EMVG) befugt, Grundstücke, Räumlichkeiten und Wohnungen, auf oder in denen aufgrund tatsächlicher Anhaltspunkte die Ursache störender Aussendungen zu vermuten ist, zu betreten. Zur Prüfung der Anlagen und Einrichtungen ist ihnen dies zu gestatten bzw. zu ermöglichen.

Rechtsbehelfsbelehrung:

Gegen diese Allgemeinverfügung kann innerhalb eines Monats nach Bekanntgabe Widerspruch bei der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn erhoben werden.

225-8

Vfg Nr. 127/2023

Allgemeinzuteilung einer Frequenz zur Ortung verschütteter Lebewesen

Auf Grund des § 91 des Telekommunikationsgesetzes (TKG) wird hiermit die Frequenz 1299 MHz zur Ortung verschütteter Lebewesen zugeteilt.

Die Amtsblattverfügung Vfg. Nr. 11/2013, „Allgemeinzuteilung der Frequenz 1299 MHz für die Nutzung durch die Allgemeinheit für Funkanwendungen zur Ortung verschütteter Lebewesen.“ veröffentlicht im Amtsblatt der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen Nr. 6/2013 vom 10.4.2013, S. 732 wird hiermit aufgehoben.

1. Frequenznutzungsparameter

Frequenz in MHz	Maximale äquivalente Strahlungsleistung in mW (EIRP)	Modulationsart
1299	100	Unmodulierter Träger (CW)

Es sind Frequenzzugangs- und Störungsminderungstechniken einzusetzen, die ein Leistungsniveau gewährleisten, das den wesentlichen Anforderungen der Richtlinie 2014/53/EU entspricht.

2. Befristung

Diese Allgemeinzuteilung ist bis zum 31.12.2033 befristet.

Hinweise:

- Die oben genannten Frequenzbereiche werden auch für andere Funkanwendungen genutzt. Die Bundesnetzagentur übernimmt keine Gewähr für eine Mindestqualität oder Störungsfreiheit des Funkverkehrs. Es besteht kein Schutz vor Beeinträchtigungen durch andere bestimmungsgemäße Frequenznutzungen. Insbesondere sind bei gemeinschaftlicher Frequenznutzung gegenseitige Beeinträchtigungen nicht auszuschließen und hinzunehmen.
- Eine Nutzung zugeteilter Frequenzen darf nur mit Funkanlagen erfolgen, die für den Betrieb in der Bundesrepublik Deutschland vorgesehen bzw. gekennzeichnet sind und dem Funkanlagen-gesetz (FuAG) entsprechen. (§ 99 Abs. 6 TKG).
- Diese Frequenzzuteilung berührt nicht rechtliche Verpflichtungen, die sich für die Frequenznutzer aus anderen öffentlich-rechtlichen Vorschriften, auch telekommunikationsrechtlicher Art, oder Verpflichtungen privatrechtlicher Art ergeben. Dies gilt insbesondere für Genehmigungs- oder Erlaubnisvorbehalte (z. B. baurechtlicher oder umweltrechtlicher Art).
- Der Frequenznutzer ist für die Einhaltung der Zuteilungsbestimmungen und für die Folgen von Verstößen, z. B. Abhilfemaßnahmen und Ordnungswidrigkeiten verantwortlich.
- Beim Auftreten von Störungen sowie im Rahmen technischer Überprüfungen werden die Parameter der Europäischen harmonisierten Norm EN 300 440 für diese Funkanwendungen zugrunde gelegt. Hinweise zu Messvorschriften und Testmethoden, die zur Überprüfung der o. g. Parameter beachtet werden müssen, sind ebenfalls diesen Normen zu entnehmen.
- Der Bundesnetzagentur sind gemäß § 103 TKG auf Anfrage alle zur Sicherstellung einer effizienten und störungsfreien Frequenznutzung erforderlichen Auskünfte über das Funknetz, die Funkanlagen und den Funkbetrieb, insbesondere Ablauf und Umfang des Funkverkehrs, zu erteilen. Erforderliche Unterlagen sind bereitzustellen.

7. Die Beauftragten der Bundesnetzagentur sind gemäß § 28 des Gesetzes über die elektromagnetische Verträglichkeit von Betriebsmitteln (EMVG) befugt, Grundstücke, Räumlichkeiten und Wohnungen, auf oder in denen aufgrund tatsächlicher Anhaltspunkte die Ursache störender Aussendungen zu vermuten ist, zu betreten. Zur Prüfung der Anlagen und Einrichtungen ist ihnen dies zu gestatten bzw. zu ermöglichen.

Rechtsbehelfsbelehrung:

Gegen diese Allgemeinverfügung kann innerhalb eines Monats nach Bekanntgabe Widerspruch bei der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn erhoben werden.

225-8

Vfg Nr. 128/2023
Allgemeinzuteilung von Frequenzen im Bereich 2400–2483,5 MHz für Breitband-Datenübertragungsgeräte, z. B. zur Nutzung in lokalen Netzwerken, Wireless Local Area Networks (WLAN-Funkanwendungen)

Gemäß § 91 des Telekommunikationsgesetzes (TKG) werden hiermit Frequenzen im Bereich 2400,0–2483,5 MHz für die Nutzung durch die Allgemeinheit für Breitband-Datenübertragungsgeräte zugeteilt.

Breitband-Datenübertragungsgeräte umfassen Funkgeräte, die Breitbandmodulations-techniken für den Frequenzzugang nutzen. Übliche Verwendungen sind drahtlose Zugangssysteme wie lokale Funknetze (WAS/Funk-LANs) oder Breitband-Geräte mit geringer Reichweite in Datennetzen.

Mit dieser Allgemeinzuteilung erfolgt die verpflichtende Umsetzung der Entscheidung 2006/771/EG der Europäischen Kommission zur Harmonisierung der Frequenznutzung durch Geräte mit geringer Reichweite vom 09.11.2006, zuletzt geändert durch den Durchführungsbeschluss (EU) 2022/180 der Kommission vom 08.02.2022, veröffentlicht im Amtsblatt der Europäischen Union, L 29, Seite 17-39 vom 10.02.2022, in Deutschland.

Die Amtsblattverfügung 64/2018 „Allgemeinzuteilung von Frequenzen für die Nutzung durch die Allgemeinheit in lokalen Netzwerken; Wireless Local Area Networks (WLAN-Funkanwendungen)“, veröffentlicht im Amtsblatt der Bundesnetzagentur Nr. 11/2018, S. 889, vom 13.06.2018, wird aufgehoben.

1. Frequenznutzungsbestimmungen

- a) Grenzwerte:

Frequenzbereich in MHz	Maximal zulässige äquivalente isotrope Strahlungsleistung in W (EIRP)
2400,0–2483,5	0,1

Maximale spektrale Leistungsdichte bei Frequenzsprungmodulation	Maximale spektrale Leistungsdichte bei anderen Zugriffsverfahren
0,1 W/100 kHz	0,01 W/1 MHz

- b) Es sind Frequenzzugangs- und Störungsminderungstechniken einzusetzen, deren Leistungsniveau mindestens den wesentlichen Anforderungen der Richtlinie 2014/53/EU des Europäischen Parlaments und des Rates¹ bzw. des Funkanlagengesetzes (FuAG) entspricht. Werden einschlägige Techniken in harmonisierten Normen, deren Fundstellen gemäß der Richtlinie 2014/53/EU im *Amtsblatt der Europäischen Union* veröffentlicht worden sind, oder deren Teilen beschrieben, ist eine Leistung zu gewährleisten, die mindestens dem mit diesen Techniken verbundenen Leistungsniveau entspricht.
- c) Breitband-Datenübertragungsgeräte dürfen keine schädlichen Störungen bei einem Funkdienst verursachen und haben keinen Anspruch auf Schutz gegen funktechnische Störungen dieser Geräte durch Funkdienste („nichtstörend und ungeschützt“).
- d) Aussendungen, die absichtlich bestimmungsgemäße WLAN-Nutzungen stören oder verhindern, wie z. B. Aussendungen von Funksignalen und/oder Datenpaketen, die die Abmeldung oder Beeinflussung von WLAN-Verbindungen anderer Nutzer gegen deren Willen zum Ziel haben, sind nicht gestattet.

2. Befristung

Diese Allgemeinzuteilung ist bis zum 31.12.2033 befristet.

Hinweise:

- Die oben genannten Frequenzbereiche werden auch für andere Funkanwendungen genutzt. Die Bundesnetzagentur übernimmt keine Gewähr für eine Mindestqualität oder Störungsfreiheit des Funkverkehrs. Es besteht kein Schutz vor Beeinträchtigungen durch andere bestimmungsgemäße Frequenznutzungen. Insbesondere sind bei gemeinschaftlicher Frequenznutzung gegenseitige Beeinträchtigungen nicht auszuschließen und hinzunehmen.
- Eine Nutzung zugeteilter Frequenzen darf nur mit Funkanlagen erfolgen, die dem Funkanlagengesetz (FuAG) entsprechen (§ 99 Abs. 6 TKG).
- Diese Frequenzzuteilung berührt nicht rechtliche Verpflichtungen, die sich für die Frequenznutzer aus anderen öffentlich-rechtlichen Vorschriften, auch telekommunikationsrechtlicher Art, oder Verpflichtungen privatrechtlicher Art ergeben. Dies gilt insbesondere für Genehmigungs- oder Erlaubnisvorbehalte (z. B. baurechtlicher oder umweltrechtlicher Art).
- Der Frequenznutzer ist für die Einhaltung der Zuteilungsbestimmungen und für die Folgen von Verstößen, z. B. Abhilfemaßnahmen und Ordnungswidrigkeiten verantwortlich.
- Beim Auftreten von Störungen sowie im Rahmen technischer Überprüfungen werden für Breitband-Datenübertragungsgeräte die gemäß Richtlinie 2014/53/EU bzw. des FuAG verabschiedeten harmonisierten Normen zu Grunde gelegt. Hinweise zu Messvorschriften und Testmethoden, die zur Überprüfung der o. g. Parameter beachtet werden müssen, sind ebenfalls diesen Normen zu entnehmen.

¹ Richtlinie 2014/53/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. April 2014 über die Harmonisierung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über die Bereitstellung von Funkanlagen auf dem Markt und zur Aufhebung der Richtlinie 1999/5/EG (*ABl. L 153 vom 22.5.2014, S. 62*).



6. Der Bundesnetzagentur sind gemäß § 103 TKG auf Anfrage alle zur Sicherstellung einer effizienten und störungsfreien Frequenznutzung erforderlichen Auskünfte über das Funknetz, die Funkanlagen und den Funkbetrieb, insbesondere Ablauf und Umfang des Funkverkehrs, zu erteilen. Erforderliche Unterlagen sind bereitzustellen.
7. Die Beauftragten der Bundesnetzagentur sind gemäß § 28 des Gesetzes über die elektromagnetische Verträglichkeit von Betriebsmitteln (EMVG) befugt, Grundstücke, Räumlichkeiten und Wohnungen, auf oder in denen aufgrund tatsächlicher Anhaltspunkte die Ursache störender Aussendungen zu vermuten ist, zu betreten. Zur Prüfung der Anlagen und Einrichtungen ist ihnen dies zu gestatten bzw. zu ermöglichen.

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diese Allgemeinzuteilung kann innerhalb eines Monats nach Bekanntgabe Widerspruch bei der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn erhoben werden.

221-5

Regulierung

Energie

Vfg Nr. 129/2023

Az.: BK7-19-001

22.11.2023

Festlegungsverfahren wegen Anpassung der einheitlichen Geschäftsprozesse und Datenformate beim Wechsel des Lieferanten bei der Belieferung mit Gas und des Messstellenbetreiberrahmenvertrags

hier: Beschluss vom 22.11.2023

Die Beschlusskammer 7 hat am 22.11.2023 folgenden Beschluss getroffen:

1. Die Festlegung einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate beim Wechsel des Lieferanten bei der Belieferung mit Gas (Az. BK7-06-067 – GeLi Gas) vom 20.08.2007, zuletzt geändert durch den Beschluss BK7-16-142 vom 20.12.2016, wird nach Maßgabe der Anlage geändert. Die Regelungen der Anlage sind ab dem 01.04.2026 anzuwenden. Abweichend davon sind die unter Kapitel 2.2.2. der Anlage, „Absicherung der Marktkommunikation“, enthaltenen Regelungen zur Verwendung des Nachrichtenprotokolls „Applicability Standard 4“ („AS4“) einschließlich der Verwendung einer Smart-Meter-Public-Key-Infrastruktur ab dem 01.04.2025 anzuwenden.
2. Die Betreiber von Gasversorgungsnetzen werden verpflichtet bis zu dem unter Tenor zu 1. Satz 2 genannten Umsetzungsdatum die Detailausgestaltungen zur operativen

...

- 2 -

Umsetzung der in dieser Festlegung enthaltenen Regelungen zu den Lieferantenwechselprozessen zu erarbeiten und in einem einheitlichen Dokument zu veröffentlichen. Sie haben den Marktbeteiligten im Rahmen einer öffentlichen, durch die Beschlusskammer begleiteten Konsultation zuvor Gelegenheit einzuräumen, zu dem Entwurf der Detailausgestaltungen Stellung zu nehmen. Sie haben der Beschlusskammer bis zum 01.03.2024 einen Zeitplan über die Ausarbeitung, Konsultation und Fertigstellung der Detailausgestaltungen vorzulegen, der auch den Zeitpunkt der Integration dieser Detailausgestaltungen in die Kooperationsvereinbarung Gas umfasst.

3. Die Tenorziffer 4. der Festlegung einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate beim Wechsel des Lieferanten bei der Belieferung mit Gas in der Fassung des Beschlusses BK7-16-142 vom 20.12.2016, wird mit Wirkung zum 01.04.2025 gestrichen und durch folgende Regelung ersetzt: „Die Übermittlung sämtlicher EDIFACT-Nachrichten zur Marktkommunikation im Anwendungsbereich der GeLi Gas ist mittels elektronischer Signatur und Verschlüsselung abzusichern. Weitere Einzelheiten zur Nutzung von Datenformaten und zur Absicherung ergeben sich aus der Anlage der Festlegung in der jeweils geltenden Fassung.
4. Die Tenorziffer 2. der Festlegung einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate beim Wechsel des Lieferanten bei der Belieferung mit Gas (Az. BK7-06-067 – GeLi Gas) vom 20.08.2007 wird mit Wirkung zum 01.04.2025 wie folgt geändert: „Bei der Abwicklung der Geschäftsprozesse nach Ziffer 1 ist ein einheitliches Datenformat zu verwenden. Das hierbei anzuwendende Datenformat, die zu nutzenden Nachrichtentypen und weiteren Einzelheiten ergeben sich aus der Anlage der Festlegung in der jeweils geltenden Fassung.
5. Die Tenorziffer 5. der Festlegung zur Anpassung der Standardverträge an die Erfordernisse des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende mit dem Aktenzeichen BK7-17-026 vom 23.08.2017 wird mit Wirkung zum 01.04.2025 aufgehoben und durch die folgende Regelung ersetzt: „Im Falle des Abschlusses eines MSB-RV sind die Vertragsparteien verpflichtet, alle von ihnen bei Abschluss, Umsetzung oder Beendigung des Vertrags auszutauschenden Nachrichten mittels elektronischer Signatur und Verschlüsselung abzusichern. Weitere Einzelheiten zur Absicherung ergeben sich aus der Anlage der Festlegung in der jeweils geltenden Fassung.“
6. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

...

- 3 -

Gründe

I.

- 1 Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft die Änderung der Geschäftsprozesse Lieferantenwechsel Gas (nachfolgend „GeLi Gas 2.0“) sowie die Änderung des Messstellenbetriebsrahmenvertrags. Es richtet sich an alle an den Prozessen zum Lieferantenwechsel sowie zum Messwesen mitwirkenden Marktbeteiligten, also insbesondere an Netzbetreiber, Lieferanten und Messstellenbetreiber.
- 2 Nach § 40 Abs. 2 MsbG besteht für neue Messeinrichtungen Gas (nachfolgend „nME“) eine Anbindungspflicht an ein Smart-Meter-Gateway (nachfolgend „SMGW“) Strom. Für diese Verpflichtung eröffnet sich durch die fortschreitende Integration des SMGW zunehmend ein konkreter Anwendungshorizont. Die Festlegung BK7-17-050 regelt in diesem Zusammenhang die wesentlichen Rahmenbedingungen, enthält aber im Hinblick auf Datenübermittlung, den Informationsaustausch und den Umgang mit Messwerten in Bezug auf die Anbindung und Nutzung einer neuen Messeinrichtung Gas an ein SMGW Strom, soweit diese die Lieferantenwechselprozesse berühren, keine weiteren Vorgaben.

Infolge der Weiterentwicklung der Marktkommunikation im Strombereich sind zwischenzeitlich damit einhergehende sowie darüberhinausgehende inhaltliche Änderungen bei den Lieferantenwechselprozessen Strom vorgenommen worden, die in den bisherigen Lieferantenwechselprozessen Gas noch nicht berücksichtigt sind. Zu nennen sind hier insbesondere Vorgaben zum Kommunikationsprotokoll, die Anpassung von Fristigkeiten und inhaltliche Detailausprägungen im Rahmen einzelner Geschäftsprozesse.

Die bisherige Ausgestaltung der Lieferantenwechselprozesse weist im Hinblick auf die weiter stark zunehmende Komplexität der Anforderungen an die Marktkommunikation und Prozessabwicklung infolge der bestehenden umfangreichen Detailregelungen, die lediglich der praktischen, insbesondere der IT-technischen Umsetzung der Branche dienen, eine zu große Regelungstiefe auf, um einerseits ein ausreichendes Maß an Flexibilität für die Berücksichtigung zukünftiger medienspezifischer Besonderheiten zu gewährleisten und andererseits eine übereinstimmende Wiedergabe der gemeinsamen inhaltlichen Aspekte bei den Wechselprozessen Strom und Gas zu ermöglichen.

- 3 Um weitere konkretisierende Vorgaben im Hinblick auf die Umsetzung der Anbindungspflicht sowie Anpassungen an zwischenzeitlich erfolgte Änderungen im Strombereich vornehmen zu können, und um eine stärkere Flexibilität in Bezug auf zukünftige Prozessanforderungen durch eine Trennung von in der Festlegung zu bestimmenden regulatorisch notwendigen Inhalten der Wechselprozesse und separat durch die Marktbeteiligten zu erarbeitenden weiteren Detailausgestaltungen der Prozesse und praktischer Umsetzung durch die Branche

...

- 4 -

zu ermöglichen, hat die Beschlusskammer am 19.08.2019 das Verfahren eingeleitet und auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Zugleich hat die Beschlusskammer ihre Vorschläge zur Anpassung der Festlegungsinhalte mit Frist zum 30.09.2019 zur öffentlichen Konsultation gestellt. Die Verfahrenseinleitung wurde des Weiteren auch im Amtsblatt Nr. 17 der Bundesnetzagentur vom 04.09.2019 (S. 1695ff.) veröffentlicht.

- 4 In der Konsultation in 2019 haben folgende Verbände, Interessengruppen und Unternehmen Stellungnahmen abgegeben:

E.ON Energie Deutschland GmbH, EWI E wie Einfach, Uniper Global Commodities SE, Kommunale Energiedienstleistungsgesellschaft Südsachsen mbH, Netzgesellschaft Potsdam GmbH, Netzgesellschaft Schwerin mbH (NGS), Stadtwerke Bamberg (STWB), Stadtwerke Buchholz i. d. N. GmbH, Stadtwerke Buxtehude GmbH, Stadtwerke Herford GmbH, Stadtwerke Homburg GmbH, Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH, Stadtwerke Lingen GmbH, Stadtwerke Lippe-Weser Service GmbH & Co. KG, Stadtwerke Neckarsulm, Stadtwerke Neustadt an der Weinstraße GmbH, Stadtwerke Schweinfurt GmbH, Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH (SWU), Stadtwerke Brandenburg an der Havel GmbH & Co. KG, WSW GmbH, AKTIF Technology GmbH, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.(BDEW), Bundeverband Neue Energiewirtschaft e.V.(bne), EnBW AG, Yello Strom, Netze BW GmbH, Netze-Gesellschaft Südwest GmbH, erdgas schwaben gmbh, Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas), innogy SE, Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz, MVV Energie AG (MVV), schwaben netz gmbh, Stadtwerke Leipzig GmbH, Stadtwerke Wunstorf GmbH & Co. KG, Vattenfall Europe Sales GmbH, Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU).

- 5 Die Auswertung der eingegangenen Stellungnahmen durch die Beschlusskammer hat ergeben, dass, neben inhaltlichen Änderungsvorschlägen, die Marktteilnehmer vor dem Hintergrund der zum Zeitpunkt der ersten Konsultation noch ausstehenden Entwicklungen des Strombereichs vorgeschlagen haben, zunächst gesicherte Erkenntnisse über die Erfahrungen mit den ab Ende 2019 geltenden Prozessen des Strombereichs abzuwarten, bevor detailliertere Vorgaben zur prozessualen Abbildung für den Gasbereich getroffen werden. Mit den Anregungen des Marktes setzte sich die Beschlusskammer intensiv auseinander. Sie kam zu dem Ergebnis, dass die Forderung der Stellungnehmenden, die Erkenntnisse über die Gerätetechnik bzw. die technischen Spezifikationen von SMGW, sowie die Erfahrungen mit den ab Ende 2019 geltenden Prozessen der Marktkommunikation Strom 2020 (MaKo 2020) abzuwarten, bevor detaillierte Vorgaben zur prozessualen Abbildung für den Gasbereich getroffen werden, nachvollziehbar ist.
- 6 Zum Zeitpunkt des 17.12.2021 sah die Beschlusskammer aufgrund der erfolgten Zertifizierung von SMGW und dem sich daraus abzeichnenden Beginn des Rollouts Strom

...

- 5 -

infolge der damit einhergehenden faktischen Umsetzung einer Anbindungsverpflichtung von nME erstmals einen tatsächlichen Anwendungshorizont für den Gasbereich eröffnet. Auch unter dem Gesichtspunkt der zu diesem Zeitpunkt erlangten Erfahrungen aus der MaKo 2020 war eine Fortführung des Verfahrens sinnvoll. Unter Berücksichtigung der zum Festlegungsentwurf eingegangenen Stellungnahmen aus der ersten Konsultation und der darin erfolgten Änderungsvorschläge der Marktbeteiligten hat die Beschlusskammer den Entwurf der Anlage und die Änderungen des Tenors zu zu 3., 4. und 5. überarbeitet und am 17.12.2021 auf ihrer Internetseite wiederum zu einer zweiten Konsultation gestellt. Die Frist zur Stellungnahme endete am 28.01.2022.

- 7 An der zweiten Konsultation Ende 2021/Anfang 2022 haben sich folgende Verbände, Interessengruppen und Unternehmen durch Übersendung von Stellungnahmen beteiligt:
BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), KISTERS AG, Schleupen SE, SAP Deutschland SE & Co.KG, Trading Hub Europe GmbH (THE), Uniper Global Commodities SE, Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne), VNG Handel & Vertrieb GmbH, Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas), SachsenEnergie AG, AKTIF Technology GmbH, E.ON SE, eg factory GmbH, EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Netze BW GmbH, Yello Strom GmbH, Netze-Gesellschaft Südwest mbH, MVV Energie AG (MVV), Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU).
- 8 Neben detaillierten inhaltlichen Änderungsvorschlägen zu den adressierten Themenbereichen der vorgeschlagenen Änderungen der Festlegung, hat die Auswertung der Konsultationsbeiträge ergeben, dass sich die Stellungnehmenden insbesondere sehr intensiv mit den erstmalig konsultierten Vorschlägen zur Einführung eines elektronischen Preisblatts auseinandergesetzt haben. Mit der Einführung eines elektronischen Preisblattes beabsichtigte die Beschlusskammer zukünftig auch im Gasbereich eine elektronische Rechnungsprüfung analog des Strombereichs zu ermöglichen. Die automatisch zu verarbeitenden Preisblätter bilden hierbei die Grundlage für eine weitergehende Automatisierung und Digitalisierung der Netznutzungsabrechnung und sind damit gleichzeitig eine Voraussetzung für eine elektronische Rechnungsprüfung durch die Netznutzer, welche bislang nicht möglich war. Die Stellungnehmenden haben hierbei darauf hingewiesen, dass sie vor der Einführung von Rahmenbedingungen einer elektronischen Übermittlung die Vereinheitlichung der Netzentgeltstruktur bei allen Netzbetreibern als notwendig erachten um eine standardisierte Rechnungsprüfung vorzunehmen. Mit den Anregungen des Marktes hat sich die Beschlusskammer intensiv auseinandergesetzt und diese berücksichtigend, entsprechende Änderungen in der vorliegenden Festlegung vorgenommen. Im Hinblick auf die Einführung eines elektronischen Preisblatts kam sie unter Einbezug auch der Erörterung zu diesem Thema im Rahmen der Anhörung (siehe unten Rz. 10 ff.) zu dem Ergebnis, auf

...

- 6 -

eine Einbringung des elektronischen Preisblatts in der vorliegenden Festlegung zu verzichten.

- 9 Es ist jeweils eine öffentliche Fassung der eingegangenen Stellungnahmen aus den Konsultationen auf der Internetseite der Beschlusskammer veröffentlicht worden.
- 10 Am 24. Februar 2022 begann der völkerrechtswidrige Angriff Russlands auf die Ukraine. Die sich schon seit Spätsommer/Herbst 2021 zeigenden Veränderungen des Energiemarktes vertieften sich durch den Angriffskrieg und dessen Folgen. Die bestehende Abhängigkeit von aus Russland importiertem Gas und der gleichzeitige Rückgang dieser Importe erforderte auch seitens der Bundesnetzagentur dringenden Handlungsbedarf im Hinblick auf die Sicherstellung der Versorgungssicherheit bzw. Verhinderung einer drohenden Gasmangellage. Angesichts dieser vordringlichen Aufgaben stellte die Beschlusskammer die Fortführung dieses Verfahrens einstweilen zurück und führte es dann ab dem Frühjahr 2023 aktiv weiter.

Am 01.09.2023 hat die Beschlusskammer eine Anhörung in Form einer Web-Konferenz mit den an den Konsultationen beteiligten Verbänden durchgeführt. Hierbei wurden den Teilnehmern die von der Beschlusskammer gegenüber der vorigen Fassung der Festlegung beabsichtigten Änderungen, die Grundzüge der beabsichtigten Tenorierung sowie die sich aus der zweiten Konsultation ergebenden Änderungen zu spezifischen Themenbereichen einschließlich eines Zeitplans für die Umsetzung vorgestellt und mit diesen erörtert. Die Verbände erhielten zudem Gelegenheit bis zum 22.09.2023 schriftlich zu den vorgestellten geplanten Änderungen Stellung zu nehmen.

- 11 An der Anhörung am 01.09.2023 haben folgende Verbände einschließlich des Marktgebietsverantwortlichen teilgenommen: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU), Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne), Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas), GEODE Deutschland e.V. (GEODE), Trading Hub Europe GmbH (THE). Eine schriftliche Stellungnahme haben folgende Verbände abgegeben: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne), Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas). Die Stellungnahmen führten im Wesentlichen zu den allgemeinen Anforderungen der zukünftigen Ausgestaltung der Geschäftsprozesse, zu inhaltlichen Aspekten der Wechselprozesse, zur Absicherung der Marktkommunikation durch das Kommunikationsprotokoll AS4, zum elektronischen Preisblatt, sowie zu Umsetzungsfristen der geplanten Änderungen aus.
- 12 Neben inhaltlichen Änderungsvorschlägen haben die Marktbeteiligten im Rahmen der Anhörung und den eingegangenen Stellungnahmen insbesondere darauf hingewiesen, dass

...

- 7 -

im Zuge des im Strombereich anhängigen Festlegungsverfahrens bezüglich des 24h-Stromlieferantenwechsels (BK6-22-024) in naher Zukunft grundlegende Änderungen in Prozess- und den Fristverläufen zu erwarten seien und daher entsprechende inhaltliche Angleichungen der Wechselprozesse Gas an den Strombereich zum gegenwärtigen Zeitpunkt kritisch gesehen werden. Zur Vermeidung von IT-technischen Anpassungen, die möglicherweise in Zukunft zu keinen Synergieeffekten zwischen dem Strom- und Gasbereich führten, sei daher von Änderungen an den Prozessen im Gasbereich zum jetzigen Zeitpunkt weitgehend abzusehen. Mit den Anregungen des Marktes setzte sich die Beschlusskammer intensiv auseinander. Sie kam zu dem Ergebnis, dass die Forderung der Stellungnehmenden nach einer verstärkten Berücksichtigung der zukünftigen Entwicklung der Lieferantenwechselprozesse Strom in die beabsichtigten Änderungen, auch vor dem Hintergrund der zu erwartenden gleichlautenden Anforderungen infolge der derzeitigen Überarbeitung der europäischen Gasbinnenmarkt-Richtlinie und -Verordnung, nachvollziehbar ist. Die Beschlusskammer hat daher von einigen, gegenüber der bisherigen Festlegung beabsichtigten Änderungen abgesehen, hält aber demgegenüber insbesondere an dem regulatorisch notwendigerweise zu regelnden erweiterten Informationsaustausch und Umgang mit Messwerten in Bezug auf die Anbindung und Nutzung einer neuen Messeinrichtung Gas an ein SMGW Strom fest.

- 13 Die Bundesnetzagentur hat die Landesregulierungsbehörden und den Länderausschuss am 19.08.2019 über die Einleitung des Verfahrens informiert. Dem Bundeskartellamt und den Landesregulierungsbehörden sowie dem Länderausschuss wurde zudem durch Übersendung des Entscheidungsentwurfs am 13.11.2023 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Es sind keine Stellungnahmen abgegeben worden.
- 14 Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akte Bezug genommen.

...

- 8 -

II.

- 15 Der Beschluss ist rechtmäßig. Er beruht auf einer rechtmäßigen Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18 (siehe unten 1.). Eine Rechtsgrundlage für den Beschluss liegt vor (siehe unten 2.). Der Beschluss ist formell und materiell rechtmäßig (siehe unten 3. und 4.).
- 16 Wegen des Umfangs der Darstellung wird den Entscheidungsgründen eine Gliederungsübersicht vorangestellt.

1. Vollständige Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund des Urteils des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18.....	9
2. Rechtsgrundlage.....	14
3. Formelle Voraussetzungen	14
3.1. Zuständigkeit.....	14
3.2. Adressaten der Festlegung.....	15
3.3. Anhörung und Konsultation.....	15
3.4. Beteiligung weiterer Behörden.....	16
4. Materielle Rechtmäßigkeit	16
4.1. Voraussetzungen der Festlegung liegen vor.....	16
4.2. Ausübung des Entschließungs- und Auswahlmessens.....	17
4.2.1. Änderung der GeLi Gas in der Anlage (Tenor zu 1. und 2.).....	19
4.2.1.1 Geschäftsprozess „Anforderung und Weiterleitung von Messwerten“	19
4.2.1.2 Geschäftsprozess „Geschäftsdatenanfrage“	26
4.2.1.3 Regelungen zu Datenaustausch und Datenformaten	27
4.2.1.4 Inhalt und Darstellung der Geschäftsprozesse in der Anlage	31
4.2.1.5 Einzelregelungen zu Rahmenbedingungen und Geschäftsprozessen	37
4.2.1.6 Einführung eines elektronischen Preisblattes	48
4.2.1.7 Gegenstand der Anlage	49
4.2.1.8 Umsetzungsfristen	52
4.2.2. Änderung der Tenorziffer 4. der Festlegung GeLi Gas in der Fassung des Beschlusses BK7-16-142 (Tenor zu 3.)	55
4.2.3. Änderung der Tenorziffer 2. der Festlegung GeLi Gas in der Fassung des Beschlusses BK7-06-067 (Tenor zu 4.)	56
4.2.4. Änderung der Tenorziffer 5. der Festlegung BK7-17-026 zur Anpassung der Standardverträge an die Erfordernisse des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende, Messstellenbetriebsrahmenvertrag (Tenor zu 5.).....	57
5. Kosten (Tenor zu 6.)	57

...

- 9 -

1. Vollständige Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund des Urteils des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18

- 17 Die Beschlusskammer hat in rechtmäßiger Weise die Vorgaben des nationalen Rechts in Form der normativen Regulierung, soweit diese im vorliegenden Verfahren Anwendung finden und von der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs (Urteil vom 02.09.2021, C-718/18) erfasst werden, für ihre Entscheidung herangezogen. Als „normative Regulierung“ werden im Allgemeinen solche Regeln des nationalen Gesetz- und Verordnungsgebers (z.B. in StromNEV, GasNEV und ARegV) bezeichnet, die konkrete methodische und materielle Vorgaben für die Regulierung durch die Bundesnetzagentur enthalten. Die Pflicht zur Anwendung dieser nationalen Vorgaben folgt aus Art. 20 Abs. 3 GG und gilt auch angesichts der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs fort, bis sie vom Gesetz- bzw. Verordnungsgeber außer Kraft gesetzt oder neu geregelt werden. Dies hat der Bundesgerichtshof bereits entschieden (BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 60 ff., siehe auch OLG Düsseldorf vom 11.02.2021, VI-5 Kart 10/19 [V], S. 10 ff., OLG Düsseldorf vom 28.04.2021, VI-3 Kart 798/19 [V], S. 72 ff., OLG Schleswig vom 11.01.2021, 53 Kart 1/18, S. 27 ff.).
- 18 (1) Der Europäische Gerichtshof hat zwar in seiner Entscheidung festgestellt, dass die normative Regulierung in Deutschland insgesamt mit der in Art. 37 Richtlinie 2009/72/EG (heute Art. 59 Richtlinie (EU) 2019/944) sowie in Art. 41 Richtlinie 2009/73/EG geregelten ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde unvereinbar ist und die Richtlinien insoweit durch die Bundesrepublik Deutschland nicht bzw. fehlerhaft umgesetzt wurden. Insoweit hat der Europäische Gerichtshof der vierten Rüge stattgegeben, mit der die Kommission der Bundesrepublik Deutschland vorgeworfen hatte, es habe die in den Richtlinien vorgesehenen ausschließlichen Zuständigkeiten der nationalen Regulierungsbehörden verletzt, indem es im deutschen Recht die Bestimmung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen, einschließlich der anwendbaren Tarife, der Bundesregierung und nicht der nationalen Regulierungsbehörde zugewiesen habe.
- 19 (2) Der Europäische Gerichtshof hat aber weder über die Zuständigkeitsfragen hinausgehend einen materiell-rechtlichen Verstoß einzelner Vorgaben der normativen Regulierung gegen EU-Recht gerügt, noch hat er sich ausdrücklich zu der Frage geäußert, ob die normative Regulierung bis zu dem Zeitpunkt, zu dem der nationale Gesetz- und Verordnungsgeber den festgestellten Verstoß beseitigt, weiter anwendbar ist. Der EuGH hat sich insbesondere auch nicht explizit zu der Frage geäußert, ob die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit unmittelbar anwendbar sind.

...

- 10 -

- 20 (3) Die Regelungen der normativen Regulierung sind nicht nichtig. Weder nach den Grundsätzen des europäischen Rechts noch nach nationalem Recht führt der Verstoß einer nationalen Regelung gegen Unionsrecht zu deren Nichtigkeit (BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 61ff.). Vielmehr sind die Grundsätze des Anwendungsvorrangs des Unionsrechts vor nationalem Recht zu beachten.
- 21 Zudem scheidet eine richtlinienkonforme Auslegung der Vorschriften der normativen Regulierung aus. Der Europäische Gerichtshof sieht zwar sowohl in der an die Bundesregierung gem. § 24 EnWG erfolgten Zuweisung von Zuständigkeiten, als auch in den bindenden Vorgaben der normativen Regulierung eine mit den oben genannten Richtlinien unvereinbare Beschränkung der ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde (EuGH a.a.O., Rz. 101f., 115f.). Eine Umdeutung der nationalen Vorgaben in nicht bindende Programmsätze, die die ausschließliche Zuständigkeit der Regulierungsbehörde nicht beeinträchtigen, kommt angesichts des eindeutigen Wortlauts, der Systematik und des Regelungszwecks der Vorschriften der normativen Regulierung jedoch nicht in Betracht (Verbot der contra legem-Auslegung, BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 66ff.).
- 22 Der Grundsatz vom Anwendungsvorrang des Unionsrechts führt indes nicht dazu, die Vorschriften der normativen Regulierung unangewendet zu lassen. Der Anwendungsvorrang besagt, dass eine nationale Regelung, die mit einer unmittelbar geltenden Regelung des Unionsrechts unvereinbar ist, von nationalen Behörden und Gerichten nicht angewendet werden darf (vgl. Streinz, EUV, 3. Aufl. 2018, Art. 4 Rn. 40; Ruffert, in: Calliess/Ruffert, EUV/AEUV, 5. Aufl. 2016, Art. 288 AEUV, Rn. 69f.). Dieser Grundsatz gilt jedoch nur, soweit unmittelbar anwendbares Unionsrecht betroffen ist (EuGH, Urteil vom 24.06.2019, C-573/17, Rn. 62). Die normative Regulierung verstößt nicht gegen unmittelbar anwendbares Unionsrecht. Die hier maßgeblichen Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde, mit denen die Vorgaben der normativen Regulierung unvereinbar sind, sind nicht unmittelbar anwendbar.
- 23 (4) Damit eine Richtlinienbestimmung unmittelbar angewendet werden kann, müssen spezifische Voraussetzungen vorliegen (Grabitz/Hilf/Nettesheim, AEUV, 71. EL August 2020, Art. 288 Rn. 149). Der Europäische Gerichtshof geht von der unmittelbaren Anwendbarkeit einer nicht oder nicht ordnungsgemäß umgesetzten Richtlinienbestimmung nach Ablauf der Umsetzungsfrist aus, wenn die Bestimmung hinreichend genau und inhaltlich unbedingt ist. Zudem können die Bestimmungen einer Richtlinie grundsätzlich nur Rechte, aber keine Pflichten eines Einzelnen begründen (sog. Belastungsverbot). Insofern kommt auch eine objektive unmittelbare Wirkung vorliegend nicht in Betracht. Im Einzelnen:
- 24 (a) Die Richtlinienvorgaben sind nicht unbedingt. Eine Unionsvorschrift ist inhaltlich unbedingt, wenn sie eine Verpflichtung normiert, die an keine Bedingung geknüpft ist und zu

...

- 11 -

ihrer Durchführung oder Wirksamkeit auch keiner weiteren Maßnahmen der Unionsorgane oder der Mitgliedstaaten bedarf. Die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit sind nicht als inhaltlich unbedingt anzusehen.

- 25 Gegenwärtig fehlt es an den erforderlichen und zureichenden Umsetzungsnormen im nationalen Recht. Das betrifft sowohl die konkrete umfassende Aufgabenzuweisung als auch die für einen Eingriff erforderliche Ermächtigungsgrundlage. Die Bundesnetzagentur hat nach nationalem Recht gegenwärtig (nur) die Befugnis, die Vorgaben der normativen Regulierung anzuwenden und ggf. unter Rückgriff auf § 29 EnWG je nach Festlegungsermächtigung weiter auszugestalten und zu konkretisieren. Sie hat aber mangels entsprechender Aufgabenzuweisung durch den Gesetzgeber nicht die übergeordnete, allgemeine und uneingeschränkte Befugnis, die ihr nach den Richtlinien vorbehaltenen Aufgaben vollumfänglich und selbständig auszuüben (vgl. EuGH a.a.O., Rz. 105), beispielsweise also die Methoden oder Bedingungen für den Netzanschluss und den Netzzugang frei festzulegen oder zu genehmigen (vgl. nur § 24 S. 1 Nr. 1 EnWG). Dass es hierzu einer umfassenden mitgliedstaatlichen Aufgabenzuweisung bedarf, entspricht im Übrigen auch dem europäischen Leitbild, wonach die Mitgliedstaaten zur Einrichtung von Regulierungsbehörden mit spezifischen Zuständigkeiten verpflichtet sind (vgl. Erwägungsgrund 33 der Richtlinie 2009/72/EG bzw. Erwägungsgrund 29 der Richtlinie 2009/73/EG). Die Mitgliedstaaten verfügen bei der Organisation und Strukturierung der Regulierungsbehörde zwar über eine Autonomie, haben diese aber unter vollständiger Beachtung der in den Richtlinien festgelegten Ziele und Pflichten auszuüben und insoweit sicherzustellen, dass die Regulierungsbehörde bei der Ausübung der ihr vorbehaltenen Zuständigkeiten ihre Entscheidungen autonom treffen kann (vgl. EuGH, a.a.O., Rz. 119). Dieser Befund wird auch durch das in der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs mündende Vertragsverletzungsverfahren bestätigt: Gegenstand der Rüge durch die Europäische Kommission war nicht die fehlerhafte Ausübung einer nach nationalem Recht bereits ordnungsgemäß zugewiesenen ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde, sondern der Umstand, dass eine den Richtlinien entsprechende umfassende Aufgabenzuweisung an die nationale Regulierungsbehörde im nationalen Recht bislang nicht erfolgt ist (vgl. EuGH a.a.O., Rz. 88). Vielmehr liegt hier eine fehlerhafte Aufgabenzuweisung vor (EuGH, a.a.O., Rz. 130); diese kann und muss durch den Mitgliedstaat korrigiert werden, der dann die noch möglichen Einfluss- und Kontrollmöglichkeiten vorsehen kann (EuGH a.a.O., Rz. 126, 127).
- 26 (b) Mit der unmittelbaren Anwendung der Richtlinien wären Belastungen Einzelner verbunden, sodass eine solche ausscheidet. Zwar ist die Einräumung subjektiver Rechte keine Voraussetzung für eine unmittelbare Anwendbarkeit (woran es vorliegend wegen des Verstoßes gegen objektiv geprägte Zuständigkeitsnormen auch fehlen würde), allerdings gilt

...

- 12 -

das Belastungsverbot. Wenn der Bundesnetzagentur aus einer unmittelbaren Anwendung der Richtlinie weitergehende oder jedenfalls anders ausgestaltete Kompetenzen zukämen, könnte sich dies je nach Einzelfall zugunsten, aber auch zu Lasten bestimmter Beteiligter auswirken. Daraus wiederum könnten sich Belastungen ergeben, die nach Auffassung des Bundesgerichtshofs nur durch das europäische Primärrecht oder durch EU-Verordnungen begründet werden können, nicht aber durch Richtlinien (vgl. BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 73).

- 27 Eine Belastung würde sich zudem bereits aus dem Heranziehen der Richtlinien als Ermächtigungsgrundlage ergeben. Dies wäre europarechtlich unzulässig. Sofern die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit als inhaltlich unbedingt anzusehen wären, müssten sie von der Bundesnetzagentur unmittelbar als Ermächtigungsgrundlage auch für belastende Regulierungsentscheidungen herangezogen werden. Anders als in den vom Europäischen Gerichtshof entschiedenen Fällen, in denen er eine unmittelbare Belastung durch Richtlinienrecht verneinte, weil die Belastung erst durch ein Verwaltungsverfahren auf Basis nationalen Rechts eintrat, würden vorliegend die Richtlinienbestimmungen als solche unmittelbar gegenüber den Betroffenen herangezogen werden und als materiell-rechtliche Befugnisnormen für belastende Verwaltungsverfahren und Regulierungsentscheidungen fungieren. Soweit ersichtlich existiert bislang keine hier einschlägige Judikatur, in der der EuGH es für europarechtskonform eingestuft hätte, dass eine Richtlinienbestimmung als eigenständige Ermächtigungsgrundlage für Eingriffe in Rechte des Einzelnen herangezogen werden darf.
- 28 (c) Eine ausnahmsweise objektive unmittelbare Wirkung der Richtlinienbestimmungen bezogen auf die ausschließliche Zuständigkeit scheidet ebenfalls aus. Der Europäische Gerichtshof hat eine objektive unmittelbare Wirkung von Richtlinienbestimmungen anerkannt, aus denen sich für staatliche Stellen eindeutige Pflichten ergeben. Konkret ging es beispielsweise um die nicht rechtzeitig in nationales Recht umgesetzte Pflicht der zuständigen Behörde zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung im Rahmen eines Genehmigungsverfahrens für die Errichtung eines Wärmekraftwerks (EuGH, Urteil vom 11.08.1995, C-431/92 – Wärmekraftwerk Großkrotzenburg).
- 29 Zwar mag sich vorliegend aus den Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde die Verpflichtung ergeben, von dieser Zuständigkeit auch Gebrauch zu machen, um den Zielsetzungen der Richtlinien hinreichend Rechnung tragen zu können. Anders als im Fall des Wärmekraftwerks Großkrotzenburg ist diese Verpflichtung vorliegend jedoch nicht inhaltlich unbedingt. Im vom Europäischen Gerichtshof entschiedenen Fall konnte die zuständige Behörde der Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung ohne Weiteres nachkommen, weil diese als unselbstständiger Bestandteil des nach nationalem Recht vorgesehenen und ihr bereits

...

- 13 -

zugewiesenen Genehmigungsverfahren durchzuführen war. Demgegenüber kann die Bundesnetzagentur die ihr nach den Richtlinienbestimmungen zugewiesene ausschließliche Zuständigkeit erst ausüben, wenn ihr entsprechende Befugnisse nach nationalem Recht eingeräumt werden (siehe oben).

- 30 (4) Ungeachtet der Tatsache, dass die Richtlinienbestimmungen nicht unmittelbar anwendbar sind, sprechen aus Sicht der Beschlusskammer weitere erhebliche Gründe dafür, die Vorgaben der normativen Regulierung in der Übergangszeit zur Anwendung zu bringen. Die Nichtanwendung der normativen Regulierung in der Übergangszeit würde zu einem Zustand führen, der mit den Zielsetzungen der genannten Richtlinien erst recht unvereinbar wäre (so auch BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 76).
- 31 Die Richtlinien verlangen, dass zumindest die Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen u.a. für den Netzzugang und den Netzzugang „mit ausreichendem Vorlauf vor deren Inkrafttreten“ festgelegt oder genehmigt werden, vgl. Art. 41 Abs. 6 der Richtlinie 2009/73/EG und Art. 59 Abs. 7 der Richtlinie (EU) 2019/944. Diesem Gebot der ex ante-Regulierung wird in Deutschland gegenwärtig zu einem großen Teil über die Vorgaben der normativen Regulierung Rechnung getragen. Die normative Regulierung strukturiert die Methoden für die Berechnung der Tarife vor und legt ex ante die wesentlichen Bedingungen für den Netzzugang und den Netzzugang fest. Sie regelt unmittelbar Rechte und Pflichten für Netzbetreiber und andere Marktakteure und schafft auf diese Weise den von den Richtlinien geforderten transparenten und vorhersehbaren, verlässlichen Regulierungsrahmen. Bestehende Festlegungen und Genehmigungen der Bundesnetzagentur, die sie im Rahmen ihrer bisherigen Zuständigkeiten erlassen hat, tragen zwar ebenfalls zu der erforderlichen ex ante-Regulierung bei, dies jedoch nur in Teilbereichen und in Ergänzung der normativen Regulierung und damit nicht in dem von der Richtlinie geforderten Umfang.
- 32 Ein faktisches Außerkrafttreten der Vorgaben der normativen Regulierung würde daher zu beträchtlichen Regelungslücken und damit einhergehend erheblichen Rechtsunsicherheiten für alle Marktbeteiligten führen. Auch dies wäre mit den genannten Richtlinienvorgaben und den Zielsetzungen des Energiebinnenmarkts schwerlich vereinbar. Beispielsweise dürfte eine derart unklare Rechtslage im Übergangszeitraum kaum Investitionsanreize setzen und Unsicherheiten für die unternehmerische Tätigkeit der regulierten Unternehmen und auch der sonstigen Marktteilnehmer auslösen. Für den Übergangszeitraum ist es daher sinnvoll und angebracht, stabile und berechenbare Verhältnisse zu gewährleisten.

...

- 14 -

2. Rechtsgrundlage

- 33 Die Entscheidung basiert als Änderungsfestlegung auf § 29 Abs. 1, Abs. 2 EnWG iVm § 50 Abs. 1 Ziffer 14 GasNZV und i.V.m. § 75 Ziffer 4, Ziffer 10 MsbG.
- 34 Die Änderungen der Geschäftsprozesse zum Lieferantenwechsel Gas (GeLi Gas, Anlage zu dem Beschluss BK7-06-067 vom 20.08.2007 in der Fassung nach den Änderungen durch die Festlegungen BK7-09-001 vom 09.09.2010, BK7-11-075 vom 28.10.2011 sowie BK7-16-142 vom 20.12.2016) durch die Regelung in Tenor zu 1. bis 4. beruhen auf § 29 Abs. 1, Abs. 2 EnWG i.V.m. § 50 Abs. 1 Ziffer 14 der Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen. Danach kann die Regulierungsbehörde Festlegungen zur Abwicklung des Lieferantenwechsels nach § 41 GasNZV, insbesondere zu den Anforderungen und dem Format des elektronischen Datenaustauschs treffen, bzw. bereits hierzu getroffene Festlegungen ändern.
- 35 Des Weiteren beruhen die Änderungen der Geschäftsprozesse (Tenor zu 1.) auch auf § 75 Ziffer 4 sowie Ziffer 10 MsbG i.V.m. § 29 EnWG. In § 75 Ziffer 4 MsbG wird die Bundesnetzagentur dazu ermächtigt, Übergangsregelungen für die Kommunikation zum Austausch von Messwerten nach § 60 Abs. 2 MsbG zu erlassen. § 75 Ziffer 10 MsbG befugt die Bundesnetzagentur ferner zum Erlass bundeseinheitlicher Regelungen zum Datenaustausch im Sinne der §§ 52 und 60 Absatz 1 MsbG zwischen den betroffenen Marktteilnehmern, insbesondere hinsichtlich Fristen, Formaten sowie Prozessen, die eine größtmögliche Automatisierung ermöglichen. Die Änderung der Verpflichtung zur Durchführung von Signatur und Verschlüsselung mit dem Tenor zu 5. beruht auf § 75 Nr. 10 MsbG.
- 36 Die Regelungen in Tenor zu 1. zum Zeitpunkt, ab dem die erfolgten Änderungen Anwendung finden, beruhen auf § 36 Abs. 2 Nr. 1 VwVfG

3. Formelle Voraussetzungen

- 37 Die formellen Anforderungen sind erfüllt.

3.1. Zuständigkeit

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für die Entscheidung ergibt sich aus § 54 Abs. 1, Abs. 3 EnWG, sowie §§ 47, 75 MsbG, die der Beschlusskammer aus § 59 Abs. 1 Satz 1 EnWG.

...

- 15 -

3.2. Adressaten der Festlegung

- 38 Das Verfahren richtet sich an alle Marktbeteiligten, die an der Abwicklung der Prozesse zum Wechsel des Lieferanten bzw. an der Durchführung des Messstellenbetriebs beteiligt sind. Soweit die Geschäftsprozesse zum Lieferantenwechsel betroffen sind (Tenor zu 1. bis 4.), sind dies vor allem alle deutschen Betreiber von Gasversorgungsnetzen im Sinne von § 3 Nr. 7 EnWG unabhängig davon, ob es sich dabei um ein Fernleitungsnetz oder ein Verteilernetz handelt, zum anderen aber auch alle in Deutschland tätigen Lieferanten von Gas im Sinne des § 3 Nr. 19b EnWG (vgl. zur Adressateneigenschaft der Lieferanten klarstellend z.B. BGH EnVR 14/09 vom 29.09.2009, Rdn. 11) sowie die in Deutschland tätigen Messstellenbetreiber im Gassektor im Sinne des § 3 Nr. 26b EnWG und § 2 Nr. 12 MsbG (Tenor zu 5.).

3.3. Anhörung und Konsultation

- 39 Die Beschlusskammer hat den Beteiligten gemäß § 67 Abs. 1, 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Hierzu hat sie am 19.08.2019 einen Entwurf der Anlage und der Änderungen des Tenors zu 3. und 5. auf ihrer Internetseite sowie am 04.09.2019 im Amtsblatt der Bundesnetzagentur veröffentlicht (Siehe Amtsblatt Nr. 17 (S. 1695ff.)) und zur Konsultation gestellt. Alle Marktbeteiligten erhielten zum Entwurf der Anlage und der Tenorziffern Gelegenheit zur Stellungnahme bis zum 30.09.2019. Insgesamt sind 37 Stellungnahmen von Unternehmen und Verbänden eingegangen.
- 40 Unter Berücksichtigung der zum Festlegungsentwurf eingegangenen Stellungnahmen und der darin erfolgten Änderungsvorschläge der Marktbeteiligten hat die Beschlusskammer den Entwurf der Anlage und des Tenors zu 3. und 5. überarbeitet sowie den Tenor zu 4. ergänzt und am 17.12.2021 mit Frist bis zum 28.01.2022 auf ihrer Internetseite wiederum zur Konsultation gestellt. Im Rahmen dieser Konsultation sind insgesamt 19 Stellungnahmen von Unternehmen und Verbänden eingegangen.
- 41 Abschließend erfolgte eine Anhörung im Rahmen eines Anhörungstermins am 01.09.2023. Die von der Beschlusskammer zu diesem Anlass erörterten Inhalte, d.h. die gegenüber der zweiten Konsultation beabsichtigten Änderungen zu einzelnen Themenbereichen sowie die Grundzüge der beabsichtigten Tenorierung, einschließlich eines Zeitplans für die Umsetzung, gingen den teilnehmenden Verbänden vorab schriftlich zu. Die Teilnehmer der Anhörung erhielten zudem bis zum 22.09.2023 erneut die Gelegenheit zur schriftlichen Stellungnahme. Insgesamt sind drei schriftliche Stellungnahmen von Verbänden eingegangen.

...

- 16 -

3.4. Beteiligung weiterer Behörden

- 42 Die Beteiligung weiterer Behörden ist ordnungsgemäß erfolgt. Die Landesregulierungsbehörden und der Länderausschuss wurden am 19.08.2019 über die Einleitung des Verfahrens informiert. Die förmliche Beteiligung des Länderausschusses gemäß § 60a Abs. 2 EnWG erfolgte durch Übersendung des Beschlussentwurfs am 13.11.2023 verbunden mit der Gelegenheit zur Stellungnahme. Der Länderausschuss befasste sich zudem in seiner Sitzung vom 16.11.2023 mit dem Beschlussentwurf. Dem Bundeskartellamt und den Landesregulierungsbehörden wurde gemäß § 58 Abs. 1 Satz 2 EnWG am 13.11.2023 mit Übersendung des Beschlussentwurfs ebenfalls Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Seitens des Länderausschusses, des Bundeskartellamts und der Landesregulierungsbehörden gingen keine Stellungnahmen ein.

4. Materielle Rechtmäßigkeit

- 43 Die Festlegung ist auch materiell rechtmäßig, die Voraussetzungen für den Erlass der Änderungs- bzw. Aufhebungsfestlegung liegen vor (siehe folgenden Abschnitt 4.1.) Die Beschlusskammer hat sowohl das ihr zustehende Entschließungs- und Aufgreifermessen als auch das ihr zustehende Auswahlmessen fehlerfrei ausgeübt (siehe hierzu folgenden Abschnitt 4.2.).

4.1. Voraussetzungen der Festlegung liegen vor

- 44 Nach § 50 Abs. 1 Satz 1 GasNZV kann die Regulierungsbehörde Festlegungen treffen, wenn sie der Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke unter Beachtung der Anforderungen eines sicheren Netzbetriebs dienen. Gemäß § 75 MsbG kann die Bundesnetzagentur zudem Festlegungen zur bundesweiten Vereinheitlichung der Bedingungen für den Messstellenbetrieb sowie der Datenerhebung treffen.
- 45 Die vorliegende Festlegung dient der Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs gemäß § 20 Abs. 1 Satz 1, 4 EnWG i.V.m. § 50 Abs. 1 GasNZV unter Berücksichtigung der Vorgaben des Lieferantenwechsels nach § 20a EnWG. Effizient ist ein Netzzugangssystem dann, wenn die Zugangspetenten die Netzinfrastruktur unter möglichst geringem Aufwand nutzen und so in einem wettbewerblich strukturierten Markt zu angemessenen Bedingungen als Anbieter auftreten können. Die vorliegende Festlegung bereitet die Grundlage für eine weitergehende Modernisierung des Messwesens im Lichte der Zielsetzungen des MsbG soweit dies Gegenstand der Geschäftsprozesse des Lieferantenwechsels Gas ist. Ziel hierbei ist, durch die Anbindung neuer Messeinrichtungen Gas an die digitale Informationstechnologie des SMGW eine effizientere Erhebung und Verteilung von

...

- 17 -

Messwerten zu erreichen. Ferner wird in der vorliegenden Festlegung die Harmonisierung der Geschäftsprozesse des Lieferantenwechsels Strom und Gas gefördert. Die damit angestrebte medienübergreifende Reduzierung des Umsetzungsaufwands, insbesondere bei der IT-technischen Realisierung, ermöglicht den Marktbeteiligten eine effektivere prozessuale Abwicklung des Lieferantenwechsels und fördert zugleich die Effizienz des Netzzugangssystems im Ganzen.

- 46 Die vorliegende Entscheidung dient auch der Verwirklichung der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Gesetzeszwecke. Das EnWG dient gemäß der Zielbestimmung in § 1 Abs. 1 der Sicherstellung einer möglichst sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen, treibhausgasneutralen leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität, Gas und Wasserstoff, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht. Im Rahmen der vorliegenden Entscheidung stehen die Ziele der preisgünstigen, effizienten und verbraucherfreundlichen Versorgung der Allgemeinheit mit Energie im Vordergrund. Digitale Messeinrichtungen und eine entsprechende Zurverfügungstellung der Messwerte ermöglichen es auch Verbrauchern von Gas, unter den gegebenen gasspezifischen Einschränkungen in einem geeigneten Maß Kenntnis von ihrem Verbrauchsverhalten zu erlangen und dieses ggf. zu verändern, um z.B. Energie und Kosten einzusparen. Die Bereitstellung einer korrekten und zuverlässigen Datenbasis bzgl. des Transports und Verbrauchs von Gas an den verschiedenen Ein- und Ausspeisepunkten eines Gasversorgungsnetzes stellt zudem eine wichtige Voraussetzung zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs dar.

4.2. Ausübung des Entschließungs- und Auswahlermessens

- 47 Die Beschlusskammer hat mit dem Erlass der vorliegenden Festlegung ihr Ermessen fehlerfrei ausgeübt, § 40 VwVfG. Sie hat sich, wie vorab aufgezeigt, von den Zwecken der Ermächtigungsgrundlagen aus EnWG, GasNZV und MsbG leiten lassen.
- 48 Das Inkrafttreten des MsbG führte zu einer erheblichen Änderung des Rechtsrahmens für den Bereich der Messwertverarbeitung sowohl im Strom- als auch im Gassektor. Mit dem verstärkten Rollout von intelligenten Messsystemen Strom einschließlich der Nutzung eines SMGW, ist nunmehr auch ein konkreter Anwendungshorizont für den Gasbereich bezüglich der Umsetzung einer Anbindungsverpflichtung von neuen Messeinrichtungen Gas an ein SMGW Strom eröffnet worden. Die Festlegung BK7-17-050 bildet die sich aus dem MsbG dahingehend ergebenden Rechte und Pflichten der verschiedenen Marktbeteiligten nur in grundsätzlicher Form ab, so dass es hierzu weiterer Konkretisierungen bedurfte. Da die weitergehende Verwendung von Messwerten im Rahmen der Prozesse zum Lieferantenwechsel Gas abgebildet ist, war insoweit eine Anpassung der bisherigen Festlegung GeLi Gas erforderlich und geboten. Im Hinblick auf eine, den effizienten

...

- 18 -

Netzzugang unterstützende, größtmögliche Harmonisierung der Lieferantenwechselprozesse Strom und Gas, sind zudem Detailausprägungen von verschiedenen Geschäftsprozessen in Bezug auf inhaltliche Aspekte und Fristigkeiten an jene der Lieferantenwechselprozesse Strom anzupassen, die zwischenzeitlich bereits Änderungen erfahren haben. Des Weiteren gilt es, die Marktkommunikation mit der Einführung des Übermittlungsprotokolls im Standard AS4 auf ein verbessertes, sichereres Niveau zu heben und damit gleichzeitig in der Zukunft eine medienübergreifende Anwendung bei den Lieferantenwechselprozessen Strom und Gas sicherzustellen.

Die Beschlusskammer nutzt das Festlegungsverfahren zugleich, um künftige Änderungsbedarfe der Festlegung für alle Marktbeteiligten sowohl in inhaltlicher als auch zeitlicher Hinsicht im Sinne der Aufrechterhaltung einer möglichst großen Übereinstimmung in der Prozessausgestaltung der Lieferantenwechselprozesse Strom und Gas effektiver und effizienter abzubilden. Mit einer Konzentration der Festlegung auf die regulatorisch essentiellen Inhalte der Lieferantenwechselprozesse Gas werden die Marktbeteiligten in die Lage versetzt, jeweilige Einzelheiten/Detailausprägungen der Geschäftsprozesse Gas durch die eigene Ausarbeitung zukünftig selbst auszugestalten, sofern diese nicht regulatorisch relevante Inhalte berühren, die weiterhin Regelungsgegenstand der Anlage dieser Festlegung sind. Die Beschlusskammer sieht hierin, nicht zuletzt vor dem Hintergrund einer zunehmenden Komplexität der Prozessausprägungen einschließlich der Marktkommunikation und zunehmender unterschiedlicher gesetzlicher Vorgaben in den Bereichen Strom und Gas, ein effizientes und nach Maßgabe des Grundsatzes der Verhältnismäßigkeit ausgerichtetes Vorgehen zur Erhaltung einer weitgehenden Harmonisierung der Prozessausprägungen von Gas und Strom. Trotz gegebener gesetzgeberischer und energiewirtschaftlicher Unterschiede lassen sich nach Auffassung der Beschlusskammer hierdurch insbesondere IT-technische Synergien in der Prozessgestaltung und der Marktkommunikation zwischen den Medien auch weiterhin auf effizientem Wege heben. Diese Synergien können dabei durch die Marktbeteiligten weitaus differenzierter und zielgerichteter im Detail eingeschätzt werden, als dies die Beschlusskammer zu leisten vermag.

Zudem hat die Beschlusskammer im Rahmen des vorliegenden Festlegungsverfahrens, die bislang für die Lieferantenwechselprozesse und den Messstellenbetriebsrahmenvertrag tenorierten Anforderungen an die IT-Sicherheit den zwischenzeitlich veränderten Bedingungen angepasst und die bisherigen Tenorziffern entsprechend abgeändert. Da die dort aufgeführten Regelungen zu Signatur und Verschlüsselung einerseits von den Marktbeteiligten bereits umgesetzt worden sind, andererseits die vorliegende Festlegung bereits erweiternde Regelungen enthält, deren Ausgestaltung nunmehr in der Anlage enthalten sind oder dort auf die zu beachtenden Dokumente verweist, dient die Abänderung

...

- 19 -

der Tenorziffern insbesondere auch der Erzielung von Rechtsklarheit in Bezug auf die von den Marktbeteiligten anzuwendenden Inhalte.

- 49 Die Beschlusskammer hat die in der Entscheidung getroffenen Regelungen rechtmäßig ausgestaltet. Dies gilt sowohl für die Änderungen an der GeLi Gas als auch für die Änderung des Messstellenbetriebsrahmenvertrags (BK7-17-026). Die mit dieser Entscheidung getroffenen Änderungen werden im Rahmen einer Änderungsfestlegung vorgegeben. Damit treten die bezeichneten Änderungen an die Stelle der bisherigen Regelungen, lassen einzelne Regelungen entfallen oder ergänzen diese. Im Übrigen bleiben die Bestimmungen unberührt und gelten in der jeweils gültigen Fassung fort. In Bezug auf die prozessualen Vorgaben in der Anlage dieser Festlegung werden die materiellen Regelungen nunmehr ausschließlich in Textform dargestellt. Damit einhergehend wird auf die bisherigen erläuternden Ablaufdiagramme, Informationsflussschemata und tabellarischen Beschreibungen der Prozesse verzichtet. Die materiellen Regelungen greifen dabei die in den zusätzlichen Beschreibungen enthaltenen und für die Grundkonzeption der Prozessvorgaben notwendigen Inhalte auf und stellen diese, häufig unter Beibehaltung der ursprünglichen Formulierungen, lediglich textlich neu zusammen. Über den bisherigen materiellen Regelungsumfang hinausgehende Änderungen der Anlage dieser Festlegung sind farblich und durch Unterstreichungen kenntlich gemacht.

4.2.1. Änderung der GeLi Gas in der Anlage (Tenor zu 1. und 2.)

- 50 Nachfolgend werden die einzelnen getroffenen Neuregelungen im thematischen Zusammenhang dargestellt und begründet.

4.2.1.1 Geschäftsprozess „Anforderung und Weiterleitung von Messwerten“

- 51 Die Beschlusskammer hat für den Fall der Anbindung einer neuen Messeinrichtung Gas an ein SMGW Strom nunmehr die Integration des Messstellenbetreibers in den Kommunikationsprozess innerhalb des Geschäftsprozesses 4.1.2. der Anlage, „Aufbereitung und Weiterleitung von Messwerten“, vorgesehen. Mit der Einbindung des Messstellenbetreibers Gas in den weiteren Datenaustauschprozess des Netzbetreibers konkretisiert die Beschlusskammer die aus den Tenorziffern 1. und 3. der Festlegung BK7-17-050 resultierenden grundsätzlichen Vorgaben zum Informationsaustausch im Rahmen der Anbindung einer neuen Messeinrichtung Gas an ein SMGW Strom. Hierbei ist darauf hinzuweisen, dass die Anbindung einer neuen Messeinrichtung Gas an ein SMGW immer an ein SMGW für den Strombereich erfolgt, da das MsbG keine separaten SMGW für den Gasbereich vorsieht. Erst durch die Einbindung des Messstellenbetreibers Gas in den Kommunikations- und Datenaustausch werden Informationsangebote mit Hilfe einer zusätzlichen Datenaufbereitung für die Letztverbraucher ermöglicht. Die Zurverfügungstellung derartiger Zusatzinformationen geht über die in der Festlegung BK7-

...

- 20 -

17-050 vorgesehenen Anforderungen an die Netzbetreiber hinaus, die im Wesentlichen lediglich die Grundfunktionen von Aufbereitung und Übermittlung der Daten an den Messstellenbetreiber beschreiben. Die Bereitstellung weitergehender Informationen zu ermöglichen, trägt ebenfalls, trotz der gegebenen technischen Restriktionen, dem Grundgedanken des MsbG Rechnung, Transparenz über die eingetretenen Verbräuche auch für Letztverbraucher im Gas zu ermöglichen. Insofern kommt dem Messstellenbetreiber für diese Zielstellung im Prozess der Messwertübermittlung im Hinblick auf die potentielle Weiterverarbeitung und Zurverfügungstellung an die Lieferanten diese zentrale Stellung zu. Und zwar auch vor dem Hintergrund, dass der Messstellenbetrieb und damit die entsprechenden Aufbereitungsleistungen auch durch einen Dritten angeboten werden kann.

- 52 Die beabsichtigte Einbindung des Messstellenbetreibers in den Prozess der Messwertübermittlung wurde von den Stellungnehmenden im Rahmen der zweiten Konsultation im Grundsatz begrüßt. Dass im Gasbereich auch weiterhin keine sternförmige Kommunikation vorgesehen ist, die eine Übersendung von Messwerten direkt aus dem SMGW unterstützt, so dass in der Folge weiterhin wesentliche Teilprozesse zwischen den Sektoren Strom und Gas unterschiedlich ausgeprägt bleiben müssen (Stellungnahmen bne, Schleupen), ist für die Beschlusskammer bereits aus dem Grund folgerichtig, als das MsbG eine Ausnahmemöglichkeit von der sternförmigen Kommunikation für den Gasbereich vorgesehen hat. Die Beschlusskammer hat mit der Etablierung des sog. „Netzbetreibermodells“ in ihrer Festlegung BK7-17-050 von dieser Ausnahmeregelung Gebrauch gemacht und anstelle des SMGW dem Netzbetreiber die Funktion einer zentralen Datenübermittlung zuerkannt. Dieser Ausnahmeentscheidung lagen nicht zuletzt die spezifischen technischen Restriktionen des Gasbereichs zugrunde, die sich gleichfalls in den Regelungen des MsbG zum Gas spiegeln. Aufgrund der weiterhin bestehenden technischen Restriktionen, die es im Gasbereich (anders als im Strombereich) nicht möglich machen, den aktuellen Verbrauch von Letztverbrauchern infolge der nachmonatlichen Brennwertbestimmung unmittelbar zu bestimmen, sieht die Beschlusskammer insoweit derzeit keinen Anlass, von ihrer Entscheidung, das Netzbetreibermodell anzuwenden, Abstand zu nehmen. Auch unter Effizienzgesichtspunkten sieht die Beschlusskammer in einem medienübergreifenden Gleichlauf mit den am Strombereich ausgerichteten Kommunikationsanforderungen, die weit über die Anforderungen des MsbG an den Gasbereich hinausgehen würden, keinen Vorteil. Sie sieht vielmehr in dem Umsetzungserfordernis an den Nachrichtenaustauschprozess Gas die Möglichkeit gegeben, eine „aufwandsärmere“ Prozessausgestaltung zu ermöglichen, als dies, aus den vorgenannten Gründen, bei einer Anpassung an die sternförmige Kommunikation des Strombereichs der Fall wäre (s.a. Stellungnahme Schleupen).

...

- 21 -

- 53 Die Fragestellung einzelner Stellungnehmenden, ob für die Umsetzung der Anbindung einer neuen Messeinrichtung Gas weitergehende Prozessanforderungen oder z.B. Markttrollen notwendig sind, kann im Einzelnen der Ausarbeitung durch die Marktbeteiligten überlassen bleiben, da in der vorliegenden Festlegung nur die Rahmenbedingungen festgelegt werden. Die Beschlusskammer beschränkt sich insofern im Sinne des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes darauf, das regulatorisch Erforderliche zu regeln. Auch kann grundsätzlich davon ausgegangen werden, dass eine Einbindung der Messstellenbetreiber in die Prozesskette der Messwertübermittlung Anpassungsnotwendigkeiten in anderen Dokumenten, wie z.B. der BDEW/VKU-Anwendungshilfe „Wechselprozesse im Messwesen für die Sparte Gas“ hervorrufen werden. Da deren Anpassungen aber bereits zum gegenwärtigen Zeitpunkt den Marktbeteiligten obliegen, ist eine entsprechende Aktualisierung gleichfalls durch die Marktbeteiligten vorzunehmen.
- 54 Im Weiteren hat die Beschlusskammer im Rahmen von turnus- oder regelmäßigen Messwertübermittlungen (Prozess 4.1.2.1.1. der Anlage) die Maßgabe vorgesehen, dass für eine an ein SMGW (Strom) angebundene neue Messeinrichtung Gas, auch im Fall einer bilanziellen Zuordnung als Entnahmestelle im Standardlastprofilverfahren (SLP-Entnahmestelle) in den Grenzwerten von § 24 Abs. 1 GasNZV, eine informatorische Pflicht besteht, stündliche Messwerte im Stundentakt zu übermitteln sofern der Letztverbraucher dies verlangt und die Voraussetzungen gemäß § 58 Abs. 4 MsbG vorliegen. Auch diese Vorgabe ist verhältnismäßig. Sie verbessert die Informationslage für die Verbraucher und führt zu keinen unangemessenen Belastungen der dadurch Verpflichteten. Anders als bei konventionellen SLP-Entnahmestellen besteht bei einer angebotenen neuen Messeinrichtung Gas die Verpflichtung, stündliche Messwerte im Stundentakt an die Marktbeteiligten zu informatorischen Zwecken zu übermitteln. Auch diese Regelung zielt darauf ab, dem Letztverbraucher auch für den Gasbereich, trotz der gegebenen technischen Restriktionen, entsprechend der Intention des MsbG ein zusätzliches Informationsangebot über seine Verbrauchswerte zu verschaffen. Mit dieser stündlichen Übermittlung geht ferner einher, dass für die Prozesse Lieferende und Lieferbeginn die entsprechenden An- und Abmeldungen, wie bei RLM-Messanlagen auch, bei an ein SMGW angebotenen SLP-Entnahmestellen, nur nach dem Eingangsdatum der Meldungen beim Netzbetreiber Berücksichtigung finden können. Die Stellungnehmenden, insbesondere auf Seiten der Netznutzer, haben die grundsätzlichen Erwägungen dieser Änderung durchaus positiv aufgenommen (bne, SAP, BDEW), haben aber im Hinblick auf die Nutzungsmöglichkeiten dieser zusätzlichen Informationsübermittlung auch in der zweiten Konsultation mehrheitlich zurückhaltend reagiert. Die Beschlusskammer sieht jedoch in den vorgebrachten Argumenten ihr grundsätzliches Anliegen, dem Letztverbraucher zusätzliche Informationen zu verschaffen, dadurch im Ergebnis nicht in Frage gestellt.

...

- 22 -

- 55 Die Überlegung, dem Letztverbraucher Zugang zu zusätzlichen Informationen zu ermöglichen, stellt hierbei auf den Grundgedanken des MsbG ab, dem Letztverbraucher, trotz der gegebenen technischen Restriktionen, einen gewissen Grad an Transparenz über die eingetretenen Verbräuche auch im Gasbereich zu ermöglichen. Mit der derzeit für SLP-Entnahmestellen einmal jährlich vorgesehenen Übermittlung der Verbrauchswerte kann kein zusätzliches Informationsangebot für den Letztverbraucher erreicht werden. Dass hierbei die Restriktionen der Erfassung von Gasmengen es letztendlich nicht ermöglichen, die später abzurechnenden Verbrauchsmengen auch untermonatlich kilowattstundenscharf anzuzeigen, wie viele Stellungnehmenden zutreffenderweise anführen, schmälert den möglichen Nutzen zusätzlicher Verbrauchsinformationen zwar, gleichwohl kann es zukünftigen Angeboten der Lieferanten überlassen bleiben, eine zusätzliche Informationsdienstleistung mit einem entsprechenden inhaltlichen Mehrwert auszugestalten. Um hierfür die inhaltlichen Gestaltungsfreiräume herzustellen, ist dementsprechend auch die kleinste Erfassungseinheit für die Übermittlung im Gasbereich, die Stunde, zugrunde zu legen. Eine Übermittlung der erfassten Stundenwerte in größeren Zeitintervallen, wie sie von einigen Stellungnehmenden für ausreichend erachtet wurde (u.a. BDEW, VKU), würde die Gestaltungsfreiheit in Bezug auf die Weiterverarbeitung der zukünftigen Informationsangebote wiederum nachhaltig einschränken. Erst eine kontinuierliche Übermittlung von stündlichen Messwerten im Stundentakt ermöglicht auch die beabsichtigte fortwährende und damit aktuelle Bereitstellung von potentiellen Verbrauchsinformationen an den Letztverbraucher. Entgegen der Meinung einiger Stellungnehmenden sind insofern auch die größeren Zeitintervalle der bestehenden bilanziellen Messwertübermittlung von diesem informatorischen Übermittlungserfordernis zu unterscheiden, da sie den speziellen Anforderungen des Bilanzierungssystems unterliegen, und als nicht ausreichend anzusehen sind. Auch ein Verschieben der Einordnung der nME als RLM-Messeinrichtung und der daraus resultierenden Informationsverpflichtung bis zum Einsetzen einer entsprechenden Nachfrage durch die Lieferanten erscheint der Beschlusskammer nicht gerechtfertigt, da sie mit dieser Regelung gerade beabsichtigt, den Letztverbrauchern über die Lieferanten unmittelbar ein entsprechendes Informationsangebot im Sinne des MsbG auch für den Gasbereich zu ermöglichen. Es ist davon auszugehen, dass die Attraktivität eines derartigen Angebots für den Gasbereich mit zunehmendem Rollout Strom steigen wird und damit die Grundlage sinnvollerweise bereits zu einem möglichst frühen Zeitpunkt festzulegen ist. Dass neue Messeinrichtungen Gas eine stündliche Übermittlung ermöglichen, stellt für Letztverbraucher gerade den Vorteil gegenüber der bisherigen konventionellen Messung dar, den der Gesetzgeber durch die Einführung der neuen Messeinrichtung Gas im MsbG beabsichtigt hat. Ob und inwieweit sich infolge der technischen Restriktionen im Gasbereich ein erweitertes Informationsangebot am Markt erfolgreich durchsetzen wird, hat die

...

- 23 -

Beschlusskammer in diesem Zusammenhang nicht zu bewerten, sondern hierfür lediglich die Grundvoraussetzungen zu regeln.

- 56 Die Verpflichtung, die stündlichen Messwerte für die Letztverbraucher nutzbar zu machen, erfolgt unter der Prämisse, dass die Voraussetzungen nach § 58 Abs. 4 MsbG erfüllt sind: Also der Letztverbraucher im Einvernehmen mit seinem Lieferanten von dem Messstellenbetreiber eine entsprechend der stündlich registrierenden Leistungsmessung (RLM-Messung) zu erfolgende Übermittlung verlangt und der Lieferant diese wiederum auch mit dem Netzbetreiber vereinbart hat. Insofern ist die grundsätzlich vorgesehene Einordnung einer neuen Messeinrichtung Gas als RLM-Messeinrichtung auch als konsequent anzusehen, da neue Messeinrichtungen Gas, im Gegensatz zu konventionellen SLP-Messeinrichtungen, standardmäßig über den Funktionsumfang einer stündlichen Messung verfügen. Dass demgegenüber die mit einer neuen Messeinrichtung angebundene Entnahmestelle bis zu den in § 24 GasNZV vorgesehenen Grenzwerten bilanziell als SLP-Entnahmestelle zu behandeln ist, widerspricht, mit Blick darauf, dass weiterhin für alle SLP-Letzterverbraucher ein einheitliches und gegenüber RLM-Kunden auch vereinfachtes Bilanzierungsregime durch den Netzbetreiber zu ermöglichen ist, nicht einer spezifischen Zuordnung von angeordneten neuen Messeinrichtungen Gas analog den RLM-Entnahmestellen. Gleichzeitig resultiert aus der Regelung, dass nicht automatisch alle SLP-Letzterverbraucher mit an ein SMGW angeordneten neuen Messeinrichtungen Gas eine stündliche Übermittlungsverpflichtung in Anspruch nehmen, sondern nur jene, deren Lieferant eine entsprechende Möglichkeit nach § 58 Abs. 4 MsbG anbietet. Dass die SLP-Bilanzierung eine von der stündlichen Informationsbereitstellung abweichende Messwertübermittlung in größeren Zeitintervallen vom Messstellenbetreiber an den Netzbetreiber fordert, ist dabei vollkommen unabhängig von der Informationsbereitstellung an den Letztverbraucher zu bewerten. Die bilanziellen Übermittlungserfordernisse werden von der rein informatorischen Übermittlung überhaupt nicht berührt. Insofern ergeben sich aus den bilanziellen Erfordernissen an Messwertübermittlungen auch keine Ableitungen für die Granularität einer informatorischen Übermittlung. Dass für eine bilanzielle Berücksichtigung lediglich Messwerte in größeren Zeitintervallen benötigt werden und diese nur täglich zu speichern seien und keine stündliche Übermittlung notwendig machten, ist lediglich der Vereinfachung des Prognose- und Bilanzierungssystems bei SLP-Kunden im deutschen Gasmarkt geschuldet. Im Übrigen ist darauf hinzuweisen, dass eine Trennung zwischen bilanzieller und informatorischer Messwertübermittlung heute für RLM-Entnahmestellen bereits vorgesehen ist und eine gängige Praxis darstellt. Dass gegebenenfalls auch stündliche Messwerte im SLP-Bereich für eine Verbesserung der Prognose der Liefermengen beim Lieferanten oder der SLP-Allokationen beim Netzbetreiber zu verwenden wären (Stellungnahmen BDEW, VKU), schmälert nicht den beabsichtigten Zweck der reinen Informationsbereitstellung für Letztverbraucher, sondern zeigt vielmehr

...

- 24 -

eine weitergehende Verwendungsmöglichkeit der Daten auf, die aber nicht Gegenstand der vorliegenden Festlegung ist.

- 57 Dem Vorschlag, die Verpflichtung zur Übermittlung von stündlichen Messwerten im Stundentakt für Letztverbraucher mit stündlich registrierenden Leistungsmessung (RLM-Messung) ebenfalls an die Voraussetzungen nach § 58 Abs. 4 MsbG zu knüpfen (BDEW, Anhörung), ist hingegen nicht zu folgen. § 58 Abs. 4 MsbG adressiert diese Möglichkeit ausdrücklich für Letztverbraucher, die Standardlastprofile anwenden. RLM-Messungen erfüllen die technischen Anforderungen an eine stündliche Übermittlung von Messwerten im Stundentakt im Gegensatz zu konventionellen SLP-Zählern ohnehin technisch immer. Die bestehende Festlegung sieht somit folgerichtig für Entnahmestellen mit registrierender Leistungsmessung grundsätzlich eine derartige Verpflichtung zur Übermittlung von stündlichen Messwerten im Stundentakten -ebenfalls unabhängig von den bilanziellen Anforderungen einer Informationsübermittlung- vor. Insoweit sind diese erhöhten Übermittlungsanforderungen an RLM-Messstellen auch gerechtfertigt.
- 58 Dass darüber hinaus die Gerätetechnik der Gateways, ein potentiell Messwertverarbeitungskonzept oder anderweitige Spezifikationen den Verarbeitungserfordernissen des Gasbereichs noch nicht genügen, wie einige Stellungnehmenden vortragen, kann die Beschlusskammer einerseits nicht erkennen und würde andererseits generell auch nicht die grundsätzlich nach § 58 Abs. 4 MsbG eingeräumte Möglichkeit auf eine zusätzliche Informationsbereitstellung ausräumen. Allein die Tatsache, dass für den Strombereich Messwerte auf viertelstündlicher Basis im SMGW erfasst und verarbeitet werden können, lässt erkennen, dass Erfassungs- und Übermittlungserfordernisse auf stündlicher Basis keine technische Herausforderung darstellen können. Weitergehende Funktionalitäten, wie z.B. Ersatzwertkorrektur, Brennwertkorrektur erfolgen demgegenüber auch nicht im SMGW, sondern werden separat durch den Netzbetreiber vorgenommen, so dass auch hieraus keine technischen Herausforderungen erwachsen können.
- 59 Insofern stellt in der Gesamtabwägung ein Auseinanderfallen der Informationsanforderungen im Gas- und Strombereich nach Einschätzung der Beschlusskammer weder eine übertragungstechnische Herausforderung dar, noch ist die bilanzielle Informationsberücksichtigung als der limitierende Faktor einer Übermittlungshäufigkeit von Messwerten anzusehen. Dies gilt in besonderem Maße, wenn die technischen Voraussetzungen der Messwerterhebung und Weiterleitung dies ohnehin bereits zulassen. Nach Ansicht der Beschlusskammer ist dies bei den neuen Messeinrichtungen Gas sowie den potentiellen Funktionalitäten der SMGW bereits heute der Fall, so dass im Grundsatz keine technischen Restriktionen für eine häufigere Übermittlung von Messwerten auch bei SLP-bilanzierten Entnahmestellen bestehen. Da die Aufbereitung der Messwerte dem

...

- 25 -

Messstellenbetreiber bzw. dem Lieferanten überlassen bleibt und diese Messwerte nicht den Letztverbrauchern direkt übersandt werden, können zudem die von einigen Stellungnehmenden befürchteten Interpretationsspielräume beim Letztverbraucher in Bezug auf die Aussagekraft der angezeigten Verbrauchswerte auch durch die Bereitstellung entsprechender Informationen bzw. Erklärungen durch die Lieferanten begegnet werden. Der Letztverbraucher ist nur Empfänger von aufbereiteten Informationen des Lieferanten, insofern bedarf es entgegen der Auffassung einiger Stellungnehmenden (BDEW, EON SE) darüber hinaus auch keiner Einbindung des Letztverbrauchers in die Marktkommunikation der Lieferantenwechselprozesse. Über welche Medien der Lieferant dem Letztverbraucher die potentiellen Verbrauchsinformationen zukommen lässt, bleibt diesem selbst überlassen und ist im Rahmen der Regelung nicht näher durch die Beschlusskammer zu bestimmen.

- 60 Im Rahmen der Messwertübermittlung hat die Beschlusskammer im Kapitel 4.1.2. der Anlage, „Aufbereitung und Weiterleitung von Messwerten“ ferner die Anmerkung der EnBW et al. übernommen, wonach der Messstellenbetreiber den allgemeinen Ableseturnus für die Durchführung der Messung festlegen soll. Auch für den Gasbereich erscheint es bei vergleichendem Blick zum Strombereich im Verhältnis zwischen Lieferanten und Messstellenbetreiber schlüssig, dass bei Trennung der Marktrolle Messstellenbetreiber und Netzbetreiber die Messung und Erhebung und damit auch der Ableseturnus dem Messstellenbetreiber zufallen sollte, da der bislang zuständige Netzbetreiber in diesem Fall nicht in den eigentlichen Erhebungsprozess der Messwerte involviert ist. Die durch die Beschlusskammer diesbezüglich vorgenommenen ergänzenden Ausführungen unter Kapitel 4.1.2. der Anlage greifen damit auch eine gleichlautende Regelung des Strombereichs spiegelbildlich auf. Da die Messwerte auf Ebene der Messlokation erhoben werden, war zudem eine entsprechende textliche Ergänzung in Bezug auf die Übermittlung der Messwerte durch den Netzbetreiber in das entsprechende Kapitel 4.1.2.2. der Anlage („Vom Netzbetreiber an den Lieferanten zu übermittelnde Messwerte“) aufzunehmen (Stellungnahme EnBW et al.).
- 61 Nicht gefolgt ist die Beschlusskammer hingegen Vorschlägen, die auf eine veränderte Gliederungsordnung bei Messeinrichtungen SLP bzw. RLM bei turnus- oder regelmäßigen Messwertübermittlungen (Stellungnahme EnBW et al.) abzielen. Nach Auffassung der Beschlusskammer ist die durch die Stellungnehmenden bestrittene Zuordnung zum Bilanzierungsverfahren im Grundsatz gegeben, da der Umfang der Messvorgänge und der Informationsübermittlung von diesem bestimmt wird. Insofern baut das Kapitel 4.1.2. der Messwertübermittlung in der Anlage („Aufbereitung und Weiterleitung von Messwerten“) auf der bestehenden bilanziellen Nomenklatur auf. Mögliche Vorteile einer grundsätzlichen Umorganisation nach rein zählertechnischen Gesichtspunkten können aus der Stellungnahme demgegenüber nicht erkannt werden. Gleichfalls nicht gefolgt ist die

...

- 26 -

Beschlusskammer dem Vorschlag (Stellungnahme EnBW et al.), ergänzend in Kapitel 4.1.2. der Anlage gesondert aufzunehmen, dass Messwerte sowohl vom Messstellenbetreiber als auch vom Lieferanten oder Netzbetreiber erhoben werden können. Diese Vorgabe ergibt sich bereits aus dem ersten Absatz des Kapitels 4.1.1. „Erhebung von Messwerten“ der Anlage.

4.2.1.2 Geschäftsprozess „Geschäftsdatenanfrage“

- 62 Im Prozess „Geschäftsdatenanfrage“ (Kapitel 4.4 der Anlage) ist eine inhaltliche Ergänzung vorgenommen worden, die es dem Messstellenbetreiber Strom ermöglicht, eine Anfrage beim Netzbetreiber Gas zu stellen, ob an einer Markt-/Messlokation bereits eine anbindungspflichtige neue Messeinrichtung Gas vorhanden ist, die bei Ersteinbau eines SMGW Strom gleichfalls anschlusspflichtig wäre. Die Neuregelung beschreibt inhaltlich spiegelbildlich den bereits im Strombereich vorgesehenen Informationsaustausch für eine Anfrage des Messstellenbetreibers Gas auf das Vorhandensein eines SMGW Strom bei Installation einer anschlusspflichtigen neuen Messeinrichtung Gas. Die Änderung trägt dem Informationsbedürfnis des Messstellenbetreibers Strom Rechnung, im Hinblick auf eine effiziente Planung der Einrichtung eines SMGW Strom im Vorfeld die notwendigen Informationen beim Netzbetreiber Gas anfragen zu können, ob an einer Markt-/Messlokation bereits eine anbindungspflichtige neue Messeinrichtung Gas vorhanden ist, die bei Ersteinbau eines SMGW Strom anschlusspflichtig wäre. Dies erscheint der Beschlusskammer geboten, da die Anbindung einer neuen Messeinrichtung Gas gem. § 34 Abs. 2 Nr. 4 MsbG eine Leistung des Messstellenbetreibers Strom darstellt, und daher die informatorischen Voraussetzungen zur Anbindung der neuen Messeinrichtung Gas auch von diesem in Erfahrung zu bringen sind.
- 63 Die im Rahmen der ersten Konsultation von einer Vielzahl der Stellungnehmenden gegenüber dieser Regelung noch geäußerte Ablehnung hat die Beschlusskammer nicht überzeugt. Weder kann das ob dieser gesetzlichen Verpflichtung in Frage gestellt sein, ob überhaupt ein Informationsaustausch zwischen den Messstellenbetreibern Strom und Gas notwendig wäre, noch ob dieser durchführbar wäre, weil die Messstellenbetreiber der einzelnen Sparten keine Kenntnis vom jeweils anderen hätten. Von der gesetzlichen Verpflichtung des Messstellenbetreibers Strom, die Anbindung der neuen Messeinrichtung Gas durchzuführen, sofern das SMGW diesem zuzurechnen ist, kann insoweit nicht abgewichen werden. Diese gesetzliche Verpflichtung beinhaltet vielmehr die Grundannahme eines Austauschs von Informationen der Messstellenbetreiber. Auch die Erwägung einiger Stellungnehmenden, dass eine alternative Informationsbeschaffung außerhalb der bestehenden Lieferantenwechselprozesse effektiver sei, überzeugt die Beschlusskammer, nicht zuletzt mit Blick auf die bestehende spiegelbildliche Regelung im Prozess Geschäftsdatenanfrage der Lieferantenwechselprozesse Strom (GPKE), nicht. Sie sieht

...

- 27 -

vielmehr in der Spiegelbildlichkeit der Ausgestaltung auch im Gasbereich die notwendige Ergänzung der bestehenden Regelung Strom. Die Beschlusskammer hat daher in der zweiten Konsultation unverändert an der Vorgabe festgehalten. Die stellungnehmenden Verbände (BDEW, bne, VKU) haben daraufhin den eingebrachten Vorschlag der Geschäftsdatenanfrage in der vorgelegten Form unterstützt und dies auch im Rahmen der Anhörung im September 2023 (BDEW) bestätigt. Weitergehende Hinweise, wie z.B. eine Einbindung der Kommunikation über das SMGW (VKU), konnten insofern unberücksichtigt bleiben, als eine solche Einbindung im gegenwärtigen sog. „Netzbetreibermodell“ gemäß der Festlegung BK7-17-050 nicht vorgesehen bzw. umzusetzen ist, da die Kommunikation demnach immer über die Netzbetreiber zu erfolgen hat. Auch der Hinweis, dass eine derartige Regelung inhaltliche Ergänzungen bzw. weitreichendere Änderungen in anderen Dokumenten hervorrufen würde, schmälert deren vorbeschriebene Sachgerechtigkeit nicht. Sofern weitergehende Prozessausgestaltungen in bereits bestehenden Dokumenten betroffen wären, sind diese ohnehin durch die Marktbeteiligten vorzunehmen, da diese bereits heute nicht Gegenstand der Festlegung GeLi Gas sind.

- 64 Ferner hat die Beschlusskammer den inhaltlich zutreffenden Hinweis einer Stellungnahme (EnBW et al.) aufgegriffen, dass im Rahmen der Geschäftsdatenanfrage im Wesentlichen auf die Berücksichtigung der Adresse der entsprechenden Messlokation anstelle der Marktllokation abzustellen ist, da hier eine anbindungsfähige neue Messeinrichtung für den Messstellenbetreiber Strom zu verorten ist.

4.2.1.3 Regelungen zu Datenaustausch und Datenformaten

- 65 In dem Kapitel der Anlage, „Rahmenbedingungen der Geschäftsprozesse“, hat die Beschlusskammer nunmehr unter dem Kapitel 2.2., „Datenaustausch, Datenformate und Nachrichtentypen“, neben der Vornahme eines standardisierten elektronischen Austauschs von Kommunikationsdaten zwischen den Marktbeteiligten vor Aufnahme des Nachrichtenaustausches, auch vorgesehen, dass diese Übermittlungsverpflichtung mittels EDIFACT-Austausch zu erfolgen hat. Mit der jetzt auch für Gas eingefügten Verpflichtung greift die Beschlusskammer eine im Rahmen der Festlegung BK6-20-160 bereits für den Strombereich getroffene Regelung auf. Bereits im Rahmen der zweiten Konsultation hatte die Beschlusskammer deutlich gemacht, dass sie zum damaligen Zeitpunkt im Gasbereich, insbesondere unter dem Gesichtspunkt eines medienübergreifenden Gleichlaufs dieses Prozesses, die Heranziehung der im Strombereich vorgesehenen EDIFACT-Übermittlung für sachgerechter und damit vorzugswürdig gegenüber dem alternativ diskutierten Vorschlag einer Auslagerung dieses Prozesses an externe Datenbanken, erachtet.
- 66 Die Stellungnehmenden der zweiten Konsultation haben die zukünftige Einführung eines elektronischen Austauschs von Kontakt- und Kommunikationsdatenblättern generell als

...

- 28 -

sinnvoll angesehen. Das Meinungsbild der Stellungnehmenden in der Frage, ob für den Austausch der Kommunikationsdaten zukünftig eine Datenbank oder das EDIFACT-Format zu nutzen ist, ist allerdings geteilt. Während die Verbände (mit Ausnahme des bne) und der Marktgebietsverantwortliche THE mehrheitlich für eine Datenbanklösung votieren, plädiert die Mehrheit der stellungnehmenden Unternehmen einschließlich Softwareunternehmen für eine Angleichung der Kontaktdatenübermittlung an den Strombereich und damit in Form einer EDIFACT-Übermittlung mit der Nachrichtentypausprägung PARTIN. Die Befürworter einer EDIFACT-Lösung (Schleupen SE, MVV Energie AG, KISTERS AG, SAP, Uniper, eg factory, EON SE, EnBW et al., bne) heben in ihren Stellungnahmen insbesondere den damit verbundenen IT-technischen Gleichlauf und die daraus resultierenden Synergieeffekte mit der Sparte Strom hervor, für die die elektronische Übermittlung der Kontaktdaten mit Hilfe des EDIFACT-Nachrichtentyps PARTIN bereits aus der Festlegung BK6-20-160 hervorgeht. Die für den Kommunikationsdatenaustausch vorzunehmende Standardisierung und Automatisierung beim Austausch der Kommunikationsdaten sei somit gegenüber der heutigen Übertragung von CSV-Dateien zukünftig sichergestellt. Neben einer grundsätzlichen elektronischen Übermittlung ermögliche dieser Lösungsansatz in Zusammenhang mit der geplanten Einführung des Übertragungsprotokolls AS4 auch den gesicherten Nachrichtenaustausch.

- 67 Dieser Einschätzung hat sich die Beschlusskammer angeschlossen. Das mit einer EDIFACT-Lösung Nachteile einhergehen, wie z.B., dass keine Reduktion des marktweiten Nachrichtenaustauschs erreicht werden kann, die Marktbeteiligten also nach wie vor an alle Marktpartner die Kontakt- und Kommunikationsdaten zu versenden und entsprechend zu pflegen haben oder dass EDIFACT-Austausch auch nicht die Übermittlung zusätzlicher Informationen, wie z.B. Zertifikate erlaubt, ist der Beschlusskammer dabei durchaus bewusst (Stellungnahme KISTERS AG, EON SE). Die Befürworter einer spartenübergreifenden zentralen Datenbank (BDEW, VKU, FNB Gas, THE) betonen demgegenüber die breite Anwendungspalette dieses Lösungsansatzes. Sie sehen hierin insbesondere eine aufwandsarme und kostengünstige Lösung zur Pflege, Verwaltung sowie zum Abruf von Kontakt- und Kommunikationsdaten. Dies sei im Wesentlichen auf die damit einhergehende Reduktion des marktweiten Nachrichtenaustauschs und des individuellen Datenpflegeaufwands sowie der damit verbundenen Kosten für den einzelnen Marktbeteiligten zurückzuführen. Zudem wird die jederzeitige Verfügbarkeit bzw. Abrufmöglichkeit der Kontakt- und Kommunikationsdaten angeführt und auf die höhere Flexibilität bei Anpassungen an zukünftige Prozessanforderungen hingewiesen. Ferner könnten mittels einer zentralen Datenbank den Marktbeteiligten zusätzlich weitere netzbetreiberspezifische Daten, wie zum Beispiel Zertifikate, Preisblätter oder verfahrensspezifische Parameter der Standardlastprofile, zentral zum Austausch zur Verfügung gestellt werden. Dies dürfte nach den Beschreibungen der Stellungnehmenden

...

- 29 -

sowohl für die vom BDEW als auch für die von der THE vorgebrachte Variante einer Datenbanklösung gelten.

Die Einschätzung der Vorteilhaftigkeit einer medienübergreifenden Anwendung eines elektronischen Austauschs der Kommunikationsdaten mittels EDIFACT hatte die Beschlusskammer in der zweiten Konsultation insbesondere vor dem Hintergrund aufgezeigt, dass im Strombereich die EDIFACT-Übermittlung durch die Festlegung BK6-20-160 bereits zwingend vorgesehen ist und dadurch marktumfassende positive Synergieeffekte durch eine singuläre Datenbanklösung für den Gasbereich nicht erreicht werden könne. In der zweiten Konsultation ist der vorteilhafte Aspekt einer medienübergreifenden Nutzung insbesondere durch Lieferanten/Transportkunden nochmals ausdrücklich betont worden. Dass die überwiegende Mehrheit der Netznutzer einschließlich des Verbandes bne und einiger IT-Unternehmen die Effizienzpotentiale gerade in einer medienübergreifenden Nutzung des EDIFACT-Formats für den Austausch der Kontaktdaten sehen, bestätigt insofern die Haltung der Beschlusskammer im Hinblick auf die Einführung eines derartigen Nachrichtenaustauschs. Die Synergieeffekte eines Gleichlaufs von Strom- und Gas überwiegen dahingehend die von einigen Stellungnehmenden durchaus nachvollziehbar vorgebrachten inhaltlichen Einschränkungen einer EDIFACT-Lösung. Da aber auch die Stellungnehmenden im Hinblick auf die EDIFACT-Lösung keine grundsätzlichen Bedenken gegen die Anforderungen an einen elektronischen Datenaustausch mittels EDIFACT vorgebracht haben, ist für die Beschlusskammer in Verbindung mit der Einführung von AS4 und der damit einhergehenden Realisierung eines höheren Sicherheitsstandards für die Übermittlung der Kontaktdaten in der Abwägung der Einführung eines EDIFACT-basierten Austauschs der Kommunikationsdaten in der Gesamtschau der Vorzug zu gewähren. Dies bedeutet nicht, dass mit dieser Entscheidung zukünftig eine Datenbanklösung grundsätzlich nicht in Betracht käme. Hierfür erscheint es aber auch zielführend, wie in einzelnen Stellungnahmen angemerkt (u.a. KISTERS AG), dass ein derartiges medienübergreifendes Vorgehen in Bezug auf die einzusetzende Technologie, das Betreibermodell und die mögliche Finanzierung noch eingehender durch den Markt zu diskutieren wäre, gegebenenfalls auch unter Berücksichtigung weitergreifender Überlegungen, wie z.B. die Ausgestaltung eines inhaltlich erweiterbaren Data Hubs, einer zentralen Wechselplattform oder ähnlichem. Auch wenn die Diskussionen über mögliche Nutzungen von Data Hubs durch die Marktbeteiligten bereits weiter fortschreitet, ist nach Auffassung der Beschlusskammer zum gegenwärtigen Zeitpunkt weder eine konkrete inhaltliche Ausgestaltung noch der Zeithorizont einer möglichen Einführung einer zentralen Plattform absehbar. Auch bedarf es in diesem Zusammenhang noch eingehender Prüfungen rechtlicher Fragestellungen, die im Hinblick auf eine Umsetzung einer zentralen Kommunikationsplattform gegebenenfalls auch weitergehende gesetzgeberische Initiativen erforderlich machen und damit die Realisierung eines derartigen Data Hubs weiter in die

...

- 30 -

Zukunft legen würde. Die Beschlusskammer erachtet mit der Einführung eines EDIFACT-basierten Austauschs der Kommunikationsdaten insbesondere das bestehende Erfordernis einer standardisierten Weitergabe von Kommunikationsdaten als umgesetzt. Die bisherige manuelle Bearbeitung von CSV-Dateien erschwert für alle Marktteilnehmer nicht nur untereinander sondern auch unternehmensintern die elektronische Verwaltung und Kommunikation der entsprechenden Daten. Auch deshalb sieht die Beschlusskammer entgegen der im Rahmen der Anhörung vom FNB Gas geäußerten Auffassung, dass ein Zurückstellen dieser Einführung bis eine marktübergreifende Data-Hub-Lösung etabliert ist, zum jetzigen Zeitpunkt als keine geeignete Alternative an.

Dass in eine zukünftige Übermittlung der Kommunikationsdaten mit Hilfe von EDIFACT im Gasbereich neben dem Netzbetreiber, Lieferanten und Messstellenbetreiber weitere Markttrollen mit einzubeziehen seien, um ein gegebenenfalls späteres Nachbearbeiten des Prozesses zu vermeiden (Uniper, eg factory, EnBW et al.), erscheint grundsätzlich nachvollziehbar, ist aber nicht zwingend durch die Beschlusskammer zu regeln. Im Konsultationsdokument waren hierzu bewusst keine weitergehenden Angaben vorgenommen worden, so dass die Marktbeteiligten selbst im Rahmen ihrer detaillierten Prozessausprägungen bestimmen können, wie weit der zukünftige Anwendungshorizont zu ziehen ist. Expliziter Vorgaben im Einzelnen bedarf es insoweit hierzu in dieser Festlegung nicht.

- 68 Das mit Tenor zu 1. für die Marktkommunikation des Gasbereichs eingeführte Übertragungsprotokoll AS4 („Applicability Standard 4“) wird von den Stellungnehmenden überwiegend begrüßt, welches auch von den bei der Anhörung anwesenden Verbänden nochmals bekräftigt wurde. Eine zukünftige medienübergreifende Nutzung des für den Strombereich gemäß der Festlegung BK6-21-282 ab dem 01.10.2023 bereits zu nutzenden Übertragungsformats AS4 (ausschließlicher Wirkbetrieb zum 01.04.2024) ermöglicht, auch nach der Auffassung der Stellungnehmenden, ein einheitliches Sicherheitsniveau sowohl im Strom- als auch im Gasbereich sicherzustellen. Den Hinweis einiger Stellungnehmenden aufgreifend (AKTIV, bne), wonach für eine zukünftige Übernahme des Übertragungsprotokolls AS4 im Gasbereich Vorgaben in der Festlegung GeLi Gas 2.0 vorzunehmen wären, um dem geplante inhaltlichen Gleichlauf mit den Regelungsinhalten für Strom für die Marktbeteiligten Gas zu verdeutlichen, hat die Beschlusskammer nunmehr eine entsprechende Erläuterung im Kapitel 2.2.2. der Anlage, „Absicherung der Marktkommunikation“ in der vorliegenden Festlegung aufgenommen. Hierbei ist allerdings ein Verweis auf die Einhaltung der im Rahmen der Festlegung BK6-21-282 für den Strombereich beschlossenen Parameter des Kommunikationsprotokolls als ausreichend anzusehen. Infolge der bereits zum 01.10.2023 für den Strombereich erfolgten Einführung des Übertragungsprotokolls AS4 sind die entsprechenden technischen Rahmenbedingungen

...

- 31 -

bereits grundsätzlich definiert und umgesetzt und bedürfen im Hinblick auf eine Anwendung im Gasbereich nach Auffassung der Beschlusskammer keiner weitergehenden Beschreibung. Das schließt für den Gasbereich die durch die Marktbeteiligten gegebenenfalls vorzunehmenden Ergänzungen mit ein. Über einen Verweis hinausgehende Regelungsinhalte sind daher in der Festlegung GeLi Gas 2.0 nicht notwendig. Gleiches gilt auch für die Übernahme eines Einführungsszenarios analog des im Strombereich vorgesehenen Szenarios, welches entsprechend auch für den Gasbereich unter Wahrung der Umsetzungsfrist Anwendung finden kann. Da davon auszugehen ist, dass das Einführungsszenario für die Nutzung von AS4 im Gasbereich dem des Stroms inhaltlich weitestgehend gleichen wird, bedarf es hierzu keiner weiteren regulatorischen Vorgaben. Eine Beschränkung auf lediglich zeitliche Vorgaben für die Umsetzung erlaubt es den Marktbeteiligten vielmehr, Erfahrungswerte aus dem Strombereich, auch im Hinblick auf ein Einführungsszenario, bei der nunmehr anstehenden Umsetzung im Gasbereich zu übertragen und effizienzsteigernd anzuwenden. Insofern werden die von den Stellungnehmenden befürchteten abweichenden Inhalte mit den vorgenommenen Regelungen in ausreichendem Maße verhindert. Auch können die von einigen Stellungnehmenden (EnBW et al.) bereits im Rahmen der Konsultation zum Verfahren BK6-21-282 und hier erneut vorgetragenen Anregungen zum Einführungsszenario, sofern sie nicht ohnehin im weiteren Verfahrensgang Strom bereits berücksichtigt wurden, im Rahmen der Entwicklung des Einführungsszenarios Gas durch die Marktbeteiligten (erneut) Eingang finden. Darüber hinaus wird der Vorschlag eines Stellungnehmenden (THE), dass das Kommunikationsprotokoll AS4 zukünftig für alle gaswirtschaftlichen Kommunikationsprozesse anzuwenden sei, zwar grundsätzlich als eine die Marktkommunikation vereinheitlichende Maßnahme von der Beschlusskammer anerkannt, würde aber den Regelungsumfang der Festlegung GeLi Gas 2.0 weit überdehnen. Dieser umfasst die Lieferantenwechselprozesse sowie die den Wechsel begleitenden Annexprozesse, insoweit ist eine verpflichtende Ausweitung der Anwendung der Nutzung dieses Kommunikationsprotokolls auf weitere gaswirtschaftliche Prozesse, wie z.B. die Bilanzierung hier nicht möglich. Die durchaus wünschenswerte Einführung von AS4 auch bezogen auf andere Prozesse bleibt daher anderen Festlegungen oder ggf. auch selbstverpflichtenden Regelungen der Marktbeteiligten, wie z.B. der Kooperationsvereinbarung, vorbehalten.

4.2.1.4 Inhalt und Darstellung der Geschäftsprozesse in der Anlage

- 69 Die Beschlusskammer sieht ferner eine Anpassung der Darstellung der bestehenden Festlegungsinhalte in der Anlage des Beschlusses vor. Die Zielsetzung dieser Änderung besteht darin, die materiellen Regelungen der Lieferantenwechselprozesse ausschließlich in Textform darzustellen und damit zukünftig weitestgehend auf erläuternde

...

- 32 -

Zusatzinformationen, wie die Ablaufdiagramme, Informationsflussschemata und tabellarische Beschreibungen der Geschäftsprozesse zu verzichten. Mit dieser Änderung beabsichtigt die Beschlusskammer im Sinne der Verhältnismäßigkeit, eine deutliche Trennung von notwendigerweise zu bestimmenden regulatorischen Inhalten und jenen Darstellungen, die lediglich der operativen Umsetzung, vornehmlich der IT-Implementierung, in den einzelnen Unternehmen dienen, vorzunehmen. Weitere Zielsetzungen dieser Anpassungen bestehen darin, zukünftig sowohl ein größeres Maß an Flexibilität im Hinblick auf eine Berücksichtigung bevorstehender sektorspezifischer Inhalte zu erzeugen, als auch eine übereinstimmende Abbildung von gemeinsamen inhaltlichen Aspekten bei den Wechselprozessen Strom und Gas, trotz zunehmender Unterschiedlichkeit von gesetzlichen Vorgaben für die beiden Bereiche, zu ermöglichen.

- 70 Mit Ausnahme von gesondert in diesem Beschluss ausgeführten inhaltlichen Anpassungen folgen aus der textlichen Fokussierung der Anlage keine materiellen Änderungen der Regelungsinhalte der bislang bestehenden Festlegung. Für die einzelnen Geschäftsprozesse wurden vielmehr die regulatorisch relevanten Inhalte aus den bisherigen erläuternden Tabellen, Diagrammen und Schemata inhalts- bzw. textgleich in einer neuen, rein textlichen, Beschreibung und Darstellung zusammengestellt. Zur Verdeutlichung dieser Vorgehensweise hat die Beschlusskammer bei der Einleitung des Verfahrens in der Lese- und Änderungsfassung des veröffentlichten Festlegungsentwurfs diese neu zusammengeführten Passagen farblich gesondert hervorgehoben, während beabsichtigte materielle Änderungen gesondert gekennzeichnet waren.

Die Ausgestaltung der vormals anhand von grafischen Abbildungen, erläuternden Texten und Tabellen dargestellten operativen Prozessdetails ist zukünftig in Form von Branchendokumenten durch die Marktbeteiligten gesondert auszuarbeiten. Eine Wahrnehmung derartiger Umsetzungsaufgaben durch die Marktbeteiligten ist bereits gegenwärtig, auch im Rahmen der Lieferantenwechselprozesse, geübte Praxis. So übernimmt beispielsweise die Projektgruppe EDI@Energy beim BDEW die Detailausarbeitungen hinsichtlich der Datenkommunikation, insbesondere im Hinblick auf die notwendigen Ausprägungen der Kommunikationsanforderungen sowie der Nachrichtentypen für die EDIFACT-Übertragung. Bereits der Detaillierungsgrad der zu diesem Zweck erstellten Branchendokumente zeigt nach Auffassung der Beschlusskammer anschaulich, dass die Regelungstiefe einer Festlegung, hier z.B. im Hinblick auf die spezifischen Erfordernisse der operativen IT-Umsetzung der Datenübertragung mittels EDIFACT in den einzelnen Unternehmen, keinesfalls den Umfang operativer Pflichtenhefte einnehmen muss. Der bereits für die Marktkommunikation eingeschlagene Weg zeigt vielmehr, dass unter der Maßgabe entsprechender Detailergänzungen ein inhaltliches Vorgeben des regulatorisch notwendigen Rahmens vollkommen ausreichend ist.

...



- 33 -

- 71 Dieser, bereits mit der Einleitung des Verfahrens aufgezeigten, Intention folgend, hat die Beschlusskammer im Rahmen der zweiten Konsultation den von den stellungnehmenden Verbänden in der ersten Konsultation gemachten Vorschlag aufgenommen, den Änderungsentwurf der Anlage in seiner Detailtiefe nochmals weiter im Sinne einer Rahmenregelung zu überarbeiten, so dass dieser ausschließlich die grundlegenden regulatorischen Bedingungen der Lieferantenwechselprozesse Gas abbildet. Hierbei bleiben die inhaltlichen Kernelemente und regulatorisch notwendigen Bedingungen eines jeweiligen Geschäftsprozesses, die generell vorzunehmende Prozessabfolge unter Angabe der bestimmenden Fristen sowie die Beteiligung der entsprechenden Markttrollen an diesen, als inhaltliche Vorgabe in der Anlage erhalten. Darüber hinausgehende textlich erläuternde prozessuale Darstellungen mit lediglich informativem Charakter, die bislang im ersten Änderungsentwurf noch erhalten geblieben waren, entfallen nunmehr, soweit sie nicht für das grundlegende Verständnis des eigentlichen Geschäftsprozesses oder sonst als regulatorisch notwendig anzusehen waren. Diese für die operative Umsetzung relevanten Darstellungen werden dementsprechend zukünftig in gesonderten Dokumenten von der Branche abgebildet.
- 72 Die Beschlusskammer hält auch nach der Auswertung der Stellungnahmen der zweiten Konsultation unter Abwägung der vorgebrachten Argumente und einiger vorgenommener inhaltlicher Ergänzungen an der Beschränkung der inhaltlichen Ausführungen der Anlage auf ein regulatorisch notwendiges Maß fest. Im Rahmen der zweiten Konsultation hat die Mehrheit der stellungnehmenden Verbände (BDEW, VKU, FNB Gas) den vorgeschlagenen reduzierten Detaillierungsgrad der Festlegungsinhalte mindestens im Grundsatz unterstützt, welches auch im Rahmen der Anhörung nochmals bestätigt (BDEW) wurde. Der BDEW hat sich darüber hinaus bereit erklärt, auf Basis einer derartigen Rahmenregelungen vorgebenden Festlegung die notwendigen Detailbeschreibungen zu den Geschäftsprozessen zu erarbeiten.
- 73 Mehrheitlich ablehnend standen einer derartigen Aufteilung in der zweiten Konsultation die stellungnehmenden Unternehmen Schleupen SE, AKTIV, eg factory, EnBW et al. sowie der Verband bne gegenüber. Diese Stellungnehmenden bezweifeln insbesondere, da diese Änderungen auch zukünftig in standardisierte Prozesse umgesetzt werden müssten, dass die, mit der vorbezeichneten Trennung in Regelungsgegenstände der Festlegung und detaillierter Ausgestaltung zur operativen Umsetzung durch die Marktbeteiligten, von der Beschlusskammer beabsichtigte Flexibilität auf die unterschiedlichen inhaltlichen Anforderungen aus dem Strom- und Gasbereich adäquat reagieren zu können, erreicht werden könne. Diese Einschätzung teilt die Beschlusskammer nicht. Dass eine Ausgestaltung von Abwicklungsprozessen auf Basis von Rahmenregelungen der Beschlusskammer durch die Gaswirtschaft zielführend und unter Einbindung der

...

- 34 -

verschiedenen Markttrollen/Marktbeteiligten in Branchendokumenten umgesetzt werden kann, zeigen neben Dokumenten zur Umsetzung des Datenaustauschs des Lieferantenwechsels der BDEW-Projektgruppe EDI@Energy u.a. auch die Beispiele der BDEW/VKU-Anwendungshilfe „Wechselprozesse im Messwesen für die Sparte Gas“ oder der BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden „Marktprozesse Bilanzkreismanagement Gas“ als Bestandteil der Kooperationsvereinbarung Gas. Sämtliche dieser selbstregulatorisch durch die Marktbeteiligten erarbeiteten und mit den verschiedenen Markttrollen abgestimmten Dokumente enthalten für das jeweilige Sachgebiet standardisierte Detailvorgaben, insbesondere für die IT-technische, operative Umsetzung. Für die Beschlusskammer sind aus den inhaltlichen Anforderungen der einzelnen Geschäftsprozesse keine Gründe erkennbar, die gegen ein solches Vorgehen bei den Lieferantenwechselprozessen Gas sprechen würden. Dass es hierzu einer für diesen Bereich weiter zu etablierenden Selbstorganisation der Marktbeteiligten bedarf, steht außer Frage. Die Einschätzung, dass hierbei durch mögliche Interessensunterschiede einzelner Marktbeteiligter einheitliche Lösungen verhindert würden oder ein Abstimmungsprozess zwischen den Marktbeteiligten bei einer Branchenerarbeitung grundsätzlich als komplexer, langwieriger und intransparenter einzuschätzen ist (Stellungnahme AKTIV, bne) vermag die Beschlusskammer weder aus ihren Erfahrungen im Zuge der o.g. Branchenleitfäden und -dokumente noch aus dem Sachgegenstand selbst zu erkennen, zumal die wesentlichen Rahmenbedingungen ja bereits durch die Festlegung vorgegeben sind. Sie geht vielmehr davon aus, dass die Entscheidung, ob und in welchen Umfang Anpassungen in der praktischen Ausgestaltung der Geschäftsprozesse für den Gasbereich vorzunehmen sind, insbesondere auch im Hinblick auf die Einschätzung IT-technischer Erfordernisse und Effizienzen, viel besser durch die Marktteilnehmer selbst beurteilt und ausgestaltet werden kann, als dies die Regulierungsbehörde vornehmen könnte.

- 74 Das voranstehende Verständnis der Beschlusskammer gilt im Grundsatz ebenso bezogen auf den Vortrag von Stellungnehmenden, wonach eine Trennung zwischen regulatorischen und operativen Inhalten auch keine erweiterten Möglichkeiten für einen medienübergreifenden Gleichlauf der Prozesse böte. Der zur Hebung spartenübergreifender Synergieeffekte vorgebrachte Vorschlag (Stellungnahme EnBW et al.), eine Anpassung identischer Sachverhalte zum Lieferantenwechsel bei Strom und Gas zukünftig auch zum gleichen Zeitpunkt zu ermöglichen, wird dabei bereits durch die unterschiedlichen gesetzlichen, inhaltlichen Anforderungen an die Wechselprozesse Strom und Gas und die daraus resultierenden unterschiedlichen Umsetzungsfristen, die dann in den entsprechenden Festlegungsverfahren der Beschlusskammern zugrunde gelegt werden, realistischerweise nicht einzuhalten sein.

...

- 35 -

- 75 Sowohl die Befürworter einer inhaltlichen Trennung (u.a. VKU, BDEW) als auch die ablehnenden Stellungnehmenden SCHLEUPEN SE, EnBW et al.) haben in der zweiten Konsultation angeführt, dass sie es aber als notwendig erachten, dass die inhaltliche Zielsetzung, die Umsetzungsfristigkeiten und die rechtliche Legitimation der durch die Branche zu erarbeitenden Dokumente auch verbindlich in der Festlegung zu bestimmen sei. Es sei zudem förderlich, dass die Bundesnetzagentur auch an dem Gesamtprozess von Erarbeitung und Änderung der Detailausprägungen eine die Dokumente legitimierende Rolle einnimmt. Nach Auffassung des BDEW bietet sich im Hinblick auf eine rechtliche, verbindliche Verankerung der durch die Marktbeteiligten erarbeiteten Prozessbeschreibungen auch die Integration in die Kooperationsvereinbarung Gas an, womit gleichzeitig die vertragliche Verbindlichkeit einer einheitlichen Anwendungsverpflichtung durch die Netzbetreiber erzielt werden könne.
- 76 Diese Vorschläge kann die Beschlusskammer nachvollziehen und sie erscheinen ihr im Hinblick auf eine durchgehende Marktakzeptanz der Branchendokumente zielführend, so dass sie diese in einzelnen Aspekten neu in die Festlegung mit aufgenommen hat. Eine Anbindung der zukünftigen Detailprozesse an die Kooperationsvereinbarung Gas und der damit einhergehenden Anwendungsverpflichtung durch die Netzbetreiber ist als ein sachgerechtes Vorgehen zu bewerten, um die rechtliche Verbindlichkeit der ausgearbeiteten Detailprozesse sicherzustellen. Die Detailausführungen des Lieferantenwechsels würden dadurch gleichzeitig inhaltlich und prozessual sinnvoll den Lieferantenrahmenvertrag, der als Anlage 3 bereits derzeit Bestandteil der Kooperationsvereinbarung Gas ist, ergänzen. Hierbei gilt es allerdings zu berücksichtigen, inwieweit ein zukünftiges Änderungsmanagement der Detailprozesse in inhaltlicher und zeitlicher Hinsicht sachgerecht in den Anpassungsprozess der Kooperationsvereinbarung integriert werden kann. Zwar erfüllt der mindestens in einem zweijährigen Rhythmus stattfindende Änderungszyklus der Kooperationsvereinbarung Gas durch die zeitliche Bezugnahme auf das Änderungsmanagement der Datenformate durch die BDEW-Projektgruppe EDI@Energy eine wesentliche inhaltliche Anforderung im Hinblick auf die Umsetzung der Marktkommunikation, allerdings umfassen die bisherigen, mitwirkenden Marktbeteiligten nicht den für Änderungen der Detailprozesse des Lieferantenwechsels notwendigen Beteiligungskreis. Hieran sind zusätzlich IT-Unternehmen, IT-Dienstleister, Messstellenbetreiber etc. zu beteiligen. Auch sind aus den bisherigen Erfahrungen die inhaltlichen Fragestellungen bei der Erarbeitung und Konsultation bei Lieferantenwechselprozessen zu kleinteilig, als dass sie sich sinnvollerweise in das bisherige Beteiligungsformat zur Anpassung der Kooperationsvereinbarung Gas, dem sog. „Netznutzerforum“ integrieren ließen. Insofern hält es die Beschlusskammer für zweckmäßig, die Erarbeitung der Detailprozesse der Festlegung GeLi Gas 2.0 vom Änderungsmanagement der Kooperationsvereinbarung dergestalt zu trennen, dass hierfür

...

- 36 -

zukünftig ein separates Änderungsmanagement vorgeschaltet oder parallel aufgesetzt wird und erst dessen Ergebnis in das finale Entwurfsdokument der jeweiligen Kooperationsvereinbarung integriert wird.

- 77 Die Beschlusskammer hat daher gesondert in Tenor zu 2. dieser Festlegung vorgegeben, dass die Marktbeteiligten für die initiale Ausarbeitung und zukünftigen Anpassungen die Grundzüge eines Änderungsmanagements anwenden, welches sich an dem bewährten Vorgehen orientiert, wie es derzeit von der Bundesnetzagentur bereits im Rahmen der vorzunehmenden Änderungen für die EDIFACT-Datenformate praktiziert wird. Hierbei konsultiert die betroffene Beschlusskammer einen von den Verbänden erarbeiteten Entwurf der zukünftigen Detailprozesse zum Lieferantenwechsel, übersendet die eingegangenen Stellungnahmen an die Verbände, die nachfolgend die Auswertung und Einarbeitung der Anmerkungen in den Entwurf der Detailprozesse vornehmen. Das in einem entsprechenden Leitfaden oder vergleichbarem Dokument konsolidierte Ergebnis wird dann entsprechend in die Kooperationsvereinbarung integriert. Ein derartiges Vorgehen berücksichtigt die oben aufgezeigten Bedenken der Stellungnehmenden, so dass bei Trennung in Regelungen der Festlegung und Umsetzung bzw. Ausgestaltung durch die Marktbeteiligten auch zukünftig eine Sicherstellung der Mitgestaltung aller Marktbeteiligten sowie die Beteiligung der Bundesnetzagentur an einer ziel- und qualitätsgesicherten und damit bedarfsgerechten Erarbeitung und späteren Änderung der Detailprozesse durch die Branche einschließlich der Sicherstellung eines notwendigen Interessenausgleich zwischen den Marktbeteiligten gegeben ist. Die Integration in die Kooperationsvereinbarung Gas gewährleistet auch die rechtliche Verbindlichkeit eines derartigen Leitfadens bzw. Dokuments. Da im Rahmen der Konsultation dieser Prozessdokumente die Interessenswahrung der unterschiedlichen Rollen der Marktbeteiligten sichergestellt ist, bedarf es nach Auffassung der Beschlusskammer auch keiner frühzeitigeren, vorgeschalteten Einbindung aller Marktakteure in den Erstellungsprozess (bne, Anhörung). Einerseits repräsentieren die Verbände durch ihre unterschiedlichen Fachbereiche schon verschiedene Markttrollen, so dass auch unterschiedliche inhaltliche Aspekte der verschiedenen inhaltlichen Interessenssphären bereits im Erstellungsprozess mit einfließen, andererseits gewährleistet die Konsultation der Entwürfe und die anschließende Auswertung mit ihrer Abwägung der vorgebrachten Argumente unter Beteiligung der Beschlusskammer die Berücksichtigung der Interessen der einzelnen Stellungnehmenden. Die Einbindung sämtlicher Markttrollen und Marktbeteiligten ist damit in einem sachgerechten Umfang sichergestellt.
- 78 Die seitens der Verbände zu erarbeitenden Detailausgestaltungen der Prozesse sind zum 01.04.2026 in einem einheitlichen Dokument, z.B. in Gestalt eines „Leitfaden oder einer „Anwendungshilfe“ zu erstellen. Das heißt, dieses Dokument enthält neben den sich aus dieser Festlegung ergebenden Änderungen und mithin neu auszugestaltenden Prozessen,

...

- 37 -

auch all diejenigen bestehenden Geschäftsprozesse, die aufgrund dieser Festlegung keine Änderung erfahren. Auch diese sind in demselben inhaltlichen Detaillierungsgrad in das Dokument („copy and paste“) zu übertragen, wie es für die Umsetzung der geänderten bzw. neu durch die Marktbeteiligten auszugestaltenden Prozesse gilt. Im Ergebnis enthält das Dokument in seiner Endfassung damit sämtliche Geschäftsprozesse, die für die IT-technische Umsetzung und Abwicklung des Lieferantenwechsels Gas benötigt werden. Die Beschlusskammer hält die Zusammenführung in einem Dokument von weiterhin gültigen Geschäftsprozessen und auf Basis dieser Festlegung neu gestalteten Prozessen in ihrer jeweils detaillierten Ausgestaltung für zwingend erforderlich, um den Marktteilnehmern einen einheitlichen Gesamtüberblick über die im Rahmen des Lieferantenwechsels zu erfüllenden Detailvorgaben zu geben. Zu berücksichtigen ist dabei, dass diese Festlegung für die weiterhin unverändert bestehenden Geschäftsprozesse nur die regulatorisch notwendigen Rahmenbedingungen beschreibt und dementsprechend keine Detailausprägungen für diese Geschäftsprozesse mehr ausführt. Es bedarf einer geeigneten Zusammenstellung aller für die Umsetzung der Lieferantenprozesse notwendigen Detailausprägungen in einem einheitlichen Dokument, damit alle Marktbeteiligten, insbesondere auch jene neu in den Markt eintretenden Lieferanten, aus einem Dokument die zu erfüllenden Umsetzungserfordernisse entnehmen können. Da die Detailvorgaben der von in dieser Festlegung nicht veränderten Geschäftsprozessen aus der Anlage der bisherigen Festlegung BK7-16-142 übernommen werden können, entsteht nach Auffassung der Beschlusskammer durch diese Anforderung auch kein unverhältnismäßiger Mehraufwand für die Erstellung des zukünftigen Dokuments.

- 79 Damit die Ausarbeitung der Detailprozesse auch in zeitlicher Hinsicht einerseits durch die Verbände sachgerecht erfolgen kann und andererseits eine Integration des Dokuments in den Anpassungsprozess bzw. -zyklus der Kooperationsvereinbarung Gas sichergestellt werden kann, hat die Beschlusskammer zudem in Tenor zu 2. die Erstellung eines entsprechenden Zeitplans vorgegeben. Dieser dient insbesondere dazu, die Bearbeitungsdauer der Ausarbeitung, der Konsultation und der Fertigstellung des Dokuments entsprechend mit den aus dieser Festlegung resultierenden Umsetzungsfristen als auch mit den Fristen des Änderungsmanagements der Marktkommunikation und dem Anpassungszyklus der Kooperationsvereinbarung Gas zeitlich zu synchronisieren.

4.2.1.5 Einzelregelungen zu Rahmenbedingungen und Geschäftsprozessen

- 80 Im Hinblick auf die zukünftige Detailausgestaltung der Prozesse durch die Marktbeteiligten hat es die Beschlusskammer in Kapitel 2.6. der Anlage, „Fristenberechnung“ klarstellend aufgenommen, dass bei der weiteren Ausgestaltung der Prozessschritte durch die Marktbeteiligten gleichermaßen die Notwendigkeit der Einhaltung von sachrichtigen Fristverläufen besteht, so dass die durch diese Festlegung bestimmten zeitlichen Vorgaben

...

- 38 -

der einzelnen Geschäftsprozesse dergestalt detailliert auszugestalten sind, dass dadurch eine im Zeitablauf reibungslose Verarbeitung der entsprechenden Informationen ermöglicht wird. Hierbei ist insbesondere hervorzuheben, dass die in der Festlegung vorgegebenen Bearbeitungsfristen die Gesamtlaufzeit der Geschäftsprozesse darstellen und entsprechende Detaillierungen in Prozessen in ihrem Fristverlauf darauf abzustimmen sind. Die Fristen der detailliert ausgestalteten einzelnen Prozessschritte dürfen die durch die Festlegung vorgegebene gesamte Bearbeitungsfrist nicht überschreiten. Die durch die Festlegung vorgegebenen Fristen beschreiben die jeweils maximal mögliche Bearbeitungslänge eines spezifischen Geschäftsvorfalles bzw. -prozesses. Verkürzende Fristverläufe können, sofern der gesamte Prozess und der inhaltliche Kontext der verknüpften Prozesse dieses zulassen, aber durchaus vorgesehen werden. (Siehe auch nachfolgend die Ausführungen zur Prozesslaufzeiten bei Verwendung einer Marktllokations-ID im Rahmen der Identifikation der Marktbeteiligten). Eine Verkürzung dient insoweit gegebenenfalls auch der Hebung prozessualer Synergieeffekte in zeitlicher Hinsicht, welche die Beschlusskammer grundsätzlich als vorteilhaft erachtet.

- 81 Aufgrund von Anmerkungen der Stellungnehmenden hatte die Beschlusskammer in verschiedenen Geschäftsprozessen zunächst Anpassungen von Fristenverläufen vorgesehen. Diese zielten im Wesentlichen auf den auch in den Stellungnahmen verfolgten Ansatz ab, einen Gleichlauf zwischen den Fristen der Lieferantenwechselprozesse Strom und Gas herzustellen oder dienten der Präzisierung bislang schon vorgesehener Fristen. Dies betraf eine Verkürzung der Vorlauffrist im Prozess 3.2.2. „Lieferende“ der Anlage von derzeit 7 WT auf die bereits im Strombereich geltenden 6 WT, eine Verkürzung der Antwortfrist auf eine Geschäftsdatenanfrage (Prozess 4.4. der Anlage) von ehemals 10 Werktagen auf nunmehr 5 Werktage sowie dass die Übermittlung der Abmeldung in mindestens 6 anstelle von bisher 7 Werktagen vor dem Abmeldedatum zu erfolgen hat (Kapitel 3.2.2. der Anlage, „Lieferende“). Im Rahmen der Anhörung haben die teilnehmenden Verbände allerdings vorgetragen, dass sie aufgrund der derzeit anstehenden Umsetzung des 24h-Lieferantenwechsels im Strombereich, einen weitgehenden prozessualen Änderungsbedarf der Lieferantenwechselprozesse erwarten. Da diese Änderung gleichfalls nachhaltige Veränderungen für die Fristverläufe der einzelnen Geschäftsprozesse im Strombereich hervorrufen könnten, bedeute dies, dass die derzeit im Gas beabsichtigten Änderungen der Fristverläufe, unter Berücksichtigung der bis dahin im Entwurf geplanten Umsetzungsfristen, durch die neuen Anforderungen des Strombereichs bereits inhaltlich überholt seien. Medienübergreifende Synergieeffekte könnten so nicht erzielt werden. Im Hinblick auf die Möglichkeit zukünftiger Prozessgleichläufe zwischen Strom und Gas, sei gleichfalls auch die zu demselben Thema anstehende Verabschiedung der Gasbinnenmarkt-Richtlinie und -Verordnung zu beachten, bei der mit analogen Auswirkungen auf die derzeitigen Prozesse im Gasbereich zu rechnen sei. Von geplanten Anpassungen der

...

- 39 -

Fristverläufe sei daher in dieser Festlegung zur Vermeidung von Doppelarbeit dringend abzurufen. Die Beschlusskammer hat sich dieser Argumentation angeschlossen und auf die beabsichtigten Kürzungen der Fristen in den einzelnen Geschäftsprozessen nunmehr verzichtet. Sie teilt die Einschätzung der Stellungnehmenden, dass sowohl für den Strombereich als auch für den Gasmarkt im Hinblick auf die Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt vom 13. Juli 2009 folgenden Richtlinie bzw. Verordnung voraussichtlich eine gleichartige Regelung beschlossen wird und dass im Zuge der kommenden Umsetzung des technischen Lieferantenwechsels in 24 Stunden auch im Gas grundlegende Veränderungen in die Prozessstruktur und -fristen nicht ausgeschlossen werden können. Damit wären die jetzt vorgesehenen Änderungen inhaltlich möglicherweise bereits vor ihrer Umsetzung durch die Branche infolge der neuen europäischen Anforderungen wieder überholt. Dies sieht die Beschlusskammer nicht als zielführend an.

- 82 Als redaktionelle Änderung wurde demgegenüber in den allgemeinen Angaben zu den Fristigkeiten bei An- und Abmeldungen (Prozess 3.2.1. der Anlage) die Fristangabe von 3 Werktagen bei den zusätzlich zu berücksichtigenden Bearbeitungsfristen gestrichen, da diese sich nicht auf die allgemeinen Angaben bei An- und Abmeldungen bezieht, sondern lediglich auf jene der Ersatz- und Grundversorgung (Stellungnahme EnBW et al.). Da diese nicht in die rückwirkende Frist von 6 Wochen einzuberechnen ist, hat die Beschlusskammer, analog des Fristenlaufs Strom, nur eine klarstellende Aufführung dieser Bearbeitungszeit im entsprechenden Prozess (Kapitel 3.3.1. der Anlage, „Zuordnung in die Ersatz- oder Grundverordnung“) vorgesehen.
- 83 Nicht übernommen hat die Beschlusskammer die Anregung einiger Stellungnehmenden (bne, AKTIV, EON SE, MVV) die durch eine Identifikation mittels Marktllokations-ID (nachfolgend auch „MaLo-ID“) zu erreichende mögliche Prozessverkürzung durch konkrete Vorgaben in einzelnen Geschäftsprozessen separat zu benennen. Die Beschlusskammer hat hierzu bereits im Rahmen der zweiten Konsultation unter Kapitel 2.6. der Anlage, „Fristenberechnung“, ausdrücklich darauf hingewiesen, dass einzelne Prozesse auch ergänzende Fristverläufe enthalten können, sofern dies besondere inhaltliche Anforderungen erforderlich machen. Hierbei wurde auf die grundsätzliche Möglichkeit hingewiesen, Verkürzungen der bestehenden Gesamtfristen der einzelnen Prozesse vorzunehmen, wenn dies nicht ausdrücklich ausgeschlossen ist. Diese Regelung schließt somit die von den Stellungnehmenden angemerkte verkürzende Anpassung der Fristverläufe an die des Strombereichs ein. Voraussetzung ist, dass eine Entnahmestelle zuvor mittels MaLo-ID identifiziert wurde und diese ID im weiteren Prozessverlauf verwendet wird. Entsprechend ihrer Grundintention nur die regulatorischen Bestandteile der Wechselprozesse zu

...

- 40 -

beschreiben, sind insofern nur die von den Marktbeteiligten maximal einzuhaltenden Fristen durch die Beschlusskammer benannt worden.

- 84 Die seitens der Beschlusskammer in der ersten und zweiten Konsultation vorgesehene Streichung der sog. „Bestandsliste“, d.h. der listenförmig erfassten Zuordnung der Marktlifikationen zu einem Lieferanten und zu Bilanzkreisen (s. Anlage zu BK7-16-142 unter A. Rahmen der Geschäftsprozesse, Ziffer 7.) erfolgte unter den Gesichtspunkten der Prozesseffizienz und dem beabsichtigten Gleichlauf mit Lieferantenwechselprozessen Strom, nach denen diese Liste ebenfalls nicht mehr zu erstellen ist.

Dass für eine Zuordnung von Marktlifikationen zu Lieferanten bzw. Bilanzkreisen nur die jeweils ausgetauschten Einzelmeldungen als verbindlich anzusehen sind, die Bestandsliste dementsprechend derzeit nur einen informatorischen Charakter aufweist, wird von Stellungnehmenden geteilt. Gleichwohl ist in der ersten und zweiten Konsultation ein über die Einzelmeldung hinausgehender informatorischer Datenabgleich zwischen den Marktbeteiligten von der Vielzahl der Stellungnehmenden mindestens für die Nutzung als Kontrollinstrument als wünschenswert angesehen worden. Die anstelle einer Bestandsliste seitens der Beschlusskammer analog der Lieferantenwechselprozesse Strom in der zweiten Konsultation des Festlegungsentwurfs vorgeschlagene „Synchronisationsmeldung“ wird dabei allerdings von den Stellungnehmenden uneinheitlich bewertet. Ein derartiger Stammdatensynchronisationsprozess sei auf die inhaltlichen Bedürfnisse der Wechselprozesse/Bilanzierung Strom ausgerichtet, die in dieser Konstellation im Gasbereich nicht vorlägen. Insofern käme eine inhaltsgleiche Übernahme des Prozesses nicht in Betracht, vielmehr wäre ein vollkommen neuer Prozess für den Gasbereich zu etablieren. Gleiches gelte im Wesentlichen auch für die Etablierung anderer zu diesem Zweck denkbarer Prozesse wie z.B. einer sog. „Lieferantenclearingliste“ (BDEW, VKU, FNB Gas, SCHLEUPEN SE, bne). Im Hinblick auf Kosten-Nutzen-Aspekte einer Neugestaltung eines lediglich informativen Datenabgleichs wird daher von einigen Beiträgen auch in den Stellungnahmen der zweiten Konsultation, insbesondere den Verbänden, die Beibehaltung der Bestandsliste gefordert (BDEW, VKU, FNB Gas). Von Seiten der stellungnehmenden Lieferanten wird demgegenüber die Abschaffung mehrheitlich begrüßt (bne, eg factory, Uniper, VNG Handel & Vertrieb GmbH) und gleichzeitig die Einführung eines neuen Prozesses für den bedarfsgesteuerten Abgleich von Daten vorgeschlagen (bne).

Im Rahmen der Anhörung und den sich anschließenden Stellungnahmen hat insbesondere der BDEW nochmals im Hinblick auf die anstehende Verabschiedung der Gasbinnenmarkt-Richtlinie und -Verordnung und der mit der Umsetzung des technischen Lieferantenwechsels binnen 24 Stunden zu erwartende Veränderung der Bilanzierungssystematik (s.a.a.O.) erneut dafür plädiert, unter diesen Bedingungen zunächst an der Bestandsliste festzuhalten. Die IT-technischen Auswirkungen eines möglichen Wechsel der Bilanzierungssystematik

...

- 41 -

könnten zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch nicht in einem ausreichenden Maß eingeschätzt werden, so dass eine effiziente Neugestaltung des Datenabgleichs zum jetzigen Zeitpunkt nur schwer abzuschätzen wäre und der Kosten-Nutzen-Effekt einer Änderung damit sehr fragwürdig erschiene. Auch der FNB Gas sowie der Netznutzerverband bne, der in den vorigen Konsultationen für eine Abschaffung der Bestandsliste plädiert hatte, haben in der Anhörung im September 2023 verdeutlicht, dass infolge ausstehender EU-Vorgaben zum jetzigen Zeitpunkt auf grundlegende Änderungen verzichtet werden solle, um sich inhaltlich überholende Anforderungen und dadurch entstehende Ineffizienzen bei allen Marktbeteiligten zu vermeiden.

- 85 Die Beschlusskammer hat sich dieser Argumentation angeschlossen und daher zunächst die Bestandsliste mit ihrer bestehenden Kontrollfunktion auch in der vorliegenden Festlegung (Kapitel 2.5. der Anlage, „Zuordnung der Marktllokationen zu einem Lieferanten und zu Bilanzkreisen (Bestandslisten)“), unter Verzicht auf den in der zweiten Konsultation vorgesehenen Alternativvorschlag der Etablierung einer sog. „Stammdatensynchronisation“ in Kapitel 4.3. der Anlage, „Stammdatenänderung“, nunmehr beibehalten. Die Beschlusskammer teilt die Einschätzung der Stellungnehmenden, dass mit Umsetzung der zum Zeitpunkt dieser Entscheidung noch ausstehenden EU-Vorgaben an die Bilanzierung, gegebenenfalls weitaus höhere Anforderungen an einen Datenabgleich zu stellen sind, welche in ihrem inhaltlichen Umfang und den IT-technischen Auswirkungen zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch nicht abschließend eingeschätzt werden können. Die Entwicklung einer gegenüber der Bestandsliste alternativen Kontrollmöglichkeit könnte somit in ihrer Entwicklungs- bzw. Umsetzungsphase bereits überholt sein und ist damit als nicht zielführend einzuschätzen. Der Beschlusskammer erscheint gleichzeitig das von den Stellungnehmenden grundsätzlich geäußerte Bedürfnis nach einer zusätzlichen Abfrage bzw. Zusammenstellung über die jeweils zugeordneten Marktllokationen nachvollziehbar. Bereits die erste und zweite Konsultation haben gezeigt, dass über die Detailausgestaltung eines die Bestandsliste ersetzenden Informationsprozesses im Rahmen eines Stammdatenaustauschs von den Stellungnehmenden bereits unter den gegebenen Umständen durchaus kontroverse Vorstellungen vorgelegen haben. Absehbare, aber noch nicht im Detail bestimmbare neue Anforderungen tragen insofern nicht zur Erarbeitung einer tragfähigen Alternativlösung bei, auch wenn die Bestandsliste in ihrer heutigen Form nicht mehr als zeitgemäßer bedarfsgesteuerter Abgleich von Daten angesehen werden kann. Insofern teilt die Beschlusskammer die Auffassung der Stellungnehmenden, dass die Beibehaltung eines zwar letztendlich ineffizienten Prozesses, zum gegenwärtigen Zeitpunkt ein besseres Kosten-/Nutzenverhältnis darstellt als eine Neuentwicklung. Gleichwohl sieht die Beschlusskammer die Beibehaltung der Bestandsliste nur als Übergangslösung an, die zukünftig, wenn die entsprechenden Rahmenbedingungen bekannt sind, unter Nutzung der

...

- 42 -

dann bestehenden Möglichkeiten im Rahmen der Stammdatenverwaltung effizienter und bedarfsorientierter gelöst werden kann.

- 86 Dem von einigen Stellungnehmenden (THE, EnBW et al., VKU) für den Prozess der Grund- und Ersatzversorgung aufgeworfenen Änderungsvorschlag, dass im Fall einer außerordentlichen Bilanzkreiskündigung, die Zuordnung der betroffenen Marktlokationen zum Bilanzkreis des Grund- und Ersatzversorgers direkt nach Ablauf der Laufzeit des Bilanzkreisvertrages erfolgen solle (sog. „Synchron-Modell“), ist die Beschlusskammer nicht gefolgt (Kapitel 4.6. der Anlage „Grundsätze der Mengenzuordnung: Asynchronmodell zwischen Bilanzierung und Netznutzung bei Anwendung des Standardlastprofilverfahrens“). Entsprechend der in der Festlegung vorgesehenen Fristen und Stichtagsregelungen zur Zuordnung von Entnahmestellen zur Ersatz- bzw. Grundversorgung, können die Belieferungssituation und die bilanzielle Berücksichtigung weiterhin auseinanderfallen, so dass die bilanzielle Berücksichtigung einer Entnahmestelle beim Ersatz- bzw. Grundversorger erst zum nächsten oder sogar zum übernächsten Monatsersten (asynchron) erfolgen kann. Die so zwischen der tatsächlichen Belieferung und der bilanziellen Berücksichtigung entstandenen Differenzmengen sind entsprechend des Mehr- und Mindermengenmodells im Nachhinein im entsprechenden Bilanzkreis des jeweiligen Ersatz- bzw. Grundversorgers zu berücksichtigen.

Auch der derzeit erst zu Beginn des nächsten Monats vorgesehenen Zuordnung (sog. „Asynchron-Modell“) ist inhärent, dass die bis zur bilanziellen Berücksichtigung auftretenden Differenzmengen nicht als zuordnungslos zu betrachten sind, wie die Stellungnehmenden zum Teil anführen, sondern lediglich erst zeitversetzt wirksam in einem Bilanzkreis verbucht werden können. Eine Zuordnung der betroffenen Marktlokationen zum Bilanzkreis des Grund- und Ersatzversorgers erfolgt auch im Asynchron-Modell unmittelbar nach dem Wirksamwerden der außerordentlichen Bilanzkreiskündigung. Damit ist in dieser Fallkonstellation lediglich zwischen der eigentlichen unmittelbaren Zuordenbarkeit und der zeitversetzten operativen Abwicklung dieser Zuordnung von Entnahmestellen in den entsprechenden Bilanzkreisen zu unterscheiden. Insofern ist hierin, entgegen der Auffassung des Stellungnehmenden THE, auch kein Widerspruch zu § 22 Absatz 1 GasNZV zu konstatieren. Dass bei den jeweiligen Netzbetreibern, bei kurzfristigen Schließungen von Bilanzkreisen einzelner Lieferanten, infolge der beschriebenen bilanziellen Systematik zwischenzeitlich erhöhte einseitige Differenzmengen auftreten, die gegebenenfalls auch einen (zusätzlichen) Bedarf an Regelenergie nach sich ziehen können, welcher durch den Marktgebietsverantwortlichen zu beschaffen wäre, ist als systemimmanent anzusehen. Dass in derartigen Sonderfällen eine synchrone bilanzkreiswirksame Berücksichtigung der Belieferungsmengen infolge einer Vermeidung dieser Differenzmengen sowohl für Netzbetreiber als auch für die Marktbeteiligten operativ als vorteilhafter einzuschätzen ist, wird

...

- 43 -

von der Beschlusskammer durchaus gesehen. Allerdings stellt auch der im Rahmen des Mehr- und Mindermengenmodells beschriebene asynchrone Mechanismus, wenn auch zeitlich rückwirkend, sicher, dass im Ergebnis keine einem Ersatz- bzw. Grundversorger zuzurechnenden Belieferungsmengen beim Netzbetreiber verbleiben. Dass Differenzmengen bis zur bilanziellen Berücksichtigung hierbei gegebenenfalls Regelenenergiebedarf generieren, welcher durch den Marktgebietsverantwortlichen beschafft werden muss, ist der Bilanzierungssystematik immanent und damit als hinnehmbar zu bewerten. In Bezug auf die Deckung eines daraus resultierenden Regelenenergiebedarfs erfüllt der Marktgebietsverantwortliche nur die ihm zugewiesene Rolle im Hinblick auf die Systemverantwortung der Netzstabilität. Damit ist für die Beschlusskammer unter Berücksichtigung der bilanziellen und systemischen Aspekte kein unmittelbares Erfordernis ersichtlich, generell oder in Bezug auf einen konkreten Einzelfall eine synchrone Zuordnung anzuwenden.

- 87 Weiter dürfte auch eine separate synchrone Bilanzierung für spezifische Einzelfälle, wie z.B. der außerordentlichen Bilanzkreiskündigung, nach Aussagen von Marktbeteiligten nicht durch die bestehende IT-Struktur der Netzbetreiber ohne umfassende Anpassungen zu realisieren sein, da für Haushaltskunden alle Bilanzierungsprozesse des Lieferantenwechsels IT-technisch asynchron in die Zukunft ausgerichtet sind. Ungeachtet der Frage, ob eine entsprechende synchrone Abbildung in den bestehenden Systemen überhaupt technisch separat möglich ist, ist es nach Auffassung der Beschlusskammer zudem als wenig effizient anzusehen, für einen selten auftretenden Einzelfall eine gesonderte IT-Implementierung einer verkürzten Bilanzierungsfrist vorzuschreiben. Auch die Lieferantenwechselprozesse generell auf eine synchrone Bilanzierung umzustellen, erscheint infolge eines Sonderfalls einer kurzfristigen Bilanzkreisschließung ebenfalls nicht angemessen, da hierbei nachhaltig in das gesamte Bilanzkreismanagement der Lieferantenwechselprozesse und damit grundlegend in die IT-Prozesse der Marktbeteiligten eingegriffen würde. In der Gesamtschau ist daher, jedenfalls zum jetzigen Zeitpunkt, an der asynchronen Bilanzierung festzuhalten.
- 88 Mit Ausnahme redaktioneller Anpassungen ist die Beschlusskammer weiteren Anmerkungen der Stellungnehmenden (MVV, EnBW et al.) zum Geschäftsprozess 3.3.2. „Beginn der Ersatz-/Grundversorgung“ der Anlage bzw. der Zuordnung einer Entnahmestelle zur Grund und Ersatzversorgung nicht gefolgt, da diese entweder in den vorgelegten Prozessbeschreibungen bereits enthalten sind und sich inhaltlich an die Beschreibung der GPKE anlehnen oder im Einzelnen über das in der Festlegung vorgesehene Maß der Detailausgestaltung hinaus gehen.
- 89 In Bezug auf das sog. „Mehr- und Mindermengenmodell“ (Kapitel 4.6. der Anlage, „Grundsätze der Mengenzuordnung: Asynchronmodell zwischen Bilanzierung und Netznutzung bei Anwendung des Standardlastprofilverfahrens“) ist die Beschlusskammer

...

- 44 -

den in einer Stellungnahme (u.a. E.ON SE) angeregten textlichen Änderungen zur Klarstellung des inhaltlichen Bezugs, dass der Differenzmengenausgleich zwischen dem Alt- und Neulieferanten anhand des gesonderten Mehr- und Mindermengenmodells durch den entsprechenden Netzbetreiber initiiert wird, gefolgt.

- 90 Nicht aufgegriffen hat die Beschlusskammer dagegen den Vorschlag einiger Stellungnehmenden (EnBW et al., bne) in Kapitel 4.6. der Anlage auch Anpassungen an der Fristenregelung zur bilanziellen Zuordnung von Marktlokationen vorzunehmen. Anstelle der bislang vorgesehenen Stichtagsregelung zum 15. Werktag eines Monats im Gasbereich stellen Stellungnehmende teilweise auf das bereits angepasste Fristenregime des Strombereichs ab und schlagen vor, stattdessen auch für den Gasbereich den 3. Werktag vor dem Monatsletzten als Stichtag zu übernehmen. Den mit dem Vorschlag beabsichtigten Prozessgleichlauf mit dem Strombereich kann die Beschlusskammer im Grundsatz nachvollziehen, hat aber unter der Berücksichtigung der auch in der Anhörung nochmals von den Verbänden deutlich gemachten, noch nicht feststehenden, aber abzusehenden Weiterentwicklung der Lieferantenwechselprozesse und der daraus resultierenden Folgewirkungen für die bilanzielle Berücksichtigung von Marktlokationen zu Bilanzkreisen, von einer Übernahme dieser Friständerung derzeit abgesehen. Für den Strombereich ist mit Einleitung des Verfahrens BK6-22-024 geplant, im Zuge einer Umsetzung der Anforderungen aus § 20a Abs. 2 EnWG, nach welchen der technische Vorgang des Stromlieferantenwechsels binnen 24 Stunden vollzogen werden muss, nur noch eine synchrone bilanzielle Zuordnung zum entsprechenden Wechseldatum der Marktlokationen zuzulassen. Eine asynchrone Zuordnung würde infolge der erst zum nächsten Monatsersten getätigten bilanziellen Berücksichtigung die zukünftigen Anforderungen an die Abwicklung des technischen Wechselprozesses innerhalb von 24 Stunden nicht mehr erfüllen. Nach derzeitigem Kenntnisstand der Beschlusskammer ist davon auszugehen, dass auch für den Gasmarkt im Rahmen der auf die Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt vom 13. Juli 2009 folgenden Richtlinie voraussichtlich eine gleichartige Regelung beschlossen wird. Dies lässt weiter die Annahme zu, dass relativ zeitnah auch für den Gasbereich die asynchrone Bilanzierung bei Standardlastprofilkunden abzuschaffen sein wird. Unter Berücksichtigung der den Marktbeteiligten in dieser Festlegung gewährten Umsetzungsfristen wäre vor der Abschaffung der asynchronen Zuordnung, wenn überhaupt, dann voraussichtlich nur ein zeitlich äußerst kurzer Wirksamkeit einer jetzt berücksichtigten Fristverkürzung gegeben. Insofern ist es nach Auffassung der Beschlusskammer im Hinblick auf die Kosten-/Nutzen-Relation durchzuführender IT-Implementierungen als wenig effizient einzuschätzen, zum jetzigen Zeitpunkt noch Änderungen eines Prozesses einzuleiten, dessen zukünftige Abschaffung europarechtlich sehr wahrscheinlich bevorsteht und nur noch eine geringe Zeitspanne angewendet werden kann. Gleichfalls können sich auch die von den

...

- 45 -

Stellungnehmenden angeführten prozessualen Synergieeffekte durch einen gleichlaufenden Fristlauf mit dem Strombereich nicht mehr einstellen, da dieser voraussichtlich bereits auf eine Umsetzung der synchronen Zuordnung im Laufe des Jahres 2025 abzielt. Unter Einbeziehung dieser Aspekte ist daher die Übernahme einer Fristverkürzung abzulehnen.

- 91 Im Geschäftsprozess 4.5. der Anlage, „Abrechnung der Netznutzung“, hat die Beschlusskammer die von den Stellungnehmenden der zweiten Konsultation (EON SE, EnBW et al.) angeregten redaktionellen und inhaltlichen Anmerkungen übernommen. Hierzu zählen insbesondere die vorgeschlagene textliche Unterscheidung der Begrifflichkeiten „(Netznutzungs)Rechnung“ und „(Netznutzungs-)Abrechnung“ (Stellungnahme EON SE) sowie eine textliche Anpassung der bestehenden Formulierungen im Hinblick auf die Zahlung der Netznutzungsabrechnung (Stellungnahme (EnBW et al.)). Für ein eindeutiges und unmissverständliches Anwendungsverständnis ist ferner zu korrigieren gewesen, dass auch nur einzelne Rechnungen einer Übertragungsdatei abgelehnt oder angenommen werden können. Die weiteren in einer Übertragungsdatei mit übersandten Rechnungen davon aber unberührt bleiben können (Stellungnahmen EON SE, EnBW et al.). Insofern handelt es sich hierbei lediglich um eine inhaltliche Klarstellung und keineswegs um eine Abkehr des sog. „Alles-oder-Nichts-Prinzips“ (BDEW, Anhörung). Gleiches gilt für den Umstand, dass Stornierungen nur vom Rechnungssteller, dem Netzbetreiber, aber nicht vom Lieferanten als Empfänger ausgehen können. Dieser kann nur die Fehlerhaftigkeit einer Rechnung feststellen. Ebenfalls aufgegriffen hat die Beschlusskammer den Vorschlag, den Hinweis auf die Notwendigkeit der Übermittlung von Umsatzsteuernachweisen zu streichen, da dieser seit Inkrafttreten des Steuervereinfachungsgesetzes nicht mehr benötigt würde und dementsprechend auch nicht mehr in den Lieferantenwechselprozessen Strom enthalten sei (Stellungnahme EON SE). In grundsätzlicher Form hat die Beschlusskammer auch die Anmerkung übernommen, für bestimmte Fälle eine Korrektur bzw. Anpassung der Jahresrechnung in Bezug auf einzelne Rechnungspositionen ohne Stornierung zuzulassen (Stellungnahme EON SE). Hierbei sei auf die gleichfalls für die Lieferantenwechselprozesse Strom bestehende Ausnahmeregelung abzustellen. Die Beschlusskammer hat den Vorschlag in der Prozessbeschreibung insoweit aufgegriffen, als dass nunmehr in definierten Ausnahmefällen von einer grundsätzlichen Verpflichtung zur Stornierung einer Rechnungskorrektur abgesehen werden kann. Diese Regelung lässt eine konkrete Ausgestaltung definierter Ausnahmebestände durch die Marktbeteiligten zu, wie sie bereits für den Strombereich vorgesehen war, ohne die bisherige Grundregel über Gebühr einzuschränken.
- 92 Im Geschäftsprozess 3.1. der Anlage, „Kündigung“, hat die Beschlusskammer eine Anmerkung aus einer Stellungnahme der zweiten Konsultation (MVV Energie AG) aufgegriffen und einen in der bisherigen Fassung der GeLi Gas (BK7-16-142) an gleicher

...

- 46 -

Stelle geregelten Sachverhalt wieder in die Prozessbeschreibung aufgenommen. Hiernach hat der Lieferant, unabhängig von der vertraglich vereinbarten Kündigungsform, eine Kündigung auch in elektronischer Form entgegenzunehmen und zu bearbeiten. Die Stellungnehmende hat hierzu verdeutlicht, dass bei Fehlen einer entsprechenden Ergänzung die elektronische Prozessabwicklung einer Kündigung von Lieferanten bereits unter Verweis auf die mit dem Letztverbraucher vereinbarte Schriftform unterbunden worden sei. Die bisherige Regelung habe dazu beigetragen, die Unabhängigkeit der elektronischen Abwicklung der Kündigung von der jeweiligen individuellen Vertragsgestaltung zu verdeutlichen und die obligatorische Annahme und Bearbeitung des elektronischen Kündigungsprozesses durchzusetzen. Da die Beschlusskammer die vorgebrachte Einschätzung als notwendige Rahmensetzung für die verpflichtende Anwendung der elektronischen Kündigungsabwicklung teilt, hat sie diese grundsätzliche Bedingung wieder in die Beschreibung des Geschäftsprozesses aufgenommen.

- 93 Nicht übernommen hat die Beschlusskammer den Vorschlag von Stellungnehmenden (EnBW et al.), im Rahmen des Kündigungsprozesses die Ablehnungsmöglichkeit des Altlieferanten bei zu prüfenden Neuverträge auf operativer Ebene einzuschränken. Dass hierbei die Erfahrung der Netzbetreiber zeige, dass Kündigungen durch Letztverbraucher selbst fast immer eine Identifikation der Entnahmestelle ermögliche, mag zutreffend sein, gleichwohl kann aber eine hundertprozentige Identifikation nicht vorausgesetzt werden, so dass die Einräumung einer Ablehnungsmöglichkeit aus diesem Grund weiterhin gerechtfertigt erscheint. Darüber hinausgehende Überlegungen, ob man die Nutzung einer Ablehnung noch weitergehender, im Rahmen der IT-technisch vorgesehenen Ablehnungsgründe konkretisiert, um negative Auswirkungen einer Fehlanwendung zu vermeiden, kann der Detailgestaltung der Marktbeteiligten überlassen bleiben. Die Beschlusskammer sieht hierin keine grundsätzliche regulatorische Fragestellung.
- 94 Gleichfalls nicht zu ändern ist nach Auffassung der Beschlusskammer der letzte Satz des Geschäftsprozesses im Kapitel 3.1. der Anlage, "Kündigung", welcher das Kündigungsdatum als den Tag beschreibt, "[...] an dem der letzte Gastag der Belieferung beginnt" (Stellungnahme AKTIV, bne, EnBW et al.). Die Stellungnahmen greifen im Ergebnis den Umstand des Auseinanderfallens von vertragsrechtlicher und bilanzierungstechnischer Fristigkeit auf. Im Rahmen dieser Festlegung ist dieser Umstand allerdings nicht aufzulösen, da in den einschlägigen Normen und Bestimmungen der Gastag (von 06:00 bis 06:00 des Folgetages) als Bilanzierungsperiode festgelegt ist. Dies kann nicht mittels dieser Festlegung geändert werden. Hierzu besteht nach Auffassung der Beschlusskammer allerdings auch kein Anlass, da die vorhandene Definition eindeutig den letzten Kalendertag als Kündigungsdatum bestimmt. Dass eine bilanzielle Berücksichtigung erst zum folgenden Kalendertag 06:00 wirksam wird, mag für die IT-technische Umsetzung des

...

- 47 -

Kundenmanagements insgesamt eine zusätzliche Herausforderung darstellen, ist aber für das Vertragsmanagement nicht ausschlaggebend, da hierfür der Kalendertag eindeutig bestimmt ist. Insofern stellt der letzte Satz des Kapitels entgegen der Einschätzung einzelner Stellungnehmenden nach Auffassung der Beschlusskammer vielmehr eine Klarstellung dar, die keiner Änderung bedarf.

- 95 In Bezug auf die Definition einer Markt-/Messlokation (Kapitel 2.1. der Anlage, „Marktklokation, Messlokation und Zuordnungen“) ist die Beschlusskammer dem Vorschlag weitergehende Beschreibungen zur Vergabe der Marktklokations-ID vorzusehen (Stellungnahme EnBW et al.) nicht gefolgt, da die vorgeschlagenen Ergänzungen bereits zur Einführung der MaLo-ID Gegenstand des Tenors bzw. der Anlage des Beschlusses BK7-16-142 waren. Nach der im Frühjahr 2018 vollzogenen Markteinführung der ID-Nomenklatur erkennt die Beschlusskammer heute keinen weiterhin bestehenden vertieften Regelungsbedarf in dieser Sache. Auch bei einer Neuvergabe einer MaLo-ID ist davon auszugehen, dass die im Rahmen der damaligen Festlegung formulierten Anforderungen in die Vergabebedingungen der codevergebenden Stelle Eingang gefunden haben. Insoweit ist die Beschreibung der Verwendung dieser Bezeichnungen zwar als notwendige regulatorische Rahmenbedingung der Lieferantenwechselprozesse anzusehen aber nicht mehr deren Beschreibung im Detail.
- 96 Hinsichtlich der Heranziehung der MaLo-ID bei der Identifikation einer Marktklokation (Kapitel 2.3. der Anlage, „Identifizierung einer Marktklokation“) hat die Beschlusskammer den Vorschlag derselben Stellungnehmenden aufgegriffen, (zweite Konsultation, EnBW et al.) die Ausnahmefälle, d.h. sofern Marktklokationen nicht mittels MaLo-ID identifiziert werden, übereinstimmend mit den Lieferantenwechselprozessen Strom zu beschreiben und damit einen einheitlichen und gleichlautenden Regelungstext ohne Bezugnahme auf eine konkrete Norm zu verwenden. Dies ermöglicht für die Marktbeteiligten hier eine gleichlaufende Prozessabwicklung, die textlich übereinstimmende Formulierung macht dies auch gegenüber den Marktbeteiligten deutlich. Das hiermit eine Vorrangstellung der Identifikation mittels MaLo-ID gegenüber den anderen Verfahren eintritt, dient der beabsichtigten weitergehenden automatisierten Prozessabwicklung einer Erfassung von Marktklokationen. Diese kann lediglich durch den entsprechenden Absender einer Nachricht beeinflusst werden, in dem er vorgibt, dass eine Identifikation nicht (ausschließlich) über die MaLo-ID zu erfolgen hat. In diesem Fall ermöglichen separate Merkmale weitere Identifikationsmöglichkeiten der Marktklokation in unterschiedlichen Kombinationen. Wie von einigen Stellungnahmen gefordert, baut eine derartige Möglichkeit gleichfalls Missbrauchspotential einer ausschließlichen ID-gesteuerten Identifizierung der Entnahmestelle vor. Die Ausgestaltung der entsprechenden zusätzlichen Identifikationsregeln kann hierbei nach Auffassung der Beschlusskammer aber den Marktbeteiligten überlassen bleiben, zumal die Zielsetzung einer

...

- 48 -

gleichlaufenden Prozessabwicklung bereits die Fallkonstellationen des Strombereichs vorzeichnen.

- 97 Im Kapitel 2.7. der Anlage, „Stornierung und Rückabwicklung“, hat die Beschlusskammer den inhaltlich zutreffenden Hinweis einer Stellungnahme (EnBW et al.) aufgegriffen und textlich eine inhaltliche Klarstellung der ursprünglichen Formulierung aufgenommen, dass, sofern eine Antwort auf ein auslösendes Ereignis bereits versendet wurde, eine Stornierung des Vorgangs nicht mehr möglich ist, da dieser bereits ausgelöst wurde und somit nur noch eine Rückabwicklung in Betracht kommt.

4.2.1.6 Einführung eines elektronischen Preisblattes

- 98 Die vorgesehene Einführung eines elektronischen Preisblattes Gas als Geschäftsprozess der Anlage beruhte auf denselben Erwägungen, die die Beschlusskammer 6 im Strombereich zur Einführung eines derartigen Preisblattes bewogen haben. Für den Strombereich erfolgte die Ausgestaltung und Einführung eines Preisblattes durch die Beschlusskammer 6 im Rahmen der Anpassung der Lieferantenwechselprozesse Strom mit der Festlegung BK6-20-160 zum Ende des Jahres 2020. Insofern konnte eine entsprechende Regelung für den Gasbereich erst in der zweiten Konsultation zu dieser Festlegung zur Diskussion gestellt werden. Inhaltlich sieht die Beschlusskammer auch für den Bereich Gas dieselben Gründe als gegeben an, die für Beschlusskammer 6 ausschlaggebend für eine Einführung im Strombereich waren. So ist auch für die Lieferantenwechselprozesse Gas davon auszugehen, dass, trotz der dort bereits in der Vergangenheit vorgeschriebenen elektronischen Netznutzungsrechnungen, die eigentliche Rechnungsprüfung der Lieferanten oftmals noch einen hohen manuellen Bearbeitungsaufwand nach sich zieht, da die einzelnen Preisbestandteile der Netzbetreiber den Lieferanten weder durchgehend in massengeschäftstauglich verarbeitbarer elektronischer Form noch in einer einheitlichen Systematik vorliegen. Mit der Einführung eines elektronisch von den Netzbetreibern an die Lieferanten zu übermittelnden Preisblattes war beabsichtigt dieses Defizit zu beheben. Mit der Einführung eines elektronischen Preisblattes war hingegen nicht eine weitergehende Vereinheitlichung der Netzentgeltstruktur und Abrechnungsregeln beabsichtigt, sondern lediglich die einheitliche elektronische Wiedergabe der Entgelte und entsprechenden weiteren Leistungen der Netzbetreiber. Eine mögliche weitergehende Vereinheitlichung der Netzentgelte lässt dies unberührt und ist auch nicht Regelungsgegenstand der vorliegenden Festlegung. Eine derartige Standardisierung der Netzentgelte und Leistungen der Netzbetreiber liegt zudem auch nicht im Zuständigkeitsbereich dieser Beschlusskammer.
- 99 Auch wenn die Einführung eines elektronischen Preisblattes für Gas von den Stellungnehmenden der zweiten Konsultation fast durchgehend als sinnvoll erachtet worden

...

- 49 -

ist, haben Stellungnehmende zugleich darauf hingewiesen, dass eine weitergehende elektronische Übermittlungsverpflichtung nur auf der Basis einer Vereinheitlichung der Netzentgelte und Abrechnungsregeln einen inhaltlichen Mehrwert für die Marktbeteiligten hervorrufen würde. Zielsetzung der Einführung eines elektronischen Preisblatts sei für die Marktbeteiligten vielmehr über alle Netzbetreiber standardisierte Produktinformationen, respektive Netzentgelte bzw. sonstige Leistungsangebote, zu erhalten, die eine automatisierte Prüfung der Rechnungen unter der Maßgabe einheitlicher Inhalte erlaube. Unterließe man diese marktweite Standardisierung, bliebe es grundsätzlich bei netzbetreiberindividuellen Ausprägungen der Netzentgelte und angebotenen Leistungen, welches letztendlich trotz elektronischer Übermittlung wiederum auf eine netzbetreiberindividuelle Prüfung der Netznutzungsrechnungen durch die Letztverbraucher hinausliefe. Eine elektronische Übermittlungsverpflichtung dieser Preisblätter stellt demgegenüber aber lediglich den Informationsaustausch zwischen den Beteiligten sicher. Auch im Rahmen der Anhörung haben sowohl der BDEW als auch der bne als Verband der Netznutzer (die von einem elektronischen Preisblatt profitieren würden) nachdrücklich darauf hingewiesen, dass mit einer reinen Übermittlungsverpflichtung des elektronischen Preisblattes die beabsichtigte Zielsetzung einer automatisierten Rechnungsprüfung nicht erreicht werden könne. Allein aus der elektronischen Übermittlung der verschiedenartigsten Netzentgelte bzw. Leistungskataloge der Netzbetreiber ergäbe sich kein inhaltlicher Zugewinn gegenüber dem Status quo. Der Beschlusskammer erscheint diese Argumentation nachvollziehbar und sie teilt sie. Da eine Standardisierung der Netzentgelte aber nicht in den Zuständigkeitsbereich dieser Beschlusskammer fällt und dementsprechend nicht durch diese Festlegung oder eine andere Festlegung durch sie geregelt werden kann, sieht sie die Einführung von Grundstrukturen des Informationsaustausches ohne dabei die eigentliche Zielsetzung einer automatisierten Prüfung der Netznutzungsabrechnung erreichen zu können, als nicht sachgerecht an und sieht daher hier von der Einführung eines elektronischen Preisblatts ab. Diese Voraussetzungen der Vereinheitlichung sind nach Abwägung der Beschlusskammer zunächst zu schaffen, bevor die erwogene automatisierte Übermittlung gegebenenfalls eingeführt werden kann.

4.2.1.7 Gegenstand der Anlage

- 100 Die Fernleitungsnetzbetreiber (Stellungnahme FNB Gas) haben in Bezug auf die grundsätzliche Anwendbarkeit der Lieferantenwechselprozesse im Rahmen der zweiten Konsultation angemerkt, dass sich aufgrund der vorhandenen netztechnischen Besonderheiten im Fernleitungsnetz Gas die Anforderungen an die Lieferantenwechselprozesse von Fernleitungs- und Verteilernetzbetreibern in einem Umfang unterscheiden, der Ausnahmeregelungen für die Fernleitungsnetzbetreiber von den bislang vornehmlich auf die Verteilernetzbetreiber abgestimmten massengeschäftstauglichen

...

- 50 -

Prozessen erforderlich mache. Beispielsweise wurde angeführt, dass im Gegensatz zum Verteilernetz im Fernleitungsnetz keine Lieferantenrahmenverträge sondern individuelle Ausspeiseverträge mit dem Transportkunden (gemäß BDEW-Rollenmodell sog. „Kapazitätsnutzer“) abgeschlossen werden. Der Ausspeisevertrag berechtigt hierbei den Kapazitätsnutzer zur Nutzung des betreffenden Fernleitungsnetzes vom virtuellen Handelpunkt bis zu einem konkreten Ausspeisepunkt für einen entsprechenden Zeitraum. Netzentgelte für die Ausspeisung von Gas werden dadurch, anders als im Verteilernetz, nicht als mengenbezogene Größe abgerechnet, sondern anhand der gebuchten Kapazitäten berechnet (Kapazitätsentgelt). Da derartige Unterschiede nicht explizit in den derzeitigen Geschäftsprozessen abgebildet seien, sei eine durchgehende Anwendbarkeit verschiedener Prozesse derzeit für Fernleitungsnetzbetreiber nicht gegeben. Bei weiteren Prozessen seien die Geschäftsprozesse nur unter bestimmten Voraussetzungen wie z.B., dass der Kapazitätsnutzer auch gleichzeitig der Lieferant ist („Prozess Anforderung von Messwerten“), anwendbar oder seien aufgrund eines nicht vorhandenen gesetzlichen Anwendungshorizonts (z.B. Ersatz- und Grundversorgung) gar nicht anwendbar. Gleiches gelte im Wesentlichen für Prozesse, die sich ausdrücklich an Standardlastprofilkunden richten, da diese Kundengruppe in der Regel nicht an das Fernleitungsnetz angeschlossen ist.

- 101 Aus Sicht der Beschlusskammer ist hinsichtlich dieses Vortrags zunächst festzuhalten, dass die Wechselprozesse der Festlegung GeLi Gas 2.0 vornehmlich auf eine massengeschäftstaugliche Prozessbearbeitung ausgelegt sind. Da die ganz überwiegende Mehrzahl an Wechselvorfällen im Verteilernetz auftritt, sind die Geschäftsprozesse in sachgerechter Weise im Wesentlichen daher auch auf die inhaltlichen Belange der Verteilernetzebene bei der die Belieferung und der Transport einheitlich durch die Lieferanten erbracht wird, ausgerichtet. Eine Festlegung zu Lieferantenwechselprozessen dient in Bezug auf alle Netzebenen der Verdeutlichung, dass der grundsätzliche Lieferantenwechsel, d.h. seine Fristigkeiten und die damit einhergehende elektronische Übermittlung über alle Netzbetreiber hinweg einzuhalten sind. Dass hierbei infolge der (technischen) Besonderheiten im Fernleitungsnetz, u.a. die mögliche inhaltliche Trennung von Transport und Belieferung, nicht alle Prozessausgestaltungen im Einzelnen auch für diese Netzebene durchgehend anwendbar erscheinen, ist dabei im Hinblick auf die vornehmliche Abwicklung des Lieferantenwechselvorgangs bei Haushaltskunden erwartbar, aber gleichzeitig unter Berücksichtigung des Vorteils eines einheitlichen Abwicklungsprozesses des Lieferantenwechsels für die Wechselnden über alle Netzebenen hinweg, auch hinnehmbar. Auf diesen Aspekt hat entsprechend auch die Stellungnahme der EnBW et al. hingewiesen.

...

- 51 -

- 102 Im Rahmen der Festlegung auf eine netzebenspezifische Gültigkeit von Prozessen oder Teilbereichen abzustellen, würde nach Auffassung der Beschlusskammer dem vorbeschriebenen Grundcharakter der Festlegung widersprechen und insbesondere auch nicht der beabsichtigten Zielsetzung einer Massengeschäftstauglichkeit im Sinne der Ziele des § 1 EnWG, also einer sicheren, preisgünstigen und verbraucherfreundlichen Versorgung der Allgemeinheit mit leitungsgebundener Energie, entsprechen. Insofern erscheint auch der Verweis auf das Rollenmodell und das möglicherweise auftretende Auseinanderfallen von Marktrolle, wie z.B. die des Transportkunden und des Lieferanten nicht wirklich schlüssig, da nicht alle spezifischen Anforderungen damit auch zwangsläufig in dieser Festlegung dargelegt sein müssen. Da unstreitig auch im Fernleitungsnetz Lieferanten tätig sind, erscheint es weitgehend unerheblich, ob diese beispielsweise ausschließlich die Rolle des Transportkunden einnehmen. Die operativen Abwicklungsregeln hierzu sind entsprechend auch an anderer Stelle, z.B. der Kooperationsvereinbarung Gas geregelt und bedürfen insoweit auch keiner gesonderten Behandlung in dieser Festlegung. Gleichwohl bedarf es aber der Notwendigkeit, die Grundanforderungen an einen Lieferantenwechsel, insbesondere hinsichtlich der Fristigkeiten, auch für das Fernleitungsnetz in dieser Festlegung zu regeln und dadurch auch für das Fernleitungsnetz sicherzustellen. Dass hierbei die Kapazitätsnutzung ein wesentliches Zugangskriterium darstellt und deren Erlangung ggf. gesonderter (zusätzlicher) Fristigkeiten unterliegen, ist zutreffend, lässt aber nicht erkennen, warum z.B. das Fristenregime des Lieferantenwechsels in Gänze für Fernleitungsnetzbetreiber nicht abwickelbar sein soll. Gleiches gilt für die Netznutzung. Dass hier anstelle mengenbezogener Netznutzungsentgelte Kapazitätsentgelte erhoben werden, hindert nicht, diese elektronisch entsprechend der bestehenden Prozessvorgaben abzurechnen. Insofern ist im Vortrag der Stellungnehmenden nicht überzeugend dargelegt, warum einerseits diese grundsätzlichen Aspekte nicht auch für Fernleitungsnetzbetreiber gelten sollten, zumal sie gleichermaßen nach § 41 GasNZV zur Ermöglichung eines Lieferantenwechsels verpflichtet sind, und andererseits, durch welche konkreten Anforderungen an die Fernleitungsnetzbetreiber die bestehenden Regelungen ersetzt werden sollten. Dass ggf. auch ganze Prozesse, wie z.B. die Ersatz- und Grundversorgung, auf der Ebene der Fernleitungsnetze nicht zur Anwendung kommen, ist unstrittig und entspricht den zugehörigen gesetzlichen Regelungen. Hierzu bedarf es nach Auffassung der Beschlusskammer daher keiner gesonderten Darlegung bzw. keines expliziten Hinweises in dieser Festlegung.

Darüber hinaus bestand auch im Rahmen der bisherigen Festlegung unter dem Punkt 1., „Gegenstand der Anlage“, bereits die Möglichkeit, weitere, ergänzende Regelungen zu Prozessen zu treffen, sofern diese nicht im Widerspruch zu der Anlage dieser Festlegung stehen und Dritte dadurch nicht diskriminiert werden. Wie auch im Rahmen der Anhörung verdeutlicht, bietet diese bestehende Regelung nach Auffassung der Beschlusskammer auch

...

- 52 -

die Möglichkeit, spezifische Anforderungen der Fernleitungsnetzbetreiber an die Geschäftsprozesse des Lieferantenwechsels zu adressieren.

4.2.1.8 Umsetzungsfristen

103 Tenor zu 1. und zu 2.

Wie bereits dargestellt, ergeben sich aus Tenor zu 1. Änderungen der Darstellung der Geschäftsprozesse in der Anlage mit dem Ziel, eine Trennung von notwendigerweise zu bestimmenden regulatorischen Inhalten und jenen Darstellungen vorzunehmen, die lediglich der operativen Umsetzung dienen (siehe unter Punkt 4.2.1.4). Die Anlage stellt danach nunmehr eine Rahmenregelung dar, die ausschließlich nur die notwendigen bzw. grundlegenden regulatorischen Bedingungen der Lieferantenwechselprozesse Gas in Textform enthält. Die für die operative Umsetzung relevanten weitergehenden Ausgestaltungen sollen hingegen zukünftig in gesonderten Dokumenten von den Marktbeteiligten abgebildet werden.

Die Beschlusskammer teilte den Marktbeteiligten im Zuge der Anhörung mit, dass für die aus dieser Festlegung zu berücksichtigenden Änderungen und die Erstellung des Dokuments zur Ausgestaltung der operativen Umsetzung eine Umsetzungsfrist bis zum 01.04.2025 vorgesehen sei. Im Rahmen der Anhörung sowie in den eingegangenen Stellungnahmen äußerten die Verbände bezüglich des gewählten Umsetzungszeitpunkts Bedenken. So formulierte der BDEW, dass der vorgesehene Umsetzungstermin auch bei einer fachlichen Verlagerung anderer Themen für den Verband nicht realisierbar sei. Auch der bne äußerte, dass mindestens ein Zeitraum von 30 Monaten für den Gesamtprozess vom Erlass der Festlegung bis zur Umsetzung als realistisch anzusehen sei.

Die Stellungnahmen berücksichtigend passte die Beschlusskammer den Zeitraum zur Erarbeitung, Konsultation und Erstellung des Dokuments mit den Detailprozessen daher an und bestimmte als Zeitpunkt für die Umsetzung den 01.04.2026. Mit dem gewählten Umsetzungszeitpunkt folgt die Beschlusskammer insoweit den seitens des Verbandes BDEW in seiner Stellungnahme skizzierten Zeitschema zur Umsetzung der geplanten Änderungen der Festlegung sowie der Erarbeitung der Detailprozesse. Ausgehend von der Veröffentlichung des Beschlusses noch im Jahr 2023 sieht der Verband mit der Zeitspanne bis zum 01.04.2026 einen ausreichenden zeitlichen Vorlauf als gegeben an, der eine entsprechende Umsetzung der Vorgaben gewährleistet. Hierzu zählen die Prozessausgestaltung durch die Marktbeteiligten mit der einhergehenden Konkretisierung der Detailbestimmungen, die Durchführung einer öffentlichen Konsultation sowie die anschließende Konsolidierung der Inhalte unter Berücksichtigung der eingegangenen Stellungnahmen. Gleichzeitig gewährleistet die Umsetzungsfrist auch gegebenenfalls erforderliche Änderungen der Datenformate im Rahmen des regulären

...

- 53 -

Änderungsmanagements zu bearbeiten und zum 01.04.2026 in Kraft zu setzen. Die Beschlusskammer hat sich diesem Vorschlag angeschlossen und sieht den vorgeschlagenen Zeitrahmen zur Umsetzung der sich aus dieser Festlegung ergebenden Änderungen als angemessen an. Diese Umsetzungsfrist berücksichtigt auch die seitens der Stellungnehmenden im Rahmen der Anhörung geltend gemachten weiteren zeitgleichen Anforderungen an die Branche, z.B. die Umsetzung des 24h-Lieferantenwechsels im Strombereich, in angemessener Weise.

- 104 Eine vom 01.04.2026 abweichende Umsetzungsfrist gilt nach Tenor zu 1. für die in der Anlage 1 unter Kapitel 2.2.2 „Absicherung der Marktkommunikation“ enthaltene Regelung zur Verwendung des Nachrichtenprotokolls „Applicability Standard 4“ („AS4“) einschließlich der Verwendung einer Smart-Meter-Public-Key-Infrastruktur. Über die geplante abweichende Umsetzungsfrist unterrichtete die Beschlusskammer die Marktbeteiligten im Rahmen der Anhörung. Die Beschlusskammer teilte mit, dass eine endgültige Umsetzung im Bereich AS4 zum 01.04.2025 erfolgen solle. Sie wies ebenfalls darauf hin, dass diese Frist einem möglichen Einführungszenario durch die Marktbeteiligungen, z.B. mit einer früheren optionalen Anwendung von AS4, nicht entgegensteht.

Ab dem 01.04.2025 ist die Kommunikation der Marktbeteiligten zwingend für alle Marktbeteiligten durch die Verwendung von AS4 zu vollziehen. Aus den Stellungnahmen, die auf die im September stattfindende Anhörung folgten, ergab sich eine grundlegende Zustimmung zu dem Einführungszeitpunkt von AS4. Im Hinblick auf die gegebenenfalls noch für den Gasbereich zu erfolgenden Anpassungen an die bestehende AS4-Ausprägung des Strombereichs und die noch seitens der Marktbeteiligten zu erarbeitenden Umsetzungsdokumente sei die Frist nach Aussagen der Stellungnehmenden als ausreichend und angemessen einzuschätzen. Aufgrund der Tatsache, dass die Marktbeteiligten dem Vorschlag der Beschlusskammer als sachgerechten Zeitraum für eine Umsetzung von AS4 ansahen, entschied sich die Beschlusskammer dafür, den 01.04.2025 als Einführungsdatum beizubehalten. Einer Festlegung der Einführung von AS4 zum 01.04.2025 steht nicht entgegen, dass die Marktbeteiligten im Rahmen eines Einführungszenarios bereits früher, z.B. zum 01.10.2024, mit einer optionalen Nutzung von AS4 beginnen können.

- 105 Darüber hinaus hat die Beschlusskammer den Marktbeteiligten im Tenor zu 2. die Vorlage eines detaillierteren zeitlichen Fahrplans zur Umsetzung der Änderungen dieser Festlegung bis zum 01.03.2024 aufgegeben. Dieser dient, neben einer konkreteren Darstellung der zeitlichen Abläufe der einzelnen Bearbeitungsschritte und Durchführung der Marktkonsultationen, auch insbesondere der weiteren Einbindung des Dokuments der endgültigen Prozessdarstellungen in die Kooperationsvereinbarung Gas. Die hierfür gewährte Frist bis zum 01.03.2024 ist als ausreichend und den inhaltlichen Anforderungen

...

- 54 -

angemessen anzusehen, zumal der BDEW die Erstellung eines Zeitplans in seiner Stellungnahme der Anhörung ebenfalls bis zum 01.03.2024 für umsetzbar eingeschätzt hat. Die zeitliche Vorverlagerung der ursprünglich zum 01.06.2024 beabsichtigten Vorlage des Zeitplans ist zur Sicherstellung der rechtzeitigen Ausgestaltung durch die Marktbeteiligten sachgerecht und angemessen. Die frühzeitige Fertigstellung des Zeitplans gewährleistet eine ordnungsgemäß ablaufende Umsetzung der Erarbeitung und Ausgestaltung der Detailprozesse mit dem Ziel der Schaffung eines einheitlichen Regelwerkes, welches den Marktbeteiligten bei der Anwendung dient. Die Betreiber von Gasversorgungsnetzen werden in Tenor zu 2. insoweit weiter verpflichtet, bis zum 01.04.2026 die Detailausgestaltungen zur operativen Umsetzung der in dieser Festlegung enthaltenen Regelungen zu den Lieferantenwechselprozessen zu erarbeiten und in einem einheitlichen Dokument zu veröffentlichen. Sie haben den Marktbeteiligten im Rahmen einer öffentlichen, durch die Beschlusskammer begleiteten Konsultation zuvor Gelegenheit einzuräumen, zu dem Entwurf der Detailausgestaltungen Stellung zu nehmen.

106 Tenor zu 3. bis 5.:

Der Tenor zu 3. und zu 4. sieht jeweils vor, dass die dort benannten, bestehenden Tenorziffern bisheriger Fassungen der Festlegung GeLi Gas mit Wirkung zum 01.04.2025 gestrichen und durch abweichende Regelungen ersetzt werden. Dies betrifft die Tenorziffer 4. der Festlegung in der Fassung des Beschlusses BK7-16-142 vom 20.12.2016 (Tenor zu 3.) und die Tenorziffer 2. der Festlegung in der Fassung des Beschlusses BK7-06-067 vom 20.08.2007 (Tenor zu 4.). Ebenfalls mit Wirkung zum 01.04.2025 wird die Tenorziffer 5. der Festlegung zur Anpassung der Standardverträge an die Erfordernisse des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende mit dem Aktenzeichen BK7-17-026 vom 23.08.2017 aufgehoben und gleichfalls durch eine abweichende Regelung ersetzt.

Durch die vorliegende Festlegung ergeben sich Änderungen zum Nachrichtenaustausch und auch zu den sicherheitstechnischen Anforderungen an die Datenübermittlung, so dass die einzelnen Tenorziffern der oben genannten Festlegungen an diese neue Sachlage anzupassen waren. Dies dient der Schaffung von Recht Klarheit (s. Punkt 4.2.2 bis 4.2.4). Aufgrund der Tatsache, dass in den zu ändernden Tenorziffern insbesondere auch die zukünftige Nutzung des Übermittlungsprotokolls AS4 inhaltlich mit adressiert ist, hat die Beschlusskammer, gleichlaufend mit dem Zeitpunkt zur Umsetzung von AS4 auch den 01.04.2025 als Umsetzungsdatum dieser Änderung vorgesehen. Insbesondere aus Gründen der Rechtssicherheit im Hinblick auf eine allgemeine Anwendung der Regelungen zu Datenaustausch sieht die Beschlusskammer diese Abweichung gegenüber der allgemeinen Umsetzungsfrist im Tenor zu 1. (01.04.2026) auch im Interesse der Marktbeteiligten als gerechtfertigt an. Über die anstehenden Änderungen informierte die Beschlusskammer die Marktbeteiligten im Rahmen der Anhörung. Eine Positionierung durch die Marktbeteiligten

...

- 55 -

diesbezüglich erfolgte weder zum Zeitpunkt der Anhörung noch in den eingegangenen Stellungnahmen, so dass sich die Beschlusskammer in ihren Überlegungen bestätigt sieht und die Umsetzungsfrist zur Änderung der entsprechenden Tenorziffern zum 01.04.2025 bestimmt.

4.2.2. Änderung der Tenorziffer 4. der Festlegung GeLi Gas in der Fassung des Beschlusses BK7-16-142 (Tenor zu 3.)

- 107 Die Streichung der Regelungen zum Verschlüsseln und Signieren bei Nutzung von E-Mails in der Tenorziffer 4 lit. a) bis d) der Festlegung GeLi Gas in der Fassung des Beschlusses BK7-16-142 werden vorgenommen, da die Vorgaben bereits seit über zwei Jahren vom Markt umgesetzt sind und dabei auch umfänglich Eingang in die einschlägigen technischen Ausführungsbestimmungen der Projektgruppe EDI@Energy gefunden haben. Somit ist der mit diesen Regelungen verfolgte Zweck nach Auffassung der Beschlusskammer erreicht. Die Streichung wurde gleichfalls von einer Mehrheit der Stellungnehmenden befürwortet. Darüber hinaus wird mit dem zukünftig zu verwendenden Nachrichtenprotokoll "Applicability Standard 4" („AS4“) in Verbindung mit der Smart-Meter-Public-Key-Infrastruktur in dieser Festlegung ein über die bisherigen Regelungen der Verschlüsselung/Signatur hinausgehender Standard vorgeschrieben, so dass auch aus Gründen der Nachvollziehbarkeit, Übersichtlichkeit der anzuwendenden Regelungen für die Marktbeteiligten eine Streichung der bislang in der Tenorziffer umfänglich beschriebenen Altregelungen zielführend ist.
- 108 Aufgegriffen hat die Beschlusskammer, wenn auch in allgemeinerer Form, den Vorschlag der Stellungnehmenden aus der ersten Konsultation, durch einen Verweis in der Tenorziffer direkt auf die Dokumente der Projektgruppe EDI@Energy auf die zu diesem Thema bestehenden Regelungsinhalte hinzuweisen. Die Beschlusskammer hält allerdings einen Verweis auf die allgemeine Anwendungsverpflichtung aller Branchendokumente des gesamten Themenbereichs des Datenaustauschs für zielführender und hat daher im Hinblick auf die Einhaltung weitergehender Bestimmungen auf das entsprechende Kapitel der Anlage dieser Festlegung verwiesen. In Kapitel 2.2. der Anlage („Datenaustausch, Datenformate und Nachrichtentypen“) wird insoweit auf die Anwendungsverpflichtung der turnusmäßig und verbändeübergreifend durch die Projektgruppe EDI@Energy erarbeiteten EDIFACT- und sonstigen Spezifikationen zum Nachrichtenaustausch ausdrücklich hingewiesen. Das schließt insoweit auch die aktuell zu beachtenden Inhalte zu Signierung und Verschlüsselung mit ein. Die von den Stellungnehmenden intendierte Bezugnahme auf die entsprechenden Branchendokumente umfasst somit in tenorierter Form nunmehr thematisch die gesamte Bandbreite der einschlägigen Detailregelungen des Nachrichtenaustauschs. Gegen die in diesem Sinne von der Beschlusskammer vorgenommene Ergänzung der Tenorziffer 4 sind

...

- 56 -

in der zweiten Konsultation von den Stellungnehmenden keine weitergehenden Einwände erhoben worden.

4.2.3. Änderung der Tenorziffer 2. der Festlegung GeLi Gas in der Fassung des Beschlusses BK7-06-067 (Tenor zu 4.)

109 Aus der vorbeschriebenen Grundüberlegung zur Änderung zu Tenorziffer 4. des Beschlusses BK7-16-142 vom 20.12.2016 ist aus inhaltlichen Gründen folgerichtig ebenfalls die Tenorziffer 2. der Festlegung BK7-06-067 vom 20.08.2007 anzupassen. Der nunmehr ausschließlich in der Anlage der vorliegenden Entscheidung vorgenommene Verweis auf die Anwendungserfordernisse der durch die Marktbeteiligten erarbeiteten Spezifikationen zum Datenaustausch, zu den Datenformaten und den zu nutzenden Nachrichtentypen macht eine entsprechende inhaltliche Anpassung dieser Tenorziffer erforderlich. Die vorgenommenen Anpassungen zielen hierbei, neben dem aktualisierten Verweis auf die Anlage dieser Festlegung, auch darauf ab, zukünftige Entwicklungen der Marktkommunikation zu antizipieren. Insbesondere die Vorgaben der Marktkommunikation im Strombereich durch die fortwährend voranschreitende Integration der intelligenten Messsysteme und des SMGW lassen auch auf den Gasbereich einen zunehmenden Anpassungsdruck auf den Nachrichtenaustausch des Gasbereichs erwarten. Dies nicht zuletzt vor dem Hintergrund, dass zunehmend anbindungspflichtige neue Messeinrichtungen Gas an ein Smart-Meter-Gateway Strom anzuschließen sind. Da die obligatorische Anwendung des EDIFACT-Formats für den Nachrichtenaustausch bereits aus der Anlage der vorliegenden Festlegung, der GeLi Gas 2.0, hervorgeht, bedarf es zum jetzigen Zeitpunkt keiner gesonderten Tenorierung dieser Anwendung, wie es noch im Veröffentlichungsjahr 2007 der ursprünglichen Festlegung der Fall gewesen ist. Eine Veränderung der Vorgabe zu Gunsten der Aufnahme eines einheitlichen Datenformats gem. § 41 Abs. 1 GasNZV erweitert die Tenorierung im Hinblick auf zukünftig einzusetzende Datenformate ohne die gegenwärtige Anwendung von EDIFACT einzuschränken oder aufzuheben. Diese wird vielmehr über den aktualisierten Verweis auf die Anlage dieser Festlegung aufrechterhalten.

Darüber hinaus haben die Erfahrungen gezeigt, dass eine marktgerechte Anpassung der Regelungen der Marktkommunikation am effizientesten auch durch die Marktbeteiligten selbst, in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur, vorzunehmen und in den entsprechenden Branchendokumenten aufzuführen ist. Insofern ist eine derartige Rahmensetzung durch die Festlegung in der Sache zukünftig nicht nur als ausreichend, sondern im Hinblick auf eine flexible und bedarfsgerechte Umsetzung der Regelungen durch die Marktbeteiligten auch als zielführend anzusehen.

...

- 57 -

4.2.4. Änderung der Tenorziffer 5. der Festlegung BK7-17-026 zur Anpassung der Standardverträge an die Erfordernisse des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende, Messstellenbetriebsrahmenvertrag (Tenor zu 5.)

- 110 Die mit den Regelungen der vorliegenden Festlegung GeLi Gas 2.0 gleichlautenden Regelungen zum Verschlüsseln und Signieren bei Nutzung von E-Mails in der Tenorziffer 5. lit. a) bis d) der Festlegung BK7-17-026 zum Messstellenbetriebsrahmenvertrag sind auch bei einer Übertragung von Messwerten vorzunehmen. Insofern erfolgt die Streichung der bisherigen Vorgaben aus den gleichen Gründen wie oben ausgeführt (s. hierzu Abschnitt 4.2.2.). Gleiches gilt für den nunmehr ergänzend in Tenor zu 5. dieser Festlegung aufgenommenen allgemeinen Hinweis auf die einschlägige Anwendungsverpflichtung der technischen Branchendokumente zum Nachrichtenaustausch in der Anlage der vorliegenden Festlegung GeLi Gas 2.0 (s. hierzu ebenfalls Abschnitt 4.2.2.).

5. Kosten (Tenor zu 6.)

- 111 Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

...

- 58 -

Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von der oder dem Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Anne Zeidler
Vorsitzende

Dr. Antje Peters
Beisitzerin

Dr. Werner Schaller
Beisitzer

...

- 1 -



Bundesnetzagentur

Anlage zu dem Beschluss BK7-06-067 vom 20. August 2007

in der Fassung BK7-19-001

Geschäftsprozesse Lieferantenwechsel Gas (GeLi Gas 2.0)

Änderungsfassung

Graue Markierung mit Unterstreichung =
über die textliche Anpassung der Festlegung BK7-16-142
hinausgehende inhaltliche Änderungen und Klarstellungen

...

- 2 -

Inhaltsverzeichnis

1. Gegenstand der Anlage	3
2. Rahmen der Geschäftsprozesse	3
2.1. Marklokation, Messlokation und Zuordnungen	3
2.2. Datenaustausch, Datenformate und Nachrichtentypen	3
2.2.1. Austausch von EDIFACT/EDI@ENERGY-Nachrichtentypen	4
2.2.2. Absicherung der Marktkommunikation	4
2.3. Identifizierung einer Marklokation	4
2.4. Vollmachten	4
2.5. Zuordnung der Marktllokationen zu einem Lieferanten und zu Bilanzkreisen (Bestandslisten)	5
2.6. Fristenberechnung	5
2.7. Stornierung und Rückabwicklung	6
3. Prozesse beim Wechsel des Lieferanten	6
3.1. Kündigung	6
3.2. Prozesse beim Wechsel des Lieferanten aufgrund vertraglicher Lieferbeziehungen	7
3.2.1. Fristigkeiten bei An- und Abmeldungen	7
3.2.2. Lieferende	7
3.2.3. Lieferbeginn (einschließlich Lieferantenwechsel)	7
3.3. Prozesse beim Wechsel des Lieferanten aufgrund gesetzlicher Lieferbeziehungen („Ersatz-/Grundversorgung“)	8
3.3.1. Zuordnung in die Ersatz- oder Grundversorgung	8
3.3.2. Beginn der Ersatz-/ Grundversorgung	9
4. Annexprozesse beim Wechsel des Lieferanten	9
4.1. Anforderung und Weiterleitung von Messwerten	9
4.1.1. Erhebung von Messwerten	9
4.1.2. Aufbereitung und Weiterleitung von Messwerten	10
4.1.2.1 Vom Messstellenbetreiber an den Netzbetreiber zu übermittelnde Messwerte	11
4.1.2.2 Vom Netzbetreiber an den Lieferanten zu übermittelnde Messwerte	11
4.2. Anforderung von Brennwert und Zustandszahl	12
4.3. Stammdatenänderung:	12
4.4. Geschäftsdatenanfrage	13
4.5. Abrechnung der Netznutzung	13
4.6. Grundsätze der Mengenzuordnung: Asynchronmodell zwischen Bilanzierung und Netznutzung bei Anwendung des Standardlastprofilverfahrens	14

Abkürzungsverzeichnis

DVGW	Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V.
RLM	Registrierende Leistungsmessung
SLP	Standardlastprofil

...

- 3 -

1. Gegenstand der Anlage

Im Folgenden werden die zentralen Prozesse und der zugehörige elektronische Datenaustausch im Zusammenhang mit dem Lieferantenwechsel bei der leitungsgebundenen Versorgung mit Gas beschrieben.

Die Prozesse sind für alle Letztverbraucher – also sowohl für Lastprofilkunden als auch für Letztverbraucher mit registrierender Leistungsmessung – anzuwenden.

Die im Rahmen der Prozesse dieser Anlage genannten Bearbeitungsfristen der Marktteilnehmer sind Höchstfristen, die sich am maximalen Arbeitsaufwand für den jeweiligen Prozessschritt orientieren. Diese Fristen sind nur bei entsprechendem Arbeitsanfall auszuschöpfen. Die Bearbeitungszeit sollte insbesondere im Zuge zunehmender Automatisierung sowie Optimierung der abzuwickelnden Prozesse weiter verringert werden.

Den Darstellungen in dieser Prozessbeschreibung liegt der Fall zugrunde, dass der Letztverbraucher mit seinem Lieferanten in einem vertraglichen oder gesetzlichen Schuldverhältnis steht, das den Lieferanten dazu verpflichtet, den Transport des Gases zu der Marktlotation des Letztverbrauchers zu gewährleisten. Der Lieferant nimmt daher die Aktivitäten dieser Prozessbeschreibung in seiner Rolle als (bisheriger, aktueller oder künftiger) Transportkunde für die Marktlotation des Letztverbrauchers, gegenüber dem Netzbetreiber, wahr.

Ist der Letztverbraucher selbst Transportkunde, so tritt er in die Rolle des Lieferanten im Sinne dieser Prozessbeschreibung, soweit diese Regelungen sinngemäß auf ihn anwendbar sind. Eine Ausnahme bildet die Meldung des Lieferanten im Rahmen des Lieferantenwechsels. Will der Kunde die mit der Rolle des Transportkunden verbundenen Aktivitäten nicht selbst wahrnehmen, kann er diese vollständig auf seinen Lieferanten übertragen. Die Verantwortlichkeit des Transportkunden für die Erfüllung dieser Aufgaben bleibt davon unberührt.

Die hier abgebildeten Prozesse sind allgemein gültig. Zwischen den Beteiligten können weitere Regelungen zu Prozessen getroffen werden, soweit sie nicht im Widerspruch zu dieser Anlage stehen und Dritte nicht diskriminiert werden.

2. Rahmen der Geschäftsprozesse

2.1. Marktlotation, Messlokation und Zuordnungen

Die Marktlotation, d.h. Entnahmestelle i.S.d. § 41 GasNZV, die durch einen Zählpunkt i.S.d. § 2 Nr. 28 MsbG bezeichnet wird und die Messlokation, d.h. Messstelle i.S.d. § 2 Nr. 11 MsbG, sind jeweils durch eine eindeutige alphanumerische Codierung („ID“) zu identifizieren. Die jeweilige ID wird durch die Netzbetreiber vergeben und darf nicht mehr verändert werden, solange die Markt- oder Messlokation existiert. Die Messlokations-ID muss von der für Marktlotationen verwendeten ID anhand ihrer Struktur eindeutig abgrenzbar sein.

2.2. Datenaustausch, Datenformate und Nachrichtentypen

Bei der Abwicklung der Geschäftsprozesse sind von den beteiligten Marktteilnehmern alle Informationen elektronisch zu übermitteln, die zur vollständigen Umsetzung der einzelnen Prozessschritte erforderlich sind. Ein elektronischer Kommunikations- und Datenaustausch zwischen den Marktbeteiligten, ist nach Maßgabe der in dieser Festlegung beschriebenen

...

- 4 -

Geschäftsprozesse durchzuführen. Dieser erfolgt in Anwendung von verbändeübergreifend durch die Expertengruppe „EDI@Energy“ turnusmäßig erarbeiteten EDIFACT- und sonstigen Spezifikationen zum Nachrichtenaustausch, soweit diese zuvor Gegenstand einer durch die Bundesnetzagentur begleiteten Konsultation waren und im Anschluss durch die Bundesnetzagentur veröffentlicht worden sind. Die in den EDI@Energy-Dokumenten zusammengestellten Spezifikationen sind in der jeweils aktuell gültigen Fassung, ggf. unter Einbeziehung von nach einer Konsultation durchgeführten Fehlerkorrekturen, anzuwenden.

Die für den Nachrichtenaustausch notwendigen Kommunikationsdaten sind vorab zwischen den Marktbeteiligten in einheitlicher EDIFACT-Ausprägung elektronisch auszutauschen. Änderungen der Kommunikationsdaten sind einander unverzüglich mitzuteilen.

2.2.1. Austausch von EDIFACT/EDI@ENERGY-Nachrichtentypen

Zum Austausch der EDIFACT-Übertragungsdateien, die zur Abwicklung des Datenaustauschs der Geschäftsprozesse der vorliegenden Festlegung dienen, ist eine 1:1-Kommunikation anzuwenden.

Der Empfänger einer EDIFACT-Übertragungsdatei hat dem Absender eine Empfangsbestätigung oder Syntaxfehlmeldung mittels EDIFACT-Nachrichtentyp CONTRL zu übermitteln. Sofern die EDIFACT-Übertragungsdatei einen Fehler enthält und nicht zu verarbeiten ist, ist eine Nachricht im EDIFACT-Nachrichtentyp APERAK zu senden.

2.2.2. Absicherung der Marktkommunikation

Die Übermittlung sämtlicher Nachrichten zur Marktkommunikation hat im Datenaustausch zwischen Absender und Empfänger unter Verwendung des Nachrichtenprotokolls "Applicability Standard 4" („AS4“) mit TLS für die Transportsicherung zu erfolgen. Die Absicherung der Kommunikation hat unter Nutzung der Smart-Meter-Public-Key-Infrastruktur (Smart-Meter-PKI) und unter Einhaltung der hierfür geltenden kryptografischen Vorgaben für die Kommunikation des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) zu erfolgen.

2.3. Identifizierung einer Marktlotation

Für den Austausch von marktlotionsbezogenen Daten ist die Identifizierung der Marktlotation zur fristgerechten und automatischen Abwicklung der Prozesse durchzuführen. Marktlotionen werden grundsätzlich mittels der Marktlotation-ID (MaLo-ID) identifiziert und im folgenden Datenaustausch dadurch benannt. Gibt der Absender einer Nachricht nicht vor, dass die Identifikation allein über die MaLo-ID zu erfolgen hat, so können definierte separate Identifikationsprozesse Anwendung finden. Sofern die Zuständigkeit für eine Marktlotation auf einen anderen Netzbetreiber übergeht, muss der Netzbetreiber alle Beteiligten hierüber unverzüglich informieren.

2.4. Vollmachten

Zur Ermöglichung eines größtmöglich automatisierten Verfahrens ist im Regelfall auf den Versand von Vollmachten zu verzichten und die Existenz der Vollmachten vertraglich zuzusichern. Nur in begründeten Einzelfällen kann eine Übermittlung der Vollmachtsurkunde gefordert werden. Hierzu genügt in der Regel die Übersendung einer Kopie der Vollmachtsurkunde im Rahmen eines elektronischen Dokuments. Im Fall der Anforderung

...

- 5 -

einer Vollmacht oder Erklärung hat der Anfordernde den betreffenden Geschäftsprozess gleichwohl fristgerecht weiter abzuarbeiten. Der Fortgang der Prozessschritte darf erst dann abbrechen, wenn der Bevollmächtigte die angeforderte Vollmacht oder Erklärung nicht unverzüglich nach der begründeten Anforderung übermittelt.

2.5. Zuordnung der Marktlifikationen zu einem Lieferanten und zu Bilanzkreisen (Bestandslisten)

Zur Abwicklung des Netzzugangs hat eine Zuordnung der Marktlifikation sowohl zu einem bestimmten Lieferanten als auch zu einem Bilanzkreis zu erfolgen. Unabhängig von der Zuordnung zu einem Bilanzkreis kann der Beginn der Versorgung einer Marktlifikation durch einen Neulieferanten oder die Beendigung der Versorgung durch einen Altlieferanten auch an anderen Tagen als dem Ersten eines Kalendermonats erfolgen. Maßgeblich für Beginn bzw. Ende der Versorgung sind die Fristen der jeweils betroffenen Prozesse (Lieferantenwechsel, Lieferbeginn, Lieferende, Ersatzversorgung). Die sich aus dem zeitlichen Auseinanderfallen von Bilanzkreiszuordnung und Versorgungsbeginn/-ende ergebenden Differenzmengen werden nach dem „Mehr-/ Mindermengenmodell“ ausgeglichen.

Die Bestandslisten bilden die informatorische Grundlage für die Bilanzierung. Die Zuordnung zum Bilanzkreis für den Folgemonat erfolgt aufgrund der Einzelmeldung. Bestandslisten, die am 16. Werktag versandt werden, sind die für einen Monat erstellten Zusammenfassungen der bilanzierungsrelevanten Marktlifikationen eines Lieferanten. In die Bestandsliste sind alle Marktlifikationen aufzunehmen, für die im nächsten Monat an mindestens einem Tag die Bilanzierung für einen Lieferanten stattfindet.

Der Beginn bzw. die Beendigung der Versorgung einer Marktlifikation an dem für den Wechsel des Lieferanten relevanten Tag erfolgen jeweils zum Beginn bzw. zum Ende eines Gastags. Bei An- und Abmeldungen, die aufgrund ihres zeitlichen Eingangs erst in der Bestandsliste, die am 16. Werktag des Folgemonats versandt wird, zu berücksichtigen sind, soll die Zuordnung zum Bilanzkreis erst aufgrund dieser Bestandsliste für den darauf folgenden Monat erfolgen.

Am 16. Werktag eines Monats übermittelt der Netzbetreiber die aktualisierte Bestandsliste für den folgenden Kalendermonat an die Lieferanten. Meldungen, welche bis zum Abschluss des 15. Werktags positiv beantwortet werden und die Belieferung für den Folgemonat betreffen, müssen in der Bestandsliste zum 16. Werktag des Monats enthalten sein.

Der Netzbetreiber übermittelt die Bestandsliste auch dann, wenn es keine Änderungen gibt.

2.6. Fristenberechnung

Die im Rahmen der Festlegung beschriebenen Prozessschritte sind durch die Marktteilnehmer unverzüglich zu bearbeiten. Die Bearbeitung der einzelnen Schritte eines Geschäftsprozesses ist, sofern dies nicht bereits durch diese Festlegung erfolgt ist, durch die Netzbetreiber mit eindeutigen Fristen zu versehen. Die Fristen der einzelnen Prozessschritte gewährleisten den einzelnen am Geschäftsprozess beteiligten Marktbeteiligten die Verarbeitung der Informationen. Die Fristen der einzelnen Prozessschritte sind auf die jeweilige Gesamtlauzeit des Prozesses abzustimmen und haben diese nicht zu überschreiten. Einzelne Prozesse können auch ergänzende Fristverläufe enthalten, sofern dies inhaltliche Anforderungen erforderlich machen. Hierbei sind grundsätzlich nur

...

- 6 -

Verkürzungen der bestehenden Gesamtfristen der einzelnen Prozesse möglich. Verlängerungen sind ausschließlich in hier benannten Ausnahmefällen möglich.

Die Fristen bestimmen sich nach der anzugebenden Anzahl von Werktagen, d. h. relevant sind jeweils volle Tage, die zwischen Meldungseingang und dem gemeldeten Ereignis liegen, und nicht auf ein Wochenende oder einen Feiertag fallen. Bei Fristvorgaben, die sich nicht auf Werktage beziehen, sind Kalendertage anzugeben. Abweichend von der Definition in § 2 Nr. 16 GasNZV sind im Folgenden unter Werktagen für die Fristenregelung alle Tage zu verstehen, die kein Sonnabend, Sonntag oder gesetzlicher Feiertag sind. Wenn in einem Bundesland ein Tag als Feiertag ausgewiesen wird, gilt dieser Tag bundesweit als Feiertag. Der 24.12. und der 31.12. eines jeden Jahres gelten als Feiertage.

Die Fristenberechnung beruht immer auf dem Eingangsdatum der Nachricht. Da der Tag des Nachrichteneingangs bei Zugang der Nachricht bereits angebrochen ist, stellt er keinen diesem Mindestzeitraum zuzurechnenden, vollen Tag dar. Die Frist beginnt folglich gemäß § 187 Abs. 1 BGB mit Beginn des auf den Meldungseingang folgenden Werktags.

2.7. Stornierung und Rückabwicklung

In Fällen, in denen Prozessschritte oder weitergeleitete Nachrichten keine Relevanz mehr haben sollen, weil der Meldende den Prozess abbrechen will, ist eine Stornierung zu ermöglichen. Wenn eine Antwort auf ein auslösendes Ereignis bereits versendet wurde, ist eine Stornierung nicht mehr möglich. In diesen Fällen kommt nur eine Rückabwicklung in Betracht. Diese erfordert eine Einverständniserklärung aller am Prozess beteiligten Marktbeteiligten. Die Rückabwicklung erfolgt als manueller Prozess zwischen den Marktbeteiligten.

3. Prozesse beim Wechsel des Lieferanten

3.1. Kündigung

Die Interaktionen zwischen Neulieferant und Altlieferant bei der Kündigung des Gaslieferungsvertrages im Auftrag des Letztverbrauchers sind elektronisch abzuwickeln. Ungeachtet der jederzeit bestehenden Möglichkeit des Letztverbrauchers, seinen Liefervertrag schriftlich zu kündigen, darf der Lieferant eine nach diesem Prozess gemeldete Kündigung nicht allein unter Berufung auf die fehlende Einhaltung einer vertraglich vereinbarten Form zurückweisen. In diesem Fall hat er eine Kündigung auch in elektronischer Form unter Anwendung dieses Prozesses entgegenzunehmen und zu bearbeiten.

Der Neulieferant übermittelt die Kündigung an den Altlieferanten. Der Altlieferant teilt dem Neulieferanten mit Bestätigung der Kündigung den Vorjahresverbrauch des Letztverbrauchers mit. Der Altlieferant ist ferner verpflichtet, unmittelbar mit Bestätigung der Kündigung gegenüber dem Neulieferanten auch das Lieferende gegenüber dem Netzbetreiber einzuleiten. Der Altlieferant hat eine Bestätigung oder Ablehnung dem Neulieferanten unverzüglich, spätestens jedoch bis zum Ablauf des 3. Werktages nach Eingang der Kündigung mitzuteilen.

Wenn der Letztverbraucher vorab selbst kündigt, ist das Lieferende gegenüber dem Netzbetreiber unmittelbar mit einer Bestätigung an den Letztverbraucher vom Altlieferanten anzustoßen.

...

- 7 -

In der Kündigung kann ein beliebiges in der Zukunft liegendes (auch untermonatliches) Kündigungsdatum angegeben werden. Die Kündigung kann sich auf einen fixen Tag oder auf den nächstmöglichen Kündigungstermin beziehen. Das Kündigungsdatum beschreibt den Tag, an dem der letzte Gastag der Belieferung beginnt.

3.2. Prozesse beim Wechsel des Lieferanten aufgrund vertraglicher Lieferbeziehungen

3.2.1. Fristigkeiten bei An- und Abmeldungen

Für Letztverbraucher mit registrierender Leistungsmessung, sowie für neue Messeinrichtungen, die an ein Smart-Meter-Gateway (Strom) angeschlossen sind, können An- und Abmeldedatum nur nach dem Eingangsdatum liegen. Für Letztverbraucher mit Standardlastprofilen sind sowohl vor- als auch rückwirkende An- und Abmeldungen zulässig, wenn nicht der Fall eines Lieferantenwechsels vorliegt (d.h. ein identischer Letztverbraucher wechselt an derselben Marktlotation von einem vertraglichen zu einem anderen vertraglichen Lieferanten). Lieferantenwechsel sind nur in die Zukunft gerichtet möglich.

Für sonstige An- und Abmeldungen gilt Folgendes:

- a) Liegt das Eingangsdatum vor oder bis zu sechs Wochen zzgl. einer zu berücksichtigenden Bearbeitungsfrist nach An- oder Abmeldedatum, können Lieferbeginn oder Lieferende grundsätzlich zum An- oder Abmeldedatum realisiert werden. Liegt das Eingangsdatum mehr als sechs Wochen nach dem An- oder Abmeldedatum, können Lieferbeginn oder Lieferende analog der Lieferantenwechselvorgänge grundsätzlich nur für die Zukunft realisiert werden.
- b) Zuordnungslücken sind dadurch zu vermeiden, dass in die Zukunft wirkende An- und Abmeldungen zeitlich aufeinander abgestimmt werden. Verbleibende Zuordnungslücken sind zu vermeiden, indem die Marktlotation befristet zur Ersatzversorgung angemeldet wird.

3.2.2. Lieferende

Der Altlieferant meldet beim Netzbetreiber aufgrund der Beendigung eines mit dem Letztverbraucher abgeschlossenen Energieliefervertrages die Zuordnung der Marktlotation zum Abmeldedatum von der Belieferung ab.

Der Altlieferant teilt unverzüglich nach Vorliegen des Abmeldegrundes mit, ob die Abmeldung anlässlich eines Lieferantenwechsels oder anlässlich einer sonstigen Beendigung der Belieferung der Marktlotation erfolgt. Im Fall des Lieferantenwechsels erfolgt die Übermittlung der Abmeldung mindestens 7 Werktagen vor dem Abmeldedatum. Der Netzbetreiber prüft nach Eingang der Abmeldung diese unverzüglich. Eine Ablehnung oder Bestätigung der Abmeldung erfolgt durch den Netzbetreiber unverzüglich, spätestens jedoch bis zum Ablauf des 3. Werktags nach Eingang der Abmeldung. Innerhalb dieser Frist veranlasst der Netzbetreiber ggf. die Beendigung der Zuordnung des Altlieferanten zur Marktlotation zum Abmeldedatum.

3.2.3. Lieferbeginn (einschließlich Lieferantenwechsel)

Ein Lieferant meldet beim Netzbetreiber aufgrund eines mit dem Letztverbraucher zustande gekommenen Energieliefervertrages die Marktlotation des Letztverbrauchers zum Anmeldedatum zur Belieferung an. Bei Anmeldungen anlässlich eines Lieferantenwechsels erfolgt dies mindestens 10 Werktagen vor Aufnahme der Belieferung. Im Rahmen der Anmeldung ist die Zuordnung der Marktlotation zu einem Bilanzkreis vorzunehmen.

...

- 8 -

Der Netzbetreiber prüft die eingegangene Anmeldung unverzüglich, jedoch spätestens bis zum Ablauf des 4. Werktages nach Eingang der Anmeldung auf Vorliegen aller Voraussetzungen und Informationen. Liegt eine der zu prüfenden Voraussetzungen nicht vor, so lehnt der Netzbetreiber die Anmeldung des Neulieferanten ab. Hierbei übermittelt er eine Begründung für die Ablehnung.

Ist die Marktllokation zum Anmeldedatum keinem anderen Lieferanten zugeordnet, so bestätigt der Netzbetreiber die Anmeldung gegenüber dem Neulieferanten zum Anmeldedatum.

Sofern die Marktllokation zum Anmeldedatum noch einem anderen Lieferanten (Altlieferanten) zugeordnet ist, informiert der Netzbetreiber den Neulieferanten unter Mitteilung der Identität des Altlieferanten darüber, dass zum gewünschten Anmeldedatum noch ein anderer Lieferant (Altlieferant) der Marktllokation zugeordnet ist. Ferner stellt der Netzbetreiber unverzüglich eine Abmeldungsanfrage an den Altlieferanten, die dieser dem Netzbetreiber beantwortet. Der Netzbetreiber prüft die Antwort des Altlieferanten. Sofern der Altlieferant in der Antwort der Abmeldung widerspricht, begründet er dies. Beantwortet der Altlieferant die Abmeldungsanfrage des Netzbetreibers nicht fristgerecht, wird die Zuordnung des Altlieferanten zum Tag vor dem Anmeldedatum beendet.

Der Netzbetreiber informiert den Altlieferanten darüber, dass entsprechend des Prüfungsergebnisses dessen Zuordnung zur Marktllokation zu einem bestimmten Datum beendet worden ist oder die Zuordnung weiterhin besteht. Bei Beendigung der Zuordnung teilt er das Abmeldedatum sowie den Grund der Abmeldung mit und ordnet die Marktllokation dem Neulieferanten zum Anmeldedatum zu.

3.3. Prozesse beim Wechsel des Lieferanten aufgrund gesetzlicher Lieferbeziehungen („Ersatz-/Grundversorgung“)

3.3.1. Zuordnung in die Ersatz- oder Grundversorgung

Der Netzbetreiber meldet die Marktllokation eines Haushaltskunden an den Ersatz-/Grundversorger, wenn die Marktllokation keinem Lieferanten zugeordnet ist und die Marktllokation sich im Niederdruck befindet. Ersatzversorgung liegt bei einem Gasbezug vor, der weder einer Lieferung noch einem bestimmten Energieliefervertrag zugeordnet werden kann (z.B. bei Gasbezug nach Neuanschluss einer Marktllokation ohne abgeschlossenen Energieliefervertrag). Grundversorgung entsteht durch einen Vertragsschluss, der auch konkludent erfolgen kann.

Marktllokationen sind dem Niederdruck zugeordnet, wenn der Messdruck des Gases in Flussrichtung hinter dem Netzanschluss oder ggf. hinter einem nachgelagerten Haus-Druckregelgerät höchstens 0,1 bar beträgt.

Die Zuordnung von Marktllokationen im Rahmen eines Beginns der Ersatz-/Grundversorgung und Ende der Ersatzversorgung kann untermonatlich und bei SLP-Marktllokationen bis zu sechs Wochen zzgl. einer zu berücksichtigenden Bearbeitungsfrist von 3 Werktagen rückwirkend erfolgen.

Eine Zuordnung einer Marktllokation durch den Netzbetreiber zur Ersatz-/Grundversorgung zum Zweck der Gewährleistung einer jederzeitigen Zuordnung einer Marktllokation zu einem Bilanzkreis ist sowohl in die Zukunft als auch in die Vergangenheit für Netznutzung und Bilanzierung möglich.

Eine während der Bearbeitung der Zuordnung zur Ersatz-/Grundversorgung eingehende Anmeldung eines Lieferanten darf vom Netzbetreiber nicht abgelehnt werden, sondern ist innerhalb der Fristen eines Lieferbeginns zu bearbeiten. Die Zuordnung zur Ersatz-/Grundversorgung ist dagegen abubrechen.

...

Für die Beendigung des Grundversorgungsverhältnisses ist der Geschäftsvorfall „Lieferende“ anzuwenden.

3.3.2. Beginn der Ersatz-/ Grundversorgung

Der Netzbetreiber teilt dem Ersatz-/ Grundversorger unverzüglich sowohl den Beginn des Zuordnungswechsels als auch, sofern ihm diese bekannt sind, Namen und Adressen des Anschlussnehmers und des Anschlussnutzers, das Ende der Zuordnung, sowie die Information, ob der an der Marktllokation versorgte Letztverbraucher ein „Haushaltskunde“ ist, mit. Der Netzbetreiber übermittelt weiterhin die Identität des derzeitigen Messstellenbetreibers.

Der Ersatz-/ Grundversorger prüft darauf hin unverzüglich, jedoch spätestens bis zum Ablauf des 2. Werktages, ob es sich bei der Zuordnung der Marktllokationen um Grund- oder Ersatzversorgung handelt und teilt das Ergebnis der Prüfung dem Netzbetreiber nach Eingang der Meldung mit. Der Ersatz-/Grundversorger informiert auch den Letztverbraucher über den Beginn und das voraussichtliche Ende der Ersatzversorgung oder über die Vertragsbedingungen der Grundversorgung.

Die Zuordnung durch den Netzbetreiber erfolgt ggf. rückwirkend auf den vom Ersatz-/ Grundversorger mitgeteilten Termin. Meldet sich der Ersatz- / Grundversorger nicht fristgerecht, ordnet der Netzbetreiber die Marktllokation zu dem von ihm gemeldeten Termin dem Ersatz-/ Grundversorger zu.

4. Annexprozesse beim Wechsel des Lieferanten

Die folgenden Prozesse stellen Annexprozesse beim Wechsel des Lieferanten an einer Marktllokation dar. Sie fallen bei Wechseln aufgrund vertraglicher ebenso wie aufgrund gesetzlicher Lieferbeziehungen an. Sie können diesen Wechseln zeitlich vor- oder nachgelagert sein.

4.1. Anforderung und Weiterleitung von Messwerten

4.1.1. Erhebung von Messwerten

Messwerte können im Rahmen der gesetzlichen Regelungen sowohl vom Messstellenbetreiber, vom Lieferanten als auch vom Netzbetreiber erhoben werden.

Ein Messwert ist ein mit einer geeichten Messeinrichtung ermittelter Wert wie insbesondere Zählerstand, Lastgang oder Energiemenge. Weitere abrechnungsrelevante Werte sind z. B. Brennwert oder Zustandszahl sowie Ersatz- und Schätzwerte. Keine Messwerte sind bloße Fehlermeldungen oder offensichtlich fehlerhafte Daten.

Für die Ermittlung der Messwerte der Marktllokation ist eine rechnerische Umwandlung der Messwerte der Messlokation (oder der Messlokationen der Marktllokation) durch den Netzbetreiber erforderlich, sofern die Ermittlung der gesamten an einer aus mehreren Messlokationen bestehenden Marktllokation gelieferten Energie, dies erfordert. Eine rechnerische Ermittlung von Messwerten ist nur im Rahmen der Vorgaben des Eichrechts zulässig.

Der Messstellenbetreiber führt die Messung zum Ablesetermin und zu sonstigen auf Basis bilateraler Vereinbarungen mit Dritten vereinbarten Terminen aufgrund des jeweils auslösenden Ereignisses durch und leitet die Messwerte dem Netzbetreiber innerhalb der

...

- 10 -

benannten Fristen weiter. Ist eine Messeinrichtung an ein Smart-Meter-Gateway (Strom) angebunden, ist die Weiterleitung der Messwerte (Gas) ebenfalls an den Netzbetreiber vorzunehmen. Die bei der Weiterleitung einzuhaltenden Fristen gelten entsprechend.

Der Messstellenbetreiber führt hierbei auch eine erste technische Plausibilisierung der Messwerte durch. Diese umfasst insbesondere die Kontrolle auf vollständige und fehlerfreie Auslesung der Daten aus der Messeinrichtung.

4.1.2. Aufbereitung und Weiterleitung von Messwerten

Messwerte, die für die Abrechnungen des Netzbetreibers und des Lieferanten Verwendung finden, sind durch den Netzbetreiber aufzubereiten. Hierzu sind die Messwerte dem Netzbetreiber unverzüglich nach Erhebung zuzuleiten. Die Aufbereitung durch den Netzbetreiber umfasst insbesondere die Plausibilisierung und die Ersatzwertbildung, sowie die Ergänzung der Messwerte durch erforderliche Zusatzinformationen wie insbesondere Abrechnungsbrennwert, Bilanzierungsbrennwert und Zustandszahl. Messwerte, die im Rahmen der Aufbereitung durch den Netzbetreiber verändert werden, sind in geeigneter Weise kenntlich zu machen.

In jedem Fall hat der Netzbetreiber die Messwerte nach Durchführung der Aufbereitung an den Lieferanten und, sofern eine Anbindung der Messeinrichtung an ein Smart-Meter-Gateway (Strom) vorliegt, auch an den Messstellenbetreiber (Gas) zu übermitteln. Für den Versand an den Lieferanten aggregiert der Netzbetreiber darüber hinaus die Messwerte der Messlokation oder der Messlokalationen einer Marktklokation sofern dies möglich und erforderlich ist.

Haben sich anlässlich der Aufbereitung beim Netzbetreiber Veränderungen an den Messwerten der Messlokation ergeben, so sind die vom Netzbetreiber gebildeten Ersatzwerte unverzüglich, spätestens jedoch 1 Werktag nach Aufbereitung durch den Netzbetreiber, an den Messstellenbetreiber oder an diejenige Stelle zu übermitteln, von der er die Messwerte vor deren Aufbereitung erhalten hatte. Die Übermittlungspflicht bezieht sich nicht nur auf die Ersatzwerte, sondern auf den vollständigen Datensatz.

Sofern im Verhältnis zwischen Netzbetreiber und Lieferant keine anderweitigen Bestimmungen getroffen sind, legt der Netzbetreiber den allgemeinen Ableseturnus für die Durchführung der Messung zur Bestimmung der Netzentgelte fest. Will der Lieferant von seinem Recht zur Bestimmung eines davon abweichenden Ableseturnus Gebrauch machen, so hat er dem Netzbetreiber dies rechtzeitig mitzuteilen. Die Vorgabe des Ableseturnus durch den Lieferanten gegenüber dem Netzbetreiber betrifft nur den Ablesezyklus (zeitlicher Abstand zwischen den Turnusablesungen), nicht aber die Ablesezeitpunkte selbst. Den Ablesetermin legt der Netzbetreiber fest. Der Lieferant hat die Möglichkeit, Messwerte unmittelbar durch oder beim Endkunden zu erheben, sofern diese unmittelbar für eigene Zwecke (z. B. Zwischenabrechnung des Endkunden wegen Preisänderung des Lieferanten) verwendet werden sollen. Der Netzbetreiber ist nach Zugang der Messwerte verpflichtet, für die entsprechende Zeitspanne die abrechnungsrelevanten Daten (insb. Abrechnungsbrennwert und Zustandszahl) zur Verfügung zu stellen. Bei inhaltlichen Differenzen zwischen dem für denselben Stichtag vom Lieferanten einerseits und dem von dem für die Messung zuständigen Dritten gemeldeten Zählerstand andererseits, ist der vom für die Messung zuständigen Dritten abgelesene Zählerstand maßgeblich.

Sofern im Verhältnis zwischen Messstellenbetreiber und Lieferant keine anderweitigen Bestimmungen getroffen sind, legt der Messstellenbetreiber den allgemeinen Ableseturnus für die Durchführung der Messung fest. Lieferant und Netzbetreiber übernehmen für ihren Abrechnungsturnus den vom Messstellenbetreiber vorgegebenen allgemeinen Ableseturnus. Der Netzbetreiber teilt auf Ebene der Marktklokation darüber hinaus einem neuen Messstellenbetreiber die im Verhältnis zum Lieferanten geltenden Vorgaben zum Ableseturnus sowie die entsprechenden Sollablesetermine mit.

Die bilanzielle Zuordnung der Marktklokation zum Standardlastprofilverfahren (SLP) erfolgt unter Beachtung der abnahmebedingten Grenzwerte gemäß § 24 GasNZV.

...

4.1.2.1 Vom Messstellenbetreiber an den Netzbetreiber zu übermittelnde Messwerte

Für die Übermittlung der für die Messlokationen vom Messstellenbetreiber zu ermittelnden Messwerte an den Netzbetreiber sind folgende Fristen einzuhalten:

4.1.2.1.1 Turnus- oder regelmäßige Messwertübermittlung

a) Messeinrichtung mit SLP

Der erforderliche Zählerstand für das Datum der Turnusablesung oder für den Zeitraum in dem die Turnusablesung stattfinden soll, ist an den Netzbetreiber unverzüglich, jedoch spätestens bis zum Ablauf des 10. Werktags nach dem Turnusablesetermin, zu übermitteln. Ist die Messeinrichtung an ein Smart-Meter-Gateway (Strom) angebunden, erfolgt für den Fall, dass der Letztverbraucher dies verlangt und die Voraussetzungen gem. § 58 Abs. 4 MsbG vorliegen, die Übermittlung des Zählerstands-/Lastgangs unverzüglich nach der stündlichen Erhebung der Messwerte im Stundentakt. Dies gilt grundsätzlich unabhängig von der abnahmebedingten oder bilanziellen Zuordnung der Marktklokation.

b) Messeinrichtung mit RLM

Die Übermittlung des Lastgangs für das Datum der regelmäßigen Ablesung erfolgt unverzüglich nach der stündlichen Erhebung der Messwerte im Stundentakt. Gleiches gilt für eine an ein Smart-Meter-Gateway (Strom) angebundene Messeinrichtung.

4.1.2.1.2 Außerturnusmäßige Messwertübermittlung

a) Messeinrichtung mit SLP:

Die Übermittlung des erforderlichen Zählerstands bei SLP-Entnahmen für das bestätigte An- oder Abmeldedatum an den jeweiligen Neu- oder Altlieferanten ist jeweils unverzüglich, jedoch spätestens bis zum Ablauf des 10. Werktags nach dem bestätigten An- oder Abmeldedatum durch den Netzbetreiber vorzunehmen. Diese Frist gilt auch für die Übermittlung des erforderlichen Zählerstands für das Datum einer Zwischenablesung sowie von aus- oder eingebauten Geräten zum Datum des Geräte- oder eines Tarifwechsels.

b) Messeinrichtung mit RLM:

Für Verbräuche aus RLM und aus an ein Smart-Meter-Gateway (Strom) angebundenen Messeinrichtungen ist spätestens bis zum Ablauf des 1. Werktags nach An- oder Abmeldedatum eine Übermittlung vorzunehmen. Zusätzliche RLM-Zählerstände sind dabei nur dann zu erheben, wenn das erforderlich ist. Bei Zwischenablesungen oder bei Geräte- oder Tarifwechsel erfolgt die Übermittlung unverzüglich nach der Auslesung der Messwerte.

Sofern der Messstellenbetreiber die Anforderung des Netzbetreibers zur Bereitstellung von Messwerten ablehnt, teilt er diesem den Grund der Ablehnung mit. Die Ablehnung erfolgt unverzüglich, jedoch spätestens bis zum Ablauf des 2. Werktags nach Eingang der Anforderung.

4.1.2.2 Vom Netzbetreiber an den Lieferanten zu übermittelnde Messwerte

Der Netzbetreiber übermittelt dem Lieferanten die Messwerte auf Ebene der Mess- bzw. Marktklokation in den nachfolgend genannten Fristen. Für die prozess- oder ereignisbezogene Berücksichtigung ist eine Differenzierung zwischen „rechnerisch“ und „nicht rechnerisch“ ermittelten Messwerten durch den Netzbetreiber erforderlich.

4.1.2.2.1 Turnus- oder regelmäßige Messwertübermittlung

Für eine Turnusablesung bei Messeinrichtungen mit SLP sind der erforderliche Zählerstand für das Datum der Turnusablesung oder für den Zeitraum, in dem die Turnusablesung stattfinden soll, unverzüglich, jedoch spätestens bis zum Ablauf des 28. Kalendertages nach Sollablesetermin an den Lieferanten zu übermitteln. Hierbei ist die ermittelte Energiemenge

...

- 12 -

seit der letzten Turnusübermittlung bis zum Datum der Turnusablesung, oder dem Zeitraum, in dem die Turnusablesung stattfinden soll, zu übermitteln.

Für eine Turnusablesung einer Messeinrichtung mit RLM erfolgt die Übermittlung des Zählerstands-/Lastgangs sowie ggf. weiterer abrechnungsrelevanter Werte für das Datum der regelmäßigen Ablesung an den Lieferanten unverzüglich nach der stündlichen Erhebung der Messwerte im Stundentakt. Gleiches gilt für eine an ein Smart-Meter-Gateway (Strom) angebundene neue Messeinrichtung.

4.1.2.2.2 Außerturnusmäßige Messwertübermittlung

Für außerturnusmäßige Messwertübermittlungen sind für die entsprechenden An- oder Abmeldungen, Zwischenablesungen, Geräte- und Tarifwechsel jeweils die Übermittlung des Zählerstands sowie ggf. weiterer abrechnungsrelevanter Werte bei Messeinrichtungen mit SLP unverzüglich, jedoch spätestens bis zum Ablauf des 28. Kalendertages nach dem bestätigten An- oder Abmeldedatum oder dem Datum der beauftragten Messwerterhebung oder nach dem Datum der des Geräte- oder Tarifwechsels zu übermitteln. Bei einer Messeinrichtung mit RLM oder einer neuen Messeinrichtung, die an ein Smart-Meter-Gateway (Strom) angebunden ist, ist eine Übermittlung bis spätestens zum Ablauf des 1. Werktags des jeweiligen An- oder Abmeldedatums oder unverzüglich nach der Auslesung der Zwischenablesung oder dem Geräte- oder Tarifwechsel vorzunehmen.

4.2. Anforderung von Brennwert und Zustandszahl

Der Lieferant kann vom Netzbetreiber die Übermittlung der Abrechnungsbrennwerte und der Zustandszahl für eine anzugebende Zeitspanne isoliert, d.h. unabhängig von z. B. einer turnusmäßigen Abrechnung anfordern. Für die Anfrage zur Übermittlung von Abrechnungsbrennwert und Zustandszahl gibt der Lieferant gegenüber dem Netzbetreiber insbesondere die betreffende Markt- oder Messlokation, die in der Vergangenheit liegende Zeitspanne und optional den aktuell vom Lieferanten ermittelten Zählerstand an. Die Anfrage kann bis 12 Monate nach dem letzten Tag der betreffenden Zeitspanne erfolgen. Der Netzbetreiber ermittelt den Abrechnungsbrennwert unter Zugrundelegung der vom Lieferanten benannten Zeitspanne und übermittelt für genau die angefragte Zeitspanne unter Berücksichtigung der technischen Regel DVGW G 685 den Abrechnungsbrennwert und die Zustandszahl an den Lieferanten. Die Übermittlung erfolgt spätestens 10 Werktage nach Eingang der Anfrage des Lieferanten, aber nicht vor dem 10. Werktag des Monats der auf den Monat folgt, in den das Ende der durch den Lieferanten zuvor mitgeteilten Zeitspanne fällt.

4.3. Stammdatenänderung:

Sofern sich zu einer Markt- oder Messlokation Stammdaten oder die Beziehungen von Stammdaten zueinander ändern, werden die geänderten Informationen über Stammdatenänderungsmeldungen den Marktbeteiligten elektronisch mit dem Ziel zur Verfügung gestellt, dass alle einer Markt- oder Messlokation zugeordneten Marktbeteiligten zu jedem Zeitpunkt über die identischen Informationen zu der Markt- oder Messlokation verfügen. Bilanzierungsrelevante Stammdaten können hierbei nur in die Zukunft gerichtet und unter Einhaltung einer vorgegebenen Frist geändert werden. Nicht bilanzierungsrelevante Stammdaten können sowohl für die Zukunft, als auch für die Vergangenheit geändert werden. Sofern für ein Stammdatenum ein neuer Wert vorliegt, ist dieses in Form einer Anfrage zur Stammdatenänderung an die betreffenden Marktbeteiligten zu übermitteln und zu bearbeiten. Es ist hierfür ein Konzept anzuwenden, dass unter der Berücksichtigung von Berechtigungen die Änderung, Bearbeitung und Übermittlung von

...

- 13 -

geänderten Stammdaten in vorzugebenden Fristen, die insgesamt 10 Werktage nicht überschreiten, von den jeweils Verantwortlichen sicherstellt.

4.4. Geschäftsdatenanfrage

Aktuelle Stammdaten sowie auf einen Zeitpunkt oder einen Zeitraum bezogene Messwerte können im Rahmen einer Anfrage zu Geschäftsdaten einer Markt- oder Messlokation von einem Marktbeteiligten an den Netzbetreiber angefragt werden. Eine Anfrage bedingt, dass der Anfragende zum Zeitpunkt der Anfrage der Markt- oder der Messlokation im gesamten angefragten Zeitraum dieser zugeordnet ist oder anderweitig berechtigt ist, die angefragten Daten zu erhalten. Ansonsten muss der Anfragende eine gültige Vollmacht zum Erhalt der angefragten Informationen innehaben. Eine Geschäftsdatenanfrage ist auch zu verwenden, wenn der Messstellenbetreiber Strom im Fall der Installation eines Smart-Meter-Gateways (Strom) beim Netzbetreiber Gas anfragt, ob an einer Adresse einer Messlokation Gas bereits eine neue Messeinrichtung Gas verbaut ist. Wenn eine neue Messeinrichtung Gas verbaut ist, nennt der Netzbetreiber (Gas) dem anfragenden Messstellenbetreiber (Strom) den verantwortlichen Messstellenbetreiber Gas für die neue Messeinrichtung Gas an der Adresse. Im Falle einer berechtigten Anfrage und einer erfolgreichen Identifikation der Markt- oder Messlokation übermittelt der Netzbetreiber dem Anfragenden die angefragten Informationen unverzüglich, jedoch spätestens bis zum Ablauf des 10. Werktags nach Eingang der Geschäftsdatenanfrage.

4.5. Abrechnung der Netznutzung

Die Abrechnung der Netznutzung erfolgt durch den Netzbetreiber gegenüber dem Lieferanten. Diese kann Abschlags-, Turnus-, Zwischen- und Schlussrechnungen sowie deren Stornierungen umfassen.

Der Netzbetreiber übermittelt vor der Abrechnung der Netznutzung die Messwerte oder andere abrechnungs- oder bilanzierungsrelevante Daten an den Lieferanten. Der Netzbetreiber übermittelt unverzüglich, spätestens bis zum Ablauf des 10. Werktags nach Übermittlung der Messwerte die Netznutzungsrechnung für den Abrechnungszeitraum an den Lieferanten. Das vom Netzbetreiber vorgegebene Zahlungsziel darf 10 Werktage nach Empfang der Rechnung nicht unterschreiten. Der Lieferant bestätigt nach der Prüfung der eingegangenen Netznutzungsrechnung unverzüglich, jedoch spätestens bis zum 10. Werktag nach Eingang der Abrechnung, die Zahlung der Netznutzungsrechnung in Form eines Zahlungssavises oder lehnt die Zahlung der Netznutzungsrechnung ab.

Sofern eine Korrektur der Netznutzungsrechnung (Stornorechnung) infolge der Fehlerhaftigkeit der Abrechnung oder bei nachträglich bekannt gewordenen relevanten Änderungen erforderlich wird, ist sowohl eine Stornierung der fehlerhaften Netznutzungsrechnung an den Lieferanten zu übersenden, als auch eine neue Netznutzungsrechnung durch den Netzbetreiber zu erstellen und an den Lieferanten zu übermitteln. Von Stornierungen kann nur in definierten Ausnahmefällen abgesehen werden. Einzelne Rechnungen einer Übertragungsdatei können bei einer Stornierung nur vollumfänglich abgelehnt werden. Sofern eine Rechnungskorrektur aufgrund geänderter Messwerte erforderlich wurde, müssen diese dem Lieferanten vor der Versendung der korrigierten Rechnung mitgeteilt worden sein. Der Lieferant bestätigt nach der Prüfung der eingegangenen Netznutzungsrechnung unverzüglich, jedoch spätestens bis zum 10. Werktag nach Eingang der Abrechnung, die Zahlung der Netznutzungsrechnung in Form eines Zahlungssavises oder lehnt die Zahlung der Netznutzungsrechnung ab.

...

- 14 -

4.6. Grundsätze der Mengenzuordnung: Asynchronmodell zwischen Bilanzierung und Netznutzung bei Anwendung des Standardlastprofilverfahrens

Der Bilanzkreiswechsel bei Anwendung des Standardlastprofilverfahrens findet immer in die Zukunft gerichtet, d.h. nach Aufnahme der Versorgung, statt. Die bilanzielle Zuordnung der Marktllokation ändert sich für Kunden frühestens am nächsten Ersten eines auf die Anmeldung folgenden Monats (Bilanzierungsbeginn), sofern die Anmeldungen bis zum 15. Werktag eines Monats beim Netzbetreiber eingehen. Bei später eingehenden Meldungen ist die Zuordnung zum Bilanzkreis frühestens für den Ersten des darauffolgenden Monats vorzunehmen. Das Bilanzierungsende bei Abmeldungen ist immer ein Monatsletzter, sofern diese Meldungen beim Netzbetreiber ebenfalls bis zu dem Werktag eingehen, der für die Anmeldungen bestimmt wurde. Bei danach eingehenden Abmeldungen ist das Bilanzierungsende frühestens der Monatsletzte des folgenden Monats. Liefer- oder Netznutzungsbeginn und -ende können demgegenüber auch untermonatlich stattfinden. Hieraus kann sich eine Abweichung zwischen der tatsächlichen Versorgung und der bilanziellen Zuordnung ergeben. Die sich aus dem zeitlichen Auseinanderfallen von Bilanzkreiszuordnung und Versorgungsbeginn und -ende ergebenden Differenzmengen sind durch den Netzbetreiber zwischen dem Alt- und Neulieferanten mit einem gesonderten Mehr- und Mindermengenmodell auszugleichen. Hierbei handelt es sich nicht um die Verrechnung von Mehr- oder Mindermengen nach § 25 GasNZV.

Mitteilungen

Telekommunikation

Teil A

Mitteilungen der Bundesnetzagentur

Mitteilung Nr. 238/2023

§ 12 Absatz 1 Telekommunikationsgesetz (TKG) Veröffentlichung eines Konsultationsentwurfes zur Marktdefinition und Marktanalyse betreffend den Vorleistungsmarkt für dedizierte Kapazitäten (Markt Nr. 2 der Märkte-Empfehlung 2020)

BK 1-23/002

Gemäß § 12 Absatz 1 TKG wird hiermit bekannt gegeben, dass ein Konsultationsentwurf im o. g. Verfahren ab Erscheinen dieses Amtsblattes auf der Internetseite der Bundesnetzagentur unter Einheitliche Informationsstelle/Nationale Konsultation eingesehen bzw. heruntergeladen werden kann. Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse sind nach § 12 Absatz 1 Satz 2 TKG geschwärzt.

Zu dem Entwurf kann bis zum 19.01.2024 Stellung genommen werden.

Stellungnahmen sind auf dem Postweg oder in elektronischer Form – jeweils in deutscher Sprache – zu richten an die Bundesnetzagentur, Dienststelle 124, Postfach 8001, 53105 Bonn oder an folgende E-Mail-Adresse: 124-postfach@bnetza.de.

Sofern Ihre Stellungnahme Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse und/oder personenbezogene Daten enthält, fügen Sie bitte eine öffentliche Fassung Ihrer Stellungnahme ohne Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse und/oder ohne personenbezogene Daten bei. Wenn Sie keine geschwärzte Fassung beifügen, wird davon ausgegangen, dass Ihre Stellungnahme keine Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse und/oder personenbezogene Daten enthält und veröffentlicht werden kann.

Es wird darauf hingewiesen, dass alle Stellungnahmen als Ergebnis des Konsultationsverfahrens gem. § 12 Abs. 1 S. 2 TKG auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht werden, worauf wiederum auch im Amtsblatt hingewiesen werden wird.

Nach Fristablauf eingehende Stellungnahmen können nicht berücksichtigt werden.

BK 1-23/002

Mitteilung Nr. 239/2023

§§ 149 Abs. 1 Nr. 5, 214 TKG i. V. m. § 192 TKG;

Antrag M-net Telekommunikations GmbH auf Erlass einer Entscheidung im Streitbeilegungsverfahren über einen diskriminierungsfreien, offenen Netzzugang zu öffentlich geförderten Telekommunikationsnetzen und -linien

hier: BK11-23/003

In dem Streitbeilegungsverfahren auf Antrag der M-net Telekommunikations GmbH (Antragstellerin) gegen die Vodafone GmbH (Antragsgegnerin) über einen diskriminierungsfreien, offenen Netzzugang hat die Beschlusskammer 11 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen mit Beschluss vom 31.10.2023 die folgende Entscheidung getroffen:

- Die Antragsgegnerin wird verpflichtet, der Antragstellerin offenen Netzzugang in Form eines Layer 2-Bitstromproduktes auf Vorleistungsebene zu dem öffentlich geförderten Telekommunikationsnetz im Main-Kinzig-Kreis zu gewähren. Dazu hat sie der Antragstellerin bis zum 4.12.2023 ein Angebot zu legen, für das folgende monatliche Überlassungsentgelte ohne Mehrwertsteuer festgelegt werden:

Bandbreite	Entgelt
100 / 50 Mbit/s (Downlink / Uplink)	16,07 €
250 / 125 Mbit/s (Downlink / Uplink)	24,08 €
500 / 250 Mbit/s (Downlink / Uplink)	28,43 €
1.000 / 500 Mbit/s (Downlink / Uplink)	41,04 €

- Im Übrigen werden die Anträge abgelehnt.

BK11-23/003

Mitteilung Nr. 240/2023

§§ 149 Abs. 1 Nr. 1, 214 TKG i. V. m. § 192 TKG;

Antrag der Telekom Deutschland GmbH auf Erlass einer Entscheidung im Streitbeilegungsverfahren über die Mitnutzung öffentlicher Versorgungsnetze

hier: BK11-23-008

In dem Streitbeilegungsverfahren auf Antrag der Telekom Deutschland GmbH (Antragstellerin) gegen die DB Netz AG (Antragsgegnerin) wegen der Mitnutzung von passiver Netzinfrastruktur hat die Beschlusskammer 11 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen mit Beschluss vom 18.09.2023 die folgende Entscheidung getroffen:

- Die Antragsgegnerin wird verpflichtet, der Antragstellerin ein Angebot über die Mitnutzung eines Leerrohres mit einem Innendurchmesser von mindestens 9 mm im Bereich des Bahnübergangs am Bahnkilometer **[Betriebs- und Geschäftsgeheimnis]** in 17153 Stavenhagen zu unterbreiten.
- Sollte die Antragsgegnerin entgegen der Anordnung in Tenorziffer 1 der Antragstellerin bis zum 23.10.2023 kein Angebot

unterbreiten, wird ihr die Festsetzung eines Zwangsgeldes in Höhe von 10.000 € angedroht.

BK11-23-008

Mitteilung Nr. 241/2023

§ 212 Abs. 4 i. V. m. § 203 TKG;

BK2-23/002 Streitschlichtung nach § 212 TKG Multiconnect GmbH/Telefonica Germany GmbH & Co. OHG;

Hier: Durchführung einer öffentlich mündlichen Verhandlung im Verfahren zur Erteilung von Auskünften gemäß § 203 Abs. 1 S. 1 des Telekommunikationsgesetzes (TKG) entsprechend.

Die Beschlusskammer 2 beabsichtigt im Zusammenhang mit dem Streitschlichtungsverfahren BK2 23/002 zwischen der Multiconnect GmbH und der Telefonica Germany GmbH & Co. OHG an die drei Mobilfunknetzbetreiber Telekom Deutschland GmbH, Vodafone GmbH und der Telefonica Germany GmbH & Co. OHG förmliches Auskunftersuchen nach § 203 Abs. 1 S. 1 TKG entsprechend i. V. m. § 212 TKG zu richten.

Die Entscheidung hierüber stellt nach § 212 Abs. 4 i. V. m. § 203 TKG entsprechend eine Beschlusskammerentscheidung dar.

Der Termin für die **öffentlich mündliche Verhandlung** zu dem beabsichtigten Auskunftersuchen vor der Beschlusskammer 2 der Bundesnetzagentur wurde bestimmt auf **den 15.12.2023, 14:00 Uhr** und findet im Dienstgebäude der Bundesnetzagentur, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, im **Haus 7, Raum 0.02** statt. Dabei wird sowohl eine **persönliche Teilnahme** in den Räumlichkeiten der Bundesnetzagentur als auch eine Teilnahme über **Video- oder Telefonzuschaltung** möglich sein. Die Beschlusskammer bittet um **Anmeldung** bei geplanter Teilnahme an das Postfach BK2-Postfach@BNetzA.de bis zum **11.12.2023, 12:00 Uhr**.

Die erforderlichen Einwahlmöglichkeiten sowie ggfs. weitere Details zur Durchführung der öffentlich mündlichen Verhandlung werden zeitnah auf der Internetseite der Bundesnetzagentur unter „Termine der Beschlusskammern“ veröffentlicht.

Die öffentlichen Fassungen der verfahrensrelevanten Unterlagen wurden bzw. werden den Verfahrensbeteiligten zum elektronischen Abruf (Herunterladen) über die Dokumenten-Austauschplattform „Geschlossene Benutzergruppe“ (GBG) im Bereichsordner BK2-23/002 bereitgestellt. Für die Nutzung der GBG ist eine einmalige Registrierung bei der Bundesnetzagentur erforderlich. Ausführliche Informationen hierzu erhalten Sie unter www.bundesnetzagentur.de auf der Seite der Beschlusskammer 2 unter „Aktuelles“, Aktuelle Mitteilungen der Beschlusskammer 2. Sollte Ihnen die Registrierung nicht möglich sein, bitten wir Sie um eine diesbezügliche Rückmeldung.

Sofern Sie als Nutzer registriert sind, können Sie die Dateien ab sofort und bis ca. 6 Wochen nach Beendigung des Verfahrens einsehen bzw. herunterladen

Etwaige **Stellungnahmen können bis zum 11.12.2023** auf dem Postweg an die Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 2, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn oder elektronisch an BK2-Postfach@BNetzA.de jeweils unter Angabe des Aktenzeichens BK2b-23-002 gesendet werden.

Sofern Ihre Stellungnahme Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse enthält, fügen Sie bitte eine öffentliche Fassung Ihrer Stellungnahme ohne Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse bei. Wenn Sie keine öffentliche Fassung beifügen, wird davon ausgegangen, dass Ihre Stellungnahme keine Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse enthält, vgl. § 216 TKG.

Sollten in Ihrer Stellungnahme ferner personenbezogene Daten enthalten sein, wird darum gebeten, entweder eine schriftliche (bzw. elektronisch erfolgende) Einwilligung zur Offenlegung von demjenigen vorzulegen, dessen personenbezogenen Daten enthalten sind. Sofern eine solche Einwilligung nicht erteilt wird, wird gebeten, die personenbezogenen Daten ebenfalls zu schwärzen.

Es werden folgende weitergehende Hinweise gegeben:

Beteiligte des Streitschlichtungsverfahrens BK2 23/002 sind zugleich auch zu dem gegenständlichen Verfahren zur Entscheidung über den Erlass des Auskunftersuchens beteiligt, das bedeutet es bedarf für diese Beteiligte keiner weiteren Beiladung mehr zu dem Auskunftsverfahren.

Da die beabsichtigte Sachentscheidung im Streitschlichtungsverfahren von dem Bestehen oder Nichtbestehen des Rechtsverhältnisses abhängt, das Gegenstand der Verwaltungsverfahren zu den Auskunftersuchen ist, ist eine Entscheidung im Streitschlichtungsverfahren erst nach Abschluss der Verfahren zu den Auskunftersuchen möglich. Soweit die Verfahren zur Entscheidung über die Erteilung der Auskünfte von der Beschlusskammer 2 entschieden sind, wird die Beschlusskammer hierüber informieren und das Streitschlichtungsverfahren abschließen.

BK2-23-002

Mitteilung Nr. 242/2023

Gelegenheit zur Stellungnahme nach § 30 Funkanlagen-gesetz (FuAG)

Die Bundesnetzagentur wurde von der spanischen Marktüberwachungsbehörde darüber informiert, dass der Mitgliedstaat Spanien nach seinen Vorschriften eine markteinschränkende Maßnahme getroffen hat. Diese markteinschränkende Maßnahme betrifft folgende Funkanlage:

Produktart:	PMR Transceiver
Modell:	CT990-EB
Markenzeichen:	MIDLAND
Hersteller:	MIDLAND EUROPE S.R.L., Italien

Beschreibung der Nichtkonformität:

- der Grenzwert für unerwünschte Aussendungen wurde überschritten
- die CE-Kennzeichnung auf der Funkanlage wurde nicht richtlinienkonform vorgenommen
- Das Konformitätsbewertungsverfahren wurde unzureichend durchgeführt

Für die oben genannte Funkanlage soll die Bereitstellung auf dem europäischen Markt untersagt werden.

Den nationalen Wirtschaftsakteuren wird hiermit Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Die Dauer der Frist zur Stellungnahme beträgt gemäß § 30 Absatz 1 Satz 3 FuAG vier Wochen ab der Veröffentlichung dieser Amtsblattmitteilung. Die Stellungnahme ist an:

Bundesnetzagentur
Referat 412
Postfach 80 01
55003 Mainz
E-Mail: 412.Postfach@bnetza.de

als Brief oder per E-Mail zu richten.

412-4

Mitteilung Nr. 243/2023

Mitteilung

Zur Feststellung der Erledigung der Feststellung der Unterversorgung nach §§ 157, 160 Absatz 1 und 2 TKG

hier: Vorgangsnummer 2022-06-13-0002

Die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen teilt hiermit mit:

1. Ziffer 1 und 2 der Verfügung vom 08.08.2023 unter der benannten Vorgangsnummer haben sich mit Wirkung zum 15.11.2023 erledigt.
2. Damit hat sich auch die Ankündigung der Bundesnetzagentur, in dem von der Feststellung vom 08.08.2023 unter Ziffer 1 umfassten Gebiet nach § 161 Absatz 2 TKG vorzugehen, sofern kein Unternehmen innerhalb eines Monats nach der Veröffentlichung der Feststellung der Unterversorgung schriftlich oder elektronisch gegenüber der Bundesnetzagentur zusagt, sich zur Versorgung mit Telekommunikationsdiensten nach §§ 157 Absatz 2 und 158 Absatz 1 TKG ohne Ausgleich nach § 162 TKG zu verpflichten, mit Wirkung zum 15.11.2023 erledigt.

Aus der Mitteilung des Endnutzers vom 15.11.2023, der auf dem Flurstück 1429 seine Hauptwohnung bezogen hat, ergibt sich, dass er nunmehr keinen tatsächlichen Bedarf gemäß § 160 Absatz 2 TKG mehr hat.

Die Erledigung wird aus Gründen der Verfahrenstransparenz mitgeteilt. Es handelt sich nicht um einen Verwaltungsakt nach § 35 Satz 1 VwVfG, da der Mitteilung keine eigenständige Regelungswirkung zukommt. Der Zweck der Unterversorgungsfeststellung ist nachträglich weggefallen. Die Mitteilung beschränkt sich daher auf eine reine Tatsachenwiedergabe.

Die Mitteilung erfolgt analog § 210 TKG.

Im Auftrag

Martin Deitenbeck

Mitteilungen

Post

Teil A

Mitteilungen der Bundesnetzagentur

Mitteilung Nr. 244/2023

Bekanntgabe nicht mehr gültiger Lizenzen nach § 5 PostG

Folgende Unternehmen sind nicht mehr Inhaber einer Lizenz nach § 5 Absatz 1 des Postgesetzes:

City Mail Weiden GmbH	92637 Weiden	P 98/525	Nordkurier Logistik Stavenhagen Verwaltungs GmbH	17153 Stavenhagen	L 4377
Kurier-Blitz GmbH	46395 Bocholt	P 01/1476	Astrid Brändlein, Blitz-Brief	97618 Wülfershausen	L 4403
Roland Pannhausen, ORGA-PANNHAUSEN	49078 Osnabrück	P 03/2107	Postdienst Zulage GmbH	10585 Berlin	L 4414
Paragon Customer Communications GmbH	41352 Korschenbroich	P 04/2430	Nordkurier Logistik Röbel Verwaltungs GmbH	17207 Röbel	L 4426
Sven Zurleit, SZT Pressevertrieb-Kurierdienst	38486 Apenburg- Winterfeld	P 05/2877	Nordkurier Logistik Wolgast Verwaltungs GmbH	17438 Wolgast	L 4427
mpn mail & parcel network GmbH	99092 Erfurt	P 07/3066	Nordkurier Logistik Waren Verwaltungs GmbH	17192 Waren	L 4428
Helmut Neumann, Neumann Business Services e.K.	60322 Frankfurt/Main	P 07/3245	Nordkurier Logistik Demmin Verwaltungs GmbH	17109 Demmin	L 4429
FUNKE Thüringen Postlogistik GmbH	99092 Erfurt	P 08/3366	Nordkurier Logistik Greifswald Verwaltungs GmbH	17489 Greifswald	L 4430
FUNKE Thüringer Postservice GmbH	99092 Erfurt	P 08/3496	Nordkurier Logistik Templin Verwaltungs GmbH	17268 Templin	L 4439
Presse Vertriebs-GmbH LH-Nord	67065 Ludwigshafen	L 3931	Nordkurier Logistik Torgelow Verwaltungs GmbH	17358 Torgelow	L 4440
Presse Vertriebs-GmbH LH-Süd	67065 Ludwigshafen	L 3932	Nordkurier Logistik Tollense Verwaltungs GmbH	17034 Neubrandenburg	L 4441
Nordkurier Logistik Altentreptow Verwaltungs GmbH	17089 Burow	L 4186	xendis Versandlogistik GmbH	45141 Essen	L 4447
ZVG Mecklenburg Mitte GmbH	23966 Wismar	L 4243	ZVG Rostock Zustell GmbH	18055 Rostock	L 4529
ZVG Mecklenburg Ost GmbH	18209 Bad Doberan	L 4245	Sania Ahmed	56070 Koblenz	L 4577
Nordkurier Logistik Anklam Verwaltungs GmbH	17389 Anklam	L 4251	Referat 314		
Nordkurier Logistik Pasewalk Verwaltungs GmbH	17309 Pasewalk	L 4252			
Nordkurier Logistik Neustrelitz Verwaltungs GmbH	17235 Neustrelitz	L 4253			
Nordkurier Logistik Prenzlau Verwaltungs GmbH	17291 Prenzlau	L 4256			
Nordkurier Logistik Teterow Verwaltungs GmbH	17166 Teterow	L 4259			
THL Thüringen Logistik GmbH	99092 Erfurt	L 4350			

Mitteilungen

Energie

Teil A

Mitteilungen der Bundesnetzagentur

Mitteilung Nr. 245/2023

EnWG §§ 29 Abs. 1, 14a Abs. 1, 2 n. F.

Beschlusskammer 6

Az.: BK6-22-300

Festlegungsverfahren zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)

Die Elektrifizierung des Wärme- sowie des Verkehrssektors ist ein ganz wesentlicher Pfeiler der Energiewende. Der daraus entstehende Hochlauf insbesondere von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen stellt die Verteilernetze absehbar allerdings vor große Herausforderungen. Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und zukünftig auch Batteriespeicher bedeuten teilweise beträchtlich höhere Bezugsleistungen in der Niederspannung, bei denen zudem mit einer deutlich höheren Gleichzeitigkeit als bei gewöhnlichen Verbrauchseinrichtungen zu rechnen ist. Vielfach sind Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen oder Batteriespeicher allerdings ansteuerbar, ohne einen nennenswerten Komfortverlust für die zweckgemäße Verwendung bei Verbraucherinnen und Verbrauchern zu erleiden.

Die zeitnahe und vorausschauende Ertüchtigung der Verteilernetze ist daher unerlässlich – dies allein wird jedoch die schnelle Integration der steuerbaren Verbraucher in Netz und Markt nicht gewährleisten können. Gleichzeitig soll es nicht vermehrt zu Stromausfällen wegen Überlastungen örtlicher Leitungen kommen. Versorgungssicherheit liegt auch im Interesse aller Verbraucherinnen und Verbraucher. Damit es beim Anschluss der Wärmepumpen und Ladeeinrichtungen nicht zu Verzögerungen kommen kann, bedarf es zusätzlich des Instruments der Steuerung durch den Verteilernetzbetreiber, das von der Bundesnetzagentur nun festgelegt wird.

Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Hinweis

Die vollständige Entscheidung in dem Verfahren BK6-22-300 ist auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht und kann von der Seite

www.bundesnetzagentur.de ► Beschlusskammern ► Beschlusskammer 6 ► Abgeschlossene Verfahren ► BK6-22-300 kostenlos abgerufen werden.

Diese Entscheidung gilt gem. § 73 Abs. 1a EnWG mit dem Tag als zugestellt, an dem seit dem Tag der Bekanntmachung im vorliegenden Amtsblatt zwei Wochen verstrichen sind.



Bundesnetzagentur

- Beschlusskammer 6 -

Beschluss

Az.: BK6-22-300

In dem Festlegungsverfahren

zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen
nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)

unter Beteiligung

der ELLI - Volkswagen Group Charging GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,
Mollstraße 1, 10178 Berlin,

- Beteiligte zu 1) -

der sonnen GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung, Am Riedbach 1, 87499 Wildpoldsried,

- Beteiligte zu 2) -

Verfahrensbevollmächtigte: von Bredow Valentin Herz Rechtsanwälte, Littenstraße 105,
10179 Berlin

sowie der sonnen eService GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung, Am Riedbach 1,
87499 Wildpoldsried,

- Beteiligte zu 3) -

Verfahrensbevollmächtigte: von Bredow Valentin Herz Rechtsanwälte, Littenstraße 105,
10179 Berlin,

Bundesnetzagentur für
Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und
Eisenbahnen

Behördensitz: Bonn
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
☎ (02 28) 14-0

Telefax Bonn
(02 28) 14-59 69

E-Mail
Poststelle.BK6@BNetzA.de
Internet
<http://www.bundesnetzagentur.de>

Bitte neue Bankverbindung beachten!
Bundeskasse Weiden
Dt. Bundesbank - Filiale Regensburg
BIC: MARKDEF1750
IBAN: DE08 7500 0000 0075 0010 07

- 2 -

hat die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Klaus Müller,

durch den Vorsitzenden Christian Mielke,
den Beisitzer Dr. Jochen Patt
und den Beisitzer Jens Lück

am 27.11.2023 beschlossen:

1. Die netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen ist mit Wirkung ab dem 01.01.2024 nach Maßgabe der Anlage 1 zu dieser Festlegung abzuwickeln.
2. Zur weiteren Förderung einer bundesweit standardisierten massengeschäftstauglichen Einrichtung und Abwicklung der netzorientierten Steuerung werden die Netzbetreiber verpflichtet, unter angemessener Beteiligung aller relevanten Marktpartner und in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur bundeseinheitliche Empfehlungen nach dem Stand der Technik zu erarbeiten
 - a. zu den Anforderungen an die technische Ausgestaltung der physikalischen und logischen Schnittstellen der Steuerungseinrichtung zum Anschluss und zur Übermittlung des Steuerbefehls an eine steuerbare Verbrauchseinrichtung oder an ein Energie-Management-System (EMS),
 - b. zu den Mindestanforderungen an die technische Umsetzung und die Dokumentation eines Befehls im Rahmen der Direktansteuerung oder der Steuerung mittels EMS nach Ziffer 4.4. der Anlage 1,
 - c. zur Definition der technischen Parameter zur Annahme einer Gefährdung oder Störung im Netzbereich sowie Vorgaben zur schrittweisen Rücknahme von Steuerungsmaßnahmen,
 - d. zu einem Format für die Umsetzung der Veröffentlichungspflichten nach Ziffer 8.4. der Anlage 1,

- 3 -

- e. zum standardisierten Vorgehen für die Durchführung der Netzzustands-ermittlung auf Basis von Echtzeit-Messwerten in der Niederspannung zur Ein-haltung von Mindestanforderungen an deren Sensitivität und Spezifität,
- f. zu der Berechnung des mindestens zu gewährenden netzwirksamen Lei-stungsbezuges (Mindestleistung) für steuerbare Verbrauchsanlagen nach Ziffer 4.5.1. der Anlage 1 und der im Rahmen der Steuerung nach Ziffer 4.5.2. der Anlage 1 anzuwendenden Berechnungsformel nebst Gleichzeitigkeitsfaktor,
- g. zu dem maximalen Zeitraum zwischen dem Vorliegen des Ergebnisses der Netzzustandsermittlung und dem Auslösen der Reduzierung des netzwirk-samen Leistungsbezuges durch den Netzbetreiber gegenüber dem Messstel-lenbetreiber.

Die unter a.-d. genannten Inhalte sind spätestens bis zum 01.10.2024, die un-ter e.-g. genannten Inhalte sind spätestens bis zum 01.01.2025 der Bundes-netzagentur vorzulegen.

Die Empfehlungen sind mindestens alle 3 Jahre durch die Netzbetreiber nach dem Stand der Technik zu überprüfen, erforderlichenfalls zu aktualisieren und der Bundesnetzagentur vorzulegen.

3. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

- 4 -

Gründe

A.

I. Die Elektrifizierung des Wärme- sowie des Verkehrssektors ist ein ganz wesentlicher Pfeiler der Energiewende. So entspricht es der erklärten Absicht der Bundesregierung, ab 2024 mit rund 500.000 neu installierten Wärmepumpen jährlich die Dekarbonisierung im Gebäudeenergiebereich voranzutreiben.¹ Auch im Verkehrssektor ist ein massiver Ausbau der Elektromobilität auf 15 Millionen Elektro-PKW bis zum Jahr 2030 angestrebt.² Der daraus entstehende Hochlauf stellt die Verteilernetze absehbar allerdings vor große Herausforderungen. Ladepunkte für Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und zukünftig auch Batteriespeicher bedeuten teilweise beträchtlich höhere Bezugsleistungen in der Niederspannung, bei denen zudem mit einer deutlich höheren Gleichzeitigkeit als bei gewöhnlichen Verbrauchseinrichtungen zu rechnen ist.

Die zeitnahe und vorausschauende Ertüchtigung der Verteilernetze ist daher unerlässlich. Dies allein wird jedoch die schnelle Integration der neuen Verbrauchseinrichtungen in Netz und Markt nicht gewährleisten können. Denn gleichzeitig soll es auch bis zum Abschluss eventuell erforderlicher Netzverstärkungsmaßnahmen nicht vermehrt zu Stromausfällen wegen Überlastungen örtlicher Leitungen kommen. Versorgungssicherheit liegt auch im Interesse aller Verbraucherinnen und Verbraucher.

Damit es angesichts dieser Herausforderungen bereits beim künftigen Anschluss insbesondere von Wärmepumpen und Ladepunkten für Elektromobile nicht zu Verzögerungen bei der Bereitstellung der benötigten Netzanschlüsse kommt, bedarf es auf Seiten der Netzbetreiber eines Steuerungsinstrumentariums, mit dem im Notfall solche Verbrauchseinrichtungen, die hohe Leistungen und typischerweise hohe Gleichzeitigkeiten in der Nutzungscharakteristik aufweisen, zu einer Reduzierung des Leistungsbezuges im erforderlichen Umfang angewiesen werden können. Ohne die Verfügbarkeit eines solchen Instrumentariums bestünde die Gefahr – und dies ist bisweilen in der Praxis bereits zu beobachten –, dass Netzbetreiber auf der Grundlage der ihnen aus Netzanschlussmeldungen bekannten Bestandszahlen von leistungsintensiven Anlagen zu dem Ergebnis kommen, in einem Versorgungsbereich sei eine Überlastung des Netzes bereits abstrakt zu befürchten und mit Blick auf diesen Befund könnten zur Sicherheit und bis zur Vornahme von

¹ Vgl. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/09/20230919-dritter-waermepumpengipfel-breites-akteursbuenndnis-bekraeftigt-zusammenarbeit-beim-waermepumpenhochlauf.html>.

² Vgl. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/rahmenbedingungen-und-anreize-fuer-elektrofahrzeuge.html>.

Netzverstärkungsmaßnahmen zunächst keine weiteren Leistungserhöhungen etwa für Wallboxen oder Wärmepumpen zugesagt werden.

II. Mit Blick darauf hat die Beschlusskammer 6 am 24.11.2022 ein Festlegungsverfahren eröffnet. Zugleich hat sie gemeinsam mit der für Entgeltfragen zuständigen Beschlusskammer 8 ein erstes Eckpunktepapier mit Regelungsvorschlägen auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht und mit Frist bis zum 27.01.2023 zur öffentlichen Konsultation gestellt. Die Verfahrenseröffnung wurde zugleich im Amtsblatt Nr. 23/2022 vom 07.12.2022, Mitteilung Nr. 253/2022 (S. 1487) bekanntgemacht.

Um auch die breite Öffentlichkeit auf das Vorhaben und die sich daraus potentiell ergebenden Konsequenzen und die technischen Anforderungen für in der Zukunft zu installierende steuerbare Verbrauchseinrichtungen hinzuweisen, hat die Bundesnetzagentur den Auftakt des Verfahrens auch medial begleitet. So fand am 15.12.2022 eine Informationsveranstaltung statt, die live ins Internet gestreamt wurde. An dieser konnten Verbände, Unternehmen, Presse- und Behördenvertreter teilnehmen und hatten dort auch die Möglichkeit, Fragen zu übermitteln, die nach Möglichkeit live beantwortet wurden.

Im Rahmen dieser ersten Konsultationsrunde haben folgende Verbände, Interessengruppen und Unternehmen durch Übersendung von Stellungnahmen reagiert:

50Hertz Transmission GmbH, ABL GmbH, ADAC e.V., ads-tec Energy GmbH, Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, Amprion GmbH, ARGE FNB Ost, AUDI AG, Bauhaus-Universität Weimar, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), Bielefelder Netz GmbH, Bitkom e.V., bne - Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V., bp Europa SE, Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie e.V. (BDH), Bundesverband eMobilität e.V., Bundesverband Energiespeicher Systeme e.V., Bundesverband Erneuerbare Energie e.V., Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V., decarbon1ze GmbH, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Deutsche Post DHL Group, Deutsche Umwelthilfe e.V., DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE, E.ON SE, e-netz Südhessen AG, EAM Netz GmbH, Easy Smart Grid GmbH, Eaton Electric GmbH, ef.Ruhr GmbH, EFET Verband Deutscher Energiehändler e.V., EHA Energie-Handels-Gesellschaft mbH & Co. KG, EnBW Energie Baden-Württemberg AG, enercity Netz GmbH, EnergieDock GmbH, Energieversorgung Selb-Marktredwitz GmbH, Enpal GmbH, enspired GmbH, EPEX SPOT SE, EWE NETZ GmbH, Fabian Bachl, FairNetz GmbH, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V., FZI Forschungszentrum Informatik, GETEC WÄRME & EFFIZIENZ GmbH, Green Planet Energy eG, Gunnar Kaestle, Hager Electro GmbH und Co. KG, Handelsverband Deutschland - HDE - e.V., Honeywell GmbH, inetz GmbH, INTILION AG, Iqony GmbH, JHC Energie UG, Johannes Eckert, Karlsruhe Institut für

- 6 -

Technologie (KIT), Institut für Thermische Energietechnik und Sicherheit (ITES), KEBA Energy Automation GmbH, KISTERS AG, Kiwigrd GmbH, Landesregulierungsbehörde Sachsen, LEW Verteilnetz GmbH (LVN), Lumenaza GmbH, MAHLE International GmbH, Mainzer Netze GmbH, MENNEKES Elektrotechnik GmbH & Co. KG, MeteoViva GmbH, Ministerium für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen, Mobility Center GmbH, Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur / NOW GmbH, naturstrom AG, Netz Leipzig GmbH, Netze BW GmbH, Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz, Octopus Energy Germany GmbH, OFFIS e.V., Öko-Institut e.V., Oliver Kikillus, M.Sc., OpenEMS Association, Pfalzwerke Netz AG, Power Plus Communications AG, psm protech GmbH & Co. KG, RAP, Regulierungskammer des Freistaates Bayern, reev GmbH, Robotron Datenbank-Software GmbH, SachsenNetze GmbH, SachsenNetze HS.HD GmbH, SAP Deutschland SE & Co. KG, Shell Deutschland GmbH, SMA Solar Technology AG, smartEn Smart Energy Europe, SMATRICES GmbH & Co KG, Sonnen GmbH, Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH, Stadtwerke Pirmasens Versorgungs GmbH, Stadtwerke Saarbrücken Netz AG, Stadtwerke Villingen-Schwenningen GmbH, STEAG GmbH, Stromdao GmbH, Stromnetz Berlin GmbH, SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG, Technische Hochschule Ulm, TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG, TenneT TSO GmbH, Tesla Deutschland GmbH, The Mobility House GmbH, Thüga Aktiengesellschaft, TransnetBW GmbH, Umwelt Energie Betreibergesellschaft mbH, VDMA e.V., VDKF e.V., Venios GmbH, Viessmann Group, vedec – Verband für Energiedienstleistungen, Effizienz und Contracting e.V., Verband der Automobilindustrie e.V., Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU), Verbraucherzentrale Bundesverband e.V., Verein Deutscher Ingenieure e.V., VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., Volkswagen Aktiengesellschaft, Volkswagen Group Charging GmbH – Elli, WEMAG Netz GmbH, Westnetz GmbH, WSW Netz GmbH, Zentralverband Sanitär Heizung Klima, Zentralverband der Deutschen Elektro- und Informationstechnischen Handwerke (ZVEH), ZVEI e. V.

III. Nach Auswertung der eingegangenen Stellungnahmen zu diesen Eckpunkten haben die Beschlusskammern 6 und 8 – nunmehr in getrennten Verfahren – ihre Vorschläge für detaillierte Regelungskonzepte weiter ausspezifiziert und im Zeitraum vom 16.06.2023 bis 27.07.2023 nochmals zur öffentlichen Konsultation gestellt. Die Konsultation wurde zugleich im Amtsblatt Nr. 12/2023 vom 28.06.2023, Mitteilung Nr. 108/2023 (S. 610) bekanntgemacht.

- 7 -

Der Auftakt der zweiten Konsultationsrunde wurde durch eine Pressekonferenz sowie durch eine zusätzliche Erläuterung der geplanten Regelungen im Rahmen eines Infovideos auf der Homepage der Behörde³ begleitet.

An dieser zweiten Konsultation haben sich die folgenden Verbände, Interessengruppen und Unternehmen durch Abgabe von Stellungnahmen beteiligt:

ADAC e.V., Bauhaus-Universität Weimar, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), Bielefelder Netz GmbH, Bitkom e.V., bne – Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V., BTGA e.V., Bündnis Bürgerenergie e.V., Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie e.V. (BDH), Bundesverband Energiespeicher Systeme e.V., Bundesverband Erneuerbare Energie e.V., Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V., decarbon1ze GmbH, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Deutsche Umwelthilfe e.V., E.ON Energie Deutschland GmbH, E.ON SE, EAM Netz GmbH, Eaton Electric GmbH, EnBW Energie Baden-Württemberg AG, enercity Netz GmbH, Enpal B.V., EPEX SPOT SE, EWE NETZ GmbH, EWS Elektrizitätswerke Schönau eG, EWE VERTRIEB GmbH, EWS Elektrizitätswerke Schönau eG, Fachverband Gebäude-Klima e.V., FairNetz GmbH, Förderprojekt SMGW-forwards (DigENet I), Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), Forschungsprojekt Redispatch 3.0 (Offis e.V.), GdW Bundesverband deutscher Wohnungs- und Immobilienunternehmen e.V., Green Planet Energy eG, Gunnar Kaestle, Hager Electro GmbH und Co. KG, Handelsverband Deutschland – HDE – e.V., Kopernikus Großprojekt SynErgie, Leibniz Universität Hannover - IfES - Institut für Elektrische Energiesysteme, LichtBlick SE, Mainzer Netze GmbH, N-ERGIE Netz GmbH, Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur / NOW GmbH, Netz Leipzig GmbH, Netze BW GmbH, Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz, NRM Netzdienste Rhein-Main GmbH, Octopus Energy Germany GmbH, OpenEMS Association e.V., Saalfelder Energienetze GmbH, Sachsen-Netze GmbH, SachsenNetze HS.HD GmbH, Schleupen SE, Shell Deutschland GmbH, SMA Solar Technology AG, SMATRICES GmbH & Co KG, SMIGHT GmbH, sonnen GmbH, Stadtwerke Hilden GmbH, Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH, Stadtwerke Saarbrücken Netz AG, Stromnetz Berlin GmbH, SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG, TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG, Tesla Germany GmbH, Thüga AG, VDMA e.V., Vector Informatik GmbH, Verband der Automobilindustrie e.V., Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU), Verbraucherzentrale Bundesverband e.V., Volkswagen Aktiengesellschaft, WEMAG Netz GmbH, Westnetz GmbH, WSW Netz GmbH, Zentralverband Sanitär Heizung Klima, Zentralverband der Deutschen Elektro- und Informationstechnischen Handwerke (ZVEH), ZVEI e.V., Zwickauer Energieversorgung GmbH.

³ <https://www.bundesnetzagentur.de/14aenwg>.

- 8 -

Die eingegangenen Stellungnahmen beider Konsultationsrunden sind begleitend auf der Homepage der Beschlusskammer 6 veröffentlicht worden, soweit nicht im Einzelfall einer Veröffentlichung widersprochen worden ist.

IV. Die Bundesnetzagentur hat vor Abschluss des Festlegungsverfahrens dem Bundeskartellamt und den Landesregulierungsbehörden gemäß § 58 Absatz 1 Satz 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Sie hat ferner den Länderausschuss gemäß § 60a Absatz 2 Satz 1 EnWG in der Sitzung vom 14.09.2023 mündlich über den aktuellen Stand des Verfahrens unterrichtet und ihm zudem durch Übersendung des Entscheidungsentwurfs Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Verwaltungsakten Bezug genommen.

- 9 -

B.

I. Rechtsgrundlage

Diese Festlegung beruht auf § 14a i.V.m. § 29 Absatz 1 EnWG.

II. Zuständigkeit

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für diese Festlegung ergibt sich bereits unmittelbar aus der Spezialnorm des § 14a Absatz 1 Satz 1 EnWG. Danach ist der Bundesnetzagentur die Aufgabe zugewiesen, bundeseinheitliche Regelungen über die netzorientierte Steuerung zu treffen. Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur ergibt sich darüber hinaus auch aus der allgemeinen Zuständigkeitsnorm des § 54 EnWG. Insbesondere besteht für die vorliegende Festlegung auch keine abweichende Zuständigkeit der Landesregulierungsbehörden nach § 54 Absatz 2 Nr. 5 EnWG. Bei der Vorgabe marktweit wirkender struktureller Abwicklungsregeln wie vorliegend handelt es sich nicht um punktuelle Überwachungsmaßnahmen im Sinne des § 14a EnWG, die von § 54 Absatz 2 Nr. 5 EnWG erfasst wären. Zudem erfordern die hier festzulegenden Inhalte im Interesse gleichwertiger wirtschaftlicher Verhältnisse im gesamten Bundesgebiet zwingend eine bundesweit einheitliche Festlegung, die sich auf § 54 Absatz 3 Satz 2 EnWG stützen kann.

Die Zuständigkeit der Beschlusskammer folgt aus § 59 Absatz 1 Satz 1 EnWG.

III. Formelle Anforderungen

1. Adressaten der Festlegung

Das Verfahren richtet sich an Netzbetreiber, Lieferanten sowie Personen, die steuerbare Verbrauchseinrichtungen im Sinne der Anlage 1 betreiben (nachfolgend: Betreiber). Es betrifft ausschließlich den Strombereich.

2. Möglichkeit zur Stellungnahme und Anhörung

Die erforderliche Anhörung gem. § 67 EnWG wurde durchgeführt. Die Beschlusskammer hat in zwei Konsultationsrunden mittels Internetveröffentlichung Dokumentenentwürfe zur Konsultation gestellt. Die Eröffnung des Festlegungsverfahrens sowie die Inhalte beider Konsultationsrunden wurden außerdem im Amtsblatt der Behörde bekanntgegeben, sodass die erforderliche Anhörung durchgeführt wurde. Zahlreiche Unternehmen und Verbände haben zu den veröffentlichten Dokumenten Stellung genommen.

3. Beteiligung zuständiger Behörden

Die zuständigen Behörden und der Länderausschuss wurden ordnungsgemäß förmlich durch Beschlussübersendung beteiligt.

IV. Aufgreifermessen

Der Erlass der Festlegung war erforderlich und geboten. Mit der vorliegenden Festlegung macht die Bundesnetzagentur von der gesetzlich eingeräumten Kompetenz Gebrauch, bundesweit einheitliche Regeln für die Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen zu schaffen.

Bereits die bis Ende 2022 geltende Version des § 14a EnWG alter Fassung (a.F.) enthielt eine Verordnungsermächtigung für die Bundesregierung, durch Rechtsverordnung die Möglichkeit der „netzdienlichen Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen“ näher zu konkretisieren. Zwar ist der entsprechende Verordnungsentwurf nicht verabschiedet worden und nicht in Kraft getreten. Schon das Erarbeiten eines solchen zeigt jedoch die Dringlichkeit und die Priorität der Thematik, die auch bereits weit vor dem Jahr 2022 bestand.

Aufgrund der Reform des EnWG erhielt die Bundesnetzagentur zum 01.01.2023 die Ermächtigung, bundeseinheitliche Regelungen festzulegen, nach denen Netzbetreiber und Lieferanten, Letztverbraucher und Anschlussnehmer verpflichtet sind, nach den Vorgaben der Bundesnetzagentur Vereinbarungen über die netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen im Gegenzug für Netzentgeltreduzierung abzuschließen. Die Ausübung dieser Festlegungskompetenz steht dabei im Ermessen der Beschlusskammer.

Dieses Ermessen übt die Beschlusskammer im Rahmen ihrer Zuständigkeit mit dem vorliegenden Beschluss aus, wobei ein unverzügliches Aufgreifen angesichts des erwarteten Hochlaufs von Ladepunkten für Elektromobilität, Wärmepumpen und zukünftig auch Stromspeichern notwendig ist. Dem Auftrag des Gesetzgebers kommt die Beschlusskammer schnellstmöglich nach, um Grundlagen für den Engpassfall zu schaffen. In diesem sollen die Voraussetzungen für ein notwendiges Handeln bestehen, um eine mögliche Verzögerung des zuvor beschriebenen erwarteten Hochlaufs zu verhindern. Auf der Niederspannungsebene steht dem Netzbetreiber bislang kein gleichwertiges Instrument zur Verfügung, um mit geringster Eingriffsschwelle lokalen Engpässen entgegen zu wirken. Darüber hinaus wird durch ein sofortiges Ausüben des Ermessens auch die erforderliche unmittelbare Digitalisierung des Niederspannungsnetzes angestoßen. Dass steuerbare Verbrauchseinrichtungen erfolgreich integriert werden, erfordert auch die Energiewende. Der vorliegende Beschluss trägt zu ihrem Gelingen bei und kommt somit entsprechender Forderung aus Politik, Wirtschaft von Verbraucherseite nach.

V. Ausgestaltung der Vorgaben im Detail (Tenorziffer 1 und Anlage 1)

Mittels der Tenorziffer 1 und dem in Anlage 1 detailliert beschriebenen Regelwerk trifft die Bundesnetzagentur vorliegend bundeseinheitliche Regelungen im Sinne des § 14a Absatz 1 Satz 1 EnWG, nach denen Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen und Lieferanten, Letztverbraucher und Anschlussnehmer verpflichtet sind, Vereinbarungen über die netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen oder von Netzanschlüssen mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (steuerbare Netzanschlüsse) im Gegenzug für Netzentgeltreduzierungen abzuschließen. Dabei beschränkt sich diese Festlegung auf die bundeseinheitliche Standardisierung der Bedingungen, unter welchen Voraussetzungen und in welcher Art und Weise Verteilnetzbetreiber berechtigt sind, gegenüber dem jeweiligen Betreiber einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung von einer netzorientierten Steuerung Gebrauch zu machen. Die Berechnung und Gewährung der Entgeltreduzierungen, die gegenüber den nach dieser Festlegung zur Teilnahme verpflichteten Betreibern bzw. gegenüber den jeweiligen Lieferanten, anzuwenden sind, werden dagegen in der Festlegung BK8-22-010-A der Beschlusskammer 8 behandelt. Die Verfahren wurden lediglich aus verfahrensökonomischen Gründen parallel betrieben, d.h. die vorliegende Festlegung gilt unabhängig von den dortigen Regelungen.

1. Anwendungsbereich

Mit der vorliegenden Festlegung gibt die Beschlusskammer die materiellen Regelungsinhalte vor, die die Abwicklung der netzorientierten Steuerung prägen. Zugleich spricht sie die öffentlich-rechtliche Verpflichtung der Betreiber einerseits und der Netzbetreiber andererseits zur Einhaltung dieses Regelwerks aus.

Bezüglich des Titels und der Beschreibung des Anwendungsbereichs lehnt sich die Festlegung eng an den Wortlaut des § 14a EnWG an und spricht von der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen. Zum Terminus des steuerbaren Netzanschlusses hat es in der Konsultation Stellungnahmen gegeben, die auf Irritationen hingedeutet haben. Insofern wird klargestellt, dass von dieser Variante die Situation erfasst wird, dass sich die leistungsmäßige Obergrenze, die einzuhalten ist, auf den Netzanschlusspunkt bezieht. Auf Seiten der Kundenanlage ist in dieser Fallkonstellation dann eine Instanz – typischerweise ein EMS – erforderlich, die die Einhaltung der festgesetzten Obergrenze überwacht. Weitere Erläuterungen hierzu können den Ausführungen unter Punkt 4.4. dieses Beschlusses entnommen werden. Keinesfalls ist mit dem Begriff des steuerbaren Netzanschlusses die Einbeziehung von nicht unter den Anwendungsbereich des § 14a EnWG fallenden Verbräuchen, also insbesondere des allgemeinen Haushaltsbezuges, gemeint. Diese bleiben unberührt.

1.1. Zivilrechtlicher Vertrag

Nach dem Vorstellungsbild des Gesetzgebers in § 14a Absatz 1 Satz 1 EnWG hat zusätzlich zu den hier zu treffenden materiellen Vorgaben auch eine Vereinbarung zivilrechtlicher Art zwischen dem Netzbetreiber und dem Betreiber zu erfolgen, die die Vorgaben dieser Festlegung abbildet.

Anders als im Rahmen der zur zweiten Konsultation gestellten Fassung des Regelwerks angedacht sieht die Beschlusskammer vorliegend davon ab, verbindlich festzulegen, dass die abzuschließende Vereinbarung über die netzorientierte Steuerung im Wege eines standardisierten Mustervertrages abzubilden ist. Dies liegt darin begründet, dass sich zahlreiche Konsultationsteilnehmer (vgl. etwa BDEW, VKU, VDE FNN, E.ON SE, Westnetz GmbH, Netze BW GmbH, EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Stromnetz Berlin GmbH, EWE Netz GmbH et al.) ausdrücklich gegen eine entsprechende Regelung ausgesprochen haben. In den Konsultationsbeiträgen wurde vorgebracht, dass ein explizit abzuschließendes Vertragswerk der massengeschäftstauglichen Umsetzung der Vorgaben nicht förderlich sei. Der Abschluss eines gesonderten Vertragswerks über die netzorientierte Steuerung stelle insoweit einen zu hohen bürokratischen Aufwand dar. Bereits jetzt würden bestehende Vereinbarungen nach § 14a EnWG a.F. verbreitet ohne gesonderte Vertragswerke abgebildet, vereinbart und umgesetzt. Die Erstellung und der Abschluss eines bundesweit einheitlichen Mustervertrags zur Abbildung der Vereinbarung über die netzorientierte Steuerung bedinge ein individuelles Vertragsmanagement und binde zu viele Ressourcen bei den Netzbetreibern. Darüber hinaus sei nicht auszuschließen, dass die Abbildung der Vereinbarung über die netzorientierte Steuerung im Wege eines eigenen Mustervertrags insgesamt zu Verzögerungen bei der Umsetzung der Vorgaben dieser Festlegung führe.

Zwar hält die Beschlusskammer eine bundesweit standardisierte Abbildung der Vorgaben dieser Festlegung über einen Mustervertrag grundsätzlich für vorteilhaft. Dennoch trägt sie den vorgebrachten Bedenken in der Konsultation Rechnung und belässt den Adressaten dieser Festlegung bei der Abbildung der Vereinbarung über die netzorientierte Steuerung einen Gestaltungsspielraum. Die Beschlusskammer betont an dieser Stelle jedoch noch einmal ausdrücklich, dass die abzuschließenden Vereinbarungen über die netzorientierte Steuerung sämtliche Vorgaben dieser Festlegung abzubilden sowie allgemeinen zivilrechtlichen Grundsätzen zu genügen haben. Vorstellbar wäre grundsätzlich die auch konkludente Herbeiführung eines Vertragsschlusses nach Maßgabe der vom Netzbetreiber veröffentlichten Bedingungen, die – wie bislang offenbar üblich – konkludent durch Anfrage und Gewährung des für die steuerbare Verbrauchseinrichtung geltenden verminderten Netzentgeltes zustande kommt. Vor dem Hintergrund zu wahrender Transparenzanforderungen verbleiben gegenüber dem in der Konsultation vorgebrachten Vorschlag der Aufspaltung der Vorgaben dieser Festlegung über verschiedene bestehende Regelwerke (bei-

spielsweise technische Anschlussbedingungen, Netznutzungsvertrag etc.) Zweifel. Darüber hinaus behält sich die Beschlusskammer vor, die Umsetzung der Abbildung der Vorgaben dieser Festlegung zu evaluieren und im Bedarfsfall gegebenenfalls zu einem späteren Zeitpunkt auf eine Standardisierung hinzuwirken.

1.2. Systematische Einordnung

Die Vorgaben dieser Festlegung sind Ausdruck der dem Netzbetreiber obliegenden Systemverantwortung im Sinne der §§ 13 und 14 Absatz 1 EnWG. Sie begründen sich aus der Erwartung, dass der zunehmende Hochlauf insbesondere von Wärmepumpen und privaten Ladepunkten für Elektromobilität zu einer stärkeren, von höherer Gleichzeitigkeit geprägten Auslastung der Verteilernetze führen wird. Sie haben zum Ziel, den unverzüglichen Netzanschluss und die Integration neuer steuerbarer Verbrauchseinrichtungen mit dem Bedürfnis übereinzubringen, die Netzkapazität auf die neue Herausforderung anzupassen, um die erforderliche Systemstabilität zu gewährleisten.

Auf der Grundlage der hier festzulegenden Bedingungen werden Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen berechtigt und verpflichtet, den netzwirksamen Leistungsbezug der in ihrem Niederspannungsnetz angeschlossenen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen im Fall einer Gefährdung oder Störung des Netzes anlassbezogen zu reduzieren, soweit diese Maßnahme zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität zwingend erforderlich oder geboten ist (ultima ratio).

1.3. Vorrangigkeit gegenüber marktlicher Flexibilität

Ausdrücklich nicht Gegenstand dieser Festlegung ist eine sonstige Vermarktung oder marktliche Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen. Die vorliegende Ausgestaltung des § 14a EnWG adressiert eine konkrete sicherheitsrelevante Situation und steht nicht in Abhängigkeit zu möglichen anderen marktlichen Instrumenten einer Nutzung von Flexibilität. Systematisch ist die netzorientierte Steuerung im Sinne dieser Festlegung eine Systemsicherheitsmaßnahme und als marktbezogene Maßnahme i.S.v. § 13 Absatz 1 Satz 1 Nr. 2 EnWG einzuordnen. Sie folgt damit zur Anwendung und Abwicklung den in § 13 EnWG beschriebenen Voraussetzungen, die durch die Regelungen zu § 14a EnWG konkretisiert werden.

Eine freiwillige Vermarktung der Flexibilität von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen bleibt aber dem jeweiligen Betreiber abseits des Regelungsbereiches dieser Festlegung grundsätzlich unbenommen. Der Anlagenbetreiber kann Leistung zur freien Vermarktung am Strommarkt, anbieten. Dabei gilt wohl zu beachten, dass im Fall von sich widersprechenden Leistungsvorgaben stets der Maßnahme nach § 14a EnWG der Vorrang einzuräumen ist. Das Primat der netzorientierten Steuerung ergibt sich bereits aus ihrer Natur als Systemsicherheitsmaßnahme, welcher sich jede marktliche Nutzung der Flexibilität unterzuordnen hat.

1.4. Keine Vorgreiflichkeit einer Entscheidung nach § 14c EnWG

Die seitens einiger Konsultationsteilnehmer erhobene Forderung, mit einer Festlegung nach § 14a EnWG notwendigerweise zugleich Vorgaben für eine marktlich gestützte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen nach § 14c EnWG treffen zu müssen, ist zurückzuweisen. Unter den Schlagworten „Kein § 14a ohne § 14c“, „Einführung eines präventiven Engpassmanagements“, „vorrangige Nutzung von Flexibilitätsdienstleistungen“ und ähnlichem haben zahlreiche Konsultationsteilnehmer ihren Wunsch zum Ausdruck gebracht, eine dem vorliegenden Regelwerk zur netzorientierten Steuerung vorangestellte Nutzung der Flexibilität der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen vorzusehen.

Dagegen kann weder aus § 14a EnWG noch aus § 14c EnWG eine zwingende Notwendigkeit hergeleitet werden, zum jetzigen Zeitpunkt und verpflichtend Vorgaben zu einer marktgestützten Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen zu machen. Dies kann auch nicht aus europäischen Regelungen hergeleitet werden. Zur Umsetzung des Art. 32 der RL (EU) 2019/944 hat der Gesetzgeber in § 14c EnWG vorgesehen, dass Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen, die Flexibilitätsdienstleistungen für ihr Netz beschaffen, um die Effizienz bei Betrieb und Ausbau ihres Verteilernetzes zu verbessern, dies in einem transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren durchführen müssen. Die §§ 13, 13a, 14 Absatz 1 und 1c sowie § 14a EnWG müssen dabei gemäß § 14c Absatz 1 Satz 2 EnWG unberührt bleiben. Zudem tritt die Verpflichtung der Verteilernetzbetreiber nach § 14c EnWG erst in Kraft, wenn Spezifikationen für ein marktgestütztes Verfahren auf Vorschlag der Netzbetreiber von der Bundesnetzagentur genehmigt oder festgelegt sind, siehe § 118 Absatz 28 EnWG. Eine Abhängigkeit jeglicher Art, Festlegungen nach § 14a EnWG ohne eine gleichzeitige Regelung nach § 14c EnWG nicht regeln zu dürfen, lässt sich weder aus dem Normtext noch aus der Systematik der Normen herleiten.

Die Frage, ob die Flexibilität der steuerbaren Verbrauchseinrichtung netzdienlich auf weitere Weise genutzt werden kann oder sollte, ist im Verfahren zur Vorgabe einer netzorientierten Steuerung nach § 14a EnWG auch nicht zu entscheiden.

Der Wunsch, zugleich mit der netzorientierten Steuerung einen Übergang zu einem „europäischen Zielmodell der marktorientierten Flexibilitätsbeschaffung“ zu definieren, mag aus Sicht mancher Konsultationsteilnehmer nachvollziehbar erscheinen. Dem bereits begonnenen und für die Entwicklung eines wirtschaftlichen Marktes unerlässlichen Wettstreit über die ökonomische und netzdienliche Effizienz einer flexiblen Laststeuerung und der passenden Produkte kann und soll zum jetzigen Zeitpunkt aber nicht vorgegriffen werden. Zugleich soll der Entwicklung durch die Regelung zu § 14a EnWG kein Hemmnis auferlegt werden. Zu diesem Zweck beschränkt sich die Re-

gelung zu § 14a EnWG auf die unerlässliche Vorgabe einer verpflichtenden Ultima-ratio-Steuerung durch den Netzbetreiber in einer Notfallsituation. Sie lässt damit bewusst Raum für die sonstige freiwillige Vermarktung und Nutzung von Flexibilität der Anlagen.

2. Begriffsbestimmungen

2.1. Netzbereich

Neu eingeführt wird der Begriff des Netzbereichs, der eine enge lokale Begrenzung eines potenziell von einer Überlastung betroffenen Teilbereichs des Niederspannungsnetzes des Netzbetreibers ermöglicht und zugleich das Bezugsobjekt einer Maßnahme der netzorientierten Steuerung definiert.

Der Netzbereich umfasst alle Betriebsmittel eines Netzstrangs des Niederspannungsnetzes unter Einschluss der den Netzstrang versorgenden Transformatoren. Zutreffend wiesen einige Konsultationsteilnehmer darauf hin, dass die ehemals konsultierte Definition die Situation voll- oder teilvermaschter Netzbereiche nicht hinreichend erfasse, weshalb hier eine Erweiterung der Formulierung erfolgte.

2.2. Netzbetreiber

Soweit in dieser Festlegung vom Netzbetreiber die Rede ist, bezieht sich dies auf solche im Sinne des § 3 Nr. 3 EnWG.

2.3. netzwirksamer Leistungsbezug

Um die maximale Höhe der Vorgabe zur Leistungseinsenkung des Netzbetreibers zu ermitteln wird zukünftig im Rahmen der netzorientierten Steuerung auf den Begriff des netzwirksamen Leistungsbezuges einer bzw. mehrerer steuerbarer Verbrauchseinrichtung(en) abgestellt. Der netzwirksame Leistungsbezug zielt auf diejenige elektrische Leistung ab, die durch eine bzw. mehrere steuerbare Verbrauchseinrichtung(en) über den Netzanschlusspunkt aus dem öffentlichen Netz bezogen wird.

Hervorzuheben ist, dass der netzwirksame Leistungsbezug ausschließlich auf den Leistungsbezug steuerbarer Verbrauchseinrichtungen abzielt. Der Strombezug, der etwa für die Deckung des allgemeinen Bedarfs von Haushalten, Gewerben etc. aus dem Netz entnommen wird, zählt nicht zu dem für die steuerbare Verbrauchseinrichtung anzulegenden netzwirksamen Leistungsbezug. Dieser Strombezug, der nicht auf eine steuerbare Verbrauchseinrichtung im Sinne dieser Festlegung entfällt, ist weder durch den Netzbetreiber steuerbar noch wird er durch die Vorgaben dieser Festlegung limitiert.

Nicht gefolgt wurde einigen Stellungnahmen, die eine ausdrückliche Aufnahme der Möglichkeit zum Gegenrechnen dezentraler Erzeugungsleistung hinter dem Netzanschlusspunkt bereits im

Rahmen der Definition des netzwirksamen Leistungsbezuges gefordert hatten. Zum einen ergibt sich bereits aus der Definition des „netzwirksamen“ Leistungsbezuges, dass es nur auf denjenigen Leistungsanteil einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung ankommt, der bezugsseitig überhaupt auf den Netzanschlusspunkt einwirkt. Die Frage, welche Möglichkeiten zur Gegenrechnung dezentraler Erzeugungsleistungen oder von Ausspeisungen aus Speichern bestehen, beantwortet sich dagegen nach Maßgabe der Ziffer 4.4.b. der Anlage 1⁴ bzw. aus den diesbezüglichen Ausführungen dieses Beschlusses.

Nicht übernommen wurde außerdem der unter anderem von EAM Netz GmbH geforderte Zusatz, dass die aktuelle netzwirksame Bezugsleistung jeder steuerbaren Verbrauchseinrichtung dem Netzbetreiber konkret bekannt sein müsse. Dies würde die technische Möglichkeit des Abrufs der Echtzeit-Leistungswerte aller in einem Netzbereich befindlichen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen erfordern, was im aktuellen Regelwerk nicht vorgesehen, technisch aktuell nicht darstellbar und für die Zweckerreichung auch nicht erforderlich ist.

2.4. Steuerbare Verbrauchseinrichtung

2.4.1. Numerus Clausus

Basierend auf der beispielhaften Aufzählung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in § 14a Absatz 3 EnWG werden für den Geltungsbereich dieser Festlegung die davon erfassten Anlagen abschließend definiert. Die Kammer sieht insoweit das Erfordernis, einen numerus clausus der von der Regelung erfassten Anlagenkategorien einzuführen. Insbesondere angesichts der mit einer Teilnahmeverpflichtung nach dieser Festlegung einhergehenden Pflicht zur Duldung einer netzorientierten Steuerung im Einsatzfall und der ausschließlich gegenüber diesem Teilnehmerkreis anzuwendenden Netzentgeltermäßigungen kann das erforderliche Maß an Bestimmtheit und Rechtssicherheit nur durch die Etablierung einer eindeutigen und abschließenden Gruppe von Anlagen erreicht werden.

Nicht in die Aufzählung aufgenommen und damit auch von vornherein keiner aktiven Teilnahmepflicht an der netzorientierten Steuerung nach dieser Festlegung zugänglich sind die in den Regelbeispielen des § 14a Absatz 3 EnWG enthaltenen Nachtstromspeicherheizungen. Bei diesen handelt es sich um Anlagen, die nach ihrer Wirkungsweise sowie nach ihrem Strombezugsverhalten keine hinreichende Flexibilität aufweisen, um in vergleichbarer Weise wie die anderen hier behandelten Anlagengruppen im Bedarfsfall eine entlastende Wirkung generieren zu können. Zudem handelt es sich bei diesen Anlagen um eine weitgehend abgegrenzte und historisch gewach-

⁴ Wenn im Folgenden auf Ziffern ohne weitere Dokumentbezeichnung verwiesen wird, so bezieht sich dies auf das Regelwerk in Anlage 1 dieser Festlegung.

sene Gruppe, die zahlenmäßig nicht mehr erweitert werden wird. Dem nachvollziehbaren Interesse an der Gewährung eines ausreichenden Bestands- und Vertrauensschutzes wird in den Übergangsregelungen Rechnung getragen (siehe Ausführungen unter 10.2. bzw. 10.3.).

2.4.2. Ladepunkte für Elektromobile (Ziffer 2.4.1. a.)

Zu den erfassten steuerbaren Verbrauchseinrichtungen zählen zunächst nicht öffentlich zugängliche Ladepunkte für Elektromobile. Diese weisen typischerweise eine maximale Bezugsleistung von 11 oder 22 Kilowatt (kW) auf. Bereits aufgrund dieser verhältnismäßig hohen Leistung und insbesondere in Kombination mit zeitlich gleichgerichtetem Verbrauchsverhalten (z.B. in den Abendstunden nach Rückkehr der Fahrzeuge) kann bei dieser Anlagenkategorie eine signifikanten Belastung der Betriebsmittel des jeweiligen Netzbereiches eintreten, was in Übereinstimmung mit § 14a Abs. 3 EnWG eine Einbeziehung in den Numerus Clausus der Anlagen begründet.

Die Anforderungen an einen öffentlich zugänglichen Ladepunkt sind gesetzlich normiert: Ein Ladepunkt ist gem. § 2 Nr. 5 Ladesäulenverordnung (LSV) öffentlich zugänglich, wenn der zum Ladepunkt gehörende Parkplatz von einem unbestimmten oder nur nach allgemeinen Merkmalen bestimmbar Personenkreis tatsächlich befahren werden kann, es sei denn, der Betreiber hat am Ladepunkt oder in unmittelbarer räumlicher Nähe zum Ladepunkt durch eine deutlich sichtbare Kennzeichnung oder Beschilderung die Nutzung auf einen individuell bestimmten Personenkreis beschränkt; der Personenkreis wird nicht allein dadurch bestimmt, dass die Nutzung des Ladepunktes von einer Anmeldung oder Registrierung abhängig gemacht wird. Beispielhaft sind hier Ladepunkte auf Supermarkt- oder Kundenparkplätzen und in Parkhäusern, die grundsätzlich für jedermann zugänglich sind, also auch für solche Personen, die dem Betreiber nicht individuell oder nur durch Erfassung im Rahmen eines Marketing- oder Kundenbindungsprogramms bekannt sind, zu nennen.⁵

Auch die im Frühjahr 2024 in Kraft tretende Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFIR) entspricht diesem Verständnis. Nach Art. 2 Nr. 45 i.V.m. Art. 2 Nr. 4 lit. a) AFIR ist unter einer öffentlich zugänglichen Infrastruktur für alternative Kraftstoffe eine solche zu verstehen, die sich an einem Standort oder in Räumlichkeiten befindet, die der Allgemeinheit zugänglich sind, unabhängig davon, ob sich die Infrastruktur für alternative Kraftstoffe auf öffentlichem oder privatem Grund befindet, ob der Zugang zu dem Standort oder den Räumlichkeiten Beschränkungen oder Bedingungen unterliegt und ungeachtet der für die Nutzung der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe geltenden Bedingungen. Als „alternativer Kraftstoff“ wird in Art. 2 Nr. 4 lit. a) AFIR unter anderem Strom aufgezählt.

⁵ Vgl. BT-Drs. 406/21, S.18.

Anhand von Erwägungsgrund 11 wird deutlich, dass Art. 2 Nr. 45 i.V.m. Art. 2 Nr. 4 lit. a) AFIR wie § 2 Nr. 5 LSV zu verstehen ist. Danach sind öffentlich zugängliche Ladepunkte oder Zapfstellen beispielsweise auch in Privateigentum befindliche öffentlich zugängliche Ladepunkte oder Zapfstellen, die sich auf öffentlichem oder privatem Grund befinden, etwa auf öffentlichen Parkplätzen oder Parkplätzen von Supermärkten. Ladepunkte oder Zapfstellen, die sich auf öffentlich zugänglichem privatem Grund befinden, sollten auch dann als öffentlich zugänglich angesehen werden, wenn der Zugang auf eine bestimmte allgemeine Nutzergruppe, beispielsweise Kunden, beschränkt ist. Ladepunkte oder Zapfstellen im Rahmen von Car-Sharing-Systemen sollten nur dann als öffentlich zugänglich angesehen werden, wenn Dritten der Zugang ausdrücklich gestattet ist. Ladepunkte oder Zapfstellen auf privatem Grund, zu denen nur ein begrenzter, bestimmter Personenkreis Zugang hat, beispielsweise Parkplätze von Bürogebäuden, zu denen nur Beschäftigte oder befugte Personen Zugang haben, sollten nicht als öffentlich zugängliche Ladepunkte oder Zapfstellen betrachtet werden.

Der – bereits seit der ersten Konsultationsrunde verwendete – Begriff der Ladepunkte umfasst dabei auch sogenannte „mobile Ladevorrichtungen“. Mit Blick auf die möglichen Bezugsleistungen von 11-22 kW bleibt festzustellen, dass diese geeignet sind, das Niederspannungsnetz in gleicher Weise wie stationäre Ladepunkte zu belasten. Aufgrund dessen und zur Vermeidung von Umgehungstatbeständen sieht die Beschlusskammer deren Einbeziehung als sachgerecht und erforderlich an. Gegen die Einbeziehung greifen auch nicht die von E.ON SE vorgebrachten Argumente durch, wonach bei „mobilen Ladevorrichtungen“ aufgrund der Ortsveränderlichkeit nicht davon ausgegangen werden könne, dass diese bei Aufruf der netzorientierten Steuerung auch vor Ort eingesteckt seien. Keine andere Situation liegt – netzwirtschaftlich betrachtet – bei einem stationären Ladepunkt vor, an den im Zeitpunkt des Dimmbefehls etwa kein Fahrzeug angesteckt ist oder bei dem der Ladevorgang bereits abgeschlossen war.

Nicht folgen konnte die Kammer der Anregung, auch solche Ladepunkte kategorisch aus der Definition der erfassten Anlagen auszuschneiden, die teilweise oder vollständig batteriegepuffert sind. Diese dürften im Rahmen der Regelungen zur Abwicklung der netzorientierten Steuerung nach Ziffer 4 aufgrund der Möglichkeit zum Rückgriff auf den Strombezug aus der Batterie ohnehin nur eine sehr geringe Einschränkung der Betriebsmöglichkeit hinzunehmen haben.

Die Beschlusskammer hat im Rahmen der ersten Konsultation viele Stellungnahmen erhalten, die sowohl eine Öffnung der Regelung für eine freiwillige Teilnahme als auch eine Ausnahme von der verpflichtenden Teilnahme bestimmter Einzelfallkonstellationen, die unter anderem von Seiten der Stellungnehmer als halb-öffentliche bzw. halb-private Ladepunkte oder ähnliches eingeordnet wurden, forderten. Allerdings sind die vorgetragenen Konstellationen weder als gesonderte Kate-

gorien gesetzlich definiert noch anderweitig verbindlich abgegrenzt. Die vom Gesetzgeber im Rahmen der Definition der steuerbaren Verbrauchseinrichtung getroffene Einschränkung auf nicht öffentlich zugängliche Ladepunkte hebt aus Sicht der Beschlusskammer bereits das wegweisende Kriterium heraus. Es stellt sicher, dass zu jeder Zeit an öffentlichen Ladepunkten eine uneingeschränkte Möglichkeit für das Laden von Elektromobilen besteht. Zur Ausnahme von der Teilnahmepflicht für Ladepunkte für Elektromobile, die von Institutionen betrieben werden, die gemäß § 35 Absätze 1 und 5a Straßenverkehrsordnung (StVO) Sonderrechte in Anspruch nehmen dürfen, siehe die Ausführungen zu Ziffer 3.1.b.

2.4.3. Wärmepumpenheizungen / Anlagen zur Raumkühlung (Ziffer 2.4.1. b./c.)

Darüber hinaus fallen Wärmepumpen unter Einbeziehung von Zusatz- oder Notheizvorrichtungen (z.B. Heizstäbe) sowie Anlagen zur Raumkühlung (Klimaanlagen) wie bereits konsultiert und auch in den gesetzlichen Regelbeispielen nach § 14a Absatz 3 EnWG enthalten unter die Definition der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen. Bei der leistungsmäßigen Betrachtung von Wärmepumpen sind Zusatz- oder Notheizvorrichtungen (z.B. Heizstäbe) ebenfalls mit einzubeziehen, da diese bei besonders kalten Außentemperaturen zur Aufrechterhaltung des gewünschten Temperaturniveaus zugeschaltet werden können und damit das Netz in gleicher Weise belasten können wie etwa Anlagen von allgemein höherer Dimensionierung. Die somit nicht unerheblichen Leistungsaufnahmen in Kombination insbesondere mit der stark temperaturabhängigen und damit lokal gleichgerichteten Betriebsführung sowohl bei Wärmepumpen wie auch bei Klimaanlagen begründen vorliegend in Übereinstimmung mit § 14a Abs. 3 EnWG die Einbeziehung in den Regelungsbereich der Festlegung.

Sonstige externe Zusatzvorrichtungen dagegen, die eine Wärmepumpenheizung oder Klimaanlage fallweise ergänzen, etwa Stellmotoren, Heizkreisverteiler oder externe Pumpen, fallen nicht unter die Betrachtung der Wärmepumpe, soweit sie nicht für den eigentlichen Vorgang der Wärme- oder Kälteerzeugung, sondern für deren Verteilung und –steuerung eingesetzt werden.

2.4.4. Stromspeicher (Ziffer 2.4.1. d.)

Darüber hinaus zählen Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie (Stromspeicher) hinsichtlich der Strombezugsrichtung zu den steuerbaren Verbrauchseinrichtungen. Es wird auch hier der grundlegenden Einschätzung des Gesetzgebers⁶ zur Einbeziehung dieser Anlagenkategorie unter die netzorientierte Steuerung gefolgt. Auch Stromspeicher zeichnen sich je nach Anschlussart (ein- oder dreiphasig) durch eine mittlere bis hohe potentielle Bezugsleistung aus. Insbesondere

⁶ Vgl. BT-Drs. 20/2656, S. 45.

- 20 -

mit der Einführung variabler und dargebotsabhängiger Strombelieferungstarife werden Stromspeicher neben der Einspeicherung lokal erzeugten EE-Stroms zunehmend auch für den Bezug größerer Mengen von Energie aus dem Netz zu günstigen Konditionen attraktiv. Daraus ergibt sich eine Tendenz zur entsprechenden Belastung des Netzes durch stark gleichgerichtetes Verhalten, was in Übereinstimmung mit § 14a Abs. 3 EnWG ebenfalls die Einbeziehung in den Numerus Clausus der Anlagen begründet.

Da diese Festlegung die grundlegenden Voraussetzungen für die Möglichkeit des Netzbetreibers zum netzorientierten Steuern im Sinne eines Infrastrukturansatzes schaffen soll, muss auch bei der Einbeziehung von Speichern – wie auch bei den anderen hier einbezogenen Anlagenkategorien – bereits im Sinne der Gleichbehandlung allein die Frage maßgeblich sein, ob diese von ihrer technischen Auslegung her grundsätzlich in der Lage sind, den Ladevorgang mit Auswirkung auf den netzwirksamen Leistungsbezug durchzuführen. Nicht gefolgt werden konnte daher dem Wunsch, solche Stromspeicher von der Festlegung grundsätzlich auszunehmen, die softwareseitig gegenwärtig auf die reine Einspeicherung etwa von PV-Energie programmiert sind. Denn eine derartige Nutzungsform könnte durch Änderung der Betriebseinstellungen kurzfristig auf die Beladung aus dem Netz umgestellt werden, ohne dass dies ohne weiteres offenkundig würde. Es würden sich in der Folge dadurch auch zahlreiche Nachweis- und Abwicklungsprobleme stellen, die auch durch die etwa von der sonnen GmbH vorgeschlagene Erweiterung der Marktkommunikation um diverse Meldeprozesse nicht beseitigt werden könnten, aber zu einer deutlichen Komplexitätssteigerung führen würden.

2.4.5. Leistungsmäßige Aufgreifschwelle

Die Aufgreifschwelle für das Auslösen der Teilnahmeverpflichtung wurde in Reaktion auf zahlreiche Stellungnahmen von den ursprünglich konsultierten 3,7 kW auf nun 4,2 kW angehoben. Insofern war in Zusammenhang mit dem auch im Steuerungsfall mindestens zu gewährenden netzwirksamen Leistungsbezug (vgl. Ziffer 4.5.) zutreffend darauf hingewiesen worden, dass Ladepunkte für Elektromobile eine technisch bedingte Untergrenze der Stromstärke von 6 Ampere je Phase aufweisen, was bei einem dreiphasigen Betrieb rund 4,1 kW Leistung entspricht. Dem wurde gefolgt. Da die leistungsmäßige Aufgreifschwelle aber sinnlogisch mit dem mindestens zu gewährenden netzwirksamen Leistungsbezug in einem direkten Zusammenhang steht, wurde demzufolge auch die Aufgreifschwelle – unter Berücksichtigung eines technischen Sicherheitszuschlages – auf 4,2 kW festgesetzt.

Die Kammer hält es aus Gründen der Gleichbehandlung für angezeigt, diese Leistungsgrenze gleichermaßen auf alle von der Festlegung erfassten Kategorien steuerbarer Verbrauchseinrichtungen anzuwenden. Im Interesse einer übersichtlichen Handhabbarkeit der verschiedenen von der Festlegung erfassten Anlagenkategorien wurde einigen Forderungen nicht gefolgt, für jede

der in Ziffer 2.4. genannten Kategorien individuelle Aufgreifschwellen vorzugeben. Insbesondere sind keine zwingenden technischen Unterschiede zwischen den unterschiedlichen Kategorien steuerbarer Verbrauchseinrichtungen vorgetragen worden oder in sonstiger Weise ersichtlich, die eine Ungleichbehandlung bezüglich der leistungsmäßigen Aufgreifschwelle nahelegen würden.

Einzuräumen ist, dass die gesamthafte Anhebung der Aufgreifschwelle von 3,7 auf 4,2 kW die insgesamt erfassten und zur Teilnahme verpflichteten Anlagen in gewissem Umfang zahlenmäßig reduziert und damit dem Netzbetreiber Handlungsmöglichkeiten entzieht. Gleichzeitig war an dieser Stelle aber eine Abwägung zwischen dem Interesse der Netzbetreiber an höchstmöglicher Effektivität des Eingriffsmechanismus und den berechtigten Interessen der Anlagenbetreiber und Verbraucher zu treffen, die hier betroffenen Investitionsgüter auch im Steuerungsfall in einem gesicherten Mindestumfang weiter nutzen zu können.

2.4.6. Netzebene

Allen erfassten steuerbaren Verbrauchseinrichtungen im Sinne dieser Festlegung ist gemeinsam, dass sie unmittelbar oder mittelbar in der Niederspannung (Netzebene 6 oder 7) angeschlossen sind. Anlagen, die nach Art, Einsatz und/oder maximalem Leistungsbezug grundsätzlich unter die Definition der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen fallen, allerdings in einer höheren Netzebene angeschlossen sind, fallen nicht in den Anwendungsbereich dieser Festlegung.

2.4.7. Zusammenfassung von Anlagen (Ziffer 2.4.2.)

Von mehreren Seiten wurde in Bezug auf Wärmepumpen und die von der Wirkungsweise vergleichbar arbeitenden Klimaanlage darauf hingewiesen, dass es hinter einem Netzanschluss aus technischen Gründen oftmals zum Einsatz mehrerer kleiner Anlagen (z.B. Wärmepumpenkaskade) anstelle einer großen monolithischen Anlage komme. Da sich die physikalische Wirkung der Summe dieser Einzelanlagen auf das Netz nicht von derjenigen einer einzigen Großanlage unterscheidet und um an dieser Stelle Fehlanreize zur künstlichen Anlagenaufteilung zu vermeiden, ist bei den Gruppen der unter die Festlegung fallenden Wärmepumpen und Klimaanlage nunmehr auch eine Betrachtung der Summen kleinerer Einzelanlagen berücksichtigt worden. Befinden sich hinter einem Netzanschluss mehrere Anlagen der gleichen Kategorie (Wärmepumpen bzw. Klimaanlage), so ist für die 4,2 kW-Aufgreifschwelle jeweils die Summe der Netzanschlussleistungen der einzelnen Anlagen maßgeblich, mögen die in die Rechnung einfließenden Einzelanlagen für sich betrachtet auch jeweils weniger als 4,2 kW Netzanschlussleistung besitzen. In diesem Fall wird im Rahmen dieser Festlegung die leistungsmäßige Gesamtheit der Einzelanlagen wie eine Anlage behandelt. Dies gilt namentlich bei der Ermittlung des mindestens zu gewährenden netzwirksamen Leistungsbezuges im Steuerungsfall nach Ziffer 4.5.

2.5. Betreiber

Als Betreiber einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung im Sinne dieser Festlegung wird der Letztverbraucher oder Anschlussnehmer im Sinne des § 14a Absatz 1 Satz 1 EnWG definiert. Insbesondere in Fällen, in denen sich hinter einem Netzanschluss mehrere steuerbare Verbrauchseinrichtungen befinden und deren Betreiber gegebenenfalls unterschiedliche Letztverbraucher sind, kann eine zentrale Koordinierung der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen durch ein EMS sinnvoll sein.

2.6. Netzzustandsermittlung

Neu eingeführt wird der Begriff der Netzzustandsermittlung, der umschreibt, auf welche Art und Weise und unter Heranziehung welcher Daten und Informationen der Netzbetreiber im Rahmen der netzorientierten Steuerung die Frage zu beantworten hat, ob ein Eingreifen erforderlich ist. Anders als die – bislang in den Fällen des § 14a EnWG a.F. übliche – regelmäßige Steuerung kann die netzorientierte Steuerung nach dieser Festlegung ausschließlich auf Grundlage einer Netzzustandsermittlung unter Einbezug von Echtzeit-Messwerten erfolgen. Dies sichert ab, dass der Netzbetreiber im Sinne des hier tragenden Ultima-ratio-Ansatzes ausschließlich bei Vorliegen einer akuten Handlungsnotwendigkeit aus aktuellem Anlass tätig wird und nicht präventiv.

Die Netzzustandsermittlung leitet dazu basierend auf Echtzeit-Messungen des jeweiligen Netzbereichs unter Berücksichtigung der individuellen technischen Parameter des betroffenen Netzbereichs dessen Auslastung ab. Sie dient als Ausgangspunkt für die Ermittlung der objektiven Erforderlichkeit einer netzorientierten Steuerung durch den Netzbetreiber und hat stets nach dem aktuellen Stand der Technik zu erfolgen.

Die Netzzustandsermittlung weist einige Parallelen zu der bisher ausschließlich in höheren Spannungsebenen zur Anwendung kommenden Netzzustandsschätzung („state estimation“) auf. Dort hat sie sich unter anderem bei der Netzbetriebsführung von Übertragungsnetzen etabliert. Die Parameter der Netzzustandsschätzung können jedoch nicht eins zu eins auf die Anforderungen der Beobachtbarkeit der Niederspannung übertragen werden. Daher führt die Beschlusskammer den Begriff der Netzzustandsermittlung ein.

Viele Marktteilnehmer befürchten durch die hier vorzunehmende Konkretisierung der Anzahl erforderlicher Netzzustandsmessungen in einem Netzbereich eine zu große Einschränkung bei der eigenen Konzeption der Netzzustandsermittlung, die nicht den individuellen Parametern der Netztopologie Rechnung trage. Um die Konzeption der Netzzustandsermittlung möglichst passgenau und gleichzeitig technologieoffen zu ermöglichen, sieht die Beschlusskammer daher in Tenorziffer 2.e. vor, dass die Netzbetreiber hierzu Empfehlungen zur Durchführung der Netzzustandsermittlung nach dem Stand der Technik erarbeiten und der Bundesnetzagentur vorlegen. Bis zum Inkrafttreten einer entsprechenden Nachfolgeregelung sieht das Regelwerk in Ziffer 2.6. vor, dass

die Einhaltung des aktuellen Standes der Technik bei der Durchführung der Netzzustandsermittlung einstweilen vermutet wird, wenn die dort genannte Anzahl an Messpunkten herangezogen wird. Damit wird in hinreichendem Maße Rechtssicherheit für die Netzbetreiber geschaffen, ohne zugleich die Möglichkeit zur Nutzung tauglicher Alternativlösungen abzuschneiden; den Nachweis der Tauglichkeit nach dem Stand der Technik hätte in solchen Fällen der Netzbetreiber zu führen.

Das wesentliche Ziel der Netzzustandsermittlung, nämlich nahezu den IST-Zustand des Netzbereichs anhand ausreichender Echtzeit-Informationen abzubilden, ist dabei stets als Maßstab für eine ausreichende Qualität anzulegen, die das Auslösen bzw. die Rücknahme einer netzorientierten Steuerungsmaßnahme begründen kann. Mindestens übergangsweise geht die Beschlusskammer daher davon aus, dass eine hinreichende Aussagekraft und Qualität im Sinne des aktuellen Standes der Technik jedenfalls dann zu vermuten ist, wenn eine Netzzustandsermittlung für den jeweiligen Netzbereich entweder Netzzustandsdaten von mindestens 15 Prozent aller Netzanschlüsse des Netzbereiches oder alternativ Netzzustandsdaten von mindestens 7 Prozent aller Netzanschlüsse in Kombination mit der Erhebung der entsprechenden Netzzustandsdaten an den Trafoabgängen einfließen. Die dafür eingesetzten Netzzustandsdaten müssen die Granularität von höchstens einer Minute aufweisen. Noch feiner aufgelöste Messwerte sind nicht schädlich, aber nicht obligatorisch. Sie müssen ferner die Anforderungen an Echtzeitmesswerte erfüllen. Für den Anwendungsbereich dieser Festlegung ist den Anforderungen genüge getan, wenn die Werte entweder minütlich in Richtung des Netzbetreibers aktualisiert werden oder wenn alternativ eine minütlich aktualisierte Übermittlung jedenfalls dann durch das intelligente Messsystem aktiviert wird, sobald im Messsystem voreingestellte Schwellwerte den Sollbereich verlassen. Setzt man diese hochaktuellen Netzzustandsdaten in Bezug zu den generellen Parametern des Netzbereichs, so lassen sich hinreichend aussagekräftige Aussagen zu der Spannung und der Auslastung von Transformatoren oder Leitungen in dem Netzbereich treffen. Zu diesen generellen Parametern des Netzbereichs können sowohl grundlegende Daten zu der Netztopologie, der elektrischen Eigenschaften der eingesetzten Betriebsmittel sowie Daten zu den Netzanschlüssen, insbesondere hinsichtlich der installierten Leistungen von Einspeisern bzw. Verbrauchseinrichtungen, zählen. Diese Daten können durch historische Erfahrungswerte ergänzt werden.

Nach derzeitigem Kenntnisstand der Beschlusskammer sind die oben genannten und in Echtzeit messtechnisch erfassten Netzzustandsdaten ausreichend, sofern sie an den für den Netzbereich aussagekräftigen Punkten erhoben werden und durch temporäre vergleichende Messungen an den Betriebsmitteln regelmäßig überwacht werden.

Nicht zu überzeugen wusste daher das Petikum der Mainzer Netze GmbH, dass eine Granularität der Messwerte in einer Viertelstunden-Auflösung für die Netzzustandsermittlung ausreichend sei, da ansonsten zusätzliche Hardware beim Anschlussnehmer erforderlich wäre. Dies ist jedoch

- 24 -

nicht der Fall. Nach § 29 Absatz 1 Nr. 1 Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) sind Letztverbraucher, mit denen eine Vereinbarung nach § 14a EnWG besteht, mit einem intelligenten Messsystem auszustatten. Bei einer Parametrierung des Tarifierungsfalls 10 (Abruf von Netzzustandsdaten), der verpflichtend von einem zertifizierten Smart Meter Gateway unterstützt werden muss⁷, werden die entsprechenden Daten, gegebenenfalls auf Wunsch sogar erst bei Über-/Unterschreiten eines Sollwerts, versendet.

Es bleibt dem Netzbetreiber unbenommen, diese hohe Qualität der Netzzustandsermittlung durch die Kombination anderer Parameter in Verbindung mit Echtzeit-Messwerten zu erreichen. Diese Qualität ist bei Bedarf durch den Netzbetreiber nachzuweisen und durch stichprobenartige (ggf. temporäre) vergleichende Messungen sicherzustellen und zu dokumentieren.

Ein vollständiges Erfassen sämtlicher Messwerte sowohl der Ortsnetztrafostationen als auch aller Netzanschlüsse erscheint weder für eine hinreichende Qualität der Netzzustandsermittlung erforderlich noch wirtschaftlich zu rechtfertigen. Gleichzeitig erscheint die notwendige vollständige messtechnische Ausstattung aller potenziell betroffenen Messstellen in der maximal gewährten Übergangsfrist von 24 Monaten technisch und organisatorisch nur schwer umsetzbar.

3. Teilnahmeverpflichtung

3.1. Allgemeines

Über § 14a Absatz 1 EnWG wird die Bundesnetzagentur ermächtigt, bundeseinheitliche Regelungen zu treffen, nach denen Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen verpflichtet sind, Vereinbarungen mit Lieferanten, Letztverbrauchern oder Anschlussnehmern über die netzorientierte Steuerung der in ihrem Niederspannungsnetz angeschlossenen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen oder von Netzanschlüssen mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen abzuschließen. In Ausgestaltung und Konkretisierung dieser Ermächtigung hat die Beschlusskammer im Regelwerk unter Ziffer 3. eine Teilnahmeverpflichtung festgelegt.

3.2. Netzbetreiber (Ziffer 3.1. a.)

Diese Teilnahmeverpflichtung betrifft zunächst alle Netzbetreiber bezüglich der von ihnen betriebenen Niederspannungsnetze. Dabei bringt auch Ziffer 3.2. Satz 3 ausdrücklich zum Ausdruck, dass das gegenwärtige Nichtvorliegen von Netzengpässen nicht von einer Teilnahmeverpflichtung entbindet.

⁷ Vgl. Technische Richtlinie BSI TR-03109-1, Version 1.1 vom 17.09.2021, S. 73 ff., abrufbar unter https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR03109-1.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

Hiergegen wurde von einigen Konsultationsteilnehmern vorgebracht, dass eine flächendeckende Überlastung der Verteilernetze zum jetzigen Zeitpunkt noch gar nicht absehbar sei. Die Netzauslastung sei zudem individuell für das jeweilige Netz zu ermitteln und variere stark nach der jeweiligen räumlichen Lage und dem technischen Aufbau (vermascht, strahlenförmig).

Selbst wenn eine konkrete Überlastung der Verteilernetzebene in einzelnen Fällen durch die Integration weiterer steuerbarer Verbrauchseinrichtungen möglicherweise noch nicht gegenwärtig sein sollte, sieht es die Beschlusskammer dennoch als erforderlich und geboten an, bereits zum jetzigen Zeitpunkt eine für alle Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen verbindliche Regelung zur netzorientierten Steuerung vorzugeben. Nur durch den unverzüglichen Aufbau eines wirksamen und bundesweit einheitlichen Instruments zur netzorientierten Steuerung im Sinne des hier verfolgten Infrastrukturansatzes kann insgesamt eine weitere reibungslose Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen gewährleistet und eine mögliche Gefährdung der Netzstabilität durch das zu erwartende veränderte Nutzungsverhalten in den Verteilernetzen ausgeschlossen werden. Umgekehrt ginge mit der zunächst nur punktuellen Einführung entsprechender Mechanismen die Gefahr einher, dass sich mit der Zeit unterschiedliche und damit inkompatible Standards herausbilden könnten. Einem zunächst nur punktuell einzuführenden Lösungsansatz wäre die Gefahr immanent, dass im Fall des kurzfristigen oder unvorhergesehenen Auftretens einer drohenden Netzüberlastung erst dann einzuführende Mechanismen zu spät kommen könnten.

Eine Ausnahme von der Teilnahmeverpflichtung besteht nur für die Betreiber geschlossener Verteilernetze im Sinne des § 110 EnWG. Bei diesen bestehen typischerweise starke gleich gerichtete wirtschaftliche Interessen zwischen dem Netzbetrieb und den im geschlossenen Verteilernetz angesiedelten – meist gewerblichen oder industriellen – Verbrauchern. Im Fall der massiven Installation steuerbarer Verbrauchseinrichtungen dürfte daher von einer entsprechend koordinierten Netzplanung oder -aufrüstung gemäß § 11 Absatz 1 EnWG auszugehen sein, was den Bedarf für eine Einbeziehung dieser Netze in den hier gewählten Infrastrukturansatz als nicht erforderlich erscheinen lässt.

3.3. Betreiber steuerbarer Verbrauchseinrichtungen (Ziffer 3.1. b.)

Für Betreiber einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung mit einer technischen Inbetriebnahme nach dem 31.12.2023 besteht die Pflicht zur Teilnahme an der netzorientierten Steuerung. Technische Inbetriebnahme im Sinne des Regelwerks bedeutet, dass die steuerbare Verbrauchseinrichtung nach dem Stichtag fertig installiert und technisch zum bestimmungsgemäßen Betrieb einsatzbereit ist. Die technische Inbetriebnahme einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung als solche und der damit verbundene Eintritt der grundsätzlichen Teilnahmepflicht setzt nicht bereits das Vorhandensein der für die Umsetzung dieser Festlegung notwendigen Steuertechnik (Intelligentes Messsystem, Steuerbox) voraus.

3.4. Ausnahmen

Die Ziffern 3.1.b. aa. sowie bb. beschreiben Anwendungsfälle steuerbarer Verbrauchseinrichtungen, die von der Teilnahmeverpflichtung ausgenommen sind. Das Vorliegen der dort jeweils beschriebenen Voraussetzungen ist im Zweifel durch den Betreiber der steuerbaren Verbrauchseinrichtung gegenüber dem Netzbetreiber darzulegen und erforderlichenfalls zu beweisen.

3.4.1. Ladepunkte (Ziffer 3.1. b. aa.)

Eine Ausnahme von der Teilnahmeverpflichtung stellen Ladepunkte für solche Elektromobile dar, die von Institutionen betrieben werden, die gemäß § 35 Absätze 1 und 5a Straßenverkehrsordnung (StVO) Sonderrechte in Anspruch nehmen dürfen. Hierbei obliegt es den Institutionen, die die entsprechenden Ladepunkte betreiben, im Innenverhältnis durch geeignete organisatorische Maßnahmen sicherzustellen, dass die privilegierten Ladepunkte lediglich von Fahrzeugen im Sinne von § 35 Absätze 1 und 5a StVO genutzt werden. Die mit § 35 Absätze 1 und 5a StVO verbundene gesetzliche Wertung und Privilegierung rechtfertigt es, auch im Rahmen des Regelwerks zur Durchführung der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG eine entsprechende Privilegierung vorzunehmen. Dahinter steht die Überlegung, dass bestimmte Leistungen zur Wahrung zentraler Schutzgüter jederzeit erbracht werden können müssen und nicht durch Maßnahmen der netzorientierten Steuerung beeinträchtigt werden dürfen.

Dagegen konnte die Beschlusskammer nicht dem Vorschlag der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur folgen, auch bei anderen nicht öffentlich zugänglichen Ladepunkten großzügige Ausnahmen vom Regelungsumfang der Festlegung auszusprechen. Soweit Schnellladeinfrastruktur angesprochen wurde, dürfte diese aufgrund der hohen Leistungen ohnehin nicht im Niederspannungsnetz zum Anschluss kommen. Auch bei gewerblichen Fuhrparkbetreibern dürfte je nach Anzahl der Ladepunkte ebenfalls entweder ein Anschluss oberhalb der Niederspannung in Rede stehen oder die Ladung wird über ein EMS gesteuert, das die zur Verfügung stehende Leistung intelligent auf die zu ladenden Fahrzeuge verteilt. Das Auslösen einer netzorientierten Steuerung würde auch in diesem Fall keine spürbare Einschränkung der Nutzbarkeit der Flottenfahrzeuge mit sich bringen.

3.4.2. Wärmepumpen und Klimaanlage (Ziffer 3.1. b. bb.)

Von der Teilnahmeverpflichtung ausgenommen sind ferner solche Wärmepumpen und Klimaanlage, die nicht der Raumheizung oder -kühlung in Wohn-, Büro- oder Aufenthaltsräumen dienen, sondern die zu gewerblichen betriebsnotwendigen Zwecken eingesetzt werden. Zu nennen sind hier namentlich Anlagen, die Wärme oder Kälte etwa zwingend im Rahmen von Produktionsprozessen benötigen. Hierzu waren im Rahmen der Konsultation zahlreiche Stellungnahmen einge-

gangen, die darauf hinwiesen, dass insbesondere bei auf Prozesswärme oder -kälte angewiesenen Produktionsprozessen eine hohe Sensitivität in Bezug auf Schwankungen existiere und eine zeitweise Einsenkung der Versorgung nicht tolerierbar sei. Gerade auch im Bereich der Lagerung etwa von Medikamenten oder Lebensmitteln gelten teilweise gesetzliche Vorgaben in Bezug auf die Aufrechterhaltung von Kühlketten. Schließlich wurde auch auf die Notwendigkeit der unterbrechungsfreien Wärme- und Kälteversorgung bei Einrichtungen der kritischen Infrastruktur, etwa bei Krankenhäusern (OP-Säle) hingewiesen.

Zwar dürfte bei derartigen Anlagen aufgrund des Energiebedarfs überwiegend von einem Anschluss oberhalb der Niederspannung auszugehen sein. Für alle Fälle, in denen eine Versorgung aus der Niederspannung erfolgt, sind die dargelegten Umstände indes nachvollziehbar, weshalb im Rahmen einer Güterabwägung hier den Belangen der vorgenannten Anwendungsbereiche Vorrang einzuräumen ist. Auch unter Berücksichtigung der obigen Ausnahmetatbestände im Niederspannungsnetz steht den Netzbetreibern nach Auffassung der Beschlusskammer mit dem festgelegten Regelwerk weiterhin ein effektives Ultima-ratio-Instrument zur Verfügung.

3.5. Keine Ausnahmen von Teilnahmepflicht

In Reaktion auf im Rahmen der Konsultation vorgebrachte Fragen nennt Ziffer 3.2. klarstellend und nicht abschließend Gründe, welche jedenfalls nicht zum Ausschluss der Teilnahmepflicht führen.

Zunächst lässt sich die etwaige Zahlung eines Baukostenzuschusses nicht zum Ausschluss von der Teilnahmepflicht anführen. Zwar leistet der Anschlussnehmer durch den Baukostenzuschuss einen Beitrag zur Verwirklichung seines gesetzlichen verbürgten Anspruchs auf Netzanschluss, der wiederum die Anschlussnutzung im Rahmen der vereinbarten Kapazität gewährleistet. Die vereinbarte Anschlusskapazität schützt aber nicht vor Eingriffen, die jeder Anschlussnutzer zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit hinnehmen muss.

Weiterhin steht das Eingehen anderweitiger marktlicher Verpflichtungen der Teilnahmepflicht nicht entgegen. Insbesondere die Teilnahme an Erbringungspools (etwa für Regelreserve) rechtfertigt keine Ausnahme der jeweiligen steuerbaren Verbrauchseinrichtung von der Teilnahme an der netzorientierten Steuerung nach § 14a EnWG. Dabei ist im Rahmen der mit dem Poolbetreiber zu treffenden Absprache der Vorrang des Abrufsignals zur Leistungsreduzierung nach § 14a EnWG im Fall einer Konkurrenz zu berücksichtigen, andererseits aber unbedingt eine ausreichende Dimensionierung des Regelreservepools sicherzustellen. Im Fall einer Teilnahme an einem Pool zur Erbringung von Regelreserve muss der Verantwortliche die jederzeitige Möglichkeit, dass einzelne Anlagen aus verschiedenen Gründen vorübergehend nicht zur Verfügung stehen, ohnehin stets berücksichtigen und ausreichend Leistung zur Reserve im Pool vorhalten, um die am Markt für Regelreserve dargebotene Leistung sicher erbringen zu können. Er muss dafür auch

sicherstellen, über die zur Einsatzbereitschaft und Steuerung der einzelnen Anlage erforderlichen aktuellen Informationen zu verfügen.

Aber auch umgekehrt bedeutet die Teilnahmepflicht nicht per se einen Ausschluss der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen von marktlichen Verpflichtungen. Einzelne Konsultationsteilnehmer haben Bedenken geäußert, dass die verpflichtende Teilnahme an der netzorientierten Steuerung die für eine Teilnahme am Regelenergiemarkt erforderliche Anschlussnetzbetreiberbestätigung ausschließen könnte. Denn mit dieser Bestätigung müssen die Verteilnetzbetreiber gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern ein engpassfreies Netz zusichern, damit die Regelenergie zuverlässig über das Verteilnetz zum Übertragungsnetz gelangt. Die verpflichtende Teilnahme an der Steuerung nach § 14a EnWG regelt ein Notfallinstrument in möglichen Fällen einer vorübergehenden Überlastung. Die Teilnahmepflicht oder eine im Einzelfall erforderliche Steuerungsmaßnahmen sind für sich aber noch kein Beleg eines dauerhaften Engpasses, der einer Bereitstellung der angeforderten Regelreserve entgegenstehen könnte.

4. Netzorienteerte Steuerung

4.1. Grundsätze der netzorientierten Steuerung

Die netzorienteerte Steuerung durch den Netzbetreiber ist eine Maßnahme, die nur ultima ratio zur Abwendung einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit seines Netzes aufgrund von Überlastungen der Betriebsmittel eines Netzbereichs ergriffen werden darf. Folglich dient sie ausschließlich der Beseitigung von Gefährdungen oder Störungen durch Betriebsmittelüberlastungen, unzulässiger Spannungswerte oder Grenzwertverletzungen in dem betroffenen Netzbereich. Das Ausüben der netzorientierten Steuerung durch vorgelagerte Netzbetreiber auf der Grundlage des § 14a EnWG ist nicht vorgesehen. Sie ist zudem eine rein kurative Maßnahme. Dies bedeutet, dass die netzorienteerte Steuerung nicht präventiv vom Netzbetreiber eingesetzt werden darf. Auch stellen die teilnahmepflichtigen Anlagen keine durch den Netzbetreiber in sonstiger Weise „flexibel“ steuerbaren Lasten außerhalb des hier eng definierten Anwendungsbereichs dar. Nur in den engen Grenzen dieser Festlegung darf der Netzbetreiber den netzwirksamen Leistungsbezug der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen eines Netzbereichs für die Dauer einer potenziellen Überlastung der Betriebsmittel reduzieren. Anderweitige gesetzlich definierte Anwendungsfälle bleiben davon unberührt.

Die mit dieser Festlegung eingesetzte netzorienteerte Steuerung ist, wie bereits ausgeführt, als Systemsicherheitsmaßnahme im Sinne des § 13 Absatz 1 Satz 1 Nr. 2 EnWG ausgestaltet. Sie setzt eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des betroffenen Netzes voraus, deren Beseitigung sie dient.

4.2. Ermittlung einer drohenden Überlastung des Netzbereichs

Der Netzbetreiber muss im Falle einer drohenden Überlastung im Sinne von §§ 13 Absatz 4 i.V.m. 14 Absatz 1 EnWG Maßnahmen ergreifen, die dieser Überlastung entgegenwirken. Diese konkret drohende Überlastung kann der Netzbetreiber nur identifizieren, wenn er genaue Kenntnis über den aktuellen Zustand des jeweiligen Netzbereichs hat. Diese Information wiederum kann er nur aus einer aktuellen Netzzustandsermittlung entnehmen und daraus sehr kurzfristig geeignete Maßnahmen zur Abhilfe der Überlastung ableiten und ergreifen.

Insbesondere Netzbetreiber haben sich intensiv hinsichtlich der anzuwendenden maximalen Zeitspanne zwischen dem Vorliegen des Ergebnisses der Netzzustandsermittlung und dem Auslösen der Leistungsreduzierung an der steuerbaren Verbrauchseinrichtung geäußert. Sie wiesen berechtigterweise darauf hin, dass sich der Gesamtvorgang der Durchführung der netzorientierten Steuerung bezüglich der Zuständigkeit und Verantwortung auf mehrere Schultern verteilt. So liegen letztlich nur die Durchführung der Netzzustandsermittlung, die Entscheidung über den Umfang der zu ergreifenden Maßnahme der netzorientierten Steuerung sowie die IT-technische Übergabe des Steuerbefehls an die jeweiligen Messstellenbetreiber in der Einflussphäre des Netzbetreibers. In der Folge fällt es in die Zuständigkeit und Verantwortung des Messstellenbetreibers, den empfangenen Steuerbefehl an das intelligente Messsystem zu übermitteln, an das die betreffende steuerbare Verbrauchseinrichtung – mittelbar oder unmittelbar – angeschlossen ist. Im Anschluss trägt der Betreiber der steuerbaren Verbrauchseinrichtung die Verantwortung dafür, dass die Anlage ihre Fahrweise an den empfangenen Steuerbefehl anpasst.

Diese Verantwortungskette berücksichtigend hat die Beschlusskammer in der Formulierung der Ziffer 4.2. die Verantwortungsbereiche und die hierfür geltenden zeitlichen Vorgaben separiert. Danach hat der Betreiber der steuerbaren Verbrauchseinrichtung dafür Sorge zu tragen, dass ein eingegangener Steuerbefehl von der Anlage unverzüglich, also ohne schuldhaftes Zögern umzusetzen ist. In diesem Sinne erfolgt die Umsetzung ohne schuldhaftes Zögern, wenn die Einsenkung so schnell wie möglich bewirkt wird; jedoch bleibt eine Berücksichtigung der anlagenspezifisch darstellbaren Reaktionsgeschwindigkeit ebenso möglich wie die Rücksichtnahme etwa auf den vorherigen Abschluss technisch notwendiger Betriebszyklen, deren sofortiger Abbruch zu Anlagendefekten führen würde.

Bezüglich der vom Netzbetreiber einzuhaltenden maximalen Zeitspanne zwischen dem Vorliegen des Ergebnisses der Netzzustandsermittlung und dem Auslösen der Reduzierung des netzwerkweisen Leistungsbezuges gegenüber dem Messstellenbetreiber ist die Beschlusskammer dem Ansinnen der Branche nach Berücksichtigung technischer Praktikabilitäten unter Berücksichtigung des Standes der Technik entgegengekommen. So werden die Netzbetreiber in Tenorziffer 2.g. damit betraut, entsprechende Empfehlungen für ein bundeseinheitliches Vorgehen nach dem

- 30 -

Stand der Technik zu entwickeln und der Bundesnetzagentur vorzulegen. Auch hier wurde zur Schaffung von Rechtssicherheit für die Übergangszeit die Vorgabe aufgenommen, dass einstweilen die vom Netzbetreiber einzuhaltende Reaktionsgeschwindigkeit den Anforderungen der Unverzüglichkeit zu genügen hat, wobei die Einhaltung dann zu vermuten ist, wenn ein Zeitraum von fünf Minuten nicht überschritten wird. In Reaktion auf mehrfache Hinweise wurde die höchstzulässige Dauer dabei von drei auf fünf Minuten ausgedehnt. Dabei wird davon ausgegangen, dass der Vorgang der Netzzustandsermittlung zwar für den Netzbetreiber einen komplexen Vorgang darstellt, nach Etablierung aber einer Automatisierung zugänglich ist, sodass die nun vorgesehene Zeitspanne von fünf Minuten auskömmlich erscheint.

Diametral hierzu wurde von Enpal eine Zeitspanne von 60 Minuten zwischen der Netzzustandsermittlung und der Leistungsreduktion gefordert, damit auch der Lieferant noch die Möglichkeit habe, seine Bilanzkreisbewirtschaftung auf die absehbare Änderung der Fahrweise der steuerbaren Verbrauchseinrichtung anzupassen. Dem konnte nicht gefolgt werden, da dies mit dem Anspruch an eine auf aktuellen Netzdaten basierende Ultima-ratio-Regelung nicht zu vereinbaren ist.

4.3. Umfang und Dauer der netzorientierten Steuerung

Ziffer 4.3. konkretisiert die Details zur Reduzierung des netzwirksamen Leistungsbezuges steuerbarer Verbrauchseinrichtungen im Rahmen der Durchführung der netzorientierten Steuerung.

4.3.1. Erforderlichkeit

Als Ultima-ratio-Werkzeug des Netzbetreibers zur Abwendung von Gefährdungen im betreffenden Netzbereich müssen alle Maßnahmen der netzorientierten Steuerung zuvorderst das Kriterium der Erforderlichkeit erfüllen. Die mittels Netzzustandsermittlung drohende Gefährdung darf sich zunächst nicht mit milderer und weniger eingriffsintensiven Maßnahmen, etwa durch netzbezogene Maßnahmen wie Schaltmaßnahmen, abwenden lassen.

4.3.2. Intensität

Im Rahmen der Vorbereitung der Leistungsreduzierungen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen hat der Netzbetreiber eine Einschätzung zu treffen, in welchem Maß auf den gesamten betroffenen Netzbereich bezogen eine Einschränkung des Leistungsbezuges notwendig ist, um die drohende Gefährdung zu beseitigen. Nur in diesem Umfang besteht eine Erforderlichkeit und nur in diesem Umfang ist der Netzbetreiber somit berechtigt, Reduzierungen der Bezugsleistung anzuordnen. Ein Automatismus, nach dem stets ein Herunterdimmen der jeweils betroffenen Anlagen auf den Wert des nach Ziffer 4.5. mindestens zugestandenen netzwirksamen Leistungsbezuges erfolgt, wäre demnach unzulässig. Allerdings ist der Netzbetreiber auch berechtigt, in die Berech-

nung der nach Zahl und Leistungsumfang einzubeziehenden Anlagen Unwägbarkeiten einzuberechnen, die Einfluss auf die Wirksamkeit der netzorientierten Steuerung haben. Zu nennen ist zunächst die Tatsache, dass im Zeitpunkt der Vornahme der netzorientierten Steuerung möglicherweise nicht alle vom Netzbetreiber zu adressierenden Anlagen überhaupt in Betrieb sind und Leistung beziehen. Auch wiesen ZVEI e.V. und die TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG darauf hin, dass IT-Störungen oder Mobilfunk-Empfangsprobleme im Einzelfall dafür sorgen könnten, dass ein ausgegebener Steuerbefehl nicht zu allen Anlagen durchdringen kann. Um eine für die effektive Gefahrenabwehr erforderliche Wirksamkeit der Maßnahme dennoch sicherzustellen, ist der Netzbetreiber daher auch berechtigt, bei der Zahl der anzusprechenden Anlagen und der leistungsmäßigen Intensität des Eingriffs einen gewissen Sicherheitszuschlag mit einzuberechnen, der die vorgenannten Effekte zu kompensieren geeignet ist.

4.3.3. Diskriminierungsfreiheit

Die anzusteuernenden Anlagen sind vom Netzbetreiber diskriminierungsfrei auszuwählen. Die EWE Vertrieb GmbH regte hierzu an, im Rahmen der netzorientierten Steuerung zwischen den einzelnen Verbrauchsgruppen zu differenzieren und in einer ersten Stufe lediglich Ladepunkte zu dimmen. Sollte dies nicht ausreichen, um die drohende Überlastung eines Netzbereichs abzuwenden, sollten in einem zweiten Schritt Wärmepumpen bzw. in einem dritten Schritt Speicher zusätzlich netzorientiert gedimmt werden. Gegen den Einsatz einer derart abgestuften Reihenfolge spricht, dass die Eingriffsintensivität je nach Betreiber und der betroffenen steuerbaren Verbrauchseinrichtung bzw. deren konkreten Einsatzes unterschiedlich empfunden wird und folglich sehr schwer objektivierbar ist. Daher wird hier bevorzugt, das vom Netzbetreiber für einen Netzbereich übermittelte Steuerungssignal diskriminierungsfrei und ohne eine Differenzierung nach Art der steuerbaren Verbrauchseinrichtung einzusetzen. Auch der von EAM Netz GmbH gegebene Hinweis auf die Abhängigkeit der Wirksamkeit einer Steuerung von der örtlichen Belegenheit im Netzbereich zumindest bei bestimmten Gefährdungen (etwa Spannungsband) veranlasst nach dem Dafürhalten der Beschlusskammer nicht dazu, eine noch feingranularere Unterteilung der heranzuziehenden Anlagen vorzunehmen. Hierbei ist das Interesse der Anlagenbetreiber, von einer Leistungsreduzierung verschont zu bleiben, gegen das Interesse des Netzbetreibers abzuwägen, den grundsätzlich zeitkritischen Vorgang der Steuerungsmaßnahme noch handhabbar auszugestalten. Aus diesem Grund gibt Ziffer 4.3. Satz 2 auch ausdrücklich vor, dass der Netzbetreiber bei der Auswahl der Anlagen zu unterstellen hat, dass der Wirkleistungsreduzierung aller in einem Netzbereich angeschlossenen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen eine gleiche Wirkung auf die Entlastung des Netzes zukommt.

4.3.4. Dauer

Aus dem Charakter des Ultima-ratio-Mittels im oben vorbeschriebenen Sinn ergibt sich, dass die netzorientierte Steuerung eingesetzt werden darf, solange ihre Voraussetzungen vorliegen. Solange dieser Zustand anhält, besteht eine Rechtfertigung für den Einsatz.

Sobald die dem Netzbetreiber vorliegenden Daten belastbare Hinweise geben, dass sich die Situation, die zum Einsatz der netzorientierten Steuerung geführt hat, entspannt, hat er die Eingriffsmaßnahme wieder zurückzunehmen. Dabei macht Ziffer 4.3. Satz 3 klar, dass hierbei eine schrittweise Reduktion des Eingriffs angezeigt sein kann, sofern anderenfalls eine sofortige Rückkehr zum Ausgangszustand zu befürchten ist.

Klarzustellen ist, dass im Sinne der Systemverantwortung des Netzbetreibers allein der Befund einer sich entspannenden Netzsituation den Ausschlag für eine Rücknahme der Eingriffsmaßnahme zu geben hat. Absolute Obergrenzen für die zulässige Dauer einer einzelnen Steuerungsmaßnahme oder eine absolute Anzahl von Eingriffsmaßnahmen, wie sie teilweise von Konsultationsteilnehmern gefordert worden waren, sind mit Blick auf den Charakter der netzorientierten Steuerung als Ultima-ratio-Mittel abzulehnen. Teilweise wurde der Vergleich zur übergangsweise zulässigen präventiven Steuerung nach Ziffer 10.5. gezogen, die mit einer zeitlichen Obergrenze versehen ist. Zur Begründung ist anzuführen, dass die präventive Steuerung in der Regel nicht auf Echtzeitdaten basiert, sondern schwerpunktmäßig auf netzplanerischen Daten. Um bei dieser Art der Steuerung die Eingriffsintensität für die Betreiber nicht überborden zu lassen, wurde dort eine Obergrenze vorgesehen. Insofern sind die beiden Fälle in der Sache nicht vergleichbar.

4.4. Arten der Ansteuerung: Direktansteuerung und Steuerung mittels EMS

Ziffer 4.4. eröffnet dem Betreiber einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung im Rahmen der Einrichtung der netzorientierten Steuerung die Auswahl aus zwei unterschiedlichen Arten der Ansteuerung.

So besteht nach Ziffer 4.4.a. einerseits die Möglichkeit, dass die vom Netzbetreiber ausgegebene Leistungsvorgabe unmittelbar an die einzelne Verbrauchseinrichtung weitergegeben wird. In diesem Fall der so genannten Direktansteuerung führt der Ansteuerungsbefehl unmittelbar zur Reduktion des Leistungsbezuges der Anlage. Auf diese Weise wird durch absolute Limitierung des Leistungsbezuges der Anlage sichergestellt, dass somit auch der Netzanschlusspunkt durch diese steuerbare Verbrauchseinrichtung nicht höher belastet werden kann als vorgegeben. Der Vorteil dieser Variante dürfte für viele Betreiber in der Ersparnis separater Steuerungstechnik bestehen. Sie dürfte hauptsächlich dann attraktiv sein, wenn hinter einem Netzanschluss nur eine oder zwei steuerbare Verbrauchseinrichtungen betrieben werden und auch keine Eigenerzeugung erfolgt.

Die Variante in Ziffer 4.4.b. ist dagegen auf komplexere Anlagen, insbesondere in Kombination mit Eigenerzeugung und/oder Speichern zugeschnitten. Hier kann der Betreiber eine Bündelung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und deren Koordination durch ein EMS vornehmen. In

diesem Fall übergibt der Netzbetreiber gleichsam am Netzanschlusspunkt („steuerbarer Netzanschluss“) einen gesamthaften Sollwert für den maximalen netzwirksamen Leistungsbezug aller koordinierten Anlagen. Ein EMS hat sodann den Wert zu übernehmen und die kundenanlageninterne Koordination des Bezugs der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen sowie die kundenanlageninterne Nutzung eventuell dort erzeugter Energiemengen durch geeignete technische Maßnahmen sicherzustellen.

Dieses Modell hat im Vergleich zur Direktansteuerung einerseits den Vorteil, dass die auch im Ansteuerungsfall mindestens zu gewährende netzwirksame Bezugsleistung nicht an einzelne Anlagen gebunden ist, sondern gesamthaft für alle vom EMS koordinierten Anlagen gilt. Der Betreiber kann somit über das EMS selbst entscheiden, wann und in welcher Reihenfolge die verfügbare Bezugsleistung auf einzelne steuerbare Verbrauchseinrichtungen aufgeteilt wird. Des Weiteren besteht die Möglichkeit, auch zeitgleiche Eigenerzeugung oder Ausspeicherung aus Stromspeichern in den vorhandenen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen zu nutzen. Dies ermöglicht somit, dass die einzelne steuerbare Verbrauchseinrichtung im Falle einer objektiv erforderlichen Leistungsreduzierung (kundenanlagenintern) eine höhere Leistung beziehen kann, wenn diese beispielsweise aufgrund gleichzeitig hinter dem Netzanschluss erzeugter Energie im Saldo am Netzverknüpfungspunkt einen geringeren netzwirksamen Effekt aufweist. Daher bietet sich etwa für Fälle mehrerer steuerbarer Verbrauchseinrichtungen und/oder gleichzeitig hinter einem Netzanschluss erzeugter Energie oder aus einem Speicher entnommener Energie der Einsatz eines EMS zur kundenanlageninternen Koordination der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen sowie eventuell dort erzeugter Energiemengen an. Dies ermöglicht es dem Betreiber, den gewährten gesamthaften Sollwert der netzwirksamen Bezugsleistung vollständig für den Betrieb einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung einzusetzen oder diese zwischen den steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach seinen Bedürfnissen zu verteilen. Darüber hinaus wird es auch ermöglicht, dass Energie, die zeitgleich in der Kundenanlage hinter diesem Netzanschluss erzeugt bzw. aus einem Speicher zur Verfügung gestellt wird, stets vorrangig und unbeeinflusst durch evtl. netzorientierte Steuerungsmaßnahmen des Netzbetreibers innerhalb der Kundenanlage eingesetzt werden kann.

Die Beschlusskammer ist mit dieser Wahlmöglichkeit zahlreichen Forderungen aus beiden Konsultationsrunden zur Schaffung einer größtmöglichen Flexibilität auf Betreiberseite in Abhängigkeit von unterschiedlichsten Anlagenkonstellationen gefolgt. Es steht dem Betreiber grundsätzlich frei, sich auch im Falle mehrerer steuerbarer Verbrauchseinrichtungen gegen den Einsatz eines EMS zu entscheiden und stattdessen die technischen Voraussetzungen für die jeweilige Direktansteuerung durch den Netzbetreiber zu schaffen. Nicht überzeugen kann hier die hauptsächlich von Netzbetreibern vorgetragene Forderung, dass der Netzbetreiber die einzelnen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen so steuern können sollte, dass auch im Fall der Direktansteuerung der

insgesamt gewährte netzwirksame Leistungsbezug eingehalten werde. Der Direktansteuerung ist es immanent, dass es in diesem Fall nicht auf das eventuelle gleichzeitige Betreiben weiterer steuerbarer Verbrauchseinrichtungen ankommt, da jede steuerbare Verbrauchseinrichtung isoliert zu betrachten ist und folglich kein insgesamt zu gewährender netzwirksamer Leistungsbezug anfällt, der verteilt werden könnte. Der von E.ON geäußerte Wunsch, dass spätestens ab einer fünften steuerbaren Verbrauchseinrichtung zwingend eine Steuerung mittels EMS vorgegeben werden sollte, wusste ebenfalls nicht zu überzeugen. Der Beschlusskammer sind die technischen Rahmenbedingungen und Restriktionen der netzorientierten Steuerung über ein intelligentes Messsystem durchaus bekannt. Jedoch leitet sich daraus keine Notwendigkeit ab, die Entscheidungsfreiheit des Betreibers einzuschränken. Der Betreiber kann unter Beachtung und Einhaltung der erforderlichen Rahmenbedingungen die Art der Steuerung auswählen und so selbst die Abwägung vornehmen, welche Art der Steuerung er bevorzugt.

Der Betreiber teilt im Übrigen dem Netzbetreiber mit, ob er für die steuerbare Verbrauchseinrichtung die Direktansteuerung oder die Steuerung mittels EMS wählt. Sofern der Betreiber die Art der Steuerung wechseln möchte und die mit der zukünftig gewählten Art der Steuerung einhergehenden technischen Voraussetzungen erfüllt, teilt er dies dem Netzbetreiber mit und dieser ändert zum nächstmöglichen Zeitpunkt die Art der Steuerung.

Um Missverständnissen vorzubeugen wird erneut darauf hingewiesen, dass sowohl im Fall der Direktansteuerung als auch der Steuerung mittels EMS lediglich ein Sollwert für den maximalen netzwirksamen Leistungsbezug der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen ermittelt wird. Der reguläre Haushaltsstrom bzw. generell der Strombezug, der nicht durch eine steuerbare Verbrauchseinrichtung erfolgt, ist sowohl von der präventiven Steuerung als auch von der netzorientierten Steuerung gänzlich unbeeinflusst.

4.5. Bestimmung der Mindestleistung für den netzwirksamen Leistungsbezug

Der Betreiber hat gegenüber dem Netzbetreiber auch im Fall einer erforderlichen Steuerungsmaßnahme einen Anspruch auf Gewährung eines netzwirksamen Leistungsbezugs in einem Mindestumfang (nachfolgend: Mindestleistung), der insoweit die grundsätzliche Nutzbarkeit der Anlage sichert. Folglich kann der Netzbetreiber im Rahmen dieser Festlegung keine vollständige Abschaltung einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung anordnen, sondern muss permanent einen gewissen netzwirksamen Leistungsbezug in der jeweiligen Höhe ermöglichen. Ziffer 4.5. befasst sich mit der Frage der Ermittlung dieser Mindestleistung sowie mit der Berücksichtigung eines angemessenen Gleichzeitigkeitsfaktors bei Vorhandensein mehrerer steuerbarer Verbrauchseinrichtungen hinter einem Netzanschluss.

4.5.1. Anhebung Mindestleistung

Analog zu der Anhebung der Aufgreifschwelle für die Teilnahmeverpflichtung (vgl. oben 2.4.5.) wird die Mindestleistung ebenfalls von 3,7 kW auf 4,2 kW erhöht. Auch hier überzeugt der Hinweis einiger Stellungnehmender, dass jedenfalls für Ladepunkte für Elektromobile eine technisch bedingte Leistungsuntergrenze von 6 Ampere je Phase, die bei dem regulären dreiphasigen Betrieb rund einer Leistung von ca. 4,1 kW entspricht, nicht unterschritten werden sollte, um den Ladevorgang selbst im Falle erforderlicher Steuerungsmaßnahme seitens des Netzbetreibers grundsätzlich zu ermöglichen. Inklusiv eines technischen Sicherheitszuschlages wurde die Mindestleistung auf 4,2 kW festgesetzt. Dadurch wird vermieden, dass davon ein (unbeabsichtigter) Anreiz für ein Ausweichen auf ein einphasiges Laden ausgeht, mit dem, wie die Universität Hannover richtigerweise bemerkt, zusätzliche Gefahren für die konkrete Überlastung einzelner Netzkomponenten aufkommen könnten (Phasenschieflast).

4.5.2. Gleichbehandlung bei der Mindestleistung

Die Anhebung der Mindestleistung für Ladepunkte auf 4,2 kW wird auch von der Thüga AG geteilt. Jedoch fordern sowohl sie als auch der FNN, dass der netzwirksame Leistungsbezug nicht für alle steuerbaren Verbrauchseinrichtungen gleichermaßen erhöht werden sollte, da eine Erhöhung den Nutzen dieser Festlegung zur Stabilisierung der Netzspannung deutlich schmälern würde.

In der Gesamtschau der vorgetragenen Argumente lässt sich jedoch kein überzeugender Differenzierungsgrund hinsichtlich einer Begrenzung der Mindestleistung von Ladepunkten in Höhe von 4,2 kW einerseits und den sonstigen weiteren steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in Höhe von 3,7 kW andererseits finden. Stattdessen sieht die Beschlusskammer, ebenso wie die Universität Hannover, dass der mit einer potenziellen Differenzierung in Höhe von lediglich 500 Watt einhergehende Umsetzungsaufwand für alle Beteiligten (z.B. bei den Dokumentationspflichten) eine Differenzierung nicht rechtfertigt.

Hinsichtlich der Mindestleistung von Speichern wurde seitens der Netzbetreiber gefordert, dass dieser auf null gesetzt werden solle, da für diese, im Gegensatz zu den anderen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen im Falle einer Steuerung keine Komfort- oder Funktionseinschränkungen für deren Betreiber auftreten würden, sondern diesen allenfalls ein wirtschaftlicher Nachteil entstehen könnten.

Andererseits wird seitens der sonnen GmbH gefordert, die Mindestleistung ausschließlich für Speicher prozentual zu erhöhen, um eine gegebenenfalls erforderliche Dimmung von insbesondere Gewerbespeichern mit einer Netzanschlussleistung von bis zu rund 370 kW in ein nicht näher bezeichnetes „sinnvolles Verhältnis“ zu setzen. Richtig ist, dass eine netzorientierte Steuerung für jegliche Art der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen vorübergehend sowohl eine Komforteinbuße als auch eine Einschränkung der individuellen Möglichkeit, wirtschaftlich optimierend auf

marktliche Preissignale zu reagieren, mit sich bringen kann. Indes werden diese Nachteile im Gegenzug durch eine Reduktion der Netzentgelte und den Anspruch auf Sicherstellung des Netzan schlusses gemäß Ziffer 5. kompensiert. Darüber hinausgehende besondere Härten ausschließlich für Speicher, die eine spezifisch höhere Mindestleistung rechtfertigen könnten, sind nicht ersichtlich. Vielmehr zeichnen sich Stromspeicher ebenso wie Elektrofahrzeuge dadurch aus, dass sich durch ein zeitweises Dimmen der zulässigen Bezugsleistung der status quo des gespeicherten Energieinhalts nicht verschlechtert, sondern nur mit geringerer Geschwindigkeit verbessert. Dies gilt auch dann, wenn die gewährte Mindestleistung weniger als 40 % der Netzanschlusskapazität der Anlage beträgt.

4.5.3. Mindestleistung bei großen Wärmepumpen und Klimaanlage

Anders stellt sich dies für Wärmepumpen und Klimaanlage dar. Die zu erwärmenden oder zu kühlenden Gebäude verfügen über eine Durchlässigkeit, die es erforderlich macht, den Weiterbetrieb der Anlage zu gewährleisten, um das Temperaturniveau des Gebäudes zu halten. Dies wiederum funktioniert bei großen Anlagen nur, wenn die Mindestleistung in einem angemessenen Verhältnis zur Gesamtanschlussleistung steht, weil die Anlagen nicht beliebig nach unten modulieren können. Sehr viele Stellungnehmende haben darauf hingewiesen, dass zukünftig mit einem verstärkten Zubau von Großwärmepumpen, Hochtemperaturwärmepumpen mit einem höheren Gesamtleistungsbedarf sowie Konzepten mehrerer kaskadierender Wärmepumpen (im Weiteren zusammenfassend als Großwärmepumpen bezeichnet) hinter einem Netzanschluss zu rechnen sei. Wird der netzwirksame Leistungsbezug dieser Großwärmepumpen selbst vorübergehend auf 4,2 kW gedimmt, so ist ihre Funktionsfähigkeit aufgrund eines höheren Mindestbezugsbedarfs nicht gegeben.

Nicht nur der Fachverband Gebäude-Klima e.V., der Bundesindustrieverband Technische Gebäudeausrüstung e.V. und der Bundesverband Wärmepumpe e.V. schlagen daher eine Erhöhung der Mindestleistung in Form einer prozentualen Orientierung an der Netzanschlussleistung vor.

Die vorgetragenen Besonderheiten der Großwärmepumpen und die damit verbundene Komforteinbuße für den Betreiber bzw. im Besonderen die mit der Großwärmepumpe versorgten Haushalte unterscheiden sich signifikant von den weiteren steuerbaren Verbrauchseinrichtungen. Die Beschlusskammer sieht daher die prozentuale Dimmung von Großwärmepumpen in Relation zu der Netzanschlussleistung als gebotenes Mittel, den besonderen Anforderungen der Großwärmepumpen Rechnung zu tragen.

4.5.4. Konkrete Ermittlung der Mindestleistung

Um die Höhe der zu gewährenden Mindestleistung bei steuerbaren Verbrauchseinrichtungen mit Direktansteuerung nach Ziffer 4.4.a. zu ermitteln, sieht Ziffer 4.5.1. daher bei allen Anlagen grundsätzlich die zuvor erläuterte Mindestleistung in Höhe von 4,2 kW vor.

Für den Anwendungsbereich der direkt angesteuerten Wärmepumpen und Klimaanlageanlagen oberhalb von 11 kW Netzanschlussleistung gilt aufgrund der oben ausgeführten Gründe die Sonderregel der Ermittlung der Mindestleistung in prozentualer Abhängigkeit von der Netzanschlussleistung. Der hierfür anzusetzende Skalierungsfaktor, mit dem die Netzanschlussleistung zur Berechnung der gewährten Mindestleistung zu multiplizieren ist, muss angemessen sein. Bis zum Inkrafttreten einer durch die Netzbetreiber nach Tenorziffer 2.f. zu erarbeitenden Empfehlung wird zur Schaffung von Rechtssicherheit für Netzbetreiber wie für Betreiber steuerbarer Verbrauchseinrichtungen die Einhaltung der Angemessenheit vermutet, wenn der Skalierungsfaktor 0,4 beträgt. Dies entspricht gerundet dem Verhältnis bei Anlagen mit 11 kW Netzanschlussleistung und 4,2 kW Mindestleistung.

Bei der Berechnung der gesamthaft zugestandenen Mindestleistung ist im Fall steuerbarer Verbrauchseinrichtungen, die mittels EMS gesteuert werden, zusätzlich ein Gleichzeitigkeitsfaktor zu berücksichtigen. Im Rahmen der Konsultation haben die Beschlusskammer einige Rückfragen zur Bestimmung und Berücksichtigung des Gleichzeitigkeitsfaktors erreicht, so dass eine tabellarische Vorgabe des Gleichzeitigkeitsfaktors bzw. der Berechnungsformel der Mindestleistung aufgenommen wurde. Folglich ist ab dem Inkrafttreten der Festlegung ein bundeseinheitlicher Gleichzeitigkeitsfaktor zu berücksichtigen. Dieser schafft nicht nur Transparenz und ermöglicht es allen Beteiligten, die Mindestleistung zu errechnen, sondern vermeidet zugleich eine ungleiche Behandlung der Betreiber.

Nicht zu überzeugen wusste die Forderung des ZVEI e.V. und mancher Netzbetreiber nach der Bestimmung eines individuellen Gleichzeitigkeitsfaktors durch den jeweiligen Anschlussnetzbetreiber. Ursächlich für diese Forderung dürfte allerdings ein Missverständnis sein. Der mit dieser Festlegung bestimmte bundeseinheitliche Gleichzeitigkeitsfaktor findet lediglich Anwendung für die Bestimmung der gesamthaft zu gewährenden Mindestleistung im Falle der Steuerung mittels EMS nach Ziffer 4.5.2. So kann und muss der Netzbetreiber weiterhin beispielsweise den in der Netzplanung für die erforderliche Abschätzung der zeitgleichen Höchstlast verwendeten planerischen Gleichzeitigkeitsfaktor selbst bestimmen.

Den Sockel der gesamthaft zu gewährenden Mindestleistung bildet die Mindestleistung für eine eventuell vorhandene Großwärmepumpe oder Anlage zur Raumkühlung. Sollte keine derartige steuerbare Verbrauchseinrichtung vorhanden sein, beläuft sich der Sockel stets auf 4,2 kW. Ab der zweiten steuerbaren Verbrauchseinrichtung erhöht sich die Mindestleistung. Dieser Wert ergibt sich aus der Multiplikation von 4,2 kW mit einem gestaffelten Gleichzeitigkeitsfaktor, da mit

steigender Anzahl der angeschlossenen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen die Wahrscheinlichkeit für deren gleichzeitigen Betrieb deutlich abnimmt.

Die vorgenommene Differenzierung ist auch verhältnismäßig und stellt insbesondere keinen Verstoß gegen das Gleichbehandlungsgebot aus Art. 3 Absatz 1 Grundgesetz (GG) dar.

Die Beschlusskammer geht davon aus, dass bereits kein vergleichbarer Sachverhalt vorliegt. Das Gleichheitsgebot aus Art. 3 Absatz 1 GG gebietet, Gleiches gleich und Ungleiches seiner Eigenart entsprechend verschieden zu behandeln. Der Gleichheitssatz ist verletzt, wenn wesentlich Gleiches willkürlich ungleich oder wesentlich Ungleiches willkürlich gleich behandelt wird.⁸

Die verschiedenen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen haben unterschiedliche Funktionen, dienen verschiedenen Zwecken und benötigen verschiedene netzwirksame Leistungsbezüge für ihre Funktionsfähigkeit. Während Großwärmepumpen und Klimaanlage der Erzeugung von Wärme bzw. Raumkühlung dienen, dienen Ladepunkte für Elektrofahrzeuge der Fortbewegung. Anlagen zur Speicherung der elektrischen Energie (Stromspeicher) hinsichtlich der Stromentnahme (Einspeicherung) dienen insbesondere der wirtschaftlichen Optimierung bzw. Stärkung der Autarkie. Selbst wenn man annimmt, dass darin keine unterschiedlichen Sachverhaltskonstellationen liegen und somit ein vergleichbarer Sachverhalt vorliegt, so ist eine Ungleichbehandlung jedenfalls gerechtfertigt.

Denn anders als bei Stromspeichern oder bei Ladepunkten für Elektrofahrzeuge ist die Funktionsfähigkeit von Großwärmepumpen oder entsprechend großen Klimaanlage selbst durch eine vorübergehende Dimmung des netzwirksamen Leistungsbezugs auf 4,2 kW nicht gegeben. Derartige Anlagen sind nur bis zu einem bestimmten Faktor in der Lage, die Systemleistung modulierend herunterzusetzen. Unterhalb der jeweiligen Mindestschwelle stellen die Anlagen den Betrieb ein. Ohne die festgelegte Mindestbezugsleistung wäre somit etwa auch die vorgeschriebene Sollwerttemperatur, die insbesondere auch der Vermieter gegenüber seinen Mietern zu gewährleisten hat,⁹ nicht einzuhalten. Der Beschlusskammer sind keine Möglichkeiten bekannt, wie in diesen Fällen anderweitig die erforderliche Sollwerttemperatur eingehalten werden könnte. Insbesondere Mieter sind auf die Funktionsfähigkeit der Großwärmepumpe angewiesen, andernfalls können sie ihre Wohnung nicht beheizen. Alternativen wie z.B. im Falle der Elektromobilität das Laden an einem nicht der netzorientierten Steuerung unterworfenen öffentlichen Ladepunkt oder das unter Ziffer 3.2. ausgeführte Pooling von Speichern sind hier nicht denkbar. Stromspeicherbetreiber hingegen können beispielsweise im Fall des Angebots eines Produkts zur kurzfristigen Entnahme des Stroms aus dem Netz durch eine entsprechende Strukturierung ihres Pools dafür sorgen,

⁸ Vgl. BVerfG, Beschluss vom 24.03.1976 – 2 BvR 804/75, Juris-Rn. 23.

⁹ Vgl. Eisenschmid in Schmidt-Futterer, Mietrecht, 15. Auflage 2022, § 535 Rn. 392.

dass sich die Speicher in verschiedenen Netzbereichen befinden und die temporäre Auswirkung im Ultima-ratio-Fall demnach gering ist. Einer solchen Strukturierung bedarf es auch schon deshalb, weil es andernfalls im Falle einer Wartung oder eines Schadens zu einem Ausfall kommen kann. Die Beschlusskammer erachtet es als ausgeschlossen, dass die netzorientierte Steuerung gleichzeitig in den verschiedenen Netzbereichen, in denen die Betreiber ihre Stromspeicher angeschlossen haben, durchgeführt werden wird. Durch eine passende und sinnvolle Strukturierung können die wirtschaftlichen Nachteile der Stromspeicherbetreiber minimiert werden.

Ferner ist die Netzanschlussleistung großer Wärmepumpen und Klimaanlage in der Regel weit unter den bereits erwähnten Großspeichern anzusetzen, so dass für viele Großwärmepumpen nicht allein deshalb ein Anschluss in einer höheren Spannungsebene geboten wäre.

Gleichzeitig sind Großwärmepumpen ein zentraler Baustein der Energiewende und der Bemühungen zur Reduktion des CO₂-Ausstoßes. Sie sollen insbesondere die Wärmeversorgung größerer Wohn- und Nicht-Wohneinheiten sowohl im Neubau als auch Bestandsbereich sicherstellen. Der Betreiber einer Großwärmepumpe stellt daher insbesondere in großen Mieteinheiten nicht nur die Wärmeversorgung eines Haushalts, sondern mehrerer Haushalte sicher. Um das Regelwerk weitestgehend technologieoffen auszugestalten, der Bau- und Wohnungswirtschaft Raum für die Umsetzung individueller Heiz- und Klimatisierungskonzepte zu geben sowie mögliche Umgehungstatbestände auszuschließen, wird eine Gesamtbetrachtung der eingesetzten Wärmepumpen bzw. Klimageräte vorgenommen.

Insbesondere überwiegt hier jedoch die soziale, gesundheitsfördernde Funktion, die der Wärmepumpe zukommt. Einer ausreichend temperierten Wohnung kommt eine höhere Bedeutung zu, als einer möglichen Komforteinbuße im Rahmen der E-Mobilität oder einem eventuellen wirtschaftlichen Nachteil eines Stromspeicher-Betreibers. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf eine mögliche Gesundheitsbeeinträchtigung und die durch Art. 2 Absatz 2 Satz 1 GG grundrechtlich geschützte körperliche Unversehrtheit der Bewohner. Einbußen im Bereich des Wärmesektors sind durch ihre gesundheitlichen Auswirkungen auf die Bewohner mit schwerwiegenden Konsequenzen verbunden als Komfort- oder wirtschaftliche Einbußen im Bereich der E-Mobilität oder im Bereich des Stromspeicherbetriebs. Insbesondere im Fall von Großwärmepumpen würde eine Beeinträchtigung der Funktionsfähigkeit unmittelbar eine Vielzahl von Bewohnern betreffen – und damit auch die Gesundheit, mindestens aber das körperliche Wohlbefinden einer Vielzahl von Bewohnern. Dieser Aspekt wiegt schwerer als der wirtschaftliche Nachteil eines einzelnen Stromspeicherbetreibers oder die Komforteinbuße eines Einzelnen hinsichtlich seines Ladepunktes für sein Elektrofahrzeug.

4.6. Umsetzung der netzorientierten Steuerung durch den Betreiber

Die Ausstattung der Messstelle mit den erforderlichen Mess- und Steuerungseinrichtungen, die Durchführung der Steuerung sowie die Übermittlung der damit verbundenen Daten richtet sich insbesondere nach Vorgaben des EnWG und des MsbG. Darüber hinaus hat die Entscheidung des Betreibers für eine Direktansteuerung einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung oder die Ansteuerung eines EMS zur Bündelung mehrerer steuerbarer Verbrauchseinrichtungen hinter einem Netzanschluss Einfluss auf die erforderlichen Mess- und Steuerungseinrichtungen. Der Betreiber hat sicherzustellen, dass die für das Mess- bzw. Steuerungskonzept erforderlichen technischen Einrichtungen eingebaut und jederzeit technisch betriebsbereit sind sowie dass der seitens des Netzbetreibers vorgegebene gewährte netzwirksame Leistungsbezug nicht überschritten wird.

4.6.1. Pflicht des Betreibers zur Beauftragung der Steuerungsanbindung

Der Betreiber hat dafür Sorge zu tragen, dass seine steuerbare Verbrauchseinrichtung mit den notwendigen technischen Einrichtungen einschließlich Steuerungseinrichtungen auf seine Kosten ausgestattet wird. Er hat jedenfalls dann alles Erforderliche getan, wenn er den Messstellenbetreiber nach § 34 Absatz 2 MsbG mit den erforderlichen Zusatzleistungen beauftragt hat. Mit der Auftragserteilung genügt er seinen Verpflichtungen, vgl. § 14a Absatz 4 Satz 3 EnWG. Bereits die Beauftragung des Messstellenbetreibers entfaltet eine Exkulpationswirkung und dem Betreiber kann keine Pflichtverletzung vorgeworfen werden, wenn bis zur Ausführung des Auftrags die Steuerbarkeit noch nicht hergestellt werden kann.¹⁰

Zudem könnte sich der Betreiber grundsätzlich auch an den Netzbetreiber wenden. Gemäß § 34 Absatz 2 Nr. 2 MsbG können Netzbetreiber (Energieversorgungsunternehmen im Sinne des MsbG) nach § 34 Absatz 2 Satz 2 Nr. 2 MsbG für sich oder ihre Kunden Zusatzleistungen zur Steuerung von Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG verlangen. Dies erfasst auch Steuerungseinrichtungen.

Beauftragt der Betreiber den Netzbetreiber mit der Herstellung der Steuerbarkeit für die Belange von § 14a EnWG, räumt dies dem Netzbetreiber die Möglichkeit ein, vom sofortigen Einbau möglicherweise veralteter Technik abzusehen, sofern es im betroffenen Niederspannungsstrang aufgrund vorhandener Kapazitäten keinen akuten Steuerungsbedarf geben sollte. Dadurch könnten unnötige Einbaukosten vermieden werden. Sobald im betroffenen Strang eine konkrete Steuerung notwendig werden sollte, müsste der vom Betreiber beauftragte Netzbetreiber beim Messstellenbetreiber im Namen und auf Kosten des Betreibers den Einbau der notwendigen Technik bei diesem verlangen. Für den Betreiber, der seine Pflicht mit Beauftragung des Netzbetreibers erfüllt

¹⁰ Vgl. BT-Drs. 20/6457, S. 72.

hat, wäre dies mit Vorteilen verbunden: Unabhängig davon, wann der Einbau der Steuerungstechnik stattfindet, erhält er die Netzentgeltreduzierung. Solange der Einbau nicht erfolgt ist, kann er tatsächlich nicht netzorientiert gesteuert werden.

Entscheidet der Betreiber sich dafür, direkt den Messstellenbetreiber zu beauftragen, könnte dieser den Betreiber darauf verweisen, dass es aktuell gegebenenfalls noch keine tauglichen Steuerungseinrichtungen gebe. Dies wäre zwar nicht zum Nachteil des Betreibers, könnte sich aber nachteilhaft für den Netzbetreiber auswirken, falls tatsächlich Steuerungsbedarf im konkreten Netzbereich besteht und der Messstellenbetreiber dem Auftrag des Betreibers nicht unverzüglich nachkommen sollte. Hier ist jedoch § 34 Absatz 2 Satz 3 MsbG zu beachten. Danach können Messstellenbetreiber dem Anspruchsteller die Bereitstellung von Zusatzleistungen nach Satz 2 nur so lange und insoweit verweigern, wie die Bereitstellung von Zusatzleistungen aus technischen Gründen nicht möglich ist oder die Messstellenbetreiber nach § 31 Absatz 1 MsbG von der Erbringung der Leistung befreit sind. Demnach kann der Messstellenbetreiber den Einbau von Steuerungseinrichtungen nur verweigern, wenn ihm dies technisch unmöglich ist. Zudem sieht § 34 Absatz 2 Satz 2 Nr. 5 MsbG vor, dass die zusätzliche Ausstattung von Messstellen mit notwendigen technischen Einrichtungen einschließlich Steuerungseinrichtungen innerhalb von vier Monaten ab Beauftragung, ihre informationstechnische Anbindung an ein Smart-Meter-Gateway und den notwendigen erweiterten Messstellenbetrieb zur Umsetzung gesetzlicher Anforderungen nach § 34 Absatz 2 Satz 2 Nr. 2 Buchstabe a MsbG zu erfolgen hat.

4.6.2. Technische Anbindung der steuerbaren Verbrauchseinrichtung

Für die technische Anbindung einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung an die in der Regel vom Messstellenbetreiber bereitzustellende Steuerungstechnik (etwa an die Steuerbox) und die sich dabei stellende Frage, wie die Ansteuerung konkret zu realisieren ist (physikalische Schnittstelle, logische Beschaltung) wird zur Gewährleistung des Investitions- und Vertrauensschutzes des Betreibers zu differenzieren sein:

Grundsätzlich kann der Messstellenbetreiber gegenüber dem Betreiber, der die Anbindung seiner Anlage nachfragt, eine bestimmte technische Anbindungs- und Ansteuerungsart dann verlangen, wenn die geforderten Standards frühzeitig transparent und nachvollziehbar durch den Messstellenbetreiber und bestenfalls parallel auch durch den Netzbetreiber (als Vertragspartner des Betreibers im Rahmen des § 14a) veröffentlicht worden sind und der Betreiber sich bei der Wahl der anzuschaffenden Anlage hierauf einstellen kann. Dabei präferiert die Beschlusskammer zur Vorbeugung gegen Marktsegmentierung idealerweise bundesweit einheitlich definierte Standards, was durch die in Tenorziffer 2 adressierten Empfehlungen nachdrücklich unterstützt werden soll.

Solange derartige Schnittstellenvorgaben durch den jeweiligen Messstellenbetreiber noch nicht veröffentlicht sind sieht es die Kammer als Aufgabe des Messstellenbetreibers an, jeweils passende Steuerungstechnik bereitzustellen, die eine Ansteuerung der steuerbaren Verbrauchseinrichtung ermöglicht. Bei heute im Einsatz befindlichen Anlagen dürfte es sich hierbei einstweilen um die Ansteuerung mittels potentialfreier Relaiskontakte handeln oder um vorgeschaltete Schütze handeln.

4.6.3. Möglichkeit zur feingranularen Steuerung

Der Betreiber steuerbarer Verbrauchseinrichtungen kann den jeweils zugestandenen netzwirksamen Leistungsbezug in seiner Kundenanlage nach seinen Bedürfnissen einsetzen. Dies bedeutet auch, dass, sofern es einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung aus technischen Gründen nicht möglich ist, den netzwirksamen Leistungsbezug auf den vom Netzbetreiber vorgegebenen Wert zu reduzieren, eine Einsenkung der Verbrauchseinrichtung auf den nächstgeringeren Wert zu erfolgen hat, Ziffer 4.6. Satz 2. Denn insoweit liegt es in der Auswahlverantwortung des Betreibers, ob er durch eine entsprechend hochwertige technische Ausstattung seiner steuerbaren Verbrauchseinrichtung (etwa durch die Möglichkeit zur feingranularen Leistungsreduktion) bestmöglich von der ihm jeweils eingeräumten Höhe der zulässigen netzwirksamen Leistung Gebrauch macht oder ob er sich etwa entscheidet, zugunsten einer kostengünstigen Regelungstechnik eine nur grob steuernde Anlage („an / aus“) einzusetzen. Diese letztlich auf Wirtschaftlichkeitserwägungen der Betreiber teilnahmepflichtiger Anlagen basierende Entscheidung darf sich indes nicht zum Nachteil des Netzbetreibers bei der Gesamteffektivität des § 14a-Systems auswirken.

4.7. Separater Zählpunkt für steuerbare Verbrauchseinrichtungen

Für alle von der Festlegung vorgesehenen Fallkonstellationen stellt Ziffer 4.7. klar, dass grundsätzlich kein separater Zählpunkt eingerichtet werden muss. Zählpunkt ist in diesem Kontext als bilanzierungsrelevanter Zähler zu verstehen. Anders als in den bis zum 01.01.2023 geltenden Altfassungen des § 14a EnWG, die für steuerbare Verbrauchseinrichtungen stets einen separaten Zählpunkt verlangten, wurde in der hier getroffenen Festlegung von dieser Forderung Abstand genommen. Grund sind insbesondere Kosten, die durch nachzurüstende Zählerplätze entstehen könnten und von denen der jeweilige Betreiber einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung entlastet werden soll. Dies wird seitens vieler Konsultationsteilnehmer begrüßt.

Sofern aus anderen Gründen, z.B. zur Erlangung von Vergünstigungen bei Umlagen, Konzessionsabgaben oder aufgrund von Vorgaben der Beschlusskammer 8,¹¹ eine separate Messung der

¹¹ Vgl. Modul 2 der Beschlusskammer 8, BK8-22/010-A.

steuerbaren Verbrauchseinrichtung erforderlich ist, ist dies auf Wunsch des Betreibers möglich, für die Zwecke dieser Festlegung allerdings nicht erforderlich.

Die hier geregelte Frage des Verzichts auf die Notwendigkeit eines weiteren bilanzierungsrelevanten Zählers ist indes nicht zu verwechseln mit der Frage, ob bei Nutzung einer Steuerung mittels EMS (Ziffer 4.4.b.) nicht zum Nachweis der Einhaltung des Gesamtsollwertes des netz-wirksamen Leistungsbezuges zusätzliche Betriebsmessungen erforderlich sind.

4.8. Kein bilanzieller Ausgleich

Ziffer 4.8. stellt klar, dass im Gegenzug für das geänderte Verbrauchsverhalten des Letztverbraucher, das durch eine temporäre Reduzierung des netzwirksamen Leistungsbezuges eintreten kann, kein bilanzieller Ausgleich im Bilanzkreis des den Letztverbraucher beliefernden Lieferanten stattfindet. Insbesondere statuiert diese Festlegung auf Seiten des eine Reduzierung anfordernden Netzbetreibers keine Verpflichtung zur Durchführung eines derartigen Ausgleichs.

Die Beschlusskammer folgt damit ausdrücklich nicht entsprechenden Forderungen von Seiten einiger Lieferanten und Bilanzkreisverantwortlicher. Hiergegen sprechen mehrere Gründe. So ist bereits nicht davon auszugehen, dass im Rahmen der Bewirtschaftung eines Bilanzkreises das konkrete Verbrauchsverhalten eines einzelnen Kunden in der Niederspannung prognostisch so exakt in die Gesamtrechnung einfließt, dass die Durchführung einer netzorientierten Steuerung einen signifikanten oder wenigstens spürbaren Einfluss auf die Ausgeglichenheit des Bilanzkreises haben könnte. Vielmehr deuten die der Beschlusskammer vorliegenden Erfahrungen aus dem Bereich der Bilanzkreisbewirtschaftung in der Praxis eher darauf hin, dass es sich tatsächlich vielmehr um eine Verbrauchskurve der Gesamtheit der zu bilanzierenden Kunden handelt, die der Bewirtschaftung zugrunde liegt. Bei dieser kommt es zu einer natürlichen Durchmischung des stochastischen Verbrauchsverhaltens aller Kunden im Sinne eines „Grundrauschens“. Der nicht in der üblichen leistungsmäßigen Höhe erfolgende Bezug eines Kunden, der gerade von einer netzorientierten Steuerung betroffen ist, unterscheidet sich im Ergebnis auch nicht von der Situation eines von Steuerungsmaßnahmen überhaupt nicht tangierten, aber aus anderen Gründen derzeit keinen Strom beziehenden Kunden (Abwesenheit, Urlaub, Krankheit). Der BKV ist ohnehin verpflichtet, die Prognose des Verbrauchsverhaltens der Gesamtheit seiner Kunden stets zu überprüfen und zu verbessern. In diesem Zuge werden Steuerungsmaßnahmen automatisch in seine Prognose einfließen.

Überdies stünden nach Überzeugung der Beschlusskammer auch Gesichtspunkte der praktischen Undurchführbarkeit dem Ansinnen eines bilanziellen Ausgleichs entgegen. Denn allein der entstehende Aufwand für die Berechnung hypothetischer Strombezugskurven, die einem Ausgleich zugrunde zu legen wären, wäre im Massenmarkt der Niederspannungskunden erheblich,

der Gewinn für den Bilanzkreisverantwortlichen aber aufgrund des wie aufgezeigt ohnehin höchst stochastischen Kundenverhaltens fraglich.

Soweit Bilanzkreisverantwortliche ihrer Sorge Ausdruck verliehen haben, die durch Maßnahmen der netzorientierten Steuerung verursachten Verwerfungen im Bilanzkreis könnten für den jeweiligen Bilanzkoordinator Anlass für Vorwürfe wegen nicht ausgeglichener Bilanzkreisbewirtschaftung gemacht werden, so überzeugt auch dies nicht. Im Rahmen dieser Festlegung ist sichergestellt, dass die Lieferanten vom Netzbetreiber stets die Information über eine durchgeführte netzorientierte Steuerung erhalten. Sie hätten damit im Ernstfall die Möglichkeit der Nachweisführung, falls Unausgeglichheiten im Bilanzkreis tatsächlich durch derartige Steuerungsmaßnahmen verursacht worden sein sollten.

5. Sicherstellung des Netzanschlusses

Aufgrund der verpflichtenden Teilnahme der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen an der netzorientierten Steuerung kann der Netzbetreiber den Anschluss und die Nutzung ebendieser im Rahmen eines bestehenden oder zu errichtenden Anschlusses insbesondere nicht gemäß §§ 17 Absatz 2, 18 Absatz 1 Nr. 1 EnWG mit Verweis auf mangelnde Netzkapazität verzögern oder ablehnen.

Gesetzlich verbürgt steht dem Letztverbraucher zunächst ein Anspruch auf Netzanschluss zu, der sowohl den Anschluss der steuerbaren Verbrauchseinrichtung als auch dessen Nutzung zum Betrieb derselben im Rahmen des bestehenden oder zu begründenden Anschlussverhältnisses umfasst. Dabei kann dahinstehen, ob der Anspruch im konkreten Fall unmittelbar aus der Anschlusspflicht der §§ 17 Absatz 1, 18 Absatz 1 EnWG hergeleitet wird, sich aus dem Nutzungsrecht im Rahmen eines bestehenden Anschlussverhältnisses im Sinne von § 18 Absatz 1 EnWG i.V.m. § 16 Absatz 1 Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) oder einer Erweiterung desselben im Sinne von § 18 Absatz 1 EnWG i.V.m. § 19 Absatz 1 NAV ergibt. Die Anschlusspflicht besteht auch ungeachtet der Frage, ob der Netzbetreiber netzorientiert i.S.v. Ziffer 4. oder übergangsweise präventiv i.S.v. Ziffer 10.5. in seinem Netz zur Steuerung in der Lage ist.

Der Gesetzgeber hat in § 17 Absatz 1 EnWG Ladepunkte für Elektromobile sowie Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie ausdrücklich aufgenommen und in die Anschlusspflicht einbezogen. Auch § 18 EnWG in Verbindung mit den Vorgaben der NAV sichert den Anspruch des Letztverbrauchers auf Herstellung und Nutzung des Anschlusses im Rahmen der vereinbarten Kapazität, was den Anschluss und Betrieb steuerbarer Verbrauchseinrichtungen einschließt. Kommt es durch den Anschluss einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung zu einer leistungserhöhenden oder mit möglicher Netzzurückwirkung behafteten Erweiterung oder Änderungen einer Kun-

denanlage, ist die Verwendung der zusätzlichen Verbrauchsgeräte, unter denen Ladeeinrichtungen für Elektromobile explizit genannt sind, dem Netzbetreiber gemäß § 19 Absatz 2 NAV grundsätzlich nur mitzuteilen. Im Umkehrschluss ist die Integration der Verbrauchseinrichtung in eine bestehende Kundenanlage grundsätzlich von der allgemeinen Anschlusspflicht und dem damit einhergehenden Nutzungsrecht ohne weiteres umfasst. Erst wenn der Anschluss von Ladeeinrichtungen eine Summen-Bemessungsleistung von 12 Kilovoltampere (kVA) überschreitet, löst dies eine notwendige Zustimmung des Netzbetreibers aus, welche zugleich mit einer Abhilfepflicht verbunden ist.

Das Recht auf Anschluss und Anschlussnutzung besteht für steuerbare Verbrauchseinrichtungen insofern unstreitig. Dennoch wurde bereits im Vorfeld der Festlegung und im Rahmen der Konsultation des Eckpunktepapiers von vielen Seiten die Befürchtung geäußert, dass es in der Praxis zu Verzögerungen bei der Realisierung des Anschlusses unter dem Vorwand mangelnder Kapazität im Netz kommt.

Einer mutwilligen Verzögerung oder Ablehnung des Anschlusses einer steuerbaren Verbrauchsanlage widerspricht bereits, dass eine Verweigerung des Anschlusses oder der Anschlussnutzung grundsätzlich nur unter äußerst engen Voraussetzungen möglich ist. Das der gesetzlichen Anschlusspflicht gegenüberstehende Ablehnungsrecht beschränkt sich gem. § 17 Absatz 2 EnWG auf Fälle, in denen dem Netzbetreiber ein Netzanschluss nachweislich aus betriebsbedingten oder sonstigen wirtschaftlichen oder technischen Gründen unter Berücksichtigung der Zwecke des § 1 EnWG nicht möglich oder nicht zumutbar ist. Keine geringen Anforderungen dürfen dem Begehren eines Anschlusses der steuerbaren Verbrauchseinrichtung entgegengestellt werden. Dies gilt ungeachtet der Frage, ob die steuerbare Verbrauchseinrichtung im Rahmen eines bestehenden oder gänzlich neu herzustellenden Netzanschlusses integriert wird.

Einer Verweigerung aufgrund eines möglichen Kapazitätsmangels steht weiterhin die gesetzliche Systematik des § 14a EnWG entgegen. Die Anschlusspflicht korreliert, wie oben zu Ziffer 3 ausgeführt, mit einem Kontrahierungszwang des Letztverbrauchers oder des Betreibers der steuerbaren Verbrauchseinrichtung zur Teilnahme an der Steuerung nach § 14a EnWG. Die netzorientierte Steuerung garantiert dem Netzbetreiber die Möglichkeit eines Eingriffs ultima ratio als Lösung im Fall einer temporären, lokalen Netzüberlastung. Zugleich kommt auf Seiten des Netzbetreibers die Pflicht zum bedarfsgerechten Netzausbau, auf welche Ziffer 6.1. verweist, zum Tragen. Die Teilnahmepflicht an der netzorientierten Steuerung dient insoweit dazu, die Zeit während einer für den Anschluss gegebenenfalls erforderlichen bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung oder Ausbau des Netzes zu überbrücken. Aufgrund der verpflichtenden Teilnahme an der netzorientierten Steuerung entfällt damit aber grundsätzlich jede Rechtfertigung, die Realisierung

eines Anschlusses der steuerbaren Verbrauchseinrichtung oder deren vereinbarte und bestimmungsgemäße Nutzung insbesondere unter dem Vorwand möglicherweise unzureichender Kapazität zu verzögern oder abzulehnen.

Zahlreiche Konsultationsteilnehmer haben angemerkt, dass es Fälle geben kann, in denen ein Anschluss nicht unbedingt realisiert werden kann, beispielsweise weil die Netzsicherheit durch einen in kürzester Zeit erfolgten Zubau gefährdet ist und eine Betriebsmittelüberlastung auch durch eine Steuerung nicht verhindert werden kann. Denkbar seien insbesondere Fälle, in denen der Anschluss gleich mehrerer steuerbarer Verbrauchseinrichtungen aufgrund der hohen Bezugsleistung die Kapazität der Betriebsmittel im Netzstrang in Summe überschreitet. Weiter vorgetragen wurden Fälle von Stichleitungen zu unverhältnismäßig hohem Aufwand, von Kunden gewünschte und aus Sicht des Netzbetreibers überdimensionierte Anschlussleistung sowie Fälle, in denen zuerst Voraussetzungen in der Kundenanlage für den Anschluss geschaffen werden müssen.

Dem ist zunächst insoweit zuzustimmen, als fehlende Voraussetzungen in der Kundenanlage nicht dem Netzbetreiber angelastet werden können. Weiterhin ist nicht auszuschließen, dass dem Anschluss der steuerbaren Verbrauchseinrichtung, abhängig von der Situation im Einzelfall, notwendige Maßnahmen der Netzertüchtigung vorausgehen. Lässt ein Anschluss beispielsweise einer größeren Anlage oder gleich mehrerer steuerbaren Verbrauchseinrichtungen eine nicht nur temporäre Überlastung der Betriebsmittel im Netzstrang erwarten, kann der Anschluss gegebenenfalls nicht sofort, sondern erst nach der notwendigen Herstellung technischer Voraussetzungen oder Ausbau der Kapazität des Netzstrangs realisiert werden. Dies gilt aber nur solange, wie der Netzbetreiber seiner Netzausbaupflicht i.S.v. § 11 Absatz 1 EnWG üblicherweise nachkommen darf und muss. Es rechtfertigt sich also keine generelle Ablehnung oder Verschleppung.

Die Berechtigung und das notwendige Vorgehen zur schnellstmöglichen Realisierung des Anschlusses sind abhängig von den technischen Bedingungen und der Situation im Einzelfall. Die Frage, ob sich ein Netzbetreiber zu Recht auf eine technische oder wirtschaftliche Unmöglichkeit oder Unzumutbarkeit des Anschlusses berufen darf, kann jeweils nur im Einzelfall beurteilt, im Zweifel aber auch überprüft werden. Um mögliche berechtigte Einwände des Netzbetreibers nicht gänzlich in Situationen auszuschließen, in denen nach geltenden Grundsätzen die Herstellung oder Erweiterung eines Anschlusses unmöglich oder nur mit untragbarem Aufwand verbunden wäre, folgt die Beschlusskammer auf die im Rahmen der Konsultation vorgebrachten Bedenken hin einem im Vergleich zur Konsultationsfassung angepassten Formulierungsvorschlag des BDEW. Ziffer 5 stellt nunmehr ausdrücklich klar, dass eine Verweigerung jedenfalls aufgrund mangelnder Kapazität ausscheidet.

Anders als einzelne Konsultationsteilnehmer meinen, bestimmt die vorliegende Festlegung somit auch keine Abweichung von gesetzlichen Vorgaben zum Netzanschluss sowie -ausbau. Auch lässt Ziffer 5 entgegen der Ansicht der Bitkom e.V., BNE und EnBW Baden-Württemberg AG den Zustimmungsvorbehalt des Netzbetreibers bei Inbetriebnahme von Ladeeinrichtungen größer 12 kVA gemäß § 19 Absatz 2 Satz 3 NAV nicht entfallen. Eine Verweigerung der Zustimmung und damit des Rechts auf Netzanschluss dürfte aber gleichfalls den beschriebenen Anforderungen folgen und damit nur im eng begrenzten Ausnahmefall in Betracht kommen.

Soweit die E.ON SE moniert, dass zum Geltungszeitpunkt der Festlegung in überwiegenden Fällen technisch lediglich herkömmliche Steuerungstechnik nach festen Zeiten und eine rechnerische Ermittlung der Netzauslastung ohne Messtechnik möglich sei, was nicht genüge, um alle Anschlussanfragen entsprechend zuzulassen, kann hieraus keine Ausnahme von der Anschlusspflicht hergeleitet werden. Im Zweifel sind fehlende Daten zu erheben, wozu im Markt nach Kenntnis der Beschlusskammer bereits verschiedene Methoden und technische Möglichkeiten erfolgreich erprobt wurden. Dem erwarteten Zubau von steuerbaren Anlagen im Netz geht schließlich schon ein längerer Zeitraum voraus, in dem Maßnahmen der Digitalisierung der Netze initiiert werden konnten. Die Unkenntnis der Auslastung eines lokalen Netzbereichs rechtfertigt eine Verzögerung oder Ablehnung des Anschlusses jedenfalls aber nicht.

Schließlich kommt die Beschlusskammer nicht der Anregung nach, Vorgaben für die Bemessung und Zuteilung von Anschlussleistung sowie standardisierte Verfahren und Prozesse für die Herstellung des Netzanschlusses aufzunehmen, da die hiermit adressierten Anschlussfragen grundsätzlich nicht Gegenstand der vorliegenden Festlegung sind.

6. Netzausbau

6.1. Bedarfsgerechter Netzausbau

Ziffer 6.1. stellt klar, dass die gesetzliche Pflicht nach § 11 Absatz 1 EnWG zur bedarfsgerechten Netzerhaltung dauerhaft und uneingeschränkt gilt. Demnach sind Netzbetreiber verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist. Grundsätzlich muss nach geltenden Maßstäben nur ein dauerhaft bestehender Bedarf an angemessener und kostengünstiger Infrastruktur geschaffen und aufrechterhalten werden. Zudem kommen als milderer Mittel zu einem Ausbau des Netzes zuerst Maßnahmen einer Netzoptimierung in Betracht.

Anders als einzelne Konsultationsteilnehmer meinen, regelt Ziffer 6. insoweit keine Abweichung von der gesetzlichen Pflicht, sondern verweist auf die Anwendung der bereits geltenden Grund-

sätze. Die gesetzliche Pflicht wird allerdings im Licht des erwarteten und als Beitrag zur Energiewende verlangten starken Zuwachses an steuerbaren Verbrauchseinrichtungen ausgelegt. Absatz 1 konkretisiert die Pflicht zum bedarfsgerechten Netzausbau und bestimmt, dass Netzbetreiber bei der Betrachtung des Netzausbaubedarfs die durch die Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen erwartete höhere Gleichzeitigkeit sowie möglicherweise notwendige Eingriffe, die auf einen Bedarf zur Ertüchtigung oder Erweiterung einzelner Netzbereiche hindeuten, vorausschauend in ihrer Planung berücksichtigen müssen. Dabei gilt es auch, das für die jeweilige Region geltende Regionalszenario nach § 14d EnWG in die Planung einzubeziehen.

Dem Einwand der TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG., § 14d EnWG beziehe sich nur auf die Höchst- und Mittelspannung, kann insoweit nicht gefolgt werden, als § 14d EnWG dem Wortlaut nach, vorbehaltlich der De-minimis-Ausnahme gemäß dessen Absatz 8, alle Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen der Spannungsebenen in die Pflicht nimmt. Gleichfalls kann der pauschalen Annahmen der EAM Netz GmbH nicht gefolgt werden, die Regionalszenarien seien für die Planung der Ortsnetze irrelevant. Einer Betrachtung im Einzelfall ist an dieser Stelle nicht vorzugreifen und grundsätzlich darauf zu achten, dass Anpassungen der Netzausbauplanung vorausschauend und im Einklang mit den Regionalszenarien nach § 14d EnWG geschehen.

6.2. Anpassung der Netzausbauplanung und Abhilfe

Kommt es in einem Netzbereich zu Steuerungsmaßnahmen nach Ziffer 4. oder 10.5. und ist mit weiteren Maßnahmen zu rechnen, verlangt Ziffer 6.2. vom Netzbetreiber, die Notwendigkeit von Steuerungseingriffen in seiner Netzausbauplanung für den Netzbereich zu berücksichtigen und Maßnahmen der Abhilfe zu prüfen.

6.2.1. Folgebetrachtung

Demzufolge müssen Steuerungsmaßnahmen in jedem Fall zwei Überlegungen auslösen. Zuerst ist zu betrachten, ob aus Sicht der Netzführung anhand der üblichen und zu erwartenden Netzauslastung mit weiteren notwendigen Steuerungsmaßnahmen zu rechnen ist oder ob deren erneutes Auftreten unwahrscheinlich ist, beispielsweise weil der Eingriff nur einer atypischen Netz-situation im Einzelfall zuzurechnen war.

Ist mit weiteren Steuerungsmaßnahmen zu rechnen, gilt es als Zweites zu prüfen, ob und welche Maßnahmen der Abhilfe zur Vermeidung künftiger Steuerungsmaßnahmen zu ergreifen sind. Denn die Steuerung nach § 14a EnWG wird dem Netzbetreiber als Mittel der Systemsicherung insbesondere für Situationen lokaler Netzengpässe und zu hoher Auslastung der Betriebsmittel zur Verfügung gestellt. Dazu bestimmt die vorliegende Festlegung die netzorientierte Steuerung als Mittel, die Integration einer anwachsenden Zahl steuerbarer Verbrauchsanlagen zu gewährleisten, indem sie die Zeit bis zum bedarfsgerechten Ausbau überbrückt.

Die verlangte Folgebetrachtung der Steuerungsmaßnahmen ist als Folge unentbehrlich. Die Notwendigkeit, Steuerungsmaßnahmen nach § 14a EnWG durchzuführen, kann auf eine (zu) hohe, durch den steten Zuwachs von steuerbaren Verbrauchsanlagen zunehmende Belastung einzelner Netzbereiche hindeuten. Sie ist Indikator eines möglichen Bedarfs zur Ertüchtigung einzelner Netzbereiche. Ist aus Sicht des Netzbetreibers mit weiteren Eingriffen zu rechnen, der Anschluss und Zuwachs weiterer Anlagen im Netzbereich zu erwarten oder werden regelmäßige präventive Eingriffe vorgenommen, dürfte regelmäßig von einer notwendigen Optimierung des betroffenen Netzes auszugehen oder die Netzausbauplanung für den betroffenen Netzbereich anzupassen sein. Der Netzbetreiber muss sein Netz auf einen dauerhaften Bedarf ausrichten, der gerade auch das durch die Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen erwartete veränderte Netznutzungsverhalten und damit einhergehende höhere Gleichzeitigkeiten im Netz abbildet.

Um ein mögliches Missverständnis der Regelung zu vermeiden, wird der Wortlaut in Ziffer 6.2. dahingehend angepasst, dass der Netzbetreiber Maßnahmen der Abhilfe unverzüglich „prüfen“ muss, anstelle von „ergreifen“. Denn sehr seltene Steuerungsmaßnahmen lösen nicht zwingend, wie von einigen Konsultationsnehmern gedeutet, einen Bedarf zum Ausbau des betroffenen Netzbereichs aus. Die Frage, ob Maßnahmen zu ergreifen sind, bestimmt sich wie bereits ausgeführt alleine nach der dem Netzbetreiber auferlegten Pflicht gemäß § 11 Absatz 1 EnWG.

6.2.2. Abhilfemaßnahme

Konsultationsteilnehmer von allen Seiten haben ganz grundsätzlich ihre Sorge zum Ausdruck gebracht, dass das Netz künftig übermäßig und noch für das Letzte zu integrierende Kilowatt Leistung ausgebaut werden müsse. Viele haben sich dafür ausgesprochen, in begrenztem Umfang steuernde Maßnahmen ohne sofortigen Ausbaubedarf durchführen zu dürfen. Eine Pflicht zum Netzausbau bereits nach dem ersten Steuerungseingriff führe mittelfristig zu übermäßigem Netzausbau („Kupferplatte“) und entwerte gleichzeitig die verbaute Steuerungshardware („digitalisierte Kupferplatte“). Dabei hätten Netzbetreiber und Betreiber von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen die gleiche Zielsetzung, nämlich Geld zu sparen. Ökonomisch erscheine es sinnvoller, den Netzausbau solange wie möglich zu vermeiden.

Dabei trifft zunächst schon grundsätzlich nicht zu, dass in jedem Fall vorgenommener Steuerungshandlungen sofort Netzausbaumaßnahmen notwendig werden. Als Abhilfe kommen, abhängig insbesondere von der technischen Situation im Einzelfall, immer zunächst aufwandsärmere Maßnahmen in Betracht. Vorrangig zu einem Ausbau der Leitungsstruktur können im Rahmen der Netzoptimierung beispielsweise Netzsaltungen, Verbesserung der Lastflussrichtung oder eine gleichmäßigere Auslastung der Phasen genutzt werden. Erst wenn derartige Maßnahmen nicht wirksam oder weniger effizient sind, müssten physische Erweiterungs- und Ausbaumaßnahmen ergriffen werden.

- 50 -

Der Vorwurf, das Netz müsse bis zur letzten Anlage ausgebaut werden, entscheidet sich auch nicht im Rahmen der vorliegenden Festlegung zur netzorientierten Steuerung. Es ist eine Frage des bedarfsgerechten Netzausbaus im Rahmen des § 11 Absatz 1 EnWG, worauf an dieser Stelle zu verweisen ist.

Sofern einzelne Konsultationsteilnehmer hierzu geltend machen, ein Netzausbau sollte überhaupt nur verpflichtend vorgenommen werden müssen, soweit die Steuerungsmöglichkeiten nach § 14a EnWG nicht mehr ausreichen, um eine Gefährdung oder Störung des Netzbetriebs zu vermeiden, würde dies dem Gedanken eines durch den Netzbetreiber vorzuhaltenden bedarfsgerechten Netzes grundsätzlich widersprechen. Denn dieses müsste auch die Bedürfnisse und das Nutzungsverhalten der Betreiber steuerbarer Anlagen erfassen. Eine Toleranz andauernder Eingriffe steht dem entgegen und soll durch Ziffer 6. gerade vermieden werden.

Weiterhin sind auch feste Quoten oder die Vorgabe einer verbindlichen Anzahl von Steuerungsmaßnahmen zur Auslösung eines Netzausbaubedarfs abzulehnen. Die Folgebetrachtung der Steuerungsmaßnahme wird ausdrücklich in die Hand des Netzbetreibers gelegt. Er kann mögliche Maßnahmen der Abhilfe und eine notwendige Ertüchtigung am besten zuerst selbst beurteilen und bleibt zu deren Durchführung nach geltenden Grundsätzen im Sinne des § 11 Absatz 1 EnWG gebunden. Die Vorgabe fester Werte oder Fallzahlen würde besonderen Einzelfallsituationen nicht gerecht. Aus gleichen Gründen wird auch keine Kappungsgrenze analog zur Aufnahme von erneuerbarem Strom in Höhe von 3 % oder 5 % vorgesehen, wie sie von FFN VDE, VKU und SMGW-forwards (DigENet I) vorgeschlagen wird.

Nicht gefolgt wird ferner dem Vorschlag der Netz Leipzig GmbH und Stromnetz Berlin GmbH, das Wort "unverzüglich" zu streichen. Auch wird keine feste Zeitspanne zur Durchführung einer Abhilfe vorgegeben, wie seitens der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur empfohlen. Angesichts der Vielzahl denkbarer, in ihrer Umsetzung vom Einzelfall abhängiger Handlungsoptionen erscheinen Fristvorgaben für gegebenenfalls notwendige Maßnahme der Netzertüchtigung nicht geeignet und in der Praxis schwer umsetzbar. Ziffer 6.2. macht durch das Wort „unverzüglich“ hinreichend deutlich, dass sich Prüfung sowie im Bedarfsfall Einleitung notwendiger Abhilfemaßnahme der Steuerungsmaßnahme unmittelbar anschließen.

Weitere Konsultationsteilnehmer wollen die Möglichkeiten einer intelligenten Netzsteuerung und Sichtbarkeit der Netzauslastung besser berücksichtigt wissen, um Ausbaubedarf zu vermeiden. Hierzu sei angemerkt, dass die mit der vorliegenden Festlegung nach Ziffer 2.6. angestrebte Netzzustandsermittlung nach Auffassung der Beschlusskammer bereits helfen kann, Engpässe und Überlastungen genauer zu lokalisieren. Darauf basierend lassen sich niedrighschwellige Optimierungsmöglichkeiten identifizieren, infolge derer sich Steuerungshandlungen bereits in vielen Fällen vermeiden lassen – wenn auch nicht in allen. Daher ist ein Verzicht auf die verpflichtende

Teilnahme an der Steuerung nach § 14a EnWG und Ausnahme von Ziffer 6., wie von der Saalfelder Energienetze GmbH in Fällen autark arbeitender Steuerungslösungen gewünscht, abzulehnen. Zu keiner anderen Bewertung führt der Einwand, dass schon ein reduziertes Netzentgelt für die Teilnahme an der Steuerung geleistet wird. Das Entgelt entspricht einer Gegenleistung für die von den Betreibern hinzunehmende mögliche Steuerung ihrer Anlage. Es sagt aber nichts über den Ausbaubedarf des Netzes aus, selbst wenn hierdurch weitere Kosten verursacht werden.

Soweit in ähnlicher Erwägung unter anderen Stromnetz Berlin GmbH moniert, dass mit Ausbau des Netzes die Notwendigkeit von Steuerungsmaßnahmen zumindest für eine längere Zeit entfalle, woraufhin nicht nachvollziehbar sei, warum dann weiterhin eine Vergünstigung an Betreiber zu zahlen ist, ist dies eine alleine im Rahmen der Festlegung zur Vergütung nach § 14a EnWG zu diskutierende Frage.

7. Dokumentationspflichten

Schon im Vorfeld der Festlegung wurden von verschiedenen Seiten Bedenken im Hinblick auf die zuverlässige Umsetzung der Vorgaben zur Umsetzung der netzorientierten Steuerung durch die einzelnen Akteure geäußert und die Möglichkeit einer Nachprüfung und Überwachung gefordert.

Um Misstrauen auszuräumen und eine objektive Überprüfung zur ermöglichen, muss auf der einen Seite die Notwendigkeit und rechtmäßige Ausübung von Steuerungsmaßnahmen der Netzbetreiber objektiv überprüfbar sein. Die netzorientierte Steuerung ist nach Maßgabe der vorliegenden Festlegung nur auf Basis von Netzzustandsermittlungen und (übergangsweise) eine präventive Steuerung gem. Ziffer 10.5. nur auf Basis von Netzberechnungen, welche die Notwendigkeit des Eingriffs anzeigen, erlaubt. Für Zwecke der Transparenz und Nachprüfung ist es notwendig, dass Netzbetreiber die Anzahl der vorhandenen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die Steuerungsmaßnahmen, die zugrunde gelegten Netzzustandsermittlungen oder Berechnungen sowie die angestoßenen Optimierungs- und Ausbaumaßnahmen und die Netzplanung dokumentieren. Ziffer 7.4. Satz 1 sieht vor, dass die Dokumentation auf Verlangen der Bundesnetzagentur vorgelegt werden muss.

Auf der anderen Seite können auch beim Netzbetreiber berechtigte Zweifel an der wirksamen Ausführung der angeordneten Leistungsreduzierung aufkommen. Daher muss der Betreiber einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung dafür Sorge tragen, dass die Umsetzung der vom Netzbetreiber vorgegebenen Reduzierung des netzwirksamen Leistungsbezugs in geeigneter Weise nachgewiesen werden kann. Im Fall berechtigter Zweifel ist die Dokumentation über die Ausführung des Steuerungssignals gemäß Ziffer 7.4. Satz 2 auf Verlangen dem jeweiligen Netzbetreiber vorzulegen.

Ziffer 7.3. gibt schließlich vor, wie lange die Dokumentation vorzuhalten ist. Hier wurde die Verwahrungspflicht angepasst, so dass von beiden Seiten verlangt wird, über einen Zeitraum von zwei Jahren einen Nachweis führen zu können.

7.1. Dokumentation durch Netzbetreiber

Die Vorgabe einer umfassenden Dokumentationspflicht für die Netzbetreiber nach Ziffer 7.1. ist auf Seite der Netznutzer im Rahmen der Konsultation auf positive Resonanz gestoßen, da im Zweifel die Notwendigkeit der Steuerungsmaßnahme überprüfbar wird und kein Raum für eine im Vorfeld befürchtete „willkürliche Abregelung“ der steuerbaren Anlagen verbleibt. Auf Seiten der Netzbetreiber wird hingegen die Besorgnis einer Überbürokratisierung und eines übermäßigen Aufwandes geltend gemacht.

Dem ist zu entgegnen, dass, wie selbst die Kritiker zugeben, die Anforderungen aus Ziffer 7.1.a. und 1.b. automatisiert und fortlaufend aus dem System des Netzbetreibers zu leisten sein sollten. Aufgrund der Mitteilung der steuerbaren Verbrauchseinrichtung nach § 19 Absatz 2 NAV kennt der Netzbetreiber die unter Ziffer 7.1.a. adressierte Anzahl und Lage der in seinem Netz vorhandenen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen. Es ist aufgrund dessen für ihn auch möglich und hinnehmbar, deren Anzahl netzbereichsscharf zuzuordnen, da im Fall eines Streits der geforderte Nachweis auch für die im jeweiligen Netzbereich vorgenommenen Steuerung zu führen wäre. Soweit seitens des Verbandes VDMA Power Systems darüber hinausgehend eine Ergänzung „der Summe der gemäß Ziffer 4.4. effektiv steuerbaren Leistungsbezüge aller steuerbaren Verbrauchseinrichtungen“ je Netzbereich gewünscht wird, würde dies die an die Dokumentation gestellten Anforderungen weiter erhöhen. Diese Information mag für Gesichtspunkte der Netzplanung und -auslastung, gegebenenfalls auch für die Netzzustandsermittlung relevant sein. Da ein unmittelbarer Bezug zu dem erforderlichen Nachweis aber nicht ersichtlich ist, wird auf die Ergänzung verzichtet.

Auch die Dokumentation der alleine im Hoheitsbereich des Netzbetreibers liegenden Steuerung nach Ziffer 7.1.b. bedeutet keinen übermäßigen Aufwand. Adressat, Dauer und Höhe der angewiesenen Leistungsreduzierung können automatisch über das den Steuerungsbefehl auslösende System mitgeloggt werden. Die zur Entscheidung führende Ermittlung des Netzzustandes kann durch die hinterlegten Parameter nachvollziehbar belegt und dokumentiert werden, ohne dass ein nennenswerter Mehraufwand entsteht. Gleiches gilt für den Fall der präventiven Steuerung nach Ziffer 10.5., wobei neben den geforderten netzplanerischen Daten, die eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit seines Netzes erwarten lassen, auch die Berechnung der hinterlegten Schaltprofile ohnehin im System vorhanden sein sollten. Insgesamt handelt es sich bei den unter Ziffer 7.1. geforderten Informationen um solche, welche der Netzbetreiber für die

Entscheidung einer Steuerungshandlung im Einzelfall ohnehin benötigt und über welche er im Rahmen einer sorgfältigen Netzführung und -planung verfügen muss.

Die Frage, welche Daten für die Netzzustandsermittlung im Einzelnen benötigt werden, erfährt eine Konkretisierung durch Folgevorgaben gemäß Tenorziffer 2.e. In jedem Fall zählt hierzu auch der Zeitpunkt der einer Steuerungshandlung zugrunde gelegten Netzzustandsdaten und -ermittlung sowie der Auslösung des Steuerbefehls. Im Hinblick auf Ziffer 7.1.c. ist vereinzelter Aufwandskritik insofern Recht zu geben, als die zu 7.1.c. geforderte Dokumentation unter Umständen nicht vollautomatisch aus dem IT-System generiert werden kann. Allerdings handelt es sich hier um nicht viel mehr als eine Dokumentation von Maßnahmen, die auch sonst im Rahmen der Prozesse der internen Netzführung und Bedarfsplanung nicht unüblich sein dürfte. Insbesondere ist sie aber zum Nachweis der nach Ziffer 6.2. in Folge einer Steuerungshandlung zu treffenden Entscheidungen erforderlich. Kommt es in einem Netzbereich zu Steuerungshandlungen, muss der Netzbetreiber darlegen können, ob und wenn ja welche Maßnahmen er zur Abhilfe für notwendig hält, nicht zuletzt um seinen Verpflichtungen nach § 11 Absatz 1 EnWG verlässlich nachzukommen.

Schließlich zählt die Betrachtung der eigenen Netzstruktur und deren Auslastungssituation ebenso wie die Registrierung von Engpasssituationen sowie Planung erforderlicher Ertüchtigungs- oder Ausbaumaßnahmen zu den Kernaufgaben des Netzbetreibers, deren Dokumentation im Rahmen einer sorgfältigen Netzausbauplanung zu erwarten sein dürfte. Dabei wäre im Rahmen der Registrierung der Folgebetrachtung zu einer Steuerungshandlung bereits eine kategorische Dokumentation ausreichend, welche die Bewertung des Handlungsbedarfs und gegebenenfalls geplante Maßnahmen zu Abhilfe für einen sachkundigen Dritten nachvollziehbar erkennen lassen.

Die Dokumentation dient dem Nachweis der berechtigten Steuerung. Dem Einwand, dass eine Dokumentation erst nach erfolgten Steuerungseingriffen eingeleitet werden soll, kann daher nicht in Gänze gefolgt werden. Gerade für die einem Auslösen der Steuerungshandlung vorausgehende Netzzustandsermittlung müssen die zu verwendenden Parameter und Daten im Vorfeld im Unternehmen bestimmt und zur Entscheidung über die Steuerungshandlung berücksichtigt sein. Die Steuerungshandlung selbst und die daraus folgenden Entscheidungen können selbstverständlich nur mit deren Anfallen dokumentiert werden.

7.2. Dokumentation der Leistungsreduzierung

Ziffer 7.2. weist die Verantwortung für den Nachweis der Umsetzung der angewiesenen Leistungsreduzierung dem Betreiber zu. Er trägt zunächst Sorge für die ordnungsgemäße Installation und Funktion seiner Anlage und muss den Empfang und die Umsetzung des Steuerungssignals in seiner Verbrauchseinrichtung gewährleisten und im Zweifel belegen können.

Die Frage, auf welche Art der Steuerbefehl technisch und informatorisch umgesetzt und dokumentiert werden soll, ist im Rahmen der Konsultation auf ein geteiltes Echo gestoßen. Während auf der einen Seite eine Festlegung einheitlicher Standards für Schnittstellen, Geräte und Dokumentation gewünscht wird, steht auf anderer Seite der Einwand, dass in keinem Fall Vorgaben getroffen werden sollen, die zu Einschränkungen auf Seiten der Produkt- und Geräteentwicklung führen können oder sogar die bereits im Markt üblichen Geräte und Konzepte ausschließen.

Zum Nachweis der korrekten Umsetzung der Leistungsreduzierung bestehen nach Kenntnis der Beschlusskammer bereits verschiedene Möglichkeiten, die in Feldversuchen und auch staatlich geförderten Projekten erfolgreich erprobt wurden und bereits regulär zum Einsatz gebracht werden. Dabei ist die Möglichkeit zur Nachweisführung im Einzelfall abhängig von der Art der Steuerung, der eingesetzten Technik und der Anbindung der Anlage. Denkbar ist die Ausstattung der steuerbaren Verbrauchseinrichtung mit einem separaten Zähler, der die Leistungsreduzierung nachweislich aufzeichnet. In Übereinstimmung mit dem Positionspapier der Beschlusskammer zur Reichweite energiewirtschaftlich relevanter Mess- und Steuerungsvorgänge (BK6-22-253) dürfte es sich hierbei um Betriebsmessungen handeln. Denkbar ist auch eine Protokollierung im EMS, sofern diese die zeitliche Übereinstimmung zwischen Steuerbefehl und dessen Umsetzung in der Anlage des Betreibers hinreichend erkennen lassen. Im Fall digitaler Schnittstellen ist auch die Quittierung eines erfolgreich umgesetzten Steuerbefehls durch den Versand einer sogenannten Acknowledgement-Meldung möglich. Soweit der ZVEI e.V. und weitere Konsultationsteilnehmer in Ziffer 7. eine konkrete Vorgabe unter Bezugnahme auf bestehende Normstandards des VDE anregen, überlässt die Beschlusskammer dies bewusst der bereits begonnenen Ausgestaltung durch Fachgremien. Da der aktuellen Weiterentwicklung der technischen Systeme nicht einschränkend vorgegriffen und Raum für die Definition eines einheitlichen Standards gegeben werden soll, wird auf eine einschränkende Definition im Rahmen der Festlegung zum kurzfristig bevorstehenden Zeitpunkt des Inkrafttretens verzichtet. Eine Standardisierung wird aber mit den Tenorziffern 2.a. und 2.b. zeitnah angestrebt.

Die Vorgabe eines Standardformats, in dessen Form der Nachweis und die Dokumentation zu führen ist, ist ebenso wie die Schaffung neuer elektronischer Marktkommunikationsprozesse für die Vorlage des Nachweises zum jetzigen Zeitpunkt nicht angezeigt. Anders als die Aufarbeitung der geforderten Information für die öffentliche Transparenz der Steuerung im Sinne von Ziffer 8.4. hat Ziffer 7. vor allem den Nachweis der ordnungsgemäßen Ausführung der Steuerung zum Ziel. Die Vorlage der Dokumentation ist eine Verpflichtung beider Parteien, denn sie dient vor allem dem Nachweis und der Aufklärung im Streitfall inter partes. Kommt es zu Zweifeln an der ordnungsgemäßen Steuerung seitens des Netzbetreibers oder auf der anderen Seite der Umsetzung der Steuerung im System des Betreibers, besteht die Möglichkeit zur Überprüfung der mit dieser

Festlegung getroffenen Verpflichtungen. Die Überprüfung durch den Netzbetreiber oder die Bundesnetzagentur ist aber anders als von einigen Konsultationsteilnehmern erwogen nicht als Standardprozess und in keinem regelmäßigen Turnus vorgesehen. Sie dürfte vielmehr nur im Einzelfall zur Anwendung kommen, wenn ernstliche Zweifel an der ordnungsgemäßen Umsetzung der Festlegung bestehen.

Dem entspricht, dass der Netzbetreiber einen Nachweis seitens des Betreibers im Sinne von Ziffer 7.4. nicht ohne jeden Grund, sondern nur bei Vorliegen berechtigter Zweifel verlangen kann. Dies wäre insbesondere der Fall, wenn sich aus den Messwerten Zweifel an der (rechtzeitigen) Einsenkung des Strombezugs infolge des Steuerbefehls ergeben. Nicht ausgeschlossen durch die vorstehenden Überlegungen ist, dass sich zu einem späteren Zeitpunkt ein einfaches einheitliches Format zum Zweck der Nachweisführung ergeben kann. Dies setzt aber vorerst die mit Tenorziffer 2 aufgegebene weitere Konkretisierung der technischen Geräteausrüstung sowie der technischen Umsetzung der Dokumentation voraus.

Soweit der Bundesverband Wärmepumpe e.V. fordert, Annahmen und Daten zur Netzbelastung sowie Maßnahmen betreffend Netzertüchtigung und -ausbau im Sinne der Transparenz öffentlich einsehbar zu machen, übersteigt dies die mit Ziffer 7. intendierte mögliche Nachprüfung. Der öffentlichen Transparenz dient aber insbesondere die in Ziffer 8.4. vorgesehene umfassende Veröffentlichungspflicht.

8. Melde- und Informationspflichten

8.1. Meldepflichten

Die im Rahmen dieser Festlegung getroffenen Vorgaben setzen notwendigerweise auf Seiten der Netzbetreiber Kenntnis über die in ihrem Netzgebiet betriebenen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen voraus. Der Netzbetreiber benötigt diese Informationen nicht zuletzt als Kennzahl, um im Bedarfsfall in seinem Netzgebiet die Reduzierung des netzwirksamen Leistungsbezuges einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung im erforderlichen Umfang auf Basis der Netzzustandsermittlung oder (solange übergangsweise noch zulässig) aufgrund von rein rechnerisch oder netzplanerisch ermittelten Ergebnissen veranlassen zu können.

Unabhängig vom Abschluss einer privatrechtlichen Vereinbarung über die netzorientierte Steuerung im Sinne dieser Festlegung besteht bereits nach § 19 Absatz 2 NAV die Verpflichtung, dem Netzbetreiber die Inbetriebnahme einer neu errichteten steuerbaren Verbrauchseinrichtung im Voraus mitzuteilen. Diese bereits bestehende Mitteilungspflicht wird durch die vorliegende Festlegung um die Verpflichtung ergänzt, dass auch jede geplante leistungswirksame Änderung und

Außerbetriebnahme einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung dem Netzbetreiber durch den entsprechenden Letztverbraucher als Betreiber der steuerbaren Verbrauchseinrichtung anzuzeigen ist. Dies beruht darauf, dass durch eine leistungswirksame Änderung oder Außerbetriebnahme einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung auch die Voraussetzungen zur Teilnahme an den verpflichtenden Vorgaben nach dieser Festlegung entfallen oder entstehen können.

Anders als in der zweiten Konsultationsphase angeregt (etwa ZVEH, OpenEMS Association e.V., Netze BW GmbH, VDE FNN), sieht die Beschlusskammer davon ab, für die Meldung nach Ziffer 8.1. eine verpflichtende Vorlauffrist festzulegen. Hierzu ist zunächst festzuhalten, dass bereits gemäß § 19 Absatz 2 NAV selbst keine entsprechenden Vorlaufzeiten für die entsprechenden Mitteilungen gegenüber dem Netzbetreiber vorsieht. Darüber hinaus dürfte davon auszugehen sein, dass Betreiber von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen selbst ein originäres Interesse daran haben, die entsprechenden Mitteilungen mit hinreichendem zeitlichem Vorlauf zur eigenen Projektrealisierung vorzunehmen, um die rechtzeitige Inbetriebnahme zweifelsfrei planen und umsetzen zu können. Weiterhin sieht die Beschlusskammer bei den im Rahmen der Konsultation vorgeschlagenen Vorlaufzeiten von vier bis zu acht Wochen die Gefahr, dass dies nicht zu einer beschleunigten Integration, sondern vielmehr zu einer Verlangsamung der Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen führen würde.

8.2. Informationspflicht

Neben der in Ziffer 7. geregelten Dokumentation sichern die Ziffern 8.2. bis 8.4. eine umfassende Information über die netzorientierte Steuerung. Sie schafft Transparenz über sämtliche Maßnahmen netzorientierter Steuerung, die Art der Steuerung sowie mögliche Folgemaßnahmen in betroffenen Netzbereichen.

Der Regelungsvorschlag kommt damit den bereits im Vorfeld der Festlegung in der Öffentlichkeit stark diskutierten und von zahlreichen Konsultationsteilnehmern vorgebrachten Bedenken entgegen, dass Netzbetreiber ungewollt einen zu weitgehenden Gebrauch von der Möglichkeit einer Steuerung auf Grundlage des § 14a EnWG machen könnten. Zugleich gilt es im Rahmen einer aktiven Informationspflicht aber auch, den Aufwand, der dem Bedürfnis umfassender Transparenz entgegensteht, in einem für den Netzbetreiber vertretbaren Rahmen zu halten. Aus diesem Grund unterscheidet die Regelung zwischen dem Informationsbedürfnis unmittelbar im für den Netzbetreiber zeitkritischen Moment der Steuerungshandlung sowie der Transparenz über Steuerungshandlungen und Ausbaubedarf in betroffenen Netzbereichen in Konsequenz.

8.2.1. Information des Betreibers über Steuerung

Für ersteren Fall weist Ziffer 8.2. die Verantwortung zur Information des Betreibers über eine aktuelle Steuerungshandlung zunächst dem Netzbetreiber zu. Er löst den Steuerungsbefehl aus und stellt damit die Information über die aktuell stattfindende Steuerung bereit. Dem Betreiber obliegt

es, die zum Empfang der Information notwendigen Voraussetzungen in geeigneter Weise sicherzustellen.

Während im ersten Konsultationsentwurf eine Information über die Anzeige der steuerbaren Verbrauchseinrichtung oder das EMS des Betreibers vorgesehen wurde, wird die Darstellung der Anzeige des Steuerungssignals nunmehr offengelassen. Zahlreiche Konsultationsteilnehmer haben sich gegen eine einengende verbindliche Vorgabe der technischen Umsetzung ausgesprochen. Dem ist insoweit Recht zu geben, als es verschiedene Möglichkeiten zur Darstellung der Information gibt, jedenfalls aber aktuell nicht alle steuerbaren Anlagen über ein Display verfügen, welches zur Anzeige der aktuell stattfindenden Steuerungshandlung in der Lage ist. Auch werden nicht alle Verbraucher über ein EMS verfügen, das die Steuerung anzeigt. Eine individuelle Information des Betreibers unmittelbar im Moment der Steuerungshandlung ist zudem auf verschiedene weitere Weise realisierbar, beispielsweise über ein visuelles Signal an der steuerbaren Verbrauchseinrichtung, über eine App oder übergeordnete technische Managementsysteme bei größeren Anlagen. Die mögliche Aufnahme und Anzeige der Information ist abhängig von der technischen Ausgestaltung im Bereich der Kundenanlage, auf welche der Netzbetreiber keinerlei Einfluss hat. Es obliegt daher dem Betreiber selbst, neben der Gewährleistung der Steuerbarkeit seiner Anlage auch die zum Empfang der Information notwendigen Voraussetzungen sicherzustellen. Es liegt in seiner Hand, bei Auswahl seines Gerätes und dessen Anschluss auch die informationstechnische Anbindung zur Anzeige des Steuerungssignals einzurichten und zu ermöglichen.

Eine darüber hinausgehende individuelle und unmittelbare Information des Betreibers durch den Netzbetreiber, wie seitens des BEE gefordert, wäre im Moment der Steuerungshandlung in dem engen Zeitfenster einer akuten Handlung zur Gewährleistung der Systemsicherheit nicht angemessen, da der Netzbetreiber sich vorrangig auf die sichere Netzführung zu konzentrieren hat. Auch eine nachträgliche individuelle Information wird nicht vorgesehen, da der Aufbau eines Kommunikationsweges alleine zu diesem Zweck nur mit unverhältnismäßigem Aufwand möglich wäre. Allerdings ist der Netzbetreiber zur weitergehenden Information ohnehin nach Ziffer 8.4. verpflichtet.

Soweit das Niedersächsische Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz anregt, dem Netzbetreiber weitere Informationspflichten den betroffenen Betreibern gegenüber aufzuerlegen, beispielsweise Aufklärung im Fall präventiver Steuerung zu zeitlichem Umfang und Konsequenzen der Steuerungseingriffe für das System des Betreibers, geht auch dies über den Zweck der Information zu einem rein aus Systemsicherheitsgründen berechtigten Eingriff hinaus. Im Fall der präventiven Steuerung erfolgt die Anweisung der Leistungsreduzierung regelmäßig unter Rückgriff auf analoge Technik unter Verwendung fester Schaltprofile. Es ist davon auszugehen, dass diese

dem Betreiber entweder mit der Information über die Steuerung mitgeteilt werden oder aus der technischen Einstellung seiner Anlage bekannt werden. Zu den Konsequenzen einer Leistungsreduzierung wäre es dem Betreiber weiterhin zuzumuten, sich bereits mit der Anschaffung seiner steuerbaren Anlage und über öffentliche Medien selbst hinreichend zu informieren.

Anders verhält es sich hingegen mit der unter Ziffer 8.2 b. beschriebenen, in der Regel einmalig auftretenden, Information über den Zeitpunkt einer erstmaligen präventiven Steuerung im Sinne von Ziffer 10.5. und damit dem Fristlauf zum Übergang in die netzorientierte Steuerung nach Ziffer 4. Hierfür ist es dem Netzbetreiber zuzumuten, auf den bei Meldung der steuerbaren Verbrauchseinrichtung oder im Anschlussverhältnis hinterlegten Kontakt für eine Information in Textform zurückgreifen. Hat der Betroffene Kenntnis erlangt, dass in seinem Netzbereich erstmals Steuerungshandlungen erforderlich waren, kann er sich zusätzlich selbst über konkrete Steuerungs- und Abhilfemaßnahmen und den jeweiligen Stand über die Internetplattform nach Ziffer 8.4. informieren. Eine Fristvorgabe, wie vom ZVEH angeregt, zur frühzeitigen Übermittlung der Information unter Berücksichtigung eines ausreichenden Zeitraums für notwendige Neuinstallationen oder technische Anpassungen, wird nicht aufgenommen. Ein Bedürfnis hierfür besteht nicht, da aus der Mitteilung des Zeitpunkts der erstmaligen oder Überführung der Steuerung in die Netzorientierte kein Fristlauf für die seitens Dritter zu verrichtenden Installationen resultiert. Gleichwohl ist es Aufgabe des Netzbetreibers, den zeitlichen Vorlauf in seine dem Kunden mitzuteilende zeitliche Planung einzukalkulieren. Soweit die FairNetz GmbH einen untragbaren Aufwand geltend macht, da die notwendige Kommunikation nicht automatisiert darstellbar ist, ist keine Alternative ersichtlich und vorgetragen, um auf andere Weise dem berechtigten Informationsinteresse des Betreibers nachzukommen. Insbesondere kann der Betreiber sich nicht auf dem nach Ziffer 8.4. vorgesehenen Internetportal selbst erkundigen, wenn er keinerlei Kenntnis davon hat, welchem Netzbereich er zugeordnet ist und dass in diesem Netzbereich Steuerungsmaßnahmen notwendig wurden.

8.2.2. Information des Lieferanten

Die Information des Lieferanten wird über die in der elektronischen Marktkommunikation vorgesehenen Prozesse sichergestellt, vgl. Ziffer 8.3. Richtig ist, dass erst ab dem 01.04.2024 die netzorientierte Steuerung nebst Informationsübermittlung über die elektronische Marktkommunikation erfolgen kann. Bis zu diesem Zeitpunkt ist jedoch nicht davon auszugehen, dass die Netzbetreiber die anderen erforderlichen Voraussetzungen wie insbesondere die Netzzustandsermittlung erfolgreich eingeführt haben. Eine Information des Lieferanten über die präventive Steuerung ist davon unabhängig bereits möglich. Eine Information weiterer Marktpartner, beispielsweise eines Poolbetreibers, wurde nicht aufgenommen. Sie bleibt der Regelung im Innenverhältnis des Betreibers der steuerbaren Verbrauchseinrichtung überlassen. Soweit von der Shell Deutschland GmbH eine

Änderung konkreter Fristvorgaben zur Übermittlung der Informationen insbesondere des Lieferanten gewünscht wird, sei darauf verwiesen, dass diese Fristen nicht Gegenstand dieses Verfahrens sind, sondern bereits in den Verfahren zur elektronischen Marktkommunikation festgelegt wurden.

8.2.3. Öffentliche Transparenz – Internetplattform

Ziffer 8.4. gibt den Netzbetreibern weiterhin auf, Informationen über die Steuerungshandlungen im Sinne von § 14a EnWG über eine gemeinsam gepflegte Internetplattform in geeigneter Granularität und in datenschutzkonformer Weise zu veröffentlichen. Die Veröffentlichung bedingt Aufwand im Hinblick auf den Aufbau der Plattform und die regelmäßige Pflege. Dennoch ist eine umfassende Bereitstellung der unter Ziffer 8.4. benannten Informationen aus Sicht der Beschlusskammer erforderlich und geboten. Da die Informationen für das Portal im Sinne der Ziffer 8.4.a., wie auch kritische Stimmen zugeben, weitestgehend elektronisch abgebildet werden können, ist der Aufwand einer monatlichen Auflösung der Daten zur Veröffentlichung nicht mit unverhältnismäßigem Aufwand verbunden, sondern kann mit entsprechend IT-technischer Einstellung fortlaufend gewährleistet werden.

Die Veröffentlichung im Internet dient dazu, öffentlich Aufschluss über Steuerungsmaßnahmen und deren Folgen zu geben. Eine gemeinsame Plattform schafft für Verbraucher einen möglichst einfachen Zugang, der eine bestmögliche Vergleichbarkeit und Transparenz gewährleistet. Eine Information auf der jeweils eigenen Internetseite jedes Netzbetreibers würde nicht weniger Aufwand verursachen, die gewünschte öffentliche Transparenz und Vergleichbarkeit aber nicht in gleicher Weise wie eine gemeinsame Plattform herstellen.

Verbraucher mit steuerbarer Verbrauchseinrichtung, die Steuerungseingriffe erfahren, haben ein berechtigtes Informationsinteresse zu der Frage, ob und wie stark ihr Wohngebiet von Steuerungseingriffen betroffen ist. Die Benennung des Netzbereiches ermöglicht zu diesem Zweck eine individuelle Zuordnung der Daten für den Betreiber. Um eine Vergleichbarkeit und Transparenz auch für öffentliche Zwecke zu schaffen, wird darüber hinaus eine Zuordnung nach Postleitzahlen ergänzt.

Neben Angaben zu Steuerungseingriffen ist Aufschluss zu geben, ob und welche Maßnahmen zur Reduzierung von Steuerungsmaßnahmen ergriffen werden und wann diese abgeschlossen sein werden. Nur so wird offenkundig und nachprüfbar, ob und wie lange mit Maßnahmen der Leistungsreduzierung im Netzbereich zu rechnen ist und welche Gegenmaßnahmen vom Netzbetreiber eingeleitet werden. Eine ausführlichere Dokumentation der Folgebetrachtung zu Steuerungshandlungen wird bereits unter der Ziffer 6.2. erwartet. Für Zwecke der öffentlichen Transparenz wären dagegen hier zu Ziffer 8.4. eine einfache kategorische Darstellung ausreichend, die Aufschluss darüber gibt, ob Steuerungshandlungen im Netzbereich nur einer Ausnahmesituation

- 60 -

geschuldet waren oder mit weiteren Eingriffen zu rechnen ist, ob Maßnahmen erforderlich sind, der Netzbereich digitalisiert oder ertüchtigt wird und falls ja bis wann.

Gemäß Tenorziffer 2.d. wird den Netzbetreibern aufgegeben, einen konkreten Vorschlag für eine einheitliche Ausgestaltung in bundeseinheitlichem Format zur Umsetzung der Veröffentlichungspflichten auszuarbeiten. Für die Internetveröffentlichung kann sich beispielsweise die schon bestehende Internetplattform der Verteilernetzbetreiber nach § 14e EnWG anbieten.

Auf die ursprünglich konsultierte verpflichtende kartographische Darstellung wird zum Schutz der kritischen Infrastruktur infolge der im Rahmen der Konsultation vorgebrachten Bedenken verzichtet, wonach hieraus mögliche Rückschlüsse auf die Netzstruktur gezogen werden könnten.

9. Haftungsfreistellung

Die Regelung in Ziffer 9. sieht vor, dass der Betreiber den Netzbetreiber von möglichen Haftungsansprüchen in Bezug auf Schäden freizustellen hat, die der Betreiber oder Dritte dadurch erleiden, dass der Netzbetreiber unter Einhaltung der Vorgaben dieser Festlegung eine Reduzierung der netzwirksamen Bezugsleistung in Bezug auf eine steuerbare Verbrauchseinrichtung auslöst.

Diese Regelung ist darauf zurückzuführen, dass die netzorientierte Steuerung aus mehreren Schritten besteht, die sich nicht nur in der Sphäre des Netzbetreibers vollziehen. Der Netzbetreiber veranlasst die Reduzierung des netzwirksamen Leistungsbezuges durch Versenden des Steuersignals. Dieses Steuersignal muss umgesetzt werden, wofür der Betreiber verantwortlich ist. Er hat dafür Sorge zu tragen, dass ein von der Steuerungseinrichtung an die steuerbare Verbrauchseinrichtung ausgegebener Steuerbefehl unverzüglich umgesetzt wird, vgl. Ziffer 4.2. Dem Netzbetreiber ist es nicht möglich, diese Schritte in der Sphäre des Betreibers zu beeinflussen. Er kann nicht wissen, ob der Betreiber den Steuerbefehl ordnungsgemäß umsetzt oder ob sonstige Umstände in der Sphäre des Betreibers vorliegen, die anlässlich der Umsetzung eines vom Netzbetreiber nach den Vorgaben dieser Festlegung ausgegebenen Steuerbefehls zu Schäden an Rechtsgütern des Betreibers oder von Dritten führen. Ihm kann deswegen auch kein Vorwurf gemacht werden, allein weil er die Reduzierung der netzwirksamen Bezugsleistung in Bezug auf eine steuerbare Verbrauchseinrichtung auslöst. Aus diesen Gründen ist die vorliegende Haftungsfreistellung erforderlich. Es obliegt der Verantwortung des Betreibers, durch geeignete technische und/oder organisatorische Vorkehrungen dafür Sorge zu tragen, dass eine Aufforderung des Netzbetreibers zur Leistungsreduzierung nicht zu Schäden führt.

Entgegen der Auffassung einiger Konsultationsteilnehmer ist es dagegen weder erforderlich noch besteht Bedarf, eine solche Haftungsfreistellung spiegelbildlich für Betreiber steuerbarer Verbrauchseinrichtungen einzuführen. Insofern erscheint bereits zweifelhaft, welche Schäden auf

Seiten des Netzbetreibers in Betracht kommen sollen. Ein Schadenseintritt ist ausgeschlossen, wenn der Betreiber sich ordnungsgemäß verhält und den Steuerbefehl ordnungsgemäß umsetzt. Denn die ordnungsgemäße Umsetzung des Steuerbefehls dient gerade dem Zweck, Störungen vom betreffenden Netzbereich abzuwenden. Ebenso unwahrscheinlich erscheint aber auch ein Schadenseintritt, wenn nur ein einzelner Betreiber den Steuerbefehl nicht umsetzt. Die Beschlusskammer erachtet einen Schadenseintritt allein dann als möglich, wenn eine Vielzahl von Betreibern den Steuerbefehl nicht umsetzt. Gerade in diesem Fall wäre eine Haftungsfreistellung der Betreiber jedoch nicht sachgerecht. Denn die vorliegende Festlegung dient auch dem Zweck, durch Reduzierung der netzwirksamen Bezugsleistung Schäden am Netz zu verhindern, die aufgrund einer Überbelastung des Netzes entstehen würden. Diesem Sinn und Zweck würde widersprochen, wenn Betreiber, die den Steuerbefehl nicht umsetzen und dadurch Schäden am Netz verursachen, durch eine Haftungsfreistellung privilegiert werden würden.

Die Haftungsfreistellung gilt gemäß ihrem Wortlaut nur in den Fällen, in denen der Netzbetreiber unter Einhaltung der Vorgaben dieser Festlegung eine Reduzierung der netzwirksamen Bezugsleistung auslöst. Das impliziert, dass die Reduzierung gemäß den im Regelwerk festgelegten Voraussetzungen und damit berechtigt erfolgen muss. Die Reduzierung muss insbesondere auch den Voraussetzungen der Ziffer 4. entsprechen und demnach geeignet und objektiv erforderlich sein, um die Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit zu verhindern. Den von dem Handelsverband Deutschland (HDE) geforderten weiteren Zusatz, wonach nur berechtigte Reduzierungen der netzwirksamen Bezugsleistung eine Haftungsfreistellung nach sich ziehen sollten, bedarf es deswegen nicht. Dies gilt ebenso für den vom ZVEI e.V. geforderten Zusatz, wonach die Haftungsfreistellung nur greifen solle, sofern der Netzbetreiber nachweisen könne, dass die Reduzierung der netzwirksamen Bezugsleistung objektiv erforderlich war.

Entgegen der Auffassung einiger Konsultationsteilnehmer ist es auch nicht erforderlich, dass eine explizite Regelung für eine Nachweispflicht des Netzbetreibers aufgenommen wird, da sich eine solche bereits in Ziffer 7.1. findet.

Entgegen der Ansicht des BDEW ist nicht zu klären, wie das Verschulden im Falle von technischen Ausfällen der steuerbaren Verbrauchseinrichtung festgestellt werden kann. Denn ein solcher Fall liegt in der Sphäre des Betreibers und nicht in der des Netzbetreibers und fällt demnach nicht unter die vorliegende Konstellation.

Der Bundesverband Wärmepumpe e.V. und der Fachverband Gebäude-Klima e.V. und Bundesindustrieverband Technische Gebäudeausrüstung e.V. tragen vor, dass mögliche Geräteschäden durch fehlende zeitliche sowie leistungsbezogene Toleranzen nicht auszuschließen seien. Dazu kämen Abschaltungsautomatiken für nicht modulierende Bestandsgeräte, die unter Umständen in kritischer Infrastruktur genutzt werden würden. Nach Auffassung der Beschlusskammer überwiegt

hier jedoch das Interesse des Netzbetreibers an einer Haftungsfreistellung. Aus Ziffer 4.6. des Regelwerks ergibt sich, dass die Ausstattung der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen dem Verantwortungsbereich des Betreibers unterfällt. Es liegt demnach auch in seiner Verantwortung, seine steuerbaren Verbrauchseinrichtungen so auszustatten, dass zeitliche und leistungsbezogene Toleranzen bestehen, wodurch die vorgetragenen Schadensursachen verhindert werden. Kritische Infrastruktur befindet sich zudem in der Regel nicht auf der Ebene der Niederspannung. Im Übrigen wird auf die Ausnahmen von der Teilnahmeverpflichtung nach Ziffer 3.1.b. verwiesen. Haftungsfreistellungen, die auch nach dem Recht der allgemeinen Geschäftsbedingungen (§ 309 Nr. 7 BGB) nicht formularmäßig vereinbart werden dürfen, sind ausdrücklich nicht umfasst.

10. Übergangsvorschriften

10.1. Bestandsanlagen nach § 14a EnWG a.F.

Ziffer 10.1. behandelt im Rahmen der Übergangsvorschriften den Umgang mit denjenigen Anlagen, die bereits vor dem 01.01.2024 an das Netz anschlossen wurden und in Betrieb gegangen sind und die bereits im Zeitpunkt des Inkrafttretens dieser Festlegung die Gewährung eines reduzierten Netzentgeltes nach § 14a EnWG a.F. von Seiten des Netzbetreibers in Anspruch genommen haben.

Diese Anlagen zeichnet aus, dass sie technisch grundsätzlich in der Lage sind, durch den Netzbetreiber – bislang basierend auf regelmäßigen Schaltplänen – angesteuert zu werden. Für diese Verbrauchseinrichtungen wird das Fortgelten dieser individuellen Vereinbarung bis längstens 31.12.2028 zugestanden. Aus Gründen des Bestandsschutzes und um individuelle Härten abzufedern, gilt ein mehrjähriger Übergangszeitraum. Unter anderem auf Hinweis der N-ERGIE Netz GmbH, dass bisher teilweise in der Praxis keine konkreten individuellen (schriftlichen) Vereinbarungen nach § 14a EnWG a. F. geschlossen worden seien, wird zur Klarstellung nicht mehr auf das Vorliegen einer Vereinbarung abgestellt, sondern vielmehr auf die Tatsache, ob eine entsprechende Netzentgeltreduzierung faktisch gewährt wurde.

10.2. Verfahrensweise nach dem 31.12.2028

Die im zeitlichen Anschluss für Verbrauchseinrichtungen nach Ziffer 10.1. geltenden Regeln richten sich nach der konkreten Art der Anlage:

- Alle Betreiber von Verbrauchseinrichtungen, die unter den definierten Kanon dieser Festlegung fallen, haben maximal fünf Jahre Zeit, ihre Verbrauchseinrichtung für die netzorientierte Steuerung nach den Regelungen dieser Festlegung zu ertüchtigen bzw. diese ertüchtigen zu lassen. Anschließend erfolgt eine verpflichtende Überführung in die netzori-

entiere Steuerung nach den Vorgaben dieser Festlegung. Liegt der netzwirksame Leistungsbezug dagegen unterhalb von 4,2 kW, fallen diejenigen Verbrauchseinrichtungen nicht unter den definierten Kanon der Festlegung. In der Konsequenz besteht keine Grundlage für eine darüber hinausgehende Fortsetzung der Steuerung nach § 14a EnWG a.F. Gerechtfertigt wird dies durch die Tatsache, dass bei einem zugestandenem Mindestbezug in Höhe von 4,2 kW eine derartige Verbrauchseinrichtung letztlich keinen Beitrag zur Abwendung der Gefährdung des Netzbereichs leisten kann. Im Zuge der bundeseinheitlichen Ausprägung der Steuerung nach § 14a EnWG kann eine Verbrauchseinrichtung mit einer Netzanschlussleistung unter 4,2 kW keinen Bestands- und Vertrauensschutz geltend machen. Die Steuerung nach § 14a EnWG a.F. war ohnehin lediglich optional bei entsprechendem Bedarf des Netzbetreibers anzubieten. Bereits nach der damals geltenden Gesetzeslage bestand seitens des Betreibers kein Anspruch auf eine dauerhafte Fortführung der Regelung und auf eine Netzentgeltkompensation, sofern dies nicht generell seitens des Netzbetreibers angeboten wurde.

- Für Nachtspeicherheizungen gilt das bisher Vereinbarte hinsichtlich der Ausführung der Steuerung dauerhaft fort. Eine Nachrüstung von Nachtspeicherheizungen aus dem Bestand, insbesondere hinsichtlich der erforderlichen Steuerungstechnik sowie der dazugehörigen Kundenanlage, würde gleichwohl einen wesentlich höheren technischen und finanziellen Aufwand mit sich bringen, der aus Sicht der Bundesnetzagentur nicht gerechtfertigt werden kann. Es werden schon seit vielen Jahren keine neuen Nachtspeicherheizungen mehr eingebaut. Vielmehr gehen sie sukzessive außer Betrieb. Gleichwohl tragen sie aufgrund der oftmals über den Tag hinweg geltenden mehrstündigen strombezugsfreien Zeitfenster zu einer spürbaren Entlastung der Netzbereiche bei. Dieser Beitrag zur Entlastung der Netzbereiche, insbesondere in Hochlastzeitfenstern, ist bis zur Außerbetriebnahme der Nachtspeicherheizungen unverzichtbar. Daher sind Nachtspeicherheizungen von der Pflicht in die netzorientierte Steuerung zu wechseln, dauerhaft ausgenommen. Mit dem Austausch, dem Ersatz oder dem Umbau der Anlage endet allerdings dieser Bestandsschutz.
- Der Beschlusskammer ist bekannt, dass es neben den steuerbaren Verbrauchseinrichtungen im Sinne dieser Festlegung und den Nachtspeicherheizungen derzeit vereinzelte Verbrauchseinrichtungen gibt, für die eine individuelle Netzentgeltreduktion mit dem Netzbetreiber vereinbart wurde. Der Beschlusskammer wurden als derartige Fälle sowohl Beregnungsanlagen als auch öffentliche Ladepunkte genannt. Hinsichtlich der öffentlichen Ladepunkte wird auf die Ausführungen zu Ziffer 2.4. verwiesen. Darüber hinaus verfolgt die Beschlusskammer mit der Ausgestaltung einer bundesweit einheitlichen Regelung eine

Vereinfachung und Standardisierung der Abwicklung der Steuerung aller Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG. Die wenigen Bestandsverbrauchseinrichtungen, die nicht unter den festgelegten Kanon fallen und gegebenenfalls besondere Restriktionen aufweisen, werden nach der Übergangszeit nicht in die netzorientierte Steuerung überführt. Ihnen kann dann keine weitere Netzentgeltreduzierung nach § 14a EnWG gewährt werden.

10.3. Bestandsanlagen ohne gewährte Netzentgeltreduzierungen nach § 14a EnWG a.F.

Die Übergangsvorschriften für Betreiber von Bestandsanlagen sind allerdings nicht so weitgehend, wie von einigen Netzbetreibern zur Vergrößerung des Teilnehmerkreises und damit der Effektivität des § 14a-Gesamtmechanismus gefordert. So sehen sie explizit keine Teilnahmeverpflichtung für Betreiber vor, die eine steuerbare Verbrauchseinrichtung vor dem Jahr 2024 in Betrieb genommen haben, aber zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieser Festlegung kein reduziertes Netzentgelt nach § 14a Absatz 2 Satz 1 EnWG oder der korrespondierenden Vorgängerregelung in Anspruch nehmen. Betreiber dieser Verbrauchseinrichtungen haben sich vor Inkrafttreten dieser Festlegung gegen eine Teilnahme am bisherigen § 14a-Mechanismus entschieden und im Zweifel die jeweilige Anlage technisch auch nicht für zeitweise Leistungsreduktionen ausgelegt. Dieser Vorschlag käme der überraschenden und rückwirkenden Einführung einer Teilnahmeverpflichtung für Verbrauchseinrichtungen, die sich gegen die optionale Inanspruchnahme einer Netzentgeltreduktion bis 31.12.2023 entschieden haben, gleich.

Beide Konsultationen dieser Festlegung haben ausdrücklich deren Inkrafttreten zum 01.01.2024 angekündigt. Aus Gründen des Vertrauensschutzes sind daher diese steuerbaren Verbrauchseinrichtungen von der Teilnahmeverpflichtung ausgenommen. Dieser Vertrauensschutz wird nicht durch eine eventuelle Entscheidung des Kunden, auf marktliche Preis- oder Steuerungssignale eines Dritten zu reagieren, gemindert, da dies keine Teilnahmeverpflichtung im Sinne dieser Festlegung begründet.

Aus der beschriebenen Ausnahme der Teilnahmeverpflichtung folgt, dass auch im Falle einer Erweiterung von Anlagen im Sinne der Ziffer 2.4.1.b. bzw. 2.4.1.c. bei der Summierung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen nach Ziffer 2.4.2. Verbrauchseinrichtungen, für die bis zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieser Festlegung kein reduziertes Netzentgelt nach § 14a Absatz 2 Satz 1 EnWG oder der korrespondierenden Vorgängerregelung in Anspruch genommen wurde, nicht betrachtet werden.

Steuerbare Verbrauchseinrichtungen im Sinne der Ziffer 2.4.1.b. bzw. 2.4.1.c., die nach dem 01.01.2024 in Betrieb genommen oder denen noch eine Netzentgeltreduktion gewährt wird, die

aber aufgrund einer Netzanschlussleistung unterhalb der Aufgreifschwelle für die Teilnahmeverpflichtung lagen, sind hingegen bei der Summierung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen nach Ziffer 2.4.2. zu inkludieren.

10.4. Vorzeitiger Wechsel von Bestandsanlagen in die netzorientierte Steuerung

Die Beschlusskammer befürwortet es, wenn Betreiber steuerbarer Verbrauchseinrichtungen auf eigenen Wunsch bereits vor Ende der Übergangsfrist in die netzorientierte Steuerung wechseln möchten. Gleiches gilt für solche Bestandsanlagen, die bisher kein reduziertes Netzentgelt nach § 14a EnWG a.F. in Anspruch genommen haben. Der Netzbetreiber kann den Wechsel daher nicht ablehnen. Nicht überzeugt hat die Forderung mehrerer Netzbetreiber, dass eine Wechselmöglichkeit für Bestandsanlagen erst zu einem späteren Zeitpunkt eröffnet werden solle. Sie geben an, dass zum Inkrafttreten der Festlegung eine Konzentration auf neue steuerbare Verbrauchseinrichtungen erfolgen solle bzw. dass vor der Wechselmöglichkeit von Bestandsverbrauchseinrichtungen diverse Fragen zu Abläufen u.ä. zu klären wären. Ergänzt wird dies durch die Befürchtung, dass diese Bestandsverbrauchseinrichtungen nicht bzw. nur deutlich eingeschränkt ab dem 01.01.2024 gesteuert werden könnten.

Um diesen Bedenken bestmöglich entgegenzukommen, sieht Ziffer 10.4. Satz 4 vor, dass der Netzbetreiber in einer Übergangsphase vom 01.01.2024 bis zum 31.12.2025 eine in die netzorientierte Steuerung gewechselte Altanlage in der bis zum 31.12.2023 praktizierten Art und Weise steuern darf, sofern die Voraussetzungen für die netzorientierte Steuerung bei ihm noch nicht vorliegen. In diesem Fall ist angeordnet, dass die Vorgaben bezüglich der präventiven Steuerung aus Ziffer 10.5. keine Anwendung finden. Eine Fortsetzung der bisherigen Steuerungspraxis bis zum 31.12.2025 löst daher nicht den Start der maximal 24-monatigen Übergangsphase des präventiven Steuerns aus. Damit soll vermieden werden, dass Netzbetreiber, die nicht die Absicht haben, frühzeitig von der präventiven Steuerung Gebrauch zu machen, diese allein deswegen – mit allen Konsequenzen der Ziffer 10.5. – nutzen müssen, weil Bestandsanlagen sich für eine Migration in das neue System entschieden haben. Bis zum Ablauf der eingeräumten Übergangsfrist bedarf es seitens des Netzbetreibers entweder der Beendigung der bisherigen Steuerung bis zur Einführung der netzorientierten Steuerung nach Ziffer 4. oder alternativ des zwischenzeitlichen Starts der präventiven Steuerung unter Einhaltung der Voraussetzungen nach Ziffer 10.5.

Klarzustellen ist aber, dass dies nur für gewechselte Altanlagen gilt. Steuerbare Verbrauchseinrichtungen, die ab dem 01.01.2024 in Betrieb gehen, dürfen nur unter den Voraussetzungen der Ziffer 10.5. präventiv gesteuert werden.

Da ab dem 01.01.2024 keine individuellen Vereinbarungen zwischen dem Betreiber einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung und dem Netzbetreiber nach §14a EnWG abgeschlossen werden

dürfen, die von den Vorgaben dieser Festlegung abweichen, ist ein erneuter Wechsel der steuerbaren Verbrauchseinrichtung bzw. eine „Rückkehr“ zu den bisher vereinbarten Konditionen ausgeschlossen.

10.5. Rahmenbedingungen der präventiven Steuerung

Die Beschlusskammer hat im Rahmen der ersten Konsultation eine Vielzahl von Stellungnahmen erhalten, die eine Verkürzung der Übergangsfrist bis zur verbindlichen Einführung der netzorientierten Steuerung einforderten. Begründet wurde dies insbesondere mit der Sorge, dass gegebenenfalls einige Netzbetreiber erst zum Ende der im Eckpunktepapier skizzierten fünfjährigen Übergangsfrist beginnen könnten, die Voraussetzungen für die Umsetzung der netzorientierten Steuerung zu schaffen und mit dem Auslaufen der Übergangszeit zum 01.01.2029 die ausnahmslose netzorientierte Steuerung nicht garantiert sei. Darüber hinaus erschien vielen Stellungnehmenden eine Übergangsfrist von fünf Jahren generell als ein zu langer Zeitraum. Sie führten in diesem Zusammenhang unter anderem aus, dass der durch das Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) beschleunigte Rollout der intelligenten Messsysteme die Beobachtbarkeit der Niederspannung bereits früher ermögliche. Wenige Netzbetreiber gaben umgekehrt an, dass die Übergangsfrist zu kurz bemessen sei.

Die Beschlusskammer hat die vorgebrachten Argumente sorgfältig abgewogen und darauf basierend die entsprechenden Regelungen überarbeitet und erneut zur Konsultation gestellt. Sie sieht eine Übergangsfrist von fünf Jahren als erforderlich an, da einerseits zwar mit dem beschleunigten Rollout der intelligenten Messsysteme die Beobachtbarkeit der Niederspannungsnetze erhöht werden kann, andererseits in kurzer Zeit nicht flächendeckend mit einer Beobachtbarkeit der Niederspannung in der erforderlichen Qualität gerechnet werden kann. Zudem beinhaltet der Aufbau der notwendigen IT-Ausstattung und Verfahrensweisen zur Netzzustandsermittlung in der erforderlichen Qualität durch die Netzbetreiber entsprechende Zeit.

Gleichwohl hat die Beschlusskammer die Befürchtungen sehr ernst genommen, dass gegebenenfalls einige Netzbetreiber zu spät mit der Ertüchtigung ihrer Systeme und Prozesse beginnen könnten und hat daher eine sukzessive Umsetzung der netzorientierten Steuerung in einzelnen Netzbereichen vorgesehen. Statt der in der ersten Konsultation skizzierten pauschalen fünfjährigen Übergangszeit sieht die Beschlusskammer nunmehr direkt mit dem Inkrafttreten der Festlegung die netzorientierte Steuerung vor und ermöglicht lediglich dem Netzbetreiber, pro Netzbereich maximal 24 Monate hinsichtlich konkret aufgeführter Punkte von den Vorgaben der netzorientierten Steuerung abzuweichen und übergangsweise präventiv zu steuern.

Daher hat der Netzbetreiber im Falle einer nach dem 01.01.2024 neu in Betrieb genommenen steuerbaren Verbrauchseinrichtung bzw. einer wechselwilligen steuerbaren Verbrauchseinrichtung zu prüfen, ob in dem jeweiligen Netzbereich bereits eine netzorientierte Steuerung erfolgt

bzw. erfolgen kann. Für weitere Ausführungen zu der befristeten Sonderregelung für wechselwillige Bestandsanlagen wird auf Ziffer 10.4 verwiesen. Sofern keine netzorientierte Steuerung erfolgen kann, wäre im nächsten Schritt zu prüfen, ob Maßnahmen zur Abwendung einer Netzüberlastung zum aktuellen Zeitpunkt in dem betroffenen Netzbereich indiziert sind. Diese Abschätzung gründet entweder auf einer entsprechenden, ggfs. vorübergehenden, Messung oder der Netzplanung. Sofern aus Sicht des Netzbetreibers eine Überlastung des Netzbereichs zu befürchten und der Netzbetreiber noch nicht in der Lage ist, die netzorientierte Steuerung vollumfänglich umzusetzen, kann er für einen Übergangszeitraum von 24 Monaten in diesem Netzbereich eine präventive Einsenkung der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen vornehmen und von den Vorgaben zur netzorientierten Steuerung in der aufgeführten Art und Weise abweichen. Nach Ablauf von 24 Monaten nach erstmaliger präventiver Steuerung in diesem Netzbereich darf der Netzbetreiber in diesem Netzbereich nicht mehr präventiv den netzwirksamen Leistungsbezug einsenken. Er muss daher den Übergangszeitraum von 24 Monaten nutzen, um entweder Maßnahmen zu ergreifen, die die Überlastungen des Netzbereichs beseitigen oder die entsprechenden organisatorischen, prozessualen und IT-technischen Voraussetzung für eine netzorientierte Steuerung zur Vermeidung einer akuten Überlastung des Netzbereichs zu schaffen. Eine eventuelle anteilige Begrenzung der Leistungseinsenkung führt im Übrigen nicht zu einer Verlängerung des Übergangszeitraums von 24 Monaten.

Die präventive Steuerung ist auf eine maximale Dauer von zwei Stunden täglich beschränkt, um auch während der maximal 24 Monate andauernden Übergangsphase einen möglichen Komfortverlust des Betreibers zu beschränken. Während dieser Zeit gelten die anderen Vorgaben der netzorientierten Steuerung, wie z.B. die permanent zugestandene Netzbezugsleistung in Höhe von 4,2 kW usw., unverändert.

Für die Umsetzung der präventiven Steuerung ist es unschädlich, wenn die maximale Dauer von zwei Stunden pro Tag einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung in mehrere zeitliche Segmente unterteilt wird, sofern die Summe dieser Segmente zwei Stunden pro Tag nicht überschreitet. Gleiches gilt, sofern die Zeitfenster der präventiven Steuerung zweier steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in einem Netzbereich sich voneinander unterscheiden. Dies bietet sich insbesondere zur Absicherung der seitens der Netzbetreiber vorgetragenen Abendspitze von vier Stunden an.

Die Rahmenbedingungen für die präventive Steuerung bilden die wesentlichen Züge der derzeit in der Regel praktizierten Steuerung nach § 14a EnWG ab. Allerdings schränken sie den zeitlichen Rahmen und die Intensität der Steuerungsmaßnahmen ein. Diese spürbare Einschränkung der Ziffer 10.5.a. bis c. bei der Ausgestaltung der präventiven Steuerung, werden von den Netzbetreibern entweder gänzlich abgelehnt bzw. sollten ihrer Ansicht nach erheblich gelockert werden. Die EWE Netz GmbH sieht gar durch die Rahmenbedingungen der präventiven Steuerung und der

Vorgaben der Ziffer 10.5. zum Netzanschluss steuerbarer Verbrauchsanlagen die Netzstabilität gefährdet. Der BDEW befürchtet, dass Netzbetreiber auf erste Steuerungsmaßnahmen verzichten könnten, um die Frist von 24 Monaten nicht anlaufen zu lassen und schlägt stattdessen vor, die Beschlusskammer solle in begründeten Fällen stattdessen eine Einzelfallprüfung und eine eventuelle Verlängerung des 24-monatigen Zeitfensters ermöglichen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Netzbetreiber sowohl auf eine Ausdehnung bzw. Abschaffung des 24-monatigen Übergangszeitraums als auch des täglichen Zwei-Stunden-Zeitfensters zur Steuerung sowie, wenn auch in geringerem Umfang, auf den Wegfall der Limitierung der Einsenkung auf den maximalen netzwirksamen Leistungsbezug in Höhe von 4,2 kW drängen. Dies sind jedoch die wesentlichen Kriterien, die die aktuell praktizierte Form der Steuerung nach § 14a EnWG a.F. von dieser Festlegung unterscheiden. Die dahinterstehende Forderung nach einem „Weiter so wie bisher“ lässt sich jedoch in keiner Weise mit den Anforderungen der Energiewende und des bereits eingangs thematisierten Zuwachses insbesondere von Wärmepumpen und Elektromobilen vereinbaren. Diese Herausforderungen und auch der beklagenswert unzureichende Stand der Beobachtbarkeit der Niederspannung sind längst allgemein bekannt.

Dies gilt auch für die Befürchtung, dass diese Herausforderungen in den nächsten Jahren mit einer schlichten Fortsetzung der bisherigen Praxis durch die Netzbetreiber in den meisten Fällen nicht gemeistert werden können. Daher verbietet sich die Aufhebung der einschränkenden Rahmenbedingungen der präventiven Steuerung. Gerade die präventive Steuerung bietet den Netzbetreibern eine Brücke, um den Übergang von der bisher praktizierten völlig unflexiblen Steuerung nach Schaltplänen zu der netzorientierten Steuerung schrittweise umzusetzen. Die präventive Steuerung beinhaltet noch Grundelemente des bisherigen Schaltprozederes, bereitet durch die einschränkenden Rahmenbedingungen aber den Weg für einen sukzessiven Wechsel in das Regime der netzorientierten Steuerung. Der von den Netzbetreibern möglicherweise empfundene Druck geht allerdings nicht primär von dieser Festlegung aus, sondern vielmehr von der sich abzeichnenden Vielzahl an vorzunehmenden Neuanschlüssen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen. Die Festlegung mildert diesen Druck etwas, in dem sie den Netzbetreibern ein adäquates Mittel zur Verfügung stellt, absehbaren Netzengpässen entgegenzuwirken. Weiteres Zögern oder Abwarten seitens der Netzbetreiber führt nicht zu einer Entspannung dieser Situation, sondern erhöht lediglich diesen Druck.

Da nahezu alle Netzbetreiber in der Zukunft mit der Besorgnis einer Gefährdung oder Störung der Betriebsmittel in einem Netzbereich konfrontiert sein werden und gleichzeitig die Digitalisierung der Niederspannung allorts noch am Anfang ist, ist der Vorschlag des BDEW, in begründeten Fällen eine Einzelfallprüfung für eine etwaige Ausweitung der Übergangsphase von 24 Monaten

durchzuführen, nicht geeignet. Stattdessen hat jeder Netzbetreiber in seiner eigenen Verantwortung gegebenenfalls entsprechende Maßnahmen, wie etwa die Unterstützung durch Dienstleister, zu ergreifen, um nicht nur den Anforderungen dieser Festlegung, sondern den generellen Anforderungen, die sich aus der zunehmenden Verbreitung von Wärmepumpen und Elektromobilen ergeben, gerecht zu werden. Die sinnvolle Bündelung von Optimierungs- und Ausbaumaßnahmen nebst Erstellung eines Plans zur Ertüchtigung der Netzbereiche wird durch die Festlegung nicht eingeschränkt.

10.6. Übergangsregelung für nicht steuerbare Anlagen

Die Übergangsregelung in Ziffer 10.6. nimmt Bezug auf solche steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die nach Anlagentypus und Inbetriebnahmedatum eigentlich in den Anwendungsbereich dieser Festlegung fallen würden, aus technischen Gründen aber einer Steuerungsmöglichkeit nicht zugänglich sind und dies auch nicht mit einem vertretbaren technischen Aufwand behoben werden kann. Für diese Anlagen, die im Zeitraum zwischen dem 01.01.2024 und dem 31.12.2026 in Betrieb gehen, wird angeordnet, dass die Ziffern 3. bis 5. dieser Festlegung keine Anwendung finden.

Die Beschlusskammer beabsichtigt, mit dieser Regelung einzelnen besonderen Härtefällen zu begegnen, die sich daraus ergeben würden, dass solchen Anlagen aufgrund Nichtbefolgung der Vorgaben dieser Festlegung anderenfalls ein Anschluss ans Netz generell zu verweigern wäre.

Das Vorliegen der erforderlichen technischen Unmöglichkeit ist vom Betreiber gegenüber dem Netzbetreiber darzulegen und gegebenenfalls zu beweisen. Die Annahme einer Unmöglichkeit dürfte jedenfalls dann ausscheiden, wenn die betreffende Anlage zwar keine Ansteuerungsmöglichkeit nach dem aktuellsten Stand der Technik aufweist (z.B. digitale Schnittstelle), aber auf andere Weise in der Bezugsleistung beschränkt oder abgeschaltet werden kann. So wird etwa ein Großteil der heute nach § 14a EnWG a.F. gesteuerten Wärmepumpen noch über ein entsprechendes Schütz geschaltet, welches vor der eigentlichen steuerbaren Verbrauchseinrichtung angeordnet ist. Auf den Schaltbefehl etwa eines Rundsteuerempfängers sorgt das Schütz dafür, dass die betreffende Anlage in der Sperrzeit stromlos geschaltet wird. Für Ansteuerungen dieser Art ist aufgrund der großen Verbreitung im installierten Bestand auch das Vorliegen einer technischen Möglichkeit zu unterstellen. Dies dürfte bei allen von dieser Festlegung erfassten Anlagenkategorien grundsätzlich einsetzbar sein. Das Berufen auf die technische Unmöglichkeit würde somit den Vortrag und gegebenenfalls den Beweis im Einzelfall voraussetzen, dass abweichend von der gängigen Praxis eine Ansteuerung dennoch technisch unmöglich ist.

Vorsorglich sei auch darauf hingewiesen, dass eine Unmöglichkeit insbesondere nicht aus der Tatsache herrühren kann, dass die betreffende teilnahmepflichtige Anlage nur die Möglichkeit zur

vollständigen Ausschaltung besitzt, nicht aber die Möglichkeit zur stufenweisen oder gar stufenlosen Ansteuerung der Bezugsleistung. Es wird insoweit auf Ziffer 4.6. Satz 2 verwiesen.

Beruft sich der Betreiber einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung im Einzelfall erfolgreich auf das Vorliegen der Unmöglichkeit, so folgt daraus, dass die Anlage nicht unter den Anwendungsbereich der Ziffern 3. - 5. dieser Festlegung fällt. Der Betreiber unterliegt damit nicht der Teilnahmeverpflichtung. Mangels Teilnahme kann sich der Betreiber allerdings auch nicht auf diejenigen Vorteile berufen, die eine Teilnahme ihrerseits voraussetzen. Insbesondere kommen ihm die Vorteile aus Ziffer 5. (sofortige Gewährung des Netzanschlusses ohne Einredemöglichkeit des Netzbetreibers) nicht zugute.

10.7. Übergangsregelung für die Veröffentlichungen nach Ziffer 8.4.

Ziffer 10.7. sieht zum einen eine Übergangsregelung für die Verpflichtung der Netzbetreiber zur Veröffentlichung der in Ziffer 8.4. genannten Daten auf einer gemeinsamen Internetplattform vor. Da dies einen technischen Vorlauf erfordert, der in der Übergangszeit bis zum 01.01.2024 nicht zu bewältigen ist, wird den Netzbetreibern zur Realisierung der diesbezüglichen Anforderungen eine Frist bis zum 01.03.2025 eingeräumt. Dies erscheint indes leistbar, da die Netzbetreiber ohnehin derzeit aufgrund gesetzlicher Anforderungen ein einheitliches Portal für die Abwicklung von Netzanschlussbegehren aufzubauen haben und etwa bei – naheliegender – Mitnutzung dieses Portals Synergieeffekte heben könnten.

Zum anderen sieht Ziffer 10.7. eine Übergangsregelung vor, die die Dokumentationspflicht der Betreiber nach Ziffer 7.2. betrifft. Auch bezüglich der durch die Betreiber umzusetzenden Dokumentationspflichten ist davon auszugehen, dass deren Umsetzung einen gewissen zeitlichen Vorlauf in Anspruch nehmen wird. Sofern die Dokumentationspflichten aufgrund technischer Begebenheiten nicht bereits unmittelbar durch die steuerbare Verbrauchseinrichtung selbst erfüllt werden können, stellt beispielsweise die Ausstattung der steuerbaren Verbrauchseinrichtung mit einem separaten Zähler, der die Leistungsreduzierung nachweisbar aufzeichnet, eine denkbare Möglichkeit dar, um eine Dokumentation im Sinne von Ziffer 7.2. zu ermöglichen. Um den Betreibern gegebenenfalls notwendige technische Ertüchtigungen zu ermöglichen, ist die gewählte Übergangsregelung vor dem Hintergrund der Frist zwischen dem Erlass der Festlegung und dem Inkrafttreten sachgerecht. Der den Betreibern zugestandene Übergangszeitraum bis zum 01.03.2025 kommt darüber hinaus auch den Herstellern steuerbarer Verbrauchseinrichtungen zugute. Sofern steuerbare Verbrauchseinrichtungen nicht bereits jetzt unmittelbar die Dokumentationspflicht erfüllen können, können Hersteller den Übergangszeitraum etwa dafür nutzen, den Betreibern technische Zusatzlösungen zur Nachrüstung aufzuzeigen und anzubieten oder die zukünftig zu vertreibenden steuerbaren Verbrauchseinrichtungen entsprechend auszustatten.

11. Inkrafttreten

Die Festlegung tritt zum 01.01.2024 in Kraft, so dass es bei den zunehmenden Netzanschlussersuchen insbesondere von Wärmepumpen und Wallboxen nicht zu Verzögerungen oder Ablehnungen beim Anschluss aufgrund potenzieller Überlastungen einzelner Netzbereiche kommt, sondern stattdessen eine Dimmung der netzwirksamen Bezugsleistung bei Bedarf durch den Netzbetreiber möglich ist.

12. Verhältnismäßigkeit der Festlegung

Die Beschlusskammer hat das ihr zugewiesene Ermessen erkannt, entsprechend der Zwecke der gesetzlichen Ermächtigung ausgeübt und nicht überschritten, vgl. § 40 VwVfG. Dabei hat sie ihre Entscheidung insbesondere am Grundsatz der Verhältnismäßigkeit – als äußerste Grenze des Ermessens – orientiert.

Mit dem vorliegenden Beschluss, der festlegt, dass die netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen mit Wirkung ab dem 01.01.2024 nach näherer Maßgabe des Regelwerks in der Anlage 1 zu dieser Festlegung vorzunehmen und abzuwickeln ist, verfolgt die Beschlusskammer einen legitimen Zweck. Dieser besteht darin, in Übereinstimmung mit der Ermächtigungsgrundlage aus § 14a EnWG die zunehmende Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen im Bereich der Niederspannung unter gleichzeitiger Wahrung der Zuverlässigkeit, Stabilität und Sicherheit der Elektrizitätsversorgung zu ermöglichen und zu fördern. Die Förderung der Realisierung der Energiewende bei gleichzeitiger Aufrechterhaltung der Zuverlässigkeit, Stabilität und Sicherheit des Energieversorgungsnetzes dient in besonders hohem Maße dem Gemeinwohl.

Die tenorierte Verpflichtung nach Tenorziffer 1/Anlage 1 ist zur Zweckerreichung auch geeignet. Im Rahmen der verpflichtend abzuschließenden Vereinbarungen über die netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach den Maßgaben des festgelegten Regelwerks wird Betreibern bereits jetzt das Recht eröffnet, steuerbare Verbrauchseinrichtungen in zunehmender Zahl in das Niederspannungsnetz zu integrieren, ohne eine Ablehnung seitens der Netzbetreiber unter Verweis auf zu knappe Kapazitäten in den betreffenden Niederspannungssträngen befürchten zu müssen oder auf zeitintensive Netzausbaumaßnahmen verwiesen zu werden. Im Gegenzug wird den Netzbetreibern aufgrund der verpflichtend abzuschließenden Vereinbarung das Recht und die Möglichkeit eingeräumt, als ultima ratio auf den Leistungsbezug der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen einzuwirken und so zur Wahrung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung etwa die Überlastung von Betriebsmitteln oder anderweitige Bedrohungen für die Stabilität des Elektrizitätsversorgungsnetzes abwenden zu können.

- 72 -

Somit schafft die vorliegende Festlegung die notwendigen Rahmenbedingungen, um schon jetzt zur Förderung und Realisierung der Energiewende in den Bereichen Mobilität und Wärme einen steigenden Zubau elektrisch betriebener steuerbarer Verbrauchseinrichtungen zu gewährleisten, ohne dabei die Belange der Sicherheit und Stabilität des Elektrizitätsversorgungssystems außer Acht zu lassen.

Die vorliegende Festlegung ist auch erforderlich. Mildere Mittel, die zur Erreichung des dargestellten legitimen Zwecks gleich geeignet sind, sind nicht ersichtlich. Bei der weiteren Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen auf Netzausbaumaßnahmen zu warten, ohne gegebene Kapazitäten optimal auszunutzen, wäre zwar unter dem Gesichtspunkt der Sicherheit ein alternatives Mittel. Dieses wäre jedoch zum einen finanziell nicht effizient und zum anderen würde hierdurch vor allem in zeitlicher Hinsicht die Integration einer zunehmenden Anzahl steuerbarer Verbrauchseinrichtungen zur Realisierung der Energiewende nicht befördert, sondern diese vielmehr stark ausgebremsst. Die Integration einer zunehmend wachsenden Anzahl von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen ohne verpflichtenden Abschluss einer Vereinbarung, die den Netzbetreibern eine Ultima-ratio-Befugnis ermöglicht, würde hingegen eine nicht zu unterschätzende Gefährdung für die Sicherheit und Stabilität des Elektrizitätsversorgungssystems darstellen. Zwar könnten sich freiwillige Vereinbarungen oder freiwillige Flexibilitätsmaßnahmen, etwa nach § 14c EnWG, als mildere Maßnahmen darstellen. Diese wären jedoch nicht gleich geeignet. In einer drohenden Überlastungssituation kann nicht mit hinreichender Sicherheit gewährleistet werden, dass die Flexibilitätsdienstleistungen zu Gunsten der Stabilisierung des Elektrizitätsversorgungsnetzes auch tatsächlich genutzt werden können. Zwar können durch ökonomische Vorteile starke Anreize zur Nutzung bzw. Zurverfügungstellung von Flexibilitäten gesetzt werden. Allerdings ist das Verhalten der Betreiber nicht sicher vorhersehbar, sodass bei auf Anreizen basierenden Flexibilitätsmechanismen stets eine gewisse Unsicherheit verbleibt. Durch eine verpflichtende Teilnahme an dem festgelegten Regelungsmodell wird hingegen ein Steuerungspotential geschaffen, welches im Falle der Freiwilligkeit nicht im gleichen Maße hinreichend gesichert zur Verfügung stünde, da in diesen Fällen nicht gewährleistet wäre, dass die den jeweiligen Strang wesentlich belastenden Wirkleistungsbezüge auch tatsächlich gesteuert werden könnten.

Die vorliegende Festlegung und die tenorierten Vorgaben des Regelwerks zur Durchführung der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG sind in ihrer Gesamtheit auch angemessen und damit verhältnismäßig im engeren Sinne.

Der Beschlusskammer ist bewusst, dass durch die Vorgaben der Festlegung zur künftigen Abwicklung der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG verschiedene Belange von Betreibern, Herstellern, Netzbetreibern und ggf. weiteren Akteuren berührt werden. Unter Berücksichtigung der vorab dargestellten legitimen Zwecke, deren

Erreichung die vorliegende Festlegung verfolgt, hat die Beschlusskammer widerstreitende Interessen und Belange der verschiedenen betroffenen Akteure berücksichtigt und einen möglichst schonenden und abgewogenen Interessensausgleich vorgenommen.

12.1. Betreiber

Um die dargelegten legitimen Zwecke erreichen zu können, hat die Beschlusskammer im Rahmen der Festlegung als ein wesentliches Element eine Verpflichtung zur Teilnahme an der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach den Vorgaben des festgelegten Regelwerks beschlossen. Anders als bislang steht die Teilnahme an der netzorientierten Steuerung demnach ab dem Zeitpunkt des Inkrafttretens des festgelegten Regelwerks grundsätzlich nicht mehr im freien Belieben der Betreiber von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen. Die Beschlusskammer ist sich darüber bewusst, dass diese Verpflichtung insbesondere rechtliche Positionen der Betreiber berührt. Der nunmehr festgelegte Teilnahme- und Kontrahierungszwang ist jedoch in seiner Ausgestaltung und unter Berücksichtigung der verfolgten Zwecke angemessen und verhältnismäßig.

12.1.1. Eigentumsfreiheit

Die vorliegende Festlegung ist insbesondere unter Berücksichtigung des Eigentumsrechts der betroffenen Betreiber von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen angemessen und verhältnismäßig im engeren Sinne. Zwar ist durch die Teilnahmeverpflichtung die komplett eigenverantwortliche Nutzung der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und die diesbezügliche Verfügungsfreiheit über das Eigentum an der steuerbaren Verbrauchseinrichtung als vermögenswerter Aspekt an sich betroffen. Im Rahmen einer Abwägung steht das Interesse der Betreiber an der uneingeschränkten Ausübung der grundrechtlich geschützten Verfügungsfreiheit über das Eigentum an der steuerbaren Verbrauchseinrichtung jedoch hinter den durch den Eingriff geschützten Gemeinwohlbelangen zurück.

Durch das festgelegte Regelwerk zur netzorientierten Steuerung wird die Sicherheit, die Zuverlässigkeit, die Effizienz und vor allem die Stabilität des Elektrizitätsversorgungsnetzes bei gleichzeitiger Ermöglichung der Integration einer steigenden Anzahl steuerbarer Verbrauchseinrichtungen gewährleistet. Die Festlegung schafft ein wirksames und bundesweit einheitliches Instrument zur netzorientierten Steuerung. Dieses dient der Verhinderung von Stromausfällen und Netzschäden, die durch Betriebsmittelüberlastungen entstehen können und sorgt dafür, dass die bestehenden Netzkapazitäten optimal genutzt und zugleich auf neue Herausforderungen angepasst werden können. Nur durch die Möglichkeit und Verpflichtung zur netzorientierten Steuerung im Ultima-ratio-Fall kann sichergestellt werden, dass es trotz des möglichen Erfordernisses von Netzausbaumaßnahmen bereits jetzt zu einer Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen

kommen kann. Damit schafft die Beschlusskammer einen Rahmen, der Betreibern von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen unter Berücksichtigung der Sicherheit und Stabilität des Elektrizitätsversorgungsnetzes überhaupt möglichst weitreichende Verfügungsmöglichkeit über ihr Eigentum ermöglicht. Wie zuvor bereits dargestellt, stellt das festgelegte Regelwerk zu Gunsten der Eigentümer sicher, dass die bestimmungsgemäße Inbetriebnahme und Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen durch den Netzbetreiber unter Verweis auf Kapazitätsengpässe im konkreten Netzgebiet nicht abgelehnt werden kann. Weiterhin wird durch die Festlegung sichergestellt, dass steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach erfolgter Inbetriebnahme auch fortwährend nutzbar sind und damit die grundsätzliche Verfügungsbefugnis bestehen bleibt. Ohne die vorliegende Festlegung wäre hingegen nicht auszuschließen, dass bei uneingeschränkter Nutzung aller steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in einem Netzbereich, selbst bei drohenden Überlastungssituationen, eine tatsächliche Betriebsmittelüberlastung und damit ein Ausfall der Elektrizitätsversorgung eintreten würde. In einem derartigen Fall wären die betroffenen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen überhaupt nicht mehr nutzbar und die Verfügungsmöglichkeit weitest stärker eingeschränkt, als dies durch eine mögliche Einsenkung des Maximalbezugs der Fall wäre. Ein Dimmen des maximalen Bezugs unter Gewährung eines Minimalbezugs, der einen grundsätzlichen Betrieb weiterhin ermöglicht, stellt gegenüber einem möglichen kompletten Ausfall oder einer kompletten „Abregelung“ eine schonendere und damit angemessene Beeinträchtigung der Verfügungsmöglichkeit am Eigentum dar.

Im Rahmen der Angemessenheit der Beeinträchtigung der Verfügungsbefugnis ist auch zu berücksichtigen, dass aufgrund des festgelegten Regelwerks sichergestellt ist, dass eine diskriminierungsfreie Behandlung und Auswahl in dem betroffenen Netzbereich gewährleistet ist, sofern ein Netzbetreiber als ultima ratio eine Leistungseinsenkung vornehmen muss.

Sollten bei einem Netzbetreiber die technischen Voraussetzungen der netzorientierten Steuerung nach Ziffer 4. noch nicht gegeben sein, so besteht die Möglichkeit der präventiven Steuerung nach Ziffer 10.5. Doch auch auf dieser Grundlage möglicherweise stattfindende Eingriffe erfolgen nicht schrankenlos. Die festgelegte präventive Steuerung darf nicht länger als maximal für 24 Monate angewendet werden. Auch im Fall ihrer Anwendung ist stets ein netzwirksamer Leistungsbezug gemäß Ziffer 4.5. sicherzustellen. Darüber hinaus ist die Anwendung der präventiven Steuerung auf zwei Stunden täglich beschränkt.

Im Übrigen ist im Rahmen der Angemessenheit auch zu berücksichtigen, dass die geringfügige Beschränkung der Verfügungsbefugnis durch einen finanziellen Ausgleich kompensiert wird.

Demnach erfolgt durch die Festlegung ein möglichst schonender Ausgleich zwischen einer schnellstmöglichen Integration und bestimmungsgemäßen Nutzung des Eigentums an der steuerbaren Verbrauchseinrichtung, ohne die Gewährleistung der sicheren und stabilen Elektrizitätsversorgung außer Acht zu lassen.

12.1.2. Privatautonomie/Allgemeine Handlungsfreiheit

Der Teilnahme- und Kontrahierungszwang ist auch unter dem Gesichtspunkt der Einschränkung der grundsätzlich vorherrschende Privatautonomie als Ausfluss der allgemeinen Handlungsfreiheit nach Artikel 2 Absatz 1 GG verhältnismäßig im engeren Sinne. Dabei ist zunächst zu berücksichtigen, dass diese bereits nicht per se vorbehaltlos gewährt ist. Vielmehr steht die allgemeine Handlungsfreiheit, und damit auch die Privatautonomie selbst, nach Artikel 2 Absatz 1 GG unter Schrankenvorbehalt und kann durch Rechtsnormen, die zur verfassungsmäßigen Ordnung gehören, eingeschränkt werden. Einschränkungen der Privatautonomie sind im Rahmen der geltenden Rechtsordnung an sich auch nicht grundsätzlich unbekannt. So ergeben sich beispielsweise bereits aus dem Bürgerlichen Gesetzbuch Beschränkungen (vgl. etwa §§ 134, 138 BGB oder etwa die Normen zur AGB-Kontrolle in §§ 307 ff. BGB). Auch in anderen Lebensbereichen, in denen der zwingende Abschluss eines Vertrags als besonders wichtig angesehen wird, kennt die Rechtsordnung einen Kontrahierungszwang. Als Beispiele können hier etwa die Kfz-Haftpflichtversicherung oder die Krankenversicherungspflicht angeführt werden.

Der zum Erlasszeitpunkt dieser Festlegung geltende § 14a EnWG stellt dabei als verfassungsgemäßes Bundesgesetz schon eine taugliche Rechtsgrundlage dar, um die festgelegte Verpflichtung zum Abschluss einer Vereinbarung über die netzorientierte Steuerung zu legitimieren. Im Rahmen des Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor vom 20.07.2022 hat der Gesetzgeber § 14a EnWG umfassend novelliert. Bereits der Wortlaut besagt, dass „Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen und Lieferanten, Letztverbraucher und Anschlussnehmer verpflichtet sind, nach den Vorgaben der Bundesnetzagentur Vereinbarungen über die netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen oder von Netzanschlüssen mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (steuerbare Netzanschlüsse) im Gegenzug für Netzentgeltreduzierungen abzuschließen“. Dieser weite und offene Wortlaut schließt bereits die Kompetenz der Bundesnetzagentur ein, den verpflichtenden Abschluss einer Vereinbarung festzulegen. Diesbezügliche Einschränkungen an die durch die Bundesnetzagentur zu treffenden Vorgaben sieht der Wortlaut nicht vor. Dies wird auch durch die Gesetzesbegründung gestützt.¹² Diese stellt zunächst klar, dass die Vereinbarungen über die netzorientierte Steuerung privatrechtlicher Natur zu sein haben und die Bundesnetzagentur die

¹² Vgl. BT-Drucksache 20/2656, S. 44.

Inhalte dieser Vereinbarung durch Festlegung vorgeben kann. Darüber hinaus erwähnt die Gesetzesbegründung, dass eine Teilnahme an der netzorientierten Steuerung dem Wortlaut von § 14a EnWG nach nicht zwingend verpflichtend sein müsse. Damit wird der Bundesnetzagentur ein weiter Gestaltungsspielraum eingeräumt. Die Bundesnetzagentur war demnach nicht verpflichtet, eine Teilnahmepflicht festzulegen, es stand ihr jedoch im Rahmen ihres weiten Gestaltungsspielraums offen.

Aufgrund der bereits dargestellten Erwägungen (vgl. etwa die vorstehenden Ausführungen zur Teilnahmeverpflichtung unter 3.) ist die Beschlusskammer zu dem Ergebnis gelangt, dass die Teilnahmeverpflichtung nach dem Regelwerk gegenüber lediglich freiwilligen Teilnahmemöglichkeiten wesentlich geeigneter ist, um die legitimen Zwecke zu erreichen. Durch die verpflichtende Teilnahme an dem von der Beschlusskammer festgelegten System zur netzorientierten Steuerung können die Potentiale der zuzubauenden steuerbaren Verbrauchseinrichtungen gesichert und klar definiert durch die Netzbetreiber berücksichtigt und genutzt werden. Im Fall einer drohenden Überlastungssituation steht den Netzbetreibern durch die verpflichtende Einbindung in das durch die Beschlusskammer festgelegte System ein sicherer und verlässlicher Ultima-ratio-Mechanismus zur Verfügung. Dieser erlaubt es, die bestehenden Kapazitäten in der Niederspannung auch unter Berücksichtigung von steigenden gleichzeitigen bzw. volatilen Belastungen optimal auszunutzen, ohne die Sicherheit und Stabilität der Elektrizitätsversorgung außer Acht zu lassen. Vor dem Hintergrund der Gewährleistung der Sicherheit und Stabilität der Elektrizitätsversorgung, greift der verpflichtende Abschluss einer Vereinbarung nach dem Regelwerk in seiner konkreten Ausgestaltung auch nicht unangemessen in die Handlungsfreiheit der Anlagenbetreiber ein. Diesbezüglich ist insbesondere auch zu berücksichtigen, dass der Verpflichtung zum Abschluss einer Vereinbarung im Gegenzug auch zahlreiche Begünstigungen gegenüberstehen. So sieht das von der Beschlusskammer festgelegte Regelwerk etwa zu Gunsten der Betreiber von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen vor, dass aufgrund der verpflichtenden Einbindung in das festgelegte System zur netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen die Integration und Inbetriebnahme einer entsprechenden Anlage durch den Netzbetreiber nicht mehr unter Verweis auf Kapazitätsengpässe im entsprechenden Niederspannungsstrang abgelehnt werden kann. Dadurch erhalten Betreiber einen erheblichen Zugewinn an gesicherten Rechtspositionen. Während Betreiber unter der vormaligen Konzeption der Freiwilligkeit stets dem Risiko einer Ablehnung geplanter Integrationen und Inbetriebnahmen durch den Netzbetreiber gegenüberstanden, besteht dieses Risiko nunmehr nicht mehr. Vielmehr erhalten Betreiber nunmehr ein deutliches höheres Maß an Klarheit und Planungssicherheit. Darüber hinaus ist im Rahmen der Angemessenheit auch zu berücksichtigen und klarzustellen, dass sich Betreiber von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen auch bei verpflichtender Teilnahme an dem festgelegten System zur netzorientierten Steuerung nicht willkürlichen Steuerungshandlungen der Netzbetreiber ausgesetzt

sehen. Vielmehr sind steuernde Handlungen der Netzbetreiber ausdrücklich nur als ultima ratio zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Stabilität des Elektrizitätsversorgungsnetzes zulässig. Ob eine derartige Situation besteht, haben die Netzbetreiber aufgrund objektiv nachvollziehbarer Methoden zu ermitteln. Die netzorientierte Steuerung kann nur erfolgen, wenn auf Basis der Netzzustandsermittlung (vgl. Ziffer 2.6.) auch ein konkreter Anlass besteht. Es bedarf somit einer aktuellen Erkenntnisgrundlage. Hierbei gilt auch eine verbindliche maximale Zeitspanne, die zwischen dem Vorliegen des Ergebnisses der Netzzustandsermittlung und dem Auslösen der Leistungsreduzierung nicht überschritten werden darf.

Darüber hinaus stellt das festgelegte Regelwerk klar, dass sich steuernde Maßnahmen der Netzbetreiber stets am Grundsatz der Erforderlichkeit zu orientieren haben und nicht länger andauern dürfen, als dies zur Bewältigung möglicher Überlastungssituationen notwendig und erforderlich ist. Dadurch wird die Maßnahme zeitlich begrenzt. Außerdem ist im Rahmen der Abwägung ebenfalls in Rechnung zu stellen, dass das von der Beschlusskammer festgelegte Regelwerk vorsieht, dass selbst im Falle steuernder Maßnahmen durch den Netzbetreiber ein stets verfügbarer Mindestwert für den Leistungsbezug von mindestens 4,2 kW zur Verfügung steht. Sofern es sich um größere Wärme- oder Klimageräte handelt, kann dieser Mindestbezugswert nach den Maßgaben des festgelegten Regelwerks sogar größer ausfallen.

Bei entsprechender technischer Ausstattung der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen stellt die Beschlusskammer zu Gunsten der betroffenen Betreiber demnach also sicher, dass diese die eingebundenen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen stets mit einer Leistung von mindestens 4,2 kW betreiben können. Wohingegen in einem ungeregelten oder auf Freiwilligkeit basierenden System auch ein vollständiges Abregeln im Sinne eines Abschaltens möglich wäre, ist unter dem festgelegten Regelwerk zu Gunsten der Betreiber im Gegenzug für die verpflichtende Teilnahme nunmehr lediglich eine Einsenkung möglich. Folglich müssen Betreiber bei entsprechender technischer Ausstattung auch nicht den Nutzungsausfall der eigenen steuerbaren Verbrauchseinrichtung befürchten, sondern lediglich eine Einsenkung des maximalen Bezugs in Sinne einer gegebenenfalls möglichen Komfortreduzierung.

Darüber hinaus ist im Rahmen des schonenden Interessensausgleichs auch in Rechnung zu stellen, dass die Betreiber für die verpflichtende Teilnahme an dem festgelegten Regelwerk zur netzorientierten Steuerung bereits für die bloße Möglichkeit steuernder Maßnahmen der Netzbetreiber im Ultima-ratio-Fall finanziell kompensiert werden. Alleine für die Zurverfügungstellung der Potentiale der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen steht den Betreibern im Gegenzug ein Rechtsanspruch auf Erhalt einer finanziellen Kompensation zu. Auch durch diesen Mechanismus erhalten die Betreiber im Gegenzug für die verpflichtende Teilnahme einen angemessenen Ausgleich.

12.1.3. Übergangsvorschriften und Gleichbehandlungsgrundsatz

Die Beschlusskammer ist sich darüber bewusst, dass zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des festgelegten Regelwerks bereits eine gewisse Anzahl steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in das Niederspannungsnetz integriert sind. Nach Kenntnis der Beschlusskammer stellt sich dieses Feld bereits installierter und in Betrieb genommener steuerbarer Verbrauchsanlagen als heterogen dar. Ein Teil der Betreiber hat auf Grundlage des § 14a EnWG a.F. bereits freiwillige und individuelle Vereinbarungen über die netzorientierte Steuerung abgeschlossen. Andere Betreiber haben hiervon hingegen keinen Gebrauch gemacht und sich in Übereinstimmung mit der vormals geltenden Rechtslage bewusst gegen den Abschluss einer solchen freiwilligen Vereinbarung entschieden und sowohl ihre Kaufentscheidung als auch die Dimensionierung der betreffenden Anlage darauf gestützt, dass keine netzorientierten Steuerungsmaßnahmen erfolgen sollten. Um die verschiedenen Interessenlagen möglichst umfassend zu berücksichtigen und zu einem schonenden Ausgleich zu bringen, hat die Beschlusskammer in Ziffer 10. umfangreiche und differenzierte Übergangsvorschriften vorgesehen.

Mit diesen Übergangsvorschriften hat die Beschlusskammer auch umfassend dem Grundsatz des Vertrauensschutzes, der sich aus dem Grundsatz der Rechtssicherheit nach Art. 20 Absatz 3 GG ableitet, Rechnung getragen. Betreiber von Altanlagen, die in Übereinkunft mit der zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung geltenden Rechtslage davon ausgingen, dass ihre steuerbare Verbrauchseinrichtung nicht einer verpflichtenden netzorientierten Steuerung unterworfen sein würde, müssen aus Gründen des Vertrauensschutzes auch nach dem Inkrafttreten des festgelegten Regelwerks keine Vereinbarung zur netzorientierten Steuerung abschließen. Falls sie hieran jedoch Interesse haben sollten, gewährt die im Regelwerk festgelegte Übergangsvorschrift ihnen die entsprechende Möglichkeit. Betreiber von Altanlagen, die sich hingegen in Übereinkunft mit der zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung geltenden Rechtslage bereits freiwillig für den Abschluss einer Vereinbarung über die netzorientierte Steuerung entschieden haben, haben damit nach außen hin unzweifelhaft zu erkennen gegeben, dass sie das grundsätzliche Steuerungspotential ihrer steuerbaren Verbrauchseinrichtung gegen eine Kompensation zur Verfügung stellen wollen. Sofern diese Vereinbarung auch im Zeitpunkt des Inkrafttretens des festgelegten Regelwerks noch Bestand hat, muss davon ausgegangen werden, dass diese grundsätzliche Entscheidung ebenfalls weiterhin Bestand hat. Um einen bundesweit einheitlichen Standard zu gewährleisten, ist diesen Betreibern, auch unter dem Gesichtspunkt des Vertrauensschutzes, aufgrund der bereits getroffenen und nach außen hin sichtbaren Entscheidung für die netzorientierte Steuerung, eine verpflichtende Überführung in die Systematik der netzorientierten Steuerung nach dem festgelegten Regelwerk zuzumuten. Um mögliche Härten abzufedern oder ggf. nötige technische Anpassungen an den Altanlagen zu ermöglichen, hat die Beschlusskammer für diese Fälle

jedoch eine mehrjährige Übergangsfrist vorgesehen. In dieser haben die Betreiber entsprechender Altanlagen hinreichend Zeit zur technischen und organisatorischen Überführung und die Verhältnismäßigkeit wird gewahrt.

Zwar gelten damit für Verbrauchseinrichtungen, die vor dem 01.01.2024 in Betrieb genommen wurden, andere Regelungen als für solche, die nach dem 01.01.2024 in Betrieb genommen werden. Dies stellt aber keinen Verstoß gegen das Gleichheitsgebot aus Art. 3 Absatz 1 GG dar. Aufgrund der unterschiedlichen Zeitpunkte der Inbetriebnahme der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und aufgrund der damit einhergehenden unterschiedlichen Rechtslagen besteht bereits kein vergleichbarer Sachverhalt.

Würde die Festlegung für Betreiber von Altanlagen hingegen ohne Übergangsvorschriften so uneingeschränkt gelten, wie sie für Betreiber gilt, die ihre steuerbaren Verbrauchseinrichtungen ab dem 01.01.2024 in Betrieb nehmen, würde das schutzwürdige Vertrauen der Betreiber von Altanlagen, und damit der Grundsatz der Rechtssicherheit, enttäuscht werden. Somit tragen die Übergangsvorschriften nach Ziffer 10. maßgeblich dazu bei, dass das Regelwerk als solches insgesamt angemessen und verhältnismäßig im engeren Sinne ist.

12.2. Hersteller

Auch unter Berücksichtigung schutzwürdiger Belange der Hersteller der von dieser Festlegung erfassten Kategorien steuerbarer Verbrauchseinrichtungen, die schon nicht unmittelbare Adressaten der Festlegung sind, ist die vorliegende Festlegung angemessen und verhältnismäßig im engeren Sinne.

12.2.1. Berufsfreiheit

In Bezug auf die Berufsfreiheit möglicherweise betroffener Hersteller ist durch die vorliegende Festlegung bereits kein Eingriff in die entsprechenden Grundrechtspositionen ersichtlich. Selbst unter Zugrundelegung der Annahme, dass durch das festgelegte Regelwerk der Erwerb von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen möglicherweise für Betreiber in vereinzelten Fällen weniger attraktiv werden sollte, fällt die Attraktivität eines Produktes an sich nicht in den Schutzbereich von Art. 12 Absatz 1 GG.

Die Hersteller steuerbarer Verbrauchseinrichtungen haben als Marktteilnehmer keinen grundrechtlich verbürgten Anspruch darauf, dass die Wettbewerbsbedingungen für sie unverändert bleiben. Die Berufsfreiheit gewährleistet keinen Anspruch auf eine erfolgreiche Marktteilhabe oder künftige Erwerbsmöglichkeiten. Denn die Wettbewerbsposition und damit auch die erzielbaren Erträge unterliegen dem Risiko laufender Veränderung je nach den Verhältnissen am Markt und

damit nach Maßgabe seiner Funktionsbedingungen.¹³ Regelungen, die die Wettbewerbssituation der Unternehmen lediglich im Wege faktisch-mittelbarer Auswirkungen beeinflussen, berühren den Schutzbereich von Art. 12 Absatz 1 GG grundsätzlich nicht.¹⁴ Die Grundrechtsbindung aus Art. 12 Absatz 1 GG besteht jedoch dann, wenn Normen, die zwar selbst die Berufstätigkeit nicht unmittelbar berühren, aber Rahmenbedingungen der Berufsausübung verändern, in ihrer Zielsetzung und ihren mittelbar-faktischen Wirkungen einem Eingriff als funktionales Äquivalent gleichkommen.¹⁵

Die im Rahmen des Regelwerks festgelegte Teilnahmepflicht wirkt sich aufgrund der dazwischentretenden Verbraucherentscheidung, wenn überhaupt, lediglich mittelbar auf die Wettbewerbssituation der Hersteller aus. Dabei kommt die Maßnahme auch in ihrer mittelbar-faktischen Wirkung einem Eingriff als funktionales Äquivalent nicht gleich. Mittelbare Folgen in Form etwaiger nachteiliger wirtschaftlicher Folgen sind für die Hersteller insofern bloße Reflexe der regulierungsbehördlichen Festlegung einer Teilnahmeverpflichtung.

Die vorliegende Festlegung bezweckt, eine Netzüberlastung durch unregulierte Nutzung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in netzkritischen Situationen zu verhindern. Die Festlegung zielt nicht darauf ab, das marktbasierende Anbieten steuerbarer Verbrauchseinrichtungen an sich zu verhindern. Vielmehr trägt die Festlegung dazu bei, eine zunehmende Netzintegration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen bereits jetzt zu ermöglichen. Indem die vorliegende Festlegung die Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in das bestehende Niederspannungsnetz ermöglicht und fördert, kann sie sich sogar verkaufsfördernd auswirken. Im Übrigen wird durch die vorliegende Festlegung auch dem europäischen und nationalen Interesse am Ausbau der Elektromobilität sowie dem forcierten Hochlauf von Wärmepumpen entsprochen.

12.2.2. Eigentumsfreiheit

Auch in Bezug auf die Eigentumsfreiheit der Hersteller von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen ist die vorliegende Festlegung angemessen und verhältnismäßig im engeren Sinne. Selbst wenn man aufgrund des festgelegten Regelwerks über die netzorientierte Steuerung eine verringerte Attraktivität von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen unterstellen wollte, so würde dies schon nicht in den Schutzbereich von Art. 14 Absatz 1 GG fallen. Art. 14 Absatz 1 GG schützt insofern den konkreten Bestand an vermögenswerten Gütern vor ungerechtfertigten Eingriffen durch die

¹³ Vgl. BVerfG, Urteil vom 20.04.2004 – 1 BvR 905/00, Juris-Rn. 44 m.w.N.

¹⁴ Vgl. BVerfG, Beschluss vom 21.03.2018 – 1 BvF 1/13, Juris-Rn. 27.

¹⁵ Vgl. BVerfG, Beschluss vom 21.03.2018 – 1 BvF 1/13, Juris-Rn. 28.

öffentliche Gewalt. Dabei erfasst Art. 14 Absatz 1 GG nur Rechtspositionen, die einem Rechtssubjekt bereits zustehen, nicht aber in der Zukunft liegende Chancen und Verdienstmöglichkeiten.¹⁶

Im Übrigen besteht aus Kundensicht aufgrund der ausgewogenen und angemessenen Konzeption des festgelegten Regelwerks selbst im Falle einer tatsächlich vorgenommenen netzorientierten Steuerung lediglich das Risiko eines Komfortverlustes und nicht die komplette Abregelung der steuerbaren Verbrauchseinrichtung. Der hiervon ausgehende Einfluss auf eine hypothetische Kaufentscheidung dürfte unter Beachtung der gewährten Vorteile insgesamt als gering einzuschätzen sein.

Eine unangemessene Beeinträchtigung von Grundrechtspositionen der Hersteller von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen lässt sich auch nicht mit Blick auf die Rechtsfigur des eingerichteten und ausgeübten Gewerbebetriebs begründen. Der Schutz über die Rechtsfigur des eingerichteten und ausgeübten Gewerbebetriebs geht jedenfalls nicht weiter als der Schutz, den seine wirtschaftliche Grundlage genießt und erfasst nur den konkreten Bestand an Rechten und Gütern. Bloße Umsatz- und Gewinnchancen oder tatsächliche Gegebenheiten werden auch unter dem Gesichtspunkt des eingerichteten und ausgeübten Gewerbebetriebs nicht von der Eigentumsgarantie erfasst.¹⁷ Die netzorientierte Steuerung der betroffenen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen wirkt sich unmittelbar nur auf die Benutzung dieser Einrichtungen selbst aus. Etwaige nachteilige wirtschaftliche Folgen stellen eine mittelbare Auswirkung dar, denn sie resultieren aus einer dazwischentretenden Kaufentscheidung der Verbraucher. Anknüpfungspunkt ist die Auswirkung der Nutzung der Produkte auf das Verteilernetz und nicht der Verkauf der Produkte als abgrenzbare Geschäftsaktivität innerhalb eines Gewerbebetriebs.

12.3. Netzbetreiber

Die vorliegende Festlegung ist auch unter Berücksichtigung der Interessen und Belange der grundrechtsfähigen Netzbetreiber angemessen und verhältnismäßig im engeren Sinne.

Zwar wird auch der Netzbetreiber in seiner über Art. 2 Absatz 1 GG geschützten Privatautonomie berührt, da auch er zur Teilnahme an der netzorientierten Steuerung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen nach den Maßgaben des festgelegten Regelwerks verpflichtet ist.

Demnach ist er – nach Ablauf der vorgesehenen Übergangszeit – nicht mehr befugt, zur Vermeidung einer Gefährdung oder Störung die bislang angewandte einfache Methodik der rein präventiven Steuerung auf Basis errechneter Überlastungsprognosen anzuwenden. Vielmehr wird er

¹⁶ Vgl. BVerfG, Beschluss vom 26.06.2022 – 1 BvR 558/91, Juris-Rn. 77.

¹⁷ Vgl. BVerfG, Urteil vom 06.12.2016 – 1 BvR 2821/11, Juris-Rn. 240.

durch das Regelwerk verpflichtet, im Fall einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit seines Netzes den netzwirksamen Leistungsbezug nur noch auf der Grundlage einer aufwändigeren Netzzustandsermittlung vorzunehmen, die eine Digitalisierung seines Niederspannungsnetzes voraussetzt. Hierfür sind gewisse technische und organisatorische Voraussetzungen erforderlich, die der Netzbetreiber schaffen muss. Die auch für den Netzbetreiber verpflichtend festgelegte Teilnahme an der netzorientierten Steuerung nach dem Regelwerk ist jedoch gerechtfertigt. Es überwiegen insofern die bereits dargestellten Gemeinwohlbelange der Förderung der Realisierung der Energiewende durch Integration der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen bei gleichzeitiger Aufrechterhaltung der Zuverlässigkeit, Stabilität und Sicherheit des Energieversorgungsnetzes. Dabei ist insbesondere zu beachten, dass der Netzbetreiber im Gegenzug für die Teilnahme an der netzorientierten Steuerung nach dem Regelwerk mit einem wirksamen und sicher planbaren Ultima-ratio-Instrument bedacht wird. Hierdurch wird er in die Lage versetzt, der Kernaufgabe eines Netzbetreibers, der Wahrung der sicheren und stabilen Elektrizitätsversorgung, auch in Zukunft und unter sich wandelnden äußeren Bedingungen effektiv und effizient nachkommen zu können. Durch die vorliegende Festlegung kann verhindert werden, dass Betriebsmittel in einem Netzbereich aufgrund der zunehmenden Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen überlastet und beschädigt werden, was insbesondere dem Netzbetreiber zugutekommt. Weiterhin ist zu beachten, dass mit der verpflichtenden Teilnahme an dem Regelwerk für den Netzbetreiber auch weitere wirtschaftliche Vorteile einhergehen. So wird etwa ermöglicht, dass kostenintensive und möglicherweise ineffiziente Netzausbaumaßnahmen der Verteilernetze, die ohne die vorliegende Festlegung und die Möglichkeit der netzorientierten Steuerung aufgrund ansonsten eintretender Überlastungen des Energieversorgungsnetzes ggf. erforderlich wären, vermieden werden können. Dass die netzorientierte Steuerung gewisser technischen Voraussetzungen bedarf, die ggfs. noch nicht vorliegen und noch durch den Netzbetreiber zu schaffen sind, wird jedoch ausreichend durch die Möglichkeit der präventiven Steuerung im Rahmen der Übergangsvorschriften (vgl. Ziffer 10.5.) berücksichtigt.

Sofern die Vorgaben zur Durchführung der netzorientierten Steuerung nach dem festgelegten Regelwerk auch die Berufsfreiheit eines Verteilernetzbetreibers betreffen sollten, so geschieht dies ebenfalls in einem angemessenen und verhältnismäßigen Umfang. Durch das festgelegte Regelwerk steht allenfalls eine Berührung der Regeln zur Ausübung der Tätigkeit als Verteilernetzbetreiber in Rede. Diese objektiven Berufsausübungsregelungen sind vorliegend in jedem Fall gerechtfertigt und verhältnismäßig. Mit der Wahrung der Sicherheit und Stabilität der Elektrizitätsversorgung bei gleichzeitiger Förderung der Realisierung der Energiewende durch die Ermöglichung der zunehmenden Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen dienen sie jedenfalls vernünftigen Erwägungen zu Gunsten des Allgemeinwohls.

12.4. Staatszielbestimmung

Im Übrigen trägt die vorliegende Festlegung durch die Förderung der Realisierung der Energiewende auch dazu bei, dem als Staatszielbestimmung verfassungsrechtlich verbürgten Klimaschutzgebot¹⁸ Rechnung zu tragen. Denn durch das festgelegte Regelwerk zur netzorientierten Steuerung kann eine beschleunigte Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in das bestehende Verteilernetz befördert werden, wodurch der Umsetzung der Energiewende in den Bereichen Mobilität und Wärme gedient wird. Durch eine zunehmende Integration von elektrisch betriebenen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen kann die Abkehr von fossilen Energieträgern hin zu erneuerbaren Energien, welche die steuerbaren Verbrauchseinrichtung insbesondere in Zukunft auf klimaschonende Art und Weise mit Energie versorgen sollen, unterstützt werden. Das Bundesverfassungsgericht hat in seinem „Klimaschutzbeschluss“ vom 24.03.2021 klargestellt, dass die aus Art. 2 Absatz 2 Satz 1 GG folgende Schutzpflicht des Staates auch die Verpflichtung umfasst, Leben und Gesundheit vor den Gefahren des Klimawandels zu schützen.¹⁹ Aus Art. 2 Absatz 2 Satz 1 GG folgt zudem die Pflicht des Staates, Schutzmaßnahmen zu treffen, die den Klimawandel begrenzen und mit denen den Gefahren des Klimawandels begegnet wird.²⁰ Diese Schutzmaßnahmen müssen rechtzeitig und zügig erfolgen. Die Festlegung ist auch als eine solche Schutzmaßnahme zu verstehen, die zu einer umfassenden Dekarbonisierung beiträgt. Sie integriert steuerbare Verbrauchseinrichtungen, die erneuerbare Energien nutzen können und in Zukunft noch stärker nutzen sollen, schnellstmöglich und effektiv.

VI. Erarbeitung von Empfehlungen durch Netzbetreiber (Tenorziffer 2)

In Bezug auf die unter der Tenorziffer 2 verorteten Punkte wird den Netzbetreibern als Anwendern des Instrumentariums der netzorientierten Steuerung die Verpflichtung auferlegt, zur bestmöglichen Erreichung einer Standardisierung und damit einer massengeschäftstauglichen und effizienten Abwicklung der netzorientierten Steuerung Vorschläge zu erarbeiten und der Bundesnetzagentur vorzulegen. Die Beschlusskammer sieht die Netzbetreiber in diesem Zusammenhang insbesondere auch in einer koordinierenden Rolle, was namentlich in der im Tenor ausgesprochenen Verpflichtung zur angemessenen Beteiligung aller relevanten Marktpartner zum Ausdruck kommt.

Folglich empfiehlt sich deren frühzeitige Einbindung zur Bündelung der branchenübergreifenden Expertise für eine erfolgreiche praxisnahe Standardisierung der unter Tenorziffer 2 genannten unterschiedlichen Aspekte der netzorientierten Steuerung.

¹⁸ Vgl. BVerfG, Beschluss vom 24.03.2021 – 1 BvR 2656/18.

¹⁹ Vgl. BVerfG, Beschluss vom 24.03.2021 – 1 BvR 2656/18, Juris-Rn. 148.

²⁰ Vgl. BVerfG, Beschluss vom 24.03.2021 – 1 BvR 2656/18, Juris-Rn. 149 ff.

Diese Punkte, die bisher in der Konsultation unter Ziffer 11.6. geführt wurden, wurden durch mehrere Stellungnehmer offensichtlich falsch interpretiert. Sie gingen davon aus, dass erst nach der Veröffentlichung dieser Punkte die Voraussetzungen für eine netzorientierte Steuerung geschaffen seien und erst danach mit den entsprechenden Vorbereitungen begonnen werden könne und folglich das Inkrafttreten dieser Festlegung entsprechend anzupassen wäre.

Die Stellungnehmenden verkennen jedoch, dass diese Punkte keine Voraussetzung für die Einführung der netzorientierten Steuerung sind. Vielmehr dienen sie lediglich der noch besseren Standardisierung und ermöglichen allen Beteiligten eine effiziente und massengeschäftstaugliche Abwicklung der netzorientierten Steuerung nebst deren Dokumentation. Unbenommen der Veröffentlichung der unter Tenorziffer 2 genannten Empfehlungen kann der Netzbetreiber, sofern die Voraussetzungen dieser Festlegung erfüllt sind, ab dem 01.01.2024 - nicht nur im Rahmen von Pilotprojekten - mit der Umsetzung der netzorientierten Steuerung beginnen. Über die Vorlage der Empfehlungen hinaus verbleibt hinreichend Zeit für Nacharbeiten und Verbesserungen an den Routinen rund um die netzorientierte Steuerung seitens der Netzbetreiber. In der Forderung nach einer Verschiebung des Inkrafttretens der Festlegung kommt insbesondere die Befürchtung der Vertreter der Herstellerindustrien zum Ausdruck, dass innerhalb weniger Wochen, die zwischen Veröffentlichung und Inkrafttreten dieser Festlegung liegen, sämtliche Vorgaben, beispielsweise zur messtechnischen Umsetzung der Steuerung oder zur Nachweisführung, bereits vollumfänglich durch die steuerbaren Verbrauchseinrichtungen erfüllt werden müssen. Diesen Befürchtungen Rechnung tragend sieht die Beschlusskammer unter Ziffer 10.7. besondere Übergangsregelungen und Ausnahmen zum Inkrafttreten dieser Festlegung vor.

Durch die Verpflichtung der Netzbetreiber, Empfehlungen für die technische Konkretisierung der aufgeführten Vorgaben auszuprägen, greift die Beschlusskammer auf das dort vorhandene technische Wissen und die einschlägige Erfahrung der technischen Regelsetzer zurück und sichert dadurch eine zügige praxistaugliche Konkretisierung der Festlegung. Seitens der Netzbetreiber wird jedoch mitunter vorgetragen, dass die Erarbeitung der unter Tenorziffer 2 genannten Punkte mangels Kapazität nicht geleistet werden könne und auch unklar sei, durch wen die Dokumente zu erstellen seien. Die Beschlusskammer hat bereits während der Arbeiten an dieser Festlegung mit dem FNN und dem BDEW als diejenigen Verbänden, die insbesondere auch die Netzbetreiber vertreten, Kontakt aufgenommen und von ihnen die Zusagen erhalten, dass sie sich der Erstellung der Empfehlungen annehmen und diese fristgerecht der Beschlusskammer vorlegen. Das weitere Vorgehen, mithin ob basierend auf diesen vorgelegten Empfehlungen eine (erneute) Konsultation der Bundesnetzagentur mit anschließender förmlicher Festlegung oder eine schlichte Veröffentlichung der Empfehlung erfolgt, entscheidet die Beschlusskammer für die jeweilige Empfehlung nach Tenorziffer 2 gesondert.

Diese Maßnahmen zur Standardisierung dienen der Entlastung der einzelnen Netzbetreiber, tragen gleichzeitig zu einer bundeseinheitlichen Abwicklung der netzorientierten Steuerung bei und vermitteln allen beteiligten Parteien Sicherheit bei der Umsetzung der Vorgaben.

Die Beschlusskammer stimmt der Forderung des ZVEI e.V. zu, dass zu für die vorgesehene Standardisierung bereits bestehende Standards bestmöglich zu verwenden und ggf. zu aktualisieren sind. Dies kann sowohl den Verweis auf bereits etablierte technische Regelwerke, Anpassungen dieser auf die besonderen Anforderungen der netzorientierten Steuerung sowie ggf. die erstmalige Erarbeitung von Empfehlungen beinhalten.

Die im Zuge der Tenorziffer 2.a. und 2.b. zu erarbeitenden Empfehlungen bieten den Marktteilnehmern eine Orientierung, welche Informationen im Rahmen einer netzorientierten Steuerung und deren Dokumentation zwischen den Schnittstellen der Steuerungseinrichtung und der steuerbaren Verbrauchseinrichtung bzw. des EMS auszutauschen sind. Gleiches gilt für die technische Umsetzung und Dokumentation der netzorientierten Steuerung. Sie bietet den Betreibern und Herstellern der steuerbaren Verbrauchseinrichtung bzw. der EMS eine Hilfestellung an, welche der bekannten Schnittstellen diese Informationen bereits standardisiert zur Verfügung stellen. So sieht die Beschlusskammer nach derzeitigem Stand etwa bei der Verwendung der EEBUS-Schnittstelle sowohl die erforderliche Informationsübermittlung als auch Nachweisführung der netzorientierten Steuerung als abgedeckt an.²¹ Dies schließt die Verwendung alternativer Schnittstellen nicht aus, solange sie die erforderlichen Anforderungen anderweitig adäquat umsetzen. Dies wäre dann fallweise zu überprüfen.

Bei der Ausgestaltung der Empfehlungen ist darauf zu achten, dass in Zukunft die Funktion der Steuerungseinrichtung beispielsweise in ein Smart-Meter-Gateway integriert werden kann. Daher sollen die Empfehlungen bereits diese und andere technische Entwicklungen antizipieren und nicht nur Empfehlungen für physikalische Schnittstellen, sondern auch logische Schnittstellen umfassen.

Durch die Empfehlung nach Tenorziffer 2.c. wird die Objektivierung des Auslösers einer netzorientierten Steuerung erzielt. Im Zuge der Erarbeitung allgemeingültiger technischer Parameter zur Annahme einer Gefährdung oder Störung im Netzbereich wird ein bundesweit einheitliches auslösendes Element für die netzorientierte Steuerung bestimmt. Das mit einer zu schnellen Rücknahme der netzorientierten Steuerung verbundene Risiko für einen schlagartigen Anstieg des netzwirksamen Leistungsbezugs ehemals eingesenkter steuerbaren Verbrauchseinrichtungen

²¹ Vgl. etwa zur Beschreibung die Anwendungsregel VDE 2829-6.

und der höchstwahrscheinlich direkt daraus resultierenden erneuten Überlastung des Netzbereichs soll durch Vorgaben für die schrittweise Rücknahme einer netzorientierten Steuerung für die Netzbetreiber beherrschbar gemacht werden.

Um die Nachvollziehbarkeit der erforderlichen Steuerungsmaßnahmen zu erhöhen, sieht die Beschlusskammer in Ziffer 8.4. bundeseinheitliche Veröffentlichungspflichten vor. Der BDEW wird zu diesem Zweck nach Tenorziffer 2.d. ein Format entwickeln und der Bundesnetzagentur vorlegen.

Die Beschlusskammer hat sich für eine Differenzierung des Zeitpunkts, zu dem die verschiedenen Empfehlungen vorzulegen sind, entschieden. Da die nach Tenorziffer 2.e. bis g. auszuarbeitenden Punkte inhaltlich umfangreicher sein dürften, sind diese Dokumente erst zum 01.01.2025 vorzulegen.

Dies gilt unter anderem für die Empfehlung für ein standardisiertes Vorgehen zur Durchführung von Netzzustandsermittlungen auf Basis von Echtzeit-Messwerten in der Niederspannung. Wie bereits ausgeführt, wird derzeit in aller Regel seitens der Netzbetreiber eine Netzzustandsermittlung unter Verwendung von Echtzeit-Messwerten in der Niederspannung bzw. ein vergleichbares Monitoring noch nicht durchgeführt. Durch die seitens des FNN zu entwickelnden Vorgaben sollen nicht die aufzubauenden Systeme zur Netzzustandsermittlung standardisiert werden. Vielmehr soll durch die auszuarbeitende Empfehlung ein Standard für die anzulegende Sensitivität und Spezifität der Netzzustandsermittlung gesetzt werden, so dass allen Ausprägungen der Netzzustandsermittlung ein sehr hoher Qualitätsstandard und eine realitätsnahe Abbildung des IST-Zustands innewohnt. Die Beschlusskammer trägt mit dieser Formulierung den Eingaben mancher Netzbetreiber Rechnung, die eine zu starke Einschränkung hinsichtlich des Einsatzes einer für ihre Netztopologie zugeschnittenen Systematik der Netzzustandsermittlung befürchten, sollte die Bundesnetzagentur an der konsultierten Aufzählung einzelner konkreter Mindestanforderungen festhalten. Das Augenmerk der Beschlusskammer liegt jedoch nicht auf der abschließenden Definition einzelner Parameter, sondern auf einem einheitlichen hohen und belastbaren Qualitätsniveau der ermittelten Auslöser für eine netzorientierte Steuerung.

Unter Ziffer 4.5. stellt die Beschlusskammer Vorgaben für die Bestimmung der Mindestleistung für (die Summe der) Wärmepumpen sowie die Bestimmung der gesamthaften Mindestleistungen für Verbrauchseinrichtungen auf, die über ein EMS gesteuert werden. Um insbesondere die praktischen Rahmenbedingungen der Arbeitsweise der Großwärmepumpen als auch die hinter einem Netzanschluss im Hinblick auf die steuerbaren Verbrauchseinrichtungen tatsächlich auftretenden Gleichzeitigkeiten in Zukunft noch besser berücksichtigen zu können, hat die Beschlusskammer die Netzbetreiber verpflichtet, diese Korrelationen unter Beteiligung der Expertise aller involvierter

- 87 -

Branchen intensiver zu untersuchen und Vorschläge für geeignete Weiterentwicklungen der Parameter vorzulegen.

Mit der Tenorziffer 2.g. bietet die Beschlusskammer den Netzbetreibern schließlich die Gelegenheit, praktische Erfahrungen aus dem Zusammenspiel der Netzzustandsermittlung und dem Auslösen des Steuerbefehls in die zukünftige Weiterentwicklung der Festlegung einzubringen.

VII. Kosten (Tenorziffer 3)

Hinsichtlich der Kosten bleibt ein gesonderter Bescheid gem. § 91 Absatz 1 Satz 1 Nr. 4 i.V.m. § 54 Absatz 1 EnWG vorbehalten.



- 88 -

Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Absatz 1 EnWG).

Christian Mielke
Vorsitzender

Dr. Jochen Patt
Beisitzer

Jens Lück
Beisitzer



Bundesnetzagentur

Anlage 1 zum Beschluss **BK6-22-300**
vom 27.11.2023

- Beschlusskammer 6 -

Festlegung zur Durchführung der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG

1. Anwendungsbereich

Diese Festlegung trifft bundeseinheitliche Regelungen, nach denen Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen verpflichtet sind, zur Gewährleistung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems Vereinbarungen mit Lieferanten, Letztverbrauchern oder Anschlussnehmern über die netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen oder von Netzanschlüssen mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen abzuschließen.

2. Begriffsbestimmungen

Im Sinne dieser Festlegung ist

2.1. Netzbereich

¹ein durch definierte Trennstellen abgegrenzter Bereich eines Niederspannungsnetzes, der durch eine oder mehrere Trafo-Stationen versorgt wird. ²Dies kann ein einzelner Strang sein sowie ein kompletter durch einen oder mehrere Trafos versorgter Bereich. ³Maßgeblich für die Betrachtung ist der Schaltzustand der Trennstellen im Regelbetrieb,

2.2. Netzbetreiber

der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen im Sinne des § 3 Nr. 3 EnWG, an dessen Netz eine steuerbare Verbrauchseinrichtung angeschlossen ist,

2.3. netzwirksamer Leistungsbezug

derjenige Anteil der über den Netzanschluss aus einem Elektrizitätsverteilernetz der allgemeinen Versorgung entnommenen elektrischen Leistung, der zeitgleich durch eine oder mehrere steuerbare Verbrauchseinrichtungen verursacht wird,

2.4. eine steuerbare Verbrauchseinrichtung

2.4.1. Allgemeine Fallgruppen

- a. ein Ladepunkt für Elektromobile, der kein öffentlich zugänglicher Ladepunkt im Sinne des § 2 Nr. 5 der Ladesäulenverordnung (LSV) ist,
- b. eine Wärmepumpenheizung unter Einbeziehung von Zusatz- oder Notheizvorrichtungen (z.B. Heizstäbe),
- c. eine Anlage zur Raumkühlung sowie

- d. eine Anlage zur Speicherung elektrischer Energie (Stromspeicher) hinsichtlich der Stromentnahme (Einspeicherung)

mit einer Netzanschlussleistung von mehr als 4,2 Kilowatt (kW) und einem unmittelbaren oder mittelbaren Anschluss in der Niederspannung (Netzebene 6 oder 7).

2.4.2. Rechnerische Zusammenfassung von Anlagen

¹Abweichend von Ziffer 2.4.1. ist in den Fallgruppen der Ziffern 2.4.1.b. und 2.4.1.c. beim Vorhandensein mehrerer Anlagen hinter einem Netzanschluss jeweils maßgeblich, ob die Summe der Netzanschlussleistungen aller Anlagen insgesamt 4,2 kW je Fallgruppe überschreitet. ²In diesem Fall werden im Sinne dieser Festlegung diese gruppierten Anlagen als eine steuerbare Verbrauchseinrichtung behandelt.

2.5. Betreiber

der Betreiber einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung im Sinne der Ziffer 2.4., der entweder Letztverbraucher oder Anschlussnehmer im Sinne des §14a Absatz 1 Satz 1 EnWG ist,

2.6. Netzzustandsermittlung

¹die aus aktuellen Messungen des jeweiligen Netzbereichs unter Berücksichtigung von Netzmodellen und -berechnungen abgeleitete Auslastung eines Netzbereichs. ²Für die Ermittlung der objektiven Erforderlichkeit einer Maßnahme hat dies nach aktuellem Stand der Technik zu erfolgen. ³Bis zum Inkrafttreten einer anderweitigen Empfehlung wird die Einhaltung des aktuellen Standes der Technik vermutet, wenn in die Netzzustandsermittlung eines Netzbereichs Netzzustandsdaten (Echtzeitmesswerte, jeweils in minütlicher Auflösung) von mindestens 15 Prozent aller Netzanschlüsse des Netzbereiches oder alternativ von mindestens 7 Prozent aller Netzanschlüsse des Netzbereiches in Kombination mit der Erhebung der entsprechenden Netzzustandsdaten an den Trafoabgängen einfließen,

2.7. Lieferant

ein Stromlieferant im Sinne des § 3 Nr. 31a EnWG.

3. Teilnahmeverpflichtung

3.1. Verpflichtet zum Abschluss von Vereinbarungen über die netzorientierte Steuerung nach Maßgabe dieser Festlegung sind

- a. alle Netzbetreiber bezüglich der von ihnen betriebenen Niederspannungsnetze mit Ausnahme geschlossener Verteilernetze im Sinne des § 110 EnWG,
- b. ¹alle Betreiber einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung mit einer technischen Inbetriebnahme nach dem 31.12.2023. ²Ausgenommen hiervon sind
 - aa. Anlagen nach Ziffer 2.4.1.a., die von Institutionen betrieben werden, die gemäß § 35 Absätze 1 und 5a Straßenverkehrsordnung (StVO) Sonderrechte in Anspruch nehmen dürfen sowie
 - bb. Anlagen nach Ziffer 2.4.1.b. und 2.4.1.c., die nicht zur Raumheizung oder -kühlung in Wohn-, Büro- oder Aufenthaltsräumen dienen, insbesondere solche, die zu gewerblichen betriebsnotwendigen Zwecken eingesetzt werden oder der kritischen Infrastruktur dienen.

3.2. ¹Die etwaige Zahlung eines Baukostenzuschusses für in Anspruch genommene Netzanschlusskapazität entbindet den Betreiber nicht von der Teilnahmeverpflichtung. ²Die Einbindung der steuerbaren Verbrauchseinrichtung in einen Pool zur Erbringung von Energieprodukten (z.B. Regelenergie) entbindet den Betreiber nicht von der Teilnahmeverpflichtung. ³Die Abwesenheit von Netzengpässen entbindet ebenso nicht von der Teilnahmeverpflichtung.

4. Netzorientierte Steuerung

4.1. Im Fall einer strom- oder spannungsbedingten Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit seines Netzes, insbesondere aufgrund von Überlastungen der Betriebsmittel eines Netzbereichs, ist der Netzbetreiber berechtigt und verpflichtet, den netzwirksamen Leistungsbezug der im betroffenen Netzbereich angeschlossenen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen im notwendigen Umfang zu reduzieren.

4.2. ¹Die Reduzierung des netzwirksamen Leistungsbezuges muss geeignet und objektiv erforderlich sein, um die Gefährdung oder Störung zu verhindern oder zu beseitigen. ²Den Anlass zur netzorientierten Steuerung stellt der Netzbetreiber auf Basis der Netzzustandsermittlung fest. ³Nach dem Vorliegen des Ergebnisses der Netzzustandsermittlung hat das Auslösen der Reduzierung des netzwirksamen Leistungsbezuges gegenüber dem Messstellenbetreiber unverzüglich zu erfolgen. ⁴Bis zum Inkrafttreten einer anderweitigen Empfehlung wird die Einhaltung der Unverzüglichkeit vermutet, wenn ein Zeitraum von fünf Minuten nicht überschritten wird. ⁵Der Betreiber hat dafür Sorge zu tragen, dass ein von der Steuerungseinrichtung an die steuerbare Verbrauchseinrichtung ausgegebener Steuerbefehl unverzüglich umgesetzt wird.

4.3. ¹Die Reduzierung des netzwirksamen Leistungsbezuges erfolgt im notwendigen Umfang im Sinne von Ziffer 4.1., solange sie nach Intensität und zeitlicher Dauer und unter diskriminierungsfreier Heranziehung aller im betreffenden Netzbereich angeschlossenen teilnahmeverpflichteten steuerbaren Verbrauchseinrichtungen erforderlich ist, um die Gefährdung oder Störung zu verhindern oder zu beseitigen. ²Bei der Auswahl der zu steuernden Anlagen ist davon auszugehen, dass der Wirkleistungsreduzierung aller in einem Netzbereich angeschlossenen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen eine gleiche netzentlastende Wirkung zukommt. ³Die Rückkehr zum Normalzustand nach erfolgter Reduzierung des netzwirksamen Leistungsbezuges ist schrittweise auszugestalten, um eine erneute Überlastungssituation zu vermeiden.

4.4. Für jede steuerbare Verbrauchseinrichtung hinter einem Netzanschluss hat der Betreiber gegenüber dem Netzbetreiber die Entscheidung zu treffen, ob diese im Fall einer netzorientierten Steuerung

- a. einen an die einzelne steuerbare Verbrauchseinrichtung gebundenen Sollwert für den maximalen netzwirksamen Leistungsbezug (Direktansteuerung) oder
- b. einen Sollwert für den maximalen netzwirksamen Leistungsbezug von einem Energie-Management-System erhält, das seinerseits einen gesamthaften Sollwert für alle an das Energie-Management-System angeschlossenen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (Steuerung mittels EMS)

vom Netzbetreiber zugeteilt bekommt.

4.5. Auch im Fall der Durchführung der netzorientierten Steuerung hat der Betreiber gegenüber dem Netzbetreiber weiterhin einen Anspruch auf einen mindestens zu gewährenden netzwirksamen Leistungsbezug (Mindestleistung).

4.5.1 ¹Für jede steuerbare Verbrauchseinrichtung im Sinne der Ziffer 2.4.1., die gemäß Ziffer 4.4.a. (Direktansteuerung) angesteuert wird, beträgt die Mindestleistung 4,2 kW. ²Abweichend vom vorstehenden Satz ergibt sich die Mindestleistung für jede steuerbare Verbrauchseinrichtung im Sinne der Ziffern 2.4.1.b. sowie 2.4.1.c. (jeweils i.V.m. Ziffer 2.4.2.), die gemäß Ziffer 4.4.a. (Direktansteuerung) angesteuert wird und eine Netzanschlussleistung über 11 kW aufweist, aus der Multiplikation der Netzanschlussleistung der steuerbaren Verbrauchseinrichtung mit einem angemessenen Skalierungsfaktor. ³Bis zum Inkrafttreten einer anderweitigen Empfehlung wird die Angemessenheit vermutet, wenn der Skalierungsfaktor 0,4 beträgt.

4.5.2 ¹Für alle steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die gemäß Ziffer 4.4.b. (Steuerung mittels EMS) angesteuert werden, ist die Mindestleistung unter Berücksichtigung eines angemessenen Gleichzeitigkeitsfaktors zu ermitteln. ²Bis zum Inkrafttreten einer anderweitigen Empfehlung wird die Angemessenheit vermutet, wenn die Berechnung wie nachstehend erfolgt:

³Sofern Anlagen im Sinne der Ziffern 2.4.1.b. sowie 2.4.1.c. (jeweils i.V.m. Ziffer 2.4.2.), mit einer Netzanschlussleistung über 11 kW Bestandteil der Steuerung nach Ziffer 4.4.b sind, gilt:

$$P_{\min, 14a} = \text{Max}(0,4 \times P_{\text{Summe WP}}; 0,4 \times P_{\text{Summe Klima}}) + (n_{\text{steuVE}} - 1) \times \text{GZF} \times 4,2 \text{ kW}$$

⁴Ansonsten gilt:

$$P_{\min, 14a} = 4,2 \text{ kW} + (n_{\text{steuVE}} - 1) \times \text{GZF} \times 4,2 \text{ kW}$$

⁵Wobei gilt:

$$P_{\min, 14a} = \text{Mindestleistung nach Ziffer 4.5.2.}$$

$P_{\text{Summe WP}}$ = Summe der Netzanschlussleistungen der Anlagen nach Ziffern 2.4.1.b. (ggf. i.V.m. Ziffer 2.4.2.)

$P_{\text{Summe Klima}}$ = Summe der Netzanschlussleistungen der Anlagen nach Ziffern 2.4.1.c. (ggf. i.V.m. Ziffer 2.4.2.)

n_{steuVE} = Anzahl aller steuerbarer Verbrauchseinrichtungen, die nach Ziffer 4.4.b angesteuert werden.

GZF = anzuwendender Gleichzeitigkeitsfaktor, hier:

n_{steuVE}	2	3	4	5	6	7	8	≥ 9
GZF	0,8	0,75	0,7	0,65	0,6	0,55	0,5	0,45

⁶Der Betreiber ist berechtigt, den insgesamt gewährten Sollwert für den maximalen netzwirksamen Leistungsbezug über das Energie-Management-System nach eigener Maßgabe einzusetzen.

4.6. ¹Der Betreiber hat dafür Sorge zu tragen, dass die steuerbare Verbrauchseinrichtung mit den notwendigen technischen Einrichtungen einschließlich Steuerungseinrichtungen ausgestattet wird und stets steuerbar ist. ²Sofern es einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung aus technischen Gründen nicht möglich ist, den netzwirksamen Leistungsbezug auf den vom Netzbetreiber vorgegebenen Wert zu reduzieren, muss eine Reduzierung auf den nächstgeringeren Wert, der technisch möglich ist, erfolgen. ³Der Betreiber hat technisch sicherzustellen, dass im Fall konkurrierender Anforderungen mit anderweitigen Steuerungsmaßnahmen, insbesondere marktlicher Laststeuerung, der Reduzierung nach dieser Festlegung stets insoweit Vorrang eingeräumt wird, als die Anforderung des Netzbetreibers über die konkurrierende Anforderung hinausgeht oder dieser widerspricht.

4.7. Ein separater Zählpunkt für die steuerbare Verbrauchseinrichtung ist im Rahmen der Einhaltung der Vorgaben dieser Festlegung nicht erforderlich, auf Wunsch des Betreibers jedoch möglich.

4.8. Für das veränderte Verbrauchsverhalten, das aufgrund der Reduzierung des netzwirksamen Leistungsbezuges einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung an der betreffenden Marktlotation hervorgerufen wird, findet kein bilanzieller Ausgleich im Bilanzkreis des Lieferanten statt.

5. Sicherstellung des Netzanschlusses

Aufgrund der Teilnahmeverpflichtung aller Betreiber einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung nach Ziffer 3.1.b. darf der Netzbetreiber deren Anschluss und Nutzung im Rahmen eines bestehenden oder zu errichtenden Anschlusses insbesondere nicht gemäß §§ 17 Absatz 2, § 18 Absatz 1 Nr. 1 EnWG mit Verweis auf mangelnde Netzkapazität verzögern oder ablehnen.

6. Netzausbau und Netzertüchtigung

6.1. ¹Die Pflicht zur vorausschauenden und bedarfsgerechten Netzertüchtigung nach § 11 Absatz 1 EnWG gilt dauerhaft und uneingeschränkt. ²Der bedarfsgerechte Netzausbau hat dabei insbesondere auch hinsichtlich in Zukunft voraussichtlich notwendiger Steuerungsmaßnahmen nach Ziffer 4 vorausschauend zu erfolgen und muss dabei auch das für die jeweilige Region geltende Regionalszenario nach § 14d EnWG berücksichtigen.

6.2. ¹Wird in einem Netzbereich eine Maßnahme nach Ziffer 4. oder Ziffer 10.5. durchgeführt und ist mit weiteren Maßnahmen zu rechnen, muss der Netzbetreiber dies in seiner Netzausbau- und Netzertüchtigungsplanung für diesen Netzbereich berücksichtigen und unverzüglich Maßnahmen zur Abhilfe prüfen. ²Maßnahmen in Bezug auf Anlagen nach Ziffer 10.1. bzw. 10.2.b. sind hiervon ausgenommen.

7. Dokumentationspflichten

7.1. Der Netzbetreiber dokumentiert für einen sachkundigen Dritten nachvollziehbar mindestens:

- a. die Anzahl der jeweiligen pro Netzbereich vorhandenen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen,
- b. die Netzzustandsermittlungen, die zu einer netzorientierten Steuerung geführt haben sowie die Adressaten, Intensität und Dauer der Maßnahme; im Fall der präventiven Steuerung nach Ziffer 10.5. sind die zugrunde gelegten Berechnungen und durchgeführten Maßnahmen zu dokumentieren,
- c. ¹alle Maßnahmen, die zur Vermeidung der Reduzierung des netzwirksamen Leistungsbezugs unternommen werden. ²Dies beinhaltet insbesondere Maßnahmen zu Optimierung, Verstärkung oder Ausbau des betroffenen Netzbereichs.

7.2. Der Betreiber hat dafür Sorge zu tragen, dass die Umsetzung der vom Netzbetreiber vorgegebenen Reduzierung des netzwirksamen Leistungsbezugs in geeigneter Weise im Einzelfall für den Netzbetreiber nachvollziehbar dargelegt werden kann.

7.3. Die unter den Ziffern 7.1. und 7.2. genannten Informationen sind mindestens 2 Jahre nach der erfolgten Maßnahme vorzuhalten.

7.4. ¹Die Dokumentationen nach den Ziffern 7.1. und 7.2. sind auf Verlangen der Bundesnetzagentur vorzulegen. ²Die Dokumentation nach Ziffer 7.2. ist auf Verlangen bei berechtigten Zweifeln dem jeweiligen Netzbetreiber vorzulegen.

8. Melde- und Informationspflichten

8.1. ¹Nach § 19 Absatz 2 NAV besteht die Verpflichtung, jede technische Inbetriebnahme einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung dem Netzbetreiber im Voraus mitzuteilen. ²Zudem hat der Betreiber jede geplante leistungswirksame Änderung und dauerhafte Außerbetriebnahme einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung dem Netzbetreiber vor der leistungswirksamen Änderung oder Außerbetriebnahme anzuzeigen.

8.2. Die Information des Betreibers

- a. ¹über eine aktuell stattfindende netzorientierte Steuerung wird durch den Netzbetreiber bereitgestellt. ²Es obliegt dem Betreiber, die zum Empfang der Information notwendigen Voraussetzungen in geeigneter Weise sicherzustellen.
- b. ¹über den Zeitpunkt, zu dem die steuerbare Verbrauchseinrichtung erstmals präventiv im Sinne von Ziffer 10.5. gesteuert wird sowie den Zeitpunkt, zu dem sie aus der präventiven Steuerung im Sinne von Ziffer 10.5. bzw. der Steuerung nach Ziffer 10.4. Satz 4 in die netzorientierte Steuerung nach Ziffer 4. überführt wird, erfolgt durch den Netzbetreiber in Textform vor diesem Zeitpunkt. ²Die Mitteilung enthält die Angabe, welchem Netzbereich die steuerbare Verbrauchseinrichtung zugeordnet ist.

8.3. Die Information des Lieferanten

- a. über die erstmalige Durchführung einer präventiven Steuerung im Sinne von Ziffer 10.5.,
 - b. hinsichtlich der Überführung einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung von der präventiven Steuerung im Sinne von Ziffer 10.5. bzw. der Steuerung nach Ziffer 10.4. Satz 4 in die netzorientierte Steuerung sowie
 - c. über die Durchführung jeder netzorientierten Steuerung
- erfolgt im Rahmen der elektronischen Marktkommunikation.

8.4. ¹Netzbetreiber weisen die Netzbereiche, in denen Steuerungsmaßnahmen i.S.v. Ziffer 4. oder Ziffer 10.5. stattfinden, in einheitlichem Format auf einer gemeinsamen Internetplattform aus. ²Für den Betreiber muss nachvollziehbar sein, welchem Netzbereich seine Anlage zugeordnet ist. ³Die Veröffentlichung enthält zudem eine maschinenlesbare Liste zur Angabe

- a. ¹der Art der Steuerung nach Ziffer 4. oder 10.5., der Anzahl der betroffenen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, der durchschnittlich zur Kürzung angewiesenen Leistung sowie der Gesamtdauer der Maßnahmen. ²Diese Angaben erfolgen unter Ausweisung der Postleitzahl des Netzbereichs (bezogen auf die Trafostation) in monatlicher Auflösung und sind bis zum 15. Kalendertag des Folgemonats zu veröffentlichen,

- b. ob und welche Maßnahmen zur Reduzierung von Steuerungsmaßnahmen ergriffen werden und wann diese abgeschlossen sein werden.

9. Haftungsfreistellung

¹Der Betreiber hat den Netzbetreiber von möglichen Haftungsansprüchen in Bezug auf Schäden freizustellen, die der Betreiber oder Dritte dadurch erleiden, dass der Netzbetreiber unter Einhaltung der Vorgaben dieser Festlegung eine Reduzierung der netzwirksamen Bezugsleistung in Bezug auf eine steuerbare Verbrauchseinrichtung auslöst. ²Nicht von der Haftungsfreistellung umfasst sind Schäden aus der Verletzung des Lebens, des Körpers oder der Gesundheit, die auf einer fahrlässigen Pflichtverletzung des Netzbetreibers oder einer vorsätzlichen oder fahrlässigen Pflichtverletzung eines gesetzlichen Vertreters oder Erfüllungsgehilfen des Netzbetreibers beruhen. ³Ebenso nicht von der Haftungsfreistellung erfasst sind sonstige Schäden, die auf einer grob fahrlässigen Pflichtverletzung des Netzbetreibers oder auf einer vorsätzlichen oder grob fahrlässigen Pflichtverletzung eines gesetzlichen Vertreters oder Erfüllungsgehilfen des Netzbetreibers beruhen.

10. Übergangsvorschriften

10.1. Für alle Verbrauchseinrichtungen, die vor dem 01.01.2024 in Betrieb genommen wurden und für die bis zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieser Festlegung ein reduziertes Netzentgelt nach §14a Abs. 2 Satz 1 EnWG oder der korrespondierenden Vorgängerregelung gewährt worden ist, gelten die bisherigen Regelungen bis längstens zum 31.12.2028 unverändert fort.

10.2. Für Verbrauchseinrichtungen nach Ziffer 10.1.,

- a. die steuerbare Verbrauchseinrichtungen im Sinne der Ziffer 2.4. dieser Festlegung sind, gelten spätestens ab dem 01.01.2029 die vorbenannten Vorgaben dieser Festlegung,
- b. die Nachtspeicherheizungen sind, gilt die bisherige Regelung nach §14a Abs. 2 Satz 1 EnWG oder der korrespondierenden Vorgängerregelung bis zu deren Beendigung oder der Außerbetriebnahme der Verbrauchseinrichtung fort,
- c. die zu keiner der vorstehend unter a. oder b. genannten Gruppen zählen, besteht keine Möglichkeit zur Teilnahme an der netzorientierten Steuerung.

10.3. Für steuerbare Verbrauchseinrichtungen im Sinne der Ziffer 2.4. dieser Festlegung, die vor dem 01.01.2024 in Betrieb gegangen sind und nicht zu den Anlagen nach Ziffer 10.1. zählen, kommt diese Festlegung nicht zur Anwendung.

10.4. ¹Betreiber einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung nach Ziffer 10.2.a. und Ziffer 10.3. können jederzeit auf eigenen Wunsch in die netzorientierte Steuerung nach Maßgabe dieser Festlegung wechseln. ²Der Netzbetreiber kann den Wechsel nicht ablehnen. ³Ein erneuter Wechsel zurück in eine Regelung nach §14a Abs. 2 Satz 1 EnWG oder in die korrespondierende Vorgängerregelung ist nicht möglich. ⁴Solange beim Netzbetreiber die Voraussetzungen für die Durchführung der netzorientierten Steuerung nach Ziffer 4. noch nicht gegeben sind, ist der Netzbetreiber in Bezug auf die von Satz 1 erfassten Betreiber von Anlagen nach Ziffer 10.2.a. längstens bis zum 31.12.2025 berechtigt, die bis zum Wechsel angewandte Art der Steuerung beizubehalten; Ziffer 10.5. findet auf diese Anlagen solange keine Anwendung.

10.5. Kommt der Netzbetreiber auf der Grundlage der ihm vorliegenden netzplanerischen Daten zum Ergebnis, dass eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit seines Netzes zu erwarten ist und sind bei ihm die Voraussetzungen für die Durchführung der netzorientierten Steuerung nach Ziffer 4. noch nicht gegeben, so darf der Netzbetreiber längstens bis zum 31.12.2028 unter den nachgenannten Bedingungen und insoweit abweichend von Ziffer 4. Gebrauch vom Einsatz einer präventiven Steuerung machen:

- a. ab dem Zeitpunkt der erstmaligen Durchführung der präventiven Steuerung im betreffenden Netzbereich darf der Netzbetreiber diese bis zum Vorliegen der Voraussetzungen der Ziffer 4., längstens aber für 24 Monate anwenden,
- b. auch im Fall der präventiven Steuerung ist zugunsten des Betreibers einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung die Gewährung der Mindestleistung gemäß Ziffer 4.5. sicherzustellen und
- c. die Anwendung der präventiven Steuerung ist auf zwei Stunden täglich beschränkt.

10.6. Auf steuerbare Verbrauchseinrichtungen,

- a. die nachweislich technisch nicht gesteuert werden können,
- b. deren Steuerungsfähigkeit auch nicht mit vertretbarem technischem Aufwand hergestellt werden kann und
- c. die bis zum Ablauf des 31.12.2026 in Betrieb genommen werden,

finden die Ziffern 3. - 5. dieser Festlegung keine Anwendung.

10.7. Veröffentlichungen der Netzbetreiber nach Ziffer 8.4. sowie die Dokumentationspflichten der Betreiber nach Ziffer 7.2. haben erstmalig ab dem 01.03.2025 zu erfolgen.

11. Inkrafttreten

Diese Festlegung tritt am 01.01.2024 in Kraft.

Mitteilung Nr. 246/2023**Festlegung von Netzentgelten für steuerbare Anschlüsse und Verbrauchseinrichtungen (NSAVER) nach § 14a EnWG (BK8-22/010-A)**

§ 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 14a Abs. 1 EnWG, § 30 Abs. 1 Nr. 4, Abs. 2 StromNEV i. V. m. § 17 StromNEV, § 40 Abs. 5 EnWG und § 14a Abs. 1 S. 3 Nr. 7 EnWG; Festlegung von Netzentgelten für steuerbare Anschlüsse und Verbrauchseinrichtungen (NSAVER) nach § 14a EnWG (BK8-22/010-A)

Die Bundesnetzagentur hat am 23.11.2023 nach § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 14a Abs. 1 EnWG, § 30 Abs. 1 Nr. 4, Abs. 2 StromNEV i. V. m. § 17 StromNEV, § 40 Abs. 5 EnWG und § 14a Abs. 1 S. 3 Nr. 7 EnWG eine Festlegung von Netzentgelten für steuerbare Anschlüsse und Verbrauchseinrichtungen (NSAVER) unter dem Aktenzeichen BK8-22/010-A erlassen.

Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. Die Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Hinweis

Da die Festlegung gegenüber einer Vielzahl betroffener Netzbetreiber erfolgt, nimmt die Beschlusskammer, in Ausübung des ihr nach § 73 Abs. 1a S. 1 EnWG zustehenden Ermessens, eine öffentliche Bekanntmachung der Festlegung vor. Die öffentliche Bekanntmachung wird dadurch bewirkt, dass der verfügende Teil der Festlegung, die Rechtsbehelfsbelehrung und ein Hinweis auf die Veröffentlichung der vollständigen Entscheidung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur und im Amtsblatt der Bundesnetzagentur bekannt gemacht werden (§ 73 Abs. 1a S. 2 EnWG). Die Festlegung gilt gemäß § 73 Abs. 1a S. 3 EnWG mit dem Tage als zugestellt, an dem seit dem Tag der Bekanntmachung im Amtsblatt der Bundesnetzagentur zwei Wochen verstrichen sind.

Die Festlegung einschließlich der Anlage wurde auf der Internetseite der Bundesnetzagentur (<https://www.bundesnetzagentur.de>, unter den Menüpunkten: *Beschlusskammer* → *Beschlusskammer 8* → *Aktuelles*) veröffentlicht.



Bundesnetzagentur

Beschlusskammer 8

Aktenzeichen: BK8-22/010-A

Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 14a Abs. 1 EnWG, § 30 Abs. 1 Nr. 4, Abs. 2 StromNEV i. V. m. § 17 StromNEV, § 40 Abs. 5 EnWG und § 14a Abs. 1 S. 3 Nr. 7 EnWG

wegen **Festlegung von Netzentgelten für steuerbarere Anschlüsse und Verbrauchseinrichtungen (NSAVER) nach § 14a EnWG**

hat die Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn,

durch den Vorsitzenden Karsten Bourwieg,
den Beisitzer Wolfgang Wetzl,
und den Beisitzer Bernd Petermann

am 23.11.2023 beschlossen:

1. Pauschale Netzentgeltreduzierung - Modul 1 (Grundmodul)
– ab dem 01.01.2024:

Alle Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen i. S. d. § 3 Nr. 3 EnWG (im Folgenden: Netzbetreiber), die einer Teilnahmeverpflichtung nach der Festlegung der Bundesnetzagentur unter dem Aktenzeichen BK6-22-300 (im Folgenden: BK6-Festlegung) in der jeweils geltenden Form unterfallen, haben für Betreiber steuerbaren Verbrauchseinrichtungen die der Teilnahme an der netzorientierten Steuerung i. S. d. BK6-Festlegung unterfallen und den Verpflichtungen der BK6-Festlegung nachkommen (im Folgenden: Betreiber), eine pauschale Ermäßigung in Euro zu ermitteln, auf dem Preisblatt auszuweisen und mit dem betroffenen Netznutzer abzurechnen.

- a) Die jährliche Reduzierung beträgt 80,00 Euro (brutto), zuzüglich einer netzbetreiberindividuellen Stabilitätsprämie.
- b) Die netzbetreiberindividuelle Stabilitätsprämie (brutto) nach Tenor zu Ziffer 1.a) errechnet sich als Produkt aus dem Arbeitspreis für die Entnahme ohne Leistungsmessung in der Niederspannung des Netzbetreibers (brutto in ct/kWh), dem Jahresverbrauch einer durchschnittlichen steuerbaren Verbrauchseinrichtung von 3.750 kWh/a und einem Stabilitätsfaktor von 0,2.
- c) Durch die nach dieser Tenorziffer gewährte Reduzierung darf das an einer Marktlotation zu zahlende Netzentgelt 0,00 Euro nicht unterschreiten. Die Entstehung eines negativen Netzentgeltes durch die pauschale Reduzierung ist ausgeschlossen.
- d) Das Modul 1 ist ab dem 01.01.2024 verpflichtend anzuwenden.

2. Prozentuale Arbeitspreisreduzierung - Modul 2 (Alternative zu Modul 1) – ab dem 01.01.2024:

Alle Netzbetreiber haben für Betreiber einen ermäßigten Arbeitspreis in ct/kWh zu ermitteln und auf dem Preisblatt auszuweisen.

- a) Der Netzbetreiber hat den ermäßigten Arbeitspreis nur für Betreiber mit dem Netznutzer abzurechnen, sofern der Verbrauch dieser steuerbaren Verbrauchseinrichtungen des Betreibers separat gemessen und an einer separaten Marktlotation abgerechnet wird. Dieses Entgeltmodul muss ausdrücklich als Alternative zum Modul 1 gewählt werden.
- b) Der reduzierte Arbeitspreis entspricht 40% des Arbeitspreises für die Entnahme ohne Leistungsmessung des Netzbetreibers in der Niederspannung.
- c) Das Modul 2 ist ab dem 01.01.2024 verpflichtend anzuwenden.
- d) Für eine Marktlotation, die mit Modul 2 abgerechnet wird, ist kein Grundpreis zu erheben.
- e) Die Wahlmöglichkeit nach dieser Tenorziffer besteht ausschließlich an Marktlotationen für Entnahme ohne registrierende Leistungsmessung.

**3. Zeitvariables Netzentgelt - Modul 3 (Anreizmodul)
– ab 2025:**

Alle Netzbetreiber haben für Betreiber erstmals für das Jahr 2025 ein zeitvariables Netzentgelt in ct/kWh zu ermitteln und auf dem Preisblatt auszuweisen.

- a) Der Netzbetreiber hat das zeitvariable Netzentgelt nur mit dem Netznutzer für einen Betreiber abzurechnen, sofern das Anreizmodul ausdrücklich in Ergänzung zu Modul 1 gewählt wurde.

- b) Der Netzbetreiber hat das Anreizmodul in Form eines zeitvariablen Netzentgeltes mit drei Tarifstufen gemäß der Anlage auszugestalten und auf seinem kalenderjährlichen Preisblatt auszuweisen.
- c) Die Tarifstufen des zeitvariablen Netzentgelts sind in mindestens zwei Quartalen eines Jahres anzuwenden. In diesem Anwendungszeitraum ist von den drei Tarifstufen nach Tenor zu Ziffer 3.b) mindestens einmal innerhalb der 24 Stunden eines Tages Gebrauch zu machen.
- d) Der Netzbetreiber hat die drei Tarifstufen des zeitvariablen Netzentgelts erstmals für das Jahr 2025 zu ermitteln und auf dem Preisblatt auszuweisen. Die Abrechnung des zeitvariablen Netzentgeltes hat abweichend von Satz 1 erstmalig ab dem 01.04.2025 zu erfolgen. Die Quartale eines Jahres in denen, die Tarifstufen des zeitvariablen Netzentgelts abgerechnet werden sind in dem der Anwendung vorausgehenden Jahr zu bestimmen und auf dem Preisblatt auszuweisen.
- e) Die ergänzende Wahlmöglichkeit nach dieser Tenorziffer besteht ausschließlich an Marktlifikationen für Entnahme ohne registrierende Leistungsmessung.

4. Verpflichtung der Stromlieferanten

Alle Stromlieferanten im Sinne von § 3 Nr. 31a EnWG haben für Betreiber, mit denen ein Stromliefervertrag abgeschlossen wurde, der Netzentgelte zum Bestandteil hat (vgl. § 40 Abs. 3 Nr. 4), die Netzentgeltreduzierungen des Moduls nach Tenor zu Ziffer 1.) sowie die Summe der Netzentgelte je Tarifstufe aus dem Anreizmodul des Tenors zu Ziffer 3.) separat im jeweiligen bestehenden Vertragsverhältnis in der Rechnung nach § 40 EnWG auszuweisen.

5. Reduzierung von Baukostenzuschüssen

Der Netzbetreiber kann, soweit er nach § 11 NAV Baukostenzuschüsse für den Teil einer Leistungsanforderung erhebt, der 30 Kilowatt übersteigt, diese für den Anteil, der auf die steuerbare Verbrauchseinrichtung entfällt, nach

transparenten, gleichen und diskriminierungsfreien Maßstäben um bis zu 20 Prozent reduzieren.

6. Übergangsregelung

Für Verbrauchseinrichtungen, für die bereits vor dem 01.01.2024 ein reduziertes Netzentgelt nach § 14a EnWG zwischen Netzbetreiber und Netznutzer abgerechnet wurde, gelten folgende Übergangsregelungen:

- a) Handelt es sich bei der Verbrauchseinrichtung um eine steuerbare Verbrauchseinrichtung i. S. d. BK6-Festlegung, hat der Netzbetreiber ein reduziertes Netzentgelt bis längstens zum 31.12.2028 entsprechend des bis zum Inkrafttreten dieser Festlegung angewendeten Vorgehens zu ermitteln, auszuweisen und mit dem Netznutzer abzurechnen.
- b) Handelt es sich bei der Verbrauchseinrichtung um eine Nachtstromspeicherheizung, hat der Netzbetreiber ein reduziertes Netzentgelt für die Dauer des unveränderten Betriebs entsprechend des bis zum Inkrafttreten dieser Festlegung angewendeten Vorgehens zu ermitteln, auszuweisen und mit dem Netznutzer abzurechnen.
- c) Handelt es sich bei der Verbrauchseinrichtung weder um eine steuerbare Verbrauchseinrichtung i. S. d. der BK6-Festlegung noch um eine Nachtstromspeicherheizung, hat der Netzbetreiber ein reduziertes Netzentgelt bis längstens zum 31.12.2028 entsprechend des bis zum Inkrafttreten dieser Festlegung angewendeten Vorgehens zu ermitteln, auszuweisen und mit dem Netznutzer abzurechnen.
- d) In den Übergangszeiträumen nach Tenor zu Ziffern 3.a) bis 3.c) ist auf den Prozentsatz der Arbeitspreisreduzierung sowie einer Grundpreisreduzierung des Jahres 2023 abzustellen.

7. Inkrafttreten

Diese Festlegung tritt am 01.01.2024 in Kraft.

Gründe

I. Sachverhalt

- 1 Die Beschlusskammer trifft mit der vorliegenden Festlegung unter anderem Regelungen zur Ermittlung, dem Ausweis und der Abrechnung von Netzentgelten für steuerbare Verbrauchseinrichtungen und steuerbare Netzanschlüsse nach § 14a EnWG und Vorgaben zur Ausgestaltung der gemäß § 11 Abs. 1 NAV zu erhebenden Baukostenzuschüsse.
- 2 Die Festlegung richtet sich folglich insbesondere an Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen i. S. d. § 3 Nr. 3 EnWG, aber auch an Stromlieferanten i. S. d. § 3 Nr. 31a EnWG, Letztverbraucher i. S. d. § 3 Nr. 25 EnWG und Anschlussnehmer i. S. d. § 17 Abs. 1 EnWG (diese alle im Folgenden zusammenfassend: Adressaten).

1. Hintergrund der Festlegung

- 3 Zum 01.01.2023 ist die nochmals novellierte Fassung des § 14a EnWG in Kraft getreten. Dadurch wurde die Bundesnetzagentur ermächtigt, durch Festlegungen nach § 29 Abs. 1 EnWG bundeseinheitliche Regelungen zu treffen, nach denen Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen und Lieferanten, Letztverbraucher und Anschlussnehmer verpflichtet sind, nach den Vorgaben der Bundesnetzagentur Vereinbarungen über die netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen oder von Netzanschlüssen mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen im Gegenzug für Netzentgeltreduzierungen abzuschließen. Dabei kann die netzorientierte Steuerung über wirtschaftliche Anreize, über Vereinbarungen zu Netzanschlussleistungen und über die Steuerung einzelner steuerbarer Verbrauchseinrichtungen erfolgen.
- 4 Bis zum Erlass der Festlegungen nach § 14a EnWG war die Bereitstellung einer Steuerbarkeit bereits auf freiwilliger Basis nach § 14a EnWG a. F. möglich. Im Gegenzug wurde von den Netzbetreibern eine – i.d.R. prozentuale – Reduzierung des

geltenden Arbeitspreises gewährt. Die Bandbreite der gewährten Reduzierungen war sehr groß, und betrug rund 3 bis 85% des jeweiligen Arbeitspreises.¹

2. Verfahrenseinleitung und erste Konsultationsphase

- 5 Im November 2022 haben die Beschlusskammern 6 und 8 jeweils ein Festlegungsverfahren zur Integration von steuerbaren Netzanschlüssen nach § 29 Abs. 1 EnWG i. V. m. § 14a Abs. 1 und 2 EnWG n.F. eingeleitet. Die Einleitung des Verfahrens erfolgte durch Mitteilung auf der Internetseite sowie im Amtsblatt der Bundesnetzagentur Nr. 23/2022 vom 07.12.2022.
- 6 Das entsprechende Festlegungsverfahren der Beschlusskammer 6, unter dem Aktenzeichen BK6-22-300, ist auf die Schaffung detaillierter Vorgaben für die netzorientierte Steuerung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen gerichtet. Ziel der Vorgaben ist es Gefährdungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Netzgebiets, insbesondere aufgrund von Überlastungen von Betriebsmitteln, zu vermeiden und gleichzeitig einen Netzanschluss von steuerbaren Verbrauchseinrichtung ohne Verzögerungen zu ermöglichen. Im Gegenzug hierfür sind Netzentgeltreduzierungen nach § 14a Abs. 1 S. 1 EnWG zu gewähren. Die Festlegung der Beschlusskammer 8, unter dem Aktenzeichen BK8-22/010-A, baut auf der Festlegung der Beschlusskammer 6 auf und regelt unter anderem die Ermittlung, den Ausweis und die Abrechnung von Netzentgelten für steuerbare Verbrauchseinrichtungen und Netzanschlüsse.
- 7 Die Beschlusskammern 6 und 8 haben daher mit der Verfahrenseinleitung zunächst ein gemeinsames Eckpunktepapier zur Konsultation gestellt. Darin wurden die Regelungen erläutert, deren Inkrafttreten ab dem 01.01.2024 geplant ist.
- 8 Wesentliche Punkte aus der ersten Konsultation, betreffend das Verfahren der Beschlusskammer 8, waren:
 - Ermächtigung zur Festlegung und Zuständigkeit der Beschlusskammer 8

¹ vgl. Monitoringbericht der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts 2022, S. 215.

- Bundesweit einheitliche, pauschale und kalenderjährlich zu gewährende Reduzierung des Netzentgeltes in Höhe eines absoluten Betrages
- Verzicht auf einen separaten Zählpunkt und daraus folgend eine Abkehr von der Systematik des reduzierten Arbeitspreises
- Abrechnung in bestehenden Abrechnungsverhältnissen und transparenter Ausweis oder Schaffung eines neuen Abrechnungsverhältnisses
- Netzentgeltreduzierung erfolgt bereits für die Möglichkeit der Steuerung
- Zeitliche Befristung der Festlegung (2024-2028)
- Diskriminierungsfreie Erhebung von Netzanschlusskostenbeiträgen sowie die Festlegungskompetenz hierfür
- Differenzierte Übergangsregelung, mit einem Übergang in das Zielmodell bis spätestens zum 31.12.2028; Regelungen zur Überführung bisheriger Vorgehensweisen zu § 14a EnWG in die neue Regelungssystematik sowie die Möglichkeit eines freiwilligen Wechsels
- Bestandsschutz für vor dem 01.01.2024 in Betrieb genommene Anlagen und Nachtstromspeicherheizungen

9 Die berührten Wirtschaftskreise hatten bis zum 27.01.2023 Gelegenheit zur Stellungnahme. Hiervon haben Gebrauch gemacht:

ADAC e.V.
50Hertz Transmission GmbH
Amprion GmbH
TenneT TSO GmbH
TransnetBW GmbH
ABL GmbH
ADS-TEC Energy (Unternehmen)
Agora Verkehrswende
RAP
Agora Energiewende
ARGE FNB Ost
Audi AG
Bahaus-Universität Weimar - Professur Infrastrukturwirtschaft und -management (IWM)
BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
Bielefelder Netz GmbH
Bitkom e.V.
BP Europa SE - Aral Pulse
Bundesverband Wärmepumpe e.V.
Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie (BDH)
Bundesverband eMobilität e.V.



Bundesverband Energiespeicher Systeme e.V. (BVES)
Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.
Bundesverband neue Energiewirtschaft e.V. (bne)
decarbon1ze GmbH
Deutsche Energie-Agentur GmbH
Deutsche Post DHL Group
Deutsche Umwelthilfe e. V.
Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE
E.ON SE
EAM Netz GmbH
Easy Smart Grid GmbH
Eaton Electric GmbH
ef.Ruhr GmbH
EFET Deutschland
EHA Energie-Handels-Gesellschaft mbH & Co. KG
EnBW Energie Baden-Württemberg AG - Bereich Vertrieb
enercity Netz GmbH
EnergieDock GmbH
Energieversorgung Selb-Marktredwitz GmbH
e-netz Südhessen AG
Enpal B.V.
Enpal GmbH
enspired GmbH
E-ON SE
EPEX SPOT SE
EWE Netz GmbH
Fabian Bachel
FairNetz GmbH
Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. und Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH
Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V. (FÖS)
Futureasapresent
FZI Forschungszentrum Informatik
GETEC WÄRME & EFFIZIENZ GmbH
Green Planet Energy
Gunnar Kästle
hager group SE
Handelsverband Deutschland (HDE)
Honeywell GmbH
INTILION AG
inetz GmbH
Iqony GmbH / STEAG GmbH
JHC Energie UG
Johannes Eckert
Karlsruhe Institut für Technologie (KIT) - Institut für Thermische Energietechnik und Sicherheit (ITES)
Resiliente und Smarte Infrastruktursysteme (RESIS)
KEBA Energy Automation GmbH
KISTERS AG
Kiwigrd GmbH
Landesregulierungsbehörde Sachsen
LEW Verteilnetz GmbH
MAHLE GmbH und MAHLE International GmbH
Mainzer Netze GmbH
MENNEKES Elektrotechnik GmbH & Co. KG
MeteoViva GmbH
Ministerium für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen
Mobility Center GmbH
Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur unter dem Dach der NOW GmbH
naturstrom AG
Netz Leipzig GmbH
Netze BW GmbH
Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz
Octopus Energy Germany
Öko-Institut e.V.
Oliver Kikillus

OpenEMS Association
Pfalzwerke Netz AG
Redispatch 3.0 (Forschungsprojekt)
Power Plus Communications AG
psm protech GmbH & Co. KG
reev GmbH
Regulierungskammer des Freistaates Bayern
Robotron Datenbank-Software GmbH
SachsenNetze GmbH
SachsenNetze HS.HD GmbH
SAP SE
Shell Deutschland GmbH
SMA Solar Technology AG
smartEn Smart Energy Europe
SMATRICS GmbH & Co KG
SMGW-forwards
sonnen GmbH
Stadtwerke Karlsruhe Netzservice
Stadtwerke Pirmasens Versorgungs GmbH
Stadtwerke Saarbrücken Netz AG
Stadtwerke Villingen-Schwenningen GmbH
STEAG GmbH
STROMDAO GmbH
Stromnetz Berlin
SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG
Technische Hochschule Ulm-Smart Grids Forschungsgruppe
TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
TenneT TSO GmbH
Tesla Germany GmbH
Thüga Aktiengesellschaft
TransnetBW GmbH
Umwelt Energie Betreiberges. mbH
VDE FNN
Verein Deutscher Ingenieure e.V.
VDKF e.V.
VDMA e.V.
vedec – Verband für Energiedienstleistungen, Effizienz und Contracting e.V.
Venios GmbH
Verband der Automobilindustrie e.V.
Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.
Verbraucherzentrale Bundesverband e.V.
Verbraucherzentrale Bundesverband e.V. - energis Article
Verbraucherzentrale Bundesverband e.V. - Konzeptvorschlag zeitvariable Netzentgelte
Verbraucherzentrale Bundesverband e.V. - steuerbare Verbrauchseinrichtungen
Viessmann Group
VKU e.V.
Volkswagen AG
Volkswagen Nutzfahrzeuge (VW AG)
WEMAG Netz GmbH
Westnetz GmbH
WSW Netz GmbH
Zentralverband Sanitär Heizung Klima
ZVEH
ZVEI e.V.

- 10 Die Inhalte der eingereichten Stellungnahmen werden nachfolgend thematisch zusammengefasst. Die Zusammenfassung gibt in komprimierter Form die wesentlichen Argumente wieder. Alle Stellungnahmen sind veröffentlicht unter:

[bundesnetzagentur.de](https://www.bundesnetzagentur.de) → Zu den Beschlusskammern → Beschlusskammer 8 →
Netzentgelte → § 14a EnWG – Steuerbare Verbrauchseinrichtungen

Bundesweit einheitliche, pauschale Netzentgeltreduzierung

- 11 Bezüglich der pauschalen Reduzierung der Netzentgelte wurden verschiedenen Vorschläge hinsichtlich der Höhe und einer möglichen Ausgestaltung eingereicht. Vereinzelt wurde aber auch Kritik an einer Netzentgeltreduzierung in Gänze geäußert. Eine Netzentgeltreduzierung widerspräche dem Grundsatz einer verursachungsgerechten Kostenzuordnung, da der Netzbetreiber dazu verpflichtet sei, die Netzausbauplanung entsprechend an den örtlichen Kundenentnahmen auszurichten und sein Netz auszubauen. Durch den Netzausbau würden höhere Kosten entstehen, die durch Kunden mit höheren Entnahmeleistungen verursacht werden. Die Kosten seien von der Allgemeinheit zu tragen, sodass es bei einer verpflichtenden Teilnahme keines weiteren Anreizes bedarf.
- 12 Zur Höhe der pauschalen Reduzierung wurden unterschiedliche Vorschläge mit hoher Bandbreite eingereicht.
- 13 Von Seiten einiger Netzbetreiber wird vorgetragen, dass die Reduzierung möglich gering ausfallen solle, um eine verursachungsgerechte Kostenzuordnung zu gewährleisten. Bereits bei den Messkosten würden den Letztverbrauchern bereits große Zugeständnisse gemacht.
- 14 Seitens einiger Verbände und Unternehmen wurde hingegen vorgetragen, dass die Höhe der Reduzierung sich jedenfalls nicht ausschließlich an den Kosten zur Einrichtung der Steuerbarkeit orientieren dürfe. Vorgetragen wurde, dass der Vorschlag der Beschlusskammer einen Komfortverlust des Betreibers sowie die Bereitstellung der Flexibilität bspw. durch den Einbau größerer Warmwasserspeicher nicht ausreichend ausgleichen würde. Weiterhin sei eine Ausdifferenzierung der Höhe nach der technischen Ausrichtung vorzunehmen, bspw., wenn eine steuerbare Verbrauchseinrichtung mit einem Energiemanagementsystem verbunden sei, dies würde nach Ansicht einiger Stellungnehmenden zur Netzdienlichkeit beitragen. Darüber hinaus würde die Orientierung an der Einrichtung oder Herstellung der Steuerbarkeit nur einen Teil der Mehrkosten abbilden, technische Nachholeffekte seien ebenso zu berücksichtigen.

- 15 Eine höhere Sachgerechtigkeit stelle ein Ansatz dar, der auf den Arbeitspreis des Standardlastprofils abstelle. Ein solcher Ansatz berücksichtige die unterschiedlichen Netzkosten je Netzgebiet und spiegle eine angemessene Wertigkeit der Steuerungsmöglichkeit wider.
- 16 Einzubeziehen sei darüber hinaus eine Berücksichtigung einer durch den „steuerbaren Netzanschluss“ zur Verfügung zu stellenden Flexibilität sowie eine marktgestützte Beschaffung als zu nutzendes präventives Instrument.
- 17 In diesem Zusammenhang wurden vielfach Instrumente gefordert, die eine Lastverschiebung steuerbarer Netzanschlüsse in lastschwache Zeiten anreizen oder eine marktgestützte Beschaffung von Flexibilität beinhalten. Dazu wurde intensiv die Erforderlichkeit eines variablen Netzentgeltes in verschiedenen Ausprägungen, bis hin zu einem dynamischen Netzentgelt, vorgetragen. Konkrete Modelle zur Umsetzung wurden in der ersten Konsultationsphase für variable Netzentgelte mit Ausprägung von Hoch- und Niedriglastzeitfenstern bei zeitlichen Vorlauf vorgeschlagen. Konkrete Modelle zur Umsetzung dynamischer Netzentgelte wurden nicht vorgeschlagen. Eine Stellungnahme enthielt den Hinweis auf die Anwendung eines lokalen dynamischen Ansatzes in der Schweiz. Vereinzelt wurden andere Vorschläge für wirtschaftliche Anreize als Instrument der netzorientierten Steuerung vorgetragen.
- 18 Darüber hinaus sei eine Begrenzung der Netzentgeltreduzierung auf die Untergrenze von 0 € erforderlich, um eine Gutschrift bei niedrigem Verbrauch in Verbindung mit der Gewährung einer pauschalen Reduzierung zu verhindern.

Nutzung bestehender Abrechnungsverhältnisse

- 19 Mit einer Ausnahme haben sich alle Stellungnahmen zustimmend zu dem Vorschlag der Beschlusskammer 8 geäußert, das vorhandene Abrechnungsverhältnis zwischen Lieferant und Letztverbraucher für die Abrechnung der Netzentgeltreduzierung zu nutzen. Es stünden damit bereits etablierte Prozesse zur Verfügung. Ein weiteres Abrechnungsverhältnis verkompliziere die Nutzung einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung für den Letztverbraucher und bringe erheblichen Aufwand für den Netzbetreiber mit sich, bspw. Etablierung neuer Prozesse, Rechnungswesen, Zahlungsabwicklung.

Netzanschlusskostenbeiträge bzw. Baukostenzuschüsse

- 20 Im Rahmen der Stellungnahmen wurde auch darauf hingewiesen, dass Netzan-schlusskostenbeiträge nach § 9 NAV bzw. auch Baukostenzuschüsse nach § 11 NAV gleich und diskriminierungsfrei zu erheben seien. Vorschläge hierzu reichen von einer Nichterhebung oder Erstattung im Rahmen der Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen, über eine Erhebung nach den bisherigen Vorgaben bis zur Berücksichtigung einer möglicherweise vorhandenen Netzdienlichkeit der steuerbaren Verbrauchseinrichtung.
- 21 Bezüglich des weiteren Vorbringens in einzelnen Stellungnahmen (bspw. technische Umsetzung, Befristung und Vermeidung des Anreizes von Überkapazitäten) wird auf die Veröffentlichung der Stellungnahmen verwiesen.

Weitere Erkenntnisse

- 22 Neben der Würdigung der Gesichtspunkte aus den Stellungnahmen hat die Beschlusskammer 8 im Zuge des Verfahrens amtsbekannte öffentliche Quellen ausgewertet und daraus zusätzliche Erkenntnisse für das vorliegende Festlegungsverfahren gewonnen. Diese sollen ebenfalls nachfolgend dargestellt werden.
- 23 Zur Beurteilung der eingereichten Vorschläge hat die Beschlusskammer 8 den ihr bekannten Stand der aktuellen Forschungslage ausgewertet. Insbesondere hat sich die Beschlusskammer über die allgemein bekannten Forschungsvorhaben und -projekte im Bereich der variablen bzw. dynamischen Netzentgelte noch einmal im Hinblick auf die entscheidungsrelevante Fragestellung vergegenwärtigt. Die Beschlusskammer hat dabei festgestellt, dass vorhandene Projekte und Forschungen lediglich begrenzt aussagefähig waren, insbesondere auf die praktische Abwicklung der Bildung und Abrechnung von dynamischen Netzentgelten. Die Ergebnisse dieser Modelle zeigen lediglich die Möglichkeit dynamischer Modelle unter den Bedingungen des jeweiligen Projektes.² Letztlich haben sich viele Modelle als statisch zeitvariables Netzentgelt mit Hochlast- und Niedriglasttarifen in bestimmten Zeitfenstern herausgestellt.

² Vgl. https://e-bridge.de/wp-content/uploads/2023/03/20230123_Elli-Mitnetz-E-Bridge-Bericht-Untersuchungen_Elli.pdf

- 24 Dabei hat die Beschlusskammer auch die Abschlussberichte der vorhandenen Studienlandschaft in den großen Forschungsprogrammen des Bundes, insbesondere das sog. „Schaufenster intelligente Energie – SINTEG“, ausgewertet im Hinblick auf Entgeltbildungsmechanismen und technische umsetzbare Entgeltbildungs- und Abwicklungsmodellen.³
- 25 Dem Grunde nach kennt die Netzentgeltsystematik für leistungsgemessene Verbraucher nach § 19 Abs. 2 StromNEV bereits den Wirkmechanismus über Netzentgelte Lastverschiebung anzureizen. Nach § 19 Abs. 2 S. 1 soll ein Anreiz für Netznutzer geschaffen werden, die individuelle Maximallast in allgemeine lastschwache Zeiten zu verlagern um langfristig eine bessere Netzauslastung zu erzielen. Hier wird die Netzentgeltreduzierung jedoch auf den gesamten Strombezug gewährt, wenn der Verbraucher nachweislich seinen Verbrauch außerhalb von Spitzenlastzeitfenstern bezieht und nicht wie bei einem zeitvariablen Netzentgelt in bestimmten Zeitfenstern.

3. Öffentliche Anhörung und zweite Konsultationsphase

- 26 Die Stellungnahmen aus der ersten Konsultationsphase und die weiteren Erkenntnisse der Beschlusskammer waren Grundlage einer am 16.03.2023 durchgeführten öffentlichen Anhörung zur Thematik „wirtschaftlichen Anreize“ in Form von zeitvariablen Netzentgelten. Die öffentliche Anhörung hat in Form einer Web-Konferenz stattgefunden. Darin hat die Beschlusskammer 8 Vertretern der Unternehmen Consentec GmbH im Auftrag des Verbraucherzentrale Bundesverbands (vzbv), E.ON Energie Deutschland, LichtBlick, Mitnetz, NetzeBW und Stromnetz Berlin konkrete Fragen hinsichtlich verschiedener Ausgestaltungsmöglichkeiten zeitvariabler Netzentgelte gestellt. Die Teilnehmenden hatten in der Anhörung die Möglichkeit ihre Standpunkte zu vorzutragen. Die Unterlagen zu den Vorträgen sind auf der Website der Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur veröffentlicht.⁴
- 27 Die Vertreter der teilnehmenden Unternehmen waren sich einig, dass die Einführung eines zeitvariablen Netzentgelts den steuernden Eingriff des Netzbetreibers

³ <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/sinteg.html>

⁴ [bundesnetzagentur.de](https://www.bundesnetzagentur.de) → Zu den Beschlusskammern → Beschlusskammer 8 → Netzentgelte → § 14a EnWG – Steuerbare Verbrauchseinrichtungen

als Ultima Ratio nicht vollständig ersetzen kann. Im besten Fall könne die Anzahl der Steuerungseingriffe durch die Einführung eines zeitvariablen Netzentgelts reduziert und Letztverbraucherpräferenzen berücksichtigt werden. Ebenfalls bestand Einigkeit darin, dass ein zeitvariables Netzentgelt besonders dann eine hohe Wirkung entfalten kann, wenn zeitliche und örtliche Dimensionen bei der Ausgestaltung möglichst granular berücksichtigt werden. Dies ginge jedoch mit einer höheren Komplexität einher, welche zum jetzigen Zeitpunkt nicht umsetzbar sei. Notwendig für den Einsatz von zeitvariablen Netzentgelten seien eine ausreichende Netztransparenz sowie ein zügiger Rollout intelligenter Messsysteme. Während von einem der teilnehmenden Netzbetreiber geäußert wurde, dass für das gesamte Netzgebiet keine einheitlichen Niedriglast- bzw. Hochlastzeitfenster festgelegt werden könnten, konnte ein anderer Netzbetreiber in seinem Netzgebiet regelmäßige Niedriglast- und Hochlastzeitfenster feststellen.

- 28 Im Anschluss an die Vorträge der teilnehmenden Unternehmen, wurde auch dem Auditorium die Möglichkeit gegeben, Anmerkungen zu machen und Fragen zu stellen.
- 29 Im Nachgang der öffentlichen Anhörung bestand die Möglichkeit bis zum 31.03.2023 erneut Stellung zu nehmen. Hiervon haben Gebrauch gemacht:

Amprion GmbH
Bauhaus-Universität Weimar
Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.
Bundesverband neue Energiewirtschaft e.V. (bne)
Bundesverband Wärmepumpe e.V.
Bündnis Bürgerenergie e.V.
decarbon1ze GmbH
Deutsche Umwelthilfe e. V
Easy Smart Grid GmbH
EWE Netz GmbH
Fraunhofer- Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE
Green Planet Energy
Handelsverband Deutschland (HDE)
KISTERS AG
Netzentlaster.de
Privatperson 1
Privatperson 2
RAP
Agora Energiewende
SachsenNetze GmbH
sonnen GmbH
Stromnetz Berlin
SWM Infrastruktur GmbH & Co.KG
Tesla GmbH
Thüga Aktiengesellschaft
Privatperson

Universität Kassel
Verband der Automobilindustrie e.V.
VKU e.V.
WestfalenWIND
ZVEI e.V.

- 30 Die Stellungnahmen zur öffentlichen Anhörung beleuchten das Thema zeitvariable Netzentgelte erneut von zahlreichen Seiten. Die Aussagen zum zeitvariablen Netzentgelt bewegen sich entlang der technischen Umsetzbarkeit, der notwendigen Netztransparenz und dem Rollout von intelligenten Messsystemen, der Ausgestaltung zeitlicher und örtlicher Dimensionen, der Kombination mit anderen Preissignalen und dem erwarteten Nutzen für Netzbetreiber und Betreiber. Den meisten Stellungnahmen ist gemein, dass mit der Einführung zeitvariabler Netzentgelte in der Niederspannung neue Pfade beschritten werden, die Auswirkungen der Einführung nicht in Gänze vorhersehbar sind und ein Lernprozess für alle Beteiligten im Rahmen der Umsetzung ansteht.
- 31 Im Rahmen der öffentlichen Anhörung zu zeitvariablen Netzentgelten hat sich die Beschlusskammer auch mit dem ACER Report on Electricity Transmission and Distribution Tariff Methodologies in Europe vom Januar 2023 auseinandergesetzt.
- 32 Anschließend hat die Beschlusskammer 8, unter Berücksichtigung der eingereichten Stellungnahmen, eine überarbeitete Fassung nunmehr gesonderter Eckpunkte am 16.06.2023 zu einer zweiten Konsultation gestellt. Die Konsultation wurde zugleich im Amtsblatt Nr. 12/2023 vom 28.06.2023 bekanntgemacht.
- 33 Wesentliche Punkte aus der zweiten Konsultation waren:
- Übergreifendes:
 - Ermächtigung zur Festlegung und Zuständigkeit der Beschlusskammer 8
 - Benennung der Adressaten der Festlegung
 - Verpflichtungen zur Berechnung von Netzentgeltmodulen
 - Inkrafttreten zum 01.01.2024

- Modul 1:
 - Bundeseinheitliche Regelung zur Berechnung der Netzentgeltreduzierung aus zwei Bestandteilen, eine Bereitstellungsprämie in Höhe von 80 € (brutto), zuzüglich einer Stabilitätsprämie, die sich netzbetreiberindividuell ergibt aus $3.750 \text{ kWh} \times AP_{i,t} \text{ NS ct/kWh} \times 0,2$.
 - Eine separate Messung wird nicht vorausgesetzt. Das Netzentgelt darf nicht unter 0 € fallen. Die pauschale Reduzierung ist jährlich zu gewähren, solange die Teilnahmeverpflichtung nach der Festlegung der Beschlusskammer 6 besteht. Bei unterjähriger Teilnahme, ist eine tagesgenaue Abrechnung erforderlich.
- Modul 2 (alternativ zu Modul 1):
 - Eine prozentuale Reduzierung des Arbeitspreises (ct/kWh) um 60% auf 40% des Arbeitspreises für Entnahme ohne registrierende Leistungsmessung - erfordert gesonderte Messung in der Niederspannung der steuerbaren Verbrauchseinrichtung, auch um Umlagebefreiungen gemäß §§ 22 Abs. 1 i. V. m. 10 EnFG in Anspruch nehmen zu können
 - Eine Kombination zwischen Modul 1 und 2 an einer Marktllokation ist ausgeschlossen
- Modul 3 (ergänzend zu Modul 1):
 - Einführung eines zeitvariablen Netzentgeltes mit 3 Tarifestufen. Standard-, Hochlast- und Niedriglasttarifstufe in jährlich festgelegten Zeitenräumen, um Lastverschiebung in lastschwache Zeiten anzureizen.
 - Netzbetreiber sind verpflichtet, das Modul 3 anzubieten. Betreiber können das Modul 3 optional zu Modul 1 hinzuwählen.
 - Vorgaben zur Ausgestaltung der Tarifestufen und Zeitfenster in denen diese anzuwenden sind sowie deren Zeitpunkt der Veröffentlichung
 - Ausgestaltungsvariante eines saisonal zeitvariablen Netzentgeltes

- Vorgaben für Lieferanten:
 - Beibehaltung des Vorschlags das bestehende Vertragsverhältnis zwischen Lieferant und Letztverbraucher zu nutzen
 - Verbindliche Transparenzvorgaben für Lieferanten – in Ergänzung der Vorgaben des § 40 EnWG
- Grundpreis:
 - Ein Netzanschlusspunkt, ein Grundpreis, auch bei separatem Zählpunkt kein zusätzlicher Grundpreis (vgl. § 17 Abs. 6 S. 2 StromNEV)
- Übergangsvorschriften:
 - Bei steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG, die vor dem 01.01.2024 in Betrieb genommen wurden, sind bis zum 31.12.2028 entsprechend des bisherigen Vorgehens abzurechnen. Dabei ist auf die prozentuale Reduzierung des Grundpreises und des Arbeitspreises gemäß dem Preisblatt des Jahres 2023 abzustellen.
 - Nachtstromspeicherheizungen nach § 14a EnWG, die vor dem 01.01.2024 in Betrieb genommen wurden, sind bis zu ihrer Außerbetriebnahme entsprechend des bisherigen Vorgehens abzurechnen. Dabei ist auf die prozentuale Reduzierung des Grundpreises und des Arbeitspreises gemäß dem Preisblatt des Jahres 2023 abzustellen.
 - Wechsel für Bestandsanlagen ist mit und ohne bisheriger Rabattierung nach § 14a EnWG auf freiwilliger Basis möglich, sofern diese der Definition steuerbarer Verbrauchseinrichtung der Festlegung der Beschlusskammer 6 entsprechen.
- Netzanschlusskosten (NAK) und Baukostenzuschüsse (BKZ):
 - NAK sind für Anschlüsse aller Art und damit auch bei der Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen transparent und diskriminierungsfrei zu erheben. Befreiungen sind unzulässig.

- BKZ sind nach den gesetzlichen Regelungen des § 11 NAV und ebenfalls transparent und diskriminierungsfrei zu erheben. Betonung der Steuerungs- und Lenkungsfunktion. Eine Reduzierung von bis zu 20 % des in Rechnung zu stellenden Baukostenzuschusse soll möglich sein.
- 34 Um auch die breite Öffentlichkeit auf das Vorhaben und die sich daraus potentiell ergebenden Konsequenzen und technischen Anforderungen für in der Zukunft zu installierende steuerbare Verbrauchseinrichtungen hinzuweisen, hat die Bundesnetzagentur den Auftakt der zweiten Konsultationsrunde durch eine Pressekonferenz sowie durch eine zusätzliche Erläuterung der geplanten Regelungen im Rahmen eines Infovideos auf der Homepage der Behörde begleitet.
- 35 Bis zum 27.07.2023 bestand für die betroffenen Wirtschaftskreise die Möglichkeit zur Stellungnahme. Hiervon haben Gebrauch gemacht:

ADAC e.V.
50Hertz Transmission GmbH
Bielefelder Netz GmbH
Bauhaus-Universität Weimar
BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie (BDH)
Bundesverband Energiespeicher Systeme BVES e. V.
Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.
Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne)
Bundesverband Wärmepumpe e.V.
Bündnis BürgerEnergie eV
Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH
decarbon1ze GmbH
Deutsche Energieagentur GmbH
Deutsche Umwelthilfe e. V.
E.ON Energie Deutschland GmbH
E.ON SE
Easy Smart Grid GmbH
Elektrizitätswerke Schönau eG
EnBW Energie Baden-Württemberg AG - Bereich Vertrieb
enercity Netz GmbH
Enpal B.V.
EPEX SPOT SE
EWE Netz GmbH
Fraunhofer-Institut für angewandte Informationstechnik FIT
Handelsverband Deutschland, HDE
Humboldt-Universität zu Berlin
Iqony GmbH
JHC Energie UG
KISTERS AG
Kiwigrd GmbH
Kopernikus Großprojekt SynErgie
Leibniz Universität Hannover
Lichtblick SE und izon GmbH
Lichtblick SE und izon GmbH - NEON Neue Energieökonomik Memorandum variable Verteilnetzentgelte
Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur unter dem Dach der NOW GmbH
N-ERGIE Netz GmbH
Netz Leipzig GmbH

Netze BW GmbH
netzentlaster.de
Netzgesellschaft Schwerin mbH (NGS)
Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz
NRM Netzdienste Rhein-Main GmbH
OpenEMS Association e.V.
Pfalzwerke Netz AG
Privatperson 1
Privatperson 2
Redispatch 3.0 (Forschungsprojekt)
Saalfelder Energienetze GmbH
SachsenNetze GmbH
SachsenNetze HS.HD GmbH
Schleupen SE
Shell Deutschland GmbH
SMA Solar Technology AG
sonnen GmbH
Stadtwerke Hilden GmbH
Stromnetz Berlin GmbH
SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG
TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
Tesla Germany GmbH
Thüga AG
VDMA e. V.,
Verbraucherzentrale Bundesverband
Verein Deutscher Ingenieure e.V.
VKU e.V.
Volkswagen AG
WEMAG Netz GmbH
Westnetz
ZVEH
ZVEI e.V.
ZVSHK
Zwickauer Energieversorgung GmbH.

- 36 Alle Stellungnahmen sowie das Infovideo sind veröffentlicht unter:

[bundesnetzagentur.de](https://www.bundesnetzagentur.de) → Zu den Beschlusskammern → Beschlusskammer 8 →
Netzentgelte → § 14a EnWG – Steuerbare Verbrauchseinrichtungen

- 37 Der Inhalt der Stellungnahmen lässt sich wie folgt zusammenfassen:

Netzentgeltmodule 1 bis 3

- 38 In einigen Stellungnahmen wurden die differenzierten Netzentgeltmodule als zu kompliziert kritisiert. Mehrere Module seien für den Verbraucher nur schwer verständlich, die gleichzeitige Umsetzung aller drei Module zum 01.01.2024 stelle den Markt vor große Herausforderungen. Um die Komplexität des Entgeltmodells in der Umsetzung, aber auch in der Anwendung durch die Betreiber der steuerbaren Verbrauchseinrichtung zu reduzieren, wurde vorgeschlagen auf Modul 2 und die Redu-

zierung der Baukostenzuschüsse zu verzichten. Darüber hinaus wurde die Bestimmung eines Grundmoduls gefordert, welches bei fehlender Modulauswahl durch den Betreiber bzw. bei Betreibern in der Grundversorgung zur Anwendung kommt.

- 39 Die Einführung des Moduls 1 wurde grundsätzlich begrüßt. Jedoch wurde die Orientierung der Bereitstellungsprämie in Höhe von 80 € (brutto) an den Kosten des vom Betreiber der steuerbaren Verbrauchseinrichtung zu tragenden Anteils an der Preisobergrenze für intelligente Messsysteme und Steuerungseinrichtungen hinterfragt. Die Bereitstellungsprämie sei zu senken, um eine diskriminierungsfreie Gleichbehandlung aller Letztverbraucher sicher zu stellen. Es wurde in den Stellungnahmen auch eine Konkretisierung der Herleitung der übrigen Formelbestandteile der pauschalen Netzentgeltreduzierung gefordert. Außerdem wurde vorgetragen, dass bei der Berechnung der pauschalen Netzentgeltreduzierung die Anzahl der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen an der Marktllokation Berücksichtigung zu finden habe.
- 40 Darüber hinaus wurde in den Stellungnahmen die Sorge geäußert, dass ein Anreiz bestünde, bei mehreren steuerbaren Verbrauchseinrichtungen hinter einem Netzanschluss über mehrere Marktllokationen die pauschale Netzentgeltreduzierung auch mehrfach in Anspruch nehmen zu können. Betreiber würden die Bereitstellungsprämie so mehrfach erhalten, obwohl diesen nur für ein intelligentes Messsystem Kosten entstehen. Auch die Untergrenze für zu zahlende Netzentgelte in Höhe von 0,00 Euro wurde kritisiert. Auch nach Abzug der pauschalen Netzentgeltreduzierung solle der Netzbetreiber mindestens Netzentgelte in Höhe des Grundpreises mit dem Netznutzer abrechnen dürfen.
- 41 Das Modul 2 wurde ebenfalls kritisiert. Der Mehrwert dieses Moduls wurde gänzlich in Frage gestellt. Die Komplexität und der Umsetzungsaufwand für die Netzbetreiber sei zu hoch. Die Komplexität führe außerdem zu einer Verbraucherunfreundlichkeit. Andere Stellungnahmen begrüßen die Auswahlmöglichkeit zwischen den Modulen jedoch gerade als verbraucherfreundlich. Weiter wurde in den Stellungnahmen vorgetragen, dass auch mit Modul 1 an einer separaten Marktllokation die Inanspruchnahme der Umlagebefreiung nach §§ 22 Abs. 1 i. V. m. 10 EnFG möglich sei. Von Herstellerseite wurde zudem um Klarstellung gebeten, wie das Modul 2 abzurechnen sei, wenn der Betreiber der steuerbaren Verbrauchseinrichtung Strom

aus Eigenerzeugung für Betrieb einer Wärmepumpe verwenden möchte. Schließlich wurde die Höhe der prozentualen Arbeitspreisreduzierung hinterfragt.

- 42 Die Einführung eines einfachen zeitvariablen Netzentgelts (Modul 3) wurde in den Stellungnahmen von verschiedenen Seiten begrüßt. Diese sei ein wichtiger Schritt für ein kundenorientiertes Energiesystem. Aufgrund der Vielschichtigkeit des Themas zeitvariabler Netzentgelte, sind auch zur zweiten Konsultation eine Vielzahl von Stellungnahmen eingegangen. Die am häufigsten geäußerte Kritik richtet sich an das im Regelungswerk zur zweiten Konsultation geplante Einführungsdatum. Eine technische Umsetzbarkeit des zeitvariablen Netzentgelts zum 01.01.2024 sei nicht möglich. Darüber hinaus wurde vorgetragen, dass zwischen der Niedriglasttarifstufe und der Hochlasttarifstufe ein ausreichend großer Abstand liegen müsse, um einen Anreiz für Betreiber erst zu erzielen. Hier wurde auch hinterfragt, weshalb das Modul 3 lediglich in Ergänzung zu Modul 1 anwendbar sein soll und nicht in Kombination mit Modul 2. Weiter wurde die Berücksichtigung einer saisonalen Dimension bei der Ausgestaltung des zeitvariablen Netzentgelts, wie von der Beschlusskammer konsultiert, begrüßt. In den Stellungnahmen wurde zudem angeregt, die Einführung des zeitvariablen Netzentgelts zu gegebener Zeit zu evaluieren, um den Nutzen des konsultierten Moduls für die Netzbetreiber zu überprüfen und das Instrument ggfs. weiterzuentwickeln. Schließlich wurde vorgetragen, dass das zeitvariable Netzentgelt nur mit intelligentem Messsystem abgerechnet werden könne, dafür aber auch der Tarifierungsfall 7 (TAF 7) anstatt des eigentlich vorgegeben Tarifierungsfalls 2 (TAF 2) anwendbar sei.

Netzanschlusskostenbeiträge und Baukostenzuschüsse

- 43 Der Vorschlag der Beschlusskammer zur anteiligen prozentualen Reduzierung des in Rechnung gestellten Baukostenzuschusses wurde vielfach von Seiten der Netzbetreiber kritisiert. Aus Vereinfachungsgründen solle auf Vorgaben hierzu verzichtet werden. Reduzierung von Baukostenzuschüssen für Inhaber von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen führe gleichzeitig zu einer Benachteiligung der übrigen Netznutzer bedeuten, da die Reduzierung in Folge dessen auf die diese umgelegt würde. Die Reduzierung von Baukostenzuschüssen schwäche deren Steuerungsfunktion ab. Dies widerspreche deren Zweck. Eine Reduzierung für die Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen sei nicht nachvollziehbar, da diese gerade die Netzlast

erhöhen und damit die Ursache für Netzausbau setzen würden. Eine Einsparung von Netzausbau würde damit nicht erreicht. Darüber hinaus enge die Beschlusskammer mit ihren Vorgaben die unternehmerische Entscheidung zur Berechnung der Höhe von Baukostenzuschüssen ein. Weiterhin wurden Unklarheiten über die administrative Umsetzung und Unklarheiten bei der Berechnungsmethode vorgetragen.

Übergangsregelungen

- 44 In den Stellungnahmen zur zweiten Konsultation wurde vorgetragen, dass diese entfallen sollen und die Bestandsanlagen auch ohne Übergangsfristen in die neuen Regelungen im Sinne der BK6-Festlegung überführt werden können, um einen Wildwuchs an Netzentgelttarifen zu vermeiden. Gleichzeitig wurde jedoch vorgetragen, dass bei einer Vielzahl von freiwilligen Wechseln in die neuen Regelungen im Sinne der BK6-Festlegung, kurz nach deren Inkrafttreten dieser die Steuerungstiefe der Netzbetreiber reduziert würde, da dem Betreiber nach der zuvor genannten Festlegung dann ein Mindestleistungsbezug 4.2 kW zugesichert sei.

Modulwechsel

- 45 Es wurde vorgetragen, dass sich die Komplexität der Prozesse und der Aufwand für marktlichen Akteure verringern ließe, wenn die Wechselmöglichkeit zwischen den Modulen für Betreiber steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in Teilen eingeschränkt würde.

Zusätzliche Abfrage zur technischen Umsetzbarkeit

- 46 Hinsichtlich bestehender Fragen zu zeitnahen technischen Umsetzbarkeit hat die Beschlusskammer die großen Branchenverbände BDEW und VKU am 27.06.2023 gebeten, eine anonymisierte Umfrage im Kreise ihrer Mitgliedsunternehmen bis zum Ende der zweiten Konsultationsphase am 27.07.2023 durchzuführen. Die Teilnahme an dieser Abfrage war freiwillig und wurde durch die vorgenannten Verbände vom 30.06.2023 bis 10.07.2023 durchgeführt. In dieser Umfrage wurden Netzbetreiber, Stromlieferanten und Messstellenbetreiber die Möglichkeit gegeben, anonymisiert darzulegen, ob eine technische Umsetzbarkeit der verschiedenen Module zum 01.01.2024 möglich sei. An der Umfrage haben ca. 150 Unternehmen in allen

Marktrollen teilgenommen. Insbesondere Schwierigkeiten bei der kurzfristigen Umsetzung aller 3 Entgeltmodule in der Marktkommunikation sowie bei der Implementierung des TAF 2 zur Abrechnung von zeitvariablen Netzentgelten wurde von den teilnehmenden Unternehmen genannt.

- 47 Die Beschlusskammer 8 hat die eingereichten Stellungnahmen der 2. Konsultation ausgewertet und veröffentlicht. Das Ergebnis dieser Auswertung sowie des Vorbringens der Stellungnehmenden ist in die inhaltliche Ausgestaltung eingeflossen. An den entsprechenden Stellen wird hierauf inhaltliche Bezug genommen. Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akten sowie die veröffentlichten Stellungnahmen Bezug genommen.

Beteiligung

- 48 Die Landesregulierungsbehörden wurden am 09.12.2023 über die Einleitung des Verfahrens informiert. Der Länderausschuss wurde am 14.09.2023 förmlich befasst. Dem Bundeskartellamt und den Landesregulierungsbehörden wurde am 08.11.2023 bzw. 09.11.2023 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

II. Rechtliche Würdigung

- 50 Der Beschluss beruht auf einer rechtmäßigen Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18. Eine Rechtsgrundlage für den Beschluss liegt vor. Der Beschluss ist formell und materiell rechtmäßig.

1. Vollständige Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund des Urteils des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18

- 51 Die Beschlusskammer hat in rechtmäßiger Weise die Vorgaben des nationalen Rechts in Form der normativen Regulierung, soweit diese im vorliegenden Verfahren Anwendung finden und von der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs (Urteil vom 02.09.2021, C-718/18) erfasst werden, für ihre Entscheidung herangezogen. Als „normative Regulierung“ werden im Allgemeinen solche Regeln des nationalen Gesetz- und Verordnungsgebers (z.B. in StromNEV, GasNEV und ARegV) bezeichnet, die konkrete methodische und materielle Vorgaben für die Regulierung durch die Bundesnetzagentur enthalten. Die Pflicht zur Anwendung dieser nationalen Vorgaben folgt aus Art. 20 Abs. 3 GG und gilt auch angesichts der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs fort, bis sie vom Gesetz- bzw. Verordnungsgeber außer Kraft gesetzt oder neu geregelt werden. Dies hat der Bundesgerichtshof bereits entschieden (BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 60 ff., siehe auch OLG Düsseldorf vom 11.02.2021, VI-5 Kart 10/19 [V], S. 10 ff., OLG Düsseldorf vom 28.04.2021, VI-3 Kart 798/19 [V], S. 72 ff., OLG Schleswig vom 11.01.2021, 53 Kart 1/18, S. 27 ff.).

1.1 Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs

- 52 Der Europäische Gerichtshof hat zwar in seiner Entscheidung festgestellt, dass die normative Regulierung in Deutschland insgesamt mit der in Art. 37 Richtlinie 2009/72/EG (heute Art. 59 Richtlinie (EU) 2019/944) sowie in Art. 41 Richtlinie 2009/73/EG geregelten ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde unvereinbar ist und die Richtlinien insoweit durch die Bundesrepublik Deutschland nicht bzw. fehlerhaft umgesetzt wurden. Insoweit hat der Europäische Gerichtshof der vierten Rüge stattgegeben, mit der die Kommission Deutschland

vorgeworfen hatte, es habe die in den Richtlinien vorgesehenen ausschließlichen Zuständigkeiten der NRB verletzt, indem es im deutschen Recht die Bestimmung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen, einschließlich der anwendbaren Tarife, der Bundesregierung und nicht der nationalen Regulierungsbehörde zugewiesen habe.

1.2 Reichweite der Entscheidung

- 53 Der Europäische Gerichtshof hat aber weder über die Zuständigkeitsfragen hinausgehend einen materiell-rechtlichen Verstoß einzelner Vorgaben der normativen Regulierung gegen EU-Recht gerügt, noch hat er sich ausdrücklich zu der Frage geäußert, ob die normative Regulierung bis zu dem Zeitpunkt, zu dem der nationale Gesetz- und Verordnungsgeber den festgestellten Verstoß beseitigt, weiter anwendbar ist. Der EuGH hat sich insbesondere auch nicht explizit zu der Frage geäußert, ob die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit unmittelbar anwendbar sind.

1.3 Keine Nichtigkeit des nationalen Rechts

- 54 Die Regelungen der normativen Regulierung sind nicht nichtig. Weder nach den Grundsätzen des europäischen Rechts noch nach nationalem Recht führt der Verstoß einer nationalen Regelung gegen Unionsrecht zu deren Nichtigkeit (BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 61 ff.). Vielmehr sind die Grundsätze des Anwendungsvorrangs des Unionsrechts vor nationalem Recht zu beachten.
- 55 Zudem scheidet eine richtlinienkonforme Auslegung der Vorschriften der normativen Regulierung aus. Der Europäische Gerichtshof sieht zwar sowohl in der an die Bundesregierung gem. § 24 EnWG erfolgten Zuweisung von Zuständigkeiten, als auch in den bindenden Vorgaben der normativen Regulierung eine mit den oben genannten Richtlinien unvereinbare Beschränkung der ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde (EuGH a.a.O., Rz. 101 f., 115 f.). Eine Umdeutung der nationalen Vorgaben in nicht bindende Programmsätze, die die ausschließliche Zuständigkeit der Regulierungsbehörde nicht beeinträchtigen, kommt angesichts des eindeutigen Wortlauts, der Systematik und des Regelungszwecks der Vorschriften der normativen Regulierung jedoch nicht in Betracht (Verbot der

contra legem-Auslegung, BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 66 ff.).

- 56 Der Grundsatz vom Anwendungsvorrang des Unionsrechts führt indes nicht dazu, die Vorschriften der normativen Regulierung unangewendet zu lassen. Der Anwendungsvorrang besagt, dass eine nationale Regelung, die mit einer unmittelbar geltenden Regelung des Unionsrechts unvereinbar ist, von nationalen Behörden und Gerichten nicht angewendet werden darf (vgl. Streinz, EUV, 3. Aufl. 2018, Art. 4 Rn. 40; Ruffert, in: Calliess/Ruffert, EUV/AEUV, 5. Aufl. 2016, Art. 288 AEUV, Rn. 69 f.). Dieser Grundsatz gilt jedoch nur, soweit unmittelbar anwendbares Unionsrecht betroffen ist (EuGH, Urteil vom 24.06.2019, C-573/17, Rn. 62). Die normative Regulierung verstößt nicht gegen unmittelbar anwendbares Unionsrecht. Die hier maßgeblichen Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde, mit denen die Vorgaben der normativen Regulierung unvereinbar sind, sind nicht unmittelbar anwendbar.

1.4 Keine unmittelbare Anwendbarkeit der Richtlinie

- 57 Damit eine Richtlinienbestimmung unmittelbar angewendet werden kann, müssen spezifische Voraussetzungen vorliegen (Grabitz/Hilf/Nettesheim, AEUV, 71. EL August 2020, Art. 288 Rn. 149). Der Europäische Gerichtshof geht von der unmittelbaren Anwendbarkeit einer nicht oder nicht ordnungsgemäß umgesetzten Richtlinienbestimmung nach Ablauf der Umsetzungsfrist aus, wenn die Bestimmung hinreichend genau und inhaltlich unbedingt ist. Zudem können die Bestimmungen einer Richtlinie grundsätzlich nur Rechte, aber keine Pflichten eines Einzelnen begründen (sog. Belastungsverbot). Insofern kommt auch eine objektive unmittelbare Wirkung vorliegend nicht in Betracht. Im Einzelnen:

1.4.1 Unionsvorschriften inhaltlich nicht unbedingt

- 58 Die Richtlinienvorgaben sind nicht unbedingt. Eine Unionsvorschrift ist inhaltlich unbedingt, wenn sie eine Verpflichtung normiert, die an keine Bedingung geknüpft ist und zu ihrer Durchführung oder Wirksamkeit auch keiner weiteren Maßnahmen der Unionsorgane oder der Mitgliedstaaten bedarf. Die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit sind nicht als inhaltlich unbedingt anzusehen.

- 59 Gegenwärtig fehlt es an den erforderlichen und zureichenden Umsetzungsnormen im nationalen Recht. Das betrifft sowohl die konkrete umfassende Aufgabenzuweisung als auch die für einen Eingriff erforderliche Ermächtigungsgrundlage. Die Bundesnetzagentur hat nach nationalem Recht gegenwärtig (nur) die Befugnis, die Vorgaben der normativen Regulierung anzuwenden und ggf. unter Rückgriff auf § 29 EnWG je nach Festlegungsermächtigung weiter auszugestalten und zu konkretisieren. Sie hat aber mangels entsprechender Aufgabenzuweisung durch den Gesetzgeber nicht die übergeordnete, allgemeine und uneingeschränkte Befugnis, die ihr nach den Richtlinien vorbehaltenen Aufgaben vollumfänglich und selbständig auszuüben (vgl. EuGH a.a.O., Rz. 105) beispielsweise also die Methoden oder Bedingungen für den Netzanschluss und den Netzzugang frei festzulegen oder zu genehmigen (vgl. nur § 24 S. 1 Nr. 1 EnWG). Dass es hierzu einer umfassenden mitgliedstaatlichen Aufgabenzuweisung bedarf, entspricht im Übrigen auch dem europäischen Leitbild, wonach die Mitgliedstaaten zur Einrichtung von Regulierungsbehörden mit spezifischen Zuständigkeiten verpflichtet sind (vgl. Erwägungsgrund 33 der Richtlinie 2009/72/EG bzw. Erwägungsgrund 29 der Richtlinie 2009/73/EG). Die Mitgliedstaaten verfügen bei der Organisation und Strukturierung der Regulierungsbehörde zwar über eine Autonomie, haben diese aber unter vollständiger Beachtung der in den Richtlinien festgelegten Ziele und Pflichten auszuüben und insoweit sicherzustellen, dass die Regulierungsbehörde bei der Ausübung der ihr vorbehaltenen Zuständigkeiten ihre Entscheidungen autonom treffen kann (vgl. EuGH, a.a.O., Rz. 119). Dieser Befund wird auch durch das in der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs mündende Vertragsverletzungsverfahren bestätigt: Gegenstand der Rüge durch die Europäische Kommission war nicht die fehlerhafte Ausübung einer nach nationalem Recht bereits ordnungsgemäß zugewiesenen ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde, sondern der Umstand, dass eine den Richtlinien entsprechende umfassende Aufgabenzuweisung an die nationale Regulierungsbehörde im nationalen Recht bislang nicht erfolgt ist (vgl. EuGH a.a.O., Rz. 88). Vielmehr liegt hier eine fehlerhafte Aufgabenzuweisung vor (EuGH, a.a.O., Rz. 130); diese kann und muss durch den Mitgliedstaat korrigiert werden, der dann die noch möglichen Einfluss- und Kontrollmöglichkeiten vorsehen kann (EuGH a.a.O., Rz. 126, 127).

1.4.2 Belastung Einzelner verboten

- 60 Mit der unmittelbaren Anwendung der Richtlinien wären Belastungen Einzelner verbunden, sodass eine solche ausscheidet. Zwar ist die Einräumung subjektiver Rechte keine Voraussetzung für eine unmittelbare Anwendbarkeit (woran es vorliegend wegen des Verstoßes gegen objektiv geprägte Zuständigkeitsnormen auch fehlen würde), allerdings gilt das Belastungsverbot. Wenn der Bundesnetzagentur aus einer unmittelbaren Anwendung der Richtlinie weitergehende oder jedenfalls anders ausgestaltete Kompetenzen zukämen, könnte sich dies je nach Einzelfall zugunsten, aber auch zu Lasten bestimmter Beteiligter auswirken. Daraus wiederum könnten sich Belastungen ergeben, die nach Auffassung des Bundesgerichtshofs nur durch das europäische Primärrecht oder durch EU-Verordnungen begründet werden können, nicht aber durch Richtlinien (vgl. BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 73).
- 61 Eine Belastung würde sich zudem bereits aus dem Heranziehen der Richtlinien als Ermächtigungsgrundlage ergeben. Dies wäre europarechtlich unzulässig. Sofern die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit als inhaltlich unbedingt anzusehen wären, müssten sie von der Bundesnetzagentur unmittelbar als Ermächtigungsgrundlage auch für belastende Regulierungsentscheidungen herangezogen werden. Anders als in den vom Europäischen Gerichtshof entschiedenen Fällen, in denen er eine unmittelbare Belastung durch Richtlinienrecht verneinte, weil die Belastung erst durch ein Verwaltungsverfahren auf Basis nationalen Rechts eintrat, würden vorliegend die Richtlinienbestimmungen als solche unmittelbar gegenüber den Betroffenen herangezogen werden und als materiell-rechtliche Befugnisnormen für belastende Verwaltungsverfahren und Regulierungsentscheidungen fungieren. Soweit ersichtlich existiert bislang keine hier einschlägige Judikatur, in der der EuGH es für europarechtskonform eingestuft hätte, dass eine Richtlinienbestimmung als eigenständige Ermächtigungsgrundlage für Eingriffe in Rechte des Einzelnen herangezogen werden darf.

1.4.3 Keine objektive unmittelbare Wirkung des Unionsrechts

- 62 Eine ausnahmsweise objektive unmittelbare Wirkung der Richtlinienbestimmungen bezogen auf die ausschließliche Zuständigkeit scheidet ebenfalls aus. Der Europäische Gerichtshof hat eine objektive unmittelbare Wirkung von Richtlinienbestimmungen anerkannt, aus denen sich für staatliche Stellen eindeutige Pflichten ergeben. Konkret ging es beispielsweise um die nicht rechtzeitig in nationales Recht umgesetzte Pflicht der zuständigen Behörde zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung im Rahmen eines Genehmigungsverfahrens für die Errichtung eines Wärmekraftwerks (EuGH, Urteil vom 11.08.1995, C-431/92 – Wärmekraftwerk Großkrotzenburg).
- 63 Zwar mag sich vorliegend aus den Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde die Verpflichtung ergeben, von dieser Zuständigkeit auch Gebrauch zu machen, um den Zielsetzungen der Richtlinien hinreichend Rechnung tragen zu können. Anders als im Fall des Wärmekraftwerks Großkrotzenburg ist diese Verpflichtung vorliegend jedoch nicht inhaltlich unbedingt. Im vom Europäischen Gerichtshof entschiedenen Fall konnte die zuständige Behörde der Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung ohne Weiteres nachkommen, weil diese als unselbstständiger Bestandteil des nach nationalem Recht vorgesehenen und ihr bereits zugewiesenen Genehmigungsverfahrens durchzuführen war. Demgegenüber kann die Bundesnetzagentur die ihr nach den Richtlinienbestimmungen zugewiesene ausschließliche Zuständigkeit erst ausüben, wenn ihr entsprechende Befugnisse nach nationalem Recht eingeräumt werden (siehe oben).

1.5 Interessenabwägung

- 64 Ungeachtet der Tatsache, dass die Richtlinienbestimmungen nicht unmittelbar anwendbar sind, sprechen aus Sicht der Beschlusskammer weitere erhebliche Gründe dafür, die Vorgaben der normativen Regulierung in der Übergangszeit zur Anwendung zu bringen. Die Nichtanwendung der normativen Regulierung in der Übergangszeit würde zu einem Zustand führen, der mit den Zielsetzungen der genannten Richtlinien erst recht unvereinbar wäre (so auch BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 76).

- 65 Die Richtlinien verlangen, dass zumindest die Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen u.a. für den Netzanschluss und den Netzzugang „mit ausreichendem Vorlauf vor deren Inkrafttreten“ festgelegt oder genehmigt werden, vgl. Art. 41 Abs. 6 der Richtlinie 2009/73/EG und Art. 59 Abs. 7 der Richtlinie (EU) 2019/944. Diesem Gebot der ex ante-Regulierung wird in Deutschland gegenwärtig zu einem großen Teil über die Vorgaben der normativen Regulierung Rechnung getragen. Die normative Regulierung strukturiert die Methoden für die Berechnung der Tarife vor und legt ex ante die wesentlichen Bedingungen für den Netzanschluss und den Netzzugang fest. Sie regelt unmittelbar Rechte und Pflichten für Netzbetreiber und andere Marktakteure und schafft auf diese Weise den von den Richtlinien geforderten transparenten und vorhersehbaren, verlässlichen Regulierungsrahmen. Bestehende Festlegungen und Genehmigungen der Bundesnetzagentur, die sie im Rahmen ihrer bisherigen Zuständigkeiten erlassen hat, tragen zwar ebenfalls zu der erforderlichen ex ante-Regulierung bei, dies jedoch nur in Teilbereichen und in Ergänzung der normativen Regulierung und damit nicht in dem von der Richtlinie geforderten Umfang.
- 66 Ein faktisches Außerkrafttreten der Vorgaben der normativen Regulierung würde daher zu beträchtlichen Regelungslücken und damit einhergehend erheblichen Rechtsunsicherheiten für alle Marktbeteiligten führen. Auch dies wäre mit den genannten Richtlinienvorgaben und den Zielsetzungen des Energiebinnenmarkts schwerlich vereinbar. Beispielsweise dürfte eine derart unklare Rechtslage im Übergangszeitraum kaum Investitionsanreize setzen und Unsicherheiten für die unternehmerische Tätigkeit der regulierten Unternehmen und auch der sonstigen Marktteilnehmer auslösen. Für den Übergangszeitraum ist es daher sinnvoll und angebracht, stabile und berechenbare Verhältnisse zu gewährleisten.

2. Formelle Rechtmäßigkeit

67 Die Festlegung ist formell rechtmäßig.

2.1 Ermächtigungsgrundlage

68 Die Festlegung beruht auf § 29 Abs. 1 EnWG i. V. m. § 14a Abs. 1 EnWG, § 30 Abs. 1 Nr. 4, Abs. 2 StromNEV i. V. m. § 17 StromNEV, § 29 Abs. 1 EnWG i. V. m. § 40 Abs. 5 EnWG und § 14a Abs. 1 S. 3 Nr. 7 EnWG. Demnach ist die Bundesnetzagentur ermächtigt, Regelungen im Wege der Festlegung zu treffen.

2.2 Zuständigkeit

69 Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur zum Erlass einer bundesweiten Festlegung ergibt sich aus § 54 Abs. 3 S. 2 i. V. m. § 14a Abs. 1 S. 1 EnWG. Die Festlegung unterfällt auch keiner der Zuständigkeiten der § 54 Abs. 2 Nr. 1 – 3 oder 5 EnWG. Es handelt sich weder um ein individuelles Entgelt noch eine Entgeltbildungsvorschrift aus einer Verordnung gem. §§ 21a oder 24 EnWG, ebenso wenig um eine punktuelle Überwachungsmaßnahme im Sinne des § 14a EnWG. Die Bundesnetzagentur ist unmittelbar aus § 14a Abs. 1 S. 1 i. V. m. § 29 Abs. 1 EnWG die für den Erlass der bundesweit einheitlichen Festlegung zuständige Regulierungsbehörde. Von dieser Ermächtigung wird in dieser Festlegung erstmalig Gebrauch gemacht.

70 Die Zuständigkeit der Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG.

2.3 Beteiligung

71 Den betroffenen Wirtschaftskreisen wurde nach § 67 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Die Beschlusskammer hat in zwei Konsultationsphasen mittels Internetveröffentlichung Dokumentenentwürfe zur Konsultation gestellt. Die Eröffnung des Festlegungsverfahrens sowie die Inhalte beider Konsultationsrunden wurden im Amtsblatt der Behörde bekanntgegeben. Die erforderliche Anhörung wurde durchgeführt. Zahlreiche Unternehmen und Verbände haben zu den veröffentlichten Dokumenten Stellung genommen.

- 72 Die Landesregulierungsbehörden wurden gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens informiert. Dem Bundeskartellamt und den Landesregulierungsbehörden wurde gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Der Länderausschuss wurde gemäß § 60a EnWG ebenfalls förmlich befasst.

3. Materielle Rechtmäßigkeit

- 73 Die materiellen Voraussetzungen für den Erlass dieser Festlegung liegen vor. Der Erlass der Festlegung war insbesondere erforderlich und geboten. Mit der vorliegenden Festlegung macht die Bundesnetzagentur von der gesetzlich eingeräumten Kompetenz Gebrauch, bundesweit einheitliche Regeln für die Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen zu schaffen.
- 74 Bereits die bis Ende 2022 geltende Version des § 14a EnWG a.F. enthielt eine Verordnungsermächtigung für die Bundesregierung, durch Rechtsverordnung die Möglichkeit der „netzdienlichen Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen“ näher zu konkretisieren. Ein entsprechender Verordnungsentwurf ist letztlich niemals verabschiedet worden und nicht in Kraft getreten. Das Erarbeiten eines solchen zeigt jedoch die Dringlichkeit und die Priorität der Thematik, die auch bereits weit vor dem Jahr 2022 bestand.
- 75 Aufgrund der Reform des EnWG erhielt die Bundesnetzagentur zum 01.01.2023 die Ermächtigung, bundeseinheitliche Regelungen festzulegen, nach denen Netzbetreiber und Lieferanten, Letztverbraucher und Anschlussnehmer verpflichtet sind, nach den Vorgaben der Bundesnetzagentur Vereinbarungen über die netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen im Gegenzug für Netzentgeltreduzierung abzuschließen. Die Bundesnetzagentur wird damit auch ermächtigt Vorgaben zu einer Netzentgeltreduzierung zu treffen. Die Ausübung dieser Festlegungskompetenz steht dabei im pflichtgemäßen Ermessen der Beschlusskammer.
- 76 Dieses Ermessen übt die Beschlusskammer im Rahmen ihrer Zuständigkeit mit dem vorliegenden Beschluss aus, wobei ein unverzügliches Aufgreifen angesichts des erwarteten Hochlaufs von Ladepunkten für Elektromobilität, Wärmepumpen und zukünftig auch Stromspeichern notwendig ist. Dem Auftrag des Gesetzgebers kommt die Beschlusskammer schnellstmöglich nach, um auch entgeltseitig Grundlagen für

den Engpassfall zu schaffen. In diesem sollen die Voraussetzungen für ein notwendiges Handeln bestehen, um eine mögliche Verzögerung zu verhindern. Die durch das Gesetz vorgesehene Netzentgeltreduzierung ist Teil der Verhältnismäßigkeit der verpflichtenden Mitwirkung der Betreiber.

3.1 Festlegungszweck

- 77 Die gegenständliche Festlegung ist zweckmäßig. Die Bundesnetzagentur hat nach dem Wortlaut des § 14a Abs. 1 S. 1 EnWG i. V. m. § 29 Abs. 1 EnWG entsprechende Festlegungskompetenzen sowie einen weitreichenden Ermessensspielraum erhalten. Demnach kann sie gegenüber Netzbetreibern und Lieferanten, Letztverbrauchern und Anschlussnehmern Regelungen über die netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen oder von Netzanschlüssen mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen im Gegenzug für Netzentgeltreduzierungen treffen. Die Beschlusskammer 6 führt ein Festlegungsverfahren zur detaillierten Vorgaben zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG unter dem Aktenzeichen BK6-22-300. Die Ausgestaltung der hierfür im Gegenzug vorgesehenen Netzentgeltreduzierung nach § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG ist Gegenstand dieser Festlegung. Gemäß § 14a Abs. 1 S. 3 Nr. 7 kann die Beschlusskammer insbesondere Regelungen zu Baukostenzuschüssen treffen. Regelungen zu Baukostenzuschüssen sind ebenfalls Gegenstand dieser Festlegung. Die Beschlusskammer hat somit das ihr zustehende Ermessen unter Beachtung von § 40 VwVfG ausgeübt.
- 78 Neben der Befugnis zur Ausgestaltung von Netzentgeltreduzierungen nach § 14a EnWG, ist die Bundesnetzagentur nach § 30 Abs. 1 Nr. 4, Abs. 2 i. V. m. § 17 StromNEV i. V. m. § 29 Abs. 1 EnWG ermächtigt, konkrete Vorgaben zur Ermittlung von Netzentgelten im Wege einer Festlegung zu treffen. Die zuständige Beschlusskammer hat sich auch auf diese Ermächtigungsgrundlage gestützt sowie das ihr zustehende Ermessen unter Beachtung von § 40 VwVfG ausgeübt. Im Falle des § 30 StromNEV wird der Bundesnetzagentur ein freies Ermessen eingeräumt. Die von der Beschlusskammer mit dieser Festlegung getroffenen Vorgaben sind das Ergebnis der fachlichen Bewertung der Behörde sowie der Auswertung der Informationen aus den Konsultationsprozessen und der Anhörung. Sie bringen die unterschiedlichen Interessen der Betroffenen in einen sachgerechten Ausgleich, vgl.

§ 1 Abs.1 EnWG. Dies erfolgt insbesondere durch die nach § 14a Abs. 1 EnWG zu gewährenden Netzentgeltreduzierungen und die Einführung eines wirtschaftlichen Anreizes als Instrument der netzorientierten Steuerung.

- 79 Weiterhin ist die Bundesnetzagentur gemäß § 29 Abs. 1 EnWG i. V. m. § 40 Abs. 5 EnWG ermächtigt, im Wege der Festlegung Entscheidungen über die Konkretisierung des Mindestinhalts von Rechnungen nach § 40 Abs. 1 bis 3 sowie Vorgaben zur Darstellung nach § 40 Abs. 4 EnWG zu treffen.

3.2 Geeignetheit, Erforderlichkeit und Angemessenheit

- 80 Die Ausgestaltung der Netzentgeltreduzierungen im Wege der Festlegung ist geeignet und erforderlich, um den Anforderungen des §14a EnWG hinsichtlich der Netzentgeltreduzierungen nachzukommen. Im Gegenzug zur Ermöglichung der netzorientierten Steuerung sind diese nach § 14a Abs.1 S. 1 EnWG zu gewähren. § 14a EnWG erlaubt ausdrücklich ein reduziertes Netzentgelt außerhalb des § 17 StromNEV, nach dem außerhalb der StromNEV genannte Entgelte nicht zulässig sind (vgl. § 17 Abs. 9 StromNEV). Somit schafft das in der Normenhierarchie über der StromNEV stehende EnWG einen Ermächtigungstatbestand für eine bestimmte Gruppe an Letztverbrauchern. Maßstab bei der Ausgestaltung ist somit das EnWG, insbesondere die Vorgaben des § 21 EnWG. Die Festlegung dieser reduzierten Netzentgelte dient den im EnWG genannten Zwecken von angemessenen, diskriminierungsfreien und transparenten Vorgaben zur Netzentgeltbildung (vgl. § 21 Abs.1 EnWG).
- 81 Darüber hinaus sind sie auch angemessen. Mit steigender Anzahl steuerbarer Verbrauchseinrichtungen im Sinne der BK6-Festlegung steigt der Strombezug in den Verteilnetzen. Dies hat mit hoher Wahrscheinlichkeit eine höhere Gleichzeitigkeit der Entnahmen in lokalen Netzgebieten zur Folge. Dies dürfte insbesondere dann der Fall sein, wenn entsprechende Verbräuche über den Lieferanten und sog. dynamische Tarife gem. § 41a Abs. 2 EnWG mit einem Strompreissignal synchronisiert würden. Daraus können Überlastungen lokaler Betriebsmittel oder Netzstränge resultieren. Um dies zu vermeiden sowie daraus resultierende Verzögerungen beim Anschluss steuerbarer Verbrauchseinrichtungen zu verhindern, sind Maßnahmen

zur netzorientierten Steuerung dieser steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG erforderlich.

- 82 Die in dieser Festlegung getroffenen Regelungen zu den entsprechenden Netzentgeltreduzierungen berücksichtigen die unterschiedlichen Anschlusssituationen und Nutzung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen und die unterschiedlichen Ausgangssituationen in den Ortsnetzen (bspw. Anzahl der Nachtstromspeicherheizungen) und deren gegenwärtig mangelnde Beobachtbarkeit. Die Netzentgeltreduzierung ist ein angemessener Ausgleich für die Teilnahmeverpflichtung der Betreiber an der netzorientierten Steuerung nach der BK6-Festlegung unter Wahrung der Interessen der übrigen Netznutzer. Auch hier ist der Zweck des EnWG, insbesondere der §§ 1 und 21 EnWG beachtet worden.
- 83 Das Ergebnis des Verfahrens ist das festgelegte Regelungswerk für die Betreiber, Netzbetreiber und Lieferanten, bestehend aus drei die Netzentgelte betreffenden Modulen sowie weiteren Vorgaben hinsichtlich der Abrechnung von Netzentgelten, Übergangszeiten und Baukostenzuschüssen.
- 84 Anders als dies von einigen Konsultationsteilnehmern gefordert wurde, sind mit einer Festlegung nach § 14a EnWG nicht notwendigerweise zugleich Vorgaben für eine marktlich gestützte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen nach § 14c EnWG zu treffen. Ein marktliches Beschaffungsverfahren nach § 14c EnWG hätte ohnehin keinen unmittelbaren Einfluss auf die Netzentgelte und könnte insoweit schon nicht Gegenstand dieses Verfahrens sein.

3.3 Ausgestaltung der Netzentgeltreduzierung und der wirtschaftlichen Anreize

- 85 Die in einem Alternativitätsverhältnis stehenden Netzentgeltreduzierungen der Module 1 und 2 werden für Betreiber abgerechnet die der Teilnahme der netzorientierten Steuerung gemäß der BK6-Festlegung unterfallen. Dazu zählen alle Betreiber deren steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach dem 31.12.2023 in Betrieb genommen wurden, aber auch solche deren steuerbare Verbrauchseinrichtung bis zum 31.12.2023 in Betrieb genommen wurde und auf eigenen Wunsch in die netzorientierte Steuerung nach BK6-Festlegung wechseln (vgl. Ziffer 10.4. der BK6-Festlegung). Netzentgeltreduzierungen der Module 1 und 2 sind nur dann abzurechnen,

wenn der Betreiber den Verpflichtungen der BK6-Festlegung und seinen Mitwirkungsobliegenheiten für die Dauer des Betriebs nachkommt. Gleiches gilt für die Inanspruchnahme des Modul 3, das nur in Ergänzung zu Modul 1 gewählt werden kann.

3.3.1 Pauschale Netzentgeltreduzierung - Modul 1 (Grundmodul)

- 86 Mit dem Tenor zu Ziffer 1.) legt die Beschlusskammer fest, dass Netzbetreiber für Betreiber ab dem 01.01.2024 eine pauschale Netzentgeltreduzierung auszuweisen und mit dem Netznutzer abzurechnen haben.
- 87 Die Verpflichtung erfasst alle Netzbetreiber im Anwendungsbereich der Festlegung und verpflichtet diese, die Pauschale zu ermitteln und auf dem kalenderjährlichen Preisblatt gem. § 20 Abs. 1 EnWG i. V. m. § 21 StromNEV zum 1.1.2024 auszuweisen.
- 88 Betreibern steuerbarer Verbrauchseinrichtungen wird grundsätzlich das Modul 1 (Grundmodul) zugeordnet sofern der Betreiber keine Modulauswahl getroffen hat oder sich in der Grundversorgung befindet. Damit folgt die Beschlusskammer Hinweisen aus der 2. Konsultation, um die genannten Anwendungsfälle aufzufangen.
- 89 Der Netzbetreiber ist durch die BK6-Festlegung i. V. m. § 19 Abs. 2 NAV durch den Betreiber über die Inbetriebnahme einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung an einer Marktllokation in Kenntnis zu setzen. Damit ist die Abrechnungsvoraussetzung erfüllt. Die Abrechnung erfolgt gegenüber dem Netznutzer, unabhängig davon, ob das unmittelbare Vertragsverhältnis für die Netznutzung mit dem Lieferanten (Regel) oder dem Anschlussnutzer (Ausnahme) besteht. Nach Ziffer 8.1. der BK6-Festlegung hat ein Betreiber auch die dauerhafte Außerbetriebnahme einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung dem Netzbetreiber mitzuteilen. Mit der Außerbetriebnahme erlischt auch der Anspruch auf eine Netzentgeltreduzierung nach Modul 1, sowie der nachfolgenden Module 2 und 3, sofern sich die Netzentgeltreduzierung aus der Teilnahme der außerbetrieb genommenen steuerbaren Verbrauchseinrichtung an der netzorientierten Steuerung begründet hat.

- 90 Die pauschale Reduzierung kommt je Marktlotation, über die der Verbrauch einer oder mehrerer steuerbarer Verbrauchseinrichtungen abgerechnet wird, zur Anwendung und wird unabhängig davon gewährt, ob eine oder mehrere steuerbare Verbrauchseinrichtungen über eine Marktlotation abgerechnet werden. Eine separate Messung für den Verbrauch der steuerbaren Verbrauchseinrichtung ist für das Modul 1 nicht erforderlich.
- 91 Das Modul 1 eignet sich daher für die Abrechnung des gesamten Haushaltsverbrauchs über eine Marktlotation inklusive des Verbrauchs steuerbarer Verbrauchseinrichtungen. Dies hat besondere Bedeutung in Fällen, in denen der Umbau eines Zählerschranks für den Verbraucher zu hohen Investitionskosten führen würde (vgl. Ziffer 4.7. der BK6-Festlegung). Dabei ist technisch gewährleistet, dass ausschließlich die steuerbare Verbrauchseinrichtung dem steuernden Eingriff durch den Netzbetreiber unterfällt (vgl. Ziffer 4.1. der BK6-Festlegung).

- 92 Die Höhe der pauschalen Reduzierung (brutto) eines Jahres t ist vom Netzbetreiber gemäß nachfolgender, bundeseinheitlich geltenden Formel zu bilden:

$$\begin{aligned} \text{Pauschale Netzentgeltreduzierung}_{i,t} = & \\ & 80 \text{ € (Bereitstellungsprämie)} \\ & + 3.750 \text{ kWh} \times AP_{i,t \text{ NS}} \text{ ct/kWh} \times 0,2 \text{ (Stabilitätsprämie)} \end{aligned}$$

- 93 Betreiber erhalten eine Bereitstellungsprämie in Höhe von jährlich 80,00 € (brutto). Dieser Betrag orientiert sich an dem Aufwand des Betreibers einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung für die Bereitstellung der Steuerbarkeit.
- 94 Der Betrag ist abgeleitet aus den vom Betreiber jährlich zu tragenden Anteils an der Preisobergrenze eines intelligenten Messsystems nach § 30 Abs. 1 S. 1 Nr. 5 MsbG in Höhe von 50 € (brutto) und der Preisobergrenze einer Steuerungseinrichtung nach § 34 Abs. 2 S. 2 Nr. 5 i. V. m. § 35 Abs. 1 S. 2 Nr. 3 MsbG in Höhe von 30 € (brutto).
- 95 Zusätzlich zu der Bereitstellungsprämie sieht die Beschlusskammer eine netzbetreiberindividuelle Stabilitätsprämie als Bestandteil der pauschalen Netzentgeltreduzierung vor. Die Stabilitätsprämie dient als Ausgleich für mögliche Steuerungseingriffe

durch den Netzbetreiber und vergütet dadurch den Beitrag, den Betreiber zur Netzstabilität leisten. Die Stabilitätsprämie ist das Produkt dreier Faktoren, dem jährlichen Verbrauch einer durchschnittlichen steuerbaren Verbrauchseinrichtung, dem Arbeitspreis für die Entnahme ohne registrierende Leistungsmessung des jeweiligen Netzbetreibers und einem Stabilitätsfaktor.

- 96 Für den jährlichen Verbrauch einer durchschnittlichen steuerbaren Verbrauchseinrichtung nimmt die Beschlusskammer einen Wert von 3.750 kWh an. Vereinfacht beruht dieser Wert auf dem arithmetischen Mittel eines angenommen jährlichen Verbrauchs von Wärmepumpen in Höhe von 5.000 kWh und Elektromobile in Höhe von 2.500 kWh.
- 97 Der angenommene Jahresverbrauch von 3.750 kWh einer durchschnittlichen steuerbaren Verbrauchseinrichtung wird mit dem Arbeitspreis für Entnahme ohne registrierende Leistungsmessung des jeweiligen Netzbetreibers multipliziert. Hiermit wird den heterogenen Netzentgelthöhen der verschiedenen Netzbetreiber Rechnung getragen und eine ausgeglichene Entlastungswirkung der Betreiber erzielt.
- 98 Die Stabilitätsprämie soll den Beitrag des Betreibers einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung zur Netzstabilität in der Niederspannung, die höhere Auslastung sowie Kosten und Effizienzgewinne beim Netzausbau für alle Netznutzer angemessen in Ausgleich bringen. Einerseits kann die Integration der neuen Verbraucherinnen und Verbraucher weiteren Netzausbau auslösen, andererseits führt die Höherauslastung der Netze zu spezifisch niedrigeren allgemeinen Netzentgelten. Der daraus resultierende Beitrag wird von der Beschlusskammer mit einem Stabilitätsfaktor von 0,2 beziffert, wohlwissend, dass der Effekt jedenfalls zu Beginn der Regelung noch nicht objektiv zu bestimmen ist. Auch in diesem Falle erfolgt keine weitere Ausdifferenzierung hinsichtlich der verschiedenen Anschlusssituationen, sondern ein einheitlicher Faktor zwischen den Gruppen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen.
- 99 Durch die nach Tenor zu Ziffer 1.) gewährte Reduzierung, bestehend aus Bereitstellungs- und Stabilitätsprämie, darf das an einer Marktlotation zu zahlende Netzentgelt 0,00 Euro nicht unterschreiten. Eine Reduzierung der an einer Marktlotation

zu zahlenden Netzentgelte auf unter 0,00 Euro käme einer Auszahlung des Netzbetreibers an den Netznutzer gleich und ist nach Auffassung der Beschlusskammer nicht angemessen. Der Betreiber kann seinen Netzanschluss weiterhin in vollem (Leistungs-)Umfang nutzen. Die Leistung des Anschlusses ist der dimensionierende Faktor für den Netzausbau, der – da bezogen auf den bereits angeschlossenen Verbraucher in der Vergangenheit liegend – nicht mehr vermieden werden kann. Erspart wird allenfalls künftiger, zusätzlicher Netzausbau. Ein Deckungsbeitrag kleiner 0,00 Euro würde den Verursachungsbeitrag des Netzkunden hinsichtlich des Netzausbaus von daher nicht sachgerecht abbilden. Die Abrechnung eines negativen Netzentgelts an einer Marktllokation darf somit nicht erfolgen.

- 100 Bei einer unterjährigen Teilnahme des Betreibers einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung hat eine tagesscharfe Abrechnung der pauschalen Netzentgeltreduzierung zwischen Netzbetreiber und Netznutzer zu erfolgen.
- 101 Ursprünglich hatte die Beschlusskammer im Rahmen der ersten Konsultation eine bundeseinheitliche pauschale Reduzierung in bundesweit gleicher Höhe ohne Nennung eines konkreten Betrages zur Konsultation gestellt. Die Höhe sollte sich an den Kosten zur Einrichtung oder Herstellung der Steuerbarkeit orientieren. Nach Auswertung der eingegangenen Stellungnahmen hat die Beschlusskammer ihren ursprünglichen Vorschlag, sich an den Kosten zur Einrichtung oder Herstellung zu orientieren, beibehalten und diesen hinsichtlich des Betrages konkretisiert, vgl. § 30 Abs. 1 Nr. 5 und § 35 Abs. 1 S. 2 Nr. 3 MsbG. In den Stellungnahmen zur 2. Konsultation wurde seitens Netzbetreiber und der Verbrauchszentrale Bundesverband beanstandet, dass die vom Betreiber zu tragenden Kosten für das intelligente Messsystem bei der Berechnung der Pauschalen Netzentgeltreduzierung statt mit 50 € lediglich in Höhe von 30 € zu berücksichtigen seien, da nach § 30 Abs. 1 MsbG mindestens 20 € von jedem zur Ausstattung einer Messstelle mit einem intelligenten Messsystem verpflichteten Letztverbraucher zu zahlen sind. Mit einer Berücksichtigung in Höhe von 30 € könne eine diskriminierungsfreie Gleichbehandlung gegenüber Letztverbrauchern ohne steuerbare Verbrauchseinrichtung richtig und angemessen gewährleistet werden.
- 102 Diesen Vortrag hat die Beschlusskammer noch einmal kritisch gewürdigt. Der Vortrag verkennt die Rollentrennung zwischen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber.

Es handelt sich für die Beschlusskammer um eine Orientierungsgröße, die insbesondere zu Beginn des Rollouts von intelligenten Messsystemen ihre Berechtigung hat. Die Pauschale ist kraft gesetzlicher Anordnung auch dann zu gewähren, wenn noch gar keine intelligenten Messsysteme verbaut sind. Ein Bezug zu tatsächlichen Kosten ist daher nur beschränkt möglich. Eine Anpassung an eine Veränderung der zulässigen Preisobergrenzen nach MsbG ist ebenfalls nicht vorgesehen.

Vielmehr erachtet die Beschlusskammer eine Bereitstellungprämie in Höhe von 80 € (brutto) aus Sicht der Betreiber als plausiblen Aufsatzpunkt. Dies geschieht vor dem Hintergrund, dass die Betreiber zur Teilnahme verpflichtet sind und erhebliche Investitionen in steuerbare Verbrauchseinrichtungen getätigt haben.

- 103 Die Stellungnehmenden führen aus, dass bei der Berechnung der pauschalen Netzentgeltreduzierung zum einen die Art der steuerbaren Verbrauchseinrichtung und die Anzahl der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen zu berücksichtigen seien, zum anderen wird ausgeführt, dass ein Betreiber mehrerer steuerbarer Verbrauchseinrichtungen an mehr als einer Marktlotation aber an einem Netzan-schluss lediglich einmal die Bereitstellungsprämie erhalten solle. Auch dieser Vor-trag bleibt im Interesse einer schnellen und transparenten Regelung unberücksich-tigt. Eine pauschale Netzentgeltreduzierung zeichnet sich gerade durch eine ver-gleichsweise geringe Komplexität aus, welcher eine Berücksichtigung der genann-ten Parameter zuwiderhandeln würde. Die pauschale Netzentgeltreduzierung hat zum Zweck, die Teilnahmeverpflichtung eines Betreibers einer durchschnittlichen steuerbaren Verbrauchseinrichtung in angemessenen Umfang auszugleichen.
- 104 Die Beschlusskammer hat die pauschale Netzentgeltreduzierung um eine Stabili-tätsprämie ergänzt und als Modul 1 zur zweiten Konsultation gestellt. Die Be-schlusskammer hat damit Vorbringen aus der ersten Konsultation umgesetzt. Die Stabilitätsprämie berücksichtigt die unterschiedlich hohen Netzentgelte je nach Netzbetreiber und stellt somit sicher, dass die Netzentgeltreduzierung je nach Netz-gebiet eine annähernd gleiche Entlastungswirkung entfaltet. Ohne eine solche netz-betreiberindividuelle Komponente hängt die Entlastungswirkung davon ab, in wel-chem Netzgebiet die steuerbare Verbrauchseinrichtung belegen ist. Dies ist nach

Ansicht der Beschlusskammer nicht sachgerecht und erfordert ein zusätzliches Einbeziehen des jeweils geltenden Arbeitspreises ohne registrierende Lastgangmessung in der Niederspannung als Bezugsgröße.

- 105 Die Stellungnehmenden hinterfragen weiter die Herleitung der Verbrauchsannahme für eine durchschnittliche steuerbare Verbrauchseinrichtung. Der Wert von 3.750 kWh/a beruht, wie beschrieben, auf stark vereinfachten durchschnittlichen Annahmen für den Verbrauch von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen. Aufgrund der heterogenen Anschlusssituation und Nutzung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen lässt sich auch hier keine Einzelfallgerechtigkeit herstellen. Der Strombedarf einer Wärmepumpe hängt bspw. von ihrer Größe, der Dämmung des Gebäudes und den Wärmepräferenzen der Bewohner ab, der Strombedarf eines Ladepunkts wiederum von der Anzahl der Fahrzeuge, den Fahrtwegen und der Fahrweise des Betreibers. Einen der Höhe nach nicht signifikant abweichenden durchschnittlichen Verbrauchswert erhält man jedoch auch dann, wenn man den Endenergieverbrauch für Raumwärme eines Einfamilienhauses und eine konservative Jahresarbeitszahl einer Wärmepumpe oder die durchschnittliche Jahresfahrleistung eines PKW in Deutschland und den Stromverbrauch (kWh/km) eines durchschnittlichen Elektromobils heranzieht und dazu das von der Bundesregierung für 2030 angestrebte Verhältnis von Elektromobilen zu Wärmepumpen berücksichtigt.^{5 6} Die Beschlusskammer erachtet es daher als angemessen den anschaulichen Wert von 3.750 kWh/a für die Berechnung der pauschalen Netzentgeltreduzierung vorzugeben.
- 106 In den Stellungnahmen wurde außerdem vorgetragen, dass durch die Gewährung der pauschalen Netzentgeltreduzierung je Marktlotation einem Betreiber mehrerer steuerbarer Verbrauchseinrichtungen ein Anreiz entstünde, zusätzliche Marktlotationen einzurichten, um die pauschale Netzentgeltreduzierung mehrfach zu erhalten. Die Beschlusskammer teilt diese Befürchtung nicht. Die Stellungnehmenden verkennen zum einen, dass dem Betreiber zusätzliche Kosten für zusätzlich notwendige Zähler entstehen, zum anderen, dass Netzbetreiber an einer zusätzlichen

⁵ https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/dateien/4_abb_eev-intensitaet-raumwaerme-ph_2023-03-03.pdf

⁶ https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/vk_inlaenderfahrleistung/2020/verkehr_in_kilometern_kurzbericht_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=5

Marktllokation und Anwendung von Modul 1 befugt sind, ggf. erneut einen Grundpreis für die Marktllokation mit dem Netznutzer abzurechnen. Ein Wegfall des Grundpreises für separat gemessene steuerbare Verbrauchseinrichtungen ist lediglich im Modul 2 vorgesehen.

- 107 Die Stellungnehmenden haben weiter vorgetragen, dass die Mindesthöhe zu zahlender Netzentgelte nicht bei 0,00 Euro, sondern auf der Höhe des Grundpreises des jeweiligen Netzbetreibers liegen solle. Eine Verpflichtung zur Erhebung eines Grundpreises für einen Netzbetreiber besteht ausweislich § 17 Abs. 6 S. 2 Strom-NEV aktuell nicht. Die Beschlusskammer erwartet auch nur eine sehr geringe Anzahl von Anwendungsfällen dieser Untergrenze. Nur bei sehr geringer Entnahme aus dem Netz des Netzbetreibers würde die Reduzierung das eigentlich an der Marktllokation abgerechnete Netzentgelt übersteigen, wie dies bei Modul 1 zu erwarten ist. Im Gegenteil ist zu erwarten, dass sich bei Betreibern auch nach Abzug der pauschalen Netzentgeltreduzierung im Regelfall die zu zahlende Netzentgelte an der Marktllokation oberhalb des Grundpreises einstellen. Die Beschlusskammer legt daher eine Untergrenze von 0,00 Euro fest. Die Entwicklung soll weiter beobachtet werden.
- 108 Die Umsetzung des Modul 1 zum 01.01.2024 hinsichtlich des rechtzeitigen Ausweises im Preisblatt des Netzbetreibers und der Abrechnung gegenüber Netznutzern ist nach Auffassung der Beschlusskammer 8 aufgrund frühzeitiger Kommunikation mit dem Markt möglich. Somit steht das Modul 1 auch einem Inkrafttreten der Festlegung zum 01.01.2024 nicht entgegen.
- 109 Zur Abdeckung aller denkbare Anwendungsfälle ist Modul 1 alleine nicht vorgesehen. Die Beschlusskammer wird jedoch der heterogenen Anschlusssituationen und Nutzung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen durch die zusätzliche Einführung der Module 2 und 3 gerecht. Die Einführung einer marktlichen Beschaffung von Flexibilitäten (vgl. § 14c EnWG), wie in den Stellungnahmen zu ersten Konsultation vorgeschlagen ist nicht Gegenstand dieser Festlegung zur netzorientierten Steuerung. Die Ausgestaltung nach § 14a EnWG bleibt davon unberührt (vgl. § 14c Abs. 1 S. 2 EnWG).

3.3.2 Prozentuale Arbeitspreisreduzierung – Modul 2

- 110 Netzbetreiber im Sinne der BK6-Festlegung haben neben Modul 1 eine prozentuale Arbeitspreisreduzierung zu bilden und auszuweisen. Betreiber erhalten damit die Möglichkeit alternativ zur pauschalen Netzentgeltreduzierung nach Modul 1 eine prozentuale Reduzierung des Arbeitspreises zu wählen. Eine Kombination von Modul 1 und 2 an einer Marktllokation ist nicht möglich. Es handelt um zwei alternative Entgeltmodule, welche die verschiedenen Anschlusssituationen und Nutzungen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen abdecken und die Netzentgelte jeweils in angemessener Höhe reduzieren. Voraussetzung für die Auswahl des Moduls 2 ist die Abrechnung des Verbrauchs einer oder mehrerer steuerbarer Verbrauchseinrichtungen an einer separaten Marktllokation ohne registrierende Leistungsmessung.
- 111 Der reduzierte Arbeitspreis entspricht bundeseinheitlich 40% vom Arbeitspreis des jeweiligen Netzbetreibers für die Entnahme ohne Leistungsmessung in der Niederspannung. Die prozentuale Reduzierung entspricht dem Grunde nach bereits der Form der Reduzierung, die vor Inkrafttreten dieser Festlegung für die Steuerung nach § 14a EnWG gewährt wurde. Nach den bisherigen Regelungen wurde die Reduzierung vom jeweiligen Netzbetreiber, in dessen Netz die steuerbare Verbrauchseinrichtung belegen ist, in der eigenen Auslegung der gesetzlichen Voraussetzungen durch den Netzbetreiber gewährt. Dies hatte zur Folge, dass es zwischen den von den Netzbetreibern gewährten Arbeitspreisreduzierungen eine hohe Schwankungsbreite von 3% bis 85% gab.⁷ Im Mittelwert betrugen die Rabattierungen ca. 57 %.⁸ Mit dem von der Beschlusskammer festgelegten Wert in Höhe von 60% wird auf den Mittelwert abgestellt, der zum Stand bei Erlass der Festlegung der Beschlusskammer bekannt war. Somit nimmt die Beschlusskammer die bislang durch die Netzbetreiber im Durchschnitt kalkulierten Reduzierungen als netzwirtschaftlich begründet und der Höhe nach angemessen an. Die Beschlusskammer stellt durch die verbindliche Vorgabe sicher, dass ein transparenter und bundeseinheitlicher Reduktionssatz zur Anwendung kommt.

⁷ Monitoringbericht der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts 2022, S. 215.

⁸ Monitoringbericht der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts 2022, S. 215.

- 112 Darüber hinaus ist eine Reduzierung in vergleichbarer Höhe weiterhin gerechtfertigt, da Betreiber zur Teilnahme an den neuen Regelungen verpflichtet sind. Vor Inkrafttreten der BK6-Festlegung galt diese Verpflichtung nicht. Der Betreiber konnte durch die Wahl eines Standardtarifs den möglichen Eingriff des Netzbetreibers umgehen, war dann aber gezwungen den höheren allgemeinen Tarif zu zahlen, diese Ausweichmöglichkeit ist jetzt nicht mehr gegeben.
- 113 Weiter hat der Netzbetreiber für Marktlösungen, für die der Betreiber Modul 2 gewählt hat, keinen zusätzlichen Grundpreis mit dem Netznutzer abzurechnen. An Marktlösungen, für die Modul 2 ausgewählt wurde, wird ausschließlich die Entnahme von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen abgerechnet. Es darf daher davon ausgegangen werden, dass an einer anderen Marktlösung des gleichen Netzanschlusses bereits ein Grundpreis entrichtet wird, sofern der örtliche Netzbetreiber einen Grundpreis erhebt. Klarstellend ist hinzuzufügen, dass mit dieser Festlegung keine Verpflichtung ausgesprochen wird einen Grundpreis zu erheben. Die Abrechnung eines zusätzlichen Grundpreises ist jedenfalls bei Anwendung des Modul 2 unzulässig.
- 114 Die Einführung des Moduls 2 wird von zahlreichen Stellungnehmenden aus dem Kreis der Netzbetreiber in Gänze abgelehnt. Diese erhöhe die Komplexität auf Netzbetreiber- und Lieferantenseite und leiste keinen volkswirtschaftlichen Mehrwert. Weiterhin sei die aus der Auswahlmöglichkeit auf Ebene der Netzentgelte resultierende Komplexität für den Betreiber verbraucherunfreundlich. Von anderer Seite wurde die Auswahlmöglichkeit gerade als verbraucherfreundlich hervorgehoben.
- 115 Die Beschlusskammer ist der Überzeugung, dass nicht die Einführung des Moduls 2 an sich die Komplexität erhöht, da eine prozentuale Reduzierung des Arbeitspreises bereits vor Inkrafttreten der Festlegung angeboten wurde. Den Umsetzungsaufwand einer Wahlmöglichkeit zwischen Modul 1 und 2 für den Netzbetreiber und Lieferanten erachtet die Beschlusskammer jedoch als vertretbar.
- 116 Das Modul 2 ist nach Ansicht der Beschlusskammer auch verbraucherfreundlich, indem es die Auswahlmöglichkeiten für die Betreiber erhöht. Der Beitrag zur Stabilisierung durch steuerbare Verbrauchseinrichtungen mit einem hohen Verbrauch

(bspw. Wärmepumpen in Mehrfamilienhäusern) wird durch das Modul 2 in angemessener Höhe berücksichtigt. Damit ist sichergestellt, dass die unterschiedlichen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen bei der Netzentgeltreduzierung zumindest eine Auswahlmöglichkeit erhalten. Dies trägt dem unterschiedlichen Last- und Bezugsverhalten der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen Rechnung und würdigt so die verschiedenen Anschlusssituationen.

- 117 Die Anwendbarkeit von Modul 2 ist durch im Markt vielfach angewendete Messkonzepte auch in Kombination mit Eigenverbrauch aus einer Eigenerzeugungsanlage (bspw. Photovoltaikanlage) möglich. Die prozentuale Ermäßigung des Arbeitspreises gilt ausschließlich für die Entnahmemenge der steuerbaren Verbrauchseinrichtung aus dem Netz des Netzbetreibers. Dabei ist sicherzustellen, dass die Entnahme aus dem Netz und der Verbrauch durch die steuerbare Verbrauchseinrichtung zeitgleich erfolgen, wofür nicht zwingend eine Viertelstundenmessung erforderlich ist. Diese Anforderung wird bereits durch bestehende, im Markt bekannte Messkonzepte erfüllt.
- 118 In der zweiten Konsultation hat die Beschlusskammer darauf verwiesen, dass das Modul 2 außerdem eine Begründung darin findet, dass die für die Anwendung notwendigen separate Messung, die Inanspruchnahme eines dynamischen Stromtarifs ausschließlich für den Verbrauch der steuerbaren Verbrauchseinrichtung oder die Befreiung von Umlagen gemäß der §§ 22 Abs. 1 i. V. m. 10 EnFG erlaubt. Stellungnehmende zur zweiten Konsultation haben vorgetragen, dass auch bei der Anwendung des Modul 1 für einen separat gemessenen Verbrauch einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung die Inanspruchnahme eines dynamischen Stromtarifs oder die Befreiung von Umlagen gemäß der §§ 22 Abs. 1 i. V. m. 10 EnFG möglich ist. Die Beschlusskammer erkennt den Vortrag an, erachtet die Einführung des Modul 2 dennoch für angemessen. Bei der Verwendung des Modul 1 für eine separat gemessene steuerbare Verbrauchseinrichtung ist der Netzbetreiber berechtigt einen Grundpreis an dieser Marktllokation zu erheben. Die Erhebung eines Grundpreises, obwohl davon ausgegangen werden darf, dass bei einer separaten Marktllokation für eine steuerbare Verbrauchseinrichtung bereits an einer anderen Marktllokation am gleichen Netzanschluss ein Grundpreis erhoben wird, wirkt einer Umlagebefrei-

ung gemäß der §§ 22 Abs. 1 i. V. m. 10 EnFG wirtschaftlich entgegen. Die Beschlusskammer kann nicht ausblenden, dass der Elektrifizierung im Gebäude und Wärmesektor auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen leitungsgebundenen Energieversorgung (Ziel gem. § 1 EnWG) besondere Bedeutung zukommt. Markteintrittshürden sind zu senken, solange es nicht um eine Quersubventionierung (vgl. Art. 18 Verordnung (EU) 2019/943) handelt. Das ist nicht der Fall.

- 119 Die Beschlusskammer bleibt nach Würdigung der Stellungnahmen bei der verpflichtenden Einführung des Moduls 2.

3.3.3 Zeitvariables Netzentgelt – Modul 3 (Anreizmodul)

- 120 § 14a Abs. 1 S. 2 EnWG zählt als mögliches Instrument der netzorientierten Steuerung auch die Einführung wirtschaftlicher Anreize auf. Betreiber können finanziell angereizt werden, selbstständig Verbrauch in lastschwache Zeiten zu verschieben bzw. Zeiten mit besonders hoher Auslastung der Verteilnetze zu meiden. Ist der finanzielle Anreiz groß genug, erhöht das Instrument die Auslastung der bestehenden Netzkapazität. Nachdem ein solches Instrument im Eckpunktepapier zur ersten Konsultation zunächst nicht vorgesehen war, hat die Beschlusskammer im Zuge der zweiten Konsultation ein umsetzbares Modell zur Anreizung selbstständiger Lastverschiebung vorgeschlagen. Netzbetreiber sind nun verpflichtet dieses Anreizmodul (Modul 3) ab dem 01.04.2025 anzubieten. Betreiber können dieses ausschließlich in Ergänzung zu Modul 1 auswählen. Darüber hinaus ist das Modul 3 Betreibern mit intelligentem Messsystem und ohne registrierende Leistungsmessung vorbehalten.
- 121 Modul 3 beinhaltet ein zeitvariables Netzentgelt mit insgesamt 3 Tarifstufen (Arbeitspreisstufen). Ausgehend vom Arbeitspreis für die Entnahme ohne Leistungsmessung, der Standardtarifstufe (ST), hat der Netzbetreiber eine Tarifstufe oberhalb der Standardtarifstufe für Tageszeiten besonders hoher prognostizierter Auslastung (HT) und eine Tarifstufe unterhalb der Standardtarifstufe für Tageszeiten besonders niedriger prognostizierter Auslastung (NT) zu bilden und abzurechnen.
- 122 Die Tarifstufen des zeitvariablen Netzentgelts sind jährlich zu bilden und auf dem kalenderjährlichen Preisblatt gem. § 20 Abs. 1 EnWG i. V. m. § 21 StromNEV erstmals zum 15.10.2024 auszuweisen.

- 123 Der Netzbetreiber hat die Hochlasttarifstufe und die Niedriglasttarifstufe in mindestens zwei Quartalen eines Jahres abzurechnen. Die Quartale in denen die Hochlasttarifstufe und die Niedriglasttarifstufe abgerechnet werden sind genauso wie die Preisstufen bereits in dem der Anwendung vorausgehenden Jahr vom Netzbetreiber festzulegen und auf dem Preisblatt auszuweisen. In übrigen Zeitraum ist die Standardtarifstufe abzurechnen. Die Auswahl des Modul 3 durch den Betreiber bleibt davon unberührt.
- 124 Bei der Bildung der Hochlasttarifstufe und der Niedriglasttarifstufe, sowie der Zeitfenster in denen diese angeboten werden, sind die folgenden Vorgaben von den Netzbetreibern zu beachten:
1. HT: Die Hochlasttarifstufe muss in mindestens 2 Stunden eines Tages abgerechnet werden und darf die Standardtarifstufe um maximal 100% übersteigen.
 2. NT: Der Netzbetreiber hat eine Niedriglasttarifstufe im Korridor zwischen 10 und 40% der Standardtarifstufe zu bilden.
 3. Verhältnis HT zu NT: Ein hypothetischer Verbraucher mit einem dem Standardlastprofil für Haushaltskunden (H0) identischen Verbrauchsprofil wäre bei einer existierenden Wahlmöglichkeit indifferent zwischen dem Arbeitspreis für Entnahme ohne Leistungsmessung und dem Modul 3.
- 125 Die 3. Vorgabe stellt sicher, dass Betreiber gegenüber Letztverbrauchern ohne steuerbare Verbrauchseinrichtung nicht bevorteilt werden und eine zusätzliche Netzentgeltreduzierung erhalten ohne das eigene Verbrauchsverhalten netzdienlich anzupassen. Hält der Netzbetreiber diese Vorgabe ein, werden Letztverbraucher ohne steuerbare Verbrauchseinrichtung nicht schlechter gestellt, wenn sie Modul 3 nicht auswählen können. Betreiber mit Potential zur Lastverschiebung entscheiden sich folglich nur für das Modul 3, wenn sie ihren Verbrauch in Zeitfenster der Niedriglasttarifstufe verschieben wollen.
- 126 Bereits im Zuge der ersten Konsultation sind zahlreiche Stellungnahmen eingegangen welche eine Einführung wirtschaftlicher Anreize als Instrument der netzoriente-

ren Steuerung befürwortet haben. Diese Stellungnahmen stammten ganz überwiegend aus dem Kreis der Automobil- und der Heizungsindustrie, aber auch aus Richtung des vzbv sowie weiterer Verbände wie dem BEE. Die Beschlusskammer ist der Forderung nach einem Instrument wirtschaftlicher Anreize zur Lastverschiebung nachgegangen. Jedoch bedurfte es einer Einordnung hinsichtlich der Umsetzbarkeit der verschiedenen Ausgestaltungsmöglichkeiten des Instruments wirtschaftlicher Anreize. Dies wurde auch in der öffentlichen Anhörung am 16.03.2023 erörtert.

- 127 Die Bandbreite der in den Stellungnahmen der ersten Konsultation vorgetragenen Ausgestaltungsmöglichkeiten bei der Einführung wirtschaftlicher Anreize zur Lastverschiebung reichen in der Spitze bis zur kurzfristigen Übermittlung von sich aus zu erwartenden Netzzustandsdaten ergebenden Preissignalen sowie der Einführung von Auktionen für freie lokale Netzkapazität. Die vorgetragenen Modelle mögen durchaus inhaltlich ihre Berechtigung finden.
- 128 Angesichts der komplexen technischen und prozessualen Umsetzung solcher Anreizinstrumente und der noch ausstehenden Digitalisierung der Niederspannung in Deutschland erachtet die Beschlusskammer derzeit die Einführung eines einfacheren Instruments als sinnvoll. Dieses Anreizmodul kann den steuernden Eingriff als Ultima Ratio des Netzbetreibers nicht ersetzen, allenfalls ergänzen.
- 129 Im Zuge der öffentlichen Anhörung wurde vorgetragen, dass in zahlreichen Ländern des europäischen Auslands bereits zeitvariable Netzentgelte zur Anwendung kommen. Nach eingehender Betrachtung des der Beschlusskammer vorliegenden Materials, ist die Beschlusskammer zu dem Ergebnis gekommen, dass es sich dabei weitgehend um mit dem hier festgelegten Modul 3 vergleichbare Instrumente handelt, Lastverschiebung in der Niederspannung anzureizen. Mitnichten gibt es unter den vorhandenen Instrumenten im europäischen Ausland landesweite dynamische Netzentgelte in der Niederspannung. Ein aus der Schweiz vorgetragenes Entgeltbildungsmodell zeichnet sich darüber hinaus durch eine nicht vergleichbare Entflechtung von Netz und Vertrieb aus, wie sie innerhalb der Europäischen Union Anwendung findet.

- 130 Die Beschlusskammer hat daher am 16.06.2023 ein zeitvariables Netzentgelt, dessen Preisstufen und Zeitfenster in dem der Anwendung vorausgehenden Jahr vom Netzbetreiber zu bestimmen sind, zur Konsultation gestellt.
- 131 In zahlreichen Stellungnahmen wurde die zeitgleiche Umsetzbarkeit der Einführung aller drei Module zum 01.01.2024 in Frage gestellt. Insbesondere die Einführung des Modul 3 zum 01.01.2024 stelle die Marktteilnehmer in den Prozessen der Marktkommunikation vor große Herausforderungen, bzw. sei technisch nicht umsetzbar. Dies gilt sowohl auf Netzbetreiber- als auch auf Lieferanten- und Messstellenbetreiberseite.
- 132 Die Beschlusskammer ist dem Vortrag, den Start des zeitvariablen Netzentgelts zu verschieben, insofern nachgekommen, dass dieses anders als ursprünglich vorgesehen, das erste Mal bei Preisbildung der Netzbetreiber für das Jahr 2025 berücksichtigt werden müsse und ab dem 01.04.2025 zur Anwendung komme, so sich ein Betreiber für Modul 3 entscheidet.
- 133 Die Beschlusskammer erachtet den verlängerten Zeitraum zur Umsetzung des Modul 3 jedoch auch deshalb für geboten, weil der Rollout für intelligente Messsysteme gerade erst beginnt und die notwendige Marktkommunikation und Verarbeitung der Informationen in den Datenverarbeitungssystemen, welche zur Abrechnung zeitvariabler Netzentgelte benötigt werden, noch angepasst werden müssen.
- 134 Die Terminvorgabe zum 01.04.2025 ergibt sich aus den eingeführten Anpassungszyklen der Marktkommunikation, zu denen größere Veränderungen umgesetzt werden. Auf einen zuverlässigen Prozess für die Marktkommunikation kommt es hier an. Obwohl Entgelte kalenderjährlich zu bilden sind, ist ein verzögerter Start der Abrechnungsvorgabe aufgrund der notwendigen Anpassungsprozesse erforderlich und angemessen.
- 135 Die Erfassung von Arbeitswerten in drei Tarifstufen des Netzbetreibers im Einklang mit dem Eichrecht, um diese zwischen den Marktparteien zu kommunizieren und abzurechnen, ist zum 01.01.2024 zur Überzeugung der Beschlusskammer nicht möglich. Die Verfügbarkeit der intelligenten Messsysteme liegt noch nicht in ausrei-

chendem Maße vor. Die Abrechnung über den TAF2 steht grundsätzlich zur Verfügung, erlaubt aber derzeit noch keine 3 Tarifstufen. Die Branche fordert die Anwendung des TAF7, der bislang nicht zur Abrechnung herangezogen werden darf.

- 136 Zusätzlich wurde vorgetragen, dass ein zeitvariables Netzentgelt nur dann wirksam ist, wenn der finanzielle Anreiz für Betreiber so groß ausfällt, dass diese bereit sind, ihren Bezug in lastschwache Zeiten zu verschieben. Dazu müssen die Niedriglasttarifstufe und die Hochlasttarifstufe einen ausreichend großen Abstand voneinander aufweisen. Gleichzeitig wurde in den Stellungnahmen vorgetragen, dass die Einführung zeitvariabler Netzentgelte neue von den Netzbetreibern nicht beobachtbare Lastspitzen auf lokaler Ebene verursachen könnten, da finanzielle Anreize gleichgerichtet seien. Mit der Option das zeitvariable Netzentgelt nur in mindestens 6 Monaten eines Jahres anzubieten, ist es den Netzbetreibern zum einen möglich den Abstand zwischen Niedriglasttarifstufe und Hochlasttarifstufe so groß zu wählen, dass ein Anreiz zur Lastverschiebung entsteht. Zum anderen können Netzbetreiber neue saisonale Lastspitzen verhindern.
- 137 Die Beschlusskammer sieht sich mit der Problemstellung konfrontiert, dass die Beobachtbarkeit der Niederspannung in vielen Netzgebieten noch nicht so weit fortgeschritten ist, dass das anreizkonforme Verhalten der Betreiber im erforderlichen Maße beobachtet werden kann. Eine unbeobachtete Lastverschiebung durch einen gleichgerichteten finanziellen Anreiz verhindert keinen Steuerungseingriff durch den Netzbetreiber. Daher bleibt die verpflichtende Teilnahme an dem Mechanismus des § 14a EnWG geboten. Darüber hinaus könne ausweislich des Vortrags in der 2. Konsultation nicht ausgeschlossen werden, dass durch die Lastverschiebung durch die wirtschaftlichen Anreize in vermeintliche lastschwache Zeiten, z.B. in der Nacht, in Teilnetzen mit einer hohen Durchdringung von Nachtstromspeicherheizungen neue Überlastungssituationen entstehen, die nicht beobachtet und gesteuert werden können. Dies galt es zu verhindern. Die Netzbetreiber können durch die Festlegung auf eine Anreizsetzung in Jahreszeiten verzichten, in denen ein unbeobachtetes Verschieben des Strombezugs aufgrund unerwarteter Lastspitzen nicht verantwortbar ist. In diesen Jahreszeiten wird der Verbrauch mit der Standardtarifstufe abgerechnet.

- 138 Die Bundesnetzagentur wird die Inanspruchnahme dieser Ausnahme beobachten und auswerten.
- 139 Auch hier verfolgt die Beschlusskammer den Ansatz, dass Betreiber nur bei einer tatsächlichen Verlagerung von Verbrauch vom zeitvariablen Netzentgelt profitieren sollen.
- 140 Solange der Erfolg der Lastverlagerung durch den Netzbetreiber nicht beobachtet oder prognostiziert werden kann, ist der betriebliche Nutzen für den Netzbetreiber durch das Modul 3 von untergeordneter Bedeutung, aber denkbar. So ist es zur Überzeugung der Beschlusskammer erwiesen, dass in der Vergangenheit dem Netzbetreiber durch zeitvariable HT/NT-Tarife Vorteile für den Netzbetrieb entstanden sind, indem Nachtstromspeicherheizungskunden mit ihrem hohen Strombezug in lastschwache Zeiten verlagert und Gleichzeitigkeiten vermieden wurden. Dies zeigt das grundsätzliche Potential einer solchen Regelung. Es setzt allerdings mindestens die Beobachtbarkeit, vielmehr den Zugriff des Netzbetreibers auf die Verlagerung voraus. Die Festlegung entwickelt diesen Ansatz für steuerbare Verbrauchseinrichtungen in einem ersten Schritt und ohne den direkten Zugriff auf das Verbrauchsverhalten durch den Netzbetreiber in dem Modul 3 weiter.
- 141 Der wesentliche Nutzen der Regelung besteht in der verbindlichen Einführung einer bundesweiten Regelung zu zeitvariablen Tarifen, die in allen Systemen und Rechnungen durchgeführt und abgebildet werden müssen. Dies führt zu notwendigen Betriebserfahrungen auf dem Weg in ein durch volatile Erzeugung dominiertes Versorgungssystem. Dies entspricht der Zielsetzung des Gesetzes gem. § 14a Abs. 1 S. 2 EnWG und den Zielen des § 1 EnWG und erweist sich in der konkreten Ausgestaltung als durchführbar, geeignet und angemessen.
- 142 Ein wirtschaftlicher Nutzen entsteht allerdings in gewissem Umfang den Betreibern, die ihre steuerbaren Verbräuche in Niedrigtarifzeiten verlegen. Dies entspricht der gesetzlichen Zielsetzung.
- 143 Stellungnehmende tragen weiter vor, dass das Modul 3 lediglich in Kombination mit dem Modul 1 für Betreiber wählbar ist. Eine Kombinationsmöglichkeit mit Modul 2 wird ebenfalls gefordert.

Dem folgt die Beschlusskammer nicht. Betreiber erhalten im Modul 2 bereits eine umfassende Arbeitspreisreduzierung auf 40 % des Arbeitspreises für Entnahme der steuerbaren Verbrauchseinrichtung ohne registrierende Leistungsmessung. Eine zusätzliche Reduzierung durch ein zeitvariables Netzentgelt würde dem Sinn und Zweck des Letzteren zuwiderhandeln. Ein ausreichend großer Abstand zwischen Niedriglasttarifstufe und Hochlasttarifstufe, welche den Betreiber der steuerbaren Verbrauchseinrichtung zur Lastverschiebung anreizt und gleichzeitig die Vorgaben der Beschlusskammer für das zeitvariable Netzentgelt erfüllt, ist nicht erzielbar.

- 144 Darüber hinaus sieht die Beschlusskammer auch keine Notwendigkeit darin, dass Netzbetreiber das zeitvariable Netzentgelt Betreibern steuerbarer Verbrauchseinrichtung mit registrierender Leistungsmessung anbieten müssen. Diese haben die Möglichkeit eine Netzentgeltreduzierung nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV für atypische Netznutzung zu beanspruchen.

3.3.4 Modulwechsel

- 145 Ein Wechsel der Module durch den Betreiber ist unter Einhaltung der für die Anwendung der Module genannten Voraussetzungen insbesondere im Falle eines Lieferantenwechsels möglich. Der Modulwechsel erfolgt jedoch frühestens zum Zeitpunkt der Mitteilung an den Netzbetreiber und den Lieferanten. Ein rückwirkender Modulwechsel ist ausgeschlossen.

3.3.5 Evaluierung

- 146 In den Stellungnahmen zur zweiten Konsultation wurde angeregt, die drei Entgeltmodule und insbesondere das Modul 3 nach Inkrafttreten der Festlegung zu evaluieren. Die Beschlusskammer erkennt das Erfordernis an, das festgelegte Modell mit zeitlichem Abstand zur Einführung auf seine Wirkung hin zu überprüfen. Gerade mit der Einführung eines zeitvariablen Netzentgelts steht allen Beteiligten ein umfangreicher Lernprozess bevor. Mit der Einführung einer saisonalen Ausgestaltungsmöglichkeit des zeitvariablen Netzentgelts hat die Beschlusskammer den Netzbetreibern den notwendigen Spielraum eingeräumt, kontraproduktive Effekte des zeitvariablen Netzentgelts möglichst zu vermeiden. In die Zukunft gerichtet wird die Be-

schlusskammer insbesondere untersuchen, ob ein finanzieller Anreiz über die Netzentgelte die Betreiber dazu veranlasst, Last in Niedriglastzeitfenster zu verschieben, und Netzbetreiber dadurch ein Nutzen entsteht.

3.4 Verpflichtung der Stromlieferanten

- 147 Netzentgelte in der Niederspannung kommen in der Regel nicht direkt gegenüber dem Betreiber zur Anwendung. Die Netzentgelte eines Durchschnittshaushalts mit 3.500 kWh zu Durchschnittsentgelten in der Niederspannung von ca. 9 ct/kWh bedeuten allerdings eine jährliche Rechnung von 315 EUR/a oder 26,25 EUR monatlich. Die Beschlusskammer hat sich bereits im Lichte der ersten Konsultation dazu entschieden, dafür kein direktes Abrechnungsverhältnis zwischen Betreiber bzw. Letztverbraucher und Netzbetreiber einzuführen. Aufwand und Nutzen stehen nach bisheriger Einschätzung, und im großen Einvernehmen mit den Marktbeteiligten, in keinem angemessenen Verhältnis.
- 148 Die Beschlusskammer geht davon aus, dass Betreiber als Letztverbraucher Stromlieferverträge abschließen, die Netzentgelte zum Bestandteil haben. Der Betreiber trifft gegenüber dem Lieferanten die Wahl für Modul 2 als Alternative zu Modul 1 bzw. für Modul 3 als Ergänzung zu Modul 1. Zwischen dem Netzbetreiber und dem Betreiber besteht insoweit kein vertragliches Verhältnis.
- 149 Die Festlegung verpflichtet in Tenor zu Ziffer zu 4.) die Stromlieferanten als unmittelbare Vertragspartner der Netzbetreiber zur notwendigen Transparenz gegenüber dem Betreiber bzw. Letztverbraucher. Die Verpflichtung beruht auf § 40 Abs. 5 EnWG. Stromlieferanten sind danach verpflichtet einem Betreiber mit dem ein Stromliefervertrag abgeschlossen wurde, der Netzentgelte zum Bestandteil hat (vgl. § 40 Abs. 3 Nr. 4), die Netzentgeltreduzierungen des Moduls nach Tenor zu Ziffer 1.) und aus dem Anreizmodul der Tenor zu Ziffer 3.) als jeweils separaten Betrag in der nach § 40 EnWG zu erstellenden Rechnung auszuweisen. Festgelegt werden die in der zweiten Konsultation vorgestellten Regelungen.
- 150 Der Stromlieferant ist nach § 40 Abs. 1 S. 1 EnWG verpflichtet, dem Letztverbraucher eine einfache und verständliche Rechnung auszustellen sowie die Zusammensetzung des Rechnungsbetrages zu erläutern. Der Ausweis der Netzentgeltreduzierungen erfolgt in Ergänzung zu § 40 Abs. 3 Nr. 4 EnWG. Die Abrechnung gegenüber

dem Betreiber inklusive Netzentgelte obliegt grundsätzlich dem Lieferanten. In dieser Abrechnung müssen Netzentgelte bereits jetzt nach § 40 Abs. 3 Nr. 4 EnWG separat ausgewiesen werden, so sie Bestandteil des Stromliefervertrages sind. Darüber hinaus bestehen Vorgaben, vgl. § 40 Abs. 4 EnWG, welche Beträge auf der Rechnung auszuweisen sind. Ein separater Ausweis der Module ist, sofern Netzentgelte Bestandteil des Stromliefervertrages sind, im Einzelnen erforderlich.

- 151 Die Inbetriebnahme der steuerbaren Verbrauchseinrichtung ist dem Netzbetreiber gemäß der BK6-Festlegung i. V. m § 19 Abs. 2 NAV anzuzeigen. Aus Sicht der Beschlusskammer erwächst hieraus kein neues Abrechnungsverhältnis. Dies wird derzeit weder als vorteilhaft noch zielführend bewertet. Ein zusätzliches Abrechnungsverhältnis würde den administrativen Aufwand bei Inbetriebnahme einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung für den Letztverbraucher erhöhen. Dies entspricht den Stellungnahmen aus der ersten Konsultation. Darüber hinaus entsteht den Netzbetreibern entsprechender Aufwand bei der Implementierung der dazu erforderlichen Prozesse. Die Beschlusskammer erkennt an, dass auch den Lieferanten hierzu Umsetzungsaufwand entsteht. Dennoch kann die Abwicklung der Module eins bis drei aus Sicht der Beschlusskammer einfacher über das bereits bestehende Vertragsverhältnis zwischen Lieferanten und Letztverbraucher abgewickelt werden.
- 152 Bei einem Stromliefervertrag wird ein Gesamtpreis vom Lieferanten an den Letztverbraucher abgerechnet. Der Umsetzungsaufwand ist daher geringer als bei einem neu zu schließenden Vertragsverhältnis zwischen dem Betreiber und dem Netzbetreiber. Über den Netznutzungsvertrag erhält der Lieferant die abrechnungsrelevanten Daten vom Netzbetreiber. Netznutzer ist der Lieferant. In wenigen Fällen ist der Letztverbraucher direkt Netznutzer und es besteht ein Netznutzungsvertrag mit dem Netzbetreiber. In diesen Fällen ist der Letztverbraucher selbst Partei des Netznutzungsvertrages und die Abrechnung erfolgt innerhalb des Vertragsverhältnisses.

3.5 Erhebung von Baukostenzuschüssen (BKZ)

- 153 Bei der Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen bleiben die Vorgaben der Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in der Niederspannung (NAV) von den Re-

gelingen dieser Festlegung unberührt. Insbesondere die nach § 9 NAV vorzunehmende Kostenerstattung für die Herstellung oder Änderung des Netzanschlusses. Eine Reduzierung der Netzanschlusskostenbeiträge aufgrund des Anschlusses einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung ist ausgeschlossen.

- 154 BKZ sind demnach unter Beachtung der Vorgaben des § 21 Abs. 1 S. 1 EnWG nach § 11 NAV zu erheben. Nach § 11 Abs. 1 NAV kann der Netzbetreiber vom Anschlussnehmer einen angemessenen BKZ zur teilweisen Deckung der bei wirtschaftlich effizienter Betriebsführung notwendigen Kosten für die Erstellung oder Verstärkung verlangen. Dabei dürfen BKZ nach § 11 Abs. 3 NAV nur für den Teil der Leistungsanforderung erhoben werden, der eine Leistungsanforderung von 30 kW übersteigt.
- 155 Zwar sind BKZ nicht verpflichtend zu erheben, haben aus Sicht der Beschlusskammer aber eine wichtige Steuerungs- und Lenkungsfunktion in Bezug auf den bedarfsgerechten und damit kostengünstigen Ausbau des Verteilnetzes.
- 156 Darüber hinaus leisten BKZ einen effizienten Finanzierungsbeitrag zum notwendigen Netzausbau, indem sie unverzinsliches Fremdkapital zur Verfügung stellen.
- 157 Soweit ein Netzbetreiber BKZ erhebt, ist er verpflichtet, dies diskriminierungsfrei gegenüber jedem Anschlussnehmer zu tun. Dies gilt auch beim Anschluss von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen.
- 158 Die Höhe des BKZ richtet sich nach der vom Anschlussnehmer voraussichtlich in Anspruch genommenen und reservierten Leistungen im Verhältnis zu der am Netzanschluss in Summe vorzuhaltenden Leistung wobei pauschalisierende Ansätze in der Niederspannung angewendet werden.
- 159 Nach § 14a Abs. 1 S. 3 Nr. 7 EnWG kann die Beschlusskammer Regelungen zu Baukostenzuschüssen treffen.
- 160 Die Beschlusskammer ermöglicht mit der Tenorziffer zu 5.) eine Reduzierung der BKZ die im Zusammenhang mit dem Anschluss einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung erhoben werden. Der Netzbetreiber darf den auf die steuerbare Verbrauchseinrichtung entfallenden Anteil der BKZ um bis zu 20% reduzieren.

- 161 Der BKZ dient dazu eine erhöhte Bezugsleistung aus vorgelagerten Netz- bzw. Umspannebenen dauerhaft bereitzustellen. Der Netzbetreiber kann Steuerbare Verbrauchseinrichtungen in ihrem Leistungsbezug dimmen. Dadurch muss die erhöhte Bezugsleistung für Anschlussnehmer nicht dauerhaft zur Verfügung stehen. Dies rechtfertigt aus Sicht der Beschlusskammer eine Reduzierung des BKZ.
- 162 Im Rahmen der Integration der steuerbaren Verbrauchseinrichtung besteht die Möglichkeit, dass diese vergütete Leistung nicht vollumfänglich zur Verfügung steht. Der Netzbetreiber erhält die Möglichkeit, dies bei der Erhebung seiner Baukostenzuschüsse zur berücksichtigen. Durch die Vorgaben einer Spannbreite von bis zu 20 Prozent wird auch nicht entgegen des Vorbringens in den Stellungnahmen, eine Einengung der unternehmerischen Entscheidung des Netzbetreibers vorgenommen. Dieser erhält vielmehr die Möglichkeit neue Elemente bei seiner Kalkulation zu berücksichtigen.
- 163 Auch der Vortrag, eine Reduzierung von Baukostenzuschüssen für Inhaber von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen würde gleichzeitig eine Benachteiligung der übrigen Netznutzer bedeuten, da die Reduzierung in Folge dessen auf die übrigen Netznutzer umgelegt würde, überzeugt nicht. Eine Umverteilung würde zum einen auch den Inhaber der steuerbaren Verbrauchseinrichtung als Netzkunden betreffen. Zum anderen führt die Ausgestaltung der Erhebung von BKZ als „Kann“-Regelung in Gänze dazu, dass eine Benachteiligung von Netzkunden nur dann ausgeschlossen wäre, wenn BKZ verpflichtend zu erheben wären.
- 164 Es wurde vorgeschlagen, aus Vereinfachungsgründen auf Regelungen zu diesem Punkt zu verzichten. Bei wenigen Anwendungsfällen seien Regelungen hier unverhältnismäßig. Darüber hinaus wurde die Zweckerreichung der Baukostenzuschüsse in Frage gestellt. Eine Reduzierung für die Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtung sei nicht nachvollziehbar, da diese gerade die Netzlast erhöhen und damit die Ursache für Netzausbau setzen würden. Eine Einsparung von Netzausbau sei somit nicht vorhanden. Weiteres Vorbringen betraf Unklarheiten der administrativen Umsetzung.

- 165 Die Beschlusskammer erachtet trotz der Kritik eine mögliche Reduzierung des Baukostenzuschusses als wichtiges Instrument bei der Integration der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in Ergänzung zu den Regelungen, die die Netzentgelte in den Tenorziffern zu 1) bis zu 3) betreffen.

Gerade weil die Beschlusskammer die grundsätzliche Erhebung von BKZ als wichtigen Beitrag einer effizienten Betriebsführung erachtet, ist im Falle des § 14a EnWG eine ausnahmsweise und teilweise Reduzierung berechtigt. Die Zahlung von BKZ stellt eine wirtschaftliche Belastung für den Anschlussnehmer dar und steht daher in der aktuellen Diskussion teilweise in der Kritik als Hindernis für die gewollte Elektrifizierung. Den BKZ kommt aber eine wichtige Lenkungsfunction für die maßvolle und bedarfsorientierte Dimensionierung von Anschlussbegehren zu. Anschlussnehmer setzen mit ihrer Netzanschlusskapazität den Anlass für bedarfsgerechten Netzausbau gem. § 11 Abs. 1 EnWG. Somit ist der BKZ ein verursachungsgerechter Beitrag zur Finanzierung von Netzkosten durch Netzausbau und grundsätzlich zu erheben. Der BKZ ist stets ein pauschaliertes und zeitpunktbezogenes Instrument. Darüber hinaus kommt ihnen aus Sicht des Netzbetreibers bei steigenden Zinsen auch eine effiziente Finanzierungsfunktion zu, senken sie doch den Finanzierungsbedarf des Netzbetriebs im Übrigen. Gerade weil dem BKZ diese wichtige Funktion zukommt, hat sich die Beschlusskammer entschieden, im Falle einer durch verpflichtende Teilnahme am Mechanismus des § 14a EnWG eingeschränkte Nutzbarkeit hier eine teilweise Reduzierung zuzulassen, auch wenn diese möglicherweise nicht dauerhaft den notwendigen Netzausbau verhindert.

- 166 Der administrative Umsetzungsaufwand ist nach Ansicht der Beschlusskammer als weniger hoch einzuschätzen. Aus den Stellungnahmen ergibt sich, dass es sich nicht um ein Massenphänomen handelt. Es sind Anpassungen an einer bestehenden Berechnungssystematik vorzunehmen. Eine Leistungserhöhung auf mehr als 30 kW in der Niederspannung kann eine Vielzahl von Verursachungsbeiträgen haben, so dass der Netzbetreiber den Anteil der Steuerbarkeit aus Gleichbehandlungsgründen individuell oder nach Fallgruppen betrachten muss.

Ob und in welcher Höhe von der Reduzierungsmöglichkeit Gebrauch gemacht wird, obliegt dem einzelnen Netzbetreiber als Adressat dieser Regelung.

3.6 Übergangsregelungen

- 167 Aus Gründen des Bestandsschutzes sieht die Beschlusskammer für Verbrauchseinrichtungen, für die bereits vor Inkrafttreten dieser Festlegung ein reduziertes Netzentgelt abgerechnet wurde, Übergangsregelungen vor.
- 168 Vor Inkrafttreten dieser Festlegung haben Netzbetreiber bereits reduzierte Netzentgelte nach § 14a EnWG abgerechnet. Der Umfang dieser Netzentgeltreduzierungen lag in der eigenen Auslegung der gesetzlichen Voraussetzungen durch den Netzbetreiber. Die Netzbetreiber haben für den Verbrauch von Verbrauchseinrichtungen einen reduzierten Arbeitspreis abgerechnet. Außerdem haben die Netzbetreiber in den überwiegenden Fällen auf die Erhebung eines Grundpreises für den über eine separate Marktlotation abgerechneten Verbrauch verzichtet oder diesen zumindest reduziert.
- 169 Betreiber dieser Verbrauchseinrichtungen sollen für eine Übergangszeit bis zum 31.12.2028 weiter diese Netzentgeltreduzierungen zum Ausgleich erhalten. Dies ist angemessen, weil die Betreiber der genannten Verbrauchseinrichtungen zuweilen Investitionsentscheidungen auf Grundlage dieser Netzentgeltreduzierungen getroffen haben.
- 170 Handelt es sich bei der Verbrauchseinrichtung um eine Nachtstromspeicherheizung so erfolgt die Netzentgeltreduzierung für die Dauer des unveränderten Betriebs. Dies ist angemessen, da sie aufgrund der oftmals über den Tag hinweg vereinbarten mehrstündigen strombezugsfreien Zeitfenster zu einer spürbaren Entlastung des Netzes beitragen. Dieser Beitrag zur Entlastung der Netzbereiche, insbesondere in Hochlastzeitfenstern, ist nach Einschätzung der Beschlusskammer 8 bis zur Außerbetriebnahme der Nachtstromspeicherheizungen unverzichtbar. Daher sind Nachtspeicherheizungen von der Pflicht in die netzorientierte Steuerung zu wechseln, dauerhaft ausgenommen. Mit dem Austausch, dem Ersatz oder dem Umbau der Anlage endet allerdings dieser Bestandsschutz. Im Falle von Nachtstromspeicherheizungen, die zumeist in Mehrfamilienhäusern betrieben werden, ist eine zukünftige Reduzierung auch aus sozialen Aspekten angemessen.
- 171 Die Beschlusskammer legt daher fest, dass für Verbrauchseinrichtungen, für die bereits vor dem Inkrafttreten dieser Festlegung ein reduziertes Netzentgelt nach

§ 14a EnWG abgerechnet wurde, der im Jahr 2023 gewährte Prozentsatz zur Reduzierung des Arbeits- und eines Grundpreises bis zum 31.12.2028 bzw. für die Dauer des unveränderten Betriebs, im Falle von Nachtstromspeicherheizungen, beibehalten wird. Wurde der Grundpreis für den Verbrauch an einer solchen separat abgerechneten Verbrauchseinrichtung im Jahr 2023 vollständig erlassen, entspricht dies einer Reduzierung von 100%.

- 172 In den Stellungnahmen wurde vorgetragen, dass durch eine Wechselmöglichkeit vor dem 01.01.2029 in die Regelungen zur netzorientierten Steuerung gemäß der BK6-Festlegung für steuerbare Verbrauchseinrichtungen, für die vor dem 01.01.2024 nach § 14a EnWG abgerechnet wurde, dem Netzbetreiber bestehendes Potential zur Steuerung verloren ginge. Der Steuerungsumfang sei unter den neuen Regelungen durch die Einführung eines Mindestbezugs deutlich begrenzt. Nach Auffassung der Beschlusskammer 8 unterfällt die Wechselmöglichkeit in das ab dem 01.01.2024 geltende Steuerungsmodell der BK6-Festlegung. Die möglichen Auswirkungen auf die abzurechnenden Netzentgelte durch einen Wechsel vor dem 01.01.2029 ergeben sich aus der Teilnahme des Betreibers der steuerbaren Verbrauchseinrichtung an der netzorientierten Steuerung.

III. Anlagenverweis

- 173 Die Anlage der Vorgaben zur Bildung der Preisstufen des zeitvariablen Netzentgelts ist Bestandteil dieses Beschlusses.

Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. Die Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Vorsitzender

Beisitzer

Beisitzer

Bourwieg

Wetzel

Petermann

Anlage - Vorgaben zur Bildung der Preisstufen des zeitvariablen Netzentgelts

Der Netzbetreiber hat das zeitvariable Netzentgelt mit insgesamt drei Tarifstufen (Standardtarifstufe, Hochlasttarifstufe und Niedriglasttarifstufe) zu bilden. Die Standardtarifstufe (ST) entspricht dem Arbeitspreis für die Entnahme ohne registrierende Leistungsmessung in der Niederspannung. Die Hochlasttarifstufe (HT) liegt oberhalb der Standardlasttarifstufe, die Niedriglasttarifstufe (NT) unterhalb. Bei der Bildung der Hochlasttarifstufe und der Niedriglasttarifstufe hat der Netzbetreiber die folgenden Vorgaben zu berücksichtigen:

1. Die Hochlasttarifstufe muss in mindestens 2 Stunden eines Tages abgerechnet werden und darf die Standardtarifstufe um maximal 100% übersteigen.
2. Der Netzbetreiber hat eine Niedriglasttarifstufe im Korridor zwischen 10 und 40% der Standardtarifstufe zu bilden.
3. Ein hypothetischer Verbraucher mit einem dem Standardlastprofil für Haushaltskunden (H0) identischen Verbrauchsprofil wäre bei einer existierenden Wahlmöglichkeit indifferent zwischen dem Arbeitspreis für Entnahme ohne Leistungsmessung und dem Modul 3.

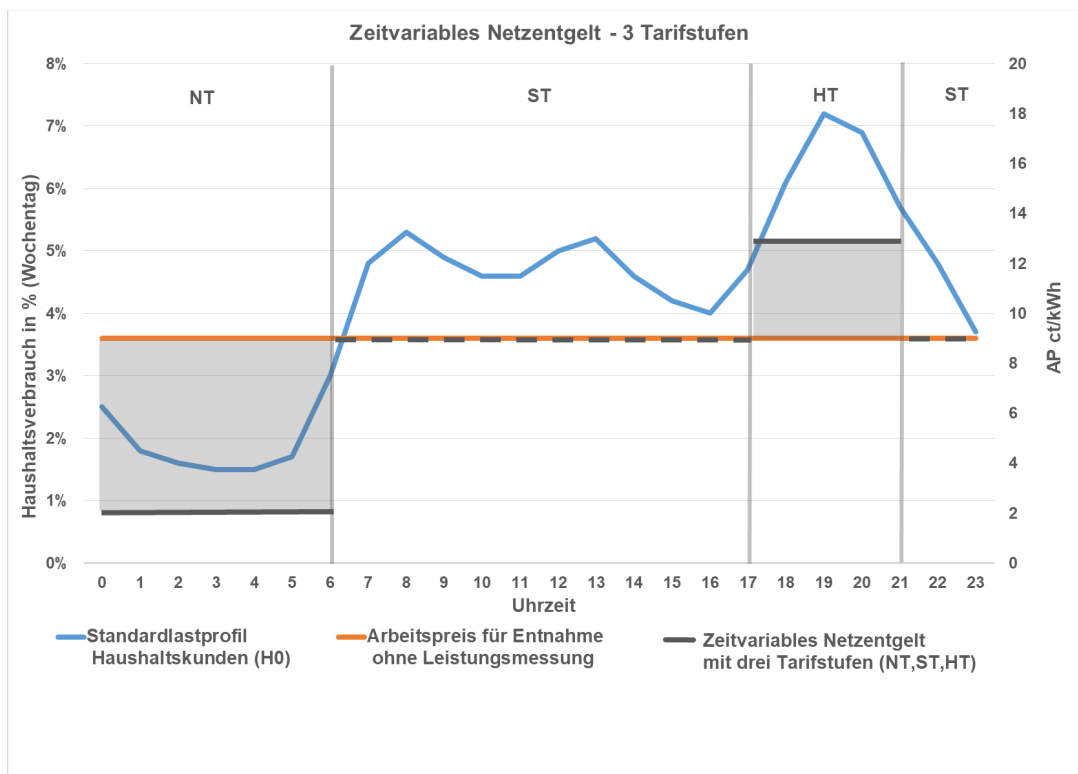


Abbildung 1 - Beispielhafte Ausgestaltung eines zeitvariablen Netzentgeltes mit drei Tarifestufen unter Einhaltung der Vorgaben dieser Festlegung

Mitteilung Nr. 247/2023

Festlegung über die nähere Ausgestaltung und das Verfahren zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§ 19 und 20 ARegV für die vierte Regulierungsperiode (Jahre 2024 bis einschließlich 2028 – Methodikbeschluss) – Aktenzeichen: BK8-23/006-A

§ 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit §§ 32 Abs. 1 Nr. 6, 19, 20 ARegV, Festlegung über die nähere Ausgestaltung und das Verfahren zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§ 19 und 20 ARegV für die vierte Regulierungsperiode (Jahre 2024 bis einschließlich 2028 – Methodikbeschluss).

Die Bundesnetzagentur hat am 28.11.2023 nach § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit §§ 32 Abs. 1 Nr. 6, 19, 20 ARegV eine Festlegung über die nähere Ausgestaltung und das Verfahren zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§ 19 und 20 ARegV für die vierte Regulierungsperiode (Jahre 2024 bis einschließlich 2028 – Methodikbeschluss) unter dem Aktenzeichen BK8-23/006-A erlassen.

Da die Festlegung gegenüber einer Vielzahl betroffener Netzbetreiber erfolgt, nimmt die Beschlusskammer, in Ausübung des ihr nach § 73 Abs. 1a S. 1 EnWG zustehenden Ermessens, eine öffentliche Bekanntmachung der Festlegung vor. Die öffentliche Bekanntmachung wird dadurch bewirkt, dass der verfügende Teil der Festlegung, die Rechtsbehelfsbelehrung und ein Hinweis auf die Veröffentlichung der vollständigen Entscheidung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur im Amtsblatt der Bundesnetzagentur bekannt gemacht werden (§ 73 Abs. 1a S. 2 EnWG). Die Festlegung gilt gemäß § 73 Abs. 1a S. 3 EnWG mit dem Tage als zugestellt, an dem seit dem Tag der Bekanntmachung im Amtsblatt der Bundesnetzagentur zwei Wochen verstrichen sind.

Die Festlegung einschließlich sämtlicher Anlagen kann auf der Internetseite der Bundesnetzagentur (<http://www.bundesnetzagentur.de>), unter den Menüpunkten „Beschlusskammern → Beschlusskammer 8 → Aktuelles“ abgerufen werden.



Bundesnetzagentur

Beschlusskammer 8

Aktenzeichen BK8-23/006-A

Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 32 Abs. 1 Nr. 6 ARegV

wegen **Festlegung über die nähere Ausgestaltung und das Verfahren zur Bestimmung des Qualitätselementes hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§ 19 und 20 ARegV für die vierte Regulierungsperiode (Jahre 2024 bis einschließlich 2028 – Methodikbeschluss)**

hat die Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn,

durch den Vorsitzenden Karsten Bourwieg,
den Beisitzer Bernd Petermann
und der Beisitzerin Natalie Krank

am 28.11.2023 beschlossen:

1. Das in der Erlösobergrenzenformel der Anlage 1 ARegV enthaltene Qualitätselement wird für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit ab dem 01.01.2024 bis einschließlich 31.12.2028 nach Maßgabe der in Tenor Ziffer 2 bis 12 angeordneten Methodik jährlich auf Grundlage aktualisierter Daten neu bestimmt (rollierendes Verfahren).
2. Zur Bestimmung des Qualitätselements Netzzuverlässigkeit werden die Daten aller Elektrizitätsverteilernetzbetreiber herangezogen. Daten von Elektrizitätsverteilernetzbetreibern, die ein geschlossenes Verteilernetz nach § 110 EnWG betreiben oder die in der vierten Regulierungsperiode am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen sowie nach § 1 Abs. 2 ARegV von der Anwendung der Anreizregulierungsverordnung ausgenommen sind, werden nicht herangezogen.
3. Netzebenen oberhalb der Mittelspannungsebene werden in die Ermittlung der Netzzuverlässigkeit nicht einbezogen.
4. Die Netzzuverlässigkeit wird für die Niederspannungsebene anhand der Kennzahl SAIDI (System Average Interruption Duration Index) und für die Mittelspannungsebene anhand der Kennzahl ASIDI (Average System Interruption Duration Index) bewertet.
5. Für die Ermittlung der Kennzahlen sind geplante und ungeplante Versorgungsunterbrechungen mit einer Dauer von mehr als drei Minuten heranzuziehen. Hinsichtlich der ungeplanten Versorgungsunterbrechungen sind Versorgungsunterbrechungen mit den Unterbrechungsanlässen „atmosphärische Einwirkungen“, „Einwirkungen Dritter“ und „Zuständigkeit des Netzbetreibers/kein erkennbarer Anlass“ berücksichtigt. Hinsichtlich der geplanten Versorgungsunterbrechungen sind Versorgungsunterbrechungen mit dem Unterbrechungsanlass „Sonstiges“ berücksichtigt. Die geplanten Versorgungsunterbrechungen werden mit einem Faktor von 0,5 gewichtet.

6. Aus den ermittelten Kennzahlen wird für die Niederspannungsebene und die Mittelspannungsebene jeweils jährlich ein individueller, arithmetischer Mittelwert über drei Kalenderjahre gebildet. Dabei werden die Kennzahlen der jeweils letzten abgeschlossenen drei Kalenderjahren zugrunde gelegt.
7. In der Mittelspannungsebene wird bei der Bestimmung der Kennzahlenvorgabe (Referenzwert) zur Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede der Strukturparameter Lastdichte herangezogen.
8. Die Lastdichte ist für die Mittelspannungsebene definiert als der Quotient aus der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen und der geografischen Fläche. Die Jahreshöchstlast wird hierbei um den Anteil der Lasten der horizontal angeschlossenen Weiterverteiler (sogenannte Weiterverteiler auf gleicher Spannungsebene) bereinigt, sofern diese am Netz angeschlossen sind.

Die Bestimmung der Lastdichte erfolgt als Durchschnittswert der jeweils letzten abgeschlossenen drei Kalenderjahre.

Der netzbetreiberindividuelle Referenzwert in der Mittelspannung wird anhand einer mit der Anzahl der Letztverbraucher gewichteten Regression in Form eines hyperbolischen funktionalen Zusammenhangs berechnet:

$$y_{\text{ind}}^{(\text{Ref})} = \frac{b}{x^c} + a$$

mit:

$y_{\text{ind}}^{(\text{Ref})}$	netzbetreiberindividueller Referenzwert für die Mittelspannungsebene
x	durchschnittliche gewichtete Lastdichte
a, b, c	Regressionskoeffizienten

9. In der Niederspannungsebene entspricht die einheitliche Kennzahlenvorgabe (Referenzwert) dem mit der Anzahl der Letztverbraucher gewichteten, arithmetischen Mittelwert der Zuverlässigkeitskennzahl SAIDI.

Für die Niederspannungsebene gilt:

$$y^{(\text{Ref})} = \frac{\sum_{i=1} \text{SAIDI}_i \cdot \text{LV}_i^{(\text{NS})}}{\sum_{i=1} \text{LV}_i^{(\text{NS})}}$$

mit:

$y^{(\text{Ref})}$: Referenzwert für die Niederspannungsebene

$\text{LV}_i^{(\text{NS})}$: Anzahl der an die Niederspannungsebene angeschlossenen Letztverbraucher des Netzbetreibers i

SAIDI_i : durchschnittliche Zuverlässigkeitskennzahl

10. Zur Ermittlung der Zuschläge (Bonus) und Abschläge (Malus) auf die zulässige Erlösobergrenze wird jährlich die Differenz zwischen dem errechneten Referenzwert und der individuellen Kennzahl der entsprechenden Netzebene des Netzbetreibers mit der durchschnittlichen Anzahl der Letztverbraucher der jeweils letzten abgeschlossenen drei Kalenderjahre und mit dem Monetarisierungsfaktor (vgl. Ziffer 11) multipliziert. Es gilt folgende Berechnungsmethode:

$$\text{Bonus}_i/\text{Malus}_i = \left[\left(y_{\text{ind}}^{(\text{Ref})} - \text{ASIDI}_{\text{ind}} \right) \cdot \text{LV}_{\text{ind}}^{(\text{MS}+\text{NS})} + \left(y^{(\text{Ref})} - \text{SAIDI}_{\text{ind}} \right) \cdot \text{LV}_{\text{ind}}^{(\text{NS})} \right] \cdot m$$

mit:

$y_{\text{ind}}^{(\text{Ref})}$: errechneter individueller Referenzwert der Mittelspannungsebene

$\text{ASIDI}_{\text{ind}}$: individuelle Zuverlässigkeitskennzahl der Mittelspannungsebene

$y^{(Ref)}$: errechneter einheitlicher Referenzwert der Niederspannungsebene

$SAIDI_{ind}$: individuelle Zuverlässigkeitskennzahl der Niederspannungsebene

$LV_{ind}^{(MS+NS)}$: Anzahl der an der eigenen Nieder- und Mittelspannungsebene angeschlossenen Letztverbraucher

$LV_{ind}^{(NS)}$: Anzahl der an der eigenen Niederspannungsebene angeschlossenen Letztverbraucher

m : Monetarisierungsfaktor

11. Der Monetarisierungsfaktor wird unter Verwendung eines makroökonomischen Ansatzes auf Basis der jeweils letzten abgeschlossenen drei Kalenderjahre berechnet.
12. Es wird eine Kappung der Erlösauswirkung von 2 bis 4 % des Ausgangsniveaus nach § 6 ARegV für die vierte Regulierungsperiode abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten und – falls vorhanden – abzüglich der Kosten für die Netzebenen Höchstspannung, Umspannebene HöS/HS, Hochspannung und die Umspannebene HS/MS vorgenommen. Wichtig für die Bestimmung der Kappungsgrenze ist dabei die Minimierung der Abweichung von der angestrebten Erlösneutralität. Dies bedeutet, dass sich die Zuschläge oder Abschläge auf die Erlösobergrenze über die Gesamtheit aller betroffenen Verteilernetzbetreiber möglichst ausgleichen sollen (Erlösneutralität).
13. Die Festlegung ist bis zum 31.12.2028 befristet.

Gründe

I.

- 1 Die Beschlusskammer hat gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 1 und 6 ARegV von Amts wegen ein Verfahren zur methodischen Ausgestaltung des Qualitätselements eingeleitet.
- 2 Hiermit wird die nähere Ausgestaltung und das Verfahren zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach den §§ 19 und 20 ARegV für die vierte Regulierungsperiode in den Jahren 2024 bis 2028 festgelegt.
- 3 Für die Bestimmung des Qualitätselements hat die Bundesnetzagentur am 01.03.2023 eine Festlegung zur Datenerhebung getroffen (BK8-23/001-A). Alle Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen im Sinne des § 3 Nr. 3 EnWG, die kein geschlossenes Verteilernetz nach § 110 EnWG betreiben oder die in der vierten Regulierungsperiode nicht am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen sowie nicht nach § 1 Abs. 2 ARegV von der Anwendung der Anreizregulierungsverordnung ausgenommen sind, wurden gemäß der Festlegung über die Datenerhebung zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom aufgefordert, die Kennzahlen zu den Versorgungsunterbrechungen sowie zusätzliche Daten zur Bestimmung der Referenzwerte und der Bestimmung der monetären Auswirkung (Bonus/Malus) auf die individuelle Erlösobergrenze elektronisch an die Bundesnetzagentur zu übermitteln.
- 4 Diese Festlegung zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom berücksichtigt die Erkenntnisse aus den vorangegangenen Qualitätsregulierungsverfahren. Zudem werden die Erkenntnisse aus vier Gutachten, welche im Auftrag der Bundesnetzagentur erstellt wurden, berücksichtigt:
- 5 Gutachten zur Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitätselementes (Q-Element) im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in

die Erlösobergrenze“ der Consentec GmbH in Kooperation mit der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. und Frontier Economics Limited¹ (im Folgenden Ausgangsgutachten genannt) und

- 6 „Bestimmung der Referenzwerte für das Qualitätselement 2017–2018“ der Consentec GmbH (im Folgenden Folgegutachten genannt),
- 7 „Gutachten zur Konzeptionierung eines Qualitätselements“ der E-Bridge Consulting GmbH, des ZEW – Leibniz-Zentrums für Europäische Wirtschaftsforschung und der FGH – Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. (im Folgenden E-Bridge-Gutachten genannt).²
- 8 „Gutachten zur Konzeptionierung des Qualitätselements: Weiterführende Analysen“ der E-Bridge Consulting GmbH und der FGH – Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. (im Folgenden **Anlage 2** genannt)
- 9 Den Netzbetreibern und den von dem Verfahren berührten Wirtschaftskreisen wurde Gelegenheit zur Stellungnahme zu dem Entwurf des Festlegungstextes bis zum 03.11.2023 gegeben. Es wurden vier Stellungnahmen abgegeben (BDEW, Regensburg Netz GmbH; NRM GmbH, E.ON SE).³ Die Stellungnahmen thematisieren im Wesentlichen folgende grundsätzliche Aspekte:

1) Methodik

- 10 Die Fortführung der Methodik wird grundsätzlich begrüßt, diese habe sich bewährt. Jedoch habe mit der Datenfestlegung BK8-23/001-A bereits eine Eingrenzung der methodischen Untersuchung (insbesondere mit Blick auf die Auswahl von Parametern zur Beschreibung gebietsstruktureller Unterschiede) stattgefunden, die weiterhin kritisiert wird.
- 11 Verbesserungen der Netzzuverlässigkeit dürften nicht durch anspruchsvollere Qualitätsvorgaben „abgestraft“ werden. Es solle nicht allein eine rein statistische Betrachtungsweise vorgenommen werden. Es wird die Einführung eines

¹ Veröffentlicht auf der Internetseite der Bundesnetzagentur: www.bundesnetzagentur.de.

² Veröffentlicht auf der Internetseite der Bundesnetzagentur: www.bundesnetzagentur.de.

³ Veröffentlicht auf der Internetseite der Bundesnetzagentur: www.bundesnetzagentur.de.

„abmildernden Faktors“ gefordert, der die netzbetreiberindividuellen Einwicklungen abbilde.

2) Referenzfunktion

- 12 Es werden Zweifel an der Robustheit der Referenzfunktion in deren Randbereichen (Bereiche sehr kleiner/großer Lastdichtewerte) geäußert. So nehme im Bereich hoher Lastdichten die Beobachtungsdichte ab. Es fehle in diesen Randbereichen eine Abwägung, ab welcher Beobachtungsdichte die Schätzung einer Referenzfunktion sachgerecht sei. Ein Grenzwert für die Beobachtungsdichte sei notwendig. Zudem wird ein Grenzwert für den Erklärungsgrad der Referenzfunktion gefordert. Neben dem Bestimmtheitsmaß seien weitere Gütekriterien zu analysieren (z. B. Analyse der Residuen).
- 13 In der **Anlage 1** (Bericht zum Qualitätselement der 4. Regulierungsperiode) sei beispielsweise der Lastdichtebereich von 2.800 kW/km² nicht dargestellt, dabei nehme die Abbildungsgüte in Bereichen höherer Lastdichte ab. Daher sollen alle Daten in dem Analyseschritt auf Seite 10 des Berichtes zum Qualitätselement der 4. Regulierungsperiode berücksichtigt werden. So seien tatsächliche Ausreißer identifizierbar und deren Berücksichtigung gegebenenfalls abzuwägen.
- 14 Zudem wird ausgeführt, dass die statische Vorgehensweise zur Ermittlung der Referenzfunktion zu genauen, aber gegebenenfalls nicht richtigen Ergebnissen führe. Die Belastbarkeit solle dahingehend geprüft werden, ob sie im Einklang mit der materiellen Wirkung steht. Das Bestimmtheitsmaß sei gering und die Robustheit der Regressionsfunktion daher, insbesondere im Bereich keiner Lastdichtewerte, anzuzweifeln. Folgende Sicherheitsmechanismen sollten daher geprüft werden:
- Die Lastdichte sollte auf ganzzahlige Werte abgerundet, die Referenzwerte demgegenüber auf zwei Nachkommastellen aufgerundet werden.
 - Es seien Totbänder oder Trichter zu definieren.
 - Um den Erklärungsgehalt der Referenzfunktion zu verbessern, seien zusätzliche Parameter zu überprüfen.

3) Monetarisierungsfaktor

- 15 Der Monetarisierungsfaktor ist mit zwei Nachkommstellen ausgewiesen. Dies sei zu ungenau, kleinere Änderungen der Eingangsdaten würden zu hohen monetären Auswirkungen führen. Der Monetarisierungsfaktor müsse daher mindestens mit vier Nachkommastellen ausgewiesen werden. Alternativ könne die Einheit auf €/Minute/1.000 Kunden/Jahr umgestellt werden.

Inkonsistenz bestünde auch dahingehend, dass bei der Bestimmung der Referenzwerte die Anzahl der Letztverbraucher und bei der Bestimmung des Monetarisierungsfaktors stattdessen die Anzahl der Kunden zu Grunde gelegt werde. In diesem Zusammenhang wurde auf das Ausgangsgutachten von Consentec verwiesen, welches die Begriffe „Letztverbraucher“ und „Endkunden“ synonym verwende. Weiterhin wurde vorgetragen, dass in der **Anlage 1** selbst empfohlen würde, als Gewichtunggröße für den Umfang der Versorgungsaufgabe die Anzahl der Letztverbraucher zu verwenden, da zwischen der Gewichtunggröße und dem Monetarisierungsfaktor ein enger Zusammenhang bestünde. So sei bei der Bestimmung des Monetarisierungsfaktors anstelle auf die BDEW-Statistik auf die Erhebung nach § 52 EnWG zurückzugreifen, wo die Anzahl der Letztverbraucher abgefragt wird.

4) Störungsanlässe „Einwirkung Dritter“ und „höhere Gewalt“

- 16 Weiterhin wurde vorgetragen, dass die Berücksichtigung von Versorgungsunterbrechungen mit dem Störungsanlass „Einwirkung Dritter“ nicht sachgerecht sei und im Nachgang zu aufwändigen Zivilverfahren führe. Dieser Störungsanlass sollte aus dem Qualitätselement entfernt oder alternativ mit nur einem Jahr in die Berechnung eingehen.
- 17 Beim Thema „höhere Gewalt“ habe sich der Prozess der Behörde verbessert. Es bestünde jedoch weiterer Verbesserungsbedarf bei der Nachweisführung.
- 18 Die Landesregulierungsbehörden wurden gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG am 26.10.2023 über die Einleitung des Verfahrens benachrichtigt. In seinen Sitzungen am 14.09.2023 und 16.11.2023 wurde der Länderausschuss über die geplante Methodik informiert. Somit wurde dem Länderausschuss gemäß § 60a Abs. 2 S. 1

EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Dem Bundeskartellamt und den Landesregulierungsbehörden, in deren Bundesland die Sitze der Netzbetreiber belegen sind, wurde gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

- 19 Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akten Bezug genommen.

II.

- 20 Der Beschluss beruht auf einer rechtmäßigen Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18. Eine Rechtsgrundlage für den Beschluss liegt vor. Der Beschluss ist formell und materiell rechtmäßig.

1. Vollständige Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund des Urteils des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18

- 21 Die Beschlusskammer hat in rechtmäßiger Weise die Vorgaben des nationalen Rechts in Form der normativen Regulierung, soweit diese im vorliegenden Verfahren Anwendung finden und von der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs (Urteil vom 02.09.2021, C-718/18) erfasst werden, für ihre Entscheidung herangezogen. Als „normative Regulierung“ werden im Allgemeinen solche Regeln des nationalen Gesetz- und Verordnungsgebers (z. B. in StromNEV, GasNEV und ARegV) bezeichnet, die konkrete methodische und materielle Vorgaben für die Regulierung durch die Bundesnetzagentur enthalten. Die Pflicht zur Anwendung dieser nationalen Vorgaben folgt aus Art. 20 Abs. 3 GG und gilt auch angesichts der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs fort, bis sie vom Gesetz- bzw. Verordnungsgeber außer Kraft gesetzt oder neu geregelt werden. Dies hat der Bundesgerichtshof bereits entschieden (BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 60 ff., siehe auch OLG Düsseldorf vom 11.02.2021, VI-5 Kart 10/19 [V], S. 10 ff., OLG Düsseldorf vom 28.04.2021, VI-3 Kart 798/19 [V], S. 72 ff., OLG Schleswig vom 11.01.2021, 53 Kart 1/18, S. 27 ff.).

1.1 Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs

- 22 Der Europäische Gerichtshof hat zwar in seiner Entscheidung festgestellt, dass die normative Regulierung in Deutschland insgesamt mit der in Art. 37 Richtlinie 2009/72/EG (heute Art. 59 Richtlinie (EU) 2019/944) sowie in Art. 41 Richtlinie 2009/73/EG geregelten ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde unvereinbar ist und die Richtlinien insoweit durch die Bundesrepublik Deutschland nicht bzw. fehlerhaft umgesetzt wurden. Insoweit hat der Europäische Gerichtshof der vierten Rüge stattgegeben, mit der die Kommission Deutschland vorgeworfen hatte, es habe die in den Richtlinien vorgesehenen ausschließlichen Zuständigkeiten der NRB verletzt, indem es im deutschen Recht die Bestimmung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen, einschließlich der anwendbaren Tarife, der Bundesregierung und nicht der nationalen Regulierungsbehörde zugewiesen habe.

1.2 Reichweite der Entscheidung

- 23 Der Europäische Gerichtshof hat aber weder über die Zuständigkeitsfragen hinausgehend einen materiell-rechtlichen Verstoß einzelner Vorgaben der normativen Regulierung gegen EU-Recht gerügt, noch hat er sich ausdrücklich zu der Frage geäußert, ob die normative Regulierung bis zu dem Zeitpunkt, zu dem der nationale Gesetz- und Verordnungsgeber den festgestellten Verstoß beseitigt, weiter anwendbar ist. Der EuGH hat sich insbesondere auch nicht explizit zu der Frage geäußert, ob die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit unmittelbar anwendbar sind.

1.3 Keine Nichtigkeit des nationalen Rechts

- 24 Die Regelungen der normativen Regulierung sind nicht nichtig. Weder nach den Grundsätzen des europäischen Rechts noch nach nationalem Recht führt der Verstoß einer nationalen Regelung gegen Unionsrecht zu deren Nichtigkeit (BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 61 ff.). Vielmehr sind die Grundsätze des Anwendungsvorrangs des Unionsrechts vor nationalem Recht zu beachten.

- 25 Zudem scheidet eine richtlinienkonforme Auslegung der Vorschriften der normativen Regulierung aus. Der Europäische Gerichtshof sieht zwar sowohl in der an die Bundesregierung gem. § 24 EnWG erfolgten Zuweisung von Zuständigkeiten, als auch in den bindenden Vorgaben der normativen Regulierung eine mit den oben genannten Richtlinien unvereinbare Beschränkung der ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde (EuGH a.a.O., Rz. 101 f., 115 f.). Eine Umdeutung der nationalen Vorgaben in nicht bindende Programmsätze, die die ausschließliche Zuständigkeit der Regulierungsbehörde nicht beeinträchtigen, kommt angesichts des eindeutigen Wortlauts, der Systematik und des Regelungszwecks der Vorschriften der normativen Regulierung jedoch nicht in Betracht (Verbot der contra legem-Auslegung, BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 66 ff.).
- 26 Der Grundsatz vom Anwendungsvorrang des Unionsrechts führt indes nicht dazu, die Vorschriften der normativen Regulierung unangewendet zu lassen. Der Anwendungsvorrang besagt, dass eine nationale Regelung, die mit einer unmittelbar geltenden Regelung des Unionsrechts unvereinbar ist, von nationalen Behörden und Gerichten nicht angewendet werden darf (vgl. Streinz, EUV, 3. Aufl. 2018, Art. 4 Rn. 40; Ruffert, in: Calliess/Ruffert, EUV/AEUV, 5. Aufl. 2016, Art. 288 AEUV, Rn. 69 f.). Dieser Grundsatz gilt jedoch nur, soweit unmittelbar anwendbares Unionsrecht betroffen ist (EuGH, Urteil vom 24.06.2019, C-573/17, Rn. 62). Die normative Regulierung verstößt nicht gegen unmittelbar anwendbares Unionsrecht. Die hier maßgeblichen Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde, mit denen die Vorgaben der normativen Regulierung unvereinbar sind, sind nicht unmittelbar anwendbar.

1.4 Keine unmittelbare Anwendbarkeit der Richtlinie

- 27 Damit eine Richtlinienbestimmung unmittelbar angewendet werden kann, müssen spezifische Voraussetzungen vorliegen (Grabitz/Hilf/Nettesheim, AEUV, 71. EL August 2020, Art. 288 Rn. 149). Der Europäische Gerichtshof geht von der unmittelbaren Anwendbarkeit einer nicht oder nicht ordnungsgemäß umgesetzten Richtlinienbestimmung nach Ablauf der Umsetzungsfrist aus, wenn die Bestimmung hinreichend genau und inhaltlich unbedingt ist. Zudem können die Bestimmungen einer Richtlinie grundsätzlich nur Rechte, aber keine Pflichten eines Einzelnen begründen

(sog. Belastungsverbot). Insofern kommt auch eine objektive unmittelbare Wirkung vorliegend nicht in Betracht. Im Einzelnen:

1.4.1 Unionsvorschriften inhaltlich nicht unbedingt

- 28 Die Richtlinienvorgaben sind nicht unbedingt. Eine Unionsvorschrift ist inhaltlich unbedingt, wenn sie eine Verpflichtung normiert, die an keine Bedingung geknüpft ist und zu ihrer Durchführung oder Wirksamkeit auch keiner weiteren Maßnahmen der Unionsorgane oder der Mitgliedstaaten bedarf. Die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit sind nicht als inhaltlich unbedingt anzusehen.
- 29 Gegenwärtig fehlt es an den erforderlichen und zureichenden Umsetzungsnormen im nationalen Recht. Das betrifft sowohl die konkrete umfassende Aufgabenzuweisung als auch die für einen Eingriff erforderliche Ermächtigungsgrundlage. Die Bundesnetzagentur hat nach nationalem Recht gegenwärtig (nur) die Befugnis, die Vorgaben der normativen Regulierung anzuwenden und ggf. unter Rückgriff auf § 29 EnWG je nach Festlegungsermächtigung weiter auszugestalten und zu konkretisieren. Sie hat aber mangels entsprechender Aufgabenzuweisung durch den Gesetzgeber nicht die übergeordnete, allgemeine und uneingeschränkte Befugnis, die ihr nach den Richtlinien vorbehaltenen Aufgaben vollumfänglich und selbständig auszuüben (vgl. EuGH a.a.O., Rz. 105) beispielsweise also die Methoden oder Bedingungen für den Netzanschluss und den Netzzugang frei festzulegen oder zu genehmigen (vgl. nur § 24 S. 1 Nr. 1 EnWG).
- 30 Dass es hierzu einer umfassenden mitgliedstaatlichen Aufgabenzuweisung bedarf, entspricht im Übrigen auch dem europäischen Leitbild, wonach die Mitgliedstaaten zur Einrichtung von Regulierungsbehörden mit spezifischen Zuständigkeiten verpflichtet sind (vgl. Erwägungsgrund 33 der Richtlinie 2009/72/EG bzw. Erwägungsgrund 29 der Richtlinie 2009/73/EG). Die Mitgliedstaaten verfügen bei der Organisation und Strukturierung der Regulierungsbehörde zwar über eine Autonomie, haben diese aber unter vollständiger Beachtung der in den Richtlinien festgelegten Ziele und Pflichten auszuüben und insoweit sicherzustellen, dass die Regulierungsbehörde bei der Ausübung der ihr vorbehaltenen Zuständigkeiten ihre Entscheidungen autonom treffen kann (vgl. EuGH, a.a.O., Rz. 119). Dieser Befund wird auch

durch das in der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs mündende Vertragsverletzungsverfahren bestätigt: Gegenstand der Rüge durch die Europäische Kommission war nicht die fehlerhafte Ausübung einer nach nationalem Recht bereits ordnungsgemäß zugewiesenen ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde, sondern der Umstand, dass eine den Richtlinien entsprechende umfassende Aufgabenzuweisung an die nationale Regulierungsbehörde im nationalen Recht bislang nicht erfolgt ist (vgl. EuGH a.a.O., Rz. 88). Vielmehr liegt hier eine fehlerhafte Aufgabenzuweisung vor (EuGH, a.a.O., Rz. 130); diese kann und muss durch den Mitgliedstaat korrigiert werden, der dann die noch möglichen Einfluss- und Kontrollmöglichkeiten vorsehen kann (EuGH a.a.O., Rz. 126, 127).

1.4.2 Belastung Einzelner verboten

- 31 Mit der unmittelbaren Anwendung der Richtlinien wären Belastungen Einzelner verbunden, sodass eine solche ausscheidet. Zwar ist die Einräumung subjektiver Rechte keine Voraussetzung für eine unmittelbare Anwendbarkeit (woran es vorliegend wegen des Verstoßes gegen objektiv geprägte Zuständigkeitsnormen auch fehlen würde), allerdings gilt das Belastungsverbot. Wenn der Bundesnetzagentur aus einer unmittelbaren Anwendung der Richtlinie weitergehende oder jedenfalls anders ausgestaltete Kompetenzen zukämen, könnte sich dies je nach Einzelfall zugunsten, aber auch zu Lasten bestimmter Beteiligter auswirken. Daraus wiederum könnten sich Belastungen ergeben, die nach Auffassung des Bundesgerichtshofs nur durch das europäische Primärrecht oder durch EU-Verordnungen begründet werden können, nicht aber durch Richtlinien (vgl. BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 73).
- 32 Eine Belastung würde sich zudem bereits aus dem Heranziehen der Richtlinien als Ermächtigungsgrundlage ergeben. Dies wäre europarechtlich unzulässig. Sofern die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit als inhaltlich unbedingt anzusehen wären, müssten sie von der Bundesnetzagentur unmittelbar als Ermächtigungsgrundlage auch für belastende Regulierungsentscheidungen herangezogen werden. Anders als in den vom Europäischen Gerichtshof entschiedenen Fällen, in denen er eine unmittelbare Belastung durch Richtlinienrecht verneinte, weil die Belastung erst durch ein Verwaltungsverfahren auf Basis nationalen

Rechts eintrat, würden vorliegend die Richtlinienbestimmungen als solche unmittelbar gegenüber den Betroffenen herangezogen werden und als materiell-rechtliche Befugnisnormen für belastende Verwaltungsverfahren und Regulierungsentscheidungen fungieren. Soweit ersichtlich existiert bislang keine hier einschlägige Judikatur, in der der EuGH es für europarechtskonform eingestuft hätte, dass eine Richtlinienbestimmung als eigenständige Ermächtigungsgrundlage für Eingriffe in Rechte des Einzelnen herangezogen werden darf.

1.4.3 Keine objektive unmittelbare Wirkung des Unionsrechts

- 33 Eine ausnahmsweise objektive unmittelbare Wirkung der Richtlinienbestimmungen bezogen auf die ausschließliche Zuständigkeit scheidet ebenfalls aus. Der Europäische Gerichtshof hat eine objektive unmittelbare Wirkung von Richtlinienbestimmungen anerkannt, aus denen sich für staatliche Stellen eindeutige Pflichten ergeben. Konkret ging es beispielsweise um die nicht rechtzeitig in nationales Recht umgesetzte Pflicht der zuständigen Behörde zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung im Rahmen eines Genehmigungsverfahrens für die Errichtung eines Wärmekraftwerks (EuGH, Urteil vom 11.08.1995, C-431/92 – Wärmekraftwerk Großkrotzenburg).
- 34 Zwar mag sich vorliegend aus den Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde die Verpflichtung ergeben, von dieser Zuständigkeit auch Gebrauch zu machen, um den Zielsetzungen der Richtlinien hinreichend Rechnung tragen zu können. Anders als im Fall des Wärmekraftwerks Großkrotzenburg ist diese Verpflichtung vorliegend jedoch nicht inhaltlich unbedingt. Im vom Europäischen Gerichtshof entschiedenen Fall konnte die zuständige Behörde der Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung ohne Weiteres nachkommen, weil diese als unselbstständiger Bestandteil des nach nationalem Recht vorgesehenen und ihr bereits zugewiesenen Genehmigungsverfahrens durchzuführen war. Demgegenüber kann die Bundesnetzagentur die ihr nach den Richtlinienbestimmungen zugewiesene ausschließliche Zuständigkeit erst ausüben, wenn ihr entsprechende Befugnisse nach nationalem Recht eingeräumt werden (siehe oben).

1.5 Interessenabwägung

- 35 Ungeachtet der Tatsache, dass die Richtlinienbestimmungen nicht unmittelbar anwendbar sind, sprechen aus Sicht der Beschlusskammer weitere erhebliche Gründe dafür, die Vorgaben der normativen Regulierung in der Übergangszeit zur Anwendung zu bringen. Die Nichtanwendung der normativen Regulierung in der Übergangszeit würde zu einem Zustand führen, der mit den Zielsetzungen der genannten Richtlinien erst recht unvereinbar wäre (so auch BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 76).
- 36 Die Richtlinien verlangen, dass zumindest die Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen u.a. für den Netzanschluss und den Netzzugang „mit ausreichendem Vorlauf vor deren Inkrafttreten“ festgelegt oder genehmigt werden, vgl. Art. 41 Abs. 6 der Richtlinie 2009/73/EG und Art. 59 Abs. 7 der Richtlinie (EU) 2019/944. Diesem Gebot der ex ante-Regulierung wird in Deutschland gegenwärtig zu einem großen Teil über die Vorgaben der normativen Regulierung Rechnung getragen. Die normative Regulierung strukturiert die Methoden für die Berechnung der Tarife vor und legt ex ante die wesentlichen Bedingungen für den Netzanschluss und den Netzzugang fest. Sie regelt unmittelbar Rechte und Pflichten für Netzbetreiber und andere Marktakteure und schafft auf diese Weise den von den Richtlinien geforderten transparenten und vorhersehbaren, verlässlichen Regulierungsrahmen. Bestehende Festlegungen und Genehmigungen der Bundesnetzagentur, die sie im Rahmen ihrer bisherigen Zuständigkeiten erlassen hat, tragen zwar ebenfalls zu der erforderlichen ex ante-Regulierung bei, dies jedoch nur in Teilbereichen und in Ergänzung der normativen Regulierung und damit nicht in dem von der Richtlinie geforderten Umfang.
- 37 Ein faktisches Außerkrafttreten der Vorgaben der normativen Regulierung würde daher zu beträchtlichen Regelungslücken und damit einhergehend erheblichen Rechtsunsicherheiten für alle Marktbeteiligten führen. Auch dies wäre mit den genannten Richtlinienvorgaben und den Zielsetzungen des Energiebinnenmarkts schwerlich vereinbar. Beispielsweise dürfte eine derart unklare Rechtslage im Übergangszeitraum kaum Investitionsanreize setzen und Unsicherheiten für die unter-

nehmerische Tätigkeit der regulierten Unternehmen und auch der sonstigen Marktteilnehmer auslösen. Für den Übergangszeitraum ist es daher sinnvoll und angebracht, stabile und berechenbare Verhältnisse zu gewährleisten.

2. Zuständigkeit

- 38 Die Bundesnetzagentur handelt in eigener Zuständigkeit. Die Bundesnetzagentur ist gemäß § 54 Abs. 3 S. 3 Nr. 5 EnWG die zuständige Regulierungsbehörde. Die Zuständigkeit der Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG.

3. Ermächtigungsgrundlage

- 39 Die Festlegung zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit Strom erfolgt auf Grundlage von § 32 Abs. 1 Nr. 6 ARegV.
- 40 Auf die Erlösobergrenze können gemäß § 19 Abs. 1 ARegV Zu- oder Abschläge vorgenommen werden, wenn Netzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit von Kennzahlenvorgaben (Referenzwerten) abweichen.

4. Datengrundlage

- 41 Zur Bestimmung des Qualitätselements Netzzuverlässigkeit Strom werden die Daten aller Elektrizitätsverteilernetzbetreiber herangezogen. Ausgenommen werden Betreiber geschlossener Verteilernetze nach § 110 EnWG, Netzbetreiber, die in der vierten Regulierungsperiode am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teilnehmen sowie Netzbetreiber, die nach § 1 Abs. 2 ARegV von der Anwendung der Anreizregulierungsverordnung ausgenommen sind.
- 42 Die Bestimmung des Qualitätselements für die Netzzuverlässigkeit in Elektrizitätsverteilernetzen knüpft an die Definitionen der Allgemeinverfügung nach § 52 S. 5 EnWG vom 22. Februar 2006 (Az. 605/8135) an und an die in diesem Zusammenhang durch die Elektrizitätsverteilernetzbetreiber vorgenommenen Datenmeldungen zu Versorgungsunterbrechungen. Dies ermöglicht die Bezugnahme auf die seit 2006 durch die Bundesnetzagentur erhobenen Daten nach § 52 EnWG zur Unterbrechungsdauer und Unterbrechungshäufigkeit, die seitdem durch die Elektrizitätsverteilernetzbetreiber kontinuierlich erfasst werden und diesen auch vorliegen. Um

das Verfahren zur Bestimmung des Qualitätselements möglichst transparent zu gestalten, werden die Netzbetreiber jährlich aufgefordert, die für die Bestimmung des Qualitätselements notwendigen aktuellen Daten zu melden.

- 43 Eine zeitliche Durchschnittsbildung der Struktur- und Zuverlässigkeitsdaten über die letzten drei abgeschlossenen Kalenderjahre, soweit für diesen Zeitraum belastbare Daten vorlagen, wird von der Beschlusskammer weiterhin als methodisch erforderlich und angemessen bewertet. Die dadurch bedingte glättende Wirkung schützt die beteiligten Netzbetreiber vor dem Risiko, dass unvermeidbare Schwankungen der Zuverlässigkeitsdaten zu unverhältnismäßigen Absenkungen der Erlöse führen (vgl. Ausgangsgutachten, S. 25). Die Ermittlung der Durchschnittswerte erfolgt nach der Berechnungsvorschrift für das arithmetische Mittel $\bar{x} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n x_i$ (vgl. Hedderich/Sachs 2020, „Angewandte Statistik“, 17. Aufl. Springer, S. 92). Dabei steht x für den Merkmalsträger (Netzstruktur- bzw. Zuverlässigkeitswert) und n für die Anzahl der Merkmalsträger. Zur Ermittlung der Durchschnittswerte werden nur die vorliegenden Netzstruktur- bzw. Zuverlässigkeitswerte und deren Anzahl berücksichtigt. Dies gilt auch, wenn Netzbetreiber nur einen reduzierten Datensatz beibringen konnten. Für fehlende Daten einzelner Jahre wurden keine Nullwerte eingesetzt, da dies zu Verzerrungen der Referenzwerte und Qualitätselemente führen würde.
- 44 Zur Sicherstellung einer belastbaren Datengrundlage unterzieht die Bundesnetzagentur die übermittelten Daten einer umfangreichen netzbetreiberindividuellen Plausibilitätsprüfung. So wird etwa für jeden Netzbetreiber die Konsistenz der Strukturdaten anhand von Daten, die der Regulierungsbehörde aus anderen Verfahren vorliegen, überprüft. Die Datenplausibilisierung gewährleistet die Sicherstellung einer hinreichend belastbaren Datengrundlage.
- 45 Die Bundesnetzagentur sieht den Umfang der Daten als ausreichend an. Wie bereits in der Festlegung BK8-23/001-A vom 01.03.2023 beschrieben, enthält der Erhebungsbogen ein erforderliches und ausreichendes Maß an Strukturdaten. Dies gilt insbesondere mit Blick auf die gutachterlichen Untersuchungen und den bisher von der Bundesnetzagentur selbst durchgeführten Analysen. Wenn in den Stellungnahmen zu dieser Methodenfestlegung wiederum pauschal der Vorwurf einer Vorfestlegung bezüglich der Auswahl der untersuchten Strukturdaten erhoben wird, ist

dem entgegenzuhalten, dass zunächst die für die Erhebung vorgesehenen Strukturgrößen um die Anzahl der Anschlusspunkte erweitert wurden, um die Modellauswahl auf eine breitere Basis zu stützen. Zur weiteren Begründung verweist die Bundesnetzagentur an dieser Stelle auch auf ihre Ausführungen im Beschluss zur Datenerhebung (vgl. BK8-23/001-A vom 01.03.2023).⁴

- 46 Die mit den Stellungnahmen zu dieser Methodenfestlegung geforderte Berücksichtigung eines zusätzlichen Parameters mit der Bezeichnung „Leitungslänge je Straßenlänge“ ist zu verwerfen. Gegenüber den bereits untersuchten (exogenen) Strukturgrößen zur Beschreibung gebietsstruktureller Merkmale steht die „Leitungslänge je Straßenlänge“ zunächst aufgrund ihrer weitgehend endogenen Eigenschaft sowie deren Beeinflussbarkeit durch die Netzbetreiber selbst zurück. Weiterhin ist die Straßenlänge nicht über alle Netzbetreiber und Erfassungsjahre unmittelbar verfügbar. Diese Größe hat die Bundesnetzagentur selbst und allein für das Basisjahr der vierten Regulierungsperiode (2021) im Zusammenhang mit der Effizienzwertbestimmung ermittelt, indem sie die Gemarkungen der jeweiligen Landesvermessungsverwaltung der Bundesländer verwendet hat. Diese wurden mit dem ATKIS-Basis-DLM des Bundesamtes für Kartographie und Geodäsie verschnitten. Den Netzbetreibern wurden die Daten in Form einer Datenquittung mitgeteilt, deren Veröffentlichung erfolgte nach § 23b Abs. 1 S. 1 Nr. 7 EnWG. Für alle weiteren Erfassungsjahre fehlen jedoch die benötigten Eingangsdaten. Die Bundesnetzagentur geht zurzeit nicht davon aus, dass alle Netzbetreiber in Lage sind, die Straßenlängen selbst abzuleiten, um diese in der erforderlichen Qualität anschließend an die Bundesnetzagentur zu übermitteln.

5. Methodik

- 47 Das in der Erlösobergrenzenformel der Anlage 1 ARegV enthaltene Qualitätselement wird für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit ab dem 01.01.2021 in einem rollierenden Verfahren angewendet. Auf Basis der vorliegenden Methodikfestlegung ist folglich zunächst in jedem Kalenderjahr der vierten Regulierungsperiode ein netzbetreiberindividuelles Qualitätselement zu bestimmen. Die Methodenbestimmung betrifft dabei die Auswahl der Modellparameter,

⁴ Veröffentlicht auf der Internetseite der Bundesnetzagentur: www.bundesnetzagentur.de.

konkret die Auswahl ingenieurwissenschaftlich sinnvoller Einflussvariablen (Strukturgrößen) sowie die Auswahl der Netzzuverlässigkeitskennzahlen (SAIDI/ASIDI) und bleibt für die vierte Regulierungsperiode grundsätzlich unverändert. Der Auswahl der Modellparameter liegt eine umfangreiche Datenerhebung (vgl. Beschluss BK8-23/001-A vom 01.03.2023) und deren Analyse zugrunde.

- 48 Die Bundesnetzagentur hat zum Zwecke der Referenzwertermittlung Auswertungen vorgenommen, die im Bericht zur Bestimmung der Referenzwerte und des Monetarisierungsfaktors für das Qualitätselement 2024 (vgl. **Anlage 1**) dokumentiert werden. Im Zuge der Konsultation der Festlegung haben sich im Bericht keine Änderungen ergeben.
- 49 Der Bericht ist veröffentlicht unter <https://www.bundesnetzagentur.de> → Beschlusskammern → Beschlusskammer 8 → Erlösobergrenzen → Qualitätselement.
- 50 Die Ermittlung der Referenzfunktion und in der Folge die Berechnung der Qualitätselemente orientiert sich an den Vorgaben der in diesem Zusammenhang erstellten Gutachten zur Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitätselements. Weiterhin wurden die Erfahrungen aus den zuvor ermittelten Qualitätselementen berücksichtigt.
- 51 Die konkrete Parametrierung, also die geschätzten Koeffizienten des Regressionsmodells sowie die sich daraus ergebenden individuellen Referenzwerte sind dagegen jährlich – auf Basis einer aktualisierten Datengrundlage – neu festzulegen. Dies trifft auch für die Bestimmung der Referenzwerte für die Niederspannung zu, die auf Basis eines gewichteten Durchschnittswerts der SAIDI-Kennzahlenwerte erfolgt. Die Berechnungen selbst sind jährlich auf Grundlage der Daten der jeweils letzten drei abgeschlossenen Kalenderjahre durchzuführen.
- 52 Dies kann zu Schwankungen der geschätzten Modellvariablen sowie der Gütekriterien zur Modellüberprüfung führen. Dieser Umstand ist jedoch im rollierenden Verfahren hinzunehmen, zumal die Vorteile der jährlichen Aktualisierung gegenüber denkbaren Schwankungen überwiegen. Dies entspricht im Übrigen auch der Forderung der Netzbetreiber nach einer aktuelleren Datenbasis als in der Vergangenheit.

- 53 Die Auswahl der Parameter für die Qualitätselemente der vierten Regulierungsperiode kann mit der Methodenfestlegung fixiert werden. Die Geeignetheit des Strukturparameters Lastdichte zur Abbildung gebietsstruktureller Unterschiede bzw. deren grundsätzliche Überlegenheit gegenüber anderen Einflussfaktoren auf die Netzzuverlässigkeit ist erneut untersucht worden. Die Geeignetheit des Strukturparameters Lastdichte wurde bereits durch die ingenieurwissenschaftliche Herleitung mittels Modellnetz- und Referenznetzanalysen, in Verbindung mit analytischen Netzzuverlässigkeitsanalysen sowie der Bestätigung durch statistische Auswertungen zum wiederholten Male belegt (vgl. Ausgangsgutachten, Folgegutachten und E-Bridge-Gutachten). Auch die vorherigen Ergebnisse bei der Bestimmung der Qualitätselemente seit dem Jahr 2012 bestätigen die hier vorgesehene Methodik. Folglich ist gegenwärtig eine Fixierung auf den Strukturparameter Lastdichte zur Abbildung gebietsstruktureller Merkmale und als Einflussfaktor der Netzzuverlässigkeit zur Bestimmung der Kennzahlenvorgaben im Fall der Mittelspannung sowie die Anwendung des mittels Anzahl der Letztverbraucher gewichteten Mittelwertes der SAIDI-Kennzahlenwerte zur Bestimmung der Kennzahlenvorgaben im Fall der Niederspannung für die vierte Regulierungsperiode gerechtfertigt. Aus Sicht der Bundesnetzagentur stellt sich allein der Parameter Lastdichte für die kommenden Jahre als geeignet dar. Sie wird die Geeignetheit des Parameters im Laufe der vierten Regulierungsperiode fortlaufend überprüfen und – sofern erforderlich – eine nachträgliche Änderung nach § 29 Abs. 2 EnWG vornehmen.⁵
- 54 Die festgelegte Methodik zum Qualitätselement verzichtet zudem bewusst auf die Festsetzung konkreter Zielvorgaben, Anpassungspfade oder Mindeststandards. Die in den Stellungnahmen enthaltende Forderung nach einem „abmildernden Faktor“ impliziert jedoch eine ebensolche konkrete Vorgabe und die Kenntnis des „richtigen“ Qualitätsniveaus. Mit der hier festgelegten Methodik stehen den Netzbetreibern auch weiterhin Optimierungsspielräume offen, innerhalb derer das angestrebte optimale Niveau erreicht werden kann. Jedes Unternehmen kann folglich für sich entscheiden, ob konkrete Maßnahmen zu ergreifen oder Investitionen zu tätigen sind, um die Qualität nachhaltig zu verbessern, oder ob individuell ein optimaler Zustand bereits hergestellt ist. Dadurch soll sich langfristig ein gesamtwirtschaftlich optima-

⁵ BGH, Beschl. v. 9.4.2019 – EnVR 57/18, Rdnr. 19 ff.

les Qualitätsniveau einstellen, indem die netzseitigen Grenzkosten den kundenseitigen Grenznutzen der Versorgungsqualität entsprechen. Die Qualitätsregulierung erhebt jedoch gegenüber den Netzbetreibern den Anspruch, dass Versorgungsunterbrechungen unter den gegebenen Rahmenbedingungen nach Möglichkeit zu vermeiden sind und eine aufgetretene Störung so kurz wie möglich zu halten ist (vgl. auch BGH, Beschluss vom 22.07.2014, Az. EnVR 59/12, Rn. 74). Die Aussage, dass „Verbesserungen im Zeitverlauf durch anspruchsvollere Vorgaben abgestraft“ würden, ist nicht haltbar. Auswertungen haben zudem gezeigt, dass sich die Referenzfunktionen der Mittelspannung bzw. der Referenzwert der Niederspannung im Zeitverlauf vergleichsweise konstant verhalten (vgl. Bericht zum Qualitätselement 2023 vom 04.10.2022 (Anlage zu den individuellen Festlegungen zur Bestimmung des Qualitätselements 2023), S. 9, veröffentlicht unter www.bundesnetzagentur.de → Beschlusskammern → Beschlusskammer 8 → Erlösobergrenzen → Qualitätselement).

6. Kennzahlenermittlung

55 Entsprechend der Allgemeinverfügung nach § 52 S. 5 EnWG vom 22.02.2006 (Az. 605/8135) werden geplante und ungeplante Versorgungsunterbrechungen, bei denen Letztverbraucher oder Weiterverteiler länger als 3 Minuten unterbrochen sind, separat für jede Netzebene erhoben. Im Rahmen der Erfassung gemäß § 52 EnWG werden bei ungeplanten Versorgungsunterbrechungen fünf Störungsanlässe unterschieden:

- „Atmosphärische Einwirkung“
- „Einwirkung Dritter“
- „Zuständigkeit des Netzbetreibers/kein erkennbarer Anlass“
- „Rückwirkungsstörungen“
- „Höhere Gewalt“

Bei geplanten Versorgungsunterbrechungen werden zwei Kategorien unterschieden:



- „Zählerwechsel“
- „Sonstiges“

- 56 Neben der Unterbrechungsdauer und der Unterbrechungshäufigkeit können nach § 20 Abs. 1 ARegV für die Bewertung der Netzzuverlässigkeit auch die Kennzahlen „Menge der nicht gelieferten Energie“ oder die „Höhe der nicht gedeckten Last“ herangezogen werden. Diese Kennzahlen werden bislang jedoch nicht im Rahmen der Datenerhebung nach § 52 EnWG erfasst und sind auch nicht anderweitig verfügbar. Aus den seit 2006 erhobenen Daten können dagegen die Zuverlässigkeitskennzahlen SAIDI/ASIDI berechnet werden, die zu den international üblicherweise verwendeten DISQUAL-Kenngrößen⁶ bzw. zu den Kennzahlen gemäß IEEE-Standard 1366-2003⁷ zählen. Die Beschränkung auf die Unterbrechungsdauer erfüllt die Voraussetzung des § 20 Abs. 1 ARegV und reduziert gleichzeitig den Erhebungsaufwand. Auf eine separate Berücksichtigung der Unterbrechungshäufigkeit wird weiterhin verzichtet, da diese implizit in der Kennzahl SAIDI/ASIDI berücksichtigt ist.
- 57 Zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze werden grundsätzlich Versorgungsunterbrechungen nur in der Netzebene ihres Entstehens berücksichtigt. Somit sind Versorgungsunterbrechungen demjenigen Elektrizitätsverteilerbetreiber und der entsprechenden Netzebene zuzuordnen, bei dem bzw. in der ihre Ursache liegt. Kommt es in Netzen zu Versorgungsunterbrechungen auf Grund von Störungen in vor- oder nachgelagerten Netzen, in Anlagen von Letztverbrauchern oder den einspeisenden Kraftwerken, so kann es in dem Netz des betrachteten Netzbetreibers zu einer Rückwirkungsstörung kommen. Da die Versorgungsunterbrechungen jedoch nur in der Netzebene ihres Entstehens berücksichtigt werden, fließen die ungeplanten Versorgungsunterbrechungen mit dem Störungsanlass „Rückwirkungsstörung“ nicht in die Bestimmung des Qualitätselements ein.

6 DISQUAL: Distribution Study Committee, UNIPED Group of Experts 50.05.DISQUAL, Availability of Supply Indices. UNIPED, Ref. 05005Ren9733, Paris, 1997.

7 IEEE-Standard 1366-2003: IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. IEEE Power Engineering Society, May 2004.

- 58 Weiterhin werden die ungeplanten Versorgungsunterbrechungen mit dem Störungsanlass „höhere Gewalt“ bei der Bestimmung des Qualitätselements nicht berücksichtigt. Unter Versorgungsunterbrechungen mit dem Störungsanlass „höhere Gewalt“ sind betriebsfremde, von außen durch außergewöhnliche elementare Naturkräfte oder durch Handlungen Dritter Personen herbeigeführte Ereignisse zu verstehen, die nach menschlicher Einsicht und Erfahrung unvorhersehbar sind, mit wirtschaftlich vertretbaren Mitteln und durch äußerste, nach der Sachlage vernünftigerweise zu erwartende Sorgfalt nicht verhütet und unschädlich gemacht werden können und welche auch nicht wegen ihrer Häufigkeit vom Betriebsunternehmer in Kauf zu nehmen sind. Die Stellungnahmen enthalten auch Vorschläge zum Umgang mit dem Störungsanlass „höhere Gewalt“. Konkret werden darin praktikablere Vorgehensweisen bei der Abgrenzung und eine Aufwandsminimierung bei der Nachweispflicht gefordert. Den Vorschlägen kann die Bundesnetzagentur aus mehreren Gründen nicht folgen. Mit der angewandten Prüfroutine, in Verbindung mit einem strengen Maßstab, orientiert sich die Bundesnetzagentur am Normzweck der Qualitätsregulierung. Sie kann nur solche ungewöhnlichen Ereignisse unberücksichtigt lassen, die nachweislich einen singulären Charakter haben. Bestimmte Wetterereignisse (wie Orkane, Hochwasser oder Schneeereignisse) treten regelmäßig auf. Zudem bestehen vielfältige Möglichkeiten deren Auswirkungen auf die Zuverlässigkeit zu beeinflussen. Die geforderten Vereinfachungen sind auch deshalb unangemessen, da Wetterphänomene nicht unbedingt flächenübergreifend gleichmäßig auftreten. Zudem ergäben sich Abgrenzungsschwierigkeiten.
- 59 In mehreren BGH-Entscheidungen wurde bestätigt, dass das pauschale Herausnehmen der Versorgungsunterbrechungen des Störungsanlasses „Einwirkung Dritter“ bei der Bestimmung des Qualitätselementes dessen normativer Intention entgegen steht.⁸ Dies ist einerseits damit begründet, dass jede Versorgungsunterbrechung nach Möglichkeit zu vermeiden und die aufgetretene Störung so kurz wie möglich zu halten ist. Andererseits stärkt dies den Anreiz des Netzbetreibers durch öffentliche Informationen, Schulungsmaßnahmen und hochqualifizierte Planauskünfte zur Vermeidung der Störungen durch Dritte beizutragen. Unter dem Störungsanlass „Einwirkung Dritter“ sind dabei alle Versorgungsunterbrechungen an-

⁸ Vgl. BGH, Beschluss vom 22.07.2014, EnVR 59/12; BGH, Urteil vom 08.05.2018, VI ZR 295/17.

zugeben, deren Ursache auf die Berührungen oder Annäherungen an spannungsführende Teile durch Personen, Tiere, Bäume, Erd- und Baggararbeiten, Brände, Kräne, Flugobjekte (Flugzeuge, Drachen oder Ähnliches) zurückzuführen ist, sofern die Störung einem Dritten zugeordnet werden kann. Der Vorschlag einzelne Versorgungsunterbrechungen mit Zuordnung „Einwirkungen Dritter“ aus der Grundgesamtheit herauszulösen, oder nur einmalig bei der Bestimmung von Qualitätselementen zu verwenden, ist systematisch falsch, da bereits bei der Erfassung Grenz- oder Konfliktfälle zwischen Störungsanlässen „Zuständigkeit des Netzbetreibers/kein erkennbarer Anlass“ und „Einwirkung Dritter“ nicht auszuschließen sind. „Die Festlegung der tatsächlichen Verursachung einer Versorgungsunterbrechung kann im Einzelfall Schwierigkeiten aufwerfen, wenn etwa ein Leitungsschaden zwar unmittelbar auf einem Baggerschaden beruht, dieser aber durch eine unsorgfältige Planauskunft des Netzbetreibers mitverursacht worden oder dies nicht auszuschließen ist“.⁹ Den methodischen Abwägungen zur Ausgestaltung des Qualitätselementes gegenüber haben die diesbezüglichen Ausführungen in der Stellungnahme in der Folge zurückzustehen.

- 60 Darüber hinaus fließen geplante Versorgungsunterbrechungen aufgrund von „Zählerwechseln“ nicht in die Bestimmung des Qualitätselements ein. Hierdurch sollen verzerrende Effekte, die durch die Liberalisierung des Messwesens und den Rollout von modernen Messeinrichtungen bzw. intelligenten Messsystemen verursacht werden können, vermieden werden.
- 61 Die „sonstigen“ geplanten Versorgungsunterbrechungen werden mit einem Faktor von 0,5 gewichtet.
- 62 Versorgungsunterbrechungen unterliegen im zeitlichen Verlauf stochastischen Schwankungen, die die Kennzahl eines Kalenderjahres beeinflussen und dadurch auf die Zuschläge oder Abschläge auf die Erlösobergrenzen der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber auswirken. Um die Auswirkungen dieser stochastischen Schwankungen und die daraus resultierenden Risiken der Betroffenen zu dämpfen, werden Durchschnittswerte aus den SAIDI/ASIDI-Werten über drei Jahre gebildet.

⁹ Vgl. BGH, Beschluss vom 22.07.2014, EnVR 59/12, RdE 2014, 495 Rn. 75 f.; sowie BGH, Urteil vom 08.05.2018, VI ZR 295/17, RdE 2018, 477 Rn. 23.

- 63 Der Bundesnetzagentur liegen für die Höchst- und Hochspannung zurzeit keine Daten vor, die eine Berechnung belastbarer Zuverlässigkeitskenngrößen ermöglichen. Aufgrund des in diesen Netzebenen üblichen Ansatzes des sogenannten „n-1 Kriteriums“, ist die Anzahl der auftretenden Versorgungsunterbrechungen sehr gering, so dass eine sehr hohe Stochastik bei der Ermittlung von Zuverlässigkeitskennzahlen in diesen Netzebenen zu erwarten ist. Daher können zum gegenwärtigen Zeitpunkt keine belastbaren Zuverlässigkeitskenngrößen (SAIDI/ASIDI) für die Hoch- und Höchstspannungsebene berechnet werden. Für diese Netzebenen wird folglich kein Qualitätselement erlöswirksam.
- 64 Die Zuverlässigkeitskennzahl SAIDI/ASIDI beschreibt allgemein die mittlere kumulierte Dauer von Versorgungsunterbrechungen für einen Kunden in einem definierten Zeitraum. In der Niederspannungsebene wird zur Berechnung des SAIDI für ein Kalenderjahr die Summe aller Zeitspannen mit Versorgungsunterbrechungen multipliziert mit der Anzahl unterbrochener Letztverbraucher gebildet und diese anschließend durch die Anzahl aller angeschlossenen Letztverbraucher dividiert. In der Mittelspannungsebene wird zur Berechnung des ASIDI für ein Kalenderjahr die Summe aller Zeitspannen mit Versorgungsunterbrechungen multipliziert mit den installierten Bemessungsscheinleistungen der unterbrochenen Netzkuppeltransformatoren und Letztverbrauchertransformatoren gebildet und anschließend durch die gesamte installierte Bemessungsscheinleistung aller angeschlossenen Netzkuppeltransformatoren und Letztverbrauchertransformatoren dividiert.
- 65 Die Kennzahlenwerte sind aus den Netzzuverlässigkeitsdaten der letzten drei abgeschlossenen Kalenderjahre, soweit für diesen Zeitraum belastbare Daten vorliegen, jährlich neu zu berechnen.

7. Referenzwertermittlung

- 66 Aus den Kennzahlenwerten sind Kennzahlenvorgaben (Referenzwerte) als gewichtete Durchschnittswerte, unter der Berücksichtigung von gebietsstrukturellen Unterschieden, zu ermitteln. Die Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede über eine geeignete, kontinuierliche Funktion erhöht die Abbildungsgenauigkeit von Struktureinflüssen.

- 67 Die Ausgestaltung des nach §§ 19, 20 ARegV zu bestimmenden Qualitätselements ist nicht abschließend. Das Energiewirtschaftsgesetz und die Anreizregulierungsverordnung geben hinsichtlich der zu berücksichtigenden Kennzahlen, der Ermittlung der Kennzahlenwerte und der Kennzahlenvorgaben sowie hinsichtlich der anzuwendenden Methode maßgebliche Weichenstellungen vor. Es verbleiben bei der näheren Ausgestaltung und dem Verfahren der Bestimmung des Qualitätselements notwendigerweise erhebliche Spielräume. Der mit der Bestimmung des Qualitätselements betrauten Regulierungsbehörde steht bei der Auswahl der einzelnen Parameter und Methoden ein Spielraum zu, der in einzelnen Aspekten einem Beurteilungsspielraum, in anderen Aspekten einem Regulierungsermessen gleichkommt (BGH, Beschluss vom 22.07.2014, EnVR 59/12 – Stromnetz Berlin, Rn. 13 ff).
- 68 Der gutachterlichen Empfehlung, auf Basis von Netzbetreiberdaten den Einfluss gebietsstruktureller Merkmale auf die Netzzuverlässigkeit hinsichtlich eines plausiblen Zusammenhangs regelmäßig einer Überprüfung zu unterziehen, wurde gefolgt.

7.1 Referenzwerte der Niederspannung

- 69 Für die Niederspannung ist weiterhin kein hinreichend belastbarer Zusammenhang zwischen dem SAIDI und einem der untersuchten Strukturparameter im Hinblick auf die Berücksichtigung gebietsstruktureller Unterschiede ersichtlich (vgl. hierzu **Anlage 1**). Insofern wird der Referenzwert in der Niederspannungsebene als mit der Anzahl der Letztverbraucher gewichteter Mittelwert der SAIDI-Kennzahlen ermittelt. Als Gewichtungsfaktor ist dabei die Anzahl der Letztverbraucher der Niederspannung (inkl. der Umspannebene MS/NS) heranzuziehen. Für die weiteren im Laufe der vierten Regulierungsperiode zu bestimmenden individuellen Qualitätselemente ist der Referenzwert für die Niederspannung auf Basis des gewichteten Mittelwerts aus den SAIDI-Werten jährlich neu und unter Berücksichtigung der aktualisierten Datengrundlage zu bestimmen.

7.2 Referenzwerte der Mittelspannung

- 70 In der Mittelspannung weist der Strukturparameter Lastdichte einen hinreichend belastbaren Zusammenhang mit der Zuverlässigkeitskennzahl ASIDI auf und ist von

den untersuchten Parametern auch am besten geeignet, gebietsstrukturelle Unterschiede bei der Referenzwertermittlung für das Qualitätselement abzubilden (vgl. hierzu **Anlage 1**).

- 71 Dabei besteht zwischen dem exogenen Strukturparameter Lastdichte und der Netzzuverlässigkeit ein nichtlinearer Funktionszusammenhang. Bei einer sehr geringen Lastdichte beeinflusst eine Veränderung der Lastdichte stark die Netzzuverlässigkeit, während bei einer sehr hohen Lastdichte die Veränderung der Lastdichte die Netzzuverlässigkeit nur wenig beeinflusst wird. Es liegt somit ein hyperbelähnlicher Funktionsverlauf wie nachstehend dargestellt vor.

$$y_{\text{ind}}^{(\text{Ref})} = \frac{b}{x^c} + a$$

mit:

$y_{\text{ind}}^{(\text{Ref})}$: netzbetreiberindividueller Referenzwert für die Mittelspannungsebene

x: individuelle Lastdichte des Netzbetreibers in kW/km²

a, b: Regressionskoeffizient

c: Regressionsexponent.

- 72 Die Lastdichte ist für die Mittelspannungsebene definiert als der Quotient aus der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen [kW] und der geografischen Fläche [km²]. Die Jahreshöchstlast wird hierbei um den Anteil der Lasten horizontal angeschlossener Weiterverteiler (sogenannte Weiterverteiler auf gleicher Spannungsebene) bereinigt, sofern diese Weiterverteiler am Netz angeschlossen sind, um so einen Gleichlauf mit den Versorgungsunterbrechungen herzustellen.
- 73 Die Regressionskoeffizienten a, b und c ergeben sich regressionsanalytisch auf Basis der zu Grunde liegenden Daten. Auch der Exponent c wird dabei frei bestimmt, so dass sich der optimale Wert für den Exponenten c ergibt. Im Gegensatz zu den Regressionskoeffizienten a und b besteht für den Exponenten c ein ingenieurwissenschaftlich plausibler Wertebereich [0,5;1]. Für a, b und c besteht weiterhin die Bedingung, dass diese keine negativen Werte annehmen dürfen.

- 74 Zur Bestimmung der gebietsstrukturellen Unterschiede ist der Strukturparameter Lastdichte als Mittelwert der letzten drei abgeschlossenen Kalenderjahre heranzuziehen. Eine Mittelwertbildung über drei Kalenderjahre ist u. a. deswegen geboten, da ansonsten keine Bereinigung von Netzübergängen erfolgt. Somit ist sichergestellt, dass im jeweiligen Kalenderjahr dem zu betrachtenden Netzgebiet die entsprechenden Strukturparameter zugeordnet sind.
- 75 Für die Mittelspannung ist die Verwendung der Lastdichte als einziger Parameter in der Gesamtschau als die beste Lösung identifiziert. Dieses Ergebnis bestätigen die Analysen, die seit Beginn der Qualitätsregulierung gemacht werden konnten. Auch im E-Bridge-Gutachten konnte kein anderer Strukturparameter identifiziert werden, der die Beeinflussung der Netzzuverlässigkeit durch gebietsstrukturelle Merkmale besser beschreibt als die Lastdichte (vgl. E-Bridge-Gutachten S. 98 ff.). Gleiches gilt für die aktuellen Analysen auf Basis der zuletzt erhobenen Daten (vgl. **Anlage 1**). Die aktuellen Analysen der Bundesnetzagentur zeigen weiterhin, dass kein anderer Parameter besser geeignet ist, gebietsstrukturelle Merkmale abzubilden (vgl. **Anlage 1**).
- 76 Bei der regressionsanalytischen Bestimmung der Referenzwertfunktion ist zudem ein Gewichtungsfaktor zu berücksichtigen, u. a. um die (ausgefallene) Kundenstruktur sachgerecht zu approximieren. Als Gewichtungsfaktor wird die Anzahl der Letztverbraucher der Mittel- und Niederspannung (inklusive der Umspannebenen HS/MS und MS/NS) verwendet, da sich diese Größe als die geeignetste herausgestellt hat. Dies erfolgt auch vor dem Hintergrund, dass dadurch ein direkter Bezug zu der Skalierungsgröße des Monetarisierungsfaktors (nach Tenor Nr. 10 ebenfalls die Anzahl der Letztverbraucher) hergestellt ist und um in der Summe über alle Qualitätselemente die angestrebte Erlösneutralität herzustellen (s. u.). Letztverbraucher sind im Ausgangspunkt Kunden, die Energie für den eigenen Gebrauch kaufen (Haushalte, Gewerbe- und Industriebetriebe oder landwirtschaftliche Betriebe).
- 77 Die Grenzen des Erwartungsbereiches von c wurden dabei gutachterlich nicht als „scharfe“ Grenzen betrachtet (Follegutachten, S. 15). Die Belastbarkeit der modellhaften Betrachtungen ist insoweit auf abstrakte und kostenoptimale Modell- bzw. Referenznetze begrenzt. Wird ein optimales Bestimmtheitsmaß ermittelt, setzt dies

vielmehr die Freigabe des betrachteten Exponenten c voraus (vgl. hierzu OLG Düsseldorf, Beschluss vom 17. Februar 2016 – VI-3 Kart 245/12 [V] –, juris, Rn. 105). Das OLG Düsseldorf hat insoweit festgestellt, dass kein Anlass bestehe, an den Ausführungen des im zitierten Beschwerdeverfahren bestellten Sachverständigen zu zweifeln. Angestrebt wird eine Kongruenz zwischen empirischem Befund und Modellüberlegungen. Der Erwartungsbereich ist das Ergebnis ingenieurwissenschaftlicher Annahmen und Modellüberlegungen, in denen nachrangige, im realen Netz auftretende aber nicht zu vernachlässigende Einflussfaktoren ausgeblendet werden. Diese Einflussfaktoren können jedoch zu Abweichungen von den idealtypischen Ergebnissen für den Erwartungsbereich führen. Dies trifft auch für die analytischen Untersuchungen gebietsstruktureller Einflüsse zu, die im E-Bridge-Gutachten anhand von Referenznetzen durchgeführt wurden. Um sinnvolle Zusammenhänge und Modellansätze zur Beschreibung der Abhängigkeit der Netzzuverlässigkeit von gebietsstrukturellen Merkmalen herleiten zu können, mussten auch diesmal im Rahmen der gutachterlichen Analysen bestimmte, insbesondere endogene Einflüsse ausgeblendet werden, die jedoch reale Netze prägen und den Einfluss gebietsstruktureller Merkmale teils überlagern (vgl. E-Bridge-Gutachten, S. 42). Zu diesen Einflüssen zählen bspw. die Stochastik des Störaufkommens in realen Netzen, die netzbetreiberspezifische Betriebsmittelwahl und deren Altersstruktur, historische Entwicklungen, individuelle Besonderheiten oder Entscheidungen des individuellen Betreibers sowie vermehrt der Einsatz von Fernwirktechniken. In der Folge sind im Rahmen der statistischen Analyse auf Basis der Daten realer Netze Abweichungen von den Ergebnissen der Ingenieursmodelle zu erwarten (vgl. E-Bridge-Gutachten, S. 62). Nur wenn sich c -Werte ergeben, die deutlich außerhalb des Erwartungsbereiches liegen, ist von nicht hinreichend belastbaren Zusammenhängen auszugehen; dann ergäbe sich für diesen Parameter kein schlüssiges Gesamtbild (vgl. Gerichtsgutachten „Verwendung der Lastdichte als gebietsstrukturelles Unterscheidungsmerkmal für die Niederspannungsebene [...]“, Juni 2015, S. 3). Im seinerzeit entschiedenen Fall betrug der Wert $c = 2,1$, der aus einer ingenieurwissenschaftlichen Sicht nicht zu erklären war (OLG Düsseldorf, Beschluss vom 17. Februar 2016 – VI-3 Kart 245/12 [V] –, juris, Rn. 99).

- 78 Sollte sich für den regressionsanalytisch ermittelten Exponenten ein c -Wert ergeben, der außerhalb der ingenieurwissenschaftlich plausiblen Bandbreite liegt, wird

dieser mit Hilfe des Hypothesentests dahingehend überprüft, ob sich dieser von den Grenzen des Wertebereichs signifikant unterscheidet.

- 79 Die Bundesnetzagentur hat zur Bewertung des in **Anlage 1** dargestellten c-Wertes und zu dessen Entwicklung erneut gutachterliche Unterstützung geholt. Die Bewertungen der Gutachter sind in **Anlage 2** enthalten. Danach liegt der Wert weiterhin innerhalb seines Erwartungsbereiches. Zusammenfassend werden im Ergänzungsgutachten Schlussfolgerungen getroffen (vgl. **Anlage 2**, S. 18):
- Ein sinkendes Bestimmtheitsmaß R^2 ergibt sich, wenn Netze mit unterschiedlichen endogenen Merkmalen miteinander durchmischt werden. Als wesentlicher Einfluss wird dabei die Ausbringung von Fernwirktechnik identifiziert, dessen Wirkung auf Bestimmtheitsmaß bestätigt wird.
 - Die Methodik bleibt korrekt, wenn ausschließlich von exogenen Parametern ausgegangen wird. Auch der Rückgang des Exponenten c ist plausibel, da die Fernwirktechnik eine überproportionale Reduktion der Nichtverfügbarkeit in Netzen mit geringer Lastdichte bewirkt.
 - Eine Veränderung der Regressionskoeffizienten stellt nicht die gesamte Methodik in Frage, solange es plausible endogene Erklärungsansätze gibt. Die weiterhin signifikante Bedeutung des gebietsstrukturellen Merkmals Lastdichte unterstreicht die Robustheit der Methode. Die Kongruenz zwischen den ingenieurwissenschaftlichen Überlegungen und empirischem Befund ist gegeben.
- 80 Die Auswahl geeigneter Strukturparameter und die Belastbarkeit der Ergebnisse sind von einer Reihe von Kriterien abhängig. Es muss ein signifikanter Einfluss auf die Zuverlässigkeit vorliegen. Dieser wurde mit Hilfe statistischer Testverfahren wie nicht-parametrischer Panel-Regressionen oder Hypothesentests belastbar nachgewiesen. Mit Hilfe nicht-parametrischer Panel-Regressionen werden lokale Polynomfunktionen abschnittsweise an die Datensätze angepasst. Somit können lokal differenzierte Schätzwerte für den Einfluss einer Strukturgröße (z. B. Lastdichte) auf die Netzzuverlässigkeitskennzahl ermittelt werden. Diese Vorgehensweise ermöglicht die Feststellung struktureller Unterschiede über den gesamten Definitionsbereich

der Strukturgröße. Der Funktionsverlauf wird explorativ ermittelt und mit den ingenieurwissenschaftlichen Analysen abgeglichen.

- 81 Bei der Verwendung mehrerer Strukturparameter sind Scheinsignifikanzen (d. h. in gleicher Weise erklärende Parameter) auszuschließen, insbesondere dann, wenn die Strukturparameter hohe Korrelationen (lineare Abhängigkeiten) zueinander aufweisen. Weiterhin sollte das verwendete Modell durch analytische Überlegungen begründet sein. Entsprechend den Kriterien zur Auswahl von Strukturparametern wurden alle potentiell geeigneten Kandidaten untersucht. Der Strukturparameter Lastdichte bildet dabei die o. g. Kriterien am besten ab. Der Erklärungsgehalt und die Belastbarkeit des Ergebnisses aus der Signifikanz- und Regressionsanalyse sind auch in Form des ermittelten Bestimmtheitsmaßes mathematisch hinreichend nachgewiesen.
- 82 Der in **Anlage 1** dargestellte Zusammenhang aus den Zuverlässigkeitskennzahlenwerten und der Lastdichte wurde mit den Stellungnahmen aufgegriffen. Hinsichtlich des Bestimmtheitsmaßes R^2 wird darin angemerkt, dass dieses einen zu geringen Wert aufweist bzw. im Zeitverlauf absinkt. Das Bestimmtheitsmaß R^2 beschreibt dabei den Anteil der durch das (Lastdichte-) Modell erklärten Varianz der Zielgröße (vgl. Sachs/Hedderich 2020 „Angewandte Statistik“, 17 Aufl. Springer, S. 825). Je größer das R^2 ist, umso besser kann die Zielgröße in dem Modell beschreiben werden. Das Bestimmtheitsmaß erreicht im Fall des „Lastdichtemodells“ aktuell einen Wert von rd. 40 %. Im ingenieurwissenschaftlichen Teil des E-Bridge-Gutachtens ist R^2 für das „Lastdichtemodell“ auf Basis von Referenznetzen mit 60 % (bzw. 84 %) und im statistischen Teil, auf Basis tatsächlicher Netzdaten, ist es mit 42 % ausgewiesen (vgl. E-Bridge-Gutachten, S. 46, 86). Das Bestimmtheitsmaß erreicht im Ausgangsgutachten demgegenüber lediglich einen Wert von 38 % (vgl. Ausgangsgutachten, S. 90). Dies zeigt, dass der aktuelle Wert des Bestimmtheitsmaßes in einem Bereich liegt, der den gutachterlich bestimmten Größenordnungen entspricht und für die hier zu Grunde liegenden Fragestellungen einen hinreichenden Varianzanteil erklärt. Prinzipiell sind bereits Zusammenhänge mit einem Bestimmtheitsmaß R^2 ab 20 % als bedeutsam anzusehen (vgl. E-Bridge-Gutachten, S. 85). Die so ermittelten Werte erklären sich daraus, dass mit der Lastdichte ein rein exogener

Einflussfaktor zu verwendet ist und endogene Faktoren aus methodischen Abwägungen auszublenden sind (vgl. Ausgangsgutachten, S. 47 – 48). Die Zuverlässigkeit wird jedoch durch diese endogenen Faktoren beeinflusst (vgl. Rn. 77). Als Beispiel für einen solchen endogenen Einfluss auf die Zuverlässigkeitskennzahlen ist der zunehmende Einsatz von „Fernwirktechniken“ zu nennen, der über die Gesamtheit der Netzbetreiber darüber hinaus in nicht gleicher Weise wirkt, im Zeitverlauf aber die sinkende Bestimmtheitsmaße erklärt (vgl. **Anlage 2**, S. 8 ff.).

- 83 Wenn in den Stellungnahmen zudem angemerkt wird, dass das Bestimmtheitsmaß allein nicht geeignet ist, die Geeignetheit eines Modelles festzustellen, ist dem mit Verweis auf **Anlage 1** und der Rn. 80 dieser Festlegung entgegenzuhalten, dass die Bewertung aller untersuchten Modelle auf Grundlage weiterer und in der Praxis üblichen Untersuchungen basieren. Zu nennen sind dabei die Durchführung explorativer Datenanalysen für verschiedene Einflussfaktoren, um mit deren Hilfe fortlaufend für verschiedene Intervalle der Dichteparameter deren Einflüsse auf die Zuverlässigkeitskennzahlenwerte zu schätzen (vgl. E-Bridge-Gutachten, S. 73). Brüche oder nicht erwartbare Funktionsverläufe sind bei Berücksichtigung aller Datenpunkte nicht festzustellen. Zur Absicherung der Ergebnisse zählen – neben der Bestimmung der Bestimmtheitsmaße – Analysen der Fehlerterme sowie die Bestimmung der beiden Informationskriterien AIC (Akaike Information Criterion) und BIC (Bayesian Information Criterion) u. a. um die Modelle untereinander vergleichen zu können. In der Folge sind Ergebnisse nach den üblichen wissenschaftlichen Kriterien bewertet und abgesichert (vgl. E-Bridge-Gutachten, S. 86).
- 84 Die Netzzuverlässigkeitskennzahlen und die zur Abbildung gebietsstruktureller Unterschiede verwendeten Strukturparameter sind einander kongruent gegenüber zu stellen. Folgerichtig ist die zeitgleiche Jahreshöchstlast um Entnahmen der Weiterverteiler zu korrigieren. Gemäß Tenor Ziffer 3 und 4 sind Ebenen oberhalb der Mittelspannung für das Qualitätselement nicht zu berücksichtigen. Die Zuverlässigkeitsgrößen SAIDI bzw. ASIDI werden allein aus der Nieder- und Mittelspannung herangezogen und diese den entsprechenden Strukturparametern gegenübergestellt.

- 85 Die Lastdichte als Strukturparameter zur Bestimmung des Referenzwertes mit dem entsprechenden nichtlinearen Funktionszusammenhang wird für die vierte Regulierungsperiode bestimmt und nicht jährlich neu überprüft. Die Referenzfunktion und somit die Regressionskoeffizienten inklusive des Regressionsexponenten c werden auf Grundlage der jährlich zu aktualisierenden Datenbasis neu ermittelt, so dass auf dieser Basis entsprechend auch die Referenzwerte der Mittelspannung jährlich neu bestimmt werden.
- 86 In den Stellungnahmen wurde teilweise die Robustheit der Regressionsfunktion insbesondere in Bereichen mit sehr kleiner/großer Lastdichtewerte (Randbereiche) angezweifelt und angeregt, weitere Sicherheitsmechanismen zu prüfen. Dem ist entgegenzuhalten, dass die methodische Ausgestaltung des Qualitätselementes in allen vorliegenden Gutachten überprüft und bestätigt wurde. Dessen Belastbarkeit hält auch die Überprüfung hinsichtlich der materiellen Wirkung stand. Über die bereits implementierten Maßnahmen zur Risikodämpfung hinausgehende Sicherheitsmechanismen sind nicht sinnvoll. Als eine Alternative zur Dämpfung von Schwankungen wurde beispielsweise bereits im Ausgangsgutachten die Einführung eines sogenannten Totbandes diskutiert, d. h. einer Bandbreite von Abweichungen vom Referenzwert ohne Zu- oder Abschläge. Überzeugende Gründe sprechen jedoch gegen die Einführung solcher Totbänder, Trichter oder Konfidenzbänder, unabhängig von deren konkreten Konstruktion: Sie stehen im Widerspruch zu einer möglichst einfachen Struktur der Qualitäts-Erlös-Funktion (vgl. Ausgangsgutachten, S. 15, Abb. 2.3). Die geforderten Totbänder führen an ihren Grenzen zu Knickstellen des Funktionsverlaufes, die erheblichen Änderungen der Qualitätselemente zur Folge haben, abhängig davon, ob ein Netzbetreiber die Grenze des Totbandes gerade überschreitet oder nicht. Die eindeutige Bestimmung der Grenzen eines Totbandes ist nicht erkennbar. Eine Dämpfungswirkung bzw. ein weiterer Sicherheitsmechanismus, wie er in diesem Zusammenhang in den Stellungnahmen gefordert wird, hat zudem den Nachteil, dass diese die typischen Schwankungen der Zuverlässigkeitskennzahlenwerte überdecken, eine dämpfende Wirkung entfalten, aber die gewünschte Anreizwirkung des Qualitätselementes – bis hin zur Wirkungslosigkeit – dämpfen. Demgegenüber ist die hier vorgesehene Mittelwertbildung über drei Jahre, in Verbindung mit einer möglichst linearen Qualitäts-Erlös-Funktion vorzuziehen, welche die Auswirkungen stochastischer Einflüsse mindern. Weiterhin sind als

Sicherheitsmechanismen bereits Kappungsgrenzen (zwischen 2 und 4 %, vgl. Abschnitt 9) vorgesehen. Auch bleiben alle Versorgungsunterbrechungen, die nachweislich und definitionsgemäß der höheren Gewalt zuzuordnen sind bei der Bestimmung des Qualitätselementes ausnahmsweise unberücksichtigt. Unter dem Stichwort Sicherheitsmechanismen wird zudem die Nichtberücksichtigung aller Nachkommastellen beim Strukturparameter „Lastdichte“, bei gleichzeitiger Rundung der Referenzwerte auf lediglich zwei Nachkommastellen gefordert. In wieweit sich aus diesem Vorschlag für einzelne Netzbetreiber eine Sicherheit gegenüber Risiken ergibt, ist für die Bundesnetzagentur nicht nachvollziehbar. Im Übrigen ist dieser Vorschlag auch inkonsistent. Er enthält z. B. keine Aussagen zur Vorgehensweise bei der Rundung der Zuverlässigkeitskennzahlenwerte oder anderen Parametern. Die an dieser Stelle angewandte Vorgehensweise ist üblich und sie bedarf keinerlei Anpassungen in den Berechnungsabläufen. Schließlich sind die monetären Auswirkungen als maximal vernachlässigbar einzuschätzen.

- 87 Wenn darüber hinaus in den Stellungnahmen festgestellt wird, dass im Bereich hoher Lastdichtewerte (um 3.000 kW/km²) die Beobachtungsdichte abnimmt und daraus geschlussfolgert wird, dass diese Datenpunkte einer besonderen Berücksichtigung bedürfen, kann dem nicht gefolgt werden. Einer gesonderten Untersuchung der statischen Aussagekraft der Ergebnisse des Qualitätselementes bezogen auf einzelne Netzbetreiber bedarf es nicht. Die geforderten Ausreißeranalysen, wie sie beispielsweise bei der Durchführung des Effizienzvergleichs anzuwenden sind, sind nach §§ 18 ff. ARegV für das Qualitätselement nicht vorgesehen. Typische mathematische Verfahren wie die Cook-Distanz oder die DFBETAS zur Bestimmung von Ausreißer können beispielsweise nicht angewendet werden, da bei der durchgeführten Regressionsanalyse zur Ermittlung der Referenzwerte eine Gewichtung der Datenpunkte vorgenommen wurde (vgl. Rn. 76). Die Anwendung der Cook-Distanz oder DFBETAS würde automatisch zur Identifikation von Datenpunkten mit einem hohen Gewicht als Ausreißer führen, da diese die Funktion und das Bestimmtheitsmaß durch das gewählte Vorgehen stark beeinflussen können. Die Bereinigung des Datensatzes um Ausreißer ist auf diesem Wege daher nicht möglich. Auch ist ein Ausschluss von Datenpunkten, die außerhalb des Hauptfeldes der Punktwolke liegen, nicht sachgerecht, solange für deren Lage keine Datenerfassungsfehler verantwortlich sind. Um Verzerrungen durch solche Fehler auszuschließen, wurden

Untersuchungen durchgeführt. Auffällige Datenpunkte wurden anhand ihres individuellen Betrags an der Gewichtunggröße dahingehend überprüft, wie stark deren Einfluss auf den Verlauf der Regressionsfunktionen und deren Bestimmtheitsmaße ist (vgl. **Anlage 2**, S. 4 bis 7). Auch die einzelnen Plausibilisierungsschritte der entsprechenden Netzbetreiber wurden einer Überprüfung unterzogen. Im Ergebnis waren auch die Angaben von Netzbetreibern mit auffälligen Datenpunkten nachvollziehbar.

8. Monetarisierung

- 88 Unter Abwägung der Zielsetzungen nach § 1 EnWG ist grundsätzlich eine am Letztverbraucher orientierte Optimierung der Versorgungszuverlässigkeit anzustreben. Dies kann erreicht werden, wenn die Grenzkosten der Netzbetreiber für eine Qualitätsveränderung dem Grenznutzen der Gesellschaft aus einer Qualitätsverbesserung/Qualitätsverschlechterung entsprechen.
- 89 Die Zuschläge oder Abschläge auf die Erlösobergrenze, die in Abhängigkeit vom erreichten Qualitätsniveau ermittelt werden, sollen die Kosten der Gesellschaft aufgrund einer Versorgungsunterbrechung widerspiegeln. Der gesellschaftlich empfundene Wert der Versorgungsqualität muss für die Monetarisierung von Abweichungen der Netzbetreiber von ihren entsprechenden Referenzwerten ausschlaggebend sein. Diese Kopplung des Monetarisierungsfaktors an die Kundensicht eröffnet einen Spielraum für eine integrierte Kosten- und Qualitätsoptimierung durch den einzelnen Netzbetreiber. Das Modell ermöglicht langfristig eine Entwicklung hin zum gesamtwirtschaftlich optimalen Qualitätsniveau, bei dem die netzseitigen Grenzkosten dem kundenseitigen Grenznutzen der Versorgungsqualität entsprechen.
- 90 Die Ausfallkosten – auch als „Value of Lost Load“ (VoLL) bezeichnet – für Deutschland werden auf Basis eines makroökonomischen Ansatzes, der sogenannten Produktionsfunktionsmethode, ermittelt. Ausgangspunkt für die Ableitung des Monetarisierungsfaktors ist eine Analyse der durch eine Versorgungsunterbrechung zu erwartenden gesellschaftlichen Kosten. Elektrizität wird dabei insbesondere als Input-Faktor für Wertschöpfung in der Produktion, in der Industrie, beim Gewerbe und dem Handels- und Landwirtschaftsbereich sowie als Nutzen stiftend für den Wert

der Freizeit der Haushalte betrachtet. Es wird somit angenommen, dass Versorgungsunterbrechungen zum einen Ausfallkosten in der Industrie, dem Gewerbe und dem Handels- und Landwirtschaftsbereich verursachen und zum anderen die den Haushalten zur Verfügung stehende Freizeit reduzieren und sich daher negativ auf das Nutzenniveau der Haushalte auswirken. Über entsprechende Annahmen bezüglich des Verhältnisses von Stromendverbrauch zu Wirtschaftsleistung bzw. Freizeitnutzen wird der daraus resultierende Wert einer ausgefallenen Kilowattstunde (kWh) ermittelt.

- 91 Kernannahme für die Schätzung von Ausfallkosten der Sektoren Land-/ Forstwirtschaft/ Fischerei, Industrie und Handel/ Gewerbe/ Dienstleistungen/ Transport ist die einer linearen Produktionsfunktion, wonach sich der Wert einer Kilowattstunde innerhalb eines Sektors direkt aus dem Verhältnis der sektoralen Wertschöpfung zu dem Gesamtstromverbrauch dieses Sektors ergibt.
- 92 Für die Bestimmung der Ausfallkosten im Haushaltsbereich wird wie im Industriebereich die Kernannahme eines linearen Zusammenhangs zwischen dem Wert der Freizeit bzw. Wertschöpfung und dem Stromverbrauch zugrunde gelegt. Der Nutzen von Freizeit verhält sich also proportional zum Stromverbrauch. Dies impliziert zudem, dass jede Stunde mit unterbrochener Stromversorgung im Haushalt einer verlorenen Stunde Freizeit entspricht.
- 93 Die Ausfallkosten der drei Sektoren Land-/Forstwirtschaft/Fischerei, Industrie und Handel/Gewerbe/Dienstleistungen/Transport und des Haushaltsbereiches werden mit dem Stromverbrauch in Bezug gesetzt.
- 94 Werden die ermittelten Schadenskosten mit der durchschnittlichen Last pro Endkunde multipliziert und durch 60 min/h dividiert, ergibt sich schließlich der Monetarisierungsfaktor. Die durchschnittliche Last pro Endkunde für das entsprechende Kalenderjahr berechnet sich aus der jährlichen Stromabsatzmenge für Deutschland dividiert durch die Anzahl der Jahresstunden (8.760 h) sowie die Anzahl der Endkunden.
- 95 Die Forderung nach Verwendung der Anzahl an Letztverbrauchern aus der Erhebung zu den Versorgungsunterbrechungen nach § 52 EnWG wird abgelehnt. Im Ausgangspunkt sind Letztverbraucher zwar Kunden, die Energie für den eigenen

Verbrauch kaufen (z. B. Haushalte, Gewerbebetriebe, Industriebetriebe und land-/forstwirtschaftliche Betriebe, vgl. Anlage zu der Allgemeinverfügung Az. 605/8135, S. 13). Auf Grundlage der Allgemeinverfügung Az. 605/8135 sind definitionsgemäß ausschließlich die unmittelbaren Letztverbraucher in der Niederspannung anzugeben (NS-Netzebene und MS/NS-Umspannebene (vgl. Anlage zur Allgemeinverfügung Az. 605/8135, S. 6). Mit dem Vorschlag verblieben jedoch somit die Kunden der höheren Netz- und Umspannebenen unberücksichtigt. Beim Monetarisierungsfaktor ist auf einen weitergefassten Kundenbegriff abzustellen. Gerade weil er auf einem makroökonomischen Ansatz beruht (vgl. Rn. 89 f.). Gleichwohl ist der Zusammenhang mit den Gewichtungsfaktoren der Nieder- und Mittelspannung gewahrt, da einheitengleiche und kundenbezogene Größen verwendet werden. In den Stellungnahmen wird demnach verkannt, dass der Monetarisierungsfaktor die Ausfallkosten der Endkunden in den Blick nimmt. Die Argumentation in **Anlage 1** betrifft dagegen die Gewichtungsgröße der Referenzwerte, die die Versorgungsaufgabe abbildet. Dies könnte prinzipiell auch durch andere Strukturgrößen, beispielsweise die zeitgleiche Jahreshöchstlast erfolgen. Es liegt aber nahe, an dieser Stelle die Letztverbraucher heranzuziehen, da zwischen der Anzahl der Letztverbraucher und Endkunden ein enger Zusammenhang besteht. D. h. aber nicht, dass sich diese Größen 1:1 entsprechen müssen, eine Inkonsistenz ist daher nicht erkennbar.

- 96 Der Monetarisierungsfaktor wurde entsprechend den im Gutachten „Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitätselements im Bereich der Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze“ (vgl. Ausgangsgutachten, S. 99 ff.) beschriebenen Vorgaben ermittelt. Die hier beschriebene makroökonomische Analyse stellt nach wie vor den besten Weg dar, die Zahlungsbereitschaft der Kunden zu ermitteln (vgl. hierzu auch E-Bridge Gutachten, S. 27 ff.). Andere Ansätze, wie etwa eine Kundenumfrage sind im Gegensatz dazu sehr aufwendig und kostenintensiv. Ob die Ermittlung des Monetarisierungsfaktors durch einen derartigen Ansatz verbessert wird, ist zudem unklar.
- 97 Der Monetarisierungsfaktor wird auf Basis der zum Zeitpunkt der Berechnung aktuellsten Daten der öffentlichen Statistik ermittelt und repräsentiert die gegenwertige Entwicklung bezüglich des Elektrizitätsverbrauchs, der Bruttowertschöpfung sowie

der Gesamtlöhne. Sowohl bei der Bruttowertschöpfung als auch hinsichtlich der Gesamtlöhne ist im betrachteten Zeitraum ein Anstieg der Werte festzustellen, der einen höheren Monetarisierungsfaktor begründet. Sollten Daten zu einem bestimmten Kalenderjahr nicht verfügbar sein, so ist ausnahmsweise auf die zuletzt verfügbaren Daten zurückzugreifen.

- 98 Die Bundesnetzagentur nimmt am Ende der Berechnung eine Rundung des Monetarisierungsfaktors auf zwei Nachkommastellen vor. Innerhalb der Zwischenergebnisse erfolgt demgegenüber die Berücksichtigung aller Nachkommastellen. Diese Vorgehensweise entspricht dem bisherigen Vorgehen und ist auch bei anderen Verfahren üblich. Die Rundung des Monetarisierungsfaktor auf vier Nachkommastellen bzw. die Änderung der Einheit in €/min/1.000 LV/a, wie in den Stellungnahmen ausgeführt, hat jedoch – unter Berücksichtigung der Qualitätselemente aller Netzbetreiber – maximal eine vernachlässigbare monetäre Auswirkung. Die Rundung auf zwei Nachkommastellen ist im Ergebnis praktikabel und führt auch nicht zu unververtretbaren Ergebnissen.
- 99 Die Methodik zur Bestimmung des Monetarisierungsfaktors wird für alle Qualitätselemente der vierten Regulierungsperiode beibehalten. Unter Verwendung dieser Methodik wird auf Basis aktueller Daten der Monetarisierungsfaktor jährlich neu berechnet.

9. Kappungsgrenze

- 100 Im Sinne einer Erlösneutralität der Qualitätsregulierung soll mit der Einführung des Qualitätselements keine generelle Veränderung der Erlössituation der Netzbetreiber insgesamt erreicht werden. Vielmehr sollen sich die Bonus- und Maluszahlungen des Qualitätselements über die Gesamtheit aller betroffenen Netzbetreiber möglichst ausgleichen.
- 101 Um die maximalen monetären Auswirkungen des Qualitätselements auf die Erlösobergrenze auf ein verhältnismäßiges Maß zu begrenzen, sollen Kappungsgrenzen berücksichtigt werden.

- 102 Die Kappung wird erst nach Summierung der Bonuszuschläge und Malusabschläge über die betroffenen Netzebenen durchgeführt. Der Bonus- und Malusbereich wird symmetrisch und einheitlich gekappt.
- 103 Durch eine symmetrische Kappung kann es zu einer geringfügigen Abweichung vom Ziel einer erlösneutralen Ausgestaltung der Qualitäts-Kosten-Funktion kommen. Aus diesem Grund hat die Bundesnetzagentur einen Kappungskorridor von 2 bis 4 % vorgegeben. Eine Kappung innerhalb dieses Korridors ist ausreichend, um die Auswirkung auf die Erlösbergrenzen der Netzbetreiber angemessen zu begrenzen. Die Kappungsgrenze wird jährlich unter den genannten Prämissen neu bestimmt.
- 104 Sollte sich aufgrund von Netzübergängen das Ausgangsniveau, auf das sich die Kappung nach Tenor Ziffer 12 bezieht, verändern, hat der Netzbetreiber bei der jährlichen Aktualisierung seiner Daten (vgl. Tenor zu Ziffer 10. und Rn. 55) auch die Höhe des Ausgangsniveaus anpassen und die Anpassung erläutern. Nimmt der Netzbetreiber keine Anpassung vor, behält sich die Bundesnetzagentur eine Prüfung vor.

10. Netzübergänge

- 105 Die Daten hinsichtlich der Kennzahlen ASIDI und SAIDI und der Strukturparameter werden für das Netz entsprechend den tatsächlichen Gegebenheiten jeweils zum 31.12. eines Kalenderjahres berücksichtigt. Die Daten bilden somit das jeweils zum 31.12. eines Kalenderjahres vorhandene Netzgebiet ab. Eine Bereinigung der Daten um Netzübergänge erfolgt somit nicht.
- 106 Netzübergänge werden dadurch berücksichtigt, dass eine Mitteilung über einen arithmetischen, nicht gewichteten Mittelwert der im jeweiligen Kalenderjahr tatsächlich dem Netz zuzuordnenden Kennzahlen ASIDI und SAIDI sowie den Strukturparametern zur Bestimmung des Qualitätselements erfolgt.

11. Befristung der Festlegung

- 107 Die Festlegung ist gemäß § 36 Abs. 2 Nr. 1 VwVfG bis zum 31.12.2028 und damit für die Dauer der vierten Regulierungsperiode befristet.

12. Bekanntmachung der Entscheidung

- 108 Da die Festlegung gegenüber einer Vielzahl betroffener Netzbetreiber erfolgt, nimmt die Beschlusskammer, in Ausübung des ihr nach § 73 Abs. 1a S. 1 EnWG zustehenden Ermessens, eine öffentliche Bekanntmachung der Festlegung vor. Die öffentliche Bekanntmachung wird dadurch bewirkt, dass der verfügende Teil der Festlegung, die Rechtsbehelfsbelehrung und ein Hinweis auf die Veröffentlichung der vollständigen Entscheidung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur im Amtsblatt der Bundesnetzagentur bekannt gemacht werden (§ 73 Abs. 1a S. 2 EnWG). Die Festlegung gilt gemäß § 73 Abs. 1a S. 3 EnWG mit dem Tage als zugestellt, an dem seit dem Tag der Bekanntmachung im Amtsblatt der Bundesnetzagentur zwei Wochen verstrichen sind.

Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. Die Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Vorsitzender

Beisitzer

Beisitzerin

Bourwieg

Petermann

Krank

Mitteilung Nr. 248/2023**Einleitung eines Verfahrens zur Feststellung einer wirksamen Verfahrensregulierung der Kosten aus Europäischen Initiativen („Festlegung FSV KEI“) (BK8-23/008-A)****Einleitung eines Verfahrens zur Feststellung einer wirksamen Verfahrensregulierung der Kosten aus Europäischen Initiativen („Festlegung FSV KEI“) gemäß § 29 Abs. 1 und 2 EnWG i. V. m. § 32 Abs. 1 Nr. 4, § 11 Abs. 2 Satz 2 und 4 ARegV**

Die Beschlusskammer 8 hat gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH unter dem Aktenzeichen BK8-23/008-A ein Verfahren zur Feststellung einer wirksamen Verfahrensregulierung der Kosten aus Europäischen Initiativen („Festlegung FSV KEI“) eingeleitet. Die Festlegung betrifft Kosten, die im Zusammenhang mit der Mitarbeit in Europäischen Initiativen entstehen. Sie soll die regulatorische Kostenanerkennung hinsichtlich der Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber in regional grenzüberschreitenden und Europäischen Initiativen regeln, welche der Schaffung eines einheitlichen Elektrizitätsbinnenmarktes sowie der gemeinsamen Wahrnehmung der Verantwortung für die europäische Systemsicherheit dienen. Die Festlegung wird die Refinanzierung der damit einhergehenden Kosten der Übertragungsnetzbetreiber ab dem Jahr 2024 regeln. Zugleich sollen die bisherigen Festlegungen der wirksamen Verfahrensregulierung zu den Kosten der Europäischen Initiativen vom 21.10.2011 (BK6-10-203/204/205/206) zum 31.12.2023 widerrufen werden.

Die Beschlusskammer beabsichtigt, die Kosten der Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 11 Abs. 2 Satz 4 i. V. m. § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV als verfahrensregulierte Kosten anzuerkennen. Basis wird eine gemeinsame freiwillige Selbstverpflichtung (FSV KEI) der Übertragungsnetzbetreiber sein. In der FSV KEI verpflichten sich die Übertragungsnetzbetreiber insbesondere, alle sich aufgrund europarechtlicher Vorgaben ergebenden Verpflichtungen zur Mitarbeit in den Europäischen Initiativen zu erfüllen und die damit verbundenen Aufgaben untereinander koordiniert und effizient durchzuführen.

Die Beschlusskammer beabsichtigt die Konsultation mit der Veröffentlichung eines Festlegungsentwurfs einzuleiten, sobald die Übertragungsnetzbetreiber eine Absichtserklärung zur Vorlage einer freiwilligen Selbstverpflichtung vorgelegt haben.

Impressum

Herausgeber:	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Redaktion:	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen Referat Z 15 Postfach 80 01 53105 Bonn Tulpenfeld 4 53113 Bonn Telefon: (02 28) 14 53 18 Telefax: (02 28) 14 65 33 E-Mail: amtsblatt@bnetza.de
Erscheinungsweise:	Das Amtsblatt der BNetzA erscheint nach Bedarf, in der Regel 14-täglich
Layout:	Innodata Germany GmbH, 48268 Greven
Bestellung/Versand:	Einzellieferung von älteren Ausgaben Telefon: (02 28) 14 53 18 Herr Gahre E-Mail: amtsblatt@bnetza.de Der Versand erfolgt gegen Rechnung