



- Beschlusskammer 6 -

Beschluss

Az.: BK6-16-200

In dem Verwaltungsverfahren

zur Anpassung der Vorgaben zur elektronischen Marktkommunikation an die Erfordernisse des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende

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

durch den Vorsitzenden Christian Mielke,
den Beisitzer Andreas Faxel
und den Beisitzer Jens Lück

am 20.12.2016 beschlossen:

1. Die Anlage 1 zur „Festlegung einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate zur Abwicklung der Belieferung von Kunden mit Elektrizität“ (Az. BK6-06-009 – GPKE) vom 11.07.2006, zuletzt geändert durch den Beschluss BK6-11-150 vom 28.10.2011, wird durch Anlage 1 dieses Beschlusses ersetzt und ist ab dem 01.10.2017 in der abgeänderten Fassung anzuwenden.

2. Die Anlage 1 zur „Festlegung zur Standardisierung von Verträgen und Geschäftsprozessen im Bereich des Messwesens“ (Az. BK6-09-034 – WiM) vom 09.09.2010, zuletzt geändert durch den Beschluss BK6-11-150 vom 28.10.2011, wird durch Anlage 2 dieses Beschlusses ersetzt und ist ab dem 01.10.2017 in der abgeänderten Fassung anzuwenden.

3. Die Festlegung „Marktprozesse für Einspeisestellen (Strom)“ (Az. BK6-12-153 - MPES) vom 29.10.2012, zuletzt geändert durch den Beschluss BK6-14-110 vom 29.01.2015, wird wie folgt geändert:

a) Die Anlage 1 zu vorgenannter Festlegung wird durch Anlage 3 dieses Beschlusses ersetzt und ist ab dem 01.10.2017 in der abgeänderten Fassung anzuwenden.

b) Tenorziffer 4 der vorgenannten Festlegung wird mit Geltung ab dem 01.01.2017 durch folgende Tenorziffer ersetzt:

"Ab dem 01.01.2017 haben Netzbetreiber zusätzlich zu den in Anlage 1 zu diesem Beschluss genannten Geschäftsprozessen auch Meldungen nach Maßgabe der folgenden Unterziffern entgegenzunehmen, zu bearbeiten und zu bestätigen:

a. Es handelt sich um Erzeugungsanlagen, die in den Geltungsbereich des EEG oder des KWKG fallen,

b. der Absender der Meldung hat nicht zugleich die Rolle eines Lieferanten (Einspeisung) im Sinne der Anlage 1 zu dieser Festlegung inne,

c. die Meldung erfolgt mittels des als Anlage 4 zum Beschluss BK6-16-200 veröffentlichten und über die Homepage der Bundesnetzagentur elektronisch abrufbaren Formulars. Anstelle dieses Formulars darf der Netzbetreiber auch ein Online-Formular bereitstellen, das in Inhalt und Struktur dem vorgenannten Formular entspricht,

d. die Übermittlung des Formulars an die Netzbetreiber erfolgt elektronisch per E-Mail und im Format XLS. Der Betreff der E-Mail ist mit "Einspeisermeldung" zu bezeichnen. Der jeweilige Netzbetreiber hat eine für den Empfang zu verwendende E-Mail-Adresse bekanntzugeben.

- e. Das Meldeformular muss im Fall des Wechsels in die bzw. aus der Einspeisevergütung des § 38 EEG 2014 sowie in die bzw. aus der "Ausfallvergütung" nach § 21 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017 spätestens am fünftletzten Werktag des Vormonats beim Netzbetreiber eingehen, im Fall der Rückzuordnung einer Erzeugungsanlage zur Einspeisevergütung nach § 37 EEG 2014 bzw. § 21 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 oder § 4 Abs. 1, 3 KWKG 2012 bzw. § 4 Abs. 2 KWKG 2016 spätestens 1 Monat vor dem gewünschten Inkrafttreten der Meldung (zum Monatswechsel). Im Fall der Nutzung eines Online-Formulars müssen die erforderlichen Eingaben in den vorgenannten Fristen abgeschlossen sein.
 - f. Der Netzbetreiber hat die Meldung innerhalb von 3 WT an den Meldungsabsender zu bestätigen. Hierzu ist in der an den Netzbetreiber übersandten XLS-Datei die Antwort des Netzbetreibers einzutragen und diese Datei elektronisch an den Meldungsabsender per E-Mail zurückzusenden. Im Fall der Nutzung eines Online-Formulars erfolgt die Bestätigung durch den Netzbetreiber nach Satz 1 mittels einer E-Mail an den Meldungsabsender, die in Inhalt und Struktur dem vorgenannten Formular entspricht."
4. Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen werden verpflichtet, spätestens bis zum 01.02.2018 flächendeckend alle Marktlokationen im Sinne der Anlage 1 zu dieser Festlegung mittels einer eigenständigen Identifikationsnummer (Marktlokations-ID) zu identifizieren, die folgende Anforderungen erfüllt:
- a. Die Marktlokations-ID darf nicht mit der für die Identifikation von Messlokationen im Sinne der Anlage 1 zu dieser Festlegung verwendeten Identifikationsnummer identisch sein.
 - b. Die Generierung und Ausgabe der IDs erfolgt durch eine zentrale bundesweite Stelle (Codevergabestelle). Alle Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen bestellen unverzüglich bei der Codevergabestelle die benötigte Anzahl an Codes und weisen sie den in ihrem Netz befindlichen Marktlokationen zu. Die betroffenen Marktbeteiligten sind über die jeweilige Zuweisung unverzüglich zu informieren. Die Codevergabestelle erfasst ausschließlich den Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, der den Code zum Zeitpunkt der Erstausgabe bestellt hat.

- c. Die ID identifiziert die jeweilige Marktlotation nach ihrer erstmaligen Zuordnung dauerhaft. Eine Veränderung ist unzulässig, solange die Marktlotation existiert. Dies gilt auch in Fällen von Konzessionswechseln.
 - d. Die Marktlotations-ID muss mit einer Prüfziffer ausgestattet sein, anhand derer überprüft werden kann, ob eine ID korrekt übermittelt worden ist.
5. Die Übermittlung sämtlicher EDIFACT-Nachrichten zur Marktkommunikation nach den in den Anlagen 1-3 zu dieser Festlegung enthaltenen Prozessdokumenten sowie nach der Festlegung BK6-07-002 (MaBiS) ist spätestens ab dem 01.06.2017 mittels Signatur und Verschlüsselung abzusichern. Hierbei sind die nachfolgenden Vorgaben einzuhalten:
 - a. Das Verschlüsseln und Signieren von E-Mails ist ausschließlich nach dem S/MIME-Standard gestattet. Die hierfür mindestens einzuhaltenden kryptographischen Sicherheitsanforderungen sind in der Technischen Richtlinie des BSI, TR 03116-4 (Stand: 2016) niedergelegt.
 - b. Bis zum 31.12.2019 kann abweichend von den Vorgaben der BSI TR-03116-4 der zertifizierte private Signaturschlüssel gleichzeitig zur Signaturerzeugung sowie zur Entschlüsselung der an diese E-Mail-Adresse gesandten Daten verwendet werden. In diesem Fall muss das zugehörige Zertifikat beide Verwendungszwecke (Verschlüsselung und Signatur) im Feld „KeyUsage“ enthalten. Die anderen Marktbeteiligten haben zur Verschlüsselung der an diese E-Mail-Adresse übersandten Nachrichten sowie zur Prüfung der für diese E-Mail-Adresse erstellten Signaturen einheitlich den zu dem privaten Schlüssel gehörigen öffentlichen Schlüssel zu verwenden.
 - c. Das Zertifikat muss von einer Zertifizierungsstelle ausgestellt sein, die Zertifikate diskriminierungsfrei für Marktteilnehmer der deutschen Energiewirtschaft anbietet. Es darf kein selbstausstelltes Zertifikat sein.
 - d. Die Adressaten dieser Festlegung sind verpflichtet, die zur Umsetzung der vorgenannten Anforderungen erforderlichen technischen Details zum abgesicherten Austausch zu erarbeiten und der Bundesnetzagentur bis zum 01.02.2017 vorzulegen. Hierfür ist das EDI@ENERGY-Dokument „EDI@Energy – Regelungen zum Übertragungsweg (Konzept) - Regelungen zum sicheren Austausch von EDIFACT-Übertragungsdateien“ (Anlage 5 zu dieser Festlegung) an die vorgenannten Vorgaben anzupassen. Die Adressa-

ten der vorliegenden Festlegung sind verpflichtet, die Anforderungen des angepassten Dokumentes ihrer elektronischen Kommunikation zugrunde zu legen, nachdem alle Marktbeteiligten im Rahmen einer öffentlichen, durch die Bundesnetzagentur begleiteten Konsultation Gelegenheit hatten, zu dem Entwurf Stellung zu nehmen, und es im Anschluss durch die Bundesnetzagentur veröffentlicht worden ist. Sofern sich die in lit. a) genannte technische Richtlinie TR 03116-4 ändert, ist das vorgenannte EDI@ENERGY-Dokument hieran in erforderlichem Umfang im Rahmen des Änderungsmanagements anzupassen.

6. Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen werden verpflichtet, spätestens ab dem 01.10.2017 die Bereitstellung erforderlicher Zählpunkte nach § 20 Abs. 1d EnWG zur Ermöglichung des Lieferantenwechsels für innerhalb von Kundenanlagen i.S.d. § 3 Nr. 24a bzw. 24b EnWG angeschlossene Haushaltskunden (§ 3 Nr. 22 EnWG) jeweils innerhalb von 10 Werktagen (Werktagsdefinition gemäß der Festlegung BK6-06-009 – GPKE), gerechnet ab Übermittlung aller für die Zählpunktbereitstellung erforderlichen Daten von Seiten des Betreibers der jeweiligen Kundenanlage, sicherzustellen. Hierzu werden die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen insbesondere verpflichtet, bis spätestens zum 01.06.2017
 - a. eine einheitliche Geschäftsprozessbeschreibung zu entwickeln und zu veröffentlichen, die die Erfüllung der Verpflichtungen nach Satz 1 dieser Tenorziffer gewährleistet sowie
 - b. ein einheitliches Excel-Formular (XLS) zu entwickeln und zu veröffentlichen, mit dem der jeweilige Betreiber einer Kundenanlage dem betreffenden Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes alle zur Erfüllung der Verpflichtungen nach Satz 1 dieser Tenorziffer erforderlichen Daten vollständig übermitteln kann und mit dem der Betreiber des Elektrizitätsversorgungsnetzes dem Betreiber der Kundenanlage die von diesem benötigten Stammdaten zurücksenden kann.
7. Ein Widerruf bleibt vorbehalten.
8. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Gründe

A.

I. Am 2. September 2016 ist das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (BGBl. I, S. 2034) (nachfolgend: GDEW) in Kraft getreten. Es führt in Artikel 1 das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) ein, das umfangreiche Vorgaben zum Einsatz von Messtechnik im deutschen Energiemarkt und zur Kommunikation der Messwerte zwischen den Marktakteuren trifft. Das MsbG ersetzt zugleich die §§ 21b-21i Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und die Messzugangsverordnung (MessZV).

Das GDEW ordnet, beginnend ab dem Jahr 2017, die Ausstattung von Messstellen von dort näher eingegrenzten Kundengruppen mit so genannten modernen Messeinrichtungen (mME) sowie intelligenten Messsystemen (iMS) an. Es sieht weiterhin umfangreiche Vorgaben zur Erhebung, Kommunikation und Verwendung von Messwerten vor und beabsichtigt, durch technische Datenschutz- und Datensicherheitskonzepte den über die intelligenten Messsysteme abgewickelten Datenverkehr robust gegen unerwünschte Einflüsse zu schützen. Gleichzeitig entfällt nach dem MsbG die bislang existierende Marktrolle des Messdienstleisters. Stattdessen wird die Rolle des Messstellenbetreibers neu definiert.

Das GDEW sieht keine Übergangsfristen oder Einführungsszenarien vor.

Kernbestandteil des MsbG ist eine künftig dezentrale Datenverteilung. Dies bedeutet, dass die Messwerte aus den jeweils beim Verbraucher bzw. Erzeuger installierten Messgeräten unmittelbar an die verschiedenen empfangsberechtigten Akteure (Verteilnetzbetreiber, Übertragungsnetzbetreiber, Lieferant, Letztverbraucher etc.) übermittelt werden sollen (nachfolgend: sternförmige Verteilung). Dieses Konzept unterscheidet sich grundlegend von der heute am Markt etablierten Art der Datenverteilung, bei der der Verteilnetzbetreiber im Regelfall die Messwerte aus den jeweiligen Messgeräten abliest oder abrufen, aufbereitet und einzelzählpunktbezogen an den Lieferanten sowie bilanzkreisbezogen aggregiert an den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) übermittelt.

Da nach dem Ausstattungsplan des MsbG der Einsatz der neuen Messtechnik bereits mit dem Jahr 2017 beginnen soll, eine Umstellung der heute im Einsatz befindlichen Marktprozesse auf die sternförmige Verteilung aber nach Einschätzung der Bundesnetzagentur eine Umstellungszeit von mindestens drei Jahren erfordert, hat der Gesetzgeber in § 60 Abs. 2 Satz 2 MsbG vorgesehen, dass per Festlegung der Bundesnetzagentur bestimmt werden kann, dass im Strombereich bis längstens 31.12.2019 (im Gas auch dauerhaft) vom Grundsatz der sternförmigen Verteilung abgewichen werden kann, was im Ergebnis für die Übergangszeit die

grundsätzliche Beibehaltung der heute eingesetzten Datenverteilungsstrukturen im Energiemarkt ermöglicht. Die bis zum 31.12.2019 zu nutzende Lösung wird nachfolgend mit dem Begriff „Interimsmodell“ bezeichnet, während die danach zu entwickelnde Lösung, die der sternförmigen Verteilung Rechnung trägt, als „Zielmodell“ benannt ist.

II.

1. Mit dem Kabinettsbeschluss vom 4. November 2015 bezüglich des GDEW hat die Bundesnetzagentur ihre Arbeiten im Hinblick auf die Umsetzung des Gesetzes aufgenommen. In der Auftaktveranstaltung im Dezember 2015 hat sie aufgrund der bestehenden Dringlichkeit die Verbände BDEW und VKU gebeten, einen verbändeübergreifend erarbeiteten und soweit wie möglich abgestimmten Vorschlag zu Anpassung aller betroffenen Marktkommunikationsfestlegungen an das Interimsmodell zu erstellen und der Bundesnetzagentur als Grundlage für ein Festlegungsverfahren zukommen zu lassen. BDEW und VKU haben daraufhin gemeinsam Prozess- und Lösungsvorschläge erarbeitet und die Zwischenstände sowie Arbeitsergebnisse in drei Forumsveranstaltungen mit weiteren beteiligten Verbänden (AFM+E, BEMD, Bitkom, bne, EDNA, GEODE), der Bundesnetzagentur und dem BSI erörtert.

2. Mit Datum vom 02.09.2016 ist das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende schließlich in Kraft getreten. Die Beschlusskammern 6 und 7 haben vor diesem Hintergrund am 12.09.2016 von Amts wegen ein Festlegungsverfahren zu den erforderlichen prozessualen Anpassungen der Marktprozessfestlegungen eröffnet. Die Beschlusskammern haben zugleich die Konsultationsdokumente im Zeitraum vom 12.09.2016 bis zum 12.10.2016 zur öffentlichen Konsultation auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht und dies im Amtsblatt Nr. 18 vom 28.09.2016, Mitteilung Nr. 1267 (S. 3684) bekanntgemacht.

Im Rahmen der Konsultation haben folgende Verbände, Interessengruppen und Unternehmen durch Übersendung von Stellungnahmen reagiert: Gemeindewerke Oberhaching GmbH, regiocom GmbH, NEW Niederrhein Energie und Wasser GmbH, SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG, Thüga Aktiengesellschaft, Stromnetz Hamburg GmbH, Vattenfall Europe Sales GmbH, Stromnetz Berlin GmbH, ubitricity - Gesellschaft für verteilte Energiesysteme mbH, eins energie in sachsen GmbH & Co. KG, COUNT+CARE GmbH & Co. KG, Discovergy GmbH, MVV Energie AG, Stadtwerke Leipzig GmbH, Avacon AG, Bayernwerk AG, E.DIS AG, Schleswig-Holstein Netz AG, inetz GmbH, Energieversorgung Mittelrhein AG, TENNET TSO GMBH, Verband für Wärmelieferung e.V., Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V., BHKW-Forum e.V., EnergieNetz Mitte GmbH, TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG, Energienetze Mittelrhein GmbH & Co. KG, innogy SE, 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Trans-

netBW GmbH, DVGW - Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Westfalen Weser Netz GmbH, bne - Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V., BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Verband Kommunaler Unternehmen e.V., EnBW Energie Baden-Württemberg AG, enercity Netzgesellschaft mbH, FNN - Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, GEODE, E WIE EINFACH GmbH, Energy2market GmbH, Die Bundesbeauftragte für den Datenschutz und die Informationsfreiheit, EWE NETZ GmbH, Next Level Integration GmbH, NATURSTROM AG, EHA Energie-Handels-Gesellschaft mbH & Co. KG.

3. Die Bundesnetzagentur hat dem Bundeskartellamt und den Landesregulierungsbehörden gemäß § 58 Abs. 1 Satz 2 EnWG und dem Länderausschuss gemäß § 60a Abs. 2 S. 1 EnWG durch Übersendung des Entscheidungsentwurfs Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Mit dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik hat sich die Behörde gemäß § 75 Nr. 1 MsbG bezüglich der Vorgaben zur Absicherung der Marktkommunikation ins Benehmen gesetzt.

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

B.

I. Zuständigkeit

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für die nachfolgende Festlegung ergibt sich aus § 54 Abs. 1 Hs. 1, Abs. 3 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sowie aus den §§ 47, 75 Messstellenbetriebsgesetz (MsbG). Die Zuständigkeit der Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs. 1 Satz 1 EnWG.

II. Rechtsgrundlage

Diese Festlegung beruht auf Vorschriften des EnWG, des MsbG, des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) sowie der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV).

1. Die Anpassung der „Festlegung einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate zur Abwicklung der Belieferung von Kunden mit Elektrizität“ (Az. BK6-06-009 – GPKE) nach den Tenorziffern 1 und 4 beruht auf § 29 Abs. 1, 2 EnWG sowie § 27 Abs. 1 Nr. 9, 17, 18, 19, 22 StromNZV.

2. Die Anpassung der „Festlegung zur Standardisierung von Verträgen und Geschäftsprozessen im Bereich des Messwesens“ (Az. BK6-09-034 – WiM) nach den Tenorziffern 2

und 4 beruht auf § 29 Abs. 1, 2 EnWG, § 47 Abs. 2 Nr. 5, 7 und § 75 Nr. 3, 5, 6, 7, 8, 10 MsbG.

3. Die Anpassung der Festlegung „Marktprozesse für Einspeisestellen (Strom)“ (Az. BK6-12-153 - MPES) nach den Tenorziffern 3 und 4 beruht auf § 29 Abs. 1, 2 EnWG, § 85 Abs. 3 Nr. 3 EEG bzw. § 85 Abs. 2 Nr. 3 EEG 2017 sowie auf § 27 Abs. 1 Nr. 19, 20 StromNZV.

4. Soweit die vorgenannten Anpassungen im Rahmen des Interimsmodells vom Grundsatz der Datenaufbereitung und -weiterleitung unmittelbar aus dem Smart-Meter-Gateway Abstand nehmen, so beruht dies auf § 75 Nr. 4 i.V.m. § 60 Abs. 2 Satz 2 MsbG.

5. Die Vorgaben zur Verschlüsselung der Marktkommunikation nach Tenorziffer 5 beruhen auf § 75 Abs. 1 i.V.m. § 52 Abs. 1 MsbG.

6. Die nach Tenorziffer 6 ausgesprochenen Verpflichtungen beruhen auf § 29 Abs. 1 EnWG und § 27 Abs. 1 Nr. 9, 17, 18, 19 StromNZV.

7. Der Widerrufsvorbehalt in Ziffer 7 des Tenors beruht auf § 36 Abs. 2 Nr. 3 des Verwaltungsverfahrensgesetzes des Bundes (VwVfG).

III. Formelle Anforderungen

1. Adressaten der Festlegung

Das Verfahren richtet sich an alle Marktbeteiligten, die nach näherer Maßgabe der Anlagen zu dieser Festlegung an der Abwicklung der darin enthaltenen Prozesse beteiligt sind.

2. Möglichkeit zur Stellungnahme und Anhörung

Die erforderliche Anhörung gem. § 67 EnWG wurde durchgeführt. Die Beschlusskammer hat mittels Internetveröffentlichung die Dokumentenentwürfe für die Dauer eines Monats zur öffentlichen Konsultation gestellt. Die Eröffnung des Festlegungsverfahrens wurde außerdem im Amtsblatt der Behörde veröffentlicht, sodass die erforderliche Anhörung durchgeführt wurde. Zahlreiche Unternehmen und Verbände haben zu den veröffentlichten Dokumenten Stellung genommen.

3. Formgerechte Zustellung

Eine formgerechte Zustellung an die Adressaten der Festlegung erfolgt gemäß § 73 EnWG. Die Einzelzustellung an die Adressaten wird durch eine öffentliche Bekanntmachung gemäß § 73 Abs. 1a EnWG ersetzt. Bei der vorliegenden Entscheidung handelt es sich um eine Festlegung

gemäß § 29 Abs. 1 EnWG und damit um einen in Form der öffentlichen Bekanntmachung zustellbaren Verwaltungsakt. Die Festlegung ergeht gegenüber allen Stromnetzbetreibern sowie gegenüber weiteren in den jeweiligen Vorschriften genannten Verpflichteten und damit gegenüber dem von § 73 Abs. 1a Satz 1 EnWG zugelassenen Adressatenkreis. Die Entscheidung wird im Amtsblatt einschließlich Rechtsbehelfsbelehrung sowie Hinweis auf die Internetveröffentlichung und die Wirkweise der Zustellungsfiktion veröffentlicht. An dem Tag zwei Wochen nach Veröffentlichung des Amtsblattes gilt die vorliegende Entscheidung daher gegenüber den vorgenannten Adressaten als zugestellt.

4. Beteiligung zuständiger Behörden

Die zuständigen Behörden und der Länderausschuss wurden ordnungsgemäß förmlich beteiligt. In seiner Sitzung vom 17.11.2016 wurde der Länderausschuss frühzeitig über die geplante Festlegung mündlich informiert. Die förmliche Beteiligung gemäß § 60a Abs. 2 EnWG erfolgte durch Übersendung des Beschlussentwurfs am 12.12.2016. Dem Bundeskartellamt und den Landesregulierungsbehörden wurde gemäß § 58 Abs. 1 Satz 2 EnWG ebenfalls am 12.12.2016 Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Hinsichtlich der Vorgaben in Tenorziffer 5 zur Absicherung der Marktkommunikation wurde dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) zur Herstellung des Benehmens zu den beabsichtigten Vorgaben Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

IV. Aufgreifermessen

Der Erlass der vorliegenden Festlegung war erforderlich und geboten.

Das Inkrafttreten des MsbG führt eine erhebliche Änderung des Rechtsrahmens für den Bereich des Messstellenbetriebs und der Netzzugangsabwicklung herbei. Es wurden neue Rechte und Pflichten der verschiedenen Marktbeteiligten begründet, zudem wurden die Aufgabenbereiche der Marktbeteiligten neu definiert bzw. – wie im Fall des Messdienstleisters – mit den Aufgabenbereichen anderer Marktbeteiligter verschmolzen. Die bisherigen Festlegungen der Prozesse zum Lieferantenwechsel sowie zum Messwesen bilden diese Rechtslage nicht ab. Sie bedurften daher einer zeitnahen Anpassung an das geltende Recht.

Bei der nach Tenorziffer 3 anzupassenden Festlegung „Marktprozesse für Einspeisestellen (Strom)“ (Az. BK6-12-153 - MPES) war - zusätzlich zu den Änderungen durch das GDEW – auch die Neufassung des EEG mit Geltung ab dem 01.01.2017 sowie des überarbeiteten KWKG zu beachten, was ebenfalls zu notwendigen Detailänderungen führte.

V. Ausgestaltung der Vorgaben im Detail

Nachfolgend werden die Inhalte der Festlegung im Detail erläutert und begründet. Dabei wird schwerpunktmäßig auf diejenigen Punkte eingegangen, die sich im Vergleich zur Altfestlegung geändert haben. Soweit sich in den nach den Tenorziffern 1-3 zu ersetzenden Anlagen materielle Vorgaben im Vergleich zur derzeit noch geltenden Vorversion nicht geändert haben, wird auf die entsprechenden Begründungen zu den Vorfassungen verwiesen.

1. Allgemeine festlegungsübergreifende Änderungen

1.1. Allgemeines

Das erste Ziel der Festlegung besteht darin, die bis jetzt aktuellen Marktkommunikationsprozesse in Einklang mit dem neuen Rechtsrahmen des MsbG zu bringen. Mit Inkrafttreten der Neuregelung am 2. September 2016 hat der Gesetzgeber an vielen Stellen die Rechte und Pflichten der Marktbeteiligten im Bereich des Messstellenbetriebs kurzfristig neu definiert. Diese Neuregelungen berühren inhaltlich auch die Geschäftsprozesse zum Lieferantenwechsel und zu den Einspeiserprozessen, und dabei insbesondere den Prozess Messwertübermittlung. Da das MsbG grundsätzlich unmittelbar mit Inkrafttreten für die Marktbeteiligten verbindlich wurde und nur für einzelne Teilbereiche Übergangsfristen enthält, war es aus Sicht der Beschlusskammer erforderlich, zeitnah alle durch das MsbG berührten Prozessbeschreibungen an die Neuerungen anzupassen. Prämissen für die Erarbeitung der einzelnen Prozessschritte in dieser kurzfristigen Anpassung (sog. Interimsmodell) waren eine weitgehende Beibehaltung bestehender, am Markt etablierter Marktprozesse und die Vermeidung von Prozessen, die ausschließlich für das Interimsmodell Anwendung finden. In dem so gesteckten Rahmen erarbeiteten die Verbände BDEW und VKU Prozessvorschläge, deren Umsetzbarkeit in der kurzen, hierfür zur Verfügung stehenden Zeit aus ihrer Sicht realistisch erschien. Die Diskussion dieser Entwürfe in den Marktkommunikationsforen zeigte, dass die Prozessvorschläge aus Sicht der Marktbeteiligten grundsätzlich eine geeignete Basis für eine Umsetzung der Vorgaben des MsbG im Interimsmodell darstellen. Die Beschlusskammer hat sich daher bei der Erarbeitung der vorliegenden Entscheidung weitgehend an dem Vorschlag der Verbände orientiert, um kurzfristig ein marktaugliches Prozessmodell bereitstellen zu können.

Darüber hinaus dient die vorliegende Entscheidung aber auch noch der Vorbereitung eines weitergehenden Systemwechsels im Bereich des Messwesens (sog. „Zielmodell“). Das MsbG bildet den Rahmen für eine weitreichende Digitalisierung des Messwesens. Es verpflichtet die Marktbeteiligten zukünftig zum Rollout digitaler Messtechnologien und sieht ein neues, netzwerkbasierendes System zur Übertragung von Messwerten vor (sog. sternförmige Datenkommunikation über Smart Meter Gateways). Mit der vorliegenden Festlegung werden erste grundlegen-

de Vorbereitungsmaßnahmen vollzogen (z.B. im Bereich der Codevergabe sowie mit der Einführung der Begriffssystematik Markt-/Messlokation), um mittelfristig eine möglichst effiziente Einführung des Zielmodells zu ermöglichen.

Um zeitnah Rechtsklarheit und Rechtssicherheit für die Betroffenen zu schaffen, hat sich die Beschlusskammer bei der Entscheidungsfindung für die nun vorliegende Festlegung auf zentrale Kernpunkte der gesetzlichen Neuregelung fokussiert. Im Rahmen der Konsultation haben verschiedene Marktbeteiligte auf aus ihrer Sicht bestehendes Verbesserungspotential an einzelnen Prozessschritten und Detailregelungen hingewiesen, die über den Bereich der MsbG-Novelle hinausgehen und auf eine allgemeine Prozessoptimierung abzielen. Aufgrund des engen Zeithorizonts für das vorliegende Verfahren hat die Beschlusskammer sich jedoch dazu entschieden, sich lediglich auf die mit Blick auf den neuen Gesetzesrahmen unbedingt erforderlichen Änderungen zu konzentrieren. Dies reduziert zugleich den Aufwand der Marktbeteiligten bei der Umsetzung der neuen Vorgaben, für die angesichts des gesetzlichen Zeitplans keine umfangreichen Fristen zur Verfügung stehen. Die Beschlusskammer weist jedoch darauf hin, dass sie die von ihr festgelegten Prozesse bei der Entwicklung des Zielmodells nochmals einer umfassenden Prüfung unterziehen wird. Dies schafft auch einen angemessenen Rahmen für die Auseinandersetzung mit den von den Konsultationsteilnehmern verfolgten weitergehenden Anliegen.

Eine weitere zentrale Zielsetzung bestand für die Beschlusskammer bei der Erarbeitung der vorliegenden Änderungsfestlegung darin, wie schon in den vorangegangenen Festlegungen ein höchstmögliches Maß an Prozesshomogenität zum Gassektor zu erreichen. Sie trägt damit den Anliegen der zahlreichen Mehrspartenunternehmen unter den Marktbeteiligten nach einer möglichst kostenschonenden und effizienten Prozessgestaltung Rechnung. So wurden z.B. nicht nur die Prozesse zur Geschäftsdatenanfrage und zur Stammdatenänderung identisch neu eingeführt, sondern auch die Begrifflichkeiten zur Markt- und Messlokation. Auch das Rechtsregime zur Durchführung rückwirkender An- und Abmeldungen wurde abgeglichen. Die Beschlusskammer weist jedoch darauf hin, dass eine vollständige Identität der Prozesse in GPKE und GeLi Gas – wie von einigen Marktteilnehmern gewünscht – aufgrund des deutlich unterschiedlichen Rechtsrahmens nicht hergestellt werden kann. Während die für den Lieferantenwechsel grundlegenden Vorschriften in § 14 StromNZV und § 41 GasNZV noch fast deckungsgleich ausgestaltet sind, differenziert das MsbG für den Bereich des Messstellenbetriebs weitreichend zwischen dem Strom- und dem Gassektor. Dies betrifft alle Bereiche von den Anforderungen an die messtechnische Ausstattung der jeweiligen Messstelle bis hin zu den Übertragungswegen für die erhobenen Messswerte. Dieses grundsätzliche Auseinanderfallen bildet eine (bislang in dieser Reichweite nicht dagewesene) Grenze für die Prozesshomogenität

der Prozesse, die auch die Beschlusskammer bei der Ausgestaltung der Prozesse einhalten muss.

1.2. Einführung der Begriffssystematik Markt-/ Messlokation

In den hier einzuführenden neuen Prozessregelwerken werden erstmals die neuen Begrifflichkeiten „Marktllokation“ und „Messlokation“ verwendet. Sie knüpfen unmittelbar an das von BDEW entwickelte und veröffentlichte „Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt, Version 1.1“ an. Damit wird dem Anliegen der Marktakteure nach einer Vereinheitlichung von Begriffen als Grundlage für die Marktkommunikation im Strom- und Gassektor Rechnung getragen. Die in dem einschlägigen gesetzlichen und untergesetzlichen Regelwerk des Strom- und Gassektors verwendeten unterschiedlichen Begriffsbestimmungen erschweren die Prozessabbildung. Durch das MsbG wurden mit dem Zählpunkt in § 2 Nr. 28 MsbG und der Messstelle in § 2 Nr. 11 MsbG weitere Definitionen eingeführt. Vor diesem Hintergrund haben die Marktakteure in ihren Stellungnahmen und im Rahmen der Marktkommunikationsforen das Erfordernis neuer Begrifflichkeiten für die Ermöglichung einer präzisen und widerspruchsfreien Beschreibung von Marktprozessen dargelegt. Angesichts der besonderen Herausforderungen, neu einzusetzende Messtechnik, insbesondere intelligente Messsysteme, innerhalb kurzer Zeit in die wesentlichen Grundfunktionalitäten in die elektronische Marktkommunikation einzubinden, hat die einheitliche Bezeichnung zur Reduzierung der Komplexität und als Grundlage für die IT-Umsetzung für die Marktakteure einen besonderen Stellenwert.

Diesem Interesse wird durch die für den Strom- und Gassektor einheitlichen Bezeichnungen „Marktllokation“ und „Messlokation“ Rechnung getragen. Die Bezeichnung Marktllokation ersetzt den bislang in der GPKE verwendeten Begriff der Entnahmestelle. Marktllokation ist jener Punkt, an dem Energie erzeugt und verbraucht wird und der Gegenstand von Lieferantenwechsel- bzw. Bilanzierungsprozessen ist. Die Marktllokation ist mit mindestens einer Leitung mit einem Netz verbunden. Das Verständnis der Marktllokation im Sinne der vorliegenden Festlegung ist ein kaufmännisch-bilanzielles.

Die an einer Marktllokation entnommene Energie wird mittels einer oder mehrerer Messeinrichtungen ermittelt, die ihrerseits unter dem Begriff der Messlokation geführt werden. Eine Messlokation ist eine Lokation, an der Energie gemessen wird und die alle technischen Einrichtungen beinhaltet, die zur Ermittlung und ggf. Übermittlung der Messwerte erforderlich sind. In einer Messlokation wird jede relevante physikalische Größe zu einem Zeitpunkt maximal einmal ermittelt.

Sowohl die Markt- als auch die Messlokation werden durch eine eindeutige ID identifiziert. Dazu ist, um eine eindeutige Zuordnung einer ID zu einer Markt- oder Messlokation zu gewährleisten

und um Verwechslungen zu vermeiden, eine neue ID für Marktllokationen einzuführen (siehe nachfolgend 1.3.).

Die Prozessbeschreibungen führen darüber hinaus den neuen Begriff des „Lokationsbündels“ ein. Unter ihm sind exemplarische Kombinationen beschrieben, in welchem Verhältnis gegenseitige Abhängigkeiten einer oder mehrerer Markt- bzw. Messlokationen in der Praxis vorkommen können. Nicht gefolgt wurde hierbei dem Vorschlag von BDEW und VKU, der in dieser Form zunächst auch konsultiert worden war, mit der Zusammenfassung voneinander abhängiger Markt- bzw. Messlokationen zugleich auch die Verpflichtung zu verbinden, dass alle zu einer Marktllokation gehörenden Messlokationen durch den identischen Messstellenbetreiber betrieben werden müssen. Zum Ausspruch einer solchen Verpflichtung für den Gültigkeitszeitraum des Interimsmodells sah sich die Kammer einerseits deshalb nicht veranlasst, weil der aktuelle Gesetzesrahmen ausdrücklich Konstellationen zulässt, in denen die vorbeschriebene Zuständigkeitsidentität gerade nicht vorausgesetzt wird (vgl. nur § 14 KWKG). Zudem besteht im Interimsmodell die Notwendigkeit einer solchen Verpflichtung auch deshalb noch nicht zwingend, weil hierbei der Netzbetreiber zunächst weiterhin die Messwertaufbereitung und damit auch die gegebenenfalls erforderliche Verrechnung der Werte mehrerer Messlokationen zu virtuellen Zählpunkten als Grundlage einer Marktllokation vornimmt.

1.3. Einführung einer neuen Codierungssystematik (Tenorziffer 4)

Im Zuge der Einführung von Markt- und Messlokationen und der prozessual getrennten Behandlung der beiden Objektarten war weiterhin die Frage zu beantworten, wie mit der Situation eines Auseinanderfallens einer 1:1-Beziehung zwischen Markt- und Messlokation in Bezug auf die zu verwendenden Identifikationsnummern umzugehen ist. Da bislang für eine direkt gemessene Marktllokation die gleiche Identifikationsnummer sowohl für die Messlokation als auch für die Marktllokation vergeben wurde, ist eine Regel im Markt erforderlich für den Fall, dass eine zwischen einer Marktllokation und einer Messlokation bestehende 1:1-Beziehung aufgehoben wird. Diese Regel muss eine eindeutige Identifikation der Mess- und Marktllokation vor und nach dieser Veränderung sicherstellen und jeder beteiligten Rolle einen standardisierten, automatisierten und reibungslosen Umbau in IT-Systemen ermöglichen.

Die Beschlusskammer hat sich dafür entschieden, die jederzeitige Eindeutigkeit dadurch sicherzustellen, dass jeder Netzbetreiber verpflichtet wird, in einem Übergangszeitraum bis längstens zum 01.02.2018 flächendeckend alle Marktllokationen mit einer eigenständigen, neu einzuführenden, ID-Nummernsystematik auszustatten.

Damit wurde abgewichen von dem zunächst von den Verbänden BDEW und VKU entwickelten und in dieser Form konsultierten Vorschlag, wonach bei einer Veränderung des Verhältnisses

zwischen Markt- und Messlokation, die in Konsequenz die notwendige Veränderung einer ID nach sich zieht, der Messlokation eine neue Identifikationsnummer zugewiesen werden sollte, während die Identifikationsnummer der Marktlokation unverändert bestehen bleiben sollte.

Der Vorschlag wurde in der Konsultation ausdrücklich vom Forum Netztechnik / Netzbetrieb (FNN) im VDE unter Verweis auf entgegenstehende Regelungen im geltenden MeteringCode abgelehnt. Auch mehrere andere Konsultationsteilnehmer teilten diese Bedenken. Sie schlugen stattdessen vor, in solchen Fällen vielmehr die ID der Marktlokation zu verändern und rieten ferner dazu, dies einerseits mittels einer neuen ID-Nummernsystematik umzusetzen und zudem nach Möglichkeit die Verteilung neuer ID-Nummern nicht nur anlassbezogen durchzuführen, sondern flächendeckend und deutlich vor Einführung des Zielmodells.

Dem schließt sich die Beschlusskammer an. Sie hält es für eine deutlich effizienter umsetzbare Vorgehensweise, die Vergabe der neuen ID-Nummern für Marktlokationen flächendeckend durchzuführen, da sich hierdurch planbare und zeitlich endliche Migrationspfade ergeben. Gelegentlich vorgetragenen Einwänden, eine stichtagsbezogene Umstellung gleichzeitig mit Einführung des Interimsmodells zum 01.10.2017 sei aus Kapazitätsgründen schwer zu bewerkstelligen, ist die Kammer dadurch begegnet, dass für die Verteilung der neuen ID-Nummern lediglich ein Zieldatum vorgegeben wurde, bis zu dem die Umstellung spätestens abgeschlossen sein muss. Ein Zeitraum von rund 13 Monaten ab Veröffentlichung dieser Festlegung erscheint hierfür angemessen, zumal wesentliche inhaltliche Vorgaben bereits mit dieser Festlegung getroffen werden. Für die Ausgabe von für den Stromnetzzugang relevanten Codes existieren zudem schon etablierte Strukturen (z.B. bei den Verbänden BDEW oder DVGW), auf die auch für die Einführung der Codierungssystematik für Marktlokationen zeitnah zurückgegriffen werden kann.

Im Detail:

Die Vorgabe, dass die Marktlokations-ID sich von den heute verwendeten Identifikatoren für Messlokationen (Zählpunktbezeichnungen nach MeteringCode) zu unterscheiden haben, soll einerseits die Möglichkeit eröffnen, eine völlig neue Nummerierungssystematik einzuführen, die einige Nachteile der Zählpunktbezeichnung nicht übernimmt und die außerdem durch Länge und Aufbau auch unmittelbar erkennen lässt, dass es sich nicht um eine ID für eine Messlokation handelt. Die vorgeschriebene Prüfziffer soll künftig Falschübermittlungen schneller erkennbar machen und damit Identifikationsprobleme tendenziell vermeiden helfen.

Die Kammer hält es darüber hinaus für angezeigt, die Verwaltung der Nummerierungssystematik sowie die Ausgabe von Nummernblöcken einer zentralen Stelle zu überantworten. So kann auf einfachstem Wege die bundesweite Eineindeutigkeit der vergebenen ID-Nummern über Netzbetreiber, Bilanzierungs- und Konzessionsgebiete hinweg sichergestellt werden. Es besteht

hier ausdrücklich keine Übereinstimmung mit vereinzelt vorgebrachten Einwänden, wonach grundsätzlich jeder Netzbetreiber selbst die ID-Nummern ebenso gut selbst erzeugen könne. In diesem Fall müsste jeder Netzbetreiber zur Wahrung der Eindeutigkeit wiederum der ID-Nummer mindestens ein netzbetreiberspezifisches Präfix voranstellen. Selbst in diesem Fall wäre aber die Kammer von der Wahrung der Unveränderlichkeit und Eindeutigkeit nicht überzeugt. Denn es entspricht langjähriger Erfahrung, dass Netzbetreiber – trotz ausdrücklicher entgegenstehender Vorgaben im MeteringCode – wiederholt Zählpunktbezeichnungen namentlich im Zuge von Konzessionsgebietswechseln abändern.

Der eigenständigen Arbeitsweise der Netzbetreiber ist hierbei in ausreichender Weise dadurch Rechnung getragen, dass die Nummernblöcke von der Codevergabestelle zwar erzeugt und ausgegeben werden, die Verteilung im Netzgebiet sowie die Verknüpfung von ID-Nummer zur individuellen Marktllokation durch den Netzbetreiber selbst erfolgt.

1.4. Absicherung der Marktkommunikation durch Signatur und Verschlüsselung (Tenorziffer 5)

Die Regelungen in Tenorziffer 5 ordnen für die gesamte elektronische Marktkommunikation im deutschen Strommarkt nach den Festlegungen GPKE, MPES, WiM und MaBiS konkrete Vorgaben zur Absicherung derselben mittels Verschlüsselung und Signatur an.

Die Vorgaben resultieren aus der gesetzlichen Vorgabe des § 52 Abs. 1 MsbG, wonach alle für den Umgang mit personenbezogenen Daten berechtigten Stellen eine verschlüsselte elektronische Kommunikation von personenbezogenen Daten, von Mess-, Netzzustands- und Stammdaten in einem einheitlichen Format zu ermöglichen haben.

Dies umsetzend schreibt die Festlegung vor, dass im Hinblick auf Authentizität und Vertraulichkeit ein Mindeststandard einzuhalten ist, der über die dortigen technischen Vorgaben sichergestellt und im Sinne der notwendigen Interoperabilität vereinheitlicht wird.

Die Vorgabe wird für erforderlich gehalten, weil nach der Beobachtung der Behörde bislang allenfalls ein Teil der in die elektronische Marktkommunikation im Strommarkt eingebundenen Akteure überhaupt eine Absicherung der Kommunikation vornimmt und die hier enthaltene Regelung eine flächendeckende und technisch einheitliche Absicherung der Marktkommunikation gewährleisten soll. Inhaltlich hat sich die Kammer auf Vorschlag des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik an den bereits bestehenden und gängigen Vorgaben der Technischen Richtlinie TR 03116-4 orientiert. Die weiterhin ausgesprochene Verpflichtung, die Kernvorgaben aus Tenorziffer 5 im Detail im Rahmen eines Dokumentes der Expertengruppe EDI@Energy auszuarbeiten, belässt allen beteiligten Verbänden der Energiewirtschaft den

erforderlichen Spielraum, um auf branchenindividuelle Bedürfnisse für die praktische Umsetzung Rücksicht zu nehmen.

Die für die Umsetzung der Sicherheitsvorgaben eingeräumte Fristigkeit bis zum 01.06.2017 ist zugleich auskömmlich bemessen. Dem Markt sind deutliche Hinweise der Bundesnetzagentur und des BSI, wonach die heute vielfach noch praktizierte unverschlüsselte E-Mail-Kommunikation jedenfalls mit dem Messstellenbetriebsgesetz in keiner Weise mehr konform ist, seit mindestens sechs Monaten bekannt. Demzufolge hat die Expertengruppe EDI@ENERGY auch bereits in der Konsultation der Datenformate zum 01.08.2016 das hier nun in Bezug genommene Konzeptpapier erstmals veröffentlicht.

1.5. Verzicht auf Vorgabe konkreter Nachrichtentypen

In Abweichung von den bislang geltenden Festlegungen GPKE und WiM verzichtet die Beschlusskammer nunmehr darauf, in den Prozessdokumenten konkrete Vorgaben für die in den einzelnen Prozessschritten zu nutzenden Nachrichtentypen zu machen. Sie sieht die in den Prozessdokumenten enthaltene generelle Verpflichtung der Netzbetreiber, für den elektronischen Nachrichtenaustausch die erforderlichen EDIFACT-Nachrichtentypen in geeigneter Form und nach Maßgabe der in dieser Anlage befindlichen Prozessbeschreibungen zu entwickeln und zu verwenden, als ausreichend an, die Übermittlung der prozessspezifischen Inhalte mittels geeigneter Nachrichtentypen sicherzustellen. Bereits in der Vergangenheit hat sich zudem gezeigt, dass die zunehmende Komplexität der inhaltlichen Anforderungen eine Anzahl von neuen EDIFACT-Nachrichtentypen erforderlich machte, die anlassbezogen von der projektführenden Organisation Edi@Energy entwickelt und nachfolgend zusätzlich zu den ursprünglich festgelegten Nachrichtentypen in die Marktkommunikation eingeführt wurden. Die jeweiligen Dokumente (Anwendungshandbücher (AHB), Implementations Guide (MIG)) der Nachrichtentypenbeschreibungen beschreiben detailliert den inhaltlichen Verwendungszweck der jeweiligen Nachrichtentypausprägung, so dass diese damit für die Marktbeteiligten prozessbezogen anwendbar sind. Insofern hält die Beschlusskammer eine direkte Zuordnung der Nachrichtentypbezeichnungen in den einzelnen Prozessen für entbehrlich.

1.6. Aufnahme der Regelung zur Fristenberechnung

In die Festlegungen GPKE und WiM hat die Beschlusskammer eine Regelung zur Berechnung von Fristen aufgenommen. In der Vergangenheit war es zwischen Marktbeteiligten wiederholt zu Missverständnissen und Zweifelsfragen gekommen, wenn es um die Frage ging, ob eine An- oder Abmeldung, etwa im Rahmen der Prozesse „Lieferbeginn“ und „Lieferende“ fristgerecht eingegangen war. Umstritten war zum einen, ob der Tag des Meldungseingangs bei der Fristberechnung einzubeziehen ist. Zum anderen stellte sich wiederholt die Frage ob weitere

äußere Ereignisse, die zur Fristberechnung heranzuziehen sind – wie z.B. der Beginn eines Belieferungsverhältnisses – innerhalb oder außerhalb des Fristlaufes liegen müssen. Die Beschlusskammern 6 und 7 hatten hierzu eine Auslegungsmitteilung erlassen (vgl. Mitteilung 34 zur Umsetzung der Beschlüsse GPKE und GeLi Gas vom 02.05.2012, online abrufbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/gpke-geli>) und ihr Verständnis zur Anwendung der Fristenregelung erläutert. Diese Mitteilung hat die Beschlusskammer nunmehr auf Anregung der Verbände BDEW und VKU in die Festlegung aufgenommen.

1.7. Prozess „Anforderung und Bereitstellung von Messwerten“

1.7.1. Allgemeines

Der nun in den Festlegungen GPKE und WiM wortgleich vorzufindende Prozess schreibt übergangsweise das bislang geltende Messwerterhebungs- und -übermittlungsregime fort, wonach grundsätzlich der Netzbetreiber die Messwerte aus Messlokationen entweder selbst in der Marktrolle des (grundzuständigen) Messstellenbetreibers erhebt oder durch einen sonstigen Messstellenbetreiber angeliefert bekommt, sodann die Aufbereitung (Plausibilisierung, Ersatzwertbildung) derselben vornimmt und schließlich die Messwerte im Rahmen der Prozessfestlegungen GPKE an den jeweiligen Lieferanten bzw. nach MaBiS aggregiert an den ÜNB weiterübermittelt.

Zwar gibt § 60 MsbG vor, dass mit Inkrafttreten des Gesetzes der Messstellenbetreiber die Aufgabe der Datenaufbereitung wahrzunehmen hat (Absatz 1) und dass jedenfalls bei Messstellen mit intelligenten Messsystemen die Aufbereitung und Verteilung der Messwerte direkt aus dem Smart-Meter-Gateway erfolgen soll (Absatz 2 Satz 1). Allerdings hat der Gesetzgeber mit Blick auf die dafür erforderlichen Umstellungsarbeiten in Bezug auf die Marktprozesse die Möglichkeit eingeräumt, dass übergangsweise und bis längstens 31. Dezember 2019 die Aufbereitung und Übermittlung der Messwerte nicht vom Smart-Meter-Gateway selbst, sondern von einer der in § 49 Abs. 2 MsbG genannten berechtigten Stellen vorgenommen wird, sofern die Bundesnetzagentur dies mittels Festlegung bestimmt.

In diesem Sinn stellt das übergangsweise Fortführen der bisherigen Prozessstrukturen die Festlegung auf den Netzbetreiber als die nach § 49 Abs. 2 Nr. 2 MsbG genannte berechnete Stelle dar, die im Interimszeitraum (weiterhin) die Aufgabe der Datenaufbereitung und Verteilung vorzunehmen hat. Die aktuelle Festlegung soll somit die bisherige Aufgabenverteilung fortzuschreiben, bis mit dem Zielmodell ein Gesamtkonzept für die Neustrukturierung der Messung vorliegt. Den Marktbeteiligten sollte nicht zugemutet werden, übergangsweise eine umfassende Neuerung umzusetzen, die in dieser Form durch das Zielmodell wieder revidiert werden könnte.

Für die getroffene Regelung spricht aus Sicht der Beschlusskammer des Weiteren, dass hiermit keine unzumutbaren Belastungen für einzelne Marktbeteiligte verbunden sind. Die praktischen Auswirkungen dürften nicht sehr hoch sein, da in den meisten Fällen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber personenidentisch sein werden. Gemäß § 2 Nr. 4 MsbG ist der Netzbetreiber grundzuständig für den Messstellenbetrieb in seinem Netzgebiet. Praktische Auswirkungen entfaltet die von der Beschlusskammer getroffene Regelung daher nur im Falle eines von einem einzelnen Anschlussnutzer nach § 5 MsbG bzw. von einem einzelnen Anschlussnehmer unter den Voraussetzungen des § 6 MsbG beauftragten wettbewerblichen Messstellenbetreibers. Auch diese dürften jedoch in der Regel ein eigenes Interesse daran haben, eine doppelte Systemumstellung im Zeitraum weniger Jahre zu vermeiden. Bis zur Einführung des Zielmodells war ihnen die teilweise Begrenzung ihres Aufgabenbereichs daher zuzumuten.

1.7.2. Prozessausgestaltung

Der Kernprozess „Anforderung und Bereitstellung von Messwerten“ wurde weitgehend aus der bislang geltenden WiM-Festlegung übernommen, zusätzlich aber um Ausführungen zum Umgang mit intelligenten Messsystemen und den in Betracht kommenden Tarifierungsfällen (TAF) ergänzt.

Für die weiteren Details verweist der Kernprozess auf diverse eingefügte Tabellen („Ergänzende Beschreibungen“), in denen die zu übermittelnden Messwerte je nach Art der eingesetzten Messtechnik und der Art des Bilanzierungsverfahrens bzw. Tarifierungsfalls näher spezifiziert sind. Dabei wird in Datenübermittlungen vom Messstellenbetreiber an den Netzbetreiber und den nach der Aufbereitung erforderlichen Übermittlungen vom Netzbetreiber an den Lieferanten unterschieden. Innerhalb der beiden vorgenannten Gruppen erfolgt eine weitere Unterscheidung in eine turnusmäßige bzw. außerturnusmäßige Messwertübermittlung.

Hinsichtlich der vorgegebenen Datenlieferungsfristen, die der Messstellenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber einzuhalten hat, orientieren sich die Prozessvorgaben ebenfalls weitgehend am bislang geltenden Regelwerk.

Grundsätzlich zu Recht weist die Bundesbeauftragte für den Datenschutz und die Informationsfreiheit in Ihrer Stellungnahme zum Messwertübermittlungsprozess sowie zur Netznutzungsabrechnung darauf hin, dass es sich bei Lastgängen um datenschutzrechtlich sensible Daten handelt und das BSI im Rahmen seiner Technischen Richtlinie TR-03109-1 (dort: Zeile 406ff.) die Nutzung einer Pseudonymisierung zur Wahrung der Anonymität des Anschlussnutzers empfiehlt. Allerdings vermag dieser Einwand hier nicht durchzugreifen, da die genannten BSI-Vorgaben sich ausdrücklich auf die Kommunikation nicht abrechnungsrelevanter Messwerte beziehen, um die es sich in den genannten Prozessen des Interimsmodells gerade nicht

handelt. Die an den Netzbetreiber im Rahmen des Prozesses „Messwertübermittlung“ zu sendenden Messwerte sind einerseits Grundlage für die durch den Netzbetreiber nach MaBiS vorzunehmende Aggregation zu Bilanzkreissummenzeitreihen und werden damit inhaltlicher Bestandteil der späteren Bilanzkreisabrechnung des ÜNB. Sie werden zudem einzelzählpunktbezogen an den Lieferanten weiterübermittelt, damit dieser unter anderem in die Lage versetzt wird, die Korrektheit der späteren Bilanzkreisabrechnung zu verifizieren. Die Werte sind daher in Gänze abrechnungsrelevant, weshalb eine Pseudonymisierung oder gar Anonymisierung nicht möglich ist.

1.7.3. Einzelfragen

1.7.3.1. Bestimmung des Ableseturnustermens

bne hatte in der Konsultation die Forderung aufgestellt, dem Netzbetreiber das Bestimmungsrecht für die Vorgabe des Turnusablesetermins künftig zu entziehen und stattdessen dem Lieferanten das dahingehende Bestimmungsrecht einzuräumen. Dem wurde jedenfalls für das nun festzulegende Interimsmodell nicht gefolgt. Zwar trifft es zu, dass mit späterer Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen und zentraler Aufbereitung und Verteilung der Daten über das Smart-Meter-Gateway eine vom Lieferanten angesteuerte bzw. zusätzlich bestellte Messwertablesung deutlich einfacher möglich ist, ohne zugleich zu Spitzenbelastungen in den IT-Systemen des Netzbetreibers zu führen. Dies trifft indes aber noch nicht im Interimsmodell zu. Aus diesem Grund hält die Kammer es für vorzugswürdig und für die hier betreffende Interimszeit auch für verhältnismäßig, dass die seit Inkrafttreten der bislang geltenden WiM-Festlegung praktizierte Art der Turnusablesung zunächst unverändert bleibt. Ein zwingendes Gegenargument konnte auch dem vom bne zitierten § 35 Abs. 1 Nr. 7 MsbG nicht entnommen werden, der nur die Umsetzung von Marktkommunikationsvorgaben der Bundesnetzagentur zur Standardleistung des Messstellenbetreibers erklärt.

1.7.3.2. Wandlerfaktor im Zählerstand berücksichtigt

Soweit die Prozessbeschreibung bei Zählerstandsgängen aus intelligenten Messsystemen vorsieht, dass ein etwaiger Wandlerfaktor bei der Übermittlung der Energiemenge bereits berücksichtigt ist, konnte die Kammer diesbezüglichen Einwänden von E.ON und Stromnetz Berlin und bne nicht folgen, die eine Übermittlung von Messwerten ohne Wandlerfaktor für notwendig erachteten. Nach der geltenden Technischen Richtlinie des BSI „TR-03109-1“, Version 1.0, dort Tabelle 38, S. 114 oben, gehören Wandlerfaktoren zu den zwingend zu berücksichtigenden Bestandteilen von Zählerprofilen, was die rechnerische Berücksichtigung im Gateway impliziert.

1.7.3.3. Sternförmige Messwertübermittlung

Gegenstand des Prozesses ist ferner auch die Anordnung einer eingeschränkten sternförmigen Messwertübermittlung direkt aus Smart-Meter-Gateways. Sie gilt allein für Messwerte aus EEG-Marktlokationen und deren direkte Übermittlung an den zuständigen ÜNB. Die Kammer hält die Ermöglichung dieser Datenübermittlungsmöglichkeit für angezeigt, um den jeweiligen ÜNB bereits eine bessere und insbesondere schnellere Datenmeldung direkt aus Marktlokationen von Anlagen volatiler Erzeugung zu verschaffen und damit in diesem Teilbereich die technischen Vorteile der neuen intelligenten Messsysteme schon zu nutzen. Dies erscheint verhältnismäßig, da die Übermittlung auf die im Gateway bereitstehende Datenqualität beschränkt ist, hierfür keine Datenaufbereitung durch einen sonstigen Marktteilnehmer erforderlich ist und zusätzliche Investitionen bei Dritten somit nicht ausgelöst werden.

1.8. Neueinführung des Prozesses „Messwertermittlung im Fehlerfall“

Mit dem neu eingeführten Prozess „Messwertermittlung im Fehlerfall“ trägt die Kammer dem aus der Branche wiederholt kritisierten Umstand Rechnung, dass für den Umgang mit Situationen unmöglicher bzw. gestörter Messwertauslesungen keine eindeutigen und verbindlichen Prozesse und zeitliche Zielvorgaben für etwa erforderliche Ersatzwertübermittlungen existieren. Hierzu war bereits in der Konsultation ein Diskussionspapier veröffentlicht worden, an dem sich der nun festzulegende Prozess orientiert. Die im Diskussionspapier aufgeworfene Frage, welche zeitliche Zielvorstellung für die Lieferung von Ersatzwerten im Fall der Nichteinholbarkeit wahrer Messwerte für vorzugswürdig gehalten wird, wurde von einer Vielzahl der Diskussionsteilnehmer in Richtung einer monatlichen Betrachtungsweise mit einer Datenlieferungspflicht am 10. Werktag des Monats nach dem Liefermonat bewertet. Dies erscheint aus Sicht der Kammer auch insofern konsequent, weil dies mit den nach der Festlegung MaBiS zu beachtenden Fristen für den Datenerstaufschlag kompatibel ist.

1.9. Neugestaltung des Prozesses „Stammdatenänderung“

Im Rahmen ihrer Änderungsvorschläge haben die Verbände auch den Prozess zur Stammdatenänderung einer konzeptionellen und inhaltlichen Vertiefung unterworfen. Während in der ursprünglichen Festlegung lediglich die Grundbedingungen des Austauschs von geänderten Stammdaten eines Letztverbrauchers oder einer Entnahmestelle im Vordergrund des Regelungsinhalts standen, eröffnet der Prozess nunmehr ein funktions- und rollenspezifisches Berechtigungs- und Aktionsmanagement zur Änderung von Stammdaten für Markt-, bzw. Messlokationen oder im Hinblick auf die Änderung von Geschäftsbeziehungen zwischen den Marktrollen untereinander. Hierbei setzt der Vorschlag inhaltlich auf die bereits bestehenden Regelungen des im Rahmen der Entwicklung des Nachrichtentyps UTILMD durch die Projekt-

gruppe Edi@Energy eingeführten Berechtigungs- und Austauschkonzeptes zur Änderung von Stammdaten auf. Das marktrollen- und berechtigungsabhängige Konzept konkretisiert den bisherigen Regelungsgegenstand, der bislang lediglich grundsätzlich den Mitteilungsaustausch bei einer Änderungsaufforderung zwischen einem Anfragenden und dem Angefragten, inklusive der hierbei von den Beteiligten durchzuführenden Prüfungen, vorgesehen hat. Mit der jetzigen Einführung eines prozessbezogenen Berechtigungsmanagements für die Stammdaten (-änderung) werden Verantwortlichkeiten in neu zugeordneten Rollen eingeteilt (sog. „Berechtigte“, „Verantwortliche“ und „Verteiler“) und diesen spezifische Funktionen zugewiesen. Diese Zuordnung stellt bei einer Änderung von Informationen sicher, dass jeder Marktbeteiligte zu jedem Zeitpunkt über die identischen Informationen zu einer Markt- bzw. Messlokation verfügt. Anhand von Fallkonstellationen werden entsprechende Einzelprozesse ausgestaltet. Diese berücksichtigen sowohl die zugewiesene Verantwortlichkeit einer Rolle für ein Stammdatum als auch die unterschiedlichen marktrollenspezifischen Übermittlungskonstellationen als Ausgangspunkt eines jeweiligen Prozesses. Die spezifische Zuordnung eines Stammdatums zu den Marktrollen Netzbetreiber, Lieferant und Messstellenbetreiber erfolgt über eine gesonderte Berechtigungszuordnung, die Teil der Kommunikations- und Datenaustauschbeschreibungen der EDIFACT-Nachrichtentypen ist. Die Darstellung der einzelnen Prozesse orientiert sich in Form von Ablaufdiagrammen und tabellarischer Auflistung der einzelnen Prozessschritte zudem an der Wiedergabe der Geschäftsprozesse in der ursprünglichen Festlegung.

Die Beschlusskammer hält die vorgeschlagene Konkretisierung des Austauschs von Änderungsmitteilungen bei Stammdaten für sachgerecht und zielführend. Die neuen Regelungen setzen die auch mit der Altregelung verfolgte grundsätzliche Zielstellung, dass alle beteiligten Marktrollen zu jedem Zeitpunkt über die identischen Informationen verfügen, prozesstechnisch in verbindliche rollenspezifische Anwendungen um. Es ist hierbei nachvollziehbar, dass die nunmehr vorgenommenen detaillierten Vorgaben über den Umgang mit zu ändernden Informationen letztendlich die bei der IT-technischen Abwicklung notwendige Eindeutigkeit der Verantwortlichkeit bei der Zuordnung von Informationen in adäquatem Umfang sicherstellen. Die Beschlusskammer hat diesem Vorgehen insoweit auch bereits bei seiner ursprünglichen Einführung im Rahmen des Änderungsmanagements der Nachrichtentypen nicht widersprochen. Sie sieht vielmehr in der Einführung der neuen Prozesse die Ausdifferenzierung der ursprünglichen Regelung unter derselben Zielrichtung und die Fortentwicklung der im Rahmen der Umsetzung von Nachrichtentypen für die Durchführung der eigentlichen Marktkommunikation in der Branche bereits etablierten Methodik.

Auch die Stellungnehmenden haben keine grundsätzlichen Bedenken gegen die Einführung des neuen Stammdatenänderungsprozesses in der konsultierten Form vorgetragen. Nur vereinzelt haben Stellungnahmen (z.B. von Energy2market GmbH) Ergänzungen zu Regelungen einzelner

Prozesse oder Prozessschritte angeregt. Der Beschlusskammer hat diese zunächst zurückgestellt und nicht übernommen, da die vorgesehenen Prozesse bereits ausreichende Regelungen zu einzelnen angemerkten Fragestellungen, wie z.B. Fristen oder Vollmachten, enthalten.

1.10. Neugestaltung des Prozesses „Geschäftsdatenanfrage“

Auch der Prozess „Geschäftsdatenanfrage“ ist durch die vorliegende Entscheidung neu gefasst worden. Die Neufassung setzt inhaltlich auf einem Formulierungsvorschlag der Verbände BDEW und VKU auf, die den Prozess „Geschäftsdatenanfrage“ in ähnlicher Weise wie den Prozess „Stammdatenänderung“ erweitert hatten. Auch bei der Geschäftsdatenanfrage stand in der bisherigen Festlegung eine grundsätzliche Regelung für eine Anfrage, die Prüfung des Gesuchs und die Übermittlung bzw. die Ablehnung der Anfrage von Geschäftsdaten im Vordergrund. Der nun vorliegende Prozess ergänzt diese Grundzüge nunmehr mit marktrollenspezifischen Einzelprozessen. Hierbei wird unterschieden in Anfragen vom Lieferanten und vom Messstellenbetreiber an den (jeweiligen) Netzbetreiber. Darüber hinaus konkretisieren die Ausführungen den Inhalt eines Geschäftsdatums als Stammdaten und Messwerte. Die sich daraus ergebende Fassung ergänzt die ursprünglich allgemein gefasste Regelung insoweit im Wesentlichen nur um die rollenspezifische Erweiterung aufgrund der Vorgaben des MsbG. Die Beschlusskammer hält die von den Verbänden vorgeschlagenen Konkretisierungen gleichfalls für sachgerecht und zielführend und hat sie daher in die Festlegung übernommen. Aus den Stellungnahmen hat die Beschlusskammer keine Einwände entnehmen können, die das grundsätzliche Vorgehen bzw. die erweiterten Regelungen der Einzelprozesse in Frage stellen würden.

1.11. Neueinführung des Prozesses „Änderung des Bilanzierungsverfahrens“

Der in den Festlegungen GPKE und WiM wortgleich implementierte Geschäftsprozess reagiert auf die mit der Einführung von intelligenten Messsystemen zusätzlich hinzugekommenen messtechnischen und bilanzierungstechnischen Möglichkeiten. Während bislang im Wesentlichen die zwei Bilanzierungsmethoden Standardlastprofil sowie RLM zur Verfügung standen, deren Einsatz sich in der Regel nach der Über- oder Unterschreitung der Grenze von 100.000 kWh Stromentnahme pro Jahr (vgl. § 12 StromNZV a.F.) entschied, bestehen im Fall des Einbaus eines intelligenten Messsystems verschiedene Möglichkeiten der bilanziellen Behandlung. Aufgrund gesetzlicher und technischer Vorgaben bedarf die gewählte Art der Messwertverarbeitung dabei der Konfiguration auf dem jeweiligen Gateway, sodass sich eine im Prozess abzubildende Anforderungskette ergibt: Im Rahmen des Unterprozesses „Bestellung Änderung Bilanzierungsverfahren“ erhält der Lieferant die Möglichkeit, je nach dem zwischen ihm und dem Endkunden abgeschlossenen Energieliefervertrag die dafür erforderliche Art der Messung beim Netzbetreiber anzufordern. Der Netzbetreiber hat sodann mittels des Prozesses „Änderung

Gerätekonfiguration“ die Möglichkeit, die gewünschte Änderung an die Marktrolle des Messstellenbetreibers als Anforderung weiterzugeben.

1.12. Umsetzungstermin 01.10.2017

Für das marktweite Inkrafttreten der geänderten Geschäftsprozessfestlegungen nach den Tenorziffern 1-2 sowie 3 a) hat die Beschlusskammer den 01.10.2017 vorgegeben.

Die Umsetzungsfrist berücksichtigt, dass es nach Erlass dieser Festlegung noch der Anpassung der Datenformatbeschreibungen der Expertengruppe EDI@ENERGY bedarf. Nach dem im Markt üblichen Turnus können die so angepassten Datenformate zum 01.04.2017 in finaler Form veröffentlicht werden, sodass dem Gesamtmarkt im Anschluss eine Umsetzungsfrist von effektiv 6 Monaten zur Verfügung steht. Diese Frist erscheint mit Blick auf die insgesamt überschaubaren vorgenommenen Prozessveränderungen angemessen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die nun festgelegten Inhalte in weit überwiegenden Teilen bereits seit mehreren Monaten Gegenstand vorheriger verbändeübergreifender Erarbeitung und Diskussion waren.

2. Änderung der Festlegung GPKE (Tenorziffer 1 sowie Anlage 1)

2.1. Beibehaltung der rückwirkenden An- und Abmeldung

(1) Auch nach der Änderung der GPKE durch die vorliegende Entscheidung bleibt die rückwirkende An- und Abmeldung zunächst weiterhin möglich. Die Beschlusskammern hatten im Rahmen der Konsultation ausdrücklich auch um Stellungnahmen zur Abschaffung rückwirkender An- und Abmeldungen gebeten, da in der Vergangenheit zahlreiche Verteilnetzbetreiber für eine Abschaffung plädiert hatten. Hierbei stand insbesondere eine Vereinfachung der Wechselprozesse durch ein einheitliches, in die Zukunft gerichtetes Fristenregime im Vordergrund. Bei Wegfall der rückwirkenden An- und Abmeldungen erübrigt es sich für die Netzbetreiber, den Lieferstatus einer Entnahmestelle erst 6 Wochen nach dem eigentlichen Ein- bzw. Auszugsdatum abwicklungstechnisch endgültig feststellen zu können. Bei Anpassung an einen lediglich in die Zukunft gerichteten Fristenverlauf, wie er bei den Prozessen „Lieferbeginn“ und „Lieferende“ für die Fallgruppe des Lieferantenwechsels schon bislang vorgesehen ist, würden entsprechend beide Fallgruppen denselben in die Zukunft gerichteten Prozessablauf verfolgen. Hierin läge eine Möglichkeit zur Vereinfachung und Vereinheitlichung der Prozesssystematik. Bei gleichzeitiger Anpassung der Bilanzierungsregel ließen sich zudem die aus der rückwirkenden Betrachtung resultierenden zusätzlichen Mehr- und Mindermengen vermeiden. Eine Anpassung des

Bilanzierungsgrundsatzes geht aber nicht zwangsläufig mit einer Abschaffung der rückwirkenden Ein- und Auszüge einher. Sie war auch von der Beschlusskammer nicht grundsätzlich bei ihrer ursprünglichen Absicht einer Abschaffung intendiert.

(2) Gegenüber der Fallgruppe der Lieferantenwechsel ergibt sich aus der derzeitigen rückwärtigen Betrachtung von 6 Wochen ein größeres zeitliches Auseinanderlaufen der Zuordnung der Entnahmestelle zu einem Lieferanten und der Berücksichtigung dieser Entnahmestelle in dessen Bilanzkreis. Dies resultiert daraus, dass bilanzielle Berücksichtigung einer Entnahmestelle nur in die Zukunft stattfinden kann und die Regelung zusätzlich auch noch einer Stichtagsregel (Aufnahme bis zum 15. Werktag) unterliegt, d.h. die Aufnahme einer Entnahmestelle in den Bilanzkreis auch erst im darauf folgenden Monat stattfinden kann (sog. „Asynchronmodell“). Bei einheitlich lediglich in die Zukunft gerichteten Wechselprozessen könnte man ein derartiges Auseinanderlaufen generell verhindern, indem man die Zuordnung der Entnahmestelle zu einem Lieferanten und die bilanzielle Berücksichtigung der Entnahmestelle in dessen Bilanzkreis zum gleichen Zeitpunkt vornimmt (sog. „Synchronmodell“). Bei Bestehen einer rückwärtigen Zuordnungsmöglichkeit aber kann das Synchronmodell nicht angewendet werden.

(3) Der Verband BDEW hat sich noch vor der Konsultation in einem Positionspapier gegen die Abschaffung der rückwirkenden An- und Abmeldungen und auch gegen die Einführung des Synchronmodells ausgesprochen. Der Verband betonte hierin, dass die bisherigen Regelungen dem etablierten Kunden- und Marktverhalten entsprächen, welches eine unmittelbare Nutzung der vorhandenen Medien, insbesondere nach dem Einzug voraussetze. Das im Massenkundengeschäft etablierte Verfahren sei zudem, z.B. durch konkludenten Vertragsschluss, in bestehenden gesetzlichen Regelungen wie den Grundversorgungsverordnungen berücksichtigt. Bei einer Abschaffung werde eine Vielzahl an Beschwerden erwartet, die durch die fehlende rückwirkende Bearbeitung immer zulasten der Kunden ausfiele und bei den Netzbetreibern enormen Aufwand verursachen würde. Zudem bestünden derzeit keine prozesstechnischen Voraussetzungen für die massengeschäftstaugliche Abarbeitung eines umfangreichen Beschwerdemanagements. Ferner spricht sich der Verband gegen Einführung eines Synchronmodells bei der Bilanzierung der Entnahmestellen aus. Das derzeitige monatsbasierte Verfahren sei bei Prognose- und Beschaffungsprozessen etablierte Praxis, die im Ergebnis nach Auffassung des Verbands nur geringe Mengenabweichungen verursacht. Die Abweichungen würden durch eine zeitgleiche Bilanzierung weder in Bezug auf die in den Netzkonten der Netzbetreiber feststellbaren Fehlmengen noch auf den Regelenergiebedarf wesentlich reduziert. Zudem befürchtet der Verband erhebliche IT-Umstellungskosten, damit einhergehend auch steigende Prozesskosten, da die bisher monatlich durchzuführenden Tätigkeiten nun täglich durch die Marktbeteiligten zu erfüllen wären.

(4) Diese Bedenken wurden in den Stellungnahmen von den Verbänden BDEW, VKU wiederholt und ebenfalls von einer Reihe anderer Stellungnehmenden geteilt (u.a. MVV Energie AG, E WIE EINFACH GmbH, GEODE, Energienetze Mittelrhein GmbH & Co. KG, Energieversorgung Mittelrhein AG, Gemeindewerke Oberhaching GmbH, Thüga AG). Die Stellungnehmenden differenzieren hierbei sehr unterschiedlich zwischen den Sachverhalten der Abschaffung der rückwärtigen Ein- und Auszüge und der Einführung eines synchronen Bilanzierungsmodells. Eine Vielzahl spricht sich lediglich explizit gegen eine veränderte Praxis bei der Berücksichtigung der Ein- und Auszüge aus, während eine Minderheit dies an der Ablehnung des Synchronmodells festmacht. Befürworter einer Abschaffung bleiben bei den Stellungnahmen deutlich in der Minderheit (u.a. NEW Energie GmbH, Stromnetz Hamburg GmbH GmbH). Hier wird insbesondere die Vereinfachung der prozessualen Abwicklung in den IT-Systeme hervorgehoben.

(5) Die Beschlusskammer ist den Bedenken des Großteils der Stellungnehmenden gefolgt und sieht von der Abschaffung der rückwärtigen 6-Wochen-Frist bei Lieferbeginn- und Lieferende-Meldungen zum gegenwärtigen Zeitpunkt ab. Auch bleibt es bei der gegenwärtigen Praxis der bilanziellen Berücksichtigung der Entnahmestellen bei Ein- bzw. Auszug und Lieferantenwechsel im asynchronen Verfahren („Asynchronmodell“). Die Stellungnehmenden haben in Äußerungen deutlich gemacht, dass eine Abschaffung insbesondere infolge der vermuteten Kundenreaktionen bei den Netzbetreibern zu nicht vorhersehbaren Friktionen führt, der zusätzlichen Service-, IT- und damit auch Prozessaufwand generieren würde. Diesem Aufwand stünden einerseits keine etablierten Prozesse zum Abfangen dieser Aufgaben entgegen. Andererseits würde in erheblichem Umfang in die IT-Abwicklung eingegriffen, ohne dass letztendlich eine Entlastung in prozesstechnischer Hinsicht eintreten würde. Die Beschlusskammer ist diesen Bedenken gefolgt. Den Bedenken der Gegner eines rein in die Zukunft gewandten Prozessablaufs ist zwar entgegen zu halten, dass eine entsprechende Prozesssystematik im Bereich der Wechselprozesse im Messwesen bereits bislang existiert und dort von den Marktbeteiligten ohne erhebliche Probleme umgesetzt werden konnte. Folglich sieht die Beschlusskammer hierfür auch im Anwendungsbereich der GeLi Gas ein grundsätzliches Vereinheitlichungspotential. Die nach Schilderung der Stellungnehmenden bei einer Abschaffung notwendigen Eingriffe erscheinen ihr jedoch zu umfangreich, als dass sie sich noch mit der grundsätzlichen Intention des „Interimsmodells“ vereinbaren ließen, die Eingriffstiefe möglichst zu beschränken. Auch eine Veränderung des Zeithorizonts zur bilanziellen Berücksichtigung von Entnahmemengen strebt die Beschlusskammer zum jetzigen Zeitpunkt nicht an. Auch hier sind die zu tätigen Eingriffe in die etablierten Prozesse und IT-Systeme nach Schilderung der Stellungnehmenden zu umfangreich, als dass sie zum gegenwärtigen Zeitpunkt zweckdienlich erscheinen. Hierbei gilt es für die Beschlusskammer auch in Betracht zu ziehen, dass das Interimsmodell nur temporär

angelegt ist. Eingriffe vorzunehmen, die darüber hinaus Veränderungsbedarf in Bezug andere Festlegungen hervorruft, gilt es weitestgehend zu vermeiden.

(6) In dieser Entscheidung sieht die Beschlusskammer aber auch kein generelles Festhalten an der rückwärtigen Berücksichtigung von Ein- Auszügen und der bilanziellen Anwendung des Asynchronmodells für die Zukunft. Auch wenn für die Beschlusskammer die Abschaffung der rückwärtigen Ein- und Auszüge unter besonderer Berücksichtigung der Anforderungen eines Interimsmodells zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht in Frage kommt, ist dennoch zu verdeutlichen, dass sie von einer möglichen Änderung des Fristenregimes bei Ein- und Auszügen und einem Wechsel des Bilanzierungsmodells nicht grundsätzlich Abstand zu nehmen gedenkt.

2.2. Veränderter Prozess „Netznutzungsabrechnung“

Des Weiteren hat die Beschlusskammer auch den Prozess „Netznutzungsabrechnung“ überarbeitet. Der Verbändevorschlag sah zu den Regelungen des Prozesses „Netznutzungsabrechnung“ im Wesentlichen redaktionelle Veränderungen gegenüber der ursprünglichen Festlegung vor. Betroffen hiervon sind die Inhalte der Abrechnung der Netznutzung auf Basis der zuvor beim Netzbetreiber eingegangenen Messwerte, die Prüfung der Abrechnung durch den Lieferanten und die Anweisung des Zahlungsavis resp. einer Zahlungsablehnung bei festgestellter Fehlerbehaftung der Netznutzungsabrechnung. Darüber hinaus wurde von den Verbänden angeregt, den ehemaligen Prozessschritt 6 mit rein informatorischem Inhalt sowie den bisherigen Prozessschritt 9a, welcher die Mitteilung des Netzbetreibers an den Lieferanten enthält, dass seine ursprüngliche Rechnung korrekt war, zu streichen.

Die Beschlusskammer hat die redaktionellen Änderungsvorschläge insoweit aufgegriffen, als diese der von den Verbänden intendierten Vereinfachung der Beschreibung der Prozessschritte und Anmerkungen dienen bzw. weitere inhaltliche Erläuterungen zu einzelnen Regelungsinhalten darstellen. Insoweit konnte die Beschlusskammer auch die Streichung des ehemaligen Prozessschrittes 6 befürworten, der bislang eine rein nachrichtliche Funktion übernahm.

Nicht gefolgt ist die Beschlusskammer dem Ansinnen der Verbände, ebenfalls Prozessschritt 9a zu streichen. Eine Mitteilung des Netzbetreibers an den Lieferanten, dass er seine ursprüngliche Netznutzungsabrechnung, trotz vorheriger Einrede des Lieferanten, aufrecht erhält und damit die Einwände des Lieferanten ablehnt, erachtet die Beschlusskammer weiterhin als notwendig. Bei Fehlen eines derartigen Prozesses bliebe der Status und das weitere Vorgehen der vom Netzbetreiber zuvor (Prozessschritt 4b) abgelehnten Rechnung für den Lieferanten im Unklaren. Erst mit Übermittlung der Nachricht des Netzbetreibers, dass dieser an seiner ursprünglichen Rechnung festhält, kennt der Lieferant den Status dieser Abrechnung. Die Beschlusskammer schließt sich damit auch den entsprechenden Stellungnahmen (E wie Einfach GmbH,

COUNT+CARE GmbH & Co. KG) an. Auf die Aufnahme neuer Sachverhalte, wie den Verweis auf ein mögliches Mahnverfahren des Netzbetreibers (Verbändevorschlag) oder den Ausschluss von Mahnungen des Netzbetreibers nach dessen Zurückweisung der Einsprüche des Lieferanten gegenüber der Netznutzungsabrechnung (u.a. Stellungnahmen E wie Einfach GmbH, Regiocom GmbH) hat die Beschlusskammer in diesem Zusammenhang verzichtet. Derartige Regelung sieht sie nicht als originär dem Prozess zugehörig an, sondern zählt diese vielmehr zur allgemeinen kaufmännischen Abwicklung, die aber nicht weitergehend in dem Prozess auszugestalten ist sondern den einzelnen Unternehmen überlassen bleibt.

2.3. Klarstellung zum Asynchronmodell

Die Beschlusskammer hat die Grundsätze der Mengenzuordnung in Abschnitt IV.2. der GPKE um konkrete Anwendungskonstellationen eines Auseinanderfallens der Zuordnung von Entnahmestellen zu einem neuen bzw. aus einem bestehenden Lieferverhältnis (Netznutzung) und dem jeweiligen Beginn bzw. Ende der bilanziellen Berücksichtigung der Marktlokation für den Lieferanten ergänzt.

Für die von diesem Auseinanderfallen von Netznutzung und Bilanzierung einzig betroffenen SLP-Kunden wurden sowohl die zeitlichen Grundregelungen als auch die davon betroffenen Prozesse („Lieferbeginn“, „Lieferende“) mit der entsprechenden Stichtagsregel gesondert in die Prozessbeschreibung eingefügt und um eine entsprechende grafische Darstellung ergänzt. Materiell erfährt diese Regelung damit keine Änderung zur vorherigen. Sie konkretisiert vielmehr die bereits bestehende Möglichkeit unter dem Rubrum des „Asynchronmodells“. Diese Bezeichnung ergänzt den ursprünglichen Titel „Mehr- und Mindermengenmodell“ und grenzt ihn zusätzlich zur eigentlichen Mehr- und Mindermengenabrechnung ab, die im engeren Sinne nicht Gegenstand dieses Prozesses ist. Aus den Stellungnahmen sind keine grundsätzlichen Bedenken gegenüber der Aufnahme der detaillierten Regelungen zu hervorgegangen. Dass die entsprechende Erläuterungsgrafik das Grundprinzip des Sachverhalts nur unter Berücksichtigung einer speziellen Fallkonstellation stark vereinfachenden erläutert (s. Stellungnahme eins energie in sachsen GmbH & Co. KG) mag zutreffend sein, erscheint der Beschlusskammer aber für die grafische Verdeutlichung der Wirkungsweise des Auseinanderfallens von Netznutzung und Bilanzierung ausreichend.

3. Änderung der Festlegung WiM (Tenorziffer 2 sowie Anlage 2)

3.1. Wegfall der Marktrolle des Messdienstleisters

Aus den Geschäftsprozessbeschreibungen waren alle Prozesse und Prozessinhalte zu streichen, die sich mit der separaten Abbildung der Marktrolle des Messdienstleisters befasst haben.

Nach der bis zum 01.09.2016 geltenden Rechtslage war es unter bestimmten Umständen möglich, als Anschlussnutzer unterschiedliche Dienstleister für die Durchführung des Messstellenbetriebs einerseits und der Messung andererseits zu kontrahieren. Entsprechend ermöglichten die Wechselprozesse der WiM-Festlegung das Auseinanderfallen und die getrennte Zuordnung der beiden Markttrollen zu unterschiedlichen Anbietern in Bezug auf eine Messstelle.

Diese Unterscheidung ist nach der neuen Rechtslage nicht mehr möglich. Nach § 3 Abs. 2 MsbG ist die Messung fortan zwingender Bestandteil der Tätigkeit eines Messstellenbetreibers, eine Separierung ist nicht mehr vorgesehen.

Dieser Vorgabe folgend sind namentlich die explizit mit der separaten Durchführung der Messung befassten Prozesse „Kündigung Messung“, „Beginn Messung“ sowie „Ende Messung“ sowie zahlreiche Prüfungsschritte in weiteren Prozessen, die der Abklärung dienten, ob in der konkreten Konstellation eine separate Erbringung der Messung zulässig ist, entfallen. Aus dem vorgenannten Grund ist auch die bislang in den WiM-Prozessen zu findende Unterscheidung nach elektronisch ausgelesenen Zählern (eZ) bzw. analog ausgelesenen Zählern (aZ) entfallen. Die Unterscheidung hatte bislang sicherzustellen, dass gemäß § 9 Abs. 2 MessZV nur bei nicht elektronisch ausgelesenen Zählern ein Auseinanderfallen der Markttrollen Messstellenbetreiber und Messdienstleister möglich war.

3.2. Prozess „Beginn Messstellenbetrieb“

Entgegen der ursprünglichen Konsultationsfassung wurde die zusätzliche jederzeitige Informationsmeldung des Netzbetreibers an den grundzuständigen Messstellenbetreiber über die erfolgte Zuordnung eines Messstellenbetreibers gestrichen (ehemaliger Prozessschritt 13). Die Kammer schließt sich dem hierzu vom bne vorgetragenen Einwand an, wonach ein grundzuständiger Messstellenbetreiber sich gegebenenfalls auch wettbewerblich betätigen kann und hiernach automatisch Informationen erhalten würde, die wettbewerbsrelevant sind und die er nur im Einzelfall tatsächlich benötigt.

3.3. Prozess „Ende Messstellenbetrieb“

Mittels des neu eingefügten Prozessschritts 6 hat der Netzbetreiber die Möglichkeit, den grundzuständigen Messstellenbetreiber aufzufordern, eine nach Beendigung der bisherigen Zuordnung nun nicht mehr zugeordnete Messstelle in seine Zuständigkeit zu übernehmen. Dies soll die jederzeitige lückenlose Zuordnung gewährleisten. Spiegelbildlich dazu bestätigt der grundzuständige Messstellenbetreiber mit dem neu eingefügten Prozessschritt 8 die Übernahme.

3.4. Prozess „Störungsbehebung in der Messstelle“

Bezüglich der durch den Messstellenbetreiber einzuhaltenden Fristen für die Prüfung einer gemeldeten Störung bzw. für die Behebung einer verifizierten Störung wurde der Prozess um spezielle Fristen für die Entstörung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen ergänzt. Speziell bei den Fristen für die Störungsbehebung wurde dabei nach Messlokationen unterschieden, die sich im Niederspannungsnetz befinden und solchen, die sich in höheren Spannungsebenen befinden. Die dort geltenden kürzeren Fristen resultieren aus der im Verhältnis höheren wirtschaftlichen Bedeutung verfügbarer und valider Messwerte.

3.5. Prozess „Ersteinbau eines intelligenten Messsystems in eine bestehende Messlokation“

Der Prozess dient der Abwicklung des Ersteinbaus und soll dabei insbesondere sicherstellen, dass alle betroffenen Marktteilnehmer über den Umstand des Einbaus in ausreichender Weise informiert werden. Von Bedeutung ist hierbei insbesondere die gesetzliche Verpflichtung nach § 37 Abs. 2 MsbG, wonach der grundzuständige Messstellenbetreiber spätestens drei Monate vor der Ausstattung der jeweiligen Messstelle alle Betroffenen, namentlich den Messstellenbetreiber zu informieren und auf die Möglichkeit zur freien Wahl eines Messstellenbetreibers hinzuweisen hat.

Wenngleich § 37 MsbG auf die Verpflichtungen zum Rollout nach § 29 MsbG insgesamt verweist und damit grundsätzlich auch moderne Messeinrichtungen einbezieht, wurde der hier konzipierte Prozess speziell auf die deutlich komplexere Situation des Ersteinbaus eines intelligenten Messsystems zugeschnitten. Aus diesem Grund schließt sich die Kammer den teilweise in der Konsultation vorgebrachten Einschätzungen nicht an, wonach derselbe Prozess auch beim geplanten Einbau einer modernen Messeinrichtung anzuwenden sein sollte. Dies bedeutet indes nicht, dass dadurch von den Verpflichtungen des grundzuständigen Messstellenbetreibers zur Erfüllung seiner Informationspflichten nach § 37 Abs. 2 MsbG suspendiert würde. Ihnen ist in geeigneter Weise nachzukommen.

Soweit der Prozess – insoweit die Informationspflichten des § 37 Abs. 2 MsbG übererfüllend – auch die Information des in der Norm nicht explizit genannten Lieferanten über den beabsichtigten Einbau eines intelligenten Messsystems vorsieht, wird dies entgegen anderweitigen Stellungnahmen ausdrücklich begrüßt. Zum einen wird dem Lieferanten damit frühzeitig die Möglichkeit gegeben, sich mit der Frage zu befassen, ob er zur Entlastung seines Endkunden von zusätzlicher Vertragsadministration diesem die Abwicklung der Abrechnung des Messsystems anbieten möchte, des Weiteren versetzt erst die frühzeitige Informierung des Lieferanten diesen in die Lage, dem Endkunden ein auf die neue Messtechnik abgestimmtes Energieprodukt anzubieten und dem Kunden auf diese Weise überhaupt die Möglichkeit zu geben, die vom Gesetzgeber stillschweigend vorausgesetzte Kompensation der Mehrkosten durch Einsparungen beim Energiebezug annähernd zu realisieren.

3.6. Prozess „Abrechnung des Messstellenbetriebs“

Nach der gesetzlichen Konzeption des MsbG findet in Fällen, in denen intelligente Messsysteme oder moderne Messeinrichtungen zum Einsatz kommen, im Standardfall keine Berechnung dieser Dienstleistung über die bislang übliche Netzentgeltabrechnung des Netzbetreibers statt, sondern stattdessen mittels einer unmittelbaren Abrechnung zwischen dem grundzuständigen Messstellenbetreiber und dem Anschlussnutzer (§ 7 Abs. 1 i.V.m. 9 Abs. 1 MsbG).

Dessen ungeachtet hat sich im Zuge der Diskussion um die Entwicklung des Interimsmodells in der Branche die Erwartungshaltung gebildet, dass die unmittelbare Abrechnung des Messstellenbetriebs gegenüber dem Anschlussnutzer diesem einen zusätzlichen Aufwand abverlangt, den Lieferanten in vielen Fällen ihren Endkunden dadurch abnehmen möchten, dass sie das Vertragsmanagement sowie das Inkasso des Entgelts für den Messstellenbetrieb im Rahmen ihres all-inclusive-Lieferverhältnisses mit dem Endkunden mit übernehmen. Aus diesem Grund stellen die Prozesse zur „Abrechnung des Messstellenbetriebs“ massengeschäftstaugliche Abwicklungsmechanismen zwischen Messstellenbetreibern und Lieferanten bereit.

3.6.1. Unterprozess „Preisblattkatalog“

Dies beinhaltet zunächst die Einführung eines elektronischen Preisblattkataloges. Dieser soll insbesondere die Lieferanten als Empfänger in die Lage versetzen, die jeweiligen Artikelpreise der verschiedenen Messstellenbetreiber in einer einheitlichen, massengeschäftstauglichen und effizienten Art und Weise elektronisch übermittelt zu bekommen, diese in ihre IT-Systeme einpflegen zu können und nach Zugang von Rechnungen hierüber auch eine unkomplizierte papierlose Rechnungsprüfung durchführen zu können. Nicht geteilt wird die Einschätzung von Innogy und Stromnetz Berlin, wonach die Einführung eines elektronischen Preisblattes für den Messstellenbetrieb von intelligenten Messsystemen und modernen Messeinrichtungen zur

Einführung des Interimsmodells verfrüht sei und hierfür kein Bedarf bestehe. Gerade die Übermittlung von Preisinformationen unterliegt im Rahmen des hier festzulegenden Interimsmodells keiner Abweichung gegenüber dem späteren Zielmodell. Es besteht ein objektiver Bedarf, die Preisbestandteile, deren Klassifizierung sich im Übrigen nach den jeweiligen Preisobergrenzenvorschriften und Vorgaben zu Standardleistungen nach MsbG richtet, in einer effizienten Art und Weise zu kommunizieren. Insofern stellt der hier betreffende Prozess zugleich eine Vorbereitungsmaßnahme für das spätere Zielmodell dar, die sich nach Einschätzung der Kammer unabhängig von dessen späterer Ausgestaltung nicht als obsolet herausstellen wird.

3.6.2. Unterprozess „Abrechnung Messstellenbetrieb“

Die Unterprozesse „Abrechnung Messstellenbetrieb“ stellen Mechanismen bereit, mit denen entweder der Messstellenbetreiber einen den Endkunden versorgenden Lieferanten anfragen kann, den Messstellenbetrieb über das Lieferantenverhältnis mit abzuwickeln bzw. umgekehrt der Lieferant selbst die Möglichkeit besitzt, dies beim Messstellenbetreiber anzufragen.

Die Unterprozesse gehen von der bereits oben geschilderten Grundannahme aus, wonach im Standardfall gemäß der gesetzlichen Intention des MsbG eine unmittelbare Abrechnung zwischen Messstellenbetreiber und Anschlussnutzer (Letztverbraucher) Anwendung findet, soweit im Einzelfall nichts Abweichendes bestimmt ist.

Hiergegen argumentierten insbesondere Innogy und GEODE im Rahmen der Konsultation. Sie führten unter anderem an, der vorgelegte marktllokationsscharfe Angebotsprozess sei unnötig komplex und hindere eine effiziente Abrechnung des Messstellenbetriebs. GEODE regte an, stattdessen solle eine lieferantenscharfe bilaterale Vereinbarung zwischen Messstellenbetreiber und dem jeweiligen Lieferanten zum Einsatz kommen, Innogy schlug vor, eine Vereinbarung zwischen Messstellenbetreiber und Lieferant könne effizienter im Rahmen des Prozesses „Lieferbeginn“ ausgeprägt werden.

Die vorgebrachten Einwände vermögen aus Sicht der Beschlusskammer nicht zu überzeugen. Gegen den Vorschlag, mit dem jeweiligen Lieferanten bilaterale Vereinbarungen über die standardmäßige Übernahme der Messstellenbetriebsabwicklung für alle vom Lieferanten betreuten Marktlokationen zu schließen spricht die Erwartung, dass der erforderliche Transaktionsaufwand die meisten der in Betracht kommenden (überregionalen) Lieferanten sicherlich davon abhalten würde, solche Vereinbarungen überhaupt abzuschließen. Zudem wäre fraglich, ob Lieferanten materiell bereit wären, dies zu tun, da sie im Standardfall nicht davon ausgehen dürften, dass schlechthin alle Kunden diese Übernahme wünschen.

Hinsichtlich des Innogy-Vorschlages ist darüber hinaus darauf hinzuweisen, dass der angeführte Prozess „Lieferbeginn“ sich nicht zwischen dem Lieferanten und dem Messstellenbetreiber,

sondern dem Netzbetreiber abspielt und bereits insofern die nötige Rollentrennung vermissen lässt.

Im Ergebnis ist daher der von den Verbänden BDEW und VKU entwickelte und der Konsultation zugrunde gelegte Prozessansatz vorzuziehen. Er erlaubt den Beteiligten, die Übernahme der Abwicklung zwischen Messstellenbetreiber und Lieferant im Rahmen einer klaren Marktrollentrennung und unter Einbeziehung der marktlokationsscharfen Interessenlage der Beteiligten abzuwickeln.

3.6.3. Unterprozess „Abrechnung Messstellenbetrieb“

Schließlich hat der auch bislang in der WiM-Festlegung vorzufindende Prozess „Abrechnung von Dienstleistungen im Messwesen“ die erforderlichen Erweiterungen und Anpassungen erfahren, damit er die hinzugekommenen Abwicklungsmodalitäten in Bezug auf moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme abdecken kann.

4. Änderung der Festlegung MPES (Tenorziffer 3 sowie Anlagen 3-4)

4.1. MPES-Prozessbeschreibung (Tenorziffer 3.a. sowie Anlage 3)

4.1.1. Rollen und Objekte

In Abgrenzung zum Anlagenbetreiber nach dem EEG und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) wird – wie bereits in den Vorversionen der Festlegung - der Begriff des „Erzeugers“ definiert. Er ist verantwortlich für die Marktlokation. Letztere ist abzugrenzen von der „Technischen Ressource“. Der zuvor in der Festlegung BK6-14-110 definierte Begriff „Erzeugungseinheit“ wird angepasst und in die Definition der „Technischen Ressource“ überführt.

Die Marktlokation im Sinne der MPES-Festlegung, die auf den bisherigen Begriff der Erzeugungsanlage referenziert, bezeichnet die Gesamtheit aller Erzeugungseinheiten (technische Ressourcen), deren gemessene elektrische Energie durch einen oder mehrere geeichte Zähler direkt oder indirekt erfasst wird und deren Zählpunktbezeichnung einem Bilanzkreis zugeordnet ist. Gesonderter Gegenstand eines Zuordnungswechsels oder einer Tranchierung können damit nur Konstrukte sein, die die genannten Anforderungen erfüllen, nicht aber nachgelagerte Erzeugungseinheiten.

In diesem Punkt unterscheidet sich die Festlegung bereits in ihren Begrifflichkeiten vom EEG, das stets die einzelne Anlage zum Bezugsobjekt der gesetzlichen Regelungen erklärt und allenfalls der „Erzeugungseinheit“ nach dieser Festlegung entspricht. Die unterschiedliche

Benennung und Handhabung hat ihren Grund primär in den nicht gänzlich deckungsgleichen messtechnischen und bilanziellen Anforderungen an „Anlagen“ i.S.d. EEG und „Erzeugungsanlagen“ im Sinne dieser Festlegung. Während es insbesondere für die Vergütungsfragen nach dem EEG grundsätzlich nur auf die Erfassung des erzeugten Stroms in Form von elektrischer Arbeit ankommt, bedarf es im Rahmen der hier zu regelnden bilanzierungsrelevanten Zuordnungsprozesse jedenfalls im Fall der Nutzung anteiliger Vermarktung einer leistungsmäßigen Erfassung der Einspeisung in viertelstündiger Auflösung, um die Voraussetzungen des § 20 Abs. 2 EEG einzuhalten. In Konsequenz dessen sind in der Praxis Konstellationen verbreitet, in denen mehrere Anlagen im Sinne des EEG über einen gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt und hinter einer gemeinsamen Leistungsmessung am öffentlichen Netz angeschlossen sind (eine Erzeugungsanlage im Sinne dieser Festlegung) und zusätzlich anlagenindividuell oder in Gruppen mit Unterzählern in Form einer Arbeitsmessung ausgestattet sind, etwa weil unterschiedliche Vergütungskategorien Anwendung finden.

Es sei an dieser Stelle allgemein klagestellt, dass alle ansonsten zulässigen und derzeit in der Praxis verwendeten Modelle zur Ermöglichung der bilanzierungsfähigen leistungsmäßigen Erfassung einer physikalisch nicht direkt am öffentlichen Netz angeschlossenen oder nur untergemessenen Erzeugungseinheit durch diese Festlegung nicht eingeschränkt werden. Dies gilt namentlich für die Einrichtung virtueller bilanzierungsrelevanter Zählpunkte durch Differenzsummenbildung mit der Untermessung einer Anlage oder aber für die kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe nach § 11 Abs. 2 EEG.

Voraussetzung für die Nutzung virtueller Zählpunkte in Anschlusskonstellationen mit Untermessungen ist zudem, dass eine klare Regelung der Zuständigkeit für die Durchführung der Messungen bezüglich des operativen Messstellenbetriebes (auch Entstörung) und Ersatzwertbildung existiert. Die Vorgaben hierzu sind indes ebenfalls nicht Bestandteil dieser Festlegung.

4.1.2. Begriffsbestimmungen

4.1.2.1. Direktvermarktungspflicht

Die bisherigen Definitionen der „EEG-Erzeugungsanlage mit DV-Pflicht“ bzw. der „EEG-Erzeugungsanlage ohne DV-Pflicht“ werden auf Erzeugungsanlagen nach dem geltenden KWKG erweitert. Denn auch dort findet sich nunmehr in § 4 Abs. 1 die Verpflichtung zur Direktvermarktung gültig ab einer dort näher bestimmten Anlagengröße.

4.1.2.2. Technische Ressource

Der eingeführte Begriff der technischen Ressource ersetzt die bisherige Begrifflichkeit der Erzeugungseinheit und referenziert auf das Marktrollenmodell des BDEW.

4.1.3. Rahmenbedingungen

4.1.3.1. Viertelstündliche Bilanzierung bei Ausstattung mit intelligentem Messsystem (Ziffer 3 Nr. 6)

Ziffer 6 sieht vor, dass in Fällen, in denen alle für eine erzeugende Marktlotation relevanten Messlokationen mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sind, auch in jedem Fall eine viertelstündliche Erfassung der Einspeisung zu erfolgen hat. Die Vorgabe ergibt sich aus § 55 Abs. 3 und 4 MsbG.

4.1.3.2. Erstmalige Stromeinspeisung (Ziffer 3. Nr. 12)

Der Text erweitert die auch in der bislang geltenden MPES-Festlegung enthaltene Vorgabe um konkrete Form- und Fristangaben, die der Erzeuger für die Meldung einer Marktlotation beim NB einzuhalten hat bzw. die der Netzbetreiber für die Beantwortung zu beachten hat. Die eingefügte Tabelle erläutert nochmals übersichtlich die unterschiedlichen Anwendungsfälle und die dafür geltenden Formvorgaben.

4.1.4. Geschäftsprozesse Lieferbeginn (Ziffer 4.2.) / Lieferende (Ziffer 4.3.)

Bei den genannten Prozessen wurde ebenfalls der Fall einer KWK-Marktlotation ohne bzw. mit Direktvermarktungspflicht eingearbeitet.

4.2. Dauerhafte Anwendung eines Formulars für bestimmte Wechselvorgänge (Tenorziffer 3.b. sowie Anlage 4)

Wie bereits in der Altfestlegung wird von Seiten der Beschlusskammer weiterhin ein Bedarf für einen zusätzlichen Meldeweg gesehen, den Anlagenbetreiber ohne Mitwirkung eines (beispielsweise nicht mehr aktiven Lieferanten) nutzen können, um ihre Anlagen aus einer Direktvermarktungsform zurückzuholen. Die in Tenorziffer 3 b. enthaltene Verpflichtung stellt daher sicher, dass mittels eines ausschließlich für diesen Anwendungsbereich geltenden Formulars die EEG- oder KWKG-Anlagenbetreiber dauerhaft die Möglichkeit erhalten, sämtliche Direktvermarktungszuordnungen aufheben zu lassen und die Erzeugungsanlage zu 100 % wieder in die gesetzliche Förderung zu übernehmen. Es ist darauf hinzuweisen, dass Marktakteure, die zugleich eine Marktrolle im Sinne der Prozessfestlegungen nach Anlage 1 ausüben, von dieser Möglichkeit keinen Gebrauch machen können sondern auf die elektronische EDIFACT-Kommunikation zurückzugreifen haben. Die gegenüber den Netzbetreibern hier ausgesprochene Verpflichtung erscheint verhältnismäßig. Der Anwendungsbereich dürfte zahlenmäßig überschaubar sein. Zudem ist den Netzbetreibern nachgelassen, das geforderte Formular auch

mittels eines besser automatisierbaren Online-Formulars bereitzustellen, was Raum für die jeweils unternehmensspezifisch effizienteste Lösung lässt. Da die Verarbeitungsstrukturen bei den verarbeitenden Netzbetreibern – soweit auf automatisierte Verarbeitung eingestellt – grundsätzlich bereits vorliegen, erscheint es verhältnismäßig, die Nutzung des überarbeiteten Formulars bereits zum 01.01.2017 vorzugeben.

5. Verpflichtung zur Entwicklung eines Prozesses und Formulars zur Abwicklung von Lieferantenwechseln in Kundenanlagen mit Untermessung (Tenorziffer 6)

Die Vorgaben nach Tenorziffer 6 beabsichtigen, die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen zur Entwicklung eines Abwicklungsmodells für die Gewährleistung des Netzzugangs in Kundenanlagen zu veranlassen.

Gemäß § 20 Abs. 1d EnWG haben Netzbetreiber für die Durchleitung von Energiemengen zu Abnahmekunden an Unterzählungen in Kundenanlagen die benötigten Zählpunkte bereitzustellen. Dies soll gewährleisten, dass solche Kunden in gleicher Weise an den standardisierten Lieferantenwechselprozessen der GPKE teilnehmen können. Die Regelung nach § 20 Abs. 1d EnWG existiert bereits seit dem Jahr 2011.

Der Beschlusskammer werden seitdem wiederkehrend Fälle aus der Praxis berichtet, in denen sich das gesetzlich beschriebene Procedere in Einzelfällen aufgrund mangelhafter Umsetzung oder aufgrund einer nicht zustande kommenden Einigung zwischen den Akteuren über technische Details geraume Zeit hinzieht bzw. vollständig scheitert. Die Kammer hält es daher für unumgänglich, auch für die Fallgruppe der Kundenanlagen eine entsprechende prozessuale Standardisierung im Markt anzuregen. Im Rahmen der Konsultation war eine rudimentäre Prozessbeschreibung, begleitet vom Entwurf eines Formulars zur Übermittlung erforderlicher Stammdaten, veröffentlicht worden. Die Vielzahl der hierauf eintreffenden Stellungnahmen stellte die grundsätzliche Notwendigkeit einer Standardisierung nicht in Frage, bemängelte aber die vorgeschlagenen Ansätze im Detail.

Mit der nun ausgesprochenen Verpflichtung soll den Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen die Gelegenheit gegeben werden, zu einer einheitlichen und von allen Unternehmen mitgetragenen Lösung zu finden. Die konkrete Ausgestaltung ist hierbei dem Markt überlassen, indes hält die Kammer eine konkrete zeitliche Zielvorgabe in der ausgesprochenen Form für unerlässlich, aber auch auskömmlich.

Hierbei spricht die Beschlusskammer die Verpflichtung zunächst nur in Bezug auf die Netzzugangsgewährung für Unterzähler von Haushaltskunden aus. Hintergrund sind die von einigen Konsultationsteilnehmern geäußerten Hinweise, wonach im Fall von Kundenanlagen mit

Gewerbe- und Industriekunden regelmäßig die zu klärenden bilanziellen Fragen komplexer seien und hierfür mehr Zeit für die Bildung des virtuellen Zählpunktes zu veranschlagen sei. Die tenormäßige Beschränkung auf Haushaltskunden bedeutet dabei weder, dass gegenüber anderweitigen Verbrauchern in Kundenanlagen nicht ebenso unverzüglich gemäß § 20 Abs. 1d EnWG lieferantenwechselfähige Zählpunkte zur Verfügung gestellt werden müssten, noch dass ein zur Erfüllung dieser Verpflichtungen vorgelegter Geschäftsprozess nicht auch von vornherein alle Gruppen von Endkunden an Unterzählern abdecken könnte, sofern er hierfür geeignet erscheint.

6. Widerrufsvorbehalt (Tenorziffer 7)

Die Beschlusskammer behält sich gemäß § 36 Abs. 2 Ziff. 3 VwVfG den Widerruf dieser Festlegungsentscheidung vor. Dieser Vorbehalt soll insbesondere sicherstellen, dass neue Erkenntnisse berücksichtigt werden können, soweit dies erforderlich ist. Nur so kann die Zukunftsoffenheit aufgrund eines derzeit nicht konkret absehbaren Anpassungsbedarfs gewährleistet werden. Hiervon wird das berechtigte Bedürfnis der Unternehmen nach Planungssicherheit nicht beeinträchtigt, da solche Erwägungen in einem etwaigen Änderungsverfahren unter Beachtung der Verhältnismäßigkeit zu berücksichtigen sind.

7. Kosten (Tenorziffer 8)

Hinsichtlich der Kosten bleibt ein gesonderter Bescheid nach § 91 Abs. 1 Ziff. 4 EnWG vorbehalten.

Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann binnen einer Frist von einem Monat ab Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist schriftlich 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).

Christian Mielke
Vorsitzender

Andreas Fixel
Beisitzer

Jens Lück
Beisitzer