



## Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren

nach § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 32 Abs. 1 Nr. 11 und § 27 Abs. 1 S. 2 Nr. 5 ARegV

wegen **Festlegung von Vorgaben für die Erhebung von Daten zur Durchführung der relativen Referenznetzanalyse für die dritte Regulierungsperiode**

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

durch

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

am 03.11.2017 beschlossen:

1. Die Betreiber von Übertragungsnetzen im Sinne des § 3 Nr. 10 EnWG (Übertragungsnetzbetreiber) sind verpflichtet, die zur Durchführung der relativen Referenznetzanalyse gemäß § 22 Abs. 2 ARegV erforderlichen Last-, Struktur-, Absatz- und Kostendaten für das Jahr 2016 in der Struktur und nach den Vorgaben der Anlagen 1, 4, 5, 6, 7, 8, 9a, 13 und 14 im Format „Integral“ (sql-Format), bis zum **18.12.2017** vollständig und elektronisch bei der Bundesnetzagentur einzureichen.
2. Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, die zur Durchführung der relativen Referenznetzanalyse gemäß § 22 Abs. 2 ARegV erforderlichen Struktur- und Kostendaten für das Jahr 2005 in der Struktur und nach den Vorgaben der Anlagen 2 und 9b sowie die Darstellung nicht umgesetzter Maßnahmen bis zum Kalenderjahr 2016 in der Struktur und nach den Vorgaben der Anlagen 9c und 12, im Format „Integral“ (sql-Format), bis zum **31.01.2018** vollständig und elektronisch bei der Bundesnetzagentur einzureichen.

3. Die Übertragungsnetzbetreiber sind zur vollständigen und elektronischen Übermittlung folgender Daten verpflichtet:
  - a) Gemeinsame Datensätze aller Übertragungsnetzbetreiber im Format „Integral“ (sql-Format) zur Abbildung der vollständigen Netztopologie für die Jahre 2005 und 2016 sowie für die Darstellung der nicht umgesetzten Maßnahmen bis zum Kalenderjahr 2016.
  - b) Zeitreihen sämtlicher Erzeugungseinheiten, Lastzeitreihen, Zeitreihen zu Summenaustauschleistungen zu den ausländischen Netzgebieten, Zeitreihen zu Must-Run, Zeitreihen zur Verfügbarkeit aufgrund von Revisionen, Zeitreihen zu Freileitungsmonitoring-Limits sowie Zeitreihen zur Einstellung der Phasenschiebertransformatoren in der Struktur und nach den Vorgaben der Anlagen 5, 6, 7, 8, 13, 14 als gemeinsamer Datensatz aller Übertragungsnetzbetreiber für das Jahr 2016.
  - c) Daten zu Kraftwerksparametern (Pmax, Pmin, variable Kosten/Startkosten, Rampenlimits sowie Mindestbetriebs- und Stillstandzeiten) in der Struktur und nach den Vorgaben der Anlage 4 als ein gemeinsamer Datensatz aller Übertragungsnetzbetreiber für 2016.
  - d) Struktur- und Kostendaten zu Abbildung des bestehenden Netzes unter der Nutzung der von der Bundesnetzagentur bereitgestellten und teilweise vorbefüllten Erhebungsbögen in der Struktur und nach den Vorgaben der Anlage 1 für 2016 und Anlage 2 für 2005.
  - e) Zuordnung von Stationsnamen im Erhebungsbogen zu Stationsbezeichner im Netzmodell als ein gemeinsamer Datensatz aller Übertragungsnetzbetreiber in der Struktur und nach den Vorgaben der Anlagen 9a, 9b, 9c für die Jahre 2016, 2005 sowie für die Darstellung der nicht umgesetzten Maßnahmen bis zum Kalenderjahr 2016.
4. Den Daten sind die Datendefinitionen und -beschreibungen aus den Anlagen 3, 10, 11 zugrunde zu legen.
5. Für die elektronische Übermittlung des Erhebungsbogens haben die Netzbetreiber das Energiedaten-Portal (abrufbar auf der Internetseite: <http://www.bundesnetzagentur.de/energiedatenportal>) der Bundesnetzagentur zu nutzen. Sämtliche Dokumente müssen vor der Übertragung im Energiedaten-Portal mit dem dort bereitgestellten Verschlüsselungsprogramm verschlüsselt werden.
6. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

## Gründe

### I.

Die Festlegung betrifft die im Vorlauf zur dritten Regulierungsperiode erfolgende Datenerhebung zur Durchführung der relativen Referenznetzanalyse nach § 22 Abs. 2 ARegV.

Durch Mitteilung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur und im Amtsblatt hat die Beschlusskammer 8 am 04.10.2017 die Einleitung eines Verfahrens nach § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 32 Abs. 1 Nr. 11 ARegV und § 27 Abs. 1 S. 2 Nr. 5 ARegV veröffentlicht.

Bereits am 01.09.2017 fand in Bonn ein Workshop mit den Übertragungsnetzbetreibern statt, um Inhalt und Umfang der Datenerhebung fachlich zu diskutieren.

Am 11.09.2017 hat die Beschlusskammer den Übertragungsnetzbetreibern den Entwurf eines Festlegungstextes mit den dazugehörigen Anlagen übermittelt. Den betroffenen Unternehmen wurde Gelegenheit zur Stellungnahme bis zum 02.10.2017 gegeben.

Teil der Anhörung waren vorbefüllte Erhebungsbögen zu den Referenznetzanalysen der Jahre 2006 und 2011.

Es sind Stellungnahmen von allen vier Übertragungsnetzbetreibern eingegangen. Die Beschlusskammer hat alle Stellungnahmen ausgewertet und abgewogen.

Die Stellungnahmen thematisieren folgende wesentliche Aspekte:

#### **a) Datenumfang/-lieferungsfrist**

Von allen Übertragungsnetzbetreibern wurde der geplante Umfang der Datenerhebung kritisiert. Dieser sei gegenüber den bisherigen Abfragen deutlich gestiegen, zudem sei der Zeitraum für die Bereitstellung verkürzt worden. In mehreren Stellungnahmen wird darüber hinaus die Schwierigkeit der Datenerfassung für die Jahre 2005 und 2011 dargelegt und zusätzlich die Notwendigkeit der Betrachtung des Jahres 2011 hinterfragt. Zudem wurde vorgetragen, die Angabe vollständiger Netznutzungsfälle sowie die Beschreibung des Anlagenmengengerüsts und der Anlagenkonfiguration seien lediglich für das Jahr 2016 nicht aber für die Jahre 2005 und 2011 möglich. Blockscharfe Zeitreihen zu den Fahrplänen von Erzeugungseinheiten lägen auch im Jahr 2016 nur für unter die Festlegung der Beschlusskammer 6 BK6-13-200 („KWEP1-Festlegung“) fallende Kraftwerke vor. Es wird in einer Stellungnahme auch angeführt, dass im Anlageninformationssystem lediglich der IST-Zustand dokumentiert sei. Die Datenpflege bezüglich vergangener Jahre werde nicht durchgeführt.

## **b) Gesamtdeutscher Netzdatensatz**

Teilweise wird darauf hingewiesen, dass ein gemeinsamer Integral-Datensatz zur Abbildung der vollständigen Netztopologie für Deutschland erst seit Untersuchungen im Rahmen der Bedarfsanalysen im Jahr 2013 vorliege. Allerdings wird in anderen Stellungnahmen angegeben, dass selbst für 2016 die Bereitstellung eines solchen Integral-Datensatz einen besonders hohen Aufwand erfordere. Des Weiteren wird um eine Beschreibung der Berücksichtigung und Abbildung von Randnetzen (ausländische Netzgebiete) sowie unterlagerten Netzgebieten im Rahmen der Untersuchung gebeten.

## **c) Betriebs- und Planungsdatensätze**

Den Stellungnahmen zufolge sei aus dem Beschluss und den Anlagen nicht ersichtlich, ob betriebliche Netzdatensätze oder Planungsdatensätzen gefordert würden. Reale Betriebsdaten lägen den Übertragungsnetzbetreibern nicht im geforderten INTEGRAL-Datenbankformat vor. Des Weiteren liege die betriebliche Netzsituation vor Redispatch nicht vor und könne nur mit erheblichem Aufwand und bestenfalls für das Jahr 2016 nachgebildet werden. Die im Konsultationsentwurf des Beschlusses beschriebene Aufteilung der vertikalen Last an den Umspannwerken in Einspeisung von EE-Anlagen, konventionellen Kraftwerken und tatsächliche Last sei auf Basis der realen Betriebsdaten nicht möglich. In diesem Kontext wird eine konkrete Vorgabe für die Aufteilung in Technologien sowie in Wirk- und Blindleistung gefordert.

## **d) Parameter konventioneller Kraftwerke**

In Bezug auf die geforderten Parameter und Zeitreihen konventioneller Kraftwerke wird übereinstimmend betont, dass diese durch die Festlegung der Beschlusskammer 6 BK6-13-200 erst seit 2015 vorlägen. Diese enthalten jedoch keine wirtschaftlichen Daten (Grenzkosten und Startkosten), die bestenfalls abgeschätzt werden könnten. Die Must-Run-Zeitreihen sowie die Zeitreihen zur Verfügbarkeit aufgrund von Revisionen lägen ebenfalls nur für 2016 und dabei teilweise unvollständig oder prognostiziert vor. Vereinzelt wird angegeben, dass die Mindestbetriebs- sowie Stillstandzeiten bestenfalls geschätzt werden könnten. Aufgrund von Retrofit-Maßnahmen würden die Parameter der Kraftwerke mehrmals aktualisiert und seien über die betrachteten Jahre nicht konstant. Daher sei eine konkrete Vorgabe des Planungsstandes erforderlich. Des Weiteren sei festzulegen, ob die Daten nur für direkt am Übertragungsnetz angeschlossene Erzeugungseinheiten angegeben werden sollen oder auch für die in den unterlagerten Netzebenen angeschlossenen Erzeugungseinheiten. Im Fall einer Verwendung von realen Betriebsdaten wird auf die unklare Berücksichtigung von Istwertaufschaltungen verwiesen.

## **e) Pumpspeicherkraftwerke**

In allen Stellungnahmen wird darauf hingewiesen, dass pumpspeicherspezifische Daten nicht vollständig für alle Stützjahre bereitgestellt werden könnten. Einige der technischen Daten wie

die maximale und minimale Leistung der Pumpspeicherkraftwerke, Leistungsgradienten, Wirkungsgrade sowie Pump- und Erzeugungszeitreihen lägen lediglich für ausgewählte Pumpspeicherkraftwerke sowie einzelne Jahre vor. Andere Daten wie die Zuflussdaten, Speicherfüllstände und/oder Speicherbecken könnten gar nicht bereitgestellt werden. Weiterhin wird übereinstimmend angemerkt, dass keine wirtschaftlichen Daten vorlägen.

#### **f) Austauschzeitreihen**

In allen Stellungnahmen wird die Definition der geforderten Austauschzeitreihen kritisiert. Es müsse aus der Definition deutlicher ersichtlich sein, ob es sich um physikalische Flüsse oder um gemeldete Fahrpläne handeln solle. Zudem müsse auch deutlich werden, ob es sich lediglich um die Austauschzeitreihen zu benachbarten ausländischen Netzgebieten (Kuppelleitungen) oder auch um den Austausch zu benachbarten Regelzonen handeln solle. Einzelne Stellungnahmen führen an, dass die Austauschzeitreihen für das Jahr 2005 nur eingeschränkt oder gar nicht vorlägen.

#### **g) Weitere Daten des Netzbetriebs und der Versorgungsaufgabe**

Bei dem Freileitungsmonitoring (FLM) handele es sich um eine Technologie, die erst nach 2005 entwickelt und auch im Jahr 2011 nicht oder nur teilweise eingesetzt worden sei. Weiterhin wird vorgetragen, dass Phasenschiebertransformatoren im Jahre 2005 nicht eingesetzt worden seien und aufgrund fehlender Archivierung auch für das Jahr 2011 keine Zeitreihen zur Stufung der Phasenschiebertransformatoren übermittelt werden könnten. Bezüglich der angeforderten Daten zur Kurzschlussleistung wird darauf hingewiesen, dass die erforderlichen Daten aufgrund fehlender Informationen über detaillierte Konfigurationen der Anlagen bzw. Netze nicht für alle Kunden im Netz angegeben werden könnten. Zudem könne die Angabe der minimalen Kurzschlussleistung nur für die Netzanschlusskunden erfolgen, mit denen diese vertraglich vereinbart worden wären.

#### **h) Redispatch**

Die Mehrzahl der Stellungnahmen weist auf eine unzureichende Definition des Begriffs „Redispatch“ hin. Es sei nicht ersichtlich, welche Maßnahmen (Redispatch, Cross-Border-Redispatch, Countertrading, Multilateral Remedial Actions, Netzreserve-Einsatz, Einspeisemanagement, netzbezogene Maßnahmen) im Rahmen des Abfrage berücksichtigt würden. Zudem wird vereinzelt angemerkt, dass eine Aufschlüsselung des Einspeisemanagements auf einzelne Anlagen sowie die Ausweisung von einheiten- und stunden-scharfen Redispatch-Volumina nicht möglich sei.

### **i) Maßnahmen ab 2005**

Zunächst wird von einzelnen Übertragungsnetzbetreibern ein hoher Aufwand bei der Erfassung der Maßnahmen ab 2005 beanstandet. Da Anlagen teilweise aus unterschiedlichen Projekten finanziert werden, sei eine Aufteilung so gut wie nicht möglich. Bei den Angaben zu den Maßnahmen merken die Übertragungsnetzbetreiber an, dass eine Trennung der Kosten nach (i) „Beschaffung Komponenten“ und (ii) „Bau, Errichtung“ nicht möglich sei. Zudem ergäbe sich die Frage, wie mit Rückbauten bzw. Abbauten umzugehen sei, da diese entsprechend der Datendefinition nicht bzw. nur im Zuge von Umbauten erfasst würden. Hinsichtlich der Definition der Maßnahmen wird angemerkt, dass nicht eindeutig hervorgehe nach welchem Kriterium der Startzeitpunkt der Erfassung (Jahr 2005) festgelegt werde. Es sei auch nicht klar ersichtlich, ob die entsprechenden Tabellenblätter für alle geforderten Jahre auszufüllen seien. Die Übertragungsnetzbetreiber merken zudem an, dass der Umgang mit Teilinbetriebnahmen nicht ersichtlich sei.

### **j) Netzdaten im Erhebungsbogen**

Mehrere Stellungnahmen geben Hinweise, dass einige Definitionen nicht eindeutig seien. So sei die Abgrenzung einer „Stationen“ zu „sonstigen Punkten“ nicht trennscharf. Bezüglich der Definition von „sonstigen Punkten“ zur Beschreibung der Netzstruktur wird von einem Übertragungsnetzbetreiber angemerkt, dass zum besseren Verständnis eine Konkretisierung der Definition erforderlich sei. Auch wurde angemerkt, dass die Vorgabe der Trassen-Klassen mit Hochgebirge, Mittelgebirge und Flachland unzureichend sei.

### **k) Mögliche und nicht mögliche Trassen**

Es wird von allen Stellungnahmen die Angabe der „möglichen“ und „nicht möglichen“ Trassen kritisiert. Der Aufwand für die Angabe sei enorm und in der gegebenen Zeit nicht durchführbar. Entsprechende Informationen lägen bei den Übertragungsnetzbetreibern nicht vor.

### **l) Kosten**

Die Anmerkungen und Kritikpunkte zur Kostenerfassung betreffen sowohl die Abfrage der Typkosten als auch die Kosten zu den Maßnahmen ab dem Jahr 2005. Zum einen wird die unzureichende Definition der anzugebenden Kosten kritisiert, zum anderen die fehlende Bezugsbasis. Zu klären sei das Bezugsjahr und die Notwendigkeit einer differenzierten Meldung für die geforderten Jahre. Die Typkosten seien von einer Vielzahl an Einflussfaktoren abhängig, die bei der Datenabfrage der Typen nicht erfasst würden. Für die Beschreibung der Trassen müssten mehrere Typen von Gestängen und Stromkreisen anteilig angegeben werden können, um die Kosten einer Trasse genauer abzubilden.

Die Bundesnetzagentur hat am 19.09.2017 die zuständigen Landesregulierungsbehörden gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens informiert und diesen gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme zu der beabsichtigten Festlegung gegeben.

Dem Bundeskartellamt wurde am 12.09.2017 gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG ebenfalls Gelegenheit zur Stellungnahme zu der beabsichtigten Festlegung gegeben.

Am 13.09.2017 wurde dem Länderausschuss der Festlegungsentwurf übermittelt und in der Sitzung des Länderausschusses am 21.09.2017 Gelegenheit zur Stellungnahme gemäß § 60a Abs. 2 S. 1 EnWG gegeben.

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

## II.

### 1. **Zuständigkeit**

Das Festlegungsverfahren nach § 29 EnWG für die Datenerhebung zur relativen Referenznetzanalyse fällt gem. § 54 Abs. 1 Hs. 1 EnWG in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur. Die Zuständigkeit der Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG.

### 2. **Ermächtigungsgrundlage**

Die Festlegung für die Datenerhebung in Vorbereitung der dritten Regulierungsperiode beruht auf § 29 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 32 Abs. 1 Nr. 11 ARegV und § 27 Abs. 1 S. 2 Nr. 5 ARegV. Danach kann die Regulierungsbehörde zu Umfang, Zeitpunkt und Form der nach den §§ 27 und 28 ARegV zu erhebenden Daten eine Festlegung treffen, insbesondere zu den zulässigen Datenträgern und Übertragungswegen. Nach § 27 Abs. 1 S. 2 Nr. 5 ARegV erhebt die Regulierungsbehörde bei den Netzbetreibern die notwendigen Daten zur Durchführung des internationalen Effizienzvergleichs und der relativen Referenznetzanalyse für die Betreiber von Übertragungsnetzen nach § 22 ARegV.

### 3. **Notwendigkeit, Ziel und Umfang der Datenerhebung**

Die Festlegung für die Datenerhebung in Vorbereitung der dritten Regulierungsperiode dient der Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der Ziele des § 1 Abs. 1 EnWG. Sie trägt als Bestandteil der Anreizregulierung zur Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und zu einer effizienten leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Energie bei.

Die Referenznetzanalyse dient dem Ziel, die Effizienzwerte der Netzbetreiber festzustellen. §§ 21a Abs. 2 und 5 EnWG sowie § 22 ARegV sehen auch für die Übertragungsnetzbetreiber die Bestimmung von Effizienzwerten vor. Eine relative Referenznetzanalyse gem. § 22 Abs. 2

wird anstelle des internationalen Effizienzvergleichs durchgeführt, da für das Jahr 2016 der Bundesnetzagentur keine vergleichbaren Daten von einer hinreichenden Anzahl von Übertragungsnetzbetreibern aus anderen Mitgliedsstaaten der Europäischen Union mit der notwendigen Sicherheit zum unmittelbaren Zugriff vorliegen werden. Eine belastbare, einheitliche Datengrundlage ist unabdingbare Voraussetzung für die im Rahmen eines Effizienzvergleichs stattfindende Ermittlung der effizienten Unternehmen und die Bestimmung der Effizienzwerte.

Die relative Referenznetzanalyse erfordert eine Auswertung von unternehmensscharfen Last-, Struktur-, Absatz- und Kostendaten.

Die Bundesnetzagentur hat gem. § 22 Abs. 2 ARegV im Rahmen der relativen Referenznetzanalyse die relativen Abweichungen der mit Kosten bewerteten tatsächlichen Anlagemengen zu einem mit Kosten bewerteten Referenznetz zu ermitteln. Der Netzbetreiber mit den geringsten Abweichungen vom Referenznetz bildet den Effizienzmaßstab für die Ermittlung der Effizienzwerte; der Effizienzwert dieses Netzbetreibers beträgt 100 %.

Zum Zweck dieser Analyse ist die Erhebung der in den Anlagen 1 bis 14 konkret bezeichneten Daten, etwa zu Angaben zu den Betriebsmitteln oder zur Infrastruktur im Versorgungsgebiet, notwendig. Zudem ist zur Abbildung der vollständigen Netztopologie die Bereitstellung von Datensätzen im Format „Integral“ (sql-Format) notwendig.

Die zu erhebenden Daten für die Durchführung der Referenznetzanalyse dienen zugleich der Sicherstellung der Belastbarkeit der durchzuführenden Vergleiche.

Die geforderten Datensätze sollen den realen Netzbetrieb möglichst genau in den betrachteten Kalenderjahren widerspiegeln. Dabei wurden als abzufragende Kalenderjahre die Jahre 2005 und 2016 ausgewählt. Auf die Abfrage von Daten aus dem Jahr 2011 wurde im Lichte der Stellungnahmen verzichtet. Ausgangspunkt ist gemäß § 22 Abs. 2 i.V.m. § 6 Abs. 1 S. 3 ARegV das Basisjahr 2016. Zusätzlich wird das Kalenderjahr 2005 abgefragt, da mit dem EnWG 2005 die Kooperation der deutschen Übertragungsnetzbetreiber statuiert wurde. Aus diesem Grund sind die seit 2005 getätigten Ausbaumaßnahmen ebenfalls zu analysieren, um das Referenznetz 2016 besser bewerten zu können.

Die Abfrage der FLM-Daten sowie die der Phasenschiebertransformatoren-Zeitreihen werden aufgrund der Rückmeldungen in der Konsultation auf das Jahr 2016 beschränkt.

Um valide Ergebnisse zu erzeugen, ist es von besonderer Bedeutung, dass die Netzdaten der betrachteten Szenarien konsistent sind, d.h. die Netzbereiche, in denen es keine Änderungen zwischen 2005 und 2016 gegeben hat, müssen für alle Szenarien identisch sein. Es ist erforderlich, dass die gelieferten Daten einen validierten und für alle betrachteten Netznutzungsfälle konvergenten Netzdatensatz darstellen.

Im Lichte der Stellungnahmen wird vorgegeben, zur Beschreibung der Versorgungsaufgabe Planungsdaten zu verwenden, vgl. die Datenbeschreibung in Anlage 10. Diese sollen die betriebliche Situation für das Jahr 2016 vor Redispatch möglichst realitätsnah widerspiegeln. Damit entspricht die Anforderung dieser Datenerhebung den Datensätzen, die regelmäßig in anderen Prozessen, wie im NEP (Netzentwicklungsplan) und den Bedarfsanalysen aufbereitet und für die dortigen Netzanalysen verwendet werden. Im Rahmen der genannten Prozesse wurden ebenfalls Redispatch-Simulationen durchgeführt, die eine Aufteilung der vertikalen Netzlast an den Umspannwerken in Last und EE-Einspeisung erfordern. Im Rahmen der Referenznetzanalyse (RNA) muss die Aufteilung ebenfalls möglichst realitätsgetreu abgeschätzt werden. Die Grundlage für eine möglichst genaue Abschätzung dieser Aufteilung sollten die im realen Netzbetrieb erhobenen bzw. abgeschätzten Daten darstellen. Bei der technologiescharfen Aufteilung sind die Wirkleistungs- und auch die Blindleistungsein- bzw. -auspeisungen anzugeben.

Durch die Einschränkung der Datenabfrage zur Versorgungsaufgabe auf das Jahr 2016 entfällt im Vergleich zur Konsultationsfassung des Beschlusses die Bereitstellung vollständiger Netznutzungsfälle und blockscharfer Zeitreihen zu Fahrplänen von Erzeugungseinheiten für die Jahre 2005 und 2011. Die Lieferung blockscharfer Zeitreihen bleibt erforderlich und ist auch möglich, da solche Datensätze bereits in anderen Prozessen, wie im NEP und den Bedarfsanalysen aufbereitet und für die dortigen Netzanalysen verwendet werden.

Um die technischen Auswirkungen von Ausbau- und Umbaumaßnahmen im Übertragungsnetz sachgerecht abzubilden, sind Netzberechnungen für das gesamte deutsche Übertragungsnetz erforderlich. Eine isolierte Betrachtung der einzelnen Übertragungsnetzbetreiber würde die Auswirkungen von Umbau- und Ausbaumaßnahmen durch die Vernachlässigung der anderen Übertragungsnetzstrukturen in Deutschland technisch nicht korrekt erfassen. Des Weiteren bleiben bei einer isolierten Betrachtung die Einflüsse auf das eine Übertragungsnetz durch Umbau- und Ausbaumaßnahmen innerhalb jedes anderen Übertragungsnetzes unberücksichtigt. Interdependenzen von Umbau- und Ausbaumaßnahmen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern würden somit vernachlässigt. Insbesondere die Frage nach der effizienten Zusammenarbeit und koordinierten Planung zwischen den Übertragungsnetzbetreibern könnte bei getrennter Betrachtung der Netze nicht adressiert werden. Für die Netzsimulation bedarf es daher Daten (Netzdatensatz, installierte Leistungen, Zeitreihen, technische Parameter von Kraftwerken) in Form eines validierten und konsistenten Datensatzes, der von allen Übertragungsnetzbetreibern gemeinsam bereitgestellt wird. Die geforderten Datensätze haben sich bereits in anderen Prozessen, wie im deutschen Netzentwicklungsplan oder bei der Bedarfsanalyse, für die Durchführung von Netzanalysen etabliert.

Eine getrennte Bereitstellung der Daten durch die Übertragungsnetzbetreiber würde die Durchführung von Netzberechnungen für das gesamte deutsche Übertragungsnetz und somit die Durchführung technisch sachgerechter Analysen im Rahmen der Referenznetzanalyse verhindern. Auch nach Auswertung und Würdigung der Stellungnahmen ist aus den oben aufgeführten

Gründen weiterhin für die Kalenderjahre 2016 und 2005 sowie für nicht umgesetzte Maßnahmen bis zum Kalenderjahr 2016 jeweils ein gesamtdeutscher Integraldatensatz bereit zu stellen. Die Beschlusskammer ist nach der Bewertung mit dem beauftragten Gutachter zu Überzeugung gelangt, dass die Erstellung eines Netzmodells für das Jahr 2005 trotz der fehlenden Informationen anhand einer manuellen Rückentwicklung des für 2016 übermittelten Netzes um die seit 2005 getätigten Umbaumaßnahmen erfolgen kann. Der resultierende Aufwand hierfür wird für den gegebenen Zeitrahmen als vertretbar eingeschätzt. Zudem ist bekannt, dass ein gesamtdeutsches Netzmodell bereits im Rahmen der ersten dena-Netzstudie (dena I) von den Beteiligten erstellt wurde.

Für den NEP 2030 wurde im zweiten Entwurf ein Startnetz zum Stand März 2017 ausgewiesen, dem ein gesamtdeutsches IST-Netz der Übertragungsnetzbetreiber zugrunde liegt. Dieses IST-Netz ist als Grundlage heranzuziehen, da es mit hoher Wahrscheinlichkeit dem Stand 2016 entspricht. Begründete Anpassungen können erfolgen, solange sie den vorgenannten Zielen der realistischen Abbildung des Netzes im Jahr 2016 in Bezug auf Übertragungskapazität und Leitungs- und Stationsauslegung dienen.

Die gelieferten Netzdaten sollen eine hinreichend genaue Abbildung der benachbarten, ausländischen Netzgebiete sowie der unterlagerten Spannungsebenen enthalten, die zu realistischen und zulässigen Leistungsflüsse innerhalb des deutschen Übertragungsnetzgebiets führen. Die Umsetzung dieser Anforderungen erfolgte ebenfalls bereits bei vergleichbaren gesamtdeutschen Untersuchungen wie beispielsweise den Bedarfsanalysen oder dem Startnetz für den NEP.

Aufgrund der Verwendung von Planungsdatensätzen werden keine betrieblichen Schaltmaßnahmen abgefragt und berücksichtigt. Analog zu den Untersuchungen im NEP ist ein Schaltzustand vorgesehen, in dem alle Leitungen sowie alle Quer- und Längskuppler in den Stationen zugeschaltet sind, um den höchsten Vermaschungsgrad zu erreichen.

Aufgrund der Nichtverfügbarkeit der Daten für die Jahre 2005 und 2011 werden die Parameter konventioneller Kraftwerke lediglich für das Jahr 2016 gefordert. Dabei sind die für dieses Jahr hinterlegten Daten heranzuziehen. Im Rahmen anderer Prozesse, wie im NEP oder den Bedarfsanalysen, werden ebenfalls Redispatch-Simulationen durchgeführt, die die Aufarbeitung dieser Daten erfordern. In Bezug darauf und auf die teilweise widersprüchlichen Angaben der Übertragungsnetzbetreiber zum Vorhandensein der technischen Parameter konventioneller Kraftwerke werden weiterhin alle technischen Parameter sowie die Must-Run-Zeitreihen und Zeitreihen zur Verfügbarkeit aufgrund von Revisionen gefordert. Diese Daten sollten den Übertragungsnetzbetreibern bereits aufgrund der durchgeführten Systemanalysen vorliegen. Auch wirtschaftliche Daten wie Grenz- und Startkosten müssen in den genannten Prozessen ebenfalls berücksichtigt werden, da ohne diese keine sachgerechte Simulation der Redispatch-Eingriffe durchgeführt werden kann. Bei Fehlen der tatsächlichen Daten können Schätzungen angegeben werden.

Da keine Betriebsdaten gefordert werden, müssen auch keine Istwertaufschaltungen berücksichtigt werden. Es sind alle Erzeugungseinheiten, die direkt an das Übertragungsnetz angebunden sind, anzugeben. Erzeugungseinheiten in den unterlagerten Spannungsebenen sollen dann ebenfalls geliefert werden, wenn diese für die Lastfluss- und Redispatch-Simulationen erforderlich sind.

Aufgrund der ausdrücklichen Hinweise in der Konsultation zu den fehlenden Daten der Pumpspeicherkraftwerken wird auf die Abfrage dieser Kraftwerksdaten verzichtet. Weiterhin müssen jedoch, analog zum restlichen Kraftwerkspark, die Einspeise- bzw. Pumpzeitreihen jedes betrachteten Pumpspeicherkraftwerkes übermittelt werden. Soweit Pumpspeicherkraftwerke in 2016 dem deutschen Regelblock zugeordnet sind, sind diese zu berücksichtigen.

Die Angabe von Zeitreihen zu den Summenaustauschleistungen ist zumutbar. Die Abfrage umfasst lediglich die den Übertragungsnetzbetreibern bekannten Grenzen für den Fluss zwischen deutschen und ausländischen Netzgebieten. Derartige Zeitreihen wurden bereits in den oben genannten Netzplanungsprozessen mit den Übertragungsnetzbetreibern für Redispatch-Simulationen verwendet. Durch den Verzicht auf die Abfrage der Versorgungsaufgabe für die Jahre 2005 und 2011 entfällt auch die Lieferung der Austauschzeitreihen für diese Jahre.

Die Abfrage der FLM-Daten sowie die der Phasenschiebertransformatoren-Zeitreihen wird auf das Jahr 2016 beschränkt. Die Stellungnahmen weisen teilweise auf Schwierigkeiten bei der Bereitstellung von Daten zur Kurzschlussleistung hin. Der Beitrag eines Kunden zur Kurzschlussleistung soll auf Basis des vertraglich vereinbarten Wertes angegeben werden. Sollte der Beitrag eines Kunden zur Kurzschlussleistung nicht bekannt sein, soll dieser durch gängige, dem Stand der Technik entsprechende Annäherungen durch den Übertragungsnetzbetreiber abgeschätzt werden. Sonstige Punkte können beispielsweise zur Abgrenzung verschiedener charakteristischer Eigenschaften von Trassen oder zur Abbildung spezieller Netzstrukturen wie Dreibeinen herangezogen werden.

In den Stellungnahmen wird die unklare Beschreibung der in den Redispatch-Simulationen berücksichtigten Maßnahmen angemerkt. In den im Rahmen der Referenznetzanalyse durchzuführenden Redispatch-Simulationen werden sowohl der Redispatch konventioneller Kraftwerke (einschließlich Netzreserve-Kraftwerke) als auch Einspeisemanagement und Cross-Border-Redispatch berücksichtigt. Counter Trading und netzbezogene Maßnahmen wie beispielsweise Schaltmaßnahmen werden nicht berücksichtigt.

In den Stellungnahmen wird zudem darauf hingewiesen, dass keine einheiten- und stundescharfe Ausweisung von Einspeisemanagement und konventionellem Redispatch möglich ist. Durch die Abfrage von Planungsdaten vor Redispatch ist keine Aufschlüsselung und Erfassung dieser Daten erforderlich.

Die Stellungnahmen zu den geforderten Daten im Erhebungsbogen variieren zwischen den Übertragungsnetzbetreibern nennenswert und sind teilweise nicht widerspruchsfrei. So wird sowohl der Aufwand für die teilweise detailliert erforderliche Datenbereitstellung kritisiert und gleichzeitig an anderer Stelle eine höhere Detaillierung zur besseren Abbildung der Realität eingefordert. Zur Nachvollziehbarkeit fehlt dann jedoch die Begründung beispielsweise in Form eines höheren Nutzwertes bzw. eines größeren Einflusses auf den Untersuchungsgegenstand. Der Erhebungsbogen für die Netzstrukturdaten bleibt daher in Bezug auf die wesentlichen Inhalte unverändert. Es erfolgt jedoch eine Konkretisierung verschiedener Definitionen, eine teilweise Erweiterung der Datenabfrage entsprechend des Vorschlags der Übertragungsnetzbetreiber (beispielsweise zur Trassenbeschreibung) und die Reduzierung einzelner Erfassungselemente aufgrund begründeter (übereinstimmende Aussagen) Anmerkungen. Zu den in verschiedenen Stellungnahmen angemerkten Besonderheiten wird die Möglichkeit zur Definition entsprechender Stations-, Schaltanlagen-, Stromkreis- und Gestänge-/Grabentypen als ausreichend für die Abbildung dieser Besonderheiten gesehen. Den Übertragungsnetzbetreibern wird zugestanden die Differenzierung nach eigenem Ermessen zu wählen. Aus Sicht der Bundesnetzagentur ergibt sich nicht die Notwendigkeit vom Vorgehen bei der Abfrage der bisherigen Untersuchungen zur Referenznetzanalyse abzuweichen.

Die Daten der betrachteten Jahre 2005 und 2016 im Erhebungsbogen der Netzstrukturdaten müssen konsistent zu den Daten des Integral-Netzmodells sein, ebenso wie die entsprechenden Daten der Versorgungsaufgabe der übrigen Anlagen (Zuordnung Zeitreihen zu Knoten). Es muss gewährleistet sein, dass mit Ausnahme geringfügiger Abweichungen, die Unterschiede zwischen dem Netz des Jahres 2005 und des Jahres 2016 anhand der Maßnahmen ab 2005 nachvollzogen werden können.

Ein Großteil der Anmerkungen in den Stellungnahmen bezieht sich auf die sachgerechte Ausweisung von Kosten für die Maßnahmen ab 2005. Dazu gehört sowohl die Unterteilung in Bau- und Anlagenkosten als auch die Finanzierung der Maßnahmen aus unterschiedlichen Projekten, wodurch eine Kostenzuordnung äußerst aufwendig bis unmöglich ist. Vor diesem Hintergrund wird auf die Abfrage der Kosten für die einzelnen Maßnahmen verzichtet. Eine Angabe zu Kosten erfolgt somit ausschließlich bei den Standardkostenansätzen der einzelnen Typen im Erhebungsbogen der Netzstrukturdaten.

Die Ausbaumaßnahmen als solche sind jedoch weiterhin ab dem 01.01.2006 anzugeben. Alle Maßnahmen ab diesem Zeitpunkt mit Auswirkungen auf den Leistungsfluss im Netz sind demzufolge in der Anlage 1 zu dokumentieren. Logisch zusammenhängende Maßnahmen können dabei zusammengefasst werden. Rück- und Abbauten sind dabei ebenfalls zu erfassen. Die Maßnahmen sind bis zum 31.12.2016 anzugeben.

Zusätzlich sind alle Maßnahmen separat zu erfassen, die in offiziellen Planungsprozessen – insbesondere Investitionsmaßnahmen bei der BNetzA, Bundesbedarfsplangesetz, Netzentwick-

lungsplan, Energieleitungsausbaugesetz, aber ggf. auch Planfeststellungsverfahren – für eine Umsetzung bis zum 31.12.2016 zuvor beantragt oder geplant wurden. Die Angaben sind entsprechend zu belegen. Die Angaben werden mit Anlage 12 erhoben. Weitere Ausführungen hierzu enthält Anlage 3.

Aufgrund der Stellungnahmen zur Unmöglichkeit der Lieferung aller möglichen und nicht möglichen Trassen wird die Erfassung dahingehend angepasst, dass nur noch mögliche Trassen erfasst werden. Hier sind als Mindestangaben alle Trassen zu nennen, die bereits in anderen offiziellen Planungsprozessen – Investitionsmaßnahmen bei der BNetzA, Bundesbedarfsplangesetz, Netzentwicklungsplan, Energieleitungsausbaugesetz – beantragt oder geplant wurden. Zusätzlich steht es den Übertragungsnetzbetreibern frei, weitere Trassen zu nennen.

Wie bereits im Kontext der Maßnahmenabfrage ab dem Jahr 2005 erläutert, entfällt die Kostenerfassung für Ausbaumaßnahmen komplett. Zudem wird der Kritik an der Meldung von Typkosten für alle geforderten Jahre Rechnung getragen, in dem nur Typkosten für das Jahr 2016 abgefragt werden. Sollten im Jahr 2005 Typen existieren, die 2016 nicht mehr vorkommen, ist für diese Typen ebenfalls eine Kostenabschätzung mit Bezug auf das Jahr 2016 durchzuführen. Hinsichtlich der Bestandteile der Typkosten wurde die Definition in Anlage 3 konkretisiert. Die Definition orientiert sich dabei an den Vorgaben anderer Planungsprozesse wie beispielsweise den dena Netzstudien, den bisherigen Referenznetzanalysen und dem Netzentwicklungsplan, um hier eine Einheitlichkeit und damit einen geringen Erfassungs- und Anpassungsaufwand bei den Übertragungsnetzbetreibern zu erzeugen.

Entsprechend dem Vorschlag eines Übertragungsnetzbetreibers wird die Möglichkeit eingeräumt, Trassen anteilig mit unterschiedlichen Gestänge- und Stromkreistypen zu belegen. Die bisherige Vorgehensweise entspricht dann der 100%igen Zuordnung zu einem Gestänge und Stromkreistyp.

#### **4. Frist zur Datenabgabe**

In zeitlicher Hinsicht wird in der Festlegung eine Übermittlung der Daten bis zum 18.12.2017, bzw. bis zum 31.01.2018 für die relative Referenznetzanalyse bestimmt. Die Bundesnetzagentur benötigt einen ausreichenden Vorlauf für die Aufbereitung des Datenmaterials und die Durchführung der Referenznetzanalyse, so dass eine Datenübermittlung bis zu den angegebenen Zeitpunkten erforderlich ist. Den Anmerkungen in der Konsultation wurde Rechnung getragen, in dem der Umfang der Datenabfrage deutlich reduziert und eine gestaffelte Datenlieferung gewählt wurde. Eine noch spätere Datenübermittlung würde den Start der dritten Regulierungsperiode am 01.01.2019 insofern gefährden, als für die der Regulierungsperiode vorgelagerten Prozessschritte eine hinreichend aussagekräftige Datenbasis dann nicht vorhanden wäre. Spätere Änderungen des Erhebungsbogens finden daher grundsätzlich keine Berücksichtigung. Eine

Nachlieferung ist nur in begründeten Ausnahmefällen und nach vorheriger Rücksprache mit der Beschlusskammer möglich.

Um den Aufwand dieser Datenerhebung zu verringern, können die Netzbetreiber die bereits erhobenen Daten gemäß Beschluss BK8-12/010 zur Referenznetzanalyse übernehmen; die seinerzeit bereits abgefragten Daten werden in den jeweiligen Erhebungsbögen vorausgefüllt zur Verfügung gestellt. Somit besteht für die Netzbetreiber anstelle einer kompletten Datenneuermittlung auch die Möglichkeit, den bestehenden Datenbestand der Bundesnetzagentur zu aktualisieren und zu vervollständigen.

## **5. Form der Datenabgabe**

Hinsichtlich der Erfassung und Übermittlung der Datensätze ordnet die Festlegung an, dass diese über die von der Bundesnetzagentur bereitgestellten Erhebungsbögen, die über das Energiedaten-Portal verschlüsselt übermittelt werden, zu erfolgen hat. Auf diese Weise soll ein möglichst fehlerfreier, sicherer und strukturierter Datenrücklauf sichergestellt werden.

Die Erhebungsbögen sind in Form von xlsx- bzw. csv-Dateien vollständig und richtig ausgefüllt und ohne Veränderung der Struktur – beispielsweise durch Einfügen oder Streichen von einzelnen Tabellenblättern, Spalten oder Zeilen – über das Energiedaten-Portal der Bundesnetzagentur zu übermitteln. Sie stellen ausschließlich Eingabebögen dar, die schreibgeschützt zur Verfügung gestellt werden. Eine Veränderung der Struktur der Eingabebögen durch den Netzbetreiber darf nicht vorgenommen werden.

Nur diese Vorgehensweise ermöglicht eine zügige und zuverlässige Datenplausibilitätsprüfung. Schriftliche Mitteilungen zur Änderung einzelner Felder der Erhebungsbögen oder die Übersendungen von Teilen oder von aktualisierten neuen Erhebungsbögen per E-Mail oder auf Datenträgern erfüllen nicht die notwendigen Mindestvoraussetzungen und können aus technisch-administrativen Gründen nicht berücksichtigt werden.

Zum Zwecke der Abbildung der vollständigen Netztopologie wird die Übermittlung von drei Datensätzen im Integral-Datenformat (sql) angeordnet.

Die Bereitstellung eines einheitlichen Datenformats ermöglicht die vereinfachte Dateneingabe auf der Grundlage einer nutzerfreundlichen Bedieneroberfläche. Dieses Datenformat gewährleistet ferner das Zustandekommen einheitlicher Datensätze im Rahmen der Referenznetzanalyse und ist somit eine notwendige Voraussetzung für eine zügige und verlässliche Verwendung der Daten.

## **6. Ermessensausübung und Verhältnismäßigkeit**

Die Festlegung zu Umfang, Zeitpunkt und Form der Datenerhebung ist zur Gewährleistung eines belastbaren, einheitlichen Datenbestandes als Basis für die relative Referenznetzanalyse geeignet, erforderlich und angemessen.

Die Referenznetzanalyse dient dem Ziel, die Effizienzwerte der Netzbetreiber festzustellen. Die abgefragten Daten orientieren sich an den abgefragten Daten der beiden vergangenen Regulierungsperioden. Die Abfrage ist vor diesem Hintergrund als Basis für die relative Referenznetzanalyse geeignet.

Für die Referenznetzanalyse wie auch für die nachfolgenden Prozessschritte wie z.B. die Bereinigung der Effizienzwerte und die Bestimmung der Effizienzvorgaben ist eine aussagekräftige und ihrem Format nach einheitliche Datengrundlage erforderlich. Nur wenn unternehmensspezifische Parameter zu Last-, Struktur-, Absatz- und Kostendaten in dem in der Festlegung bestimmten Umfang vorliegen, kann die Referenznetzanalyse zu einem sachgerechten und belastbaren Ergebnis kommen, das Grundlage für das weitere Verfahren sein kann.

Die durch die Vorgaben zu den einheitlichen Datenformaten und Übermittlungswegen entstehende Belastung der Übertragungsnetzbetreiber erweist sich vor diesem Hintergrund und angesichts der Leistungsfähigkeit der Unternehmen auch als angemessen. Die Belastung der Übertragungsnetzbetreiber hat die Bundesnetzagentur auch bei der Bestimmung des Umfangs insofern in ihre Betrachtung einbezogen, als sie den Umfang der Daten auf ein angemessenes Maß der notwendigen Daten beschränkt hat. Vor diesem Hintergrund erweist sich die bei den Übertragungsnetzbetreibern durch den festgelegten Datenumfang entstehende Belastung als verhältnismäßig.

Die bei den Unternehmen durch den festgelegten Datenumfang und die einheitlichen Datenformate und Übermittlungswege entstehende Belastung ist verhältnismäßig. Die bei den Unternehmen entstehende Belastung hat die Bundesnetzagentur auch bei der Bestimmung des Umfangs insofern in ihre Betrachtung einbezogen, als sie den Umfang der Daten auf das Mindestmaß der für die relative Referenznetzanalyse notwendigen Daten beschränkt hat und im Übrigen die 2011 diesbezüglich übermittelten Daten teilweise bereitstellt. Es kann vielfach auf Daten und Informationen zurückgegriffen werden, die regelmäßig in den Netzanalysen der Übertragungsnetzbetreiber zur Anwendung kommen.

Aufgrund der Tatsache, dass die individuellen Effizienzvorgaben nur aufgrund von robusten Effizienzvergleichen ergehen können, war eine darüber hinausgehende Reduzierung der zu erhebenden Daten nicht möglich, da andernfalls die Belastbarkeit der relativen Referenznetzanalyse ebenso wenig gewährleistet wäre, wie die sachgerechte Berücksichtigung unternehmensindividueller Besonderheiten bei der Bereinigung der Effizienzwerte. Eine weitere Reduzierung des abgefragten Datenumfangs bzw. eine weitere Erleichterung im Hinblick auf die formalen Anfor-

derungen an die Datenlieferung war nicht möglich. Die Ergebnisse der Referenznetzanalyse können und sollen mit dieser Entscheidung nicht vorweggenommen werden, zumal im Laufe dieser folgenden Prozesse Erkenntnisse auftreten können, die jetzt noch nicht absehbar sind.

Unter Abwägung der Interessen der Allgemeinheit an der Durchführung der Referenznetzanalyse, insbesondere vor dem Hintergrund der vorgenannten gesetzlichen Ziele, und der Interessen der Übertragungsnetzbetreiber erweist sich die getroffene Festlegung als ermessensfehlerfrei.

## **7. Befugnisse der Bundesnetzagentur**

Bei Verletzung der oben genannten Verpflichtungen stehen der Bundesnetzagentur die Befugnisse zur Verhängung von Zwangsgeldern nach § 94 EnWG zur Verfügung.

## **8. Anlagenverweis**

Die beigefügten Anlagen 1 bis 14 sind Bestandteil dieses Beschlusses:

Anlage 1: Datenerhebungsbogen für die Ist-Strukturdaten 2016

Anlage 2: Datenerhebungsbogen für die Ist-Strukturdaten 2005

Anlage 3: Datendefinitionen zu Anlage 1, 2 und 12

Anlage 4: Kraftwerkparameterdaten

Anlage 5: Lastzeitreihen von Erzeuger und Lasten

Anlage 6: Lastzeitreihen von Must-Run Kapazitäten

Anlage 7: Lastzeitreihen von Summenaustauschleistungen

Anlage 8: Verfügbarkeitszeitreihen aufgrund von Revisionen

Anlage 9a: Übersicht über die Zuordnung von Stationsnamen 2016

Anlage 9b: Übersicht über die Zuordnung von Stationsnamen 2005

Anlage 9c: Übersicht über die Zuordnung von Stationsnamen bei nicht umgesetzten Maßnahmen 2016

Anlage 10: Allgemeine Beschreibung der Datenabfrage zur Netzsimulation

Anlage 11: Beschreibung der abgefragten Marktdaten

Anlage 12: Datenerhebungsbogen für nicht umgesetzte Maßnahmen 2016

Anlage 13: Lastzeitreihen zur Einstellung von Phasenschiebertransformatoren

Anlage 14: Lastzeitreihen zu Freileitungsmonitoring-Limits

## **9. Kosten**

Hinsichtlich der Kosten ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

## Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann binnen einer Frist von einem Monat nach 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 Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

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

Vorsitzender

Beisitzer

Beisitzer

Bourwieg

Wetzel

Petermann