



- Beschlusskammer 4 -

Az.: BK4-21-027

Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren nach § 23 ARegV aufgrund des Antrags auf Genehmigung der Investitionsmaßnahme

der Amprion GmbH, Robert-Schuman-Straße 7, 44263 Dortmund, vertreten durch die Geschäftsführung,

Antragstellerin,

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

durch ihren Vorsitzenden Alexander Lüdtké-Handjery,
ihre Beisitzerin Stefanie Scheuch
und ihren Beisitzer Dr. Habibullah Qureischie

am 22.04.2024

beschlossen:

1. Die Investitionsmaßnahme für das Projekt

„Ertüchtigung Standsicherheit Oberottmarshausen – Leupolz (196)“

wird genehmigt, soweit durch die geplanten Ertüchtigungsmaßnahmen – im Hinblick auf den jeweiligen Mast und das jeweilige Leiterseil – der aktuelle Stand der Technik innerhalb der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer des jeweiligen Mastes und Leiterseiles von 40 Jahren erzielt wird.

Der Antrag wird abgelehnt, soweit durch die geplanten Ertüchtigungsmaßnahmen – im Hinblick auf den jeweiligen Mast und das jeweilige Leiterseil – der aktuelle Stand der Technik erst nach Ablauf der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer des jeweiligen Mastes und Leiterseiles von 40 Jahren erzielt wird.

2. Die Genehmigung und die Anpassung der Erlösobergrenze sind befristet bis
31.12.2023.
3. Im Übrigen wird der Antrag abgelehnt.
4. Der Antragstellerin wird auferlegt, den sich aus den Gründen ergebenden Mitteilungspflichten nachzukommen.
5. Die Genehmigung steht unter dem Vorbehalt des Widerrufs.
6. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Gründe:

I.

Die Antragstellerin begehrt die Genehmigung einer Investitionsmaßnahme für das Projekt „Ertüchtigung Standsicherheit Leupolz – Bundesgrenze (192)“ gemäß § 23 Abs. 1 S. 1 und S. 2 Nr. 7 ARegV.

Die Antragstellerin ist Betreiberin eines Elektrizitätsübertragungsnetzes mit Sitz in Nordrhein-Westfalen.

Sie trägt vor, dass das technische Ziel der Investition die Einhaltung der Anwendungsregel VDE-AR-N 4210-4 „Anforderungen an die Zuverlässigkeit bestehender Stützpunkte von Freileitungen“ zur Gewährleistung der Verkehrssicherungspflicht sei.

Als Netzbetreiberin sei die Antragstellerin nach § 11 EnWG und § 49 EnWG verpflichtet, die in ihrem Eigentum stehenden Freileitungen entsprechend der technischen Standards zuverlässig und sicher zu betreiben.

Im Nachgang der Münsterlandstörung sei im Gespräch vom 19.04.2007 die Bewertung der Standsicherheit von Freileitungsmasten im Bestandsnetz durch die Bundesnetzagentur gefordert worden und die Normungsgremien im VDE aufgefordert worden entsprechende Regelungen bei regelmäßiger Information des Bund-Länder-Ausschusses „Elektrizitätswirtschaft“ zu erstellen. Durch den VDE FNN sei daraufhin die Anwendungsregel VDE-AR-N 4210-4 „Anforderungen an die Zuverlässigkeit bestehender Stützpunkte von Freileitungen“ erstellt und im August 2014 veröffentlicht worden. Im Einklang mit dieser Anwendungsregel sei die Antragstellerin verpflichtet, die Standsicherheit ihrer Masten bei entsprechenden Erkenntnissen zu bewerten und bei Bedarf Verstärkungsmaßnahmen durchzuführen. Besondere Priorität hätten dabei die Leitungen, die durch Gebiete mit hohen Wind- und Eislasten verlaufen.

Dies treffe insbesondere auf die in Bayrisch-Schwaben gelegene Leitungsverbindung von Oberottmarshausen bis Leupolz zu. Diese verlaufe auf Höhen von bis zu 800 m ü.NN und liege damit in Regionen mit besonders hohen Eislasten. Die von der Antragstellerin initiierten Untersuchungen der Masten auf dieser Trasse hätten gezeigt, dass die Standsicherheit der Masten nicht den Anforderungen der VDE-AR-N 4210-4 entspreche. Zur Gewährleistung der Verkehrssicherungspflicht sei daher eine Ertüchtigung der Bestandsleitung erforderlich, damit die Standsicherheit der Leitung dauerhaft gesichert sei. Insbesondere als Interkonnektor zum österreichischen Netz habe die Leitung eine wichtige Funktion im internationalen Verbundnetz. Sie bilde eine wichtige Verbindung zwischen Süddeutschland und den großen Speicherkraftwerken in den Alpen, die für die Umsetzung der Energiewende unerlässlich seien. Diese Leitung könne sowohl Leistung aus erneuerbaren Energiequellen z.B. zu den Pumpspeicherkraftwerken transportieren, als auch Leistung zur Versorgung der Lasten in Süddeutschland aus Pumpspeicherkraftwerken und dem internationalen Verbund in den Alpen zur Verfügung stellen. Zudem werde über die Leitungsverbindung die Anbindung des regionalen Verteilnetzes der Lechwerke Verteilnetz GmbH (LVN) sichergestellt. So werde die Station Bidingen ausschließlich über diese Leitung versorgt. Des Weiteren würden zwischen Oberottmarshausen und dem Pkt. Honsolgen 110-kV-Stromkreise der LVN mitgeführt. Die LVN sei auf diesem Leitungsabschnitt Teileigentümerin der Leitung, wobei die Betriebsverantwortlichkeit bei der Antragstellerin liege.

Auf Grund der erhöhten Gefahr eines Mastversagens, gepaart mit der zuvor beschriebenen Bedeutung der Leitung für das elektrische Energieversorgungssystem, sei eine Ertüchtigung der gesamten Leitungsverbindung notwendig. Die Notwendigkeit der Maßnahme sei durch die nach Landesrecht zuständige Behörde bestätigt worden. Hierzu hat die Antragstellerin

das Schreiben des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie vom 09.03.2021 den Antragsunterlagen beigelegt.

Für die Umsetzung der Maßnahme würden die nachfolgenden Betriebsmittel benötigt. Teilweise würden bestehende Betriebsmittel des 380-kV-Netzes ersetzt. Die resultierenden Demontagen würden im Mengengerüst entsprechend aufgeführt.

Bezeichnung	Anzahl	Auflistung Ersatz
Ertüchtigung 380-kV-Masten	214 St.	-
380-kV-Stromkreise	81 km	81 km

Zur Begründung der Notwendigkeit führt die Antragstellerin aus, dass die Umsetzung der Anwendungsregel nicht die Übertragungskapazität der betroffenen Leitung beeinflusse. Aus diesem Grund sei die Maßnahme nicht als Projekt im Netzentwicklungsplan Strom abgebildet, datentechnisch jedoch im Netzmodell erfasst.

Die Erstellung der Anwendungsregel VDE-AR-N 4210-4 werde vom VDE FNN auf Initiative der Bundesnetzagentur bei regelmäßiger Information des Bund-Länder-Ausschuss „Elektrizitätswirtschaft“ durchgeführt. Zielvorgabe sei die Festlegung von Zuverlässigkeitsanforderungen für bestehende Freileitungsstützpunkte und die Beschreibung möglicher Vorgehensweisen zur Nachweisführung. Damit liege nunmehr erstmals ein einheitliches technisches Regelwerk für die Handhabung des Bestandsnetzes mit Blick auf Standsicherheitsaspekte vor. Die Anwendungsregel sei im August 2014 verabschiedet worden. Auf dieser Basis führe die Antragstellerin sukzessive eine Überprüfung des Bestandsnetzes durch, um etwaige Handlungsbedarfe erkennen und bedarfsgerecht beseitigen zu können. Damit werde ein dauerhaft sicherer Betrieb gewährleistet.

Die Mindestanforderungen an die Standsicherheit werden nach der Anwendungsregel standortspezifisch bewertet, d.h. in Abhängigkeit von möglichen Schadensfolgen für die Umgebung im Nahbereich der Leitung werden unterschiedliche Anforderungen gestellt. Der Nachweis der Standsicherheit müsse hierbei geführt werden, wenn dem Betreiber entsprechende Erkenntnisse vorliegen. Im vorliegenden Fall beruhen die Erkenntnisse darauf, dass die Freileitungsstützpunkte in Bereichen stehen, in denen nach der DIN EN 50341-2-4 deutlich höhere Beanspruchungen durch Wind- und/oder Eislast zu erwarten seien (sog. Wind- und Eislastzonen).

Die Leitung von Oberottmarshausen bis Leupolz liege überwiegend in Bereichen der Windlastzone 2 und der Eislastzonen 2, 3 und 4. Durch die Antragstellerin veranlasste statische Untersuchungen hätten ergeben, dass ein sehr umfangreicher Handlungsbedarf bestehe. Dieser erfordere eine Ertüchtigung der Bestandsmasten zur Gewährleistung der Standsicherheitspflicht i. S. v. § 49 EnWG. Die Abarbeitung des Handlungsbedarfs erfolge entsprechend der VDE-AR-N 4210-4 unter Berücksichtigung von Anhang B der Anwendungsregel.

Priorität	Anzahl Maste
1	7
2	55
3	26
4	42
Ohne	84
Nachweis geführt	0
Gesamt	214

Leitung Oberottmarshausen - Leupolz; Anzahl Maste je Priorität gemäß VDE-AR-N 4210-4, Anhang B

Für die Masten der Priorität 1 sei in Abstimmung mit dem Bayerischen Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie die Ertüchtigung der Stützpunkte innerhalb weniger Jahre erforderlich. Masten, bei denen eine geringe Wahrscheinlichkeit einer Gefährdung Dritter vorliege, werden in der Anwendungsregel als „ohne Priorität“ kategorisiert. Auch für die Masten der Kategorie „ohne Priorität“ bestehe auf Grund der erhöhten Eis- und Windlasten, unabhängig von der geringen Wahrscheinlichkeit einer Gefährdung Dritter, eine erhöhte Gefahr des Mastversagens. Die Ertüchtigung sei daher insbesondere hinsichtlich der Wichtigkeit der Leitung für das Verbundnetz und die regionale Versorgungsaufgabe auf der gesamten Leitung (214 von 214 Masten) notwendig.

Des Weiteren sei für einen langfristig sicheren und zuverlässigen Betrieb der Freileitung die Auslegung der Leiterseile entsprechend der Freileitungsnorm DIN EN 50341-2-4 hinsichtlich der erhöhten Eislasten zu beachten. Bei der Dimensionierung der Leitungen seien daher die Zusatzlasten gemäß der Eislastkarte auch für die Leiterseile anzunehmen. Ein langfristig sicherer Betrieb der Stromkreise könne in diesem Rahmen nur über einen Austausch der Leiterseile erfolgen. Durch die geeignete Maßnahmenbündelung werde die Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit i. S. v. § 11 EnWG gewahrt.

Mit E-Mail vom 05.05.2023 hat die Beschlusskammer im Zuge der Bearbeitung des Verfahrens bei der Antragstellerin erfragt, inwiefern jeder einzelne der bestehenden 214 Masten bzw. Freileitungsabschnitte die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer von 40 Jahren bereits erreicht hat und ob der jeweilige Mast/Freileitungsabschnitt somit bereits vollständig abgeschrieben wurde. Die Beschlusskammer hat hier konkret um eine Übersicht gebeten, die für jedes einzelne zu ertüchtigende und beantragte Betriebsmittel das erste Jahr der Abschreibung (Anschaffungsjahr) beinhaltet und die Information darüber, ob das jeweilige Betriebsmittel im Jahr 2021 bereits vollständig abgeschrieben war.

Mit Schreiben vom 16.05.2023 hat die Antragstellerin sinngemäß geantwortet, dass die Bereitstellung einer Übersicht der Anschaffungsjahre für jedes einzelne zu ertüchtigende und beantragte Betriebsmittel systemtechnisch nicht möglich sei. Die Antragstellerin teilte mit, dass die betroffene Leitung im Zeitraum von 1969 bis 2010 errichtet worden und sie demnach zum jetzigen Zeitpunkt nicht vollständig abgeschrieben sei.

Die Antragstellerin führt weiter aus, dass die Ertüchtigung an den Bestandsmasten zur Gewährleistung der Standsicherheitspflicht mit erheblichen Kosten verbunden sei und als Umstrukturierungsmaßnahme zu bewerten sei, da die Maßnahme der Einhaltung der technischen Standards zur Gewährleistung der technischen Sicherheit des Netzes diene. Damit falle die Investitionsmaßnahme unter das Regelbeispiel gem. § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 7 ARegV, was durch eine behördliche Anordnung bestätigt worden sei. Etwaige Ersatzmaßnahmen – in diesem Fall ausschließlich der durchzuführende Seiltausch – seien als solche kenntlich gemacht und im projektspezifischen Ersatzanteil berücksichtigt worden. Bei der vorliegenden Investitionsmaßnahme seien alle erforderlichen Tatbestände des § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 7 ARegV erfüllt.

Die erstmalige Aktivierung war für das Jahr 2022 geplant. Die vollständige Inbetriebnahme soll im Jahr 2029 stattfinden.

Die Antragstellerin hat 207.545.279 Euro als geplante Anschaffungs- und Herstellungskosten für die Investitionsmaßnahme angegeben. Zudem hat sie kostenmindernde Erlöse angekündigt, da Gestänge, die sich im Teileigentum der LVN befinden, ertüchtigt werden. Eine Abschätzung der hieraus zu erwartenden Kostenminderungen sei jedoch nach derzeitigem Planungsstand noch nicht möglich.

Die Antragstellerin hat am 31.03.2021 die Genehmigung der Investitionsmaßnahme für das Projekt „Ertüchtigung Standsicherheit Oberottmarshausen – Leupolz (196)“ beantragt.

Mit Schreiben vom 16.01.2023 hat die Antragstellerin beantragt, die ursprünglich mit einer Genehmigungsdauer bis zum 31.12.2023 beantragte Investitionsmaßnahme bis zum 31.12.2028 zu genehmigen. Im Rahmen der vorliegenden Investitionsmaßnahme seien bis zum 31.12.2021 noch keine Anlagengüter als Fertiganlagen im Anlagevermögen aktiviert worden. Mit Schreiben vom 07.03.2024 hat die Antragstellerin die Rücknahme der am 16.01.2023 beantragten Fristverlängerung beantragt, um so einen Übergang des vorliegenden Projekts in den Kapitalkostenaufschlag zum 01.01.2024 sicherzustellen.

Die Antragstellerin wurde mit Schreiben vom 18.03.2024 angehört. Sie hat mit Schreiben vom 27.03.2024 Stellung genommen.

Die Bundesnetzagentur hat die Regulierungsbehörde des Landes Nordrhein-Westfalen gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG unter dem 04.06.2021 über die Einleitung des Verfahrens informiert.

Unter dem 12.04.2024 wurde der Beschlussentwurf gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG dem Bundeskartellamt und der Regulierungsbehörde des Landes Nordrhein-Westfalen zur Stellungnahme übersandt. Das Bundeskartellamt und die Landesregulierungsbehörde haben von diesem Recht keinen Gebrauch gemacht.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Verfahrensakte verwiesen.

II.

Der Beschluss ist rechtmäßig. Er beruht auf einer rechtmäßigen Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18 (siehe unten A.). Eine Rechtsgrundlage für den Beschluss liegt vor (siehe unten B.). Der Beschluss ist formell und materiell rechtmäßig (siehe unten C. und D.).

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

Mit Inkrafttreten des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22.12.2023 (BGBl. I 2023, Nr. 405 vom 28.12.2023) besteht eine unionsrechtskonforme Kompetenzverteilung zwischen Gesetz- bzw. Ordnungsgeber und der Regulierungsbehörde. Der Beschluss beruht daher auf einer rechtmäßigen Anwendung des nationalen Rechts auch vor dem Hintergrund der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18.

I. Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs

Der Europäische Gerichtshof hat in seiner Entscheidung festgestellt, dass die normative Regulierung in Deutschland insgesamt mit der in Art. 37 Richtlinie 2009/72/EG (heute Art. 59 Richtlinie (EU) 2019/944) sowie in Art. 41 Richtlinie 2009/73/EG geregelten ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde unvereinbar ist und die Richtlinien insoweit durch die Bundesrepublik Deutschland nicht bzw. fehlerhaft umgesetzt wurden. Insoweit hat der Europäische Gerichtshof der vierten Rüge stattgegeben, mit der die Kommission Deutschland vorgeworfen hatte, es habe die in den Richtlinien vorgesehenen ausschließlichen Zuständigkeiten der nationalen Regulierungsbehörde verletzt, indem es im deutschen Recht die Bestimmung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen, einschließlich der anwendbaren Tarife, der Bundesregierung und nicht der nationalen Regulierungsbehörde zugewiesen habe.

II. Gesetzesreform und Übergangsregelung

Mit Inkrafttreten der EnWG-Novelle am 29.12.2023 hat der Gesetzgeber das Urteil des EuGH vom 02.09.2021 nunmehr auch hinsichtlich dieses vierten Klagegrundes umgesetzt und insbesondere die Zuständigkeiten bei der Ausgestaltung der Netzzugangs- und Netzentgeltregulierung an die unionsrechtlichen Vorgaben angepasst. Damit hat die Regulierungsbehörde mit Zuweisung der ausschließlichen Kompetenz für die Bestimmung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen die nach den unionsrechtlichen Bestimmungen erforderliche Unabhängigkeit erlangt.

Die Verordnungsermächtigung des § 24 EnWG a.F. wurde aufgehoben, ebenso wie § 21a EnWG a.F. Beide Regelungen wurden durch Festlegungskompetenzen der Regulierungsbehörde ersetzt. Dabei wurden die bisher in den betroffenen Rechtsverordnungen enthaltenen Festlegungskompetenzen in das EnWG überführt und ergänzt.

Die nach § 21a und § 24 EnWG a.F. erlassenen Rechtsverordnungen treten nach Ablauf einer Übergangszeit außer Kraft, vgl. Art. 15 Abs. 2 bis 6 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben. Der Zeitpunkt des Außerkrafttretens

entspricht dem Ablauf der vierten Regulierungsperiode im Gassektor (31.12.2027) und Stromsektor (31.12.2028).

In der Übergangszeit wurde der Regulierungsbehörde u.a. gemäß § 21 Abs. 3 S. 5 und § 21a Abs. 3 S. 3 EnWG n.F. einerseits eine Abweichungskompetenz übertragen. Andererseits ermöglicht die Übergangszeit, ein über fast 20 Jahre schrittweise entstandenes normatives Regulierungsrecht, inklusive der dazugehörigen Anwendungs- und Auslegungspraxis, jedenfalls für die Zeit bis zum Außerkrafttreten der Verordnungsregelungen zum Ablauf der vierten Regulierungsperiode fortzuführen. Laut Gesetzgeber sollen hierdurch die für ausreichende Rechts-, Planungs- und Investitionssicherheit wichtige materielle Stabilität des Regulierungsrahmens gewährleistet und bruchartige Entwicklungen in der Rechtsanwendung vermieden werden (vgl. BT-Drs. 20/7310, S. 52).

III. Interessenabwägung

Nach Art. 17 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben bleiben die auf Basis der bisher in § 21a und § 24 EnWG a.F. erlassenen Verordnungen für eine Übergangszeit weiterhin in Kraft. An diesem Regelwerk zur Entgeltregulierung hält die Bundesnetzagentur zur Aufrechterhaltung eines transparenten, vorhersehbaren und verlässlichen Regulierungsrahmens grundsätzlich fest. Sie sieht vorliegend insbesondere von einer Anwendung der Abweichungskompetenz nach § 21 Abs. 3 S. 5 und § 21a Abs. 3 S. 3 EnWG ab. Einen materiellen Widerspruch zu maßgeblichen Vorgaben des Europäischen Rechts hat der EuGH in seiner Entscheidung vom 02.09.2021 nicht festgestellt und erkennt auch die Beschlusskammer nicht.

Ein Kernstück des national etablierten Regulierungssystems sind die fünfjährigen Regulierungsperioden im Anreizregulierungs- und Netzentgeltbereich. Für die Dauer einer bereits laufenden Regulierungsperiode ist es essentiell, dass der Rechtsrahmen für die gesamte Periode möglichst stabil bleibt. Rechtsänderungen während einer laufenden Regulierungsperiode sind mit Diskontinuität und Rechtsunsicherheit verbunden, die gerade durch Übergangsregelungen zur Weitergeltung der materiell europarechtskonformen Vorgaben vermieden werden können. Darüber hinaus erschwert eine unklare Rechtslage im Übergangszeitraum die notwendigen Investitionen in die Energieversorgungsnetze und führt zu Unsicherheiten nicht nur für die regulierten Unternehmen, sondern auch für die sonstigen Marktteilnehmer.

Des Weiteren verlangen die Richtlinien, dass zumindest die Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen u.a. für den Netzanschluss und den Netzzugang „mit ausreichendem Vorlauf vor deren Inkrafttreten“ festgelegt oder genehmigt werden, vgl. Art. 41 Abs. 6 der Richtlinie 2009/73/EG und Art. 59 Abs. 7 der Richtlinie (EU) 2019/944. Auch würden substantielle Abweichungen vom etablierten Regulierungsrahmen zu starken Verzögerungen der laufenden, an die Erlösobergrenze anknüpfenden und weiterer nach den Rechtsverordnungen vorgesehenen Verfahren führen. Die Festsetzung neuer Regelungen durch die Regulierungsbehörde in einem transparenten und möglichst umfassenden Konsultationsprozess dürfte einige Zeit in Anspruch nehmen. Laufende Verfahren bspw. zur Festlegung der Erlösobergrenze für die vierte Regulierungsperiode könnten sich um Jahre verzögern. Diese Gesichtspunkte wären mit den Richtlinienvorgaben, den Zielsetzungen des Energiebinnenmarkts und mit rechtsstaatlichen Grundsätzen schwerlich vereinbar.

B. Rechtsgrundlage

Rechtsgrundlage für den Beschluss ist § 23 ARegV.

C. Formelle Rechtmäßigkeit

I. Zuständigkeit

Die Bundesnetzagentur ist gemäß § 54 Abs. 1 EnWG die zuständige Regulierungsbehörde. Die Zuständigkeit der Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG.

II. Antrag und Frist

Der Antrag auf Genehmigung einer Investitionsmaßnahme wurde fristgerecht am 31.03.2021 bei der Bundesnetzagentur gestellt. Anträge auf Genehmigung von Investitionsmaßnahmen sind gemäß § 23 Abs. 3 S. 1 ARegV spätestens neun Monate vor Beginn des Kalenderjahres, in dem die Investition erstmals ganz oder teilweise kostenwirksam werden soll, bei der Bundesnetzagentur zu stellen. Kostenwirksam wird die Investitionsmaßnahme mit der erstmaligen Aktivierung. Die Aktivierung kann entweder als Anlage in Bau oder als Zugang zum Sachanlagevermögen erfolgen. Für die dem vorliegenden Antrag zugrundeliegende Investitionsmaßnahme ist auf die erstmalige Aktivierung im Jahr 2022 abzustellen.

III. Anhörung

Der Antragstellerin wurde gemäß § 67 Abs. 1 EnWG die Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

IV. Beteiligung von Bundeskartellamt und Landesregulierungsbehörden

Die Regulierungsbehörde des Landes Nordrhein-Westfalen wurde gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG von der Einleitung des Verfahrens benachrichtigt.

Dem Bundeskartellamt sowie der zuständigen Regulierungsbehörde des Landes Nordrhein-Westfalen wurde gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

D. Genehmigungsfähigkeit

Für das Projekt „Ertüchtigung Standsicherheit Oberrottmarshausen – Leupolz (196)“ ist eine Investitionsmaßnahme gemäß § 23 ARegV mit erstmaliger Kostenwirksamkeit ab dem 01.01.2022 zu genehmigen, soweit durch die geplanten Ertüchtigungsmaßnahmen – im Hinblick auf den jeweiligen Mast und das jeweilige Leiterseil – der aktuelle Stand der Technik innerhalb der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer des jeweiligen Mastes und Leiterseiles von 40 Jahren erzielt wird.

Von der Genehmigung nicht umfasst sind die geplanten Ertüchtigungsmaßnahmen, bei denen – im Hinblick auf den jeweiligen Mast und das jeweilige Leiterseil – der aktuelle Stand der Technik erst nach Ablauf der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer des jeweiligen Mastes und Leiterseiles von 40 Jahren erzielt wird.

I. Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestition

Die Genehmigung einer Investitionsmaßnahme kann nach § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen erfolgen. Unter Erweiterungsinvestitionen sind Maßnahmen zu verstehen, die das bestehende Netz vergrößern. Dabei beschränkt sich die

Vergrößerung nicht allein auf die physikalische Netzlänge, sondern umfasst auch die Maßnahmen zur Schaffung von größerem Kapazitätswolumen bzw. Transportmenvolumen.

Vorliegend kommt eine Erweiterungsinvestition ersichtlich nicht in Betracht.

Auch um eine Umstrukturierungsinvestition im Sinne des § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV handelt es sich vorliegend nicht.

Unter Umstrukturierungsinvestitionen sind Maßnahmen zu verstehen, mit denen technische Parameter geändert werden, die für den Netzbetrieb erheblich sind. Es bedarf somit einer nicht unbedeutenden Veränderung von technischen Parametern, wobei ein bloßer Austausch bereits vorhandener Komponenten – und damit zwangsläufig einhergehende Verbesserungen wie beim Erhalt einer identischen oder funktional im Wesentlichen gleichen, aber eben neueren, unverschlissenen Komponente – in der Regel nicht ausreicht. Die mit der Maßnahme verbundenen zusätzlichen Funktionen müssen deutlich über die Wirkungen einer bloßen Ersatzinvestition hinausgehen, so dass ihnen eine gewisse eigenständige Bedeutung zukommen muss. Der Ersatz von Komponenten ist nicht schon deshalb als Umstrukturierung zu qualifizieren, weil für die neuen Komponenten andere technische Standards gelten. Eine Anpassung von Komponenten an den aktuellen Stand der Technik, ohne dass damit eine erhebliche Funktionserweiterung einhergeht, reicht somit nicht für eine Qualifizierung als Umstrukturierungsmaßnahme.

Vorliegend sollen durch die geplanten Maßnahmen die technischen Parameter der betreffenden Komponenten so verändert werden, dass die Masten letztendlich den Vorgaben der VDE-AR-N 4210-4 und die Leiterseile der Freileitungsnorm DIN EN 50341-2-4 entsprechen. Allerdings kommt dieser „Verbesserung“ keine eigenständige Bedeutung zu, weil sie sich in der Anpassung an den aktuellen Stand der Technik erschöpft.

Insoweit fehlte es hier grundsätzlich an einer tauglichen Umstrukturierungsinvestition.

Ausnahmsweise kann zwar – im Hinblick auf die Verbesserung technischer Parameter, die bloß zum Erreichen des aktuellen Standes der Technik führen – nach den Vorgaben des Bundesgerichtshofs (Ersatzinvestition als Umstrukturierungsinvestition, vgl. BGH EnVR 3/15) angenommen werden, dass eine Umstrukturierungsinvestition im Sinne des § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV zumindest dann noch als gegeben anzusehen ist, wenn die Wirkungen der geplanten Maßnahmen – namentlich das Erreichen des aktuellen Standes der Technik – noch vor Ablauf der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer eintreten.

Im Umkehrschluss bedeutet dies aber auch, dass es an einer Umstrukturierungsinvestition im Sinne von § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV in einer solchen Konstellation immer dann fehlt, wenn der aktuelle Stand der Technik im Hinblick auf das betreffende Betriebsmittel erst nach Ablauf der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer erzielt wird. Denn dann ist gemäß den Vorgaben des BGH von einer reinen Ersatzinvestition auszugehen, die nicht mehr von § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV gedeckt ist.

Die Voraussetzungen der – vom BGH vorgesehenen – ausnahmsweisen Anerkennung einer Umstrukturierungsinvestition sind vorliegend nur teilweise erfüllt.

Mit Ablauf des Jahres 2021 wiesen die Masten und Leiterseile, die vor dem Jahr 1981 in Betrieb genommen wurden, eine Nutzungsdauer von mehr als 40 Jahren auf.

Vorliegend ist im Hinblick auf die Bemessung der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer aus Sicht der Beschlusskammer maßgeblich auf die Vorgaben der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) abzustellen. Nach § 6 Abs. 5 StromNEV in Verbindung mit III. Ziffer 1. 1. der Anlage 1 der StromNEV ist für Freileitungsnetze der Ebenen 110 kV bis 380 kV als betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer eine Spanne von 40 bis 50 Jahren zugrunde zu legen. Die Frei-

Leitungsmasten und Leiterseile der Antragstellerin als Elektrizitätsübertragungsnetzbetreiberin fallen als Bestandteil der Leitungsnetze hierunter.

Vorliegend ist aus Sicht der Beschlusskammer sachgerechterweise als betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer – innerhalb dieser Spanne von 40 bis 50 Jahren – ein Zeitraum von 40 Jahren anzusetzen.

Dies beruht darauf, dass die Antragstellerin historisch betrachtet bei der Bundesnetzagentur eine Nutzungsdauer von 40 Jahren für Freileitungen der 110-kV- bis 380-kV-Ebene angesetzt hat. Dies muss sie auch im Hinblick auf die Masten und Leiterseile als Bestandteile der Freileitungen gegen sich gelten lassen. Dies steht überdies auch im Einklang damit, dass die Antragstellerin im Erhebungsbogen zu den Plankosten im Bereich des § 23 ARegV, welchen die sie ihren Antragsunterlagen beigelegt hatte, als betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer einen Zeitraum von 40 Jahren ausgewiesen hat.

Daraus ergibt sich Folgendes:

Soweit durch die geplanten Ertüchtigungsmaßnahmen – im Hinblick auf den jeweiligen Mast und das jeweilige Leiterseil – der aktuelle Stand der Technik innerhalb der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer des jeweiligen Mastes und Leiterseiles von 40 Jahren erzielt wird, können die betreffenden Maßnahmen im Einklang mit den Vorgaben des BGH ausnahmsweise als Umstrukturierungsinvestitionen nach § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV eingestuft werden.

Soweit durch die geplanten Ertüchtigungsmaßnahmen – im Hinblick auf den jeweiligen Mast und das jeweilige Leiterseil – der aktuelle Stand der Technik erst nach Ablauf der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer des jeweiligen Mastes und Leiterseiles von 40 Jahren erzielt wird, handelt es sich im Einklang mit den Vorgaben des BGH vorliegend um eine reine Ersatzinvestition, die von § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV nicht gedeckt ist.

II. Genehmigungsfähigkeit nach § 23 Abs. 1 S. 2 ARegV

Grundsätzlich genehmigt die Bundesnetzagentur gemäß § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV Investitionsmaßnahmen für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in die Übertragungs- und Fernleitungsnetze, soweit diese Investitionen zur Stabilität des Gesamtsystems, für die Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz oder für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG notwendig sind. In § 23 Abs. 1 S. 2 ARegV sind enumerativ bestimmte Investitionen als Regelbeispiele aufgeführt. Soweit ein Regelbeispiel im Sinne des § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 1-9 ARegV erfüllt ist, kann in der Regel von einer Genehmigungsfähigkeit ausgegangen werden.

Mit der vorliegenden Investitionsmaßnahme ist das Regelbeispiel aus § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 7 ARegV erfüllt, soweit die betreffenden Ertüchtigungsmaßnahmen als Umstrukturierungsinvestition nach § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV einzustufen sind.

Der Verordnungsgeber hat zwar nicht näher konkretisiert, wann eine „grundlegende, mit erheblichen Kosten verbundene“ Umstrukturierungsmaßnahme vorliegt. Aus den Materialien des Verordnungsgebers ergibt sich jedoch, dass es sich um umfangreiche Maßnahmen handeln muss, während einzelne punktuelle Maßnahmen nicht erfasst werden (vgl. Holznaegel/Schütz – Lüdtke-Handjery/Paust/Weyer, 2. Aufl., § 23 ARegV, Rn 110).

Ob tatsächlich anzunehmen ist, dass die Anwendbarkeit des § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 7 ARegV sich tatbestandlich auf solche Investitionen beschränkt, die mit „erheblichen Kosten verbunden“ sind, auch wenn § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV selbst ein solches Merkmal nicht kennt, kann dahinstehen. Denn nach dem Gesetzeszweck wäre jedenfalls stets eine Auslegung des Begriffs „mit erheblichen Kosten verbunden“ geboten, die die Berücksichtigung umfangreicher Maßnahmenprogramme zur Verbesserung der technischen Sicherheit wie z.B. die Mast-

stahlsanierung oder die Graugussrehabilitation zulässt (vgl. Holznagel/Schütz – Lüdtk-Handjery/Paust/Weyer, 2. Aufl., § 23 ARegV, Rn 110). Dies wäre allenfalls anzunehmen, wenn die Kosten angesichts des Umfangs der geplanten Maßnahmen völlig unerheblich – also geradezu vernachlässigbar gering – wären.

Bei den vorliegend geplanten Maßnahmen handelt es sich um entsprechend umfangreiche Maßnahmen. Denn es sollten hier nach Planung der Antragstellerin auf einer Strecke von ca. 81 km von Oberottmarshausen bis Leupolz die Leiterseile und 214 Masten ertüchtigt werden.

Selbst wenn man annähme, dass die geplante Investition vorliegend mit „erheblichen Kosten verbunden“ sein muss, obwohl § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 7 ARegV als Beispieltatbestand nur der Veranschaulichung des Grundtatbestandes dient und die Rechtsanwendung in typischen Konstellationen vereinfachen, den Grundtatbestand aber nicht modifizieren soll (vgl. Holznagel/Schütz – Lüdtk-Handjery/Paust/Weyer, 2. Aufl., § 23 ARegV, Rn 96) – und § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV als Grundtatbestand ein solches Merkmal nicht kennt, so erschienen der Beschlusskammer – nach ihrem Ermessen – die geplanten Kosten angesichts des Umfangs der geplanten Maßnahmen jedenfalls nicht als völlig unerheblich.

Hieran ändert sich auch nichts dadurch, dass letztlich nur ein Teil der geplanten Maßnahmen als Umstrukturierungsinvestition im Sinne des § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV eingestuft werden konnte. Die Voraussetzungen der – vom BGH vorgesehenen – ausnahmsweisen Anerkennung einer Umstrukturierungsinvestition sind vorliegend nur teilweise erfüllt.

Für die vorliegende Investitionsmaßnahme hat die Antragstellerin auch eine entsprechende Bestätigung der zuständigen Energieaufsichtsbehörde – dem Bayerischen Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie – vom 09.03.2021 vorgelegt.

Sollte sich im Rahmen der - in dem Schreiben genannten - geplanten Detailprüfung herausstellen, dass derzeit geplante Ertüchtigungsmaßnahmen bezogen auf einzelne Masten und Leiterseile – entgegen der aktuellen Planung – tatsächlich doch nicht mehr durchgeführt werden müssen, so sind die betreffenden geänderten Umstände mitzuteilen und die Genehmigung insoweit anzupassen, da die Vermutung der Notwendigkeit aus § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 7 ARegV insoweit als widerlegt anzusehen ist.

III. Ersatzanteil

Die vorliegende Investitionsmaßnahme enthält nach derzeitigem Planungsstand einen Ersatzanteil in Höhe von 1,17 Prozent. Da sich bis zur Inbetriebnahme der einzelnen Anlagengüter der Investitionsmaßnahme noch Änderungen ergeben können, die zu Anpassungen dieses Ersatzanteils führen, ist der Wert derzeit noch anpassbar und wird erst in der sog. ex-post-Abrechnung fixiert.

Für die vorliegende Investitionsmaßnahme ist der Anwendungsbereich von § 23 Abs. 2b ARegV eröffnet. Die gegenständliche Genehmigung wurde mit Schreiben vom 31.03.2021 und somit nach dem 17.09.2016 beantragt.

Dementsprechend wird der projektspezifische Ersatzanteil aus dem Verhältnis der Tagesneuwerte der ersetzten Anlagen bzw. Anlagenbestandteilen zur Summe der Anschaffungs- und Herstellungskosten der gesamten Anlagen der Investitionsmaßnahme ermittelt. Hierbei ist auf die erstmalige Aktivierung der zu ersetzenden Anlagengüter und auf den Zeitpunkt der erstmaligen Aktivierung der neuen Anlagengüter als Fertiganlagen abzustellen. Der Tagesneuwert der ersetzten Anlagen bzw. Anlagenbestandteile wird dabei entsprechend § 6 Abs. 3 StromNEV ermittelt. Mithin erfolgt die Umrechnung der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten auf Tagesneuwerte unter Verwendung von Indexreihen des Statistischen Bundesamtes nach Maßgabe des § 6a StromNEV. Bei der Ermittlung der Tagesneuwerte der zu ersetzenden vorhandenen Komponenten sind die ursprünglichen Anschaffungs- und

Herstellungskosten auf den Zeitpunkt der erstmaligen Aktivierung der neuen Anlagengüter als Fertiganlagen zu indizieren.

Vorliegend hat die Antragstellerin der Beschlusskammer gemäß § 23 Abs. 2b S. 4 ARegV Informationen, die für die Ermittlung des projektspezifischen Ersatzanteils notwendig sind, vorgelegt.

Insbesondere hat sie Anlagen bzw. Anlagenbestandteile, welche bestehende Anlagen bzw. Anlagenbestandteile ersetzen sollen, in Form eines Mengengerüsts dargestellt.

Auch hat sie Angaben sowohl zu den betreffenden historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten als auch zu den entsprechenden Tagesneuwerten gemacht.

Die Beschlusskammer hat die Angaben der Antragstellerin – ungeprüft – entgegengenommen. Unter Berücksichtigung des aktuellen Planungsstandes für die vorliegende Investitionsmaßnahme wäre ein projektspezifischer Plan-Ersatzanteil in Höhe von 1,17 Prozent anzunehmen.

Dieser Wert und die von der Antragstellerin zugrunde gelegten Eingangsdaten werden jedoch erst im Rahmen der sog. ex post-Abrechnung von der Beschlusskammer im Detail geprüft und abschließend fixiert.

Eine Entscheidung über die Höhe des Ersatzanteils erfolgt im Rahmen dieses Beschlusses nicht, da die vorliegende Entscheidung gemäß § 23 ARegV in der ab dem 22.03.2012 geltenden Fassung nur die Genehmigung der Investitionsmaßnahme dem Grunde nach umfasst und nicht mehr – wie noch gemäß § 23 ARegV in der bis zum 22.03.2012 geltenden Fassung – auch die Höhe der Kapital- und Betriebskosten.

Im Rahmen der Genehmigung der Investitionsmaßnahme erfolgt deshalb keine abschließende Festlegung des projektspezifischen Ersatzanteils. Dieser wird erst im Rahmen der nachträglich stattfindenden Überprüfung der Kapital- und Betriebskosten der Investitionsmaßnahme festgelegt. In der vorliegenden Genehmigung wird der projektspezifische Ersatzanteil, welcher der ex post-Prüfung als Ausgangspunkt dient, daher nur informatorisch mitgeteilt. Er entfaltet rechtlich keine Bindungswirkung.

Auf Folgendes sei besonders hingewiesen: Ob die – seitens der Antragstellerin als Basis ihrer Berechnungen nach § 23 Abs. 2b ARegV angegebenen – historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten der zu ersetzenden Anlagen zutreffend sind, ist zwischen der Antragstellerin und der Beschlusskammer zum Zeitpunkt des Erlasses dieser Entscheidung streitig. Auch dies wird im Rahmen der ex post-Abrechnung anhand der Vorgaben des § 23 Abs. 2b ARegV besonders geprüft und einer abschließenden Klärung zugeführt.

E. Genehmigungsdauer

Die Genehmigung der vorliegenden Investitionsmaßnahme gilt ausschließlich für den benannten Einzelfall und ist auf den Zeitraum bis zum 31.12.2023 beschränkt.

Gemäß § 23 Abs. 1 S. 4 ARegV sind Genehmigungen für Investitionsmaßnahmen jeweils bis zum Ende derjenigen Regulierungsperiode zu befristen, in der ein Antrag gestellt worden ist. Wird ein Antrag erst nach dem Basisjahr, welches nach § 6 Abs. 1 S. 4 ARegV für die folgende Regulierungsperiode zugrunde zu legen ist, für die folgende Regulierungsperiode gestellt, ist die Genehmigung gemäß § 23 Abs. 1 S. 5 ARegV bis zum Ende dieser folgenden Regulierungsperiode zu befristen. Das Basisjahr für die aktuelle Regulierungsperiode war

das Jahr 2021. Die Antragstellerin hat die Genehmigung der Investitionsmaßnahme für das vorliegende Projekt am 31.03.2021 beantragt. Damit ist die Genehmigung der vorliegenden Investitionsmaßnahme bis zum Ende der dritten Regulierungsperiode zum 31.12.2023 zu befristen.

Mit Schreiben vom 07.03.2024 hat die Antragstellerin die Rücknahme der am 16.01.2023 beantragten Verlängerung der Genehmigungsdauer beantragt, um so einen Übergang des vorliegenden Projekts in den Kapitalkostenaufschlag zum 01.01.2024 sicherzustellen.

F. Anpassung der Erlöobergrenze

Aufgrund der vorliegenden Investitionsmaßnahme können gemäß § 23 Abs. 1 S. 3 ARegV Kapital- und Betriebskosten geltend gemacht werden. Die entsprechende Anpassung der Erlöobergrenze nimmt die Antragstellerin gemäß § 4 Abs. 3 Nr. 2 i.V.m. § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6, 6a ARegV vor.

I. Umfang der Anpassung der Erlöobergrenze

Die Antragstellerin kann ihre Erlöobergrenze um die sich aus genehmigten Investitionsmaßnahmen ergebenden Kosten und Erlöse anpassen. Insgesamt dürfen sich die Kosten, um die die Erlöobergrenze angepasst wird, lediglich auf die Teile der vorliegenden Investitionsmaßnahme beziehen, die von der Genehmigung dem Grunde nach umfasst sind.

Bei der Anpassung der Erlöobergrenze hat die Antragstellerin die zum Zeitpunkt der Anpassung der Erlöobergrenze jeweils anwendbaren Festlegungen zu Kapital- und Betriebskosten sowie zu Betriebskostenpauschalen zu berücksichtigen.

II. Zeitpunkt der Anpassung der Erlöobergrenze

Der Zeitpunkt der Anpassung der Erlöobergrenze richtet sich für die vorliegende Investitionsmaßnahme nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6 i.V.m. § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV. Danach kann eine Anpassung der Erlöobergrenze unmittelbar im Jahr der Kostenentstehung stattfinden, so dass zunächst auf Plankosten abzustellen ist.

Da für die vorliegende Investitionsmaßnahme von einer erstmaligen Kostenwirksamkeit im Jahr 2022 auszugehen ist, hätte bei einer entsprechenden Genehmigung der Investitionsmaßnahme bereits zum 01.01.2022 eine Anpassung der Erlöobergrenze stattfinden können, da der Antrag zum 31.03.2021 gestellt wurde. Eine solche Anpassung hat in der Regel nicht stattgefunden, da zu diesem Zeitpunkt noch keine Genehmigung der Investitionsmaßnahme vorlag. Der Ausgleich zwischen dem Betrag, um den die Erlöobergrenze zum 01.01.2022 oder später für das vorliegende Projekt tatsächlich angepasst wurde und nach der vorliegenden Genehmigung hätte angepasst werden dürfen, erfolgt gemäß § 5 Abs. 1 S. 2 ARegV über das Regulierungskonto. Die Differenz wird auf dem Regulierungskonto verbucht und mit dem dort geltenden Zinssatz verzinst.

Eine Anpassung der Erlöobergrenze erfolgt jährlich für die Dauer der Genehmigung.

III. Nachträgliche Korrektur der Anpassung der Erlöobergrenze

Da es sich bei den für die Anpassung der Erlöobergrenze heranzuziehenden Kapital- und Betriebskosten um Planwerte handelt, ergibt sich die Notwendigkeit eines so genannten Plan-Ist-Abgleichs zwischen den angesetzten Plankosten und den tatsächlich in dem be-

trachteten Jahr entstandenen Ist-Kosten für die Investitionsmaßnahme. Der Ausgleich der sich aus der Gegenüberstellung von Plan- und Ist-Kosten eventuell ergebenden Differenz erfolgt gemäß § 5 Abs. 1 S. 2 ARegV über das Regulierungskonto. Die Differenz wird auf dem Regulierungskonto verbucht und mit dem dort geltenden Zinssatz verzinst. Für die Durchführung des Plan-Ist-Abgleichs sind von der Antragstellerin die Mitteilungspflichten nach Abschnitt G.I. einzuhalten.

G. Nebenbestimmungen, § 23 Abs. 5 ARegV

Die Genehmigung enthält Nebenbestimmungen nach § 23 Abs. 5 S. 2 ARegV.

I. Mitteilungspflichten, §§ 23 Abs. 5 S. 2, 28 ARegV

Die Antragstellerin hat den ihr im Folgenden auferlegten Mitteilungspflichten nachzukommen. Diese konkretisieren die bereits nach § 28 Nr. 6 ARegV existierenden Mitteilungspflichten. Die Erfüllung dieser Mitteilungspflichten ersetzt nicht die gegebenenfalls notwendige Beantragung einer Änderung der genehmigten Investitionsmaßnahme.

1. Anpassung der Erlösobergrenze

Der Antragstellerin wird auferlegt, die folgenden Angaben anhand der tatsächlichen Werte in einer für einen sachkundigen Dritten in nachvollziehbarer Weise mitzuteilen und zu belegen:

- Die tatsächlichen Anschaffungs- und Herstellungskosten
 - Aktivierungen als Anlagen in Bau
 - Aktivierungen als Fertiganlagen
- Die Abzugspositionen
 - Rückstellungen
 - Öffentliche Förderungen
 - Sonstige kostenmindernde Erlöse
- Die Parameter
 - Aufgenommenes Fremdkapital
 - Erhaltene Baukostenzuschüsse
 - Tatsächliche Fremdkapitalzinsen
 - Gewerbesteuerhebesatz
- Angaben zur Ermittlung des projektspezifischen Ersatzanteils

Bei der Übermittlung dieser Angaben hat die Antragstellerin sich an dem jeweils aktuellen Leitfaden der Bundesnetzagentur zu § 23 ARegV zu orientieren und den jeweils aktuell auf der Internetseite der Bundesnetzagentur dafür bereitgestellten Erhebungsbogen zu verwenden. Ohne entsprechenden Nachweis wäre es der Regulierungsbehörde nicht möglich, zu

überprüfen, ob die bislang lediglich als Planwerte vorliegenden Angaben der Antragstellerin insoweit auch tatsächlich so eingetreten sind. Die Beschlusskammer behält sich vor, weitere Anforderungen an Inhalt und Struktur der geforderten Daten vorzugeben.

2. Änderung des Projektes

Der Antragstellerin wird auferlegt, unmittelbar nach Kenntniserlangung eine Änderung des Projektes, insbesondere Änderungen, die sich auf den Inbetriebnahmezeitpunkt, die wesentliche technische Gestaltung oder auf den Ersatzanteil auswirken, bei der Regulierungsbehörde anzuzeigen.

Die Befugnis, die Antragstellerin zu verpflichten, unverzüglich nach Kenntniserlangung eine Änderung des Projektes anzuzeigen, ergibt sich aus § 23 Abs. 5 S. 2 ARegV. Die Informationsverpflichtung ist notwendig, um der Regulierungsbehörde eine sachgerechte Kontrolle der von der Antragstellerin vorzunehmenden Anpassung der Erlösobergrenze zu ermöglichen. Ohne entsprechenden Nachweis wäre es der Regulierungsbehörde nicht möglich, zu überprüfen, ob die geplante Projektausführung der Antragstellerin insoweit auch tatsächlich so eingetreten ist.

II. Widerrufsvorbehalt

Die Genehmigung steht gemäß § 23 Abs. 5 S. 1 ARegV unter dem Vorbehalt des Widerrufs für den Fall, dass die Investition nicht der Genehmigung entsprechend durchgeführt wird. Davon umfasst sind nicht nur die Nichtdurchführung der Investition als solcher, sondern auch von der Genehmigung abweichende Ausführungen.

H. Kosten

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

Rechtsbehelfsbelehrung:

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf), einzureichen.

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 Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

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



Alexander Lütke-Handjery

Vorsitzender



Stefanie Scheuch

Beisitzerin



Dr. Habibullah Qureischie

Beisitzer