Baden-Württemberg
Landesregulierungsbehörde

Az.: UM49-4455-18/18 **Stuttgart, den TT.MM.JJJJ**

Festlegung der Landesregulierungsbehörde Baden-Württemberg

zu volatilen Kosten für die Umsetzung verschiedener Vorgaben der EU-Methanverordnung [1] („KOMET BW“)

ENTWURF

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 EnWG i. V. m. §§ 32 Abs. 1 Nr. 4a, 11 Abs. 5 Satz 2 Anreizregulierungsverordnung (ARegV) hat die Landesregulierungsbehörde Baden-Württemberg beim Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg am TT.MM.JJJJ, soweit sie für die baden-württembergischen Betreiber von Gasverteilernetzen zuständig ist, folgende Festlegung erlassen:

Tenor

1. Die nachfolgenden operativen Kosten gelten als volatile Kostenanteile i. S. d. § 11 Abs. 5 ARegV:

   a) Kosten aus der Überprüfung des Rohrnetzes im Rahmen des LDAR-Programms [2] gemäß Art. 14 EU-Methanverordnung,

[1] Verordnung (EU) 2024/1787 über die Verringerung der Methanemissionen im Energiesektor und zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/942 (EU-Methanverordnung).

[2] Leak Detection and Repair survey (Programm zur Leckerkennung und -reparatur).

Kernerplatz 9 - 70182 Stuttgart
Hauptstätter Str. 67 - 70178 Stuttgart
E-Mail: LRegB@um.bwl.de
Telefon: +49 711 126-0
Telefax: +49 711 126-1259

Homepage: www.versorger-bw.de um.baden-wuerttemberg.de
Serviceportal: service-bw.de
Datenschutz: um.baden-wuerttemberg.de/datenschutz
– auf Wunsch auch in Papierform
DIN EN ISO 50001:2018 zertifiziert

b) Kosten für die Emissionsquantifizierung gemäß Art. 12 EU-Methanverordnung,

c) Kosten für die Klassifizierung und Reparatur von Leckstellen gemäß Art. 14 EU-Methanverordnung,

d) Kosten für Nachmessungen gemäß Art. 14 Abs. 12 EU-Methanverordnung,

e) Kosten aufgrund der Beschränkungen für das Ablassen und Abfackeln gemäß Art. 15 und 17 EU-Methanverordnung.

2. Diese Festlegung ist rückwirkend ab dem 05.08.2024 anzuwenden. Die Festlegung wird bis zum 31.12.2027 befristet.

3. Für diese Entscheidung wird keine Gebühr erhoben.

ENTWURF

Gründe

I.

1 Die EU-Methanverordnung ist am 5. August 2024 in Kraft getreten. Sie ist ein Teil des Legislativpakets „Fit for 55“ der Europäischen Union (EU), das die Treibhausgasemissionen in der EU bis 2030 um mindestens 55 Prozent gegenüber dem Stand von 1990 senken soll. In Kapitel 3 der EU-Methanverordnung werden verschiedene Pflichten an die Betreiber fossiler Energieinfrastrukturen im Öl- und Gassektor adressiert. Die vorliegende Festlegung dient der entgeltseitigen Berücksichtigung dieser Vorgaben.

2 Am 30.10.2026 wurden die Gasverteilernetzbetreiber in der Zuständigkeit der LRegB sowie die betroffenen Verbände über die Veröffentlichung des Festlegungsentwurfs auf der Internetseite der LRegB (www.versorger-bw.de) informiert und ihnen Gelegenheit zur Stellungnahme bis zum 20.11.2026 gegeben. *[Ergebnisse der Anhörung]*

3 Die Bundesnetzagentur ist an dem Verfahren beteiligt und erhielt ebenfalls Gelegenheit zur Stellungnahme. *[Ergebnisse der Anhörung]*

4 Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akte Bezug genommen.

II.

1 Rechtsgrundlagen

5 Die Festlegung beruht auf § 29 Abs. 1 EnWG i. V. m. §§ 32 Abs. 1 Nr. 4a, 11 Abs. 5 Satz 2 ARegV. Danach kann die Regulierungsbehörde durch Festlegung Entscheidungen zu volatilen Kostenanteilen gemäß § 11 Abs. 5 ARegV, insbesondere zum Verfahren, die gewährleisten, dass volatile Kostenanteile nur in effizientem Umfang in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden, sowie zu den Voraussetzungen für die Anerkennung von Kostenanteilen als volatil treffen.

6 Mit Inkrafttreten des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22.12.2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) hat der Gesetzgeber das Urteil des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18 nunmehr auch hinsichtlich der stattgegebenen vierten Rüge umgesetzt und damit insbesondere die Zuständigkeiten bei der Ausgestaltung der Netzzugangs- und Netzentgeltregu-

ENTWURF

lierung an die unionsrechtlichen Vorgaben angepasst. Die in § 21a und § 24 EnWG a.F. vorgesehenen Verordnungsermächtigungen wurden aufgehoben und durch Festlegungskompetenzen der Regulierungsbehörde bzw. Bundesnetzagentur ersetzt. Nach Art. 15 Abs. 2 bis 6 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben treten die nach § 21a und § 24 EnWG a.F. erlassenen Rechtsverordnungen erst nach Ablauf einer Übergangszeit vollständig außer Kraft und können daher noch weiterhin Anwendung finden, soweit die Bundesnetzagentur nicht von der ihr gemäß § 21 Abs. 3 Satz 5 und § 21a Abs. 3 Satz 4 EnWG n.F. in der Übergangszeit zustehenden Abweichungskompetenz Gebrauch macht.

2 Zuständigkeit

7 Die Zuständigkeit der LRegB ergibt sich aus § 54 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 EnWG.

3 Materielle Rechtmäßigkeit

3.1 Adressatenkreis

8 Die Festlegung richtet sich an alle Betreiber von Gasversorgungsnetzen i. S. d. § 3 Nr. 13 EnWG in der Zuständigkeit der LRegB, sofern und soweit diese Gasverteilernetze betreiben, die gemäß § 1 ARegV der Geltung der Anreizregulierung unterliegen.

3.2 Volatile Kostenanteile

9 Durch Tenorziffer 1 werden die dort aufgelisteten Kosten aus der Umsetzung der Anforderungen der EU-Methanverordnung als volatile Kosten eingestuft. Die Aufteilung der verschiedenen Kosten orientiert sich an den durch die EU-Methanverordnung vorgegebenen Maßnahmen.

10 Nach § 11 Abs. 5 Satz 2 ARegV gelten beeinflussbare oder vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile, deren Höhe sich in einem Kalenderjahr erheblich von der Höhe des jeweiligen Kostenanteils im vorhergehenden Kalenderjahr unterscheiden können, als volatile Kostenanteile, sofern die Regulierungsbehörde dies gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4a ARegV festgelegt hat. Treibenergie gilt gemäß § 11 Abs. 5 Satz 1 ARegV generell als volatiler Kostenanteil. Nach § 11 Abs. 5 Satz 2 ARegV sieht der Verordnungsgeber auch die Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie grundsätzlich als volatil an. Demgemäß werden in der Begründung zu § 11 Abs. 5 ARegV als Netzbetriebskosten, die starken jährlichen Schwankungen unterliegen können, Treibenergie- und Verlustenergiekosten genannt (BR Drs. 310/10(B), S. 17).

ENTWURF

11 Die in Tenorziffer 1 genannten Kosten sind vor dem Hintergrund dieser Wertung des Verordnungsgebers ebenfalls als volatil anzusehen, da in der ersten Umsetzungsphase der EU-Methanverordnung noch kein eingeschwungener Zustand bezüglich der verschiedenen durchzuführenden Maßnahmen herrscht und auch die entsprechende Kostenhöhe starken Schwankungen unterworfen ist.

12 Tenorziffer 1 a) dient der Anerkennung von Kosten aus der Überprüfung des Rohrnetzes im Rahmen des LDAR-Programms als volatile Kostenanteile. Welche Komponenten diese Überprüfung beinhaltet, ergibt sich aus der EU-Methanverordnung selbst. Die EU-Methanverordnung sieht die Pflicht zu turnusmäßigen Untersuchungen von Leitungen und Anlagen im Rahmen des LDAR-Programms auf der Grundlage eines Fristenkatalogs, abhängig von der Art des Materials bzw. der Komponenten, vor (Art. 14 Abs. 1 bis Abs. 8 EU-Methanverordnung i. V. m. Anhang I Teil 1 EU-Methanverordnung). Die Untersuchung soll zu der systematischen Überprüfung von Gasrohrnetzen auf Dichtheit durchgeführt werden. Gemäß Art. 14 Abs. 7 EU-Methanverordnung legt die Kommission im Wege von Durchführungsrechtsakten die Mindestnachweisgrenze für die Leckerkennung und anzuwendende Messtechniken sowie Schwellenwerte für die LDAR-Untersuchungen fest. Gemäß Art. 32 Abs. 1 b) EU-Methanverordnung sollen harmonisierte Standards für LDAR-Untersuchungen erarbeitet werden. Bis zum Erlass der Durchführungsrechtsakte sollen die Netzbetreiber die beste verfügbare Technik und die besten verfügbaren Messtechniken sowie die beste auf dem Markt verfügbare Technologie für LDAR-Untersuchungen verwenden (vgl. Erwägungsgrund Nr. 78 der EU-Methanverordnung). Je nachdem, welche Maßnahmen standardmäßig durchzuführen sind, entstehen bei den jeweiligen Netzbetreibern unterschiedlich hohe operative Betriebskosten, z.B. durch den Einkauf von Dienstleistungen in Bezug auf neue bisher nicht verwendete Messtechniken oder in Form von Leihgebühren für spezialisierte Messgeräte. Gerade in der Zeit der Umstellung auf die LDAR-Untersuchungen kann die Verfügbarkeit von Dienstleistungen am Markt begrenzt sein, sodass den einzelnen Netzbetreibern ggf. zeitweise sehr hohe Kosten entstehen. Zudem sind die zuständigen Überwachungsbehörden gemäß Art. 6 EU-Methanverordnung derzeit in Deutschland landesweit nicht abschließend benannt, sodass es im Rahmen von Inspektionen und Kontrollen ggf. andere Anforderungen geben wird, deren Umfang noch nicht abzusehen ist. Diese Unwägbarkeiten führen dazu, dass die Kosten der Überprüfung der Rohrleitungen in der Anfangsphase der Umsetzung der EU-Methanverordnung in der Höhe noch nicht konstant anfallen und daher zunächst jährlich stark schwanken können.

13 Gleiches gilt für die Anerkennung der Kosten für die Emissionsquantifizierung, für die Klassifizierung und Reparatur von Leckstellen und die Kosten für Nachmessungen als volatile Kostenanteile gemäß Tenorziffer 1 b) bis 1 d). Nach Art. 12 Abs. 5 und Abs. 6 EU-Methanverordnung müssen Netzbetreiber unter Zuhilfenahme spezialisierter direkter Messmethoden Emissionen auf Quellenebene und auf Standortebene quantifizieren. Zudem müssen die Netzbetreiber Leckstellen

ENTWURF

klassifizieren, anschließend innerhalb strikter Fristenregelungen reparieren und den Erfolg der Reparatur durch Nachmessungen kontrollieren (Art. 14 Abs. 8 bis Abs. 12 EU-Methanverordnung). Auch hier sollen harmonisierte Standards für die Messung und Quantifizierung von Methanemissionen erarbeitet werden (Art. 32 Abs. 1 a) EU-Methanverordnung) und Mindestgrenzwerte für die Leckerkennung festgelegt werden, sodass die Kosten bis zu dem Erreichen eines einheitlichen Standards zunächst jährlich stark schwanken können.

14 Tenorziffer 1 e) dient der Anerkennung der aufgrund der Beschränkungen für das Ablassen und Abfackeln entstehenden Kosten als volatile Kostenanteile. Die EU-Methanverordnung sieht gemäß Art 15 Abs. 1 vor, dass das Ausblasen grundsätzlich verboten ist und nur als Notfallmaßnahme zur Anwendung kommen darf. Im Rahmen von Instandhaltungsmaßnahmen ist das Gas gemäß Art. 15 Abs. 6 EU-Methanverordnung umzupumpen und wiedereinzuspeisen. Lediglich bei Nichtdurchführbarkeit dieser Maßnahmen besteht für die Netzbetreiber die Möglichkeit des Abfackelns. Die Anforderungen bei dem Einsatz von Gasfackeln sind in Art. 17 EU-Methanverordnung dargestellt. Art. 15 Abs. 8 EU-Methanverordnung verdeutlicht, dass auch in Bezug auf diese Kosten noch kein eingeschwungener Zustand erreicht ist, da für einen Übergangszeitraum bei außergewöhnlichen Verzögerungen zunächst noch eine Ausnahme von den Anforderungen an das Ablassen und Abfackeln besteht.

3.3 Operative Kosten

15 Die Anpassung der volatilen Kostenanteile ist beschränkt auf operative Kosten. Hinsichtlich der Kapitalkosten erfolgt eine Anpassung der Erlösobergrenze bereits nach § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 1 i. V. m. § 10a ARegV. Eine Berücksichtigung als volatiler Kostenanteil ist auszuschließen (§ 11 Abs. 5 Satz 3 ARegV).

3.4 Nachweispflicht

16 Die Anpassung der volatilen Kostenanteile wird gemäß den regulatorischen Vorgaben im Rahmen der Genehmigung des Regulierungskontosaldos geprüft. Dazu werden die Kosten des Bezugsjahres mit den entsprechenden Kosten im Basisjahr abzugleichen sein, welche in Abzug gebracht werden.

17 Die Kosten gemäß Tenorziffern 1 a), 1 b) und 1 e) entstehen den Netzbetreibern aufgrund der Vorgaben der EU-Methanverordnung erstmalig und waren daher noch nicht im Basisjahr enthalten. Auch wenn es bereits Vorgaben des DVGW-Regelwerks zum Umgang mit Methanemissionen gibt, sind diese grundsätzlich nicht vergleichbar, da in der EU-Methanverordnung detailliertere und umfangreichere Regelungen aufgestellt werden.

ENTWURF

18 Die Überprüfung des Rohrnetzes auf Dichtheit erfolgt auch gemäß den Vorgaben des DVGW-Regelwerks. Jedoch sind die vorgegebenen Intervalle von 1 bis 6 Jahren an einem risikoorientierten Ansatz ausgerichtet und nicht vergleichbar mit dem materialspezifischen Überprüfungszyklus der EU-Methanverordnung, zumal genauere Detektionsmethoden sowie Geräte zur Emissionsquantifizierung eingesetzt werden müssen (Tenorziffern 1 a), 1 b)). Das Ausblasen und Abfackeln von Gas war in der Vergangenheit im Rahmen von Instandhaltungsmaßnahmen zulässig und branchenüblich, sodass Kosten für das Umpumpen oder Abfackeln unter Verwendung spezieller Fackeln (Tenorziffer 1 e)) ebenfalls noch nicht im Basisjahr enthalten waren.

19 Die Kosten für die Reparatur von Leckstellen und die entsprechende Nachkontrolle (Tenorziffern 1 c), 1 d)) sind grundsätzlich bereits im Basisjahr angefallen und werden durch die EU-Methanverordnung lediglich hinsichtlich der Frist zur Beseitigung modifiziert. Die Verordnung sieht vor, dass alle Leckstellen oberhalb bestimmter Grenzwerte innerhalb kurzer Fristen repariert werden, unabhängig vom Gefahrenpotential der Leckstelle. Da die Kosten in den vergangenen Kostenprüfungsverfahren noch nicht gesondert abgegrenzt wurden, werden die Daten im Regulierungskontoverfahren nachträglich zu erheben sein.

20 Die angesetzten Kosten des Bezugsjahres werden im Rahmen der Genehmigung des Regulierungskontosaldos auf ihre Sachgerechtigkeit überprüft. Hierzu können auch die Kosten je Einheit im Zusammenhang mit der Messung, Quantifizierung, Überwachung, Prüfung und Reduzierung der Methanemissionen herangezogen werden. Zudem wurden die Netzbetreiber bereits im laufenden Kostenprüfungsverfahren zur Bestimmung des Ausgangsniveaus dazu aufgefordert, Kosten aus der Umsetzung der Methanverordnung und die vorgenommenen Maßnahmen genau zu bezeichnen und z.B. anhand einer geeigneten Kostenstellenrechnung nachzuweisen, um einen überhöhten Kostenansatz zu verhindern.

21 Die Anpassung der Erlösobergrenzen aufgrund einer Änderung der volatilen Kostenanteile erfolgt nach § 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2 Halbsatz 2 ARegV für das Kalenderjahr, auf das die Erlösobergrenze Anwendung finden soll. Im nachträglichen Plan/Ist-Abgleich im Zuge der Regulierungskontoprüfung festgestellte Differenzen werden nach § 5 Abs. 3 Satz 2 ARegV annuitätisch über drei Kalenderjahre verteilt. Die Verteilung beginnt gemäß § 5 Abs. 3 Satz 3 ARegV jeweils im übernächsten Jahr nach Antragstellung. Der zeitliche Versatz der Verteilung ist dem System des Regulierungskontos demnach inhärent.

ENTWURF

3.5 Rückwirkung und Befristung

22 In zeitlicher Hinsicht hat sich die LRegB für eine Rückwirkung zum 05.08.2024 entschieden (Tenorziffer 2). Die EU-Methanverordnung ist am 05.08.2024 in Kraft getreten und gilt als verbindlicher Rechtsakt unmittelbar. Sollten einigen Netzbetreibern bereits ab diesem Zeitpunkt Aufwendungen gemäß Tenorziffer 1 entstanden sein, werden diese, aufgrund der unmittelbaren Rechtswirkung der EU-Verordnung, berücksichtigt. Die LRegB betont jedoch, dass das Jahr 2024 maßgeblich durch die organisatorische, technische und prozessuale Vorbereitung der Umsetzung geprägt gewesen sein dürfte. Die eigentlichen kostenintensiven Maßnahmen, insbesondere die flächendeckende Durchführung der LDAR-Untersuchungen, die Beauftragung externer Dienstleister, die Beschaffung und der Einsatz spezialisierter Messtechnik sowie die Umsetzung sich aus den Untersuchungen ergebender Folgemaßnahmen, dürften überwiegend erst ab dem Jahr 2025 angefallen sein.

23 Die LRegB sieht einen wirtschaftlichen Bedarf, die Kostenentwicklung durch die Einstufung als volatile Kosten in den Erlösobergrenzen der Netzbetreiber abzubilden. Der rückwirkende Charakter der Regelung wird von ihr rechtlich als unkritisch eingestuft, da sie davon ausgeht, dass die Netzbetreiber in den Jahren 2024, 2025 und 2026 durchgehend höhere Kosten zu tragen hatten als im dafür maßgeblichen Basisjahr 2020 und die nachträgliche Anpassung der Kostenanteile somit ausschließlich vorteilhaft für die Adressaten der Festlegung wirken sollte.

24 Die Festlegung wird bis zum Ende der vierten Regulierungsperiode befristet. Die LRegB geht davon aus, dass ab der fünften Regulierungsperiode ein eingeschwungener Zustand erreicht ist, bzw. die entstehenden Kosten über das Budgetprinzip der Erlösobergrenzen berücksichtigt werden. Mindestens ist es jedoch so, dass die Volatilität der entstehenden Kosten gegenüber der Anfangsphase deutlich abnimmt. Mit der fünften Regulierungsperiode beginnt zudem das neue Regulierungsregime auf der Grundlage des NEST-Prozesses, sodass es in jedem Falle einer Neubewertung des vorliegenden Sachverhalts anhand der Kriterien der Festlegung RAMEN Gas sowie einer Evaluierung der durch die EU-Methanverordnung verursachten Kosten bedürfte.

3.6 Ermessen

25 Die LRegB hat die berechtigten Belange der betroffenen Netzbetreiber ebenso wie die der Netznutzer gegeneinander abgewogen.

26 Die LRegB berücksichtigt mit der vorliegenden Festlegung die Kosten aus der EU-Methanverordnung gemäß Art. 3 Abs. 1 EU-Methanverordnung. Es ist vorgesehen, dass die nationalen Regulierungsbehörden „bei der Festlegung oder Genehmigung von Tarifen oder der Methoden, die

ENTWURF

von Fernleitungsnetzbetreibern, Verteilernetzbetreibern, Betreibern von LNG-Anlagen oder anderen regulierten Unternehmen, einschließlich gegebenenfalls Betreibern von unterirdischen Gasspeichern, anzuwenden sind, [...] die zur Einhaltung der Verpflichtungen aus dieser Verordnung entstandenen Kosten und getätigten Investitionen [berücksichtigen], soweit diese denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren regulierten Unternehmens entsprechen und transparent sind."

27 Die zur Umsetzung der Vorgaben entstehenden Kapitalkosten der Gasnetzbetreiber, wie z.B. die notwendige technische Ausrüstung in der Form spezieller Gasspürgeräte, können durch das Instrument des Kapitalkostenaufschlags jährlich und ohne Zeitverzug in der Erlösobergrenze Berücksichtigung finden und unterliegen gleichsam dem Effizienzvergleich. Insofern bedarf es für die Kapitalkosten keiner regulatorischen Anpassung. Zudem gelten Kapitalkosten nicht als volatile Kosten (§ 11 Abs. 5 Satz 3 ARegV). Die Anschaffung eigener neuer technischer Geräte spielt im Bereich der Verteilernetze jedoch eine untergeordnete Rolle, sodass ein Teil der Kosten für die Mehrzahl der Festlegungsadressaten nicht allein über den Kapitalkostenaufschlag abgebildet werden kann. Die darüber hinaus anfallenden operativen Kosten der Gasnetzbetreiber, wie z.B. das Einkaufen von Dienstleistungen, werden im vorliegenden Fall entsprechend der Vorgabe aus der EU-Methanverordnung ebenfalls berücksichtigt.

28 Grundsätzlich ist das Budgetprinzip geeignet und ausreichend, um Kosten abzudecken, die aus den Vorgaben des europäischen Rechts entstehen (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 10. August 2022 – VI-3 Kart 103/21 –, juris Rn. 81 ff.). Entsprechende Vorgaben sind nicht pauschal mit einer Verpflichtung zu einem Vollkostenansatz gleichzusetzen. (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 10. August 2022 – VI-3 Kart 103/21 –, juris Rn. 53). Die aufgrund der Umsetzung der EU-Methanverordnung neu anfallenden operativen Kosten waren wegen des Inkrafttretens im Jahr 2024 nach Art und Umfang gar nicht oder zumindest nur teilweise im Ausgangsniveau für die vierte Regulierungsperiode enthalten und konnten noch nicht bzw. nur in geringem Umfang im Budget der Netzbetreiber berücksichtigt und aus dem Basisjahr kommend refinanziert werden. Von Seiten der Netzbetreiber wurde gegenüber der Bundesnetzagentur plausibel dargestellt, dass sich die Höhe der Kosten aus der Umsetzung der EU-Methanverordnung ab dem Jahr 2025 erheblich von der Höhe des jeweiligen Kostenanteils im Basisjahr unterscheiden würde bzw. diese Kosten erstmals anfallen. In der Folge sind – in der Tendenz ansteigende – jedenfalls volatile Kostenverläufe zu erwarten. Die LRegB sieht jedoch davon ab, den Katalog der anerkennungsfähigen Kosten in Tenorziffer 1 um weitere Maßnahmen wie Kosten im Zusammenhang mit Berichts- und Dokumentationspflichten, Verwaltungsaufwand oder Schulungen zu erweitern. Derartige Positionen fallen beim Netzbetreiber regelmäßig an und werden durch das Budgetprinzip abgedeckt.

ENTWURF

29 Es ist aus Sicht der LRegB im vorliegenden Fall sachgerecht, die unmittelbare Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen zur Berücksichtigung der höheren Kosten aus den europäischen Vorgaben durch die Einstufung als volatile Kosten zu ermöglichen und diese vom Inkrafttreten der EU-Methanverordnung bis zum Ablauf der vierten Regulierungsperiode zu beschränken.

30 Eine Einstufung der durch die EU-Methanverordnung verursachten Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten scheidet aus, da sie durch den Netzbetreiber in direkter Weise beeinflussbar sind. So kann sich der Netzbetreiber etwa dazu entscheiden, einen Dienstleister mit der Durchführung der Maßnahmen zu beauftragen, oder aber die Umsetzung der Verordnung mit eigenem Personal und Ausrüstung durchzuführen. Die Kosten fallen zudem in gleicher oder zumindest ähnlicher Weise bei allen von der Methanverordnung adressierten Netzbetreibern an.

III.

31 Für die vorliegende Entscheidung wird gemäß § 91 Abs. 1 Satz 3 EnWG keine Gebühr erhoben. Von der Möglichkeit einer Gebührenerhebung nach § 91 Abs. 1 Satz 4 EnWG wird aus Gründen der Verfahrensökonomie kein Gebrauch gemacht, da eine Gebührenerhebung nach dieser Vorschrift erfordern würde, dass allen betroffenen Netzbetreibern entweder die Festlegung selbst oder ein schriftlicher Hinweis darauf förmlich zuzustellen wäre. Ein entsprechendes Vorgehen würde der durch die öffentliche Bekanntmachung bezweckten Reduzierung des Verwaltungsaufwandes entgegenstehen. Der Verwaltungsaufwand für den Erlass der Festlegung selbst war zudem vergleichsweise gering.

IV.

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

ENTWURF

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diese Entscheidung ist die Beschwerde zulässig. Sie ist binnen einer mit der Zustellung der Entscheidung beginnenden Frist von einem Monat bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Stuttgart mit Sitz in Stuttgart, einzureichen.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat ab Einlegung der Beschwerde. Sie kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung enthalten, inwieweit die Entscheidung angefochten und ihre Abänderung oder Aufhebung beantragt wird. Ferner muss sie die Tatsachen und Beweismittel angeben, auf die sich die Beschwerde stützt.

Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen von einem Rechtsanwalt unterzeichnet sein. Dies gilt nicht für Beschwerden der verfahrensbeteiligten Bundesnetzagentur.

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

Über die Beschwerde entscheidet das Oberlandesgericht Stuttgart.

[Schlusszeichnung]

ENTWURF