

Referentenentwurf

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Entwurf einer Verordnung über regulatorische Rahmenbedingungen für LNG-Anlagen nach § 118a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG)

(LNG-Verordnung – LNG-VO)

A. Problem und Ziel

Die welt- und energiepolitische Lage hat die ohnehin angespannte Lage auf den Energiemärkten drastisch verschärft. Um die Energieversorgungssicherheit in Deutschland zu gewährleisten, sind kurzfristige Maßnahmen erforderlich, die zu einer zuverlässigen Gasversorgung im Winter 2022/2023, aber auch in den kommenden Wintern führen.

B. Lösung

Aufgrund der geopolitischen Lage ist es notwendig, so schnell wie möglich die Gasversorgung in Deutschland, insbesondere hinsichtlich der Herkunftsquellen, diversifizieren zu können. Ein besonderer Fokus liegt dabei auf der Errichtung ortsfester oder ortsungebundener, also schwimmender LNG-Anlagen. Bestimmte Projekte im Bereich der LNG-Anlagen sollen noch im Jahr 2022 umgesetzt werden, um die Versorgungssicherheit mit Gas gewährleisten zu können. Vor Beginn der Nutzung der LNG-Technologie in Deutschland soll trotz der Kurzfristigkeit größtmögliche Rechtssicherheit in Bezug auf den Regulierungsrahmen geschaffen werden. Um einen stabilen und sicheren Regulierungsrahmen zu schaffen, sind beispielsweise entsprechende Vorgaben zu den Investitionsbedingungen für die Betreiber notwendig.

Die vorliegende Verordnung dient der Ausgestaltung der in § 118a des Energiewirtschaftsgesetzes benannten regulatorischen Rahmenbedingungen für ortsfeste und ortsungebundene LNG-Anlagen. Die LNG-VO enthält Regelungen zu den Bedingungen für den Zugang zu diesen Anlagen, insbesondere auch den Bedingungen für die Kapazitätsvergabe und das Kapazitätsmanagement, zu den Methoden zur Bestimmung dieser Bedingungen und zu den Methoden zur Bestimmung der Entgelte für den Zugang zu ortsfesten und ortsungebundenen LNG-Anlagen. Darüber hinaus werden Regelungen zur Ermittlung der Kosten des Anlagenbetriebs und der Anwendbarkeit der Anreizregulierung nach § 21a EnWG getroffen.

C. Alternativen

Keine.

D. Haushaltsausgaben ohne Erfüllungsaufwand

Keine.

E. Erfüllungsaufwand

E.1 Erfüllungsaufwand für Bürgerinnen und Bürger

Die Regelungen adressieren die Betreiber von LNG-Anlagen. Verpflichtungen für die Bürgerinnen und Bürger enthalten die Vorschriften nicht. Es entsteht daher durch die Regelungen kein Erfüllungsaufwand für Bürgerinnen und Bürger.

E.2 Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

Der Erfüllungsaufwand wird zu einem späteren Zeitpunkt berechnet und nachgetragen.

Davon Bürokratiekosten aus Informationspflichten

Keine.

E.3 Erfüllungsaufwand der Verwaltung

Keine.

F. Weitere Kosten

Die von den Nutzern der LNG-Anlagen zu tragenden Netzentgelte werden voraussichtlich zumindest anteilig an die Käufer der LNG-Mengen weitergegeben und können damit letztlich über den Gaspreis beim Endverbraucher ankommen. Die genaue Höhe der Weitergabe und somit auch der finanziellen Belastung der Endverbraucher hängt von einer Vielzahl komplexer, unterschiedlicher Parameter ab. Die Auswirkungen auf den einzelnen Endverbraucher werden aber minimal sein. Die preisdämpfenden Effekte durch die Erhöhung des Gasangebots auf dem deutschen Gasmarkt werden den Anstieg der Netzentgelte überwiegen.

Referentenentwurf Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Entwurf einer Verordnung zu regulatorischen Rahmenbedingungen für LNG-Anlagen nach § 118a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) (LNG-Verordnung – LNG-VO)

Vom ...

Aufgrund des § 118a Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes in Verbindung mit § 1 der ... (LNG-Übertragungsverordnung), von denen § 118a Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes zuletzt durch Artikel 3 Nummer 20 des Gesetzes zur Änderung des Energiesicherungsgesetzes und anderer energiewirtschaftlicher Vorschriften vom 08. Oktober 2022 (BGBl. I S. 1726, 1733) und § 1 der LNG-Übertragungsverordnung für Regelungen zu LNG-Anlagen zuletzt durch Artikel ... des ... vom (BGBl. I S.) geändert worden ist, verordnet die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen:

Teil 1 Allgemeine Vorschriften

§ 1

Anwendungsbereich

Diese Verordnung bestimmt die regulatorischen Rahmenbedingungen für ortsfeste und ortsungebundene LNG-Anlagen nach § 118a des Energiewirtschaftsgesetzes.

§ 2

Begriffsbestimmungen

Im Sinne dieser Verordnung bedeutet

1. „Langfristige Vergabe von Kapazitäten“

Vergabe von Kapazitäten, die sich auf einen Buchungszeitraum von mindestens 12 Monaten bezieht,

2. „Kurzfristige Vergabe von Kapazitäten“

Vergabe von Kapazitäten, die sich auf einen Buchungszeitraum von weniger als 12 Monaten bezieht,

3. „Übernachfrage“

Situation, in der das Ausmaß der Nachfrage nach verbindlicher Kapazität die technische Kapazität übersteigt.

4. „Slot“

Recht zur Nutzung der LNG-Anlage zur Entladung, Zwischenspeicherung und Regasifizierung.

5. „Aufpreisauktion“

Auktion, bei der im Fall der Übernachtfrage in der ersten Gebotsrunde die Kapazitäten in mehreren Gebotsrunden vergeben werden, wobei der Startpreis in

den weiteren Gebotsrunden jeweils höher ist als in der vorangegangenen Gebotsrunde (siehe § 9 Absatz 5).

Im Übrigen gelten die Begriffsbestimmungen des Energiewirtschaftsgesetzes.

Teil 2

Zugang, Kapazitätsvergabe und Kapazitätsmanagement

Abschnitt 1

Allgemeine Bestimmungen zur Vergabe von Kapazitäten

§ 3

Registrierungspflicht

Der Betreiber einer LNG-Anlage kann verlangen, dass sich potentielle Nutzer der jeweiligen Anlage vor der Abgabe einer Buchungsanfrage bei ihm registrieren. Die Registrierung ist diskriminierungsfrei und zügig durchzuführen.

§ 4

Buchungsjahr

Das Buchungsjahr entspricht dem Kalenderjahr.

Abschnitt 2

Langfristige Vergabe von Kapazitäten

§ 5

Buchungsauflagen für langfristig Buchende

(1) Dem Betreiber einer LNG-Anlage steht es frei, unterschiedliche Produkte anzubieten, welche dem Grundsatz der Transparenz und Diskriminierungsfreiheit unterliegen.

(2) Die Mindestbuchungshöhe beträgt höchstens 15 Prozent der insgesamt zu vergebenden Jahresdurchsatzkapazität. Die Jahresdurchsatzkapazität wird von dem Betreiber der LNG-Anlage bestimmt.

(3) Der Betreiber einer LNG-Anlage hat eine Mindestbuchungsdauer festzulegen, die 10 Jahre nicht überschreiten darf.

(4) Für 20 Prozent der langfristig zu vergebenden Jahresdurchsatzkapazität beträgt die Höchstbuchungsdauer 15 Jahre.

§ 6

Verfahren der langfristigen Erstvergabe der Kapazitäten

(1) Für die Abgabe von Buchungsanfragen für langfristige Erstvergaben von Kapazitäten ist ein Buchungszeitraum von mindestens 10 Werktagen vorzusehen. Alle in diesem Buchungszeitraum eingehenden Anfragen gelten als zeitgleich eingegangen. Der

Beginn des Erstvergabeverfahrens ist mindestens 10 Werktage vorher bekannt zu geben. Den registrierten Nutzern von LNG-Anlagen sind sämtliche Vergaberegeln vor Beginn des Buchungszeitraums zur Verfügung zu stellen.

(2) Übernachtungen werden über eine ratierte Zuweisung der zu vergebenden Kapazitäten aufgelöst. Abweichend darf die Zuweisung unter Berücksichtigung der jeweiligen Buchungsdauer und des Buchungsvolumens der Buchenden vorgenommen werden. Bei der Zuweisung dürfen Buchungsanfragen über einen längeren Buchungszeitraum und ein größeres Buchungsvolumen vorrangig berücksichtigt werden.

§ 7

Langfristige Vergabe der nach der Erstvergabe noch freien Kapazitäten

Kapazitäten, die im Rahmen der Erstvergabe nicht vergeben wurden, sind auf langfristiger Basis oder nach § 8 Absatz 2 oder § 9 auf kurzfristiger Basis zu vergeben. Für die langfristige Vergabe der noch freien Kapazitäten, ist ein transparenter und diskriminierungsfreier Zuweisungsmechanismus durchzuführen.

Abschnitt 3

Reservierungsquote und kurzfristige Vergabe von zurückgehaltenen Kapazitäten

§ 8

Reservierungsquote

(1) Es ist eine Reservierungsquote in Höhe von 10 Prozent der Jahresdurchsatzkapazität für eine kurzfristige Vergabe von Kapazitäten zurückzuhalten. Die Vergabe der zurückzuhaltenden Kapazitäten richtet sich nach dem in § 9 geregelten Verfahren für eine kurzfristige Vergabe von Kapazitäten.

(2) Werden weitere Kapazitäten über die nach der Reservierungsquote zurückzuhaltenden 10 Prozent der Jahresdurchsatzkapazität hinaus, kurzfristig vergeben, ist das Verfahren transparent und diskriminierungsfrei auszugestalten.

§ 9

Verfahren für die kurzfristige Vergabe von zurückgehaltenen Kapazitäten

(1) Die kurzfristig zu vergebenden Kapazitäten werden in Form von Slots, die möglichst gleichmäßig über das Buchungsjahr verteilt sein müssen, vergeben. Die Vergabe der Slots für das kommende Buchungsjahr erfolgt einmal jährlich zu einem zu veröffentlichenden und wiederkehrenden Datum.

(2) Jeder Slot muss dem Inhaber des Slots das Löschen von mindestens 150 000 Kubikmetern LNG ermöglichen. Von Satz 1 darf abgewichen werden, soweit technische Restriktionen der LNG-Anlage dies erfordern.

(3) Die Mindestanzahl der für die kurzfristige Vergabe vorzusehenden Slots ergibt sich aus der folgenden Formel:

*[Jahresdurchsatzkapazität LNG in m³ für Kurzfristvermarktung / Schiffgröße nach Absatz 3 * 65 Prozent]*

(4) Die Slots werden einmal jährlich per Aufpreisauktion oder in einem anderen diskriminierungsfreien und transparenten Auktionsverfahren vergeben. Werden in der jährlichen Auktion nicht alle Kapazitäten vergeben, ist die in Absatz 7 Satz 3 bestimmte unterjährige kurzfristige Vergabe von zurückgehaltenen Kapazitäten durchzuführen. Der

Beginn der jährlichen Auktion ist vier Wochen zuvor zu veröffentlichen. Spätestens zwei Wochen vor dem Beginn der jährlichen Auktion ist die Produktbeschreibung des Slots mit mindestens den folgenden Inhalten zu veröffentlichen:

1. Datum der Entladung,
2. Ankunftszeitfenster,
3. Menge an LNG in Kubikmetern, die gesichert gelöscht werden kann,
4. Verfügbare Regasifizierungsleistung pro Stunde: mindestens *[Jahresdurchsatzkapazität LNG in Kubikmeter für Kurzfristvermarktung / 365 / 24]*,
5. Regasifizierungszeitraum,
6. Startpreis für den Slot,
7. Preisschritt nach Absatz 6.

(5) Im Fall einer Übernachtfrage ist eine weitere Auktionsrunde durchzuführen. In dieser Auktionsrunde können nur diejenigen Nutzer teilnehmen, die sich bereits in der vorherigen Auktionsrunde beteiligt haben. Der Startpreis wird jeweils um einen vorher von dem Betreiber der LNG-Anlage zu bestimmenden Aufschlag (Preisschritt) erhöht. Der Preisschritt ist vorab in geeigneter Weise zu veröffentlichen.

(6) Steigen im Fall einer Übernachtfrage beim nächsten Preisschritt sämtliche Auktionsteilnehmer aus der Auktion aus (Under-sell bzw. erstmalige Übernachtfrage), ist der Slot über ein von dem Betreiber der LNG-Anlage zu bestimmendes diskriminierungsfreies Zuweisungsverfahren unter den Auktionsteilnehmern zu vergeben, die sich an der letzten Auktionsrunde vor dem Under-sell beteiligt haben.

(7) Der Teilnehmerkreis für die erste jährliche Auktion eines Buchungsjahres nach Absatz 1 ist auf Nutzer beschränkt, die noch nicht über langfristige Kapazitäten verfügen. Die Slots, die in der Auktion mit eingeschränktem Teilnehmerkreis nicht vergeben werden, werden im Nachgang in einer zweiten Auktion allen Nutzern angeboten. Sollten auch nach dieser weiteren Auktion Slots nicht vergeben worden sein, werden diese Slots unterjährig allen Nutzern nach dem Prinzip First-Come-First-Serve von dem Betreiber der LNG-Anlage angeboten (unterjährige kurzfristige Vergabe von zurückgehaltenen Kapazitäten).

(8) Sofern technische Restriktionen der LNG-Anlagen es erfordern, darf in begründeten Einzelfällen bei der unterjährigen Vergabe von Slots in den folgenden Punkten von den Vorgaben nach Absatz 4 abgewichen werden:

1. Abweichend von Absatz 4 Nummer 3 kann die feste Mindestlöschmenge an LNG geringer ausfallen. Der Betreiber der LNG-Anlage ist verpflichtet, die notwendige Reduktion der festen Mindestlöschmenge so gering wie notwendig zu halten.
2. Abweichend von Absatz 4 Nummer 4 kann der Betreiber einer LNG-Anlage von der Mindest-Regasifizierungsleistung abweichen.

Im Fall einer Abweichung nach Satz 1 muss der Betreiber der LNG-Anlage dies vorab der Bundesnetzagentur darlegen.

(9) Dem Betreiber einer LNG-Anlage steht es frei, Flexibilisierungsinstrumente anzubieten, die eine optimale und flexible Nutzung des Zwischenspeichers und der Regasifizierungseinheiten ermöglichen. Die Anwendung hat transparent und diskriminierungsfrei zu erfolgen.

(10) Der Betreiber einer LNG-Anlage wird für den Fall, dass im Verfahren zur unterjährigen kurzfristigen Vergabe von zurückgehaltenen Kapazitäten nach Absatz 7 diese Kapazitäten nicht vermarktet wurden, verpflichtet, jeweils bis zum 31. März eines jeden Folgejahres gegenüber der Bundesnetzagentur zu berichten, in welchem Umfang Kapazitäten im Verfahren zur unterjährigen kurzfristigen Vergabe von zurückgehaltenen Kapazitäten nicht vermarktet wurden. Der Betreiber der LNG-Anlage hat dabei die Gründe

für eine nicht erfolgte unterjährige kurzfristige Vergabe von zurückgehaltenen Kapazitäten mitzuteilen.

Abschnitt 4

Sekundärvermarktung von LNG-Anlagenkapazität

§ 10

Recht zur Sekundärvermarktung

Jeder Nutzer hat das Recht, seine kontrahierten Kapazitäten nach Maßgabe der folgenden Regelungen auf dem Sekundärmarkt zu handeln.

§ 11

Verfahren der Sekundärvermarktung

(1) Inhaber von Kapazitäten können diese ganz oder teilweise an andere registrierte Nutzer übertragen. Für die Dauer des Verfahrens zur Vergabe ungenutzter LNG-Anlagenkapazitäten nach Abschnitt 5 ist eine Sekundärvermarktung nicht zulässig.

(2) Rechtzeitig vor der Sekundärvermarktung hat der Inhaber der Kapazität dem Betreiber einer LNG-Anlage das Volumen und den Zeitpunkt der Sekundärvermarktung anzuzeigen. Der Betreiber einer LNG-Anlage informiert alle bei ihm registrierten Marktteilnehmer und veröffentlicht unverzüglich das Volumen und den Zeitpunkt einer bevorstehenden Sekundärvermarktung.

(3) Die endgültige Übertragung der Kapazitäten bedarf der Zustimmung des Betreibers einer LNG-Anlage, die nur aus wichtigem Grund versagt werden darf.

(4) Sofern eine Übertragung der Kapazitäten erfolgreich stattgefunden hat, wird der ursprüngliche Inhaber der Kapazitäten insoweit gegenüber dem Betreiber der LNG-Anlage von seinen Rechten und Pflichten aus dem Kapazitätsvertrag befreit. Für andere Fälle, insbesondere den Fall einer nur vorübergehenden Übertragung der Kapazitäten, kann der Betreiber der LNG-Anlage abweichende Regelungen treffen.

(5) Das Recht der Nutzer, ihre kontrahierten Kapazitäten auf dem Sekundärmarkt zu handeln, ist bis fünf Tage vor dem Datum der Entladung möglich.

Abschnitt 5

Verfahren zur Vergabe ungenutzter LNG-Anlagenkapazität

§ 12

Pflicht zur Anwendung eines Verfahrens zur Vergabe ungenutzter LNG-Anlagenkapazität

Der Betreiber einer LNG-Anlage ist verpflichtet, ungenutzte Kapazitäten nach Maßgabe des § 13 auf dem Markt anzubieten und entsprechende Regelungen in den Kapazitätsverträgen aufzunehmen.

§ 13

Vorgaben für das Verfahren zur Vergabe ungenutzter LNG-Anlagenkapazität

(1) Das Verfahren zur Vergabe ungenutzter LNG-Anlagenkapazität ist anzuwenden, wenn ein Nutzer spätestens 20 Tage vor dem Datum der Entladung eine Anlandung nicht angekündigt hat oder mitteilt, einen bestimmten Slot nicht zu nutzen und keinen anderen registrierten Nutzer benennt, an den der Slot übertragen wurde. Abweichend von Satz 1 steht es dem Betreiber einer LNG-Anlage frei, längere Fristen für das Verfahren zur Vergabe ungenutzter LNG-Anlagenkapazität zu bestimmen.

(2) Spätestens 19 Tage vor dem Datum der Entladung oder dem Tag nach dem nach Absatz 1 Satz 2 bestimmten Datum, ist der frei gewordene Slot vom Betreiber einer LNG-Anlage in geeigneter Weise öffentlich auszuweisen, sodass ab dem 18. Tag vor dem Datum der Entladung oder am zweiten Tag nach dem, nach Absatz 1 Satz 2 bestimmten Datum, alle registrierten Nutzer eine Buchungsanfrage für den frei gewordenen Slot stellen können. Die frei gewordenen Slots werden in einem von dem Betreiber einer LNG-Anlage zu bestimmenden transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren vergeben.

(3) Werden die frei gewordenen Slots erfolgreich vergeben, wird der ursprüngliche Inhaber der Kapazität insoweit gegenüber dem Betreiber einer LNG-Anlage von seinen Rechten und Pflichten aus dem Kapazitätsvertrag frei. Wird die Kapazität innerhalb von drei Tagen nach dem Tag der öffentlichen Ausweisung nicht vergeben, weist der Betreiber einer LNG-Anlage die Kapazität an den ursprünglichen Inhaber Kapazität zurück.

Teil 3

Ermittlung von Entgelten und Zugangskosten

§ 14

Grundsätze zur Bestimmung der Entgelte für den Zugang zu LNG-Anlagen

(1) Für die Genehmigung der Entgelte für den Zugang zu LNG-Anlagen nach § 23a Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes gelten die nachfolgenden Bestimmungen. Betreiber von LNG-Anlagen haben im Rahmen der Ermittlung der Entgelte sicherzustellen, dass ihr Entgeltsystem den Maßgaben des § 21 des Energiewirtschaftsgesetzes entspricht und im Grundsatz geeignet ist, die nach den §§ 15 bis 21 ermittelten Kosten zu decken. Die Kosten werden jährlich anhand der zu erwartenden Kosten für das folgende Kalenderjahr sowie der Differenz zwischen den erzielten Erlösen und den tatsächlichen Kosten aus Vorjahren ermittelt. Der bei Anwendung des Entgeltsystems prognostizierte Gesamterlös eines Betreibers einer LNG-Anlage soll der Summe seiner Kosten nach Satz 3 entsprechen. Bestandteil der Genehmigung ist auch der Startpreis nach § 9 Absatz 4 Satz 3 Nummer 6. Die Anreizregulierungsverordnung sowie die Gasnetzentgeltverordnung sind auf Betreiber von LNG-Anlagen nicht anzuwenden.

(2) Die Verprobungen nach Absatz 1 sind vom Netzbetreiber in einer für sachkundige Dritte nachvollziehbaren und vollständigen Weise schriftlich zu dokumentieren und der Bundesnetzagentur mitzuteilen.

§ 15

Grundsätze der Kostenermittlung

(1) Bilanzielle und kalkulatorische Kosten der LNG-Anlage sind nur insoweit anzusetzen, als sie den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Betreibers einer LNG-Anlage entsprechen.

(2) Zur Bestimmung der Ist-Kosten eines Geschäftsjahres ist ausgehend von den Gewinn- und Verlustrechnungen für den Betrieb der LNG-Anlage des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres nach § 6b Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes eine kalkulatorische Rechnung zu erstellen. Die Kosten setzen sich unter Beachtung von Absatz 1 aus den aufwandsgleichen Kosten nach § 16, den kalkulatorischen Abschreibungen nach § 17, der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung nach § 18 sowie den kalkulatorischen Steuern nach § 19 unter Abzug der kostenmindernden Erlöse und Erträge nach § 20 zusammen. Zur Bestimmung der zu erwartenden Kosten für das folgende Kalenderjahr ist eine bestmögliche Abschätzung vorzunehmen.

(3) Bis zur erstmaligen Erstellung der jeweiligen Gewinn- und Verlustrechnung nach § 6b Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes ist abweichend von Absatz 2 Satz 1 bei der Bestimmung der Kosten jeweils eine auf den Tätigkeitsbereich „Betrieb von LNG-Anlagen“ beschränkte und nach handelsrechtlichen Grundsätzen ermittelte Gewinn- und Verlustrechnung des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres zugrunde zu legen.

(4) Einzelkosten der LNG-Anlage sind der LNG-Anlage direkt zuzuordnen. Kosten der LNG-Anlage, die sich nicht oder nur mit unverhältnismäßig hohem Aufwand als Einzelkosten direkt zurechnen lassen, sind als Gemeinkosten über eine verursachungsgerechte Schlüsselung der LNG-Anlage zuzuordnen. Die zugrunde gelegten Schlüssel müssen sachgerecht sein und den Grundsatz der Stetigkeit beachten. Betreiber einer LNG-Anlage haben diese Schlüssel für sachkundige Dritte nachvollziehbar und vollständig zu dokumentieren. Änderungen eines Schlüssels sind nur zulässig, sofern diese sachlich geboten sind. Die hierfür maßgeblichen Gründe sind von Betreibern einer LNG-Anlage für sachkundige Dritte nachvollziehbar und vollständig zu dokumentieren.

(5) Betreiber von LNG-Anlagen können Kosten oder Kostenbestandteile, die aufgrund einer Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter durch Dritte anfallen, nur in der Höhe ansetzen, wie sie anfielen, wenn der Betreiber Eigentümer der Anlagen wäre. Der Betreiber der LNG-Anlage hat die erforderlichen Nachweise zu führen.

(6) Erbringen Unternehmen gegenüber einem Betreiber einer LNG-Anlage Dienstleistungen, so sind die diesbezüglichen Kosten oder Kostenbestandteile nach Maßgabe dieses Absatzes bei der Kostenermittlung zu berücksichtigen. Gehört das die Dienstleistung erbringende Unternehmen und der Betreiber der LNG-Anlage oder ein Gesellschafter des Betreibers der LNG-Anlage zu einer Gruppe miteinander verbundener Unternehmen, so darf der Betreiber der LNG-Anlage die aus der Erbringung der Dienstleistung entstehenden Kosten oder Kostenbestandteile maximal in der Höhe ansetzen, wie sie bei dem die Dienstleistung erbringenden Unternehmen unter Anwendung der Grundsätze der Entgeltbestimmung im Sinne dieser Verordnung tatsächlich anfallen. Beinhaltet die nach Satz 2 für die Erbringung von Dienstleistungen angefallenen Kosten oder Kostenbestandteile Vorleistungen von Unternehmen, die ebenfalls zu der Gruppe miteinander verbundener Unternehmen gehören, der das die Dienstleistung erbringende Unternehmen und der Betreiber der LNG-Anlage oder dessen Gesellschafter angehören, können diese nur maximal in der Höhe einbezogen werden, wie sie jeweils bei dem die Vorleistung erbringenden Unternehmen unter Anwendung der Grundsätze der Entgeltbestimmung im Sinne dieser Verordnung tatsächlich angefallen sind. Gehört das die Dienstleistung erbringende Unternehmen und der Betreiber der LNG-Anlage oder dessen Gesellschafter nicht zu einer Gruppe miteinander verbundener Unternehmen, so darf der Betreiber der LNG-Anlage die aus der Erbringung der Dienstleistung entstehenden Kosten oder Kostenbestandteile maximal in der Höhe ansetzen, wie sie anfallen würden, wenn der Betreiber der LNG-Anlage die jeweiligen Leistungen selbst erbringen würde. Der Betreiber der LNG-Anlage hat die erforderlichen Nachweise zu führen.

§ 16

Aufwandsgleiche Kostenpositionen

(1) Aufwandsgleiche Kostenpositionen sind den nach § 6b Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes erstellten Gewinn- und Verlustrechnungen für den Betrieb von LNG-Anlagen zu entnehmen und nach Maßgabe des § 15 Absatz 1 bei der Bestimmung der Kosten zu berücksichtigen.

(2) Fremdkapitalzinsen sind in ihrer tatsächlichen Höhe einzustellen, höchstens jedoch in der Höhe kapitalmarktüblicher Zinsen für vergleichbare Kreditaufnahmen.

§ 17

Kalkulatorische Abschreibungen

(1) Zur Gewährleistung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Anlagenbetriebs ist die Wertminderung der betriebsnotwendigen Anlagegüter nach den Absätzen 2 bis 7 als Kostenposition bei der Ermittlung der Kosten in Ansatz zu bringen (kalkulatorische Abschreibungen). Die kalkulatorischen Abschreibungen treten insoweit in der kalkulatorischen Kosten- und Erlösrechnung an die Stelle der entsprechenden bilanziellen Abschreibungen der Gewinn- und Verlustrechnung.

(2) Die Eigenkapitalquote ergibt sich rechnerisch als Quotient aus dem betriebsnotwendigen Eigenkapital und den kalkulatorisch ermittelten Restwerten des betriebsnotwendigen Vermögens zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten. Die anzusetzende Eigenkapitalquote wird kalkulatorisch für die Berechnung der Entgelte auf höchstens 40 Prozent begrenzt. Die Fremdkapitalquote ist die Differenz zwischen 100 Prozent und der Eigenkapitalquote.

(3) Die kalkulatorischen Abschreibungen der Anlagegüter einer LNG-Anlage sind ausgehend von den jeweiligen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten nach der linearen Abschreibungsmethode zu ermitteln.

(4) Die kalkulatorischen Abschreibungen sind jährlich auf Grundlage der kalkulatorischen Nutzungsdauer nach den Maßgaben des Absatzes 5 vorzunehmen. Die Nutzungsdauer ist für die Restdauer ihrer kalkulatorischen Abschreibung grundsätzlich unverändert zu lassen. Die kalkulatorischen Abschreibungen sind jahresbezogen zu ermitteln. Dabei ist jeweils ein Zugang des Anlagegutes zum 1. Januar des Anschaffungsjahres zugrunde zu legen.

(5) Die kalkulatorische Nutzungsdauer der einzelnen Anlagegüter nach Absatz 4 entspricht der erwarteten Betriebsdauer, mindestens aber fünf Jahre. Sie ist der Bundesnetzagentur vom Betreiber der LNG-Anlage anzuzeigen. Die Anzeige hat die Angaben zu enthalten, die für eine eindeutige Identifizierung der betroffenen Anlagegüter erforderlich sind.

(6) Der kalkulatorische Restwert eines Anlageguts beträgt nach Ablauf des ursprünglich angesetzten Abschreibungszeitraums Null. Ein Wiederaufleben kalkulatorischer Restwerte ist unzulässig. Bei Veränderung der ursprünglichen Abschreibungsdauer während der Nutzung ist sicherzustellen, dass keine Erhöhung der Kalkulationsgrundlage erfolgt. In einem solchen Fall bildet der jeweilige Restwert des Wirtschaftsguts zum Zeitpunkt der Abschreibungsdauerumstellung die Grundlage der weiteren Abschreibung. Der neue Abschreibungsbetrag ergibt sich aus der Verteilung des Restwertes auf die Restabschreibungsdauer. Es erfolgt keine Abschreibung unter Null.

(7) Das Verbot von Abschreibungen unter Null gilt ungeachtet der Änderung von Eigentumsverhältnissen oder der Begründung von Schuldverhältnissen.

§ 18

Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung

(1) Die Verzinsung des von Betreibern von LNG-Anlagen eingesetzten Eigenkapitals erfolgt im Wege einer kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung auf Grundlage des betriebsnotwendigen Eigenkapitals. Das betriebsnotwendige Eigenkapital ergibt sich aus der Summe

1. des kalkulatorischen Restwertes des Sachanlagevermögens der betriebsnotwendigen Anlagen einer LNG-Anlage bewertet zu historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten und
2. der Bilanzwerte der betriebsnotwendigen Finanzanlagen und Bilanzwerte des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens unter Abzug des Steueranteils der Sonderposten mit Rücklageanteil.

Das Abzugskapital und das verzinsliche Fremdkapital werden bei der Ermittlung nach Satz 1 abgezogen. Grundstücke sind zu Anschaffungskosten anzusetzen. Es ist jeweils der Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand anzusetzen. Soweit das nach Satz 2 und 3 ermittelte betriebsnotwendige Eigenkapital einen Anteil von 40 Prozent des sich aus der Summe der Werte nach Satz 2 und 3 ergebenden betriebsnotwendigen Vermögens übersteigt, ist der übersteigende Anteil dieses Eigenkapitals nach Absatz 4 zu verzinsen.

(2) Als Abzugskapital ist das zinslos zur Verfügung stehende Kapital zu behandeln. Es ist jeweils der Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand der folgenden Positionen anzusetzen:

1. Rückstellungen;
2. erhaltene Vorauszahlungen und Anzahlungen von Kunden;
3. unverzinsliche Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen;
4. sonstige Verbindlichkeiten, soweit die Mittel dem Betreiber von LNG-Anlagen zinslos zur Verfügung stehen.
5. Zuschüsse

(3) Der auf das betriebsnotwendige Eigenkapital eines Betreibers von LNG-Anlagen anzuwendende Eigenkapitalzinssatz beträgt 9 Prozent vor Steuern. Dieser Zinssatz gilt, solange und soweit die Bundesnetzagentur nicht gemäß § 26 Absatz 1 Satz 2 Nummer 3 des Energiewirtschaftsgesetzes etwas Abweichendes festgelegt hat, jedenfalls aber bis zum 31. Dezember 2027.

(4) Der Zinssatz für den die Eigenkapitalquote übersteigenden Anteil des Eigenkapitals nach Absatz 1 Satz 6 bestimmt sich als arithmetisches Mittel aus dem auf das letzte abgeschlossene Kalenderjahr bezogenen Durchschnitt der folgenden von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufsrenditen und Zinsreihen:

1. Umlaufsrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen – Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs) und
2. Kredite an nichtfinanzielle Kapitalgesellschaften über eine Million Euro, bei einer anfänglichen Zinsbindung mit einer Laufzeit von über einem Jahr bis zu fünf Jahren.

Weitere Zuschläge sind unzulässig.

§ 19

Kalkulatorische Steuern

Im Rahmen der Ermittlung der Kosten der LNG-Anlage kann die der LNG-Anlage sachgerecht zuzuordnende Gewerbesteuer als kalkulatorische Kostenposition in Ansatz gebracht werden.

§ 20

Kostenmindernde Erlöse und Erträge

Sonstige Erlöse und Erträge sind, soweit sie sachlich dem Anlagenbetrieb zuzurechnen und der Gewinn- und Verlustrechnung der LNG-Anlage zu entnehmen sind, von den Kosten in Abzug zu bringen. Dies betrifft insbesondere die folgenden Positionen:

1. Aktivierter Eigenleistungen,
2. Zins- und Beteiligungserträge,
3. Zuschüsse oder
4. sonstige Erträge und Erlöse.

§ 21

Plan-Ist-Kosten-Abgleich

(1) Betreiber von LNG-Anlagen sind verpflichtet, nach Abschluss eines Kalenderjahres (Kalkulationsperiode) die Differenz zu ermitteln zwischen

1. den in dieser Kalkulationsperiode aus Entgelten erzielten Erlösen und
2. den für diese Kalkulationsperiode nach Absatz 3 Satz 3 genehmigten Kosten.

Liegen die Erlöse nach Satz 1 Nummer 1 über den Kosten nach Satz 1 Nummer 2, ist der Differenzbetrag zuzüglich einer Verzinsung des durchschnittlich gebundenen Differenzbetrages kostenmindernd in Ansatz zu bringen. Liegen die Erlöse nach Satz 1 Nummer 1 unter den Kosten nach Satz 1 Nummer 2, ist der Differenzbetrag zuzüglich einer Verzinsung des durchschnittlichen Differenzbetrages kostenerhöhend in Ansatz zu bringen. Die Verzinsung nach Satz 2 und 3 richtet sich nach dem auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten. Der durchschnittlich gebundene Betrag ergibt sich aus dem Mittelwert von Jahresanfangs- und Jahresendbestand der Differenz aus den erzielten Erlösen und den genehmigten Kosten. Die nach den Sätzen 1 bis 5 ermittelte und verzinste Differenz des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres wird annuitätisch über bis zu fünf der auf die jeweilige Kalkulationsperiode folgenden Kalenderjahre durch Zu- und Abschläge auf die Kosten verteilt. Der Zeitraum, über den die Verteilung nach Satz 6 erfolgen soll, ist der Bundesnetzagentur vom Betreiber einer LNG-Anlage jeweils vor Beginn der erstmaligen Auflösung des Differenzbetrags anzuzeigen und darf nicht länger sein als die voraussichtlich verbleibende Betriebsdauer der LNG-Anlage. Die Annuitäten werden gemäß Satz 4 verzinst.

(2) Die Betreiber von LNG-Anlagen ermitteln jährlich zum 30. Juni nach den §§ 15 bis 20 die für das folgende Kalenderjahr zu erwartenden Kosten des Betriebs der LNG-Anlage und übermitteln diese einschließlich der zugrundeliegenden Kalkulationsgrundlage an die Bundesnetzagentur. Die Kalkulationsgrundlage ist so zu gestalten, dass ein sachkundiger Dritter ohne weitere Informationen die Ermittlung der Kosten und Kostenbestandteile nachvollziehen kann. Die Bundesnetzagentur prüft die für das folgende Kalenderjahr zu erwartenden Kosten des Betriebs der LNG-Anlage und genehmigt diese binnen sechs Monaten. Wird in diesem Zeitraum keine Genehmigung erteilt, darf der Betreiber der LNG-Anlage die Kosten für seine Entgeltbildung ansetzen. Abweichend von Satz 1 genügt es für die zu erwartenden Kosten für die Kalenderjahre 2022 und 2023, wenn diese spätestens mit dem Antrag nach § 23a Absatz 3 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes übermittelt werden. Für Kalenderjahre ab 2024 kann die Bundesnetzagentur einen späteren Übermittlungszeitpunkt akzeptieren, wenn die Prüfung voraussichtlich weniger als sechs Monate in Anspruch nehmen wird. Die Bundesnetzagentur kann die geltend gemachten Kosten unter Anwendung eines pauschalen Abschlags genehmigen, wenn die zu übermittelnden Unterlagen nicht rechtzeitig oder nicht vollständig vorgelegt wurden.

(3) Die Betreiber von LNG-Anlagen ermitteln jährlich zum 30. Juni nach den §§ 15 bis 20 die im vorangegangenen Kalenderjahr tatsächlich entstandenen anererkennungsfähigen Kosten und übermitteln diese einschließlich der zugrundeliegenden Kalkulationsgrundlage an die Bundesnetzagentur. Die Kalkulationsgrundlage ist so zu gestalten, dass ein sachkundiger Dritter ohne weitere Informationen die Ermittlung der Kosten und Kostenbestandteile nachvollziehen kann. Die Bundesnetzagentur prüft die für das vorangegangene Kalenderjahr tatsächlich entstandenen anererkennungsfähigen Kosten des Betriebs der LNG-Anlage und genehmigt diese binnen 18 Monaten. Sie ist dabei an ihre Prüfungsfeststellungen in der Genehmigung der Plankosten nach Absatz 2 Satz 3 für das betreffende Kalenderjahr nicht gebunden. Wird keine Genehmigung erteilt, darf der Betreiber der LNG-Anlage die Kosten bei der Ermittlung des Differenzbetrages nach Absatz 1 ansetzen. Wird die Kalkulationsgrundlage nach Satz 1 bis zum 30. Juni nicht oder unvollständig übermittelt, verlängert sich die Frist nach Satz 3 auf 18 Monate ab Eingang der vollständigen Kalkulationsgrundlage.

Teil 4

Dokumentations- und Berichtspflichten der Anlagenbetreiber sowie Evaluierung der Verordnung

§ 22

Dokumentation

(1) Betreiber von LNG-Anlagen haben unverzüglich einen schriftlichen oder elektronischen Bericht über die Ermittlung der Entgelte nach den Sätzen 2 und 3 zu erstellen und der Bundesnetzagentur auf Anforderung vorzulegen. Der Bericht muss enthalten:

1. eine Darlegung der Kosten- und Erlöslage der abgeschlossenen Kalkulationsperiode,
2. eine vollständige Darstellung der Grundlagen und des Ablaufs der Ermittlung der Entgelte nach § 14 sowie sonstiger Aspekte, die aus Sicht des Betreibers der LNG-Anlage für die Entgelte von Relevanz sind und
3. einen Anhang.

Die Angaben nach Satz 2 Nummer 1 und 2 müssen einen sachkundigen Dritten in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die Ermittlung der Entgelte vollständig nachzuvollziehen. Der Bericht ist zehn Jahre aufzubewahren.

(2) Der zu dem Bericht nach Absatz 1 Satz 2 Nummer 3 zu erstellende Anhang muss enthalten:

1. die für die Abrechnung der Entgelte relevante Absatzstruktur des Betriebs von LNG-Anlage,
2. den Betriebsabrechnungsbogen des Betriebs der LNG-Anlage,
3. die nach § 15 Absatz 4 dokumentierten Schlüssel sowie deren Änderung und
4. die nach § 21 errechneten Differenzbeträge.

§ 23

Berichtspflicht hinsichtlich der angelandeten Gasarten

Der Betreiber einer LNG-Anlage ist verpflichtet, der Bundesnetzagentur auf Verlangen einmal jährlich darüber Bericht zu erstatten, welche Gasarten in der von ihm betriebenen LNG-Anlage angelandet wurden; dabei sind auch die jeweiligen Mengen anzugeben.

§ 24

Evaluierung

Diese Verordnung wird regelmäßig auf einen Anpassungs- und Änderungsbedarf hin überprüft. Spätestens 4 Jahre nach ihrem Inkrafttreten erscheint eine Evaluierung aufgrund der dann eingetretenen Marktentwicklungen wie ein anzunehmender sinkender Erdgasbedarf aufgrund von Energieeffizienzmaßnahmen und dem Ausbau erneuerbarer Energien, der angestrebte Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energieträger wie konventionelles Erdgas und die zunehmende Nutzung von Grüngasen sinnvoll.

Teil 5

Schlussbestimmungen

§ 25

Inkrafttreten, Außerkrafttreten

Diese Verordnung tritt am Tag nach der Verkündung in Kraft. Sie tritt außer Kraft, soweit die Bundesnetzagentur eine Festlegung oder Genehmigung nach § 26 des Energiewirtschaftsgesetzes erlässt. Das Außerkrafttreten der Verordnung wird mit der Festlegung öffentlich bekannt gegeben.

Begründung

A. Allgemeiner Teil

I. Zielsetzung und Notwendigkeit der Regelungen

Aufgrund der geopolitischen Lage ist es notwendig, so schnell wie möglich die Gasversorgung in Deutschland, insbesondere hinsichtlich der Herkunftsquellen, diversifizieren zu können. Ein besonderer Fokus liegt dabei auf der Errichtung ortsfester oder ortsungebundener, also schwimmender LNG-Anlagen. Bestimmte Projekte im Bereich der LNG-Anlagen sollen noch im Jahr 2022 umgesetzt werden, um die Versorgungssicherheit mit Gas gewährleisten zu können. Vor Beginn der Nutzung der LNG-Technologie in Deutschland soll trotz der Kurzfristigkeit größtmögliche Rechtssicherheit in Bezug auf den Regulierungsrahmen geschaffen werden. Um einen stabilen und sicheren Regulierungsrahmen zu schaffen, sind beispielsweise entsprechende Vorgaben zu den Investitionsbedingungen für die Betreiber notwendig.

II. Wesentlicher Inhalt des Entwurfs

Die vorliegende Verordnung dient der Ausgestaltung der in § 118a des Energiewirtschaftsgesetzes benannten regulatorischen Rahmenbedingungen für ortsfeste und ortsungebundene LNG-Anlagen. Sie regelt die Grundzüge der Kapazitätsvergabe und des Kapazitätsmanagements, der Entgeltbestimmung bzw. der zugrundeliegenden Bestimmung der Kosten für den Betrieb von LNG-Anlagen. Es wurden keine umfassenden Vorgaben zur Methodik, nach welcher der genehmigte Kostenblock in Entgelte umzusetzen ist, vorgesehen. Dies soll insbesondere die Phase der Errichtung der LNG-Anlagen im aktuellen Kontext der Quellendiversifizierung zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit unterstützen und überdies den sehr unterschiedlichen Vermarktungsmodellen bei LNG-Anlagen Rechnung tragen.

III. Alternativen

Es gibt keine Alternativen zu den Regelungen des Verordnungsentwurfs. Angesichts der Bedeutung eines bundesweit einheitlichen Regulierungsrahmens für die Errichtung und den effizienten Betrieb von LNG-Anlagen ist nicht zu erwarten, dass die Ziele, die mit der Verordnung verfolgt werden, durch alternative Initiativen gleichermaßen erreicht werden könnten. Ein Verzicht auf eine rechtliche Regelung kommt ebenfalls nicht in Betracht, da den betroffenen Unternehmen Rechts- und Planungssicherheit gegeben werden muss, damit die notwendigen Investitionen in die Infrastruktur getätigt werden können. Dazu ist das Abstecken der Investitionsrahmenbedingungen in einer Verordnung am besten geeignet.

Die rechtzeitige Schaffung aller notwendigen Rahmenbedingungen im Bereich der Netzregulierung im Wege eines Verwaltungsverfahrens nach § 26 Absatz 1 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes ist vor dem Hintergrund der Dauer eines solchen Verwaltungsverfahrens aus Sicht der Bundesnetzagentur ausgeschlossen.

IV. Regelungskompetenz

Die Regelungskompetenz folgt aus § 118a Satz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 3 Nummer 20 des Gesetzes zur Änderung des Energiesicherungsgesetzes und anderer energiewirtschaftlicher Vorschriften vom 08. Oktober 2022 (BGBl. I S. 1726, 1733) geändert worden ist in Verbindung mit § 1 der Verordnung zur Übertragung der Ermächtigung zum Erlass einer Verordnung über

regulatorische Rahmenbedingungen für LNG-Anlagen nach § 118a des Energiewirtschaftsgesetzes vom [...] (BGBl. I S.).

V. Vereinbarkeit mit dem Recht der Europäischen Union und völkerrechtlichen Verträgen

Die Verordnung ist mit dem Recht der Europäischen Union und völkerrechtlichen Verträgen vereinbar.

VI. Regelungsfolgen

Die Verordnung regelt die Mindestvorgaben, die bei der Kapazitätsvergabe und dem Kapazitätsmanagement zu beachten sind. Die Verordnung konkretisiert zudem den regulatorischen Rahmen für die Anerkennung der effizienten Kosten für den Betreiber einer LNG-Anlage. Zugleich regelt sie Grundzüge der Entgeltermittlung, die im Ergebnis die Transparenz und Vergleichbarkeit der gebildeten Entgelte für den Kunden erhöhen. Dies unterstützt den Hochlauf der Errichtung der LNG-Anlagen und deren Inbetriebnahme zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Sinne einer Quellendiversifizierung in der Bundesrepublik Deutschland aufgrund der geopolitischen Lage.

1. Rechts- und Verwaltungsvereinfachung

Die Vorgaben zur Kapazitätsvergabe und dem Kapazitätsmanagement erhöhen die Transparenz für die betroffenen Marktakteure gegenüber einer einzelfallbezogenen Kasuistik im Rahmen der Verwaltungspraxis. Die Festlegung einheitlicher Bedingungen für die Kapazitätsvergabe und das Kapazitätsmanagement führen zudem für die potentiellen Nutzer der LNG-Anlagen zur Rechtsvereinfachung, da zukünftig einheitliche und transparente Bedingungen für den Zugang zu LNG-Anlagen gelten.

Die Verordnung bewirkt insoweit eine weitere Rechtsvereinfachung, als dass die komplexen Vorschriften der Entgeltregulierung nach der Anreizregulierungsverordnung und der Gasnetzentgeltverordnung, welche andernfalls auch für LNG-Anlagen Anwendung finden würden, auf die für LNG-Anlagen zwingend benötigten Basisvorgaben reduziert werden.

2. Nachhaltigkeitsaspekte

Das Gesetz entspricht den Leitgedanken der Bundesregierung zur nachhaltigen Entwicklung im Sinne der Deutschen Nachhaltigkeitsstrategie, die der Umsetzung der UN-Agenda 2030 für nachhaltige Entwicklung dient.

Nach Überprüfung der Indikatoren und Prinzipien für nachhaltige Entwicklung erweist sich das Regelungsvorhaben als vereinbar mit der deutschen Nachhaltigkeitsstrategie und trägt insbesondere zur Erreichung der Nachhaltigkeitsziele SDG 7 (Zugang zu bezahlbarer, verlässlicher, nachhaltiger und zeitgemäßer Energie für alle sichern), SDG 8 (Dauerhaftes, inklusives und nachhaltiges Wirtschaftswachstum, produktive Vollbeschäftigung und menschenwürdige Arbeit für alle fördern), SDG 9 (Eine belastbare Infrastruktur aufbauen, inklusive und nachhaltige Industrialisierung fördern und Innovationen unterstützen) bei.

3. Haushaltsausgaben ohne Erfüllungsaufwand

Es entstehen durch die Verordnung keine Haushaltsausgaben für den Bundeshaushalt. Es entfallen durch die Bestimmungen der Verordnung weder Einnahmen noch Ausgaben auf den Bundeshaushalt für den Zeitraum der gültigen mehrjährigen Finanzplanung. Auswirkungen auf die Haushalte der Länder und Kommunen sind durch die Regelungen nicht zu erwarten.

4. Erfüllungsaufwand

a) Erfüllungsaufwand für Bürgerinnen und Bürger

Die Regelungen adressieren die Betreiber von LNG-Anlagen. Verpflichtungen für die Bürgerinnen und Bürger enthalten die Vorschriften nicht. Es entsteht daher durch die

Regelungen kein Erfüllungsaufwand für Bürgerinnen und Bürger.

b) Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

Für die Wirtschaft entsteht durch diese Verordnung kein nennenswerter Erfüllungsaufwand. Es handelt sich entweder um Konkretisierungen bereits bestehender Vorgaben, im Wesentlichen der §§ 20 und 23a des Energiewirtschaftsgesetzes, die nicht zu Mehraufwand führen, oder es könnte lediglich ein geringfügiger Erfüllungsaufwand entstehen, der nicht konkret beziffert werden kann.

c) Erfüllungsaufwand für die Verwaltung

1. Bund:

Für die Bundesverwaltung entsteht kein zusätzlicher Erfüllungsaufwand.

Die Verordnung enthält zwar Vorgaben für die Bundesverwaltung in Teil 3 §§ 14 bis 21, allerdings handelt es sich dabei um den Prozess zur Ermittlung der Zugangskosten. Da die Prüfung bereits im § 23a des Energiewirtschaftsgesetzes angelegt ist, erhöht sich der entsprechende Aufwand nicht gegenüber dem Zustand vor Erlass dieser Verordnung.

Weitere Vorgaben für die Bundesverwaltung sind in §§ 9, 22 und 23 enthalten und betreffen Berichtspflichten der Betreiber von LNG-Anlagen mit denen Überwachungsaufgaben der Bundesverwaltung korrespondieren. Der mit diesen Überwachungsaufgaben im Zusammenhang stehende Erfüllungsaufwand entsteht nur punktuell und ist im Rahmen der Aufsichtsbefugnisse der Bundesnetzagentur bereits erfasst.

2. Länder:

Die Verordnung adressiert ausschließlich die Bundesverwaltung. Erfüllungsaufwand für die Länder oder Kommunen entsteht daher nicht.

5. Weitere Kosten

Die Maßnahmen haben keine Auswirkungen auf die sonstigen Kosten der Wirtschaft und auf die sozialen Sicherungssysteme. Signifikante Auswirkungen auf Einzelpreise und auf das Preisniveau, insbesondere auf das Verbraucherpreisniveau, werden nicht erwartet.

6. Weitere Regelungsfolgen

Auswirkungen auf Verbraucherinnen und Verbraucher, genauso wie gleichstellungspolitische Auswirkungen oder Auswirkungen auf den demografischen Wandel, sind durch die Verordnung nicht zu erwarten.

Die Prüfung des Gesetzes im Hinblick auf die Gleichwertigkeit der Lebensverhältnisse der Menschen hat ergeben, dass keine wesentlichen Beeinflussungen erfolgen.

VII. Befristung; Evaluierung

Eine Befristung der Verordnung ist nicht in vorgesehen, da es sich bei der Regulierung der LNG-Anlagen um eine Daueraufgabe handelt. Einem eventuellen Anpassungsbedarf, welcher in der Anwendungspraxis zu Tage tritt, kann durch die ausführende Bundesnetzagentur selbst entweder im Ordnungswege oder durch Abweichung von dieser Verordnung im Wege einer Festlegung nach § 26 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes abgeholfen werden.

Die generelle, regelmäßige Evaluierung der Bestimmungen ist in der Verordnung geregelt. Darüber hinaus ist die Überprüfung auf einen Anpassungs- und Änderungsbedarf spätestens 4 Jahre nach dem Inkrafttreten der Verordnung vorgesehen, da eine Evaluierung aufgrund der dann eingetretenen Marktentwicklungen wie ein anzunehmender sinkender Erdgasbedarf aufgrund von Energieeffizienzmaßnahmen und dem Ausbau

erneuerbarer Energien, der angestrebte Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energieträger wie konventionelles Erdgas und die zunehmende Nutzung von Grüngasen sinnvoll erscheint.

B. Besonderer Teil

Zu Teil 1 (Allgemeine Vorschriften)

Zu § 1 (Anwendungsbereich)

Die Vorschrift definiert den Anwendungsbereich der LNG-Verordnung. Die LNG-Verordnung adressiert Betreiber von LNG-Anlagen im Sinne von § 3 Nummer 9 des Energiewirtschaftsgesetzes. Es wird klargestellt, dass vom Begriff der LNG-Anlage sowohl ortsfeste, als auch ortsungebundene LNG-Anlagen umfasst sind. Die LNG-Verordnung dient insbesondere der Regelung der Vergabe und des Managements der Kapazitäten der LNG-Anlage und der Feststellung der Kosten für den Betrieb von LNG-Anlagen. Die festgestellten Kosten können von den Betreibern einer LNG-Anlage in Entgelte für den Zugang zu den LNG-Anlagen umgelegt werden.

Zu § 2 (Begriffsbestimmung)

Zu Satz 1

Satz 1 regelt Begriffsbestimmungen, die über die Begriffsbestimmungen im Energiewirtschaftsgesetz hinaus, im Rahmen der Regulierung von ortsfesten und ortsungebundenen LNG-Anlagen (beispielsweise Floating Storage and Regasification Units – FSRU) entscheidend sind.

Zu Nummer 1

Die Begriffsbestimmung für die langfristige Vergabe von Kapazitäten ist an die Definition der langfristigen Dienstleistung nach Artikel 2 Absatz 1 Nummer 14 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 angelehnt, die nach Artikel 2 Absatz 2 Unterabsatz 2 auch für LNG-Anlagen gilt. Die langfristige Vergabe von Kapazitäten bezieht sich danach auf einen Buchungszeitraum von mindestens 12 Monaten.

Zu Nummer 2

Die Begriffsbestimmung für die kurzfristige Vergabe von Kapazitäten ist an die Definition der kurzfristigen Dienstleistung nach Artikel 2 Absatz 1 Nummer 15 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 angelehnt, die nach Artikel 2 Absatz 2 Unterabsatz 2 auch für LNG-Anlagen gilt. Die kurzfristige Vergabe von Kapazitäten bezieht sich danach auf einen Buchungszeitraum von weniger als 12 Monaten.

Zu Nummer 3

Die Begriffsbestimmung für die Übernachtfrage korrespondiert mit der Definition des vertraglich bedingten Engpasses in Artikel 2 Nummer 21 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005.

Zu Nummer 4

Die Begriffsbestimmung für die Verwendung des Begriffs „Slot“ im Rahmen der kurzfristigen Vergabe von zurückgehaltenen Kapazitäten nach § 9 stellt klar, dass sich das Recht zur

Nutzung der LNG-Anlage auf die Entladung, Zwischenspeicherung und Regasifizierung bezieht.

Zu Nummer 5

Die Begriffsbestimmung in Nummer 5 definiert den in § 9 verwendeten Begriff der Aufpreisauktion. Danach ist eine Aufpreisauktion eine Auktion, bei der im Fall der Übernachfrage in der ersten Gebotsrunde die Kapazitäten in mehreren Gebotsrunden vergeben werden, wobei der Startpreis in den weiteren Gebotsrunden jeweils höher ist als in der vorangegangenen Gebotsrunde.

Zu Satz 2

Satz 2 regelt die Anwendbarkeit der Begriffsbestimmungen des Energiewirtschaftsgesetzes, sofern die LNG-Verordnung keine anderweitige Begriffsbestimmung enthält.

Zu Teil 2 (Zugang, Kapazitätsvergabe und Kapazitätsmanagement)

Zu Abschnitt 1 (Allgemeine Bestimmungen zur Vergabe von Kapazitäten)

Zu § 3 (Registrierungspflicht)

§ 3 regelt, dass der Betreiber einer LNG-Anlage verlangen kann, dass sich potentielle Nutzer einer LNG-Anlage bei dem Betreiber der entsprechenden LNG-Anlage vor der Abgabe von Buchungsanfragen registrieren lassen. Der Betreiber einer LNG-Anlage kann dabei den Zeitpunkt der Registrierung bestimmen. Insbesondere kann er dabei festlegen, dass eine solche Registrierung spätestens vor Abgabe einer Buchungsanfrage beim LNG-Anlagenbetreiber erfolgen muss.

Eine Registrierungspflicht für potenzielle Nutzer ist eine etablierte Praxis im Bereich der Vermarktung von Kapazitäten im Fernleitungsbereich. Diese Vorgabe lässt sich auch auf den Betrieb von LNG-Anlagen übertragen. Eine Vorab-Registrierung entspricht dem nachvollziehbaren Bedürfnis des Betreibers einer LNG-Anlage nach einem bekannten und verlässlichen Vertragspartner. Sie stellt keine unzulässige Hürde für den freien Zugang zu den entsprechenden Infrastrukturen dar. Inwieweit der Betreiber einer LNG-Anlage weitergehende Prüfungen, wie Bonitätsprüfungen oder sonstige Überprüfungen potenzieller Nutzer vornimmt, unterliegt seiner unternehmerischen Entscheidungsfreiheit, solange der Grundsatz der Diskriminierungsfreiheit gewahrt bleibt und die Prüfungen keine unangemessenen Marktzugangsbarrieren darstellen.

Zu § 4 (Buchungsjahr)

§ 4 bestimmt, dass das Buchungsjahr dem Kalenderjahr entspricht. Mit dieser Regelung wird das Buchungsjahr für LNG-Anlagen dem Buchungsjahr im Fernleitungsnetzbereich angeglichen.

Zu Abschnitt 2 (Langfristige Vergabe von Kapazitäten)

Zu § 5 (Buchungsaufgaben für langfristig Buchende)

§ 5 regelt Vorgaben, die bei der langfristigen Vergabe von Kapazitäten zu beachten sind. Die Vorschrift beschränkt sich dabei auf Mindestvorgaben, die auf der einen Seite für einen diskriminierungsfreien und transparenten Zugang im Interesse des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit erforderlich sind. Auf der anderen Seite hemmen diese Mindestvorgaben nicht die, angesichts der derzeitigen geopolitischen Lage auch im Interesse der Versorgungssicherheit liegenden Investitionen in LNG-Anlagen.

Zu Absatz 1

Die Bestimmung in Absatz 1 erstreckt sich auf die Möglichkeit des Betreibers einer LNG-Anlage, interessierten Terminal-Nutzern verschiedene Produkte anzubieten. Das Angebot von Produkten und Dienstleistungen unterliegt dem Gebot der Diskriminierungsfreiheit und der Transparenz. Demnach ist durch den Betreiber einer LNG-Anlage jederzeit eine diskriminierungsfreie Ausgestaltung der Produkte und Dienstleistungen zu gewährleisten.

Diese Regelung erstreckt sich auf alle Ausgestaltungsvarianten, unabhängig davon, ob es sich um ein gebündeltes oder ein ungebündeltes Produkt handelt. Die Vorgabe in Absatz 1 gilt ebenso für alle angebotenen Produkte und Dienstleistungen, unabhängig von ihrer Laufzeit. Um eine hinreichende Markttransparenz zu erlangen, sind bereits nach europäischem Recht alle Beschreibungen, die nähere Informationen zur Ausgestaltung der angebotenen Produkte oder Dienstleistungen geben, dem Markt transparent offenzulegen und bei etwaigen Änderungen mit angemessener Vorlaufzeit zu kommunizieren (vgl. Artikel 19 der VERORDNUNG (EG) Nr. 715/2009 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005). Einer entsprechenden Regelung in der vorliegenden Verordnung bedurfte es daher nicht.

Zu Absatz 2

Zu Satz 1

Die Vorgabe in Absatz 2 erlaubt dem Betreiber einer LNG-Anlage, in den Kapazitätsverträgen eine Mindestbuchungshöhe von höchstens 15 Prozent der insgesamt zu vergebenden Jahresdurchsatzkapazität festzuschreiben. Die Regelung berücksichtigt dabei das berechnete Interesse des Betreibers einer LNG-Anlage, die Zahl der Erstbuchenden zu begrenzen. Damit wird das zulässige Ziel verfolgt, dass langwierige und komplexe Verfahren der Vertragsanbahnung und die Festlegung der Jahresdienstleistungspläne in der operativen Phase des LNG-Anlagenbetriebs mit einem angemessenen Aufwand bewältigt werden können. Die Bestimmung einer Mindestbuchungshöhe limitiert bei gegebener Gesamtkapazität der LNG-Anlage die mögliche Anzahl der Kunden und ist deshalb ein geeignetes Instrument, um dieses Ziel zu erreichen. Eine hohe Mindestbuchungshöhe kann die Anzahl der potenziellen Kunden allerdings unangemessen stark einschränken und würde gegebenenfalls eine unzulässige Zugangsbarriere gegenüber potenziell kleineren Marktteilnehmern darstellen. Eine Mindestbuchungshöhe in Höhe von höchstens 15 Prozent der insgesamt zu vergebenden Jahresdurchsatzkapazität erscheint als angemessen, um einerseits das legitime Interesse des Betreibers einer LNG-Anlage an einer Reduktion der Komplexität zur Sicherung der Handlungsfähigkeit im Terminalbetrieb zu verfolgen und andererseits keine unzulässig hohen Zutritts- und Zugangsbarrieren aufzubauen.

Die Bestimmung einer Höchstgrenze für die Mindestbuchungshöhe gestattet es dem Betreiber einer LNG-Anlage auch eine geringere Mindestbuchungshöhe als 15 Prozent festzulegen, sofern die operativen und technischen Gegebenheiten der LNG-Anlage dies erlauben. Die Festlegung einer Mindestbuchungshöhe steht auch einer Buchung von mehr als 15 Prozent der insgesamt zu vergebenden Jahresdurchsatzkapazität nicht entgegen. Das bedeutet, dass der Betreiber einer LNG-Anlage zwar nicht verlangen darf, dass Kunden mehr als 15 Prozent der zu vergebenden Jahresdurchsatzkapazität buchen, aber die Nutzer mehr als die 15 Prozent der zu vergebenden Jahresdurchsatzkapazität nachfragen und auch buchen können. Damit trägt diese Vorgabe zu förderlichen Investitionsbedingungen bei, indem sie einzelne Kunden nicht ohne Vorliegen einer Übernachfragesituation in der Buchungshöhe begrenzt.

Zu Satz 2

Satz 2 stellt klar, dass die Jahresdurchsatzkapazität von dem Betreiber der LNG-Anlage festgelegt wird.

Zu Absatz 3

Die Regelung in Absatz 3 bestimmt zum einen, dass der LNG-Anlagenbetreiber eine Mindestbuchungsdauer festzulegen hat und zum anderen, dass die Mindestbuchungsdauer höchstens 10 Jahre betragen darf. Für diese Vorgaben sind die folgenden Erwägungen maßgeblich.

Die Mindestbuchungsdauer dient der Förderung des Wettbewerbs im Rahmen der langfristigen Vergabe. Da 90 Prozent der Gesamtkapazität der LNG-Anlage auf langfristiger

Basis vergeben werden dürfen, kommt dieser Vorgabe eine große Bedeutung für einen diskriminierungsfreien Drittzugang zu, indem sie die Chancen zur Buchung auch für potentielle Kunden mit einem kürzeren Planungshorizont erhöht. Wie bei der Vorgabe einer Mindestbuchungshöhe nach Absatz 2, ist auch hier zu berücksichtigen, dass eine zu hoch angesetzte Mindestbuchungsdauer ein unzulässiges Zugangshindernis darstellen kann. Potenzielle Nutzer mit einem kürzeren Planungshorizont könnten abgeschreckt werden. Das würde das mit Artikel 13 Absatz 1 Buchstabe a i.V.m. Artikel 1 Absatz 2 der Richtlinie 2009/73/EG verfolgte und in § 11 Absatz 1 Satz 1 i.V.m. § 3 Nummer 16, Nummer 20 und § 20 des Energiewirtschaftsgesetzes verankerte Ziel, einen möglichst diskriminierungsfreien Drittzugang zu der Infrastruktur sicherzustellen, beeinträchtigen.

Auf der anderen Seite ist zu berücksichtigen, dass größere neue Infrastrukturen, wie LNG-Anlagen, angesichts der aktuellen geopolitischen und energiewirtschaftlichen Lage, der Verbesserung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit in der Gaswirtschaft in besonderem Maße dienen. Das erfolgt durch die Erschließung neuer Gasversorgungsquellen und die Möglichkeit des Imports zusätzlicher Mengen bei Wegfall russischer Importe. Die Errichtung solcher großen, neuen Infrastrukturanlagen geht mit hohen Investitionen einher. Um die finale Investitionsentscheidung für die Errichtung von LNG-Anlagen treffen zu können, benötigen die Betreiber von LNG-Anlagen und ihre Investoren ein gewisses Maß an Sicherheit hinsichtlich der zukünftigen Erlöse. Dieses Ziel kann erreicht werden, indem die Erstbuchenden langfristig Kapazitäten buchen.

Die Vorgabe einer Mindestbuchungsdauer von höchstens 10 Jahren ist angemessen, um auf der einen Seite dem Interesse des Betreibers einer LNG-Anlage nach Planungssicherheit gerecht zu werden. Auf der anderen Seite wird auch Kunden mit dem Wunsch nach kürzeren Buchungsdauern der Zugang zur LNG-Anlage ermöglicht. Potentielle Zugangsbarrieren werden geringgehalten. Der Betreiber einer LNG-Anlage ist durch diese Vorgabe jedoch nicht daran gehindert, Verträge mit längerer Laufzeit zu vereinbaren, wenn diese durch die Kunden nachgefragt werden. Damit wird auch dem Grundsatz der Verhältnismäßigkeit Rechnung getragen, indem die Vorgabe nicht über das zur Gewährleistung niedriger Zugangsbarrieren erforderliche Maß hinausgeht und Investition ermöglicht.

Zu Absatz 4

Absatz 4 regelt die Befristung von langfristigen Verträgen auf 15 Jahre. Diese Befristung von langfristigen Verträgen wirkt auf der einen Seite wettbewerbsabträglichen Abschottungseffekten entgegen und berücksichtigt auf der anderen Seite die Bedeutung langfristiger Verträge für die Refinanzierung größerer Infrastrukturen. Die Möglichkeit zum Abschluss langfristiger Verträge über LNG-Kapazitäten ist die Grundlage für eine sichere Refinanzierung des eingesetzten Kapitals.

Langfristige Verträge sind nach Artikel 32 Absatz 3 der Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG möglich, sofern diese mit den Wettbewerbsregeln der Europäischen Union im Einklang stehen. In dieser Verordnung ist daher vorgesehen, dass 90 Prozent der jährlichen Durchsatzkapazitäten der LNG-Anlage über langfristige Verträge, d.h. mit Laufzeiten von mindestens 12 Monaten, vermarktet werden können. Für 80 Prozent der langfristig zu vergebenden Kapazitäten gibt es im Umkehrschluss keine Beschränkung in der Buchungsdauer. Die 20 Prozent der langfristig zu vergebenden Kapazitäten dürfen dabei nicht länger als 15 Jahre (Höchstbuchungsdauer) vermarktet werden. Neben der Reservierungsquote in Höhe von 10 Prozent der jährlichen Durchsatzkapazität für eine jährliche, kurzfristige Kapazitätsvergabe soll die Bestimmung einer Höchstbuchungsdauer für 20 Prozent der langfristig zu vergebenden Kapazitäten Abschottungseffekten entgegenwirken und den Zugang für Dritte gewährleisten. Andererseits stellt diese Vorgabe sowohl hinsichtlich des Anteils der der Höchstbuchungsdauer unterliegenden Kapazitäten, als auch von der Höhe der geplanten Höchstbuchungsdauer (insb. vor dem Hintergrund der durch das Gesetz zur Beschleunigung des Einsatzes verflüssigten Erdgases vorgegebenen Nutzungsdauern)

kein unzumutbares Investitionshindernis dar. Die Vorgabe orientiert sich zudem an Regelungen aus dem Fernleitungsnetzbereich (vgl. Artikel 8 der Verordnung (EU) 2017/459 der Kommission vom 16. März 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 984/2013).

Eine weitergehende Befristung war dahingegen auch nicht aus Klimaschutzabwägungen geboten. Nach § 5 Absatz 2 Satz 1 des Gesetzes zur Beschleunigung des Einsatzes verflüssigten Erdgases sollen die planungs- und umweltrechtlichen Genehmigungen für die LNG-Anlagen bis spätestens zum 31. Dezember 2043 befristet werden, um die Übereinstimmung mit den deutschen Klimazielen zu gewährleisten. Fossiles Gas soll nach dem politischen Willen nur noch für eine Übergangszeit genutzt werden. Deshalb sollen neue Gasinfrastrukturen, die aktuell für die Sicherung der Energieversorgung benötigt werden, so geplant werden, dass sie sukzessive auf CO₂-neutrale Produkte wie Wasserstoff umgestellt werden können. Der Aufbau der LNG-Infrastruktur ist eine kurzfristige Lösung für alternative Importmöglichkeiten von Gas. Gleichzeitig ist geplant, dass die LNG-Infrastruktur in Zukunft auch für Wasserstoff genutzt werden kann. Das Gesetz zur Beschleunigung des Einsatzes verflüssigten Erdgases sieht im Einklang damit vor, dass die in den Anwendungsbereich des Gesetzes fallenden LNG-Anlagen über diesen Zeitpunkt hinaus nur betrieben werden dürfen, wenn sie für klimaneutralen Wasserstoff und dessen Derivate genutzt werden. Dadurch wird sichergestellt, dass das Ziel der Klimaneutralität spätestens 2045 erreicht werden kann. Diese Verordnung hat zwar einen anderen Regelungsbereich, als die planungs- und umweltrechtlichen Genehmigungen der LNG-Anlagen, steht aber mit diesen vollumfänglich im Einklang. In der vorliegenden Verordnung wird der regulierungsrechtliche Rahmen für den Zugang zu LNG-Anlagen geregelt. Nur klarstellend sei darauf hingewiesen, dass diese Verordnung keine Aussage über die Dauer der zulässigen Nutzung von LNG-Anlagen trifft. Entsprechende Vorgaben aufgrund nationaler oder europäischer Regelungen (insb. Fit-for-55-Paket) zur Abkehr von fossilen Energieträgern sind durch die Betreiber von LNG-Anlagen zu beachten und in den Vertragsabschlüssen mit den Nutzern zu berücksichtigen.

Zu § 6 (Verfahren der langfristigen Erstvergabe der Kapazitäten)

Zu Absatz 1

Absatz 1 trifft Regelungen zum Verfahren der erstmaligen Vergabe von Kapazitäten auf der Basis von langfristigen Kapazitätsverträgen.

Zu Satz 1

Satz 1 regelt, dass für die Abgabe von Buchungsanfragen für die erstmalige Vergabe von Kapazitäten auf der Basis von langfristigen Kapazitätsverträgen ein Buchungszeitraum von mindestens 10 Werktagen vom LNG-Anlagenbetreiber vorzusehen ist.

Zu Satz 2

Satz 2 regelt, dass alle Interessenbekundungen für die erstmalige Vergabe von Kapazitäten auf Basis langfristiger Kapazitätsverträge innerhalb eines Buchungszeitraums von 10 Werktagen gleichrangig zu behandeln sind. Diese Regelung sichert die Chancengleichheit aller potenziellen Nutzer. In diesem Buchungszeitraum von mindestens 10 Werktagen gelten alle Buchungsanfragen als gleichzeitig eingegangen.

Zu Satz 3

Der Beginn des Erstvergabeverfahrens ist nach Satz 3 mit mindestens 10 Werktagen Vorlauf bekannt zu geben. Dieses Zeitfenster dient dazu die beabsichtigte Vergabe bekannt zu machen und allen potenziellen Nutzern zu diesem Zeitpunkt die Möglichkeit zu eröffnen die Registrierungspflicht zu erfüllen.

Zu Satz 4

Den registrierten Nutzern sind vor Beginn des Buchungszeitraumes sämtliche Vergaberegeln zur Verfügung zu stellen. Damit wird allen potentiellen Nutzern, unabhängig

davon, ob sie bereits in Vorverhandlungen mit dem Betreiber einer LNG-Anlage eingetreten sind, eine angemessene Zeit zur Vorbereitung und zum Stellen der Buchungsanfrage eingeräumt. Die Regelung dient letztlich der Verbesserung des Wettbewerbs und der Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Zugangs zu der LNG-Infrastruktur, in dem möglichst vielen Marktteilnehmern die gleiche Möglichkeit zum Markteintritt eingeräumt wird. Da 90% der Gesamtkapazität der LNG-Anlage auf der Basis langfristiger Kapazitätsverträge vergeben werden können, spielt die Einhaltung des Grundsatzes der Nichtdiskriminierung gerade im Rahmen der langfristigen Erstvergabe eine große Rolle. Das Buchungszeitfenster ist auch angemessen. Eine ungerechtfertigt lange Verzögerung des Verfahrens zur erstmaligen Kapazitätsvergabe ist hierdurch nicht zu befürchten.

Zu Absatz 2

Die Regelung in Absatz 2 macht Vorgaben für ein diskriminierungsfreies Verfahren bei Übernachtfragen. Im Rahmen eines einheitlichen Buchungszeitraums besteht die Möglichkeit des Auftretens von Übernachtfragen. Es muss deshalb bestimmt werden, wie eventuelle Übernachtfragen aufzulösen sind. Das Verfahren zur Auflösung von Übernachtfragen sollte dabei nicht die Ziele beeinträchtigen, die mit der Bestimmung des einheitlichen Buchungszeitraums verbunden sind. Maßgeblich für die Bestimmung des einheitlichen Buchungszeitraums ist, dass möglichst viele potenzielle Nutzer gleichrangig und damit weitestgehend unabhängig von ihrem bisher erlangten Informationsstand im Vergabeverfahren zum Zuge kommen. Damit wird ein diskriminierungsfreier Zugang zu der LNG-Anlage auch im Hinblick auf die langfristig zu vergebenden Kapazitäten gewahrt. Möglichst niedrige Marktzutrittsbarrieren dienen letztlich der Verbesserung des Wettbewerbs.

Zu Satz 1

Satz 1 regelt zur Erreichung der genannten Ziele eine ratierliche Zuweisung der vorhandenen Kapazitäten im Falle einer Übernachtfrage, da dabei möglichst viele potentielle Nutzer diskriminierungsfrei und gleichmäßig berücksichtigt werden. Jeder Nutzer muss gleichrangig auf den identischen prozentualen Anteil an seiner ursprünglich gewünschten Kapazität verzichten.

Zu Satz 2

Abweichend von der ratierlichen Zuweisung soll der Betreiber einer LNG-Anlage nach Satz 2 die Möglichkeit haben, im Falle der Übernachtfrage die Zuweisung unter Berücksichtigung der jeweiligen Buchungsdauer und des Buchungsvolumens der Buchenden vorzunehmen.

Zu Satz 3

Nach Satz 3 dürfen bei der Zuweisung Buchungsanfragen über einen längeren Buchungszeitraum und ein größeres Buchungsvolumen (größere Anzahl an Slots) vorrangig berücksichtigt werden.

Zu § 7 (Langfristige Vergabe der nach der Erstvergabe noch freien Kapazitäten)

In § 7 wird zunächst geregelt, dass Kapazitäten, die im Rahmen der Erstvergabe nicht vergeben wurden, entweder auf langfristiger Basis oder nach § 8 Absatz 2 oder § 9 auf kurzfristiger Basis zu vergeben sind. Damit soll eine im Interesse der Versorgungssicherheit liegende möglichst hohe Auslastung der LNG-Anlagen gefördert werden.

§ 7 regelt weiterhin, nach welchen Grundsätzen die langfristige Vergabe der nach der Erstvergabe noch freien Kapazitäten zu erfolgen hat. Da die Bestimmungen zur Erstvergabe sowie zu den Vorgaben zum Engpassmechanismus ausreichend sind, um einen diskriminierungsfreien Erstzugang sowie dauerhaft einen sicheren sowie sinnvoll nutzbaren und ebenfalls diskriminierungsfreien Drittzugang zu gewährleisten, bedurfte es bezüglich der langfristigen Vergabe der nach der Erstvergabe noch freien Kapazitäten keiner weiteren Vorgaben. Der Betreiber einer LNG-Anlage ist damit frei in der Wahl des für diese Kapazitäten anzuwendenden Zuweisungsmechanismus, soweit dieser die allgemeinen Anforderungen an die Diskriminierungsfreiheit und die Transparenz erfüllt.

Dies trifft z. B. auf ein First-Come-First-Serve (FCFS) Verfahren ebenso zu, wie auf die Vergabe mittels einer Auktion.

Zu Abschnitt 3 (Reservierungsquote und kurzfristige Vergabe von zurückgehaltenen Kapazitäten)

Die in § 8 bestimmte Ausgestaltung der Reservierungsquote und die Vorgaben zur kurzfristigen Vermarktung der zurückgehaltenen Kapazitäten nach § 9 berücksichtigen die berechtigten Interessen des Betreibers einer LNG-Anlage. Dabei wird neben dem berechtigten Interesse an den erforderlichen Investitionsbedingungen, die technische und operative Durchführbarkeit sowie das öffentliche Interesse an der möglichst schnellen Verwirklichung des Aufbaus einer LNG-Infrastruktur in Deutschland zur Sicherung der Versorgungssicherheit berücksichtigt und gleichzeitig ein dauerhafter und möglichst effektiver Drittzugang zur LNG-Anlage gewährleistet.

Zu § 8 (Reservierungsquote)

Zu Absatz 1

Zu Satz 1

Satz 1 verpflichtet den Betreiber einer LNG-Anlage eine Reservierungsquote in Höhe von 10 Prozent der Jahresdurchsatzkapazität für eine kurzfristige Vergabe von Kapazitäten zurückzuhalten. Die Vorgabe gewährleistet einen dauerhaft gesicherten Zugang zu der LNG-Anlage auf kurzfristiger Basis für potentielle neue Marktteilnehmer. Sie verhindert damit eine Abschottung der LNG-Infrastruktur durch langfristige Kapazitätsverträge. Gleichzeitig ist die Höhe der Quote so gewählt, dass keine unüberwindbaren Investitionshemmnisse aufgebaut werden und das Interesse des Betreibers einer LNG-Anlage und seiner Investoren an planbaren Kapitalrückflüssen aufgrund langfristiger Kapazitätsverträge angemessen berücksichtigt ist. Es müssen mindestens 10 Prozent der Jahresdurchsatzkapazität für die Kurzfristvergabe zurückgehalten werden. Der Betreiber einer LNG-Anlage ist aber nicht daran gehindert, mehr als die 10 Prozent der Jahresdurchsatzkapazität auf kurzfristiger Basis zu vergeben.

Zu Satz 2

Satz 2 regelt, dass sich die Vergabe der zurückzuhaltenden Kapazitäten nach dem in § 9 geregelten Verfahren für eine kurzfristige Vergabe von zurückgehaltenen Kapazitäten richtet.

Zu Absatz 2

Nach der Regelung in Absatz 2 ist die kurzfristige Vergabe weiterer Kapazitäten über die nach der Reservierungsquote zurückzuhaltenden 10 Prozent der Jahresdurchsatzkapazität hinaus, in einem transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren auszugestalten. Im Übrigen werden hier keine weiteren Vorgaben bestimmt. Da die Bestimmungen zur langfristigen Erstvergabe sowie zu den Vorgaben zur Reservierungsquote, dem sog. Use It or Lose It-Verfahren und der Sekundärvermarktung ausreichend sind, um einen diskriminierungsfreien Erstzugang sowie dauerhaft einen sicheren sowie sinnvoll nutzbaren und ebenfalls diskriminierungsfreien Drittzugang zu gewährleisten, bedurfte es bezüglich der kurzfristigen Vergabe weiterer Kapazitäten über die nach der Reservierungsquote zurückzuhaltenden 10 Prozent der Jahresdurchsatzkapazität hinaus keiner weiteren Vorgaben. Der Betreiber einer LNG-Anlage ist damit frei in der Wahl des für diese Kapazitäten anzuwendenden Zuweisungsmechanismus, soweit dieser die allgemeinen Anforderungen an die Diskriminierungsfreiheit und die Transparenz erfüllt. Dies trifft insbesondere für das in § 9 geregelte Verfahren, aber auch z.B. für ein First-Come-First-Serve Verfahren ebenso zu, wie auf die Vergabe mittels eines anderen Auktionsmechanismus.

Zu § 9 (Verfahren für die kurzfristige Vergabe von zurückgehaltenen Kapazitäten)

§ 9 regelt das Verfahren für die kurzfristige Vergabe von nach § 8 zurückgehaltenen Kapazitäten. Die Vorgaben in § 9 dienen dazu, durch ein transparentes und

diskriminierungsfreies Verfahren für die kurzfristige Vergabe der nach § 8 Absatz 1 zurückzuhaltenden Kapazitäten einen wirksamen Zugang zu LNG-Anlagen sicherzustellen. Es werden zur Förderung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit Vorgaben gemacht, um den Zugang auch für potentielle neue Kunden durch ein möglichst attraktives und wirtschaftlich sinnvoll nutzbares Kapazitätsprodukt zu ermöglichen.

Nach § 8 Absatz 1 Satz 2 müssen mindestens die nach § 8 Absatz 1 zurückzuhaltenden Kapazitäten vermarktet werden. Darüber hinaus steht es dem Betreiber einer LNG-Anlage frei, ob er zusätzlich auch weitere, noch nicht vergebene Kapazitäten in diesem Rahmen anbieten möchte.

Zu Absatz 1

Zu Satz 1

In Satz 1 wird festgelegt, dass die kurzfristig zu vergebenden Kapazitäten in Form von Slots zu vermarkten sind. Dies erscheint sowohl für den Betreiber einer LNG-Anlage operativ durchführbar, als auch für potentielle LNG-Anlagennutzer als ein geeignetes Produkt. Die operative Umsetzung einer kurzfristigen Vermarktung von Kapazitäten in Form von Slots stellt einen verhältnismäßigen Aufwand für den Betreiber einer LNG-Anlage dar. Durch die kurzfristig zu vergebenden Slots sollen weitere potenzielle Nutzer die Möglichkeit erhalten, in regelmäßigen Abständen unterjährigen Zugang zum Terminal zu erhalten. Insofern wird bestimmt, dass die Slots möglichst gleichmäßig über das Buchungsjahr verteilt sein müssen. Diese Vorgabe dient einem wirksamen Drittzugang, da so sichergestellt ist, dass Slots auch in attraktiven Monaten mit stärkerer Nachfrage nach Erdgas liegen. Das Buchungsjahr ist auch bei der Kurzfristvermarktung das Kalenderjahr.

Zu Satz 2

Die Vorgabe in Satz 2 bestimmt den Zeitpunkt, zu dem die Slots vergeben werden müssen. Dieser Zeitpunkt muss mit dem operativen Betriebsablauf des Betreibers einer LNG-Anlage vereinbar sein. Der Betreiber einer LNG-Anlage ist frei darin, ein für ihn passendes Datum zu bestimmen und zu veröffentlichen, an dem jährlich wiederkehrend die Vergabe der Slots für das kommende Buchungsjahr stattfindet.

Zu Absatz 2

Absatz 2 bestimmt eine feste Mindestlöschmenge von mindestens 150 000 Kubikmetern LNG, die pro Slot gelöscht werden können muss. Die Bestimmung einer festen Mindestlöschmenge pro Slot dient der Gewährleistung eines dauerhaft sicheren sowie sinnvoll nutzbaren und diskriminierungsfreien Drittzugangs.

Da es sich um eine Mindestvorgabe handelt, ist es dem Betreiber einer LNG-Anlage freigestellt, auch Slots mit einer Löschmenge von mehr als 150 000 Kubikmetern anzubieten. Soweit technische Restriktionen der LNG-Anlage es erfordern, darf die Mindestlöschmenge pro Slot auch unterschritten werden.

Zu Absatz 3

Die Anzahl der jährlich anzubietenden Slots im Rahmen der kurzfristigen Kapazitätsvergabe wird anhand der in Absatz 3 enthaltenen Berechnungsformel ermittelt. Dabei hat der Betreiber einer LNG-Anlage für jedes Jahr sicherzustellen, dass die Summe der Mindestlöschmenge aller angebotenen Slots immer mindestens 10 Prozent der Jahresdurchsatzkapazität in Kubikmetern LNG ergibt. Es steht dem Betreiber einer LNG-Anlage insoweit frei, dem Markt z.B. in einem Jahr weniger Slots als in einem anderen Jahr, dafür aber mit größeren Mindestlöschmengen anzubieten. Ebenso kann der Betreiber einer LNG-Anlage mehr Slots anbieten, wenn er dabei die Mindestlöschmenge je Slot von 150 000 Kubikmetern nicht unterschreitet. Des Weiteren müssen die innerhalb eines Jahres in den Slots angebotenen Mindestlöschmengen nicht identisch sein. Die Vorgabe einer Mindestanzahl an Slots sichert eine möglichst gleichmäßige Verteilung über das Jahr. Damit ist gewährleistet, dass Slots auch in attraktiven Monaten mit stärkerer Nachfrage nach Erdgas liegen. Die Vorgabe dient damit einem wirksamen Drittzugang.

Zu Absatz 4

Zu Satz 1

Das Zuweisungsverfahren für die kurzfristig zu vergebenden Slots muss im Interesse eines wirksamen Drittzugangs transparent und diskriminierungsfrei ausgestaltet sein. Für die Vergabe der kurzfristig zu vergebenden Slots ist vorrangig eine jährliche Aufpreisauktion vorgesehen. Alternativ kann der Betreiber einer LNG-Anlage aber auch ein anderes diskriminierungsfreies und transparentes Auktionsverfahren bestimmen. Weiter wird klargestellt, dass zunächst eine jährliche Vergabe durchgeführt werden muss. Werden Kapazitäten im Rahmen des jährlich durchzuführenden Vergabeverfahrens nicht vergeben, ist ergänzend die in Absatz 7 Satz 3 bestimmte unterjährige kurzfristige Vergabe von zurückgehaltenen Kapazitäten durchzuführen.

Zu Satz 2

Der Auktionsbeginn ist vier Wochen vor Beginn der Auktion zu veröffentlichen. So haben alle relevanten Marktakteure ausreichend Gelegenheit, ihre Teilnahme an der Auktion vorzubereiten und gegebenenfalls notwendige Registrierungsprozesse als Terminal-Nutzer bei dem Betreiber der LNG-Anlage durchzuführen. Der Teilnehmerkreis ist auf registrierte Nutzer beschränkt, welche noch nicht über langfristige Kapazitäten verfügen.

Zu Satz 3

Grundsätzlich steht es dem Betreiber einer LNG-Anlage frei, die Slot-Produktbeschreibung so auszugestalten, wie er es im Hinblick auf eine möglichst erfolgreiche Vermarktung und effektive Fahrweise der LNG-Anlage für sinnvoll erachtet. Damit alle Marktakteure genügend Zeit für die Vorbereitung auf die Auktion haben, ist die Slot-Produktbeschreibung mit einem Vorlauf von mindestens zwei Wochen vor Beginn der Auktion zu veröffentlichen. Die in Satz 3 enthaltenen Vorgaben stellen Mindestanforderungen dar, damit die potenziellen Nutzer Klarheit über das zu erwerbende Produkt haben und unter den Slots ein Mindestmaß an Vergleichbarkeit gesichert wird. Diese Transparenzangaben sind erforderlich, um potentiellen Kunden einen wirksamen Drittzugang zu gewährleisten.

Zu Nummer 1

Zu den Pflichtangaben vor Beginn der Auktion gehört das Datum der Entladung.

Zu Nummer 2

Ebenfalls eine Pflichtangabe ist das Ankunftszeitfenster für die vorgesehene Entladung.

Zu Nummer 3

Mindestens anzugeben ist auch die Menge an LNG in Kubikmetern, die gesichert gelöscht werden kann. Für Mengen, die gegebenenfalls zusätzlich auf unterbrechbarer Basis gelöscht werden können, gilt diese Vorgabe nicht.

Zu Nummer 4

Die Vorgabe für die gesicherte Regasifizierungsleistung berechnet sich nach der in Nummer 4 enthaltenen Formel, die auf die Reservierungsquote abstellt. Rechnerisch ergibt sich daraus, dass für ein Zehntel der Gesamtjahresdurchsatzkapazität auch ein Zehntel der maximalen Regasifizierungsleistung zur Verfügung stehen muss. Geringfügige Abweichungen aufgrund technischer Ungenauigkeiten sind zulässig. Die Vorgabe eines Mindestwertes erlaubt dem Betreiber einer LNG-Anlage, flexibel auch höhere Regasifizierungsleistungen zur Verfügung zu stellen.

Zu Nummer 5

Der Regasifizierungszeitraum der angebotenen Slots erfolgt analog zu den Vorgaben des Standard-Bündelprodukts, welches der Betreiber einer LNG-Anlage anbietet.

Zu Nummer 6

Zu den zwingend anzugebenden Transparenzinformationen gehört des Weiteren der Startpreis für den Slot.

Zu Nummer 6

Auch etwaige Preisschritte, die sich aus Absatz 6 ergeben, gehören zu den zwingend zu veröffentlichenden Angaben.

Zu Absatz 5

Zu Satz 1

Tritt der Fall einer Übernachtfrage bei einer Slot-Vermarktung ein, bestimmt Satz 1, dass eine weitere Auktionsrunde durchzuführen ist.

Zu Satz 2

Der Teilnehmerkreis ist auf diejenigen Teilnehmer begrenzt, die bereits an der unmittelbar vorhergehenden Auktionsrunde teilgenommen haben. Nutzer, die nicht an der Auktion teilgenommen haben oder die bereits bei einer früheren Auktionsrunde für diesen Slot aus der Auktion ausgestiegen sind, erhalten nicht das Recht, erneut in die Auktion einzusteigen.

Zu Satz 3

Die Regelung in Satz 3 stellt klar, dass die Bestimmung der Höhe des Preisschritts dem Betreiber einer LNG-Anlage obliegt. Der Betreiber einer LNG-Anlage verfügt über die Informationen, die notwendig sind, um eine geeignete Höhe für den Preisschritt zu ermitteln. Die weiterhin geregelte Veröffentlichungspflicht über die Höhe des Preisschritts ist erforderlich, damit zum einen die potentiellen Nutzer informiert sind und über eine Beteiligung an der weiteren Auktionsrunde entscheiden können und zum anderen, damit die Bundesnetzagentur gegebenenfalls ihrer Aufsichtspflicht nachkommen kann, da ein zu hoch gewählter Preisschritt den Auktionsverlauf negativ beeinflussen kann. Damit dies vor Beginn der Auktion möglich ist, ist der Preisschritt rechtzeitig vor dem Durchführen der Slot-Auktionen von dem Betreiber einer LNG-Anlage in geeigneter Weise zu veröffentlichen. Eine geeignete Veröffentlichungsmöglichkeit ist z.B. die Nutzung der Internetseite des Betreibers einer LNG-Anlage.

Zu Absatz 6

Absatz 6 regelt das Verfahren im Rahmen der Aufpreisauktion zur kurzfristigen Vergabe der Kapazitäten bei einem sogenannten Under-sell. Bei einer Auktion kann es zu dem als Undersell bezeichneten Fall kommen, wenn von einer Auktionsrunde zur nächsten sämtliche Auktionsteilnehmer aussteigen. Bei einem solchen Under-sell ist der Slot über ein von dem Betreiber der LNG-Anlage zu bestimmendes diskriminierungsfreies Zuweisungsverfahren unter den Auktionsteilnehmern zu vergeben. Nach welchem Verfahren bei einem Under-sell die Kapazitäten idealerweise zuzuweisen sind, ist von den Gegebenheiten des Einzelfalls – beispielsweise der Anzahl der Auktionsteilnehmer – abhängig. Der Betreiber einer LNG-Anlage wird durch die Regelung in Absatz 6 aufgrund der Nähe zu den Nutzern in die Lage versetzt, ein im Sinne der Maximierung der Vermarktung von Slots geeignetes, diskriminierungsfreies Zuweisungsverfahren für den unter den zuletzt beteiligten Auktionsteilnehmern zu bestimmen. Neben der Diskriminierungsfreiheit erfolgt daher als einzige Vorgabe, dass der Slot unter den Auktionsteilnehmern zu vergeben ist, die sich an der letzten Auktionsrunde vor dem Under-sell beteiligt haben. Diese Regelung ist insofern naheliegend, da bereits vorher aus der Auktion ausgeschiedene Teilnehmer kundgetan haben, dass sie zu dem gegenwärtigen Preis (Slot-Preis inklusive des aufgerufenen Preisaufschlags) nicht am Erwerb des Slots interessiert sind. Es ist nicht ersichtlich, warum der Under-sell eine Situation auslösen sollte, die diesen Teilnehmern eine Revision ihrer Entscheidung erlauben sollte. Eine weitergehende Vorgabe ist zur Gewährleistung eines effektiven Drittzugangs daher nicht erforderlich.

Zu Absatz 7

Die Vergabe von zurückgehaltener Kapazität soll den kurzfristigen Zugang von neuen Marktteilnehmern zur LNG-Anlage gewährleisten. Aus diesem Grund sieht Absatz 7 vor, dass der Teilnehmerkreis an den Auktionen zunächst auf registrierte Nutzer beschränkt ist, die noch nicht im Besitz einer langfristigen Kapazität für das kommende Buchungsjahr sind.

Für den Fall, dass in der ersten Vergaberunde per Auktion nicht alle Slots vergeben wurden, muss für diese noch zu vergebenden Slots eine weitere Vergaberunde per Auktion vorgenommen werden. Um in der zweiten Runde die Vermarktungschancen zu maximieren, ist der mögliche Teilnehmerkreis auf alle registrierten Nutzer auszudehnen, auch wenn diese bereits im Besitz langfristiger Kapazitäten sind. Die kurzfristige Vermarktung der zurückzuhaltenden Kapazität dient in erster Linie einem gesicherten Zugang von potentiellen neuen Kunden, um den Abschottungseffekten der zum Großteil auf langfristiger Basis vergebenen Gesamtkapazität entgegenzuwirken. Diesem Ziel wird es am besten gerecht, wenn die langfristig Buchenden erst dann zum Zuge kommen, wenn eine (vollständige) Nachfrage durch neue Kunden in einer ersten Runde nicht festgestellt werden konnte.

Sollten auch nach der zweiten Vergaberunde per Auktion nicht alle Slots vergeben worden sein, hat der Betreiber einer LNG-Anlage diese verbliebenen Slots unterjährig nach dem Prinzip First-Come-First-Serve allen registrierten Nutzern anzubieten. Das gegebenenfalls unterjährige Angebot einzelner, verbliebener Slots ist damit Bestandteil einer kurzfristigen Vergabe der Kapazitäten.

Die unterjährige kurzfristige Vergabe von zurückgehaltenen Kapazitäten durch ein zusätzliches Angebot an unterjähriger Kapazität trägt zur Förderung des Wettbewerbs und der Versorgungssicherheit bei gleichzeitiger Beachtung der individuellen technischen und operativen Gegebenheiten der LNG-Anlage bei.

Zu Absatz 8

Die Vorgabe in Absatz 8 erlaubt für die unterjährige kurzfristige Vergabe der zurückgehaltenen, nicht vermarkteten Kapazitäten Abweichungen bei den Vorgaben zum Slot-Produkt, um den nachvollziehbaren individuellen technischen Gegebenheiten der unterschiedlichen LNG-Anlagen gerecht zu werden. Von dieser Art der Vergabe darf nur im Fall technischer oder operationeller Restriktionen und nur in begründeten Einzelfällen Gebrauch gemacht werden. Die erforderliche Abweichung ist der Bundesnetzagentur vorab darzulegen.

Zu Nummer 1

Dem Betreiber einer LNG-Anlage ist es in Einzelfällen gegebenenfalls technisch nicht möglich, unterjährige Slot-Angebote mit einer festen Mindestlöschmenge pro Slot in Höhe von 150 000 Kubikmeter LNG darzustellen, ohne dabei den mit den Nutzern der LNG-Anlage im Vorjahr verbindlich abgestimmten Jahresdienstleistungsplan ändern zu müssen. Um diesen technischen Restriktionen und den vertraglichen Bindungen des Betreibers einer LNG-Anlage gerecht zu werden, erlaubt Nummer 1 für die unterjährige Vergabe von zurückgehaltenen Slots die feste Mindestlöschmenge an LNG in Einzelfällen geringer anzusetzen. Der Betreiber einer LNG-Anlage ist jedoch verpflichtet, die gegebenenfalls notwendige Reduktion der festen Mindestlöschmenge so gering wie möglich zu halten.

Zu Nummer 2

Nummer 2 bestimmt weiterhin, dass der Betreiber einer LNG-Anlage von der Mindest-Regasifizierungsleistung für einen unterjährigen Slot abweichen kann. Die Regasifizierungsleistung für unterjährige Kapazitäten berechnet sich analog zu der Regasifizierungsleistung für langfristig zu vergebende Kapazitäten, angepasst um die Standard-Slot-Größe für einen Kurzfrist-Slot in Höhe von 150 000 Kubikmetern. Es handelt sich hierbei um eine Mindestangabe, wonach es dem Betreiber der LNG-Anlage freisteht, für unterjährige Slots eine höhere Regasifizierungsleistung anzubieten, sofern dies transparent und diskriminierungsfrei erfolgt.

Zu Absatz 9

In Absatz 9 wird dem Betreiber einer LNG-Anlage erlaubt, Flexibilisierungsinstrumente anzubieten, die eine effiziente und optimale Nutzung des Zwischenspeichers und der Regasifizierungseinheiten ermöglichen. Diese dienen dazu, Nutzern einen flexibleren Zugriff auf den Zwischenspeicher, aber insbesondere auch die Regasifizierungseinheiten zu gewähren. Nutzern ist es damit möglich, sich aktuellen Marktentwicklungen anzupassen. Betreiber einer LNG-Anlage können unter Anwendung solcher Flexibilitätsinstrumente eine effektive Steuerung der LNG-Anlage ermöglichen. Die Anwendung hat transparent und diskriminierungsfrei zu erfolgen. Weitere Vorgaben zur Auswahl und Ausgestaltung der Flexibilisierungsinstrumente werden nicht gemacht.

Zu Absatz 10

Absatz 10 enthält eine Berichtspflicht des Betreibers einer LNG-Anlage gegenüber der Bundesnetzagentur. Der Betreiber einer LNG-Anlage wird für den Fall, dass beim Verfahren zur unterjährigen kurzfristigen Vergabe von zurückgehaltenen Kapazitäten diese nicht vermarktet wurden, verpflichtet, jeweils bis zum 31. März eines jeden Folgejahres darüber gegenüber der Bundesnetzagentur zu berichten, in welchem Umfang Kapazitäten beim Verfahren zur unterjährigen kurzfristigen Vergabe von zurückgehaltenen Kapazitäten nicht vermarktet wurden. Der Betreiber einer LNG-Anlage hat dabei die Gründe für eine nicht erfolgte unterjährige kurzfristige Vergabe von zurückgehaltenen Kapazitäten mitzuteilen. Der Bericht dient der Überwachung der Vorgaben zur unterjährigen kurzfristigen Vergabe nach Absatz 7. Diese Vorgaben beruhen auf einer Prognose unter Berücksichtigung der Trends in der kurzfristigen Vermarktung im LNG-Markt. Die Vorgaben zur unterjährigen kurzfristigen Vermarktung wurden auf ein Minimum beschränkt. Die Berichtspflicht ermöglicht der Bundesnetzagentur die Überwachung, ob zurückgehaltene Kapazitäten tatsächlich unterjährig angeboten werden und ob ein solches Produkt nachgefragt wird. Sollte eine unterjährige Vergabe aufgrund technischer oder operativer Gründe nicht stattfinden, hat der Betreiber einer LNG-Anlage diese Gründe der Bundesnetzagentur mitzuteilen. Um den bürokratischen Aufwand so gering wie möglich zu halten, besteht die Mitteilungspflicht nur in dem Fall, dass eine Vermarktung nicht stattgefunden hat.

Zu Abschnitt 4 (Sekundärvermarktung von LNG-Anlagenkapazität)

Zu § 10 (Recht zur Sekundärvermarktung)

§ 10 regelt, dass jeder Nutzer das Recht hat, seine kontrahierten Kapazitäten nach Maßgabe der folgenden Regelungen in § 11 auf dem Sekundärmarkt zu handeln. Dies korrespondiert mit der entsprechenden europäischen Vorgabe in Artikel 17 Absatz 3 Buchstabe b der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005. § 10 dient der Ausgestaltung des Rechts auf Sekundärvermarktung.

Zu § 11 (Verfahren der Sekundärvermarktung)

Zu Absatz 1

Absatz 1 bestimmt, dass Inhaber von Kapazitäten diese ganz oder teilweise an andere registrierte Nutzer übertragen können. Die Vorgabe, dass potentielle Nutzer vor dem Erwerb von Kapazitäten bei dem Betreiber einer LNG-Anlage registriert sein müssen, gilt aufgrund des Sicherheitsbedürfnisses des Betreibers einer LNG-Anlage und im Interesse eines reibungslosen Funktionierens des operativen Betriebs auch für den Bereich der Kapazitätsübertragung im Rahmen der Sekundärvermarktung. Eine Übertragung von Kapazitäten ist damit nur innerhalb der bei dem jeweiligen Betreiber einer LNG-Anlage registrierten Nutzern zulässig.

Der Begriff der Übertragung ist hier weit zu verstehen und umfasst neben der Nutzungsübertragung auch die Nutzungsüberlassung. Möglich ist also die Übertragung für den gesamten Vertragsumfang aber auch die temporäre Überlassung von Kapazitäten und die Übertragung von einzelnen Slots. Demnach können Inhaber von Kapazitäten gebuchte

Kapazitäten bzw. Slots ganz oder teilweise auf Dritte übertragen aber auch ganz oder teilweise zur Nutzung überlassen.

Zu Absatz 2

Um den Transparenzanforderungen zu genügen sieht Absatz 2 vor, dass der Inhaber der Kapazitäten rechtzeitig vor der Sekundärvermarktung dem Betreiber einer LNG-Anlage Volumen und Zeitpunkt der Sekundärvermarktung anzuzeigen hat. Der Betreiber einer LNG-Anlage informiert sodann alle bei ihm registrierten Marktteilnehmer und veröffentlicht unverzüglich Umfang und Zeitpunkt einer bevorstehenden Sekundärvermarktung. Die Art der Veröffentlichung wird nicht geregelt. Der Betreiber einer LNG-Anlage kann diese frei wählen, sofern sichergestellt ist, dass alle bei ihm registrierten Nutzer rechtzeitig vom Umfang und Zeitpunkt einer bevorstehenden Sekundärvermarktung Kenntnis erlangen können. In der Regel wird sich die Bestimmung der Rechtzeitigkeit aus den Geschäftsbedingungen des LNG-Anlagenbetreibers ergeben.

Die Vorgabe zur Veröffentlichung der Sekundärvermarktung beruht darauf, dass bilaterale Sekundärmarktgeschäfte sehr intransparent sein können und damit neuen Marktteilnehmern den Zugang zu solchen Kapazitäten erschweren können.

Um eine ausreichende Transparenz in Bezug auf die auf dem Sekundärmarkt verfügbare Kapazität zu gewährleisten, ohne die Freiheit der Marktteilnehmer zur Aushandlung von Preisen und Bedingungen für eine solche Kapazitätsübertragung übermäßig zu beeinträchtigen, sollten zumindest Volumen und Zeitpunkt der auf dem Sekundärmarkt verfügbaren Kapazitäten diskriminierungsfrei zugänglich sein. Damit können allen Teilnehmern die gleichen Chancen eingeräumt und ein Informationsvorsprung vermieden werden. Die Transparenzvorgaben aus Artikel 19 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 werden durch die Regelung in Absatz 2 konkretisiert und finden uneingeschränkt Anwendung.

Zu Absatz 3

Absatz 3 enthält ein Zustimmungsrecht des Betreibers einer LNG-Anlage bei Kapazitätsübertragungen im Rahmen der Sekundärvermarktung. Dabei bedürfen sowohl die Nutzungsübertragung als auch die Nutzungsüberlassung der Zustimmung des Betreibers einer LNG-Anlage. Ihm obliegen die Festlegung des Jahresdienstleistungsplans und die Koordination von notwendig werdenden Anpassungen im Laufe des Buchungsjahres. Um diese Aufgaben wahrnehmen zu können, ist es unerlässlich, dass der Betreiber einer LNG-Anlage gesicherte Informationen darüber hat, welcher Nutzer Inhaber von Kapazitäten ist und wie er diese zu nutzen gedenkt.

Die Zustimmung ist grundsätzlich zu erteilen. Eine Versagung ist nur zulässig, wenn wichtige Gründe einer Kapazitätsübertragung im Wege stehen. Ein wichtiger Grund liegt insbesondere dann vor, wenn unter Heranziehung objektiver, nichtdiskriminierender Kriterien berechnete Zweifel an der finanziellen und/oder technischen Leistungsfähigkeit des übernehmenden Nutzers bestehen.

Zu Absatz 4

Absatz 4 stellt klar, dass im Fall einer erfolgreichen Kapazitätsübertragung der neue Kapazitätsinhaber vollständig in die Rechte und Pflichten aus dem Kapazitätsvertrag eintritt. Folglich wird der ursprüngliche Kapazitätsinhaber im Rahmen der übertragenen Kapazitäten gegenüber dem Betreiber einer LNG-Anlage von seinen Rechten und Pflichten aus dem Kapazitätsvertrag befreit. Für andere Fälle bzw. sofern eine reine Nutzungsüberlassung stattfindet, kann der Betreiber einer LNG-Anlage abweichende Regelungen treffen.

Zu Absatz 5

Das Recht der Nutzer, ihre kontrahierten Kapazitäten auf dem Sekundärmarkt zu handeln, ist bis fünf Tage vor dem Datum der Entladung möglich. Durch diese Vorgabe wird dem Sinn des Engpassmanagements, u.a. ein Horten des knappen Terminalzugangs zum Zwecke des Marktverschlusses durch den Inhaber langfristig gebuchter Kapazität zu verhindern, Genüge getan.

Die Vorgabe in Absatz 5 berücksichtigt einerseits die Interessen der potentiellen Kunden an einer möglichst werthaltigen und flexiblen Nutzung ihres Primärkapazitätsproduktes und andererseits die Interessen des Betreibers einer LNG-Anlage an geordneten operativen Abläufen.

Zu Abschnitt 5 (Verfahren zur Vergabe ungenutzter LNG-Anlagenkapazität)

Zu § 12 (Pflicht zur Anwendung eines Verfahrens zur Vergabe ungenutzter LNG-Anlagenkapazität)

§ 12 enthält die Verpflichtung des Betreibers der LNG-Anlage, in seinen Verträgen über Kapazitäten besondere Regelungen für ein Engpassmanagement vorzusehen, die es nach dem Verfahren zur Vergabe ungenutzter LNG-Anlagenkapazität gebieten, ungenutzte Kapazitäten auf dem Markt anzubieten. Diese Vorgabe soll einem Horten von Kapazitäten entgegenwirken und gestaltet die entsprechende allgemeine Vorgabe des Artikel 17 Absatz 3 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 näher aus.

Die Vorgabe in § 12 soll der besseren Auslastung der LNG-Anlage und der Versorgungssicherheit Deutschlands und Europas dienen. Der Betreiber einer LNG-Anlage hat mindestens die in § 13 dieser Verordnung vorgesehenen Vorgaben zu beachten und in den Verträgen über Kapazitäten zu vereinbaren. Der Betreiber einer LNG-Anlage kann darüber hinaus weitere Regelungen zur Ausgestaltung des Verfahrens treffen, soweit sie im Einklang mit den in § 13 zwingend vorgegebenen Regelungen und den Grundsätzen der Transparenz und Diskriminierungsfreiheit stehen. Die Vorgaben des Artikel 17 Absatz 3 Buchstabe a der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 bleiben unberührt.

Zu § 13 (Vorgaben für das Verfahren zur Vergabe ungenutzter LNG-Anlagenkapazität)

Zu Absatz 1

Absatz 1 sieht vor, dass das Verfahren zur Vergabe ungenutzter LNG-Anlagenkapazität anzuwenden ist, wenn der Nutzer bis spätestens 20 Tage vor dem Datum der Entladung eine Anlandung nicht angekündigt hat oder mitteilt, den gebuchten Slot nicht zu nutzen.

Eine möglichst frühe Bereitstellung der ungenutzten Kapazitäten kann eine sinnvolle Nutzung durch andere Marktteilnehmer ermöglichen und einem Horten von Kapazitäten wirksam entgegenwirken. Das Verfahren zur Vergabe ungenutzter LNG-Anlagenkapazität sollte daher so früh wie möglich, spätestens aber an dem Zeitpunkt starten, sobald der Betreiber der LNG-Anlage Gewissheit darüber hat, dass ein bestimmter Slot nicht genutzt werden wird bzw. der eigentliche Nutzer keinen anderen registrierten Nutzer benennt, an den der Slot übertragen wurde. Insofern kommt das Verfahren zur Vergabe ungenutzter LNG-Anlagenkapazität zwingend dann zur Anwendung, wenn die Nutzung eines Slots im Rahmen der entsprechenden Vorlauffrist von 20 Tagen nicht angekündigt („nominiert“) wird oder mitgeteilt wird, einen bestimmten Slot nicht zu nutzen. Wird hingegen die Anlandung eines Schiffes angekündigt, scheidet die Anwendung des Verfahrens zur Vergabe ungenutzter LNG-Anlagenkapazität aus und der Betreiber einer LNG-Anlage geht von der Nutzung des Slots durch den Berechtigten aus.

Findet das Verfahren zur Vergabe ungenutzter LNG-Anlagenkapazität Anwendung, ist die Sekundärvermarktung ausgeschlossen. Die oben genannten Umstände zeigen das Exklusivitätsverhältnis zwischen der Sekundärvermarktung und dem Verfahren zur Vergabe ungenutzter LNG-Anlagenkapazität auf und führen zu einer klaren Abgrenzung der beiden Instrumente. Sobald das Verfahren zur Vergabe ungenutzter LNG-Anlagenkapazität zur Anwendung kommt, ist das Anbieten der Kapazitäten auf dem Sekundärmarkt durch den ursprünglichen Kapazitätsinhaber nicht mehr möglich. Es sei denn, das Verfahren zur Vergabe ungenutzter LNG-Anlagenkapazität bleibt erfolglos, dann kann die Sekundärvermarktung wieder durchgeführt werden.

Die Vorlauffrist beträgt grundsätzlich 20 Tage. Die Vorgabe berücksichtigt die nachvollziehbaren Interessen der potentiellen Kunden an einer möglichst werthaltigen und flexiblen Nutzung ihres Primärkapazitätsproduktes und die Interessen des Betreibers einer LNG-Anlage an dem Abschluss der langfristigen Verträge zur Sicherung der Investition. Ausreichende Vorlaufzeiten sind auf der anderen Seite von großer Bedeutung, um Kunden die Abwicklung der erforderlichen Handelsgeschäfte (Vorlaufzeit für das Handelsgeschäft, gegebenenfalls Verflüssigung des Erdgases und Transport per Schiff) zu ermöglichen. Andererseits sollten die Marktzutrittsbarrieren auch für neue und kleinere Kunden durch kurze Vorlaufzeiten nicht zu hoch angesetzt werden. Eine längere Vorlauffrist erhöht somit die Chancen, dass ein neuer Kunde ein solches Produkt auch nachfragen kann.

Abweichend von den oben genannten Vorgaben steht es dem Betreiber einer LNG-Anlage daher frei, längere Fristen für das Verfahren zur Vergabe ungenutzter LNG-Anlagenkapazität zu bestimmen.

Zu Absatz 2

Spätestens 19 Tage vor der planmäßig eigentlich vorgesehenen Entladung, ist dieser durch den Betreiber einer LNG-Anlage in einem von ihm zu bestimmenden, diskriminierungsfreien und an alle registrierten Nutzer gerichteten Verfahren zu vermarkten. Mit dieser Vorgabe soll sichergestellt werden, dass alle potenziellen Nutzer die Gelegenheit bekommen, am Verfahren der Vergabe des nicht genutzten Slots teilzunehmen.

Hat der Betreiber einer LNG-Anlage für die Anwendung des Verfahrens zur Vergabe ungenutzter LNG-Anlagenkapazität eine längere Frist als die 20 Tage festgelegt, ist der Slot spätestens am Tag nach dem vom Betreiber der LNG-Anlage bestimmten Datum der Entladung in einem von ihm zu bestimmenden, diskriminierungsfreien und an alle registrierten Nutzer gerichteten Verfahren zu vermarkten.

Zu Absatz 3

Absatz 3 regelt, dass im Falle einer erfolgreichen Vergabe der frei gewordenen Slots der ursprüngliche Kapazitätsinhaber gegenüber dem Betreiber einer LNG-Anlage von seinen Rechten und Pflichten aus dem Kapazitätsvertrag befreit ist. Wird die Kapazität innerhalb von drei Tagen nicht vergeben, weist der Betreiber einer LNG-Anlage die Kapazität an den ursprünglichen Kapazitätsinhaber zurück (Rück-Rückgabe). Diese Vorgabe liegt in dem berechtigten Sicherheitsbedürfnis des Betreibers einer LNG-Anlage, dem Interesse eines reibungslosen Funktionierens des operativen Betriebs und dem Interesse des Primärkapazitätsinhabers an der durch die Rück-Rückgabe eröffneten Möglichkeit zu einer flexiblen Nutzung der Primärkapazität begründet.

Zu Teil 3 (Ermittlung von Entgelten und Zugangskosten)

Zu § 14 (Grundsätze zur Bestimmung der Entgelte für den Zugang zu LNG-Anlagen)

Die Vorschrift regelt die Grundsätze der Bestimmung der Entgelte. Eine exakte Vorgabe, wie die Betreiber von LNG-Anlagen ihre Entgelte bilden, findet nicht statt. Es gelten allerdings die sich bereits aus dem Energiewirtschaftsgesetz ergebenden Grundsätze der Kostenorientierung, Angemessenheit, Verursachungsgerechtigkeit und Diskriminierungsfreiheit des Entgeltsystems. Die Bundesnetzagentur hat im Rahmen der Genehmigung sicherzustellen, dass das Preisblatt des Antragstellers diesen Grundsätzen entspricht.

Zu Absatz 1

Satz 1 regelt, dass für die Genehmigung der Entgelte die nachfolgenden Bestimmungen gelten. Nach Satz 2 haben die Betreiber von LNG-Anlagen sicherzustellen, dass ihr Entgeltsystem den Maßgaben des § 21 des Energiewirtschaftsgesetzes entspricht und geeignet ist, die Kosten des Betriebs der LNG-Anlage zu decken. Satz 3 bestimmt, dass die Kosten jährlich auf Basis der Plankosten des folgenden Kalenderjahres sowie der Differenz der erzielten Erlöse und den tatsächlichen Kosten aus den Vorjahren ermittelt werden (sogenannter Plan-/Ist-Kosten-Abgleich). Um die Vorgaben der Sätze 2 und 3 zu gewährleisten, werden die Betreiber von LNG-Anlagen nach Satz 4 verpflichtet, Berechnungen durchzuführen, um die Entgelte zu verproben. Satz 5 stellt klar, dass auch der in der Auktion von zurückgehaltenen Kapazitäten zur Anwendung kommende Startpreis Bestandteil der Genehmigung ist. Satz 6 regelt, dass die Anreizregulierungsverordnung sowie die Gasnetzentgeltverordnung auf Betreiber von LNG-Anlagen nicht anzuwenden sind.

Zu Absatz 2

Absatz 2 verpflichtet die Betreiber von LNG-Anlagen, die für die Verprobungen durchgeführten Berechnungen in einer für sachkundige Dritte nachvollziehbaren und vollständigen Weise schriftlich zu dokumentieren und an die Bundesnetzagentur zu übermitteln. Diese Pflichten sollen es der Bundesnetzagentur ermöglichen, zu überprüfen, ob sichergestellt ist, dass die von den LNG-Anlagen gebildeten Entgelte, die Kosten des Betriebs der LNG-Anlage decken.

Zu § 15 (Grundsätze der Kostenermittlung)

Zu Absatz 1

Die Vorschrift bestimmt, dass bei der Ermittlung der zulässigen Kosten des Betriebs einer LNG-Anlage nur solche bilanziellen (aufwandsgleichen) und kalkulatorischen Kosten des Betriebs einer LNG-Anlage berücksichtigungsfähig sind, die den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Betreibers einer LNG-Anlage entsprechen. Das führt dazu, dass nur solche aufwandsgleichen oder kalkulatorischen Kosten oder Kostenbestandteile berücksichtigt werden können, die sich grundsätzlich ihrem Umfang nach auch im Wettbewerb einstellen würden.

Zu Absatz 2

Absatz 2 beschreibt den Ablauf der Ermittlung der Kosten, die für den Betrieb der LNG-Anlage anfallen. Nach Satz 1 ist Ausgangspunkt für die Ermittlung die Gewinn- und Verlustrechnung für den Betrieb der LNG-Anlage nach § 6b Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes. Ausgehend von der Gewinn- und Verlustrechnung wird nach Satz 2 eine kalkulatorische Rechnung erstellt, bei der weitere Hinzurechnungen und Kürzungen entsprechend der Vorgaben dieser Verordnung vorgenommen werden können, damit tatsächlich nur effiziente Kosten berücksichtigt werden. Satz 3 regelt, dass für die Plankosten des folgenden Kalenderjahres eine bestmögliche Abschätzung gemäß den Grundsätzen zur Kostenermittlung vorzunehmen ist.

Zu Absatz 3

Absatz 3 enthält eine Regelung für die Fälle, in denen noch keine getrennte Gewinn- und Verlustrechnung für den Bereich Betrieb der LNG-Anlage vorliegt. Der Betreiber einer LNG-Anlage hat in diesen Fällen bis zur erstmaligen Aufstellung einer solchen Gewinn- und Verlustrechnung eine auf den Betrieb einer LNG-Anlage beschränkte Gewinn- und Verlustrechnung vorzulegen, die entsprechend der handelsrechtlichen Grundsätze ermittelt wurde.

Zu Absatz 4

Absatz 4 regelt die für die Ermittlung der Kosten zentrale Frage der Zurechnung von Gemeinkosten zum regulierten Betrieb der LNG-Anlage. Nach Satz 1 müssen Einzelkosten der LNG-Anlage direkt zugeordnet werden. Die Sätze 2 und 3 schreiben vor, dass

Gemeinkosten über eine verursachungsgerechte Schlüsselung mittels sachgerechter und stetiger Schlüssel der LNG-Anlage zugeordnet werden müssen. Diese Vorgaben, die Dokumentationspflichten nach den Sätzen 4 und 6 sowie die Anforderung nach Satz 5, dass die Schlüssel nur dann geändert werden dürfen, wenn dies sachlich geboten ist, gewährleisten, dass die Nutzer einer LNG-Anlage nur die Kosten des Betriebs der LNG-Anlage zu begleichen haben. Die nicht sachgerechte gezielte Wälzung aus anderen Sparten – insbesondere nicht regulierte Tätigkeiten wie die Speicherung von LNG oder die Befüllung von LKWs – wird dadurch vermieden.

Zu Absatz 5

Absatz 5 enthält Regelungen für den Fall, dass einem Betreiber einer LNG-Anlage betriebsnotwendige Anlagen durch Dritte überlassen werden. Die Vorgaben des Absatzes 5 gewährleisten, dass die aus der Überlassung resultierenden Kosten nur bis zu der Höhe angesetzt werden können, wie sie anfielen, wenn der jeweilige Betreiber der LNG-Anlage Eigentümer der überlassenen Anlagen wäre. Durch diese Vorgaben wird ebenfalls gewährleistet, dass nur effiziente Kosten in den Kosten des Betriebs der LNG-Anlage berücksichtigt und letztlich über Entgelte von den Nutzern bezahlt werden. Der Betreiber der LNG-Anlage ist gemäß Satz 2 insoweit nachweispflichtig.

Zu Absatz 6

Absatz 6 enthält Regelungen, wie Kosten für Dienstleistungen anderer Unternehmen, einschließlich solcher Unternehmen, die mit dem Betreiber einer LNG-Anlage verbunden sind, berücksichtigt werden, die diese Unternehmen gegenüber einem Betreiber einer LNG-Anlage erbringen. Satz 1 stellt den Grundsatz auf, dass diese Kosten nach Maßgabe des Absatzes 5 berücksichtigt werden dürfen. Sätze 2 und 3 sehen vor, dass Kosten für diese Dienstleistungen, einschließlich von Vorleistungen von Unternehmen, die ebenfalls zu den mit dem Betreiber einer LNG-Anlage verbundenen Unternehmen gehören, nur in der Höhe angesetzt werden dürfen, wie sie bei dem die Dienstleistung erbringenden Unternehmen unter Anwendung der vorliegenden Verordnung tatsächlich angefallen sind. Bei nicht verbundenen Unternehmen sieht Satz 4 vor, dass die Kosten maximal in der Höhe angesetzt werden dürfen, wie sie angefallen wären, wenn der Betreiber einer LNG-Anlage die Leistungen im Rahmen eines effizienten Betriebs der LNG-Anlage selbst erbracht hätte. Der Betreiber ist nach Satz 5 nachweispflichtig. Diese Regelung dient ebenfalls dazu, Kunden des Betreibers einer LNG-Anlage vor einer Belastung mit Kosten, die sich bei einem effizienten Betrieb der LNG-Anlage bzw. im Wettbewerb nicht eingestellt hätten, zu schützen.

Zu § 16 (Aufwandsgleiche Kostenpositionen)

Die Vorschrift enthält weitere Regelungen dazu, welche Kostenpositionen der Gewinn- und Verlustrechnung eines Betreibers einer LNG-Anlage, bei der Ermittlung der Kosten eines effizienten Betriebs einer LNG-Anlage berücksichtigt werden können.

Zu Absatz 1

Nach Absatz 1 sind aufwandsgleiche Kostenpositionen den nach § 6b Abs. 3 EnWG aufgestellten Gewinn- und Verlustrechnungen für den Betrieb der LNG-Anlage zu entnehmen. Diese Kosten werden nach Maßgabe des § 15 Absatz 1 bei der Bestimmung der effizienten Kosten der LNG-Anlage berücksichtigt.

Zu Absatz 2

Die nach Absatz 2 berücksichtigungsfähigen Fremdkapitalzinsen können nur in einer effizienten Höhe berücksichtigt werden. Die Anerkennung der Marktüblichkeit obliegt der Bundesnetzagentur als zuständiger Regulierungsbehörde.

Zu § 17 (Kalkulatorische Abschreibungen)

Zu Absatz 1

Zu Satz 1

Satz 1 enthält die Legaldefinition der kalkulatorischen Abschreibungen sowie den Grundsatz, dass die Wertminderung der betriebsnotwendigen Anlagegüter nach den Absätzen 2 bis 7 zu bestimmen ist. Die kalkulatorischen Abschreibungen dienen dem Ausgleich der Wertminderung der betriebsnotwendigen Anlagegüter.

Zu Satz 2

Satz 2 regelt, dass die kalkulatorischen Abschreibungen an die Stelle der entsprechenden bilanziellen Abschreibungen der Gewinn- und Verlustrechnung treten.

Zu Absatz 2

Absatz 2 definiert, wie das betriebsnotwendige Eigen- bzw. Fremdkapital ermittelt werden. Die Vorschrift und die Ermittlungsmethodik für den Eigen- bzw. Fremdkapitalanteil sind von zentraler Bedeutung für die Kostenanerkennung und werden daher eigenständig definiert. Satz 1 regelt die Berechnung der Eigenkapitalquote. Satz 2 regelt die Berechnung der Eigenkapitalquote auf maximal 40 Prozent. Satz 3 bestimmt die Fremdkapitalquote, die sich rechnerisch aus der Differenz von 100 Prozent abzüglich der Eigenkapitalquote ergibt. Bei der maximal möglichen Eigenkapitalquote von 40 Prozent liegt die Fremdkapitalquote somit bei 60 Prozent.

Zu Absatz 3

Absatz 3 sieht vor, dass die kalkulatorischen Abschreibungen der Anlagegüter einer LNG-Anlage ausgehend von den jeweiligen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten nach der linearen Abschreibungsmethode zu ermitteln sind. Dadurch wird eine verursachungsgerechte Verteilung der Kapitalkosten über den Nutzungszeitraum hinweg gewährleistet.

Zu Absatz 4

Absatz 4 regelt, dass die kalkulatorischen Abschreibungen jährlich auf Grundlage der kalkulatorischen Nutzungsdauer vorzunehmen sind. Ferner wird geregelt, von welchen Eingangswerten dabei auszugehen ist. Damit wird gewährleistet, dass die Abschreibungen, die Teil der Ermittlung der Kosten sind, nach einer einheitlichen Methode ermittelt werden und damit vergleichbar sind.

Zu Absatz 5

Satz 1 bestimmt, dass für die kalkulatorische Nutzungsdauer einer LNG-Anlage keine feste Spanne von Jahren vorgesehen ist; es wird aber eine Minstdauer von 5 Jahren vorgeschrieben. Der LNG-Anlagenbetreiber soll stattdessen diejenige Nutzungsdauer ansetzen, welche zum Aktivierungszeitpunkt nach seiner Einschätzung bzw. den für ihn verfügbaren Informationen der wahrscheinlichen Betriebsdauer der LNG-Anlage entspricht. Grund für diese Regelung ist der Umstand, dass bei LNG-Anlagen keine Garantie dafür besteht, dass eine solche Einrichtung tatsächlich dauerhaft am eingerichteten Anschlusspunkt Gas ins Netz einspeisen wird. Vor dem Hintergrund der Dekarbonisierung besteht ein reales Risiko dafür, dass die errichteten Infrastrukturen nicht mehr benötigt und genutzt werden. Gleichzeitig ist die Errichtung dieser Infrastrukturen für eine Erhöhung der deutschen Importkapazitäten von LNG zwingend erforderlich, welche ihrerseits als notwendig für eine rasche Verringerung der deutschen Abhängigkeit von pipelinegebundenem russischem Erdgas angesehen wird. Es wird deshalb eine zeitnahe kalkulatorische Abschreibung dieser Anlagegüter innerhalb von mindestens fünf Jahren ermöglicht. Dadurch soll eine vollständige Refinanzierung der Errichtungskosten über die Entgelte der Anlage innerhalb dieser Zeitspanne ermöglicht werden, damit Investoren nicht wegen der zweifelhaften langfristigen Perspektiven der Anlagen von deren Realisierung abgehalten werden. Die minimal wählbare kalkulatorische Nutzungsdauer beträgt fünf Jahre, da eine kürzere Nutzungsdauer derzeit nicht realistisch erscheint. Die Sätze 2 und 3 sehen vor, dass die von dem Betreiber der LNG-Anlage gewählte kalkulatorische Nutzungsdauer der Bundesnetzagentur anzuzeigen ist und so dargestellt wird, dass eine eindeutige Identifizierung der betroffenen Anlagegüter möglich ist.

Zu Absatz 6

Absatz 6 konkretisiert, dass ein Anlagegut nach Ablauf des ursprünglichen Abschreibungszeitraums nicht noch einmal einen kalkulatorischen Wert erhalten kann. Satz 1 schreibt dafür vor, dass der kalkulatorische Restwert nach Ablauf des ursprünglich angesetzten Abschreibungszeitraums Null beträgt. Satz 2 regelt entsprechend, dass ein Wiederaufleben kalkulatorischer Restwerte unzulässig ist. Sätze 3, 4 und 5 regeln, dass wenn sich die Nutzungsdauer während der Abschreibungsdauer verändern sollte, nur der zu diesem Zeitpunkt noch vorhandene kalkulatorische Restwert des Wirtschaftsguts zur Grundlage weiterer Abschreibungen gemacht werden kann. Der kalkulatorische Restwert ist gleichmäßig auf die Restabschreibungsdauer zu verteilen. Das verhindert, dass den Nutzern der LNG-Anlage, bestimmte Anlagengüter mehrfach in Rechnung gestellt werden.

Zu Absatz 7

Die Regelung in Absatz 7 konkretisiert die Vorgaben aus Absatz 6. Sie untersagt insbesondere Abschreibungen unter null Euro. Änderungen von Eigentumsverhältnissen oder die Begründung von Schuldverhältnissen können unter Umständen zu einer Modifizierung der zugrunde gelegten Anschaffungs- und Herstellungskosten führen. Eine von den historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten abweichende handelsrechtliche Um- oder Neubewertung des Anlagevermögens bleibt ohne Auswirkungen auf die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen.

Zu § 18 (Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung)

Die Vorschrift setzt die sich aus § 23a Absatz 1 Satz 1 in Verbindung mit § 21 Absatz 2 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes ergebende Vorgabe, dass die Ermittlung der Kosten unter Berücksichtigung einer angemessenen Verzinsung des gebundenen Eigenkapitals erfolgen muss, auch für den Betrieb von LNG-Anlagen, um.

Zu Absatz 1

Die Vorschrift bestimmt, welche kalkulatorischen Restwerte des Sachanlagevermögens bei der Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals einzubeziehen und wie diese Restwerte zu ermitteln sind. Die Nummern 1 und 2 definieren im Einzelnen das zu verzinsende betriebsnotwendige Eigenkapital. Da die kalkulatorisch zu verzinsende Eigenkapitalquote auf 40 Prozent begrenzt ist, schreibt Absatz 1 vor, dass das die Quote von 40 Prozent übersteigende Eigenkapital wie Fremdkapital verzinst wird.

Zu Absatz 2

Absatz 2 regelt, dass im Rahmen der Ermittlung der Eigenkapitalverzinsungsbasis zinslos zur Verfügung stehendes Kapital sogenanntes Abzugskapital ist. Die im Einzelnen aufgeführten Positionen mindern daher die Basis für die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung und damit letztlich die Eigenkapitalverzinsung. Es wäre in diesen Fällen systemwidrig, zinslos zur Verfügung stehendes Kapital kalkulatorisch zu verzinsen. Es wäre zudem nicht sachgerecht, wenn der Betreiber einer LNG-Anlage eine Rendite für Kapital erhielte, das nicht von ihm, sondern von Dritten eingesetzt wird.

Zu Nummer 1

Rückstellungen dienen dazu, notwendige Vorsorge für den Eintritt erwartbarer Risiken zu schaffen. Da diese Beträge dem Anlagenbetrieb damit gerade nicht mehr zur Verfügung stehen, wäre es widersprüchlich, sie so zu verzinsen wie Kapital, das tatsächlich für den Anlagenbetrieb verwendet wird und damit dem spezifischen Risiko, das sich in der Verzinsung ausdrückt, ausgesetzt ist.

Zu Nummer 2

Die Vorschrift regelt, dass auch erhaltene Vorauszahlungen und Anzahlungen von Kunden Abzugskapital darstellen.

Zu Nummer 3

Die Vorschrift regelt, dass auch unverzinsliche Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen Abzugskapital darstellen. Diese Zahlungen sind im Kern Kapitalzuflüsse, die zinslos von Dritten zur Verfügung gestellt werden.

Zu Nummer 4

Die Vorschrift erfasst sonstige, mit den zuvor genannten Positionen vergleichbare, zinslos zur Verfügung gestellte Mittel. Damit werden Umgehungen des Grundsatzes, dass zinsfrei zur Verfügung stehendes Kapital regulatorisch nicht extra verzinst wird.

Zu Nummer 5

Die Vorschrift erfasst Zuschüsse, da diese wie eine Kapitalzuführung von dritter Seite wirken und deshalb bei der Ermittlung der Verzinsungsbasis für die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung in Abzug zu bringen sind.

Zu Absatz 3

Bei LNG-Anlagen ist der Umstand, dass keine Garantie dafür besteht, dass eine solche Einrichtung tatsächlich dauerhaft am eingerichteten Anschlusspunkt Gas ins Netz einspeisen wird, bei der Bestimmung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes zu berücksichtigen. Insbesondere für den Fall, dass ein verstärkter Import von LNG ins deutsche Marktgebiet kurzzeitig nur zur akuten Krisenbewältigung genutzt wird, weil mittelfristig entweder die Bemühungen zu einer Verringerung des Gasbedarfs signifikante Fortschritte machen oder wieder vermehrt Pipelinegas genutzt wird, sollte dies bei der Bestimmung des Zinssatzes berücksichtigt werden. Auch wenn das zuvor skizzierte Szenario keineswegs zwingend ist, so ist es aber doch zumindest hinreichend realistisch für eine solche Erwägung. In diesem Fall besteht ein reales Risiko dafür, dass die errichteten Infrastrukturen nicht mehr benötigt und genutzt werden. Somit erscheint es angemessen aus Gründen der Rechtssicherheit, dass der Eigenkapitalzinssatz auf 9 Prozent vor Steuern normiert wird. Die gegenüber den anderen Netzsektoren (Elektrizität und Gas) höhere Eigenkapitalverzinsung soll das höhere wirtschaftliche Wagnis des Betreibers von LNG-Anlagen abbilden.

Zu Absatz 4

Die Vorschrift regelt die Verzinsung des die Quote in Höhe von 40 Prozent übersteigenden Eigenkapitals. Die Höhe des Eigenkapitals kann durch den Betreiber einer LNG-Anlage im Wesentlichen beeinflusst werden. Daher wurde eine Eigenkapitalquote in Höhe von 40 Prozent als im Grundsatz wünschenswertes Ziel vorgegeben. Dementsprechend sollte grundsätzlich kein zusätzlicher Anreiz gesetzt werden, eine Eigenkapitalquote von über 40 Prozent vorzuhalten. Gleichwohl existieren aus verschiedenen Gründen Fälle, in denen auch die Betreiber von LNG-Anlagen über Eigenkapital verfügen werden, welches eine Eigenkapitalquote von 40 Prozent kalkulatorischen Eigenkapitals übersteigt (sogenanntes Eigenkapital II), welches regulatorisch eine besondere Form von Fremdkapital darstellt und in jedem Fall nicht besser zu behandeln ist als Fremdkapital. Auf das Eigenkapital II findet ein arithmetischer Durchschnitt aus den beiden in der Regelung benannten Reihen Anwendung. Die Berücksichtigung eines Risikozuschlags erfolgt durch die anteilige Heranziehung der Bundesbankreihe „Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten – Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs) und der Zinsreihe Kredite an nichtfinanzielle Kapitalgesellschaften über eine Million Euro, bei einer anfänglichen Zinsbindung mit einer Laufzeit von über einem Jahr bis zu fünf Jahren. Die Kombination der beiden Reihen scheint geeignet, den Grad an geschäftlichem Risiko, dem der Betrieb einer LNG-Anlage unter den gegebenen Rahmenbedingungen ausgesetzt ist, angemessen abzubilden. Der Bezug auf das letzte abgeschlossene Kalenderjahr trägt dem Umstand Rechnung, dass die Infrastruktur neu errichtet wird und dementsprechend keine historisch gewachsene Finanzierungsstruktur zugrunde liegt.

Zu § 19 (Kalkulatorische Steuern)

Die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung stellt die Verzinsung des gebundenen Eigenkapitals nach Gewerbesteuern und vor Körperschaftsteuer dar. Die Vorschrift regelt

deshalb, dass die dem Betrieb von LNG-Anlagen sachlich zuzurechnende Gewerbesteuer als kalkulatorische Kostenposition anzuerkennen ist.

Zu § 20 (Kostenmindernde Erlöse und Erträge)

Die Vorschrift gewährleistet, dass die Kosten von LNG-Anlagen, die letztlich über die Entgelte refinanziert werden müssen, um kostenmindernde Erlöse und Erträge, die den LNG-Anlagen zuzurechnen sind, zu bereinigen sind. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass insbesondere außerhalb der Kalkulationsperiode geleistete Zahlungen oder sonstige Erlöse und Erträge, die nicht einer bestimmten Position in der Kostenrechnung bei der Ermittlung der Kosten einer Kalkulationsperiode zugeordnet werden können, sachlich aber mit dem Anlagenbetrieb zusammenhängen, die Kosten des Betriebs der LNG-Anlage senken. Damit wird sichergestellt, dass diese kostensenkenden Effekte allen Kunden der LNG-Anlage zu Gute kommen. § 20 enthält darüber hinaus in Satz 2 Nummern 1 bis 4 Regelbeispiele für diejenigen sonstigen Erlöse und Erträge, die voraussichtlich die größte Praxisrelevanz im Zusammenhang mit der Errichtung und dem Betrieb der LNG-Anlagen haben werden; die Aufzählung ist insofern aber nicht abschließend. Die Benennung der einzelnen in Abzug zu bringenden Positionen richtet sich nach betriebswirtschaftlichen Grundsätzen.

Zu § 21 (Plan-Ist-Kosten-Abgleich)

Die Vorschrift regelt die Bestimmung der Plan- und Ist-Kosten des Betriebs von LNG-Anlagen, auf denen die Kostenregulierung eines Betreibers einer LNG-Anlage basiert. Der Plan-Ist-Kostenabgleich gewährleistet, dass die Investitionskosten eines Betreibers einer LNG-Anlage möglichst zeitnah und ohne zeitlichen Verzug in der Regulierung berücksichtigt werden und entsprechende Rückflüsse einsetzen können.

Zu Absatz 1

Absatz 1 Satz 1 regelt, dass der Betreiber von LNG-Anlagen verpflichtet ist, die Differenz zwischen den erzielten Erlösen und den für diese Kalkulationsperiode genehmigten Kosten zu ermitteln. Er enthält zudem die Legaldefinition des Begriffs Kalkulationsperiode als Kalenderjahr.

Nummer 1 erfasst die tatsächlich in einer Kalkulationsperiode erzielten Erlöse. Eventuelle Effekte, die Auswirkungen auf die Höhe der tatsächlichen Erlöse haben können, wie z.B. Mengenabweichungen, sind daher in dieser Summe bereits berücksichtigt.

Die Regelung in Nummer 2 betrifft die genehmigten Ist-Kosten für eine bestimmte Kalkulationsperiode.

Aus beiden Beträgen (erzielte Erlöse und genehmigte Ist-Kosten) ist die Differenz zu bilden. Diese Differenz kann positiv oder negativ sein und entspricht somit entweder einer Erstattung an den Nutzer der LNG-Anlage oder einer Nachverrechnung der fehlenden Erlöse in kommenden Kalkulationsperioden. Diese beiden Fälle werden in den Sätzen 2 und 3 geregelt.

Satz 4 und 5 bestimmen, dass die festgestellte Differenz verzinst werden muss. Diese grundsätzliche Verzinsung ist sachgerecht, weil es sich bei der Differenz quasi um einen Kredit des Betreibers einer LNG-Anlage an den Nutzer oder umgekehrt handelt. Hierfür regelt Satz 4, wie sich der Zinssatz bestimmt. Satz 5 schreibt vor, wie sich der durchschnittlich gebundene Betrag ergibt.

Satz 6 der Vorschrift bestimmt, dass die ermittelte Differenz annuitätisch über bis zu fünf Kalenderjahre nach Anfall der Kosten durch Zu- und Abschläge auf die Kosten der LNG-Anlage verteilt werden kann. Diese Möglichkeit stellt einen Dämpfungsmechanismus dar und soll kurzfristige und hohe Schwankungen in den Kosten der LNG-Anlage und damit letztlich in den Entgelten verhindern. Der Zeitraum, über den die Verteilung der Differenz nach Satz 6 erfolgen soll, ist der Bundesnetzagentur gemäß Satz 7 vom Betreiber der LNG-

Anlage anzuzeigen. Er darf nicht über die voraussichtliche Betriebsdauer hinausreichen, damit der Ausgleich der Differenzen bis zu deren Ende gewährleistet ist.

Zu Absatz 2

Absatz 2 enthält Regelungen, wie die Plan-Kosten für das folgende Kalenderjahr zu ermitteln sind. Der Verweis auf die Vorschriften zur Ermittlung der Kosten der LNG-Anlage stellt die Konsistenz der Kostenermittlung im System der Regulierung der Kosten der LNG-Anlagen sicher. Die Ermittlung erfolgt für das auf die jeweilige Kalkulationsperiode folgende Kalenderjahr. In Satz 5 ist für die Jahre 2022 und 2023 eine Verkürzung der Fristen vorgesehen, da ihre Einhaltung andernfalls bei Inkrafttreten dieser Verordnung nicht mehr möglich wäre. Satz 6 regelt, dass die Bundesnetzagentur für spätere Jahre die Fristen verkürzen kann, sofern sie nicht mehr Zeit für die Prüfung benötigt; dies korrespondiert mit den in § 23a EnWG vorgesehenen Möglichkeiten zur Verkürzung der Antragsfristen. Nach Satz 7 kann die Bundesnetzagentur die geltend gemachten Kosten unter Anwendung eines pauschalen Abschlags genehmigen, wenn die zu übermittelnden Unterlagen nicht rechtzeitig oder nicht vollständig vorgelegt wurden.

Zu Absatz 3

Absatz 3 enthält Regelungen, wie die Ist-Kosten für das folgende Kalenderjahr zu ermitteln sind. Der Verweis auf die Vorschriften zur Ermittlung der Kosten für die LNG-Anlage stellt die Konsistenz der Kostenermittlung im System der Regulierung der Kosten der LNG-Anlagen sicher. Die Ermittlung erfolgt jeweils für das der Kalkulationsperiode vorangegangene Kalenderjahr. Die Bundesnetzagentur ist an ihre Prüfungsfeststellungen in der vorangegangenen Plankostengenehmigung nicht gebunden. Nicht anerkennungsfähige Sachverhalte, welche im Rahmen der Plankostenprüfung nicht aufgefallen sind, können also im Rahmen einer gründlicheren Ist-Prüfung erneut aufgegriffen und anders bewertet werden. Dies erlaubt eine größere Flexibilität für die Prüfungstiefe in der Plankostengenehmigung und widerspricht nicht deren Zweck, da die Planwerte ohnehin nur einen vorläufigen Charakter haben.

Zu Teil 4 (Dokumentations- und Berichtspflichten der Anlagenbetreiber sowie Evaluierung der Verordnung)

Teil 4 regelt die Dokumentations- und Berichtspflichten der Betreiber von LNG-Anlagen sowie die Evaluierungspflicht der Bundesnetzagentur im Hinblick auf die Verordnung.

Zu § 22 (Dokumentation)

Die Vorschrift enthält Dokumentationspflichten, die von den Betreibern von LNG-Anlagen gegenüber der Bundesnetzagentur zu erfüllen sind.

Zu Absatz 1

Absatz 1 verpflichtet die Betreiber einer LNG-Anlage, der Bundesnetzagentur auf Anforderung einen Bericht darüber zur Verfügung zu stellen, wie aus den Kosten die Entgelte gebildet werden. Um zur Bürokratieentlastung beizutragen, kann der Bericht auch elektronisch (z.B. per E-Mail) übermittelt werden. Die Vorschrift regelt zudem Mindestanforderungen, zu denen Aussagen im Bericht vorhanden sein müssen.

Die Informationen, die der Bundesnetzagentur auf Anforderung zur Verfügung gestellt werden, sollen auch dazu dienen, die Effektivität der in dieser Verordnung festgeschriebenen Methoden bewerten zu können. Zudem sollen sie die Bundesnetzagentur in die Lage versetzen, zu überprüfen, ob die von der Bundesnetzagentur genehmigten oder festgelegten Kosten entsprechend den in dieser Verordnung geregelten Grundsätzen zur Entgeltbestimmung in Entgelte umgewandelt wurden.

Zu Absatz 2

Absatz 2 konkretisiert die Angaben, die im Anhang zu dem zu erstellenden Bericht nach Absatz 1 enthalten sein müssen. Dadurch wird die Vergleichbarkeit der einzelnen Berichte gewährleistet und die Plausibilisierung der Angaben erleichtert.

Zu § 23 (Berichtspflicht hinsichtlich der angelandeten Gasarten)

Die Berichtspflichten in § 23 sind so ausgestaltet, dass der Betreiber einer LNG-Anlage nicht über das erforderliche Maß hinaus belastet wird. Der Betreiber einer LNG-Anlage hat der Bundesnetzagentur auf deren Verlangen einmal jährlich für einen Berichtszeitraum von 12 Monaten zu berichten, welche Gasarten und jeweiligen Mengen je Gasart in der von ihm betriebenen LNG-Anlage eingesetzt wurden. Die Berichtspflicht soll dazu dienen, der Bundesnetzagentur Erkenntnisse für die vorzunehmende Evaluierung dieser Verordnung zu liefern.

Zu § 24 (Evaluierung)

§ 24 regelt, dass diese Verordnung fortlaufend, spätestens aber 4 Jahre nach dem Inkrafttreten auf einen etwaigen Anpassungs- oder Änderungsbedarf hin überprüft werden soll. Vor dem Hintergrund eines anzunehmenden sinkenden Erdgasbedarfs aufgrund von Energieeffizienzmaßnahmen und dem Ausbau erneuerbarer Energien, dem angestrebten Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energieträger wie konventionellem Erdgas und der zunehmenden Nutzung von sog. Grüngasen ist eine Evaluierung der Verordnung nach einer Zeitspanne von spätestens 4 Jahren nach dem Inkrafttreten durchzuführen. Die Evaluierung nach 4 Jahren schließt dabei etwaigen früheren oder auch zeitlich nachgelagerten Evaluierungs-, Anpassungs- oder Änderungsbedarf, der sich aufgrund tatsächlicher Umstände (etwa veränderter Marktbedingungen) oder rechtlicher Vorgaben (z.B. durch eine Änderung der Rechtsgrundlagen im europäischen oder nationalen Recht) ergibt, nicht aus.

Zu Teil 5 (Schlussbestimmungen)

Zu § 25 (Inkrafttreten, Außerkrafttreten)

§ 25 regelt das In- und Außerkrafttreten dieser Verordnung.

Zu Satz 1

Satz 1 bestimmt zum Inkrafttreten, dass die Verordnung am Tag nach der Verkündung in Kraft tritt. Aufgrund der geopolitischen Lage ist es zur Gewährleistung der Gasversorgung notwendig, so schnell wie möglich die regulatorischen Rahmenbedingungen für LNG-Anlagen zu regeln. Aus diesem Grund ist der früheste Zeitpunkt des Inkrafttretens zu wählen.

Zu Satz 2

Satz 2 regelt das Außerkrafttreten dieser Verordnung. Eine konkrete Befristung der Verordnung ist nicht in vorgesehen, da es sich bei der Regulierung der LNG-Anlagen um eine Daueraufgabe handelt. Allerdings sieht § 25 ein bedingtes Außerkrafttreten insofern vor, als dass sie außer Kraft tritt, soweit die Bundesnetzagentur eine Festlegung nach § 26 des Energiewirtschaftsgesetzes erlässt. § 26 des Energiewirtschaftsgesetzes ermächtigt die Bundesnetzagentur zur Berücksichtigung von Besonderheiten von LNG-Anlagen durch Festlegung oder Genehmigung nach § 29 Absatz 1 Regelungen für den Zugang zu LNG-Anlagen zutreffen. Macht die Bundesnetzagentur von dieser Festlegungskompetenz Gebrauch, tritt die Verordnung insoweit außer Kraft, wie die Festlegung Regelungen vorsieht. Das Außerkrafttreten der Verordnung wird von der Bundesnetzagentur nach Satz 3 mit der Festlegung öffentlich bekannt gegeben.