



am 23.12.2021 beschlossen:

1. Die Vorhaltung und der Einsatz der Erzeugungsanlage Bexbach (BNA0093) im Rahmen der Netzreserve unterliegt auf Grund der in der **Anlage 1** zu diesem Beschluss beigefügten freiwilligen Selbstverpflichtung des Übertragungsnetzbetreibers einer wirksamen Verfahrensregulierung.

Die nach Maßgabe dieser freiwilligen Selbstverpflichtung resultierenden Kosten gelten im Geltungszeitraum der Festlegung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile im Sinne des § 11 Abs. 2 S. 4 ARegV.

2. Der Übertragungsnetzbetreiber darf seine Erlösobergrenze im Hinblick auf die in Ziffer 1 genannten dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile jeweils zum 1. Januar des Kalenderjahres  $t$ , für welches die in Ziffer 1 genannten Anlagen jeweils ganz oder teilweise vorzuhalten sind (Erbringungszeitraum), anpassen. Bereits zum Zeitpunkt des Erlasses dieses Beschlusses erfolgte Anpassungen der Erlösobergrenze im Hinblick auf vor dem jeweiligen Kalenderjahr der Anpassung der Erlösobergrenze entstandene Kostenanteile bleiben unberührt.

Die voraussichtlich aus dem in der **Anlage 2** zu diesem Beschluss beigefügten Vertrag entstehenden Kosten und Erlöse (Plankosten) hat der Übertragungsnetzbetreiber mit der Beschlusskammer abzustimmen und entsprechend dem Beschluss vom 11.09.2019 zur Festlegung der Berichtspflichten der Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich der Bildung der vorläufigen und endgültigen Netzentgelte (BK8-19/0001-A) zwei Werk-tage vor dem 01. Oktober des jeweiligen Vorjahres  $t-1$  für das Kalenderjahr  $t$  an die Bundesnetz-agentur zu melden.

Bei der Anpassung seiner Erlösobergrenze nach Satz 1 bzw. Satz 2 darf der Übertragungsnetzbetreiber die nach Satz 3 mit der Beschlusskammer ab-gestimmten und gemeldeten Plankosten ansetzen.

Die Differenz zwischen den nach Satz 3 ansetzbaren Plankosten und den dem Übertragungsnetzbetreiber entstehenden tatsächlichen Kosten (Istkosten) hat der Übertragungsnetzbetreiber jährlich zu ermitteln und ab dem Kalenderjahr 2018 auf seinem Regulierungskonto zu verbuchen.

Der Übertragungsnetzbetreiber hat die aus den Netzreserveverträgen resultierenden Istkosten gegenüber der Beschlusskammer im Rahmen des von der Bundesnetzagentur entweder durch Übersendung oder durch Veröffentlichung auf der Internetseite

[www.bundesnetzagentur.de/Beschlusskammer8](http://www.bundesnetzagentur.de/Beschlusskammer8)

zur Verfügung gestellten Erhebungsbogens gesondert zu erfassen und nachzuweisen. Dabei hat der Übertragungsnetzbetreiber die tatsächlichen, periodengerechten Kosten im Erhebungsbogen einzutragen. Bereits zum Zeitpunkt des Erlasses dieses Beschlusses erfolgte Ist-Kosten-Abrechnungen der Vorjahre bleiben unberührt.

3. Die Festlegung ist bis zum 31.12.2023 befristet.
4. Der Widerruf bleibt vorbehalten.
5. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

## **Gründe**

### **I.**

Die vorliegende Festlegung erfolgt auf Grundlage des § 13c Abs. 5 EnWG und ermöglicht dem Übertragungsnetzbetreiber die auf Grund § 13c Abs. 1 EnWG mit der Vorhaltung und dem Einsatz der Netzreserveanlage Bexbach (BNA0093) einhergehenden Netzreservekosten zu refinanzieren. Zugleich trifft die Festlegung Vorgaben zur Art und Weise der Refinanzierung.

Die Anlagenbetreiberin zeigte mit Schreiben vom 02.11.2016 erstmalig die vorläufige Stilllegung der Anlage mit Wirkung zum 02.11.2017 gegenüber der Bundesnetzagentur und dem Übertragungsnetzbetreiber an. Nach Systemrelevanzausweisung durch den Übertragungsnetzbetreiber bis zum Ablauf des 02.11.2019 zeigte die Anlagenbetreiberin mit Schreiben vom 26.04.2018 erneut die beabsichtigte vorläufige Stilllegung an. Der

Übertragungsnetzbetreiber prüfte die Systemrelevanz der Anlage und wies sie mit Schreiben vom 06.08.2018 weiterhin bis zum Ablauf des 30.04.2020 als systemrelevant aus. Am 29.04.2019 und am 09.02.2021 erfolgten erneut Stilllegungsanzeigen in Bezug auf die Anlage Bexbach durch die Anlagenbetreiberin und daran anknüpfend Systemrelevanzausweisungen durch den Übertragungsnetzbetreiber. Der vorliegende Beschluss betrifft ausschließlich den Systemrelevanzzeitraum vom 03.11.2019 bis zum Ablauf des 30.04.2020.

Durch die Systemrelevanzausweisung ist der Anlagenbetreiberin die Stilllegung der Anlage auch über die 12-monatige Karenzzeit des § 13b Abs. 1 S. 1 und S. 2 EnWG hinaus verboten. Stattdessen ist sie verpflichtet, die Anlage in einem betriebsbereiten Zustand zu erhalten und allein nach den Vorgaben des Übertragungsnetzbetreibers einzusetzen. Für die Vorhaltung und den etwaigen Einsatz der Anlage hat die Anlagenbetreiberin gemäß § 13c Abs. 1 EnWG i.V.m. §§ 9, 6 NetzResV einen kompensatorischen Vergütungsanspruch gegen den Übertragungsnetzbetreiber.

Zur Konkretisierung der gesetzlichen Pflichten und Ansprüche aus § 13c EnWG und der NetzResV schloss der Übertragungsnetzbetreiber mit der Anlagenbetreiberin, nach entsprechender Abstimmung mit der Bundesnetzagentur, am 02.07./26.08.2021 einen Netzreservevertrag für die Anlage (**Anlage 2**).

Der Übertragungsnetzbetreiber hat sodann am 13.09.2021 eine freiwillige Selbstverpflichtung zur Vorhaltung und zum Einsatz der Netzreserveanlage unterzeichnet (**Anlage 1**) und gegenüber der Bundesnetzagentur abgegeben. Darin verpflichtet sich der Übertragungsnetzbetreiber zur Einhaltung des seinerseits mit der Anlagenbetreiberin abgeschlossenen Netzreservevertrages (**Anlage 2**). Der Abgabe der freiwilligen Selbstverpflichtung und dem Abschluss des Netzreservevertrages war eine umfangreiche Abstimmung hinsichtlich der angemessenen Netzreservekosten vorangegangen.

Die Beschlusskammer hat, jeweils per E-Mail, dem Übertragungsnetzbetreiber, der zuständigen Landesregulierungsbehörde sowie dem Bundeskartellamt Gelegenheit zur Stellungnahme zu einer Musterfestlegung gegeben.

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

## II.

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

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

Die Beschlusskammer hat in rechtmäßiger Weise die Vorgaben des nationalen Rechts in Form der normativen Regulierung, soweit diese im vorliegenden Verfahren Anwendung finden und von der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs (Urteil vom 02.09.2021, C-718/18) erfasst werden, für ihre Entscheidung herangezogen. Als „normative Regulierung“ werden im Allgemeinen solche Regeln des nationalen Gesetz- und Verordnungsgebers (z.B. in StromNEV, GasNEV und ARegV) bezeichnet, die konkrete methodische und materielle Vorgaben für die Regulierung durch die Bundesnetzagentur enthalten. Die Pflicht zur Anwendung dieser nationalen Vorgaben folgt aus Art. 20 Abs. 3 GG und gilt auch angesichts der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs fort, bis sie vom Gesetz- bzw. Verordnungsgeber außer Kraft gesetzt oder neu geregelt werden. Dies hat der Bundesgerichtshof bereits entschieden (BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 60 ff., siehe auch OLG Düsseldorf vom 11.02.2021, VI-5 Kart 10/19 [V], S. 10 ff., OLG Düsseldorf vom 28.04.2021, VI-3 Kart 798/19 [V], S. 72 ff., OLG Schleswig vom 11.01.2021, 53 Kart 1/18, S. 27 ff.).

#### 1.1 **Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs**

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

für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen, einschließlich der anwendbaren Tarife, der Bundesregierung und nicht der nationalen Regulierungsbehörde zugewiesen habe.

## **1.2 Reichweite der Entscheidung**

Der Europäische Gerichtshof hat aber weder über die Zuständigkeitsfragen hinausgehend einen materiell-rechtlichen Verstoß einzelner Vorgaben der normativen Regulierung gegen EU-Recht gerügt, noch hat er sich ausdrücklich zu der Frage geäußert, ob die normative Regulierung bis zu dem Zeitpunkt, zu dem der nationale Gesetz- und Verordnungsgeber den festgestellten Verstoß beseitigt, weiter anwendbar ist. Der EuGH hat sich insbesondere auch nicht explizit zu der Frage geäußert, ob die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit unmittelbar anwendbar sind.

## **1.3 Keine Nichtigkeit des nationalen Rechts**

Die Regelungen der normativen Regulierung sind nicht nichtig. Weder nach den Grundsätzen des europäischen Rechts noch nach nationalem Recht führt der Verstoß einer nationalen Regelung gegen Unionsrecht zu deren Nichtigkeit (BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 61 ff.). Vielmehr sind die Grundsätze des Anwendungsvorrangs des Unionsrechts vor nationalem Recht zu beachten.

Zudem scheidet eine richtlinienkonforme Auslegung der Vorschriften der normativen Regulierung aus. Der Europäische Gerichtshof sieht zwar sowohl in der an die Bundesregierung gem. § 24 EnWG erfolgten Zuweisung von Zuständigkeiten, als auch in den bindenden Vorgaben der normativen Regulierung eine mit den oben genannten Richtlinien unvereinbare Beschränkung der ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde (EuGH a.a.O., Rz. 101 f., 115 f.). Eine Umdeutung der nationalen Vorgaben in nicht bindende Programmsätze, die die ausschließliche Zuständigkeit der Regulierungsbehörde nicht beeinträchtigen, kommt angesichts des eindeutigen Wortlauts, der Systematik und des Regelungszwecks der Vorschriften der normativen Regulierung jedoch nicht in Betracht (Verbot der contra legem-Auslegung, BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 66 ff.).

Der Grundsatz vom Anwendungsvorrang des Unionsrechts führt indes nicht dazu, die Vorschriften der normativen Regulierung unangewendet zu lassen. Der Anwendungsvorrang besagt, dass eine nationale Regelung, die mit einer unmittelbar geltenden Regelung

des Unionsrechts unvereinbar ist, von nationalen Behörden und Gerichten nicht angewendet werden darf (vgl. Streinz, EUV, 3. Aufl. 2018, Art. 4 Rn. 40; Ruffert, in: Calliess/Ruffert, EUV/AEU, 5. Aufl. 2016, Art. 288 AEUV, Rn. 69 f.). Dieser Grundsatz gilt jedoch nur, soweit unmittelbar anwendbares Unionsrecht betroffen ist (EuGH, Urteil vom 24.06.2019, C-573/17, Rn. 62). Die normative Regulierung verstößt nicht gegen unmittelbar anwendbares Unionsrecht. Die hier maßgeblichen Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde, mit denen die Vorgaben der normativen Regulierung unvereinbar sind, sind nicht unmittelbar anwendbar.

#### **1.4 Keine unmittelbare Anwendbarkeit der Richtlinie**

Damit eine Richtlinienbestimmung unmittelbar angewendet werden kann, müssen spezifische Voraussetzungen vorliegen (Grabitz/Hilf/Nettesheim, AEUV, 71. EL August 2020, Art. 288 Rn. 149). Der Europäische Gerichtshof geht von der unmittelbaren Anwendbarkeit einer nicht oder nicht ordnungsgemäß umgesetzten Richtlinienbestimmung nach Ablauf der Umsetzungsfrist aus, wenn die Bestimmung hinreichend genau und inhaltlich unbeding ist. Zudem können die Bestimmungen einer Richtlinie grundsätzlich nur Rechte, aber keine Pflichten eines Einzelnen begründen (sog. Belastungsverbot). Insofern kommt auch eine objektive unmittelbare Wirkung vorliegend nicht in Betracht. Im Einzelnen:

#### **1.5 Unionsvorschriften inhaltlich nicht unbeding**

Die Richtlinienvorgaben sind nicht unbeding. Eine Unionsvorschrift ist inhaltlich unbeding, wenn sie eine Verpflichtung normiert, die an keine Bedingung geknüpft ist und zu ihrer Durchführung oder Wirksamkeit auch keiner weiteren Maßnahmen der Unionsorgane oder der Mitgliedstaaten bedarf. Die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit sind nicht als inhaltlich unbeding anzusehen.

Gegenwärtig fehlt es an den erforderlichen und zureichenden Umsetzungsnormen im nationalen Recht. Das betrifft sowohl die konkrete umfassende Aufgabenzuweisung als auch die für einen Eingriff erforderliche Ermächtigungsgrundlage. Die Bundesnetzagentur hat nach nationalem Recht gegenwärtig (nur) die Befugnis, die Vorgaben der normativen Regulierung anzuwenden und ggf. unter Rückgriff auf § 29 EnWG je nach Festlegungsermächtigung weiter auszugestalten und zu konkretisieren. Sie hat aber mangels entsprechender Aufgabenzuweisung durch den Gesetzgeber nicht die übergeordnete, allgemeine und uneingeschränkte Befugnis, die ihr nach den Richtlinien vorbehaltenen Aufga-

ben vollumfänglich und selbständig auszuüben (vgl. EuGH a.a.O., Rz. 105) beispielsweise also die Methoden oder Bedingungen für den Netzanschluss und den Netzzugang frei festzulegen oder zu genehmigen (vgl. nur § 24 S. 1 Nr. 1 EnWG). Dass es hierzu einer umfassenden mitgliedstaatlichen Aufgabenzuweisung bedarf, entspricht im Übrigen auch dem europäischen Leitbild, wonach die Mitgliedstaaten zur Einrichtung von Regulierungsbehörden mit spezifischen Zuständigkeiten verpflichtet sind (vgl. Erwägungsgrund 33 der Richtlinie 2009/72/EG bzw. Erwägungsgrund 29 der Richtlinie 2009/73/EG). Die Mitgliedstaaten verfügen bei der Organisation und Strukturierung der Regulierungsbehörde zwar über eine Autonomie, haben diese aber unter vollständiger Beachtung der in den Richtlinien festgelegten Ziele und Pflichten auszuüben und insoweit sicherzustellen, dass die Regulierungsbehörde bei der Ausübung der ihr vorbehaltenen Zuständigkeiten ihre Entscheidungen autonom treffen kann (vgl. EuGH, a.a.O., Rz. 119). Dieser Befund wird auch durch das in der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs mündende Vertragsverletzungsverfahren bestätigt: Gegenstand der Rüge durch die Europäische Kommission war nicht die fehlerhafte Ausübung einer nach nationalem Recht bereits ordnungsgemäß zugewiesenen ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde, sondern der Umstand, dass eine den Richtlinien entsprechende umfassende Aufgabenzuweisung an die nationale Regulierungsbehörde im nationalen Recht bislang nicht erfolgt ist (vgl. EuGH a.a.O., Rz. 88). Vielmehr liegt hier eine fehlerhafte Aufgabenzuweisung vor (EuGH, a.a.O., Rz. 130); diese kann und muss durch den Mitgliedstaat korrigiert werden, der dann die noch möglichen Einfluss- und Kontrollmöglichkeiten vorsehen kann (EuGH a.a.O., Rz. 126, 127).

## **1.6 Belastung Einzelner verboten**

Mit der unmittelbaren Anwendung der Richtlinien wären Belastungen Einzelner verbunden, sodass eine solche ausscheidet. Zwar ist die Einräumung subjektiver Rechte keine Voraussetzung für eine unmittelbare Anwendbarkeit (woran es vorliegend wegen des Verstoßes gegen objektiv geprägte Zuständigkeitsnormen auch fehlen würde), allerdings gilt das Belastungsverbot. Wenn der Bundesnetzagentur aus einer unmittelbaren Anwendung der Richtlinie weitergehende oder jedenfalls anders ausgestaltete Kompetenzen zukämen, könnte sich dies je nach Einzelfall zugunsten, aber auch zu Lasten bestimmter Beteiligten auswirken. Daraus wiederum könnten sich Belastungen ergeben, die nach Auffassung des Bundesgerichtshofs nur durch das europäische Primärrecht oder durch EU-Verordnungen begründet werden können, nicht aber durch Richtlinien (vgl. BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 73).

Eine Belastung würde sich zudem bereits aus dem Heranziehen der Richtlinien als Ermächtigungsgrundlage ergeben. Dies wäre europarechtlich unzulässig. Sofern die Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit als inhaltlich unbedingt anzusehen wären, müssten sie von der Bundesnetzagentur unmittelbar als Ermächtigungsgrundlage auch für belastende Regulierungsentscheidungen herangezogen werden. Anders als in den vom Europäischen Gerichtshof entschiedenen Fällen, in denen er eine unmittelbare Belastung durch Richtlinienrecht verneinte, weil die Belastung erst durch ein Verwaltungsverfahren auf Basis nationalen Rechts eintrat, würden vorliegend die Richtlinienbestimmungen als solche unmittelbar gegenüber den Betroffenen herangezogen werden und als materiell-rechtliche Befugnisnormen für belastende Verwaltungsverfahren und Regulierungsentscheidungen fungieren. Soweit ersichtlich existiert bislang keine hier einschlägige Judikatur, in der der EuGH es für europarechtskonform eingestuft hätte, dass eine Richtlinienbestimmung als eigenständige Ermächtigungsgrundlage für Eingriffe in Rechte des Einzelnen herangezogen werden darf.

### **1.7 Keine objektive unmittelbare Wirkung des Unionsrechts**

Eine ausnahmsweise objektive unmittelbare Wirkung der Richtlinienbestimmungen bezogen auf die ausschließliche Zuständigkeit scheidet ebenfalls aus. Der Europäische Gerichtshof hat eine objektive unmittelbare Wirkung von Richtlinienbestimmungen anerkannt, aus denen sich für staatliche Stellen eindeutige Pflichten ergeben. Konkret ging es beispielsweise um die nicht rechtzeitig in nationales Recht umgesetzte Pflicht der zuständigen Behörde zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung im Rahmen eines Genehmigungsverfahrens für die Errichtung eines Wärmekraftwerks (EuGH, Urteil vom 11.08.1995, C-431/92 – Wärmekraftwerk Großkrotzenburg).

Zwar mag sich vorliegend aus den Richtlinienbestimmungen über die ausschließliche Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde die Verpflichtung ergeben, von dieser Zuständigkeit auch Gebrauch zu machen, um den Zielsetzungen der Richtlinien hinreichend Rechnung tragen zu können. Anders als im Fall des Wärmekraftwerks Großkrotzenburg ist diese Verpflichtung vorliegend jedoch nicht inhaltlich unbedingt. Im vom Europäischen Gerichtshof entschiedenen Fall konnte die zuständige Behörde der Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung ohne Weiteres nachkommen, weil diese als unselbstständiger Bestandteil des nach nationalem Recht vorgesehenen und ihr bereits zugewiesenen Genehmigungsverfahrens durchzuführen war. Demgegenüber kann die Bundesnetzagentur die ihr nach den Richtlinienbestimmungen zugewiesene

ausschließliche Zuständigkeit erst ausüben, wenn ihr entsprechende Befugnisse nach nationalem Recht eingeräumt werden (siehe oben).

## **1.8 Interessenabwägung**

Ungeachtet der Tatsache, dass die Richtlinienbestimmungen nicht unmittelbar anwendbar sind, sprechen aus Sicht der Beschlusskammer weitere erhebliche Gründe dafür, die Vorgaben der normativen Regulierung in der Übergangszeit zur Anwendung zu bringen. Die Nichtanwendung der normativen Regulierung in der Übergangszeit würde zu einem Zustand führen, der mit den Zielsetzungen der genannten Richtlinien erst recht unvereinbar wäre (so auch BGH, Beschluss vom 08.10.2019, EnVR 58/18, Rn. 76).

Die Richtlinien verlangen, dass zumindest die Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen u.a. für den Netzanschluss und den Netzzugang „mit ausreichendem Vorlauf vor deren Inkrafttreten“ festgelegt oder genehmigt werden, vgl. Art. 41 Abs. 6 der Richtlinie 2009/73/EG und Art. 59 Abs. 7 der Richtlinie (EU) 2019/944. Diesem Gebot der ex ante-Regulierung wird in Deutschland gegenwärtig zu einem großen Teil über die Vorgaben der normativen Regulierung Rechnung getragen. Die normative Regulierung strukturiert die Methoden für die Berechnung der Tarife vor und legt ex ante die wesentlichen Bedingungen für den Netzanschluss und den Netzzugang fest. Sie regelt unmittelbar Rechte und Pflichten für Netzbetreiber und andere Marktakteure und schafft auf diese Weise den von den Richtlinien geforderten transparenten und vorhersehbaren, verlässlichen Regulierungsrahmen. Bestehende Festlegungen und Genehmigungen der Bundesnetzagentur, die sie im Rahmen ihrer bisherigen Zuständigkeiten erlassen hat, tragen zwar ebenfalls zu der erforderlichen ex ante-Regulierung bei, dies jedoch nur in Teilbereichen und in Ergänzung der normativen Regulierung und damit nicht in dem von der Richtlinie geforderten Umfang.

Ein faktisches Außerkrafttreten der Vorgaben der normativen Regulierung würde daher zu beträchtlichen Regelungslücken und damit einhergehend erheblichen Rechtsunsicherheiten für alle Marktbeteiligten führen. Auch dies wäre mit den genannten Richtlinienvorgaben und den Zielsetzungen des Energiebinnenmarkts schwerlich vereinbar. Beispielsweise dürfte eine derart unklare Rechtslage im Übergangszeitraum kaum Investitionsanreize setzen und Unsicherheiten für die unternehmerische Tätigkeit der regulierten Unternehmen und auch der sonstigen Marktteilnehmer auslösen. Für den Übergangszeitraum ist es daher sinnvoll und angebracht, stabile und berechenbare Verhältnisse zu gewährleisten.

## 2. Zuständigkeit

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für die vorliegende Festlegung ergibt sich aus § 54 Abs. 1, 1. HS EnWG, die der Beschlusskammer aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG.

## 3. Rechtsgrundlagen

Die Ziffer 1 des Beschlusstextes beruht auf § 13c Abs. 5 EnWG i.V.m. §§ 9 Abs. 5, 6 Abs. 2 S. 2 NetzResV i.V.m. §§ 32 Abs. 1 Nr. 4, 11 Abs. 2 S. 4 ARegV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG. Die Vorgaben zur Anpassung der Erlösobergrenze und zum Istkosten-Abgleich nach der Ziffer 2 des Beschlusstextes beruhen auf § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV und auf § 5 Abs. 1 S. 1 ARegV. Die Befristung der Festlegung in der Ziffer 3 des Beschlusstextes beruht auf §§ 3, 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV.

## 4. Formelle Rechtmäßigkeit

Die Festlegung ist formell rechtmäßig.

Von einer Anhörung konnte im konkreten Fall abgesehen werden.

Aus verfahrensökonomischen Gründen hat die Beschlusskammer für die Einzelfestlegungen der systemrelevanten Anlagen der inländischen Netzreserve vereinheitlichte Beschlussvorlagen erstellt und am 27.03.2018 per E-Mail allen Übertragungsnetzbetreibern zur Stellungnahme nach § 67 Abs. 1 EnWG übersandt. Die Übertragungsnetzbetreiber haben hierzu jeweils mit Schreiben vom 12. bzw. 13.04.2018 Stellung genommen und mitgeteilt, dass auf eine Anhörung im Einzelfall verzichtet wird, sofern die regulatorischen Mechanismen der Einzelfestlegungen denen der Musterfestlegungen entsprechen. Die Beschlusskammer hat von einer Anhörung des Übertragungsnetzbetreibers und der Anlagenbetreiberin im konkreten Fall abgesehen, da sie eine wirksame Verfahrensregulierung i.S.v. § 11 Abs. 2 S. 4 ARegV nach Maßgabe der in der **Anlage 1** enthaltenen freiwilligen Selbstverpflichtung und des in der **Anlage 2** enthaltenen, zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Anlagenbetreiberin geschlossenen, Netzreservevertrags uneingeschränkt anerkennt.

Nach § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG gibt die Bundesnetzagentur dem Bundeskartellamt und der Landesregulierungsbehörde, in deren Bundesland der betreffende Netzbetreiber seinen Sitz hat, rechtzeitig vor Abschluss des Verfahrens Gelegenheit zur Stellungnahme, sofern

sie eine Entscheidung nach den Bestimmungen des Teiles 3 des EnWG trifft. Der vorliegende Beschluss basiert auf den §§ 29 Abs. 1, 13c Abs. 5 EnWG (i.V.m. §§ 10, 6 Abs. 2 S. 2 NetzResV i.V.m. §§ 32 Abs. 1 Nr. 4, 11 Abs. 2 S. 4 ARegV). Die §§ 29 Abs. 1 und 13c Abs. 5 EnWG sind Bestandteil des Teils 3 des EnWG. Zudem finden auch die hier einschlägigen Normen der NetzResV ihre Verordnungsermächtigung im Teil 3 des EnWG, nämlich in § 13i Abs. 3 Nr. 1 und Nr. 2 EnWG.

Dem Bundeskartellamt und der zuständigen Landesregulierungsbehörde des Landes Nordrhein-Westfalen wurden am 27.03.2018 per E-Mail die vereinheitlichten Beschlussvorlagen zur Stellungnahme nach § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG übersandt.

## **5. Wirksame Verfahrensregulierung durch freiwillige Selbstverpflichtung**

Die Bundesnetzagentur erkennt die dem Übertragungsnetzbetreiber aufgrund seiner Pflicht zur Vergütung der der Anlagenbetreiberin entstehenden Kosten für die Vorhaltung und den Einsatz der Anlage im Rahmen der Netzreserve als verfahrensregulierte Kosten an.

Die gesetzlichen Voraussetzungen hierfür liegen vor: Die nach § 13c Abs. 5 EnWG und nach §§ 9 Abs. 5, 6 Abs. 2 S. 2 NetzResV erforderliche freiwillige Selbstverpflichtung wurde seitens des Übertragungsnetzbetreibers am 13.09.2021 unterzeichnet. Mittels dieser in **Anlage 1** zu diesem Beschluss enthaltenen freiwilligen Selbstverpflichtung versichert der Übertragungsnetzbetreiber, die kontrahierte Anlage gemäß den Vorgaben des in **Anlage 2** zu diesem Beschluss enthaltenen Netzreservevertrages zu vergüten. Bei Einhaltung der freiwilligen Selbstverpflichtung gelten die dem Übertragungsnetzbetreiber durch die Vorhaltung und den Einsatz der Anlage auf Grund der Netzreserve, im Geltungszeitraum der Festlegung, entstandenen und entstehenden Kosten als wirksam verfahrensregulierte und damit dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile.

Auch die weiteren gesetzlichen Anforderungen an die Anerkennung der vertraglich bewirkten Netzreservekosten als verfahrensregulierte Kosten liegen vor: Die Anlage befindet sich in der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers, siehe § 5 Abs. 1 S. 1 NetzResV. Die nach §§ 1 Abs. 2 S. 1, 5 Abs. 1 S. 1, 6 Abs. 2 S. 1 NetzResV erforderliche Abstimmung des Vertrages mit der Bundesnetzagentur erfolgte maßgeblich im Jahr 2021. Hierbei ist auch die vertraglich festgelegte Vergütung im Rahmen der Netzreserve abgestimmt worden. Der Vertrag und die vertraglich festgelegte Vergütung für die auf Grund § 13c Abs.

1 EnWG entstehenden Netzreservekosten stehen nach Überzeugung der Beschlusskammer im Einklang mit den Vorgaben der §§ 13b bis 13d EnWG sowie der NetzResV. Insbesondere sieht der Vertrag alleine solche Kostenerstattungen vor, die der Anlagenbetreiberin gerade aufgrund der Vorhaltung bzw. dem Einsatz ihrer Anlage in der Netzreserve entstanden sind oder noch entstehen (siehe insoweit insbesondere § 9 Abs. 2 S. 2 Nr. 2 NetzResV). Der Netzreservevertrag vom 02.07./26.08.2021 sieht eine Vertragsdauer von nicht mehr als 24 Monaten vor, § 5 Abs. 1 S. 3 NetzResV. Die Anlage ist gemäß der Ausweisung durch den Übertragungsnetzbetreiber vom 06.08.2018 systemrelevant im Sinne von § 13b Abs. 2 S. 2 EnWG, siehe § 5 Abs. 2 Nr. 1 NetzResV. Die 12-monatige Karenzzeit des § 13b Abs. 1 S. 1 EnWG wurde gewahrt, siehe § 5 Abs. 2 Nr. 3 NetzResV. Davon unberührt bleibt, dass auf Grund § 13c Abs. 2 S. 1 EnWG i. V. m. § 6 Abs. 2 S. 1 NetzResV vor Ablauf dieser Frist geleistete (Abschlags-) Zahlungen des Übertragungsnetzbetreibers Gegenstand des Netzreservevertrages sein können. Nach § 5 Abs. 2 Nr. 4 NetzResV müssen auch alle gesetzlichen und genehmigungsrechtlichen Anforderungen an den Betrieb der Anlage für die Vertragsdauer erfüllt werden. Durch Ziffer 2.1 des Netzreservevertrages (**Anlage 2**) i.V.m. Ziffer 2. des Anhangs 1 zum Netzreservevertrag ist dies vertraglich festgehalten.

Die Vorgabe in § 5 Abs. 2 Nr. 2 NetzResV, wonach sich ein Anlagenbetreiber vertraglich verpflichten muss, die für die Netzreserve genutzte Anlage nach Ablauf des Vertrages bis zur endgültigen Stilllegung nicht mehr an den Strommärkten einzusetzen, also das Rückkehrverbot an den Strommarkt („No-Way-Back“), gilt nicht für Verträge bei zur vorläufigen Stilllegung angezeigten Anlagen in der Netzreserve. Dies ergibt sich insbesondere aus der vorrangig geltenden gesetzlichen Regelung in § 13c Abs. 2 EnWG sowie aus der Gesetzesbegründung (BT-Drs. 18/7317 S. 92 und BT-Drs. 18/8915, S. 32). Nach § 13c Abs. 2 S. 1 EnWG knüpft das Verbot des Einsatzes der Netzreserveanlage am Strommarkt, an die Dauer der Systemrelevanzausweisung der Anlage (und die Geltendmachung von Betriebsbereitschaftsauslagen) an und in § 13c Abs. 2 S. 2 EnWG ist gerade für den Fall, dass eine Anlage nach Ablauf der Dauer der Systemrelevanzausweisung wieder eigenständig an den Strommärkten eingesetzt wird – also für den Fall der Rückkehr an den Strommarkt - ein Anspruch auf Erstattung des Restwerts der investiven Vorteile, die ein Anlagenbetreiber erhalten hat, geregelt. Insbesondere aus § 13c Abs. 2 EnWG ergibt sich daher eindeutig, dass - anders als bei zur endgültigen Stilllegung angezeigten Anlagen – für zur vorläufigen Stilllegung angezeigte Anlagen in der Netzreserve kein Rückkehrverbot an den Strommarkt besteht, sondern nach Maßgabe der §§ 13c Abs. 2 S. 1 EnWG, 7 Abs. 1 NetzResV ein Marktverbot während des Einsatzes in der Netzreserve.

## **6. Anpassung der Erlösobergrenze und Istkosten-Abgleich**

Die Vorgaben zum Istkosten-Abgleich in Ziffer 2 Satz 1 bis Satz 5 des Beschlusstextes beruhen auf § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV. Gemäß dieser Vorschrift kann die Bundesnetzagentur zwecks Verwirklichung eines in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecks durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG Entscheidungen zu den Erlösobergrenzen nach § 4 ARegV treffen.

Von dieser Ermächtigung macht die Beschlusskammer hiermit Gebrauch. Eine gesetzliche Regelung zur Anpassung der Erlösobergrenze bei Verfahrensregulierungen mittels freiwilliger Selbstverpflichtungen behandelt § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV nicht ausdrücklich. Dort ist normiert, dass der Übertragungsnetzbetreiber jeweils eine Anpassung der Erlösobergrenze zum 1. Januar eines Kalenderjahres vornehmen kann, sofern eine Änderung von nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 bis S. 3 ARegV erfolgt ist. Vorliegend steht aber eine Änderung von nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 4 ARegV in Rede.

In Anlehnung an die in § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV zum Ausdruck kommende gesetzgeberische Wertung, hat die Beschlusskammer entschieden, dem Übertragungsnetzbetreiber zu ermöglichen, die ihm entstehenden Netzreservekosten jeweils ohne Zeitverzug zu refinanzieren. Der Sachverhalt entspricht wirtschaftlich und materiell den Ausnahmen bei Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 bis 6, 8, 13 und 15 bis 17 ARegV; in diesen Fällen darf der Übertragungsnetzbetreiber auf das Kalenderjahr abstellen, auf das die Erlösobergrenze anzuwenden sein soll (sog. t-0-Versatz). Bei den vorliegenden dauerhaft nicht beeinflussbaren Netzreservekosten handelt es sich ebenfalls um Kosten, die aus Versorgungsaufgaben, nämlich solchen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit resultieren. Die Netzreserve ist aufgrund der Vergütungsvolumina mit einer ganz erheblichen Kostenbelastung für die Übertragungsnetzbetreiber verbunden. Hinzu kommt, dass die Einsatzkosten mangels Vorhersehbarkeit sehr volatil sind. Die hohe Bedeutung der Netzreserve für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit zeigt sich auch darin, dass diese sowohl im Gesetz als auch in der Verordnung detailliert in eigenen speziellen Vorschriften normiert wurde (§ 13b - § 13d EnWG und Netzreserveordnung). Vor diesem Hintergrund ist es sachgerecht, dem Übertragungsnetzbetreiber auch die ihm aufgrund der Kontrahierung von inländischen Netzreservekraftwerken entstehenden Kosten ohne Zeitverzug jeweils zum 1. Januar des Kalenderjahres über die Netzentgelte refinanzieren

zu lassen, in welchem die Netzreserveanlagen jeweils vorzuhalten sind. Damit wird gewährleistet, dass die Versorgungssicherheit nicht durch etwaige Verzögerungen der Refinanzierung und damit etwaig einhergehenden Liquiditätsengpässen beim Übertragungsnetzbetreiber gefährdet wird. Um dies zu ermöglichen, hat der Übertragungsnetzbetreiber die voraussichtlichen Netzreservekosten und Erlöse (Plankosten) auf Grundlage realistischer Prognosen jeweils zwei Werktage vor dem 01. Oktober des jeweiligen Vorjahres t-1 für das Kalenderjahr t an die Bundesnetzagentur zu melden. Diese Plankosten darf der Übertragungsnetzbetreiber sodann für die Anpassung der Erlösobergrenze ansetzen. Regelungen zum Regulierungskonto bleiben unberührt. Werktage in diesem Sinne sind nicht Sonnabende, allgemeine gesetzliche Feiertage und Sonntage (vgl. § 31 Abs. 1 VwVfG i.V.m. § 193 BGB).

Satz 5 der Beschlusstenziffer 2 greift die von Gesetzes wegen bestehende Rechtspflicht des Übertragungsnetzbetreibers nach § 5 Abs. 1 ARegV auf, was bei der Netzreserve zukünftig bedeutet, dass die Differenz zwischen den voraussichtlich aus den Netzreserveverträgen entstehenden Kosten (Plankosten) und den vom Übertragungsnetzbetreiber erzielbaren Erlöse (Istkosten) jährlich vom Übertragungsnetzbetreiber zu ermitteln und auf seinem Regulierungskonto zu verbuchen ist. Die ebenfalls in Satz 5 der Beschlusstenziffer 2 geregelte Abwicklung über das Regulierungskonto erst ab dem Kalenderjahr 2018 bewirkt einen Übergang zur Regelung des § 5 Abs. 3 S. 2 ARegV. Durch diese Übergangsregelung werden mögliche Friktionen durch Rückwirkungen auf Grund der erst dieses Jahr erfolgenden Festlegung vermieden und somit eine sorgfältige Umsetzung des neuen Systems gewährleistet. Zudem wird der bei der inländischen Netzreserve auf Grund der Verfahrensregulierung mittels freiwilliger Selbstverpflichtung bestehenden Sondersituation Rechnung getragen und zur Umstellung eine zeitnahe Refinanzierung sichergestellt.

Mit Satz 7 der Beschlusstenziffer 2 wird gewährleistet, dass für alle Zeiträume Rechtsklarheit besteht. Bevor ab dem Kalenderjahr 2018 die Abwicklung über das Regulierungskonto erfolgt, bleibt es bei der bisherigen Handhabung, d. h. die Abwicklung erfolgt über einen kalenderjährlichen Plan/Ist-Abgleich auf Jahresbasis, die sich hierbei ergebenden Differenzen werden jeweils im Planansatz des Folgejahres berücksichtigt und im Jahr t+2, letztmalig also im Kalenderjahr 2019 ausgeglichen.

Um der Beschlusskammer die Wahrnehmung ihrer Aufsicht zu ermöglichen und um zu gewährleisten, dass die Netznutzer im Wege der Wälzung der Netzreservekosten in die

Netzentgelte nur mit solchen Kosten belastet werden, die sich auf den tatsächlichen Leistungszeitraum (jeweils 1. Januar bis 31. Dezember des Jahres t) beziehen, hat der Übertragungsnetzbetreiber die aus den Netzreserveverträgen resultierenden Istkosten (Kosten und Erlöse) gesondert zu erfassen und gegenüber der Bundesnetzagentur substantiiert und nachvollziehbar darzulegen (Satz 8 der Beschlusstenziffer 2). Die Kosten sind dabei im Rahmen des von der Bundesnetzagentur zur Verfügung gestellten Erhebungsbogens darzulegen und mit entsprechenden Belegen (insbesondere Rechnungen der Kraftwerksbetreiber, Systemauszüge z.B. SAP-Auszüge) nachzuweisen. Entsprechend der Beschlusstenziffer 2 Satz 9 sind dabei die tatsächlichen, periodengerechten Kosten im Erhebungsbogen einzutragen, wie sie der Gewinn- und Verlustrechnung des jeweiligen Geschäftsjahres zu Grunde gelegt werden.

## **7. Befristung der Festlegung**

Gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4, HS. 2 ARegV erfolgt die Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung für die Dauer der gesamten Regulierungsperiode.

Die zweite Regulierungsperiode endete gemäß § 3 ARegV mit dem Ablauf des 31.12.2018. Die dritte Regulierungsperiode wird am 31.12.2023 enden. Gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4, HS. 2 ARegV bleibt es der Beschlusskammer unbenommen, eine Festlegung für einen Zeitraum zu erlassen, der mehrere Regulierungsperioden umspannt. Von dieser Möglichkeit macht die Beschlusskammer vorliegend Gebrauch.

Eine Erfassung der abgelaufenen und der gegenwärtigen Regulierungsperiode ist vorliegend sachgerecht, da die Netzreservekosten des Übertragungsnetzbetreibers nicht notwendigerweise jahres- oder gar regulierungsperiodenscharf anfallen; Kosten und Verträge, die sich über mehrere dieser Regulierungsperioden verteilen, unterfallen damit der vorliegenden Festlegung.

## **8. Widerrufsvorbehalt**

Aufgrund der Dynamik der Sachverhalte, die der Ermittlung und Kontrahierung des inländischen Netzreservebedarfs zugrunde liegen und angesichts des langen Geltungszeitraums der Festlegung, behält sich die Beschlusskammer den Widerruf dieses Beschlusses vor. Dies ist insbesondere im Hinblick auf etwaige künftige Änderungen der gesetzlichen Anforderungen an die Netzreserve oder eine Veränderung der netztopographischen

Gegebenheiten oder der Lastflüsse durch das Netz und der damit zusammenhängenden Netzengpasssituationen geboten.

## **9. Kosten**

Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten. Die Höhe der zu entrichtenden Gebühr wird nach Anhörung mit Bekanntgabe des Gebührenbescheides festgesetzt.

### **III.**

Die beigefügten **Anlagen 1 und 2** sind Bestandteil dieses Beschlusses,

**Anlage 1** Freiwillige Selbstverpflichtung des Übertragungsnetzbetreibers vom 13.09.2021

**Anlage 2** Netzreservevertrag vom 02.07./26.08.2021

### **Rechtsbehelfsbelehrung**

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

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

Vorsitzender

Beisitzerin

Beisitzer

Karsten Bourwieg

Dr. Ursula Heimann

Wolfgang Wetzl

<b>BNetza</b>
20. Sep. 2021
ID



Amprion GmbH, Robert-Schuman-Straße 7, 44263 Dortmund

Bundesnetzagentur  
Beschlusskammer 8  
Tulpenfeld 4  
53113 Bonn

Netzwirtschaft  
Regulierungsmanagement  
N-RN

Unsere Zeichen  
Name  
Telefon  
Telefax  
E-Mail



13.09.2021

Seite 1 von 1

**Antrag auf Festlegung nach § 11 Abs. 2 S. 4 ARegV für die Umsetzung des Sachverhalts nach § 13d Abs. 1 Nr. 2 EnWG für das KW Bexbach (BNA0093, FSV Inländische Netzreserve)**

Amprion GmbH

Sehr geehrte Damen, sehr geehrte Herren,

Robert-Schuman-Straße 7  
44263 Dortmund  
Germany

hiermit beantragt die Amprion GmbH für den Zeitraum vom 03.11.2019 bis zum 30.04.2020 gemäß § 11 Abs. 2 S. 4 ARegV für die Umsetzung des Sachverhalts nach § 13d Abs. 1 Nr. 2 EnWG die Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung auf Basis der als Anhang beigefügten freiwilligen Selbstverpflichtung für den Umgang mit Kosten und Erlösen aus dem ebenfalls beiliegenden Vertrag für das Steinkohlekraftwerk Bexbach der STEAG GmbH (BNA0093).

T +49 231 5849-0  
F +49 231 5849-14188

[www.amprion.net](http://www.amprion.net)

[www.twitter.com/Amprion](https://www.twitter.com/Amprion)

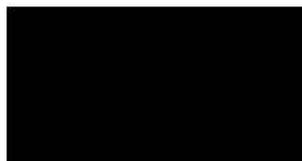
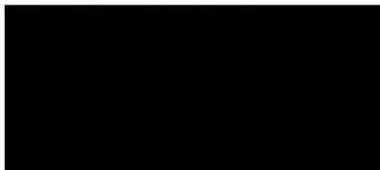
**Aufsichtsratsvorsitzender:**  
Uwe Tigges

**Geschäftsführung:**  
Dr. Hans-Jürgen Brick (Vorsitzender)  
Dr. Hendrik Neumann  
Peter Rüh

Die Amprion GmbH erklärt hiermit rechtsverbindlich, dass sie sich bei dem Umgang mit den aus dem Vertrag zur Umsetzung des § 13d Abs. 1 Nr. 2 EnWG ergebenden Kosten an die in der freiwilligen Selbstverpflichtung beschriebene Vorgehensweise halten wird, sofern die Bundesnetzagentur die freiwillige Selbstverpflichtung durch Festlegung gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV als wirksame Verfahrensregulierung anerkennt.

**Sitz der Gesellschaft:**  
Dortmund  
Eingetragen beim  
Amtsgericht Dortmund  
Handelsregister-Nr.  
HRB 15940

Freundliche Grüße



**Bankverbindung:**  
Commerzbank AG Dortmund  
IBAN:  
DE27 4404 0037 0352 0087 00  
BIC: COBADEFFXXX  
UST-IdNr. DE 8137 61 356

Anhang 1: FSV Inländische Netzreserve für KW Bexbach  
Anhang 2: Netzreservevertrag KW Bexbach (03.11.2019 - 30.04.2020)

**FREIWILLIGE SELBSTVERPFLICHTUNG DER AMPRION GMBH ZUR VORHALTUNG UND ZUM EINSATZ DES KRAFTWERKS BEXBACH (BNA0093) DER STEAG GMBH IN DER INLÄNDISCHEN NETZRESERVE (11/2019 – 04/2020)**

Auf Grundlage des § 13b EnWG prüft der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die Systemrelevanz von zur vorläufigen oder zur endgültigen Stilllegung angezeigten Anlagen. Anlagen, deren vorläufige oder endgültige Stilllegung nach § 13b EnWG aufgrund einer ausgewiesenen Systemrelevanz verboten ist, gehen in die Netzreserve über. Die in die Netzreserve überführten Anlagen werden entsprechend § 13c Abs. 2 S. 1 bzw. Abs. 4 S. 1 EnWG ausschließlich nach Maßgabe der von den ÜNB angeforderten Systemsicherheitsmaßnahmen betrieben, mit dem Ziel, die Sicherheit und die Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten. Das vom ÜNB zur Vorhaltung inländischer Netzreserve angewandte Verfahren wird nachfolgend für zur vorläufigen Stilllegung angezeigte Anlagen mit einer Nennleistung ab 10 MW und für zur endgültigen Stilllegung angezeigte Anlagen mit einer Nennleistung ab 50 MW detailliert beschrieben.

Nach Eingang einer Stilllegungsanzeige prüft der ÜNB unverzüglich die Systemrelevanz der Anlage und teilt das Ergebnis seiner Prüfung dem Betreiber der Anlage und der Bundesnetzagentur mit. Die Begründung der Notwendigkeit der Ausweisung einer systemrelevanten Anlage im Fall einer geplanten vorläufigen oder endgültigen Stilllegung soll sich aus der Systemanalyse der ÜNB oder dem Bericht der Bundesnetzagentur nach § 3 NetzResV ergeben. Die Begründung kann sich auf die Liste systemrelevanter Gaskraftwerke nach § 13f Abs. 1 EnWG stützen.

Weist der ÜNB eine Anlage mit angezeigter vorläufiger Stilllegung als systemrelevant aus, ist die Stilllegung der Anlage gemäß § 13b Abs. 4 EnWG verboten.

Weist der ÜNB eine Anlage mit angezeigter endgültiger Stilllegung als systemrelevant aus, so hat er bei der Bundesnetzagentur die Genehmigung der Ausweisung der Systemrelevanz zu beantragen. Solange und soweit dem Antrag auf Genehmigung der Ausweisung der Systemrelevanz durch die Bundesnetzagentur stattgegeben wurde oder die Genehmigung entsprechend § 13b Abs. 5 S. 6 EnWG auf Grund einer Genehmigungsfiktion als erteilt gilt und ein Weiterbetrieb der Anlage technisch und rechtlich möglich ist, ist dem Anlagenbetreiber die Stilllegung der Anlage gem. § 13b Abs. 5 EnWG verboten.

Unbeschadet der gesetzlichen Verpflichtungen erfolgen die Bildung der Netzreserve und der Einsatz der Anlagen der Netzreserve auf Grundlage des Abschlusses von Verträgen zwischen den ÜNB und Anlagenbetreibern in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur nach Maßgabe der Bestimmungen der Netzreserveverordnung.

Wesentliche Bestandteile der Vergütung können dabei die Betriebsbereitschaftsauslagen für die Herstellung und Vorhaltung der Betriebsbereitschaft, die Erzeugungsauslagen und bei vorläufigen Stilllegungen der anteilige Werteverbrauch sowie bei endgültigen Stilllegungen die Erhaltungsauslagen und die Opportunitätskosten in Form einer angemessenen Verzinsung für bestehende Anlagen durch verlängerte Kapitalbindung in Form von Grundstücken und weiterverwertbaren technischen Anlagen oder Anlagenteilen sein.

Gemäß § 6 Abs. 2 S. 1 NetzResV wird der Umfang der Kostenerstattung des ÜNB gegenüber dem Anlagenbetreiber in den jeweiligen Verträgen nach Abstimmung mit der Bundesnetzagentur bestimmt.

**Mit dieser freiwilligen Selbstverpflichtung erklärt die Amprion GmbH, den beigefügten Vertrag bzgl. des vorläufig stillgelegten Steinkohleblocks Bexbach, zu erfüllen, insbesondere die darin geregelte Vergütung an den Anlagenbetreiber zu leisten, unter der Voraussetzung, dass das oben beschriebene Verfahren ordnungsgemäß durchgeführt wurde.**

Eine Anpassung dieser freiwilligen Selbstverpflichtung erfolgt, falls sich die zugrundeliegenden Umstände in erheblichem Maße ändern. In diesem Falle gelten die Maßgaben dieser freiwilligen Selbstverpflichtung jedoch fort, bis zur Aufhebung der entsprechenden nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. §§ 11 Abs. 2 S. 4, 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV erlassenen Festlegung durch die Bundesnetzagentur.

---

Dortmund, 13.09.2021

---

Dortmund, 13.09.2021

## **Vertrag**

**über den Einsatz und die Vergütung der  
vorläufig stillgelegten Anlage  
Kraftwerk Bexbach  
nach §§ 13b, 13c EnWG und §§ 7, 9 NetzResV**

zwischen

**Amprion GmbH**  
Robert-Schuman-Straße 7  
44263 Dortmund

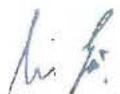
– nachfolgend „Amprion“ genannt –

und

**STEAG GmbH**  
Rüttenscheider Straße 1-3  
45128 Essen

– nachfolgend „STEAG“ genannt –

– nachfolgend zusammen auch „Vertragspartner“ genannt –



## Inhalt

<b>Präambel</b>	<b>3</b>
<b>1. Vertragsgegenstand</b>	<b>4</b>
<b>2. (Wieder-) Herstellung der Betriebsbereitschaft</b>	<b>4</b>
<b>3. Vorhaltung der Betriebsbereitschaft</b>	<b>5</b>
<b>4. Einsätze der Anlage</b>	<b>7</b>
<b>5. Leistungseinschränkung / Befreiung von der Leistungspflicht</b>	<b>11</b>
<b>6. Kostenerstattung und Rechnungslegung</b>	<b>12</b>
<b>7. Bereitstellung von Informationen</b>	<b>14</b>
<b>8. Allgemeine Haftungsregelungen</b>	<b>15</b>
<b>9. Änderung der Verhältnisse</b>	<b>15</b>
<b>10. Gerichtsstand</b>	<b>16</b>
<b>11. Vertragsdauer und –beendigung</b>	<b>16</b>
<b>12. Teilunwirksamkeit, Vertragslücken, Vertragsauslegung</b>	<b>16</b>
<b>13. Vertragsausfertigung</b>	<b>17</b>
<b>14. Vertragsanhänge</b>	<b>17</b>
<b>15. Unterschriften</b>	<b>17</b>

## Präambel

1. § 13b Abs. 2 EnWG in der zum Zeitpunkt des Vertragsschlusses geltenden Fassung verpflichtet den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zur Prüfung, ob die vorläufige Stilllegung einer Anlage zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führen würde und diese Gefährdung oder Störung nicht durch andere angemessene Maßnahmen beseitigt werden kann.

Wird der Betreiber einer Anlage, die vorläufig stillgelegt werden sollte, nach § 13b Abs. 4 Satz 3 und 4 EnWG i.V.m. § 13 Abs. 1 Nr. 2 und 3 EnWG und § 13a Abs. 1 EnWG zu einer längeren Bereithaltung und dem Einsatz seiner Anlage zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Energieversorgungssystems verpflichtet und hat der Betreiber der Anlage den Betreiber des Übertragungsnetzes auf Zahlung der Betriebsbereitschaftsauslagen in Anspruch genommen, so ist die entsprechende Anlage gemäß § 13c Abs. 2 S. 1 EnWG i.V.m. §§ 9 Abs. 2, 7 Netzreserveverordnung (NetzResV) ausschließlich nach Maßgabe der seitens des ÜNBs angeforderten Systemsicherheitsmaßnahmen zu betreiben.

2. Der Betreiber einer Anlage, deren vorläufige Stilllegung untersagt wurde, muss die Anlage zumindest in einem Zustand erhalten, der eine Anforderung zur weiteren Vorhaltung oder Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft nach § 13b Abs. 4 Satz 3 und 4 i.V.m. § 13 Abs. 1 Nr. 2 und 3 und § 13a Abs. 1 EnWG ermöglicht. Er hat gegenüber dem systemverantwortlichen Betreiber des Übertragungsnetzes Anspruch auf eine angemessene Vergütung. Die NetzResV in der Fassung vom 22. Dezember 2016 gestaltet die in dem § 13b, c, und d EnWG getroffenen Regelungen näher aus.
3. Mit Schreiben vom 26.04.2018 wurde durch STEAG die erneute vorläufige Stilllegung des Kraftwerks Bexbach mit einer Leistung von 726 MWe<sub>el</sub> am Kraftwerksstandort Bexbach gegenüber der Bundesnetzagentur (BNetzA) und Amprion angezeigt. Amprion hat STEAG mit Schreiben vom 06.08.2018 über die Ausweisung der Systemrelevanz des Kraftwerks Bexbach informiert und die Betriebsbereitschaft des Kraftwerks Bexbach bis zum 30.04.2020 eingefordert.



## 1. Vertragsgegenstand

Gegenstand des vorliegenden Vertrages sind Regelungen zu vorbereitenden Maßnahmen, Einsatz und Vergütung des Kraftwerks Bexbach nachfolgend Anlage genannt – gemäß §§ 13a, 13c EnWG i.V.m. §§ 7, 9 NetzResV. Hierbei wird insbesondere:

1. die ggf. erforderliche (Wieder-) Herstellung der Betriebsbereitschaft der Anlage,
2. die betriebsbereite Vorhaltung der Anlage,
3. die Einsätze der Anlage nach § 13a EnWG und
4. der anteilige Werteverbrauch

durch STEAG sowie die dafür zu zahlende angemessene Vergütung von Amprion auf Basis des EnWG und der NetzResV festgelegt.

Jede Regelung in diesem Vertrag, die eine Zahlungspflicht der Amprion gegenüber der STEAG unmittelbar begründet oder mittelbar bewirkt, steht unter der auflösenden Bedingung ihrer Ablehnung durch die BNetzA im Rahmen des Verfahrens nach § 13c Abs. 5 EnWG i.V.m. §§ 5, 6 NetzResV.

Diese Regelung bedeutet keinen Verzicht auf den gesetzlichen Anspruch auf angemessene Vergütung gemäß § 13c Abs. 1 EnWG, insbesondere sofern die Festlegung oder Ablehnung der Vergütung durch die BNetzA rechtswidrig erfolgt ist.

## 2. (Wieder-) Herstellung der Betriebsbereitschaft

- 2.1 Gemäß EnWG und NetzResV besteht unter anderem die Pflicht der STEAG, im Rahmen des technisch und rechtlich Möglichen die Betriebsbereitschaft der Anlage herzustellen (Anhang 1).
- 2.2 In dem Fall, dass während der Vertragslaufzeit durch anstehende Revisionen, die nicht im Leistungspreis nach Ziffer 1 Nr. 2 enthalten sind, nach Schadensfällen, sonstigen Ereignissen oder aufgrund rechtlicher oder behördlicher Auflagen, die, sofern nicht umgesetzt, den Weiterbetrieb der Anlage gefährden oder ausschließen, die Betriebsbereitschaft der Anlage wegfällt, wird STEAG Amprion über Art und Umfang, Kosten, Dringlichkeit und voraussichtliche Zeitdauer der erforderlichen Maßnahmen zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft unverzüglich nach Kenntniserlangung in Textform (Schreiben, Fax oder E-Mail) informieren.

Maßnahmen zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft bis zu einem Betrag von [REDACTED] je Einzelfall werden unverzüglich von STEAG ausgeführt.

Sollten die zu erwartenden Kosten der Maßnahme zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft im Einzelfall einen Betrag von [REDACTED] überschreiten, wird STEAG von Amprion zuvor die Freigabe zur Durchführung der Maßnahme einholen.

STEAG wird erst nach Eingang der Freigabe durch Amprion die Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft nach Maßgabe der Anforderung von Amprion vornehmen. Vorstehendes gilt auch für evtl. erforderliche – nicht absehbare oder durch Schäden bedingte – Nachrüstungen oder Erneuerungen.

Die Vertragspartner stellen klar, dass STEAG von der Verpflichtung zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft der Anlage solange befreit ist, bis Amprion STEAG die Freigabe zur Vornahme der für die Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft erforderlichen Maßnahme erteilt hat. Gleiches gilt hinsichtlich der Pflicht der STEAG zur Vorhaltung der Betriebsbereitschaft der Anlage bis zu dem Zeitpunkt, zu dem Maßnahmen zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft abgeschlossen sind.

- 2.3 Bei Gefahr in Verzug kann STEAG erforderliche Sicherungs- und Sofortmaßnahmen für eine eventuelle Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft ohne vorherige Freigabe durch Amprion vornehmen. Gefahr in Verzug liegt vor, wenn ohne die unmittelbare Durchführung von Sicherungs- und Sofortmaßnahmen der Eintritt von Gefahren für Leib, Leben oder die Gesundheit, der Eintritt von erheblichen Schäden an der Anlage, Umweltschäden oder Verstößen gegen Genehmigungen, Gesetze und sonstige allgemeingültige Vorschriften (einschließlich Umwelt- oder Arbeitsschutzrecht) droht und STEAG ein Abwarten der Freigabe zur Durchführung der Maßnahmen zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft nicht zugemutet werden kann. In diesem Fall sind die Informationen über Art und Umfang sowie die Kosten der erforderlichen Maßnahmen schnellstmöglich mitzuteilen. Die Entscheidung über Maßnahmen zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft, welche über die zunächst vorgenommenen Sicherungs- und Sofortmaßnahmen hinausgehen, liegt gemäß Ziffer 2.2 bei Amprion.

### 3. Vorhaltung der Betriebsbereitschaft

#### Servicelevel / Personal

- 3.1 STEAG verpflichtet sich vorbehaltlich der Regelung nach Ziffer 2.2 zur ganzjährigen Vorhaltung der Betriebsbereitschaft der Anlage gemäß dem zwischen den Vertragspartnern abgestimmten Servicelevel (Anhang 2). Hierzu gehört auch die Bereithaltung und Qualifikation des für den Kraftwerksbetrieb erforderlichen Personals. Außer bei bestehenden Leistungseinschränkungen gemäß Ziffer 5 können die Anlagen unter Beachtung der in Anhang 2 genannten technischen

Randbedingungen durch Amprion zu einer Einspeisung gemäß den Regelungen des Anhang 4 angefordert werden.

- 3.2 STEAG ist berechtigt, das für die Betriebsführung notwendige Personal ggf. auch durch den Abschluss eines Betriebsführungsvertrages mit einem dritten Unternehmen zu beschaffen.

#### Wartung und Instandhaltung / Revisionen / Prüfungen

- 3.3 STEAG wird die zur Vorhaltung der Betriebsbereitschaft der Anlage anfallenden üblichen Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen sowie Ersatz-, Erneuerungs-, und Umbaumaßnahmen einschließlich Maßnahmen aufgrund behördlicher Anordnung im Rahmen eines gewöhnlichen Kraftwerksbetriebes nach pflichtgemäßem Ermessen planen und durchführen.
- 3.4 Revisionen werden von STEAG jeweils für das jeweilige Sommerhalbjahr (01. Mai – 30. September) geplant und die Zeiträume mit Amprion bis 31. Oktober des Vorjahres abgestimmt. Unterjährige planbare Nichtverfügbarkeiten werden mit Amprion ebenfalls mit ausreichend zeitlichem Vorlauf abgesprochen.
- 3.5 Rechtlich vorgeschriebene oder durch Behörden angeordnete Prüfungen und Auflagen sind durch STEAG zu erbringen.

#### Versicherungen

- 3.6 STEAG sorgt für einen Versicherungsschutz der Anlage nach den bisher selbst praktizierten Grundsätzen. Hierzu gehören insbesondere das Vorliegen einer Maschinen- sowie einer Feuer- und Haftpflichtversicherung. Sollten Anpassungen beim Versicherungsschutz erforderlich werden, wird STEAG für den Abschluss eines entsprechenden Versicherungsvertrages sorgen. Sollten aufgrund Vorgaben von Amprion dadurch Mehrkosten entstehen, werden diese von Amprion getragen.
- 3.7 Hat Amprion nach einem auftretenden Schadensfall während der Vertragslaufzeit die Kosten für die Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft gemäß Ziffer 2.2 getragen und STEAG Zahlungen aus einer der vorstehenden Versicherungen erhalten, so hat Amprion bis zur Höhe dieser Zahlung einen Erstattungsanspruch gegenüber STEAG, soweit sich die Leistungen der Versicherung auf Maßnahmen zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft beziehen. Erhöhen sich in der Folge die von STEAG zu zahlenden Prämien, so wird die Differenz zur bisherigen Höhe der Versicherungsprämie nach Abstimmung mit der Bundesnetzagentur durch Amprion getragen.



## Innerbetriebliche Leistungen / Stromeigenbedarf

- 3.8 STEAG verpflichtet sich, den zum Betrieb und zur betriebsbereiten Vorhaltung der Anlage erforderlichen Elektrizitätsbedarf (Stromeigenbedarf) zu decken.
- 3.9 Ferner führt STEAG die Bearbeitung technischer, betriebs- und finanzwirtschaftlicher, steuerlicher, organisatorischer und rechtlicher Angelegenheiten durch. Hierzu zählt insbesondere die IT-Anbindung und Wartung, der Kraftwerkseinsatz, das Bilanzkreismanagement sowie das Beschaffungs- und Vertragsmanagement (z.B. für Brennstoff, CO<sub>2</sub>, Entsorgung usw.). Außerdem stellt STEAG die Kraftwerksleitung.

## 4. Einsätze der Anlage

### Einsatzanforderung

- 4.1 STEAG ist verpflichtet, Anforderungen von Amprion zum Einsatz der Anlage zur Durchführung von Systemsicherheitsmaßnahmen (Einsatzanforderung) gemäß dem zwischen den Vertragspartnern abgestimmten Servicelevel (siehe Anhang 2) zu erfüllen. Dies gilt nicht insoweit, als die Leistungseinschränkungen nach Ziffer 5 bestehen.

Eine Einsatzanforderung darf die Mindestbetriebszeit der Anlage nicht unterschreiten.

- 4.2 STEAG unterliegt ausschließlich hinsichtlich des Aspekts, ob eine Einspeisung erfolgen soll, sowie hinsichtlich der Höhe der einzuspeisenden Wirk- und Blindleistung und des Einspeisungszeitraums nach Maßgabe von Anhang 4 den Einsatzanforderungen von Amprion.

Zur Einsatzanforderung sendet Amprion nach telefonischer Abstimmung mit STEAG einen Einsatzfahrplan, der die Höhe und Dauer der zu liefernden Leistung unter Berücksichtigung des Servicelevels und der technischen Randbedingungen gemäß Anhang 2 regelt. Der detaillierte Anforderungsprozess wird in Anhang 4 geregelt. Die telefonische Einsatzanforderung ist verbindlich. Die Textform dient lediglich zu Dokumentationszwecken und erfolgt im Nachgang.

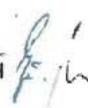
- 4.3 STEAG ist berechtigt, von Einsatzanforderungen abzuweichen, sofern und soweit STEAG auf Grundlage einer Prognose auf Basis der ex-ante Erkenntnismöglichkeiten zum Zeitpunkt der Entscheidung über die Abweichung von der Einsatzanforderung annimmt, dass eine Umsetzung dieser Einsatzanforderung:
- a) gegen Gesetze und sonstige allgemeingültige Vorschriften (einschließlich Umwelt- oder Arbeitsschutzrecht) verstoßen würde oder

- b) gegen Verpflichtungen oder Auflagen aus Genehmigungen oder Erlaubnissen verstoßen würde oder
- c) Leib und Leben oder die Gesundheit von Menschen gefährden würde oder
- d) gegen die anerkannten Regeln der Technik verstoßen würde; dabei gelten für die Anlage dieselben Regeln wie für regulär im Markt eingesetzte Kraftwerke oder
- e) zu einem erheblichen Schaden an der Anlage

führen könnte.

Hinsichtlich der Ausübung ihrer Berechtigung zum Abweichen von Einsatzanforderungen ist STEAG nicht in der Lage und daher nicht verpflichtet, etwaige Auswirkungen einer solchen Abweichung auf das Elektrizitätsversorgungssystem zu überprüfen. Sofern und soweit während der nach der originären Einsatzanforderung angeforderten Zeitraumes ein zur Abweichung berechtigender Umstand nach Ziffer 4.3 ganz oder teilweise wegfällt, ist STEAG verpflichtet, Amprion schnellstmöglich hierüber in Kenntnis zu setzen.

- 4.4 Falls STEAG den zur Abweichung von einer Einsatzanforderung berechtigenden Umstand nach Ziffer 4.3 durch mindestens grob fahrlässiges Verhalten zu vertreten hat, bleibt es Amprion unbenommen, STEAG auf Ersatz eines durch die Abweichung von der Einsatzanforderung entstandenen Schadens in Anspruch zu nehmen. Hat STEAG die Wartung und Instandhaltung der Anlage nach den anerkannten Regeln der Technik durchgeführt, hat sie einen zur Abweichung von einer Einsatzanforderung berechtigenden Umstand, sofern und soweit dieser die Wartung und Instandhaltung betrifft, nicht zu vertreten. Dies gilt auch für den Fall, dass Amprion eine von STEAG gemeldete Maßnahme nach Ziffer 2.2 nicht freigegeben hat und die Abweichung von einer Einsatzanforderung darauf beruht, dass die nicht freigegebene Maßnahme nicht durchgeführt wurde.
- 4.5 STEAG wird die Anlage gemäß § 13c Abs. 2 EnWG i.V.m. § 7 NetzResV ausschließlich auf Einsatzanforderung von Amprion gemäß den in diesem Vertrag vereinbarten Regelungen einsetzen. Probestarts gemäß Ziffer 4.9 und 4.10 erfolgen nach Abstimmung mit Amprion.
- 4.6 STEAG wird die Anlage unter Beachtung der gesetzlichen Vorschriften, behördlichen und vertraglichen Auflagen und Bedingungen, den anerkannten Regeln der Technik und nach Maßgabe dieses Vertrages betreiben.
- 4.7 Die Übergabestelle von Stromlieferungen ist der vertraglich vereinbarte Netzanschlusspunkt der Anlage zwischen STEAG und Amprion.



## Vorwärmung und Beheizung

- 4.8 Soweit zur Gewährleistung der Systemsicherheit erforderlich, ist Amprion berechtigt, entsprechend des in Anhang 2 definierten Servicelevels STEAG zu beauftragen, die Anlagen im erforderlichen Maße vorwärmen und beheizen zu lassen (Warmphase).

## Probearbeitsstarts

- 4.9 Zur Bereithaltung und Sicherung der Betriebsbereitschaft und zur Minimierung des Risikos eines Startversagens führt STEAG Probearbeitsstarts nach Freigabe durch Amprion durch. STEAG informiert Amprion möglichst frühzeitig über erforderliche Probearbeitsstarts und das dabei abzufahrende Profil. Die Anforderung zum Probearbeitsstart ist an das Fahrplanmanagement Front Office Einsatzplanung E-Mail: [REDACTED] sowie in Kopie an [REDACTED] und [REDACTED] zu senden.
- 4.10 Rechtlich und behördlich vorgeschriebene Prüfungen (z.B. Kalibrierung) und Maßnahmen zur Mitarbeiterqualifikation sollen soweit möglich im Rahmen der Probearbeitsstarts durchgeführt werden. In Ausnahmefällen können diese nach Zustimmung der Amprion auch bei separat durchgeführten Probearbeitsstarts und -fahrten erfolgen.
- 4.11 Jeweils ca. 60 Tage nach dem letzten Anfahren der Anlage wird die Anlage nach Abstimmung mit Amprion bis zum Betrieb der Umwelteinrichtungen angefahren und für mind. 8 Stunden am Netz betrieben. Die Probearbeitsstarts sollen so geplant werden, dass sämtliche Schichten des Kraftwerkspersonals an mindestens 2 Einsätzen im Jahr mitwirken. Die Vertragspartner können sich im Einzelfall auf eine abweichende Frist nach Satz 1 verständigen.
- 4.12 STEAG überträgt Amprion die im Rahmen der Probearbeitsstarts und -fahrten nach Maßgabe von Ziffer 4.9 bis 4.11 erzeugte elektrische Energie in den Redispatchbilanzkreis der Amprion als Fahrplanlieferung entsprechend Ziffer 4.15. Hierzu wird STEAG bis 15:00 Uhr des zweiten Werktages vor den Probearbeitsstarts und -fahrten Amprion den Fahrplan mündlich und elektronisch per Fahrplan in einem abgestimmten Fahrplanformat an die E-Mail [REDACTED] sowie in Kopie an [REDACTED] und [REDACTED] zu senden.
- 4.13 Ansonsten gelten für die notwendigen Probearbeitsstarts die gleichen Regelungen wie für Abrufe der Anlage.

## Bilanzkreismanagement

- 4.14 STEAG führt das für den Betrieb der Anlage notwendige Bilanzkreis- und Zählwertmanagement durch.

- 4.15 STEAG stellt Amprion die im Rahmen des vorliegenden Vertrages erzeugte elektrische Arbeit im Bilanzkreis [REDACTED] (Redispatchbilanzkreis der Amprion) als Fahrplanlieferung aus dem Bilanzkreis [REDACTED] (Bilanzkreis STEAG) zur Verfügung.

#### Beschaffung von Einsatzstoffen, CO<sub>2</sub>-Zertifikaten und Entsorgung von Reststoffen

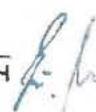
- 4.16 STEAG wird die im Rahmen der Einsätze verbrauchten Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe im Rahmen des technisch und rechtlich Möglichen wiederbeschaffen (Wiederbeschaffung) oder die Vorhaltung veranlassen. Näheres regelt Anhang 7.
- 4.17 STEAG wird jeweils bis zum [REDACTED] eines Jahres die im Rahmen dieses Vertrages über den Einsatz und die Vergütung der vorläufig stillgelegten Anlage erforderlichen CO<sub>2</sub>-Zertifikate des Vorjahres beschaffen. STEAG beschafft die CO<sub>2</sub>-Zertifikate im Rahmen ihres üblichen Beschaffungskonzeptes. Die hierbei anfallenden Kosten für die durchgeführten Kraftwerkseinsätze des Vorjahres werden Amprion von STEAG in Rechnung gestellt.
- 4.18 Die beim Einsatz anfallenden Entsorgungsprodukte wie Laugen, Säuren, Abfälle, Regenerierungswasser und Sonstige werden von STEAG gemäß den gesetzlichen Bestimmungen entsorgt.

#### Verwertung von Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffen

- 4.19 STEAG verpflichtet sich bei Rückkehr in den Strommarkt Bevorratungsmengen (gemäß Anhang 1 Ziffer 4) für bis zu [REDACTED] Amprion zum Wiederbeschaffungswert zu erstatten. Über die Verwendung/Verkauf darüber hinausgehender Bestände werden sich Amprion und STEAG im Ereignisfall verständigen. STEAG bemüht sich, die erforderlichen Genehmigungen zu einem ggf. erforderlichen Abtransport und Weiterverkauf der Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe zu erwirken. In dem Fall, dass diese Bemühungen keinen Erfolg haben, sorgt STEAG für die fachgerechte Entsorgung der gelagerten Stoffe. Die Vertragspartner stimmen überein, dass die vorstehenden Verpflichtungen gemäß Ziffer 4.18 ggf. auch nach Ablauf des Vertrages gemäß Ziffer 11 zu erfüllen sind und dabei als Bestandteil dieses Vertrages gelten.
- 4.20 Sofern STEAG eine endgültige Stilllegung der Anlage anzeigt und die Systemrelevanz der Anlage nicht weiter fortbesteht, gehen noch vorhandene Bevorratungsmengen für bis zu [REDACTED] mit dem Ablauf der Systemrelevanz in das Eigentum von Amprion über.

## **5. Leistungseinschränkung / Befreiung von der Leistungspflicht**

- 5.1 Insbesondere durch rechtlich vorgeschriebene Prüfungen (Kalibrierung) sowie Probestarts und -fahrten, durch Wartung, Instandsetzung sowie Revisionen, durch unterjährige planbare Kurzstillstände, durch nicht absehbare oder außergewöhnliche Schäden oder andere Ereignisse, Nachrüstungen oder Erneuerungen der Anlage, durch gesetzliche oder behördliche Auflagen und Verbote, durch Verzögerungen bei der Be- oder Wiederbeschaffung der Brennstoffe, der Hilfs- und Zusatzstoffe etc. kann es zur vorübergehenden Betriebseinschränkung der Anlage kommen. In diesen Fällen ist STEAG von der Pflicht zur Durchführung der Einsatzanforderung gemäß Ziffer 4.1 entsprechend dem Umfang der Betriebseinschränkung befreit. Zur Klarstellung ist festgehalten, dass STEAG verpflichtet ist, solche Betriebseinschränkungen auf das ihr zumutbare und geringstmögliche Maß zu beschränken.
- 5.2 Einsätze der Anlage unterliegen dem Risiko von Startversagern, von störungsbedingten Teilverfügbarkeiten oder eines vollständigen Ausfalls und längerfristiger technischer Nichtverfügbarkeit. In diesen Fällen ist STEAG bis zur Behebung der vorgenannten Störung von der Pflicht zur Durchführung der Einsatzanforderung gemäß Ziffer 4.1 befreit.
- 5.3 Der Einsatz der Anlage wird durch mögliche Transitbeschränkungen in unterlagerten Netzen nicht eingeschränkt.
- 5.4 Ist ein Vertragspartner aufgrund höherer Gewalt daran gehindert, seine vertraglichen Verpflichtungen ganz oder teilweise zu erfüllen, ist er von diesen Verpflichtungen befreit, soweit und solange die Fehler und Störungen nicht behoben sind. Höhere Gewalt meint ein unbeeinflussbares nicht abwendbares Ereignis oder einen Umstand, infolgedessen ein Vertragspartner seine Verpflichtungen aus diesem Vertrag nicht erfüllen kann, z. B. wegen Krieg, Streik, Aussperrung, Naturkatastrophen, Blitzschlag, etc.. Dem von der höheren Gewalt betroffenen Vertragspartner entsteht in diesem Fall im Hinblick auf die nicht erbrachten oder nicht abgenommenen Leistungen, Lieferungen oder Abnahmen keine Verpflichtung, Schadensersatz zu leisten. Der von höherer Gewalt betroffene Vertragspartner hat alle wirtschaftlich zumutbaren Maßnahmen zur Wiederherstellung der normalen Durchführung dieser Vereinbarung innerhalb der kürzest ihm möglichen Frist zu ergreifen.
- 5.5 Bei Verfügbarkeits- oder sonstigen Einschränkungen der Anlage nach Maßgabe von Ziffer 5.1 bis 5.4 wird STEAG Amprion unmittelbar nach Bekanntwerden über deren Umfang und voraussichtlicher Dauer benachrichtigen, soweit einschlägig, nach Ziffer 2.2, 2.3 oder 3.3 weiter verfahren und auf Anforderung von Amprion eine entsprechende Dokumentation nachreichen.



- 5.6 Bei jeglichen Störungen, die zu einer kurzfristigen Änderung der technischen Verfügbarkeit der Anlage führen, stimmen sich STEAG und Amprion zeitnah über die Auswirkungen auf die Fahrweise der Anlage ab.
- 5.7 Sollte STEAG einen Umstand in mindestens grob fahrlässiger Weise zu vertreten haben, der STEAG zur Verweigerung der Leistung berechtigt, bleibt es Amprion unbenommen, STEAG auf Ersatz eines durch die Abweichung von der Einsatzanforderung entstandenen Schadens in Anspruch zu nehmen. Dieser ist außer in den Fällen des Vorsatzes auf die Mehrkosten der Ersatzbeschaffung beschränkt. Ein weitergehender Anspruch wegen Abweichung von einer Einsatzanforderung ist außer in den Fällen des Vorsatzes ausgeschlossen.

## **6. Kostenerstattung und Rechnungslegung**

### **(Wieder-) Herstellung der Betriebsbereitschaft**

- 6.1 Amprion erstattet STEAG die nachgewiesenen Kosten zur erstmaligen Herstellung der Betriebsbereitschaft gemäß Ziffer 2.1. Die Höhe der zu erstattenden Kosten sowie weitere Einzelheiten sind dem Anhang 3 zu entnehmen.
- 6.2 Die nachgewiesenen Kosten für die erforderliche Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft nach Ziffer 2.2 werden gemäß § 13c Abs. 1 EnWG i.V.m. § 9 Abs. 2 Nr. 2 NetzResV durch Amprion erstattet. Die Kosten der STEAG werden nach Abschluss einzelner Maßnahmen und Vorliegen sämtlicher Rechnungen bis zum 10. Werktag des Folgemonats Amprion in Rechnung gestellt. Teilabrechnungen sind möglich, sobald mindestens 70 % der erwarteten Kosten einer Maßnahme STEAG in Rechnung gestellt wurden. Im Einvernehmen zwischen den Vertragspartnern kann von der vorgenannten Schwelle abgewichen werden.

### **Vorhaltung der Betriebsbereitschaft**

- 6.3 Für die Vorhaltung der Betriebsbereitschaft der Anlage zahlt Amprion an STEAG die notwendigen Kosten, die nicht den Kosten aus den Ziffer 6.1 und 6.2 zuzuordnen sind, gemäß § 13c Abs. 1 EnWG i.V.m. § 9 Abs. 2 Nr. 2 NetzResV. Die Höhe der Betriebsbereitschaftsauslagen sowie weitere Einzelheiten diesbezüglich sind in Anhang 3 festgelegt.
- 6.4 Die Betriebsbereitschaftsauslagen werden, sofern nichts anderes vereinbart, jeweils bis zum 10. Werktag des Folgemonats für den vorangegangenen Monat Amprion in Rechnung gestellt oder per Gutschriftverfahren durch Amprion vergütet.

#### Einsätze der Anlage

- 6.5 Kosten für Einsätze der Anlage gemäß Ziffer 4.1 bis 4.16 und ggf. weitere ein-  
satzabhängige Kosten werden von Amprion gemäß § 13c Abs. 2 EnWG i.V.m.  
§ 9 Abs. 2 Nr. 1 NetzResV und § 6 Abs. 3 Nr. 1 NetzResV erstattet. Weitere  
Einzelheiten dazu werden in Anhang 3 geregelt.
- 6.6 Die Ausgleichsenergiekosten, die im Bilanzkreis der STEAG anfallen, werden  
STEAG von Amprion auf Istkostenbasis erstattet. Erlöse aus Ausgleichsenergie  
werden an Amprion weitergereicht.
- 6.7 Die anfallenden Kosten werden jeweils zum 15. Werktag des Folgemonats für  
den vorangegangenen Monat Amprion in Rechnung gestellt oder per Gutschrift-  
verfahren durch Amprion vergütet.

#### Anteiliger Werteverbrauch

- 6.8 Amprion erstattet STEAG den anteiligen Werteverbrauch der technischen An-  
lage oder Anlagenteile gemäß § 13c Abs.1 Satz 1 Nr. 3 EnWG i.V.m. § 9 Abs. 2  
Nr. 3 NetzResV. Die Höhe des zu erstattenden anteiligen Werteverbrauchs so-  
wie weitere Einzelheiten sind dem Anhang 3 zu entnehmen.
- 6.9 Der anfallende anteilige Werteverbrauch wird jeweils zum 15. Werktag des Fol-  
gemonats für den vorangegangenen Monat Amprion in Rechnung gestellt oder  
per Gutschriftverfahren durch Amprion vergütet.

#### Rechnungsstellung und Fälligkeit

- 6.10 Rechnungen an Amprion sind unter den Anforderungen eines entsprechenden  
Nachweises i.S.d. Ziffer 6.13 an den zentralen Rechnungseingang der Amprion  
zu stellen:

Amprion GmbH  
[REDACTED]  
Robert-Schuman-Straße 7  
44263 Dortmund

- 6.11 Als Nachweis genügt die Vorlage einer durch einen Dritten an STEAG gestellten  
Rechnung bzw. der anderweitige Nachweis entsprechender Kosten. Für eigens  
von STEAG erbrachte Leistungen genügen als Nachweis interne Verrech-  
nungsbelege. Sofern Amprion ein berechtigtes Interesse an Nachweisen in ei-  
ner anderen Form oder einem anderen Umfang hat, wird STEAG Amprion auf  
Nachfrage solche Nachweise zur Verfügung stellen, soweit dies für STEAG  
nicht unzumutbar ist.
- 6.12 Rechnungen sind binnen 15 Werktagen nach Rechnungseingang fällig.

- 6.13 Für die Rechtzeitigkeit von Zahlungen der Amprion ist der Zahlungseingang bei STEAG maßgeblich. Bei verspätetem Zahlungseingang gelten die gesetzlichen Regelungen.
- 6.14 Die Rechnungen sind entsprechend den gesetzlichen Regeln des UStG (insbesondere §§ 14, 14a UStG) auszustellen. Alle abzurechnenden Beträge sind Netto-Beträge. Hinzu kommt die gesetzlich geschuldete Umsatzsteuer im Zeitpunkt der Leistungserbringung.
- 6.15 Alle Zahlungen aus diesem Vertrag stehen unter dem Vorbehalt einer Freigabe bzw. Genehmigung durch die BNetzA, sofern die Freigabe bzw. Genehmigung durch die BNetzA vorab noch nicht erfolgt ist. Nach Freigabe bzw. Genehmigung der Kosten durch die BNetzA werden zu wenig gezahlte Zahlungen an STEAG nachgezahlt bzw. zu viel erhaltene Zahlungen von STEAG zurückerstattet. Davon unberührt bleibt der Vorbehalt gemäß Ziffer 1 Satz 4 dieses Vertrages.

#### Stromsteuer und Energiesteuer

- 6.16 Die Vertragspartner sind sich einig, dass Amprion in seiner Eigenschaft als Versorger i.S.d. StromStG und Erlaubnisinhaber nach § 4 StromStG die von STEAG erzeugte elektrische Energie unversteuert übernimmt. Hierfür stellt Amprion STEAG den Versorgererlaubnisschein nach § 4 Abs. 2 StromStG zur Verfügung [REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED] -  
Eigenschaft als Versorger bzw. Eigenzeuger i.S.d. StromStG für die stromsteuerliche und energiesteuerliche Eigenverbrauchsbesteuerung des Anlagenbetriebs selbst verantwortlich. Energie- und stromsteuerlicher Verwender für beim Anlageneinsatz verbrauchte Energieerzeugnisse und Strom ist die STEAG. STEAG ist damit der Entlastungsberechtigte gegenüber dem Hauptzollamt für beim Anlagenbetrieb eingesetzte Energieträger. Kostenerstattungen des Anlagenbetriebs für von STEAG eingesetzte Brennstoffe und der Stromeigenbedarf stellen keine strom- und energiesteuerlichen Lieferungen von Energieträgern und Strom von STEAG an Amprion dar.

#### 7. Bereitstellung von Informationen

Die Vertragspartner benennen in den Anhängen 4, 5 und 6 Ansprechpartner, die an der Umsetzung des vorliegenden Vertrags beteiligt sind.

## **8. Allgemeine Haftungsregelungen**

8.1 Die Vertragspartner haften einander für Sach- und Vermögensschäden, die aus einer schuldhaften Verletzung wesentlicher Vertragspflichten herrühren. Die Haftung ist im Fall leicht fahrlässigen Verschuldens auf vertragstypische, vorhersehbare Schäden begrenzt und für mittelbare Schäden ausgeschlossen. Im Fall der Verletzung nicht wesentlicher Vertragspflichten haften die Vertragspartner einander nur für vorsätzliches und grob fahrlässiges Handeln, wobei die Haftung für grob fahrlässig verursachte Sach- und Vermögensschäden auf den vertragstypisch, vorhersehbaren Schaden begrenzt und für mittelbare Schäden ausgeschlossen ist.

- a) Unter wesentlichen Vertragspflichten werden hier die Verpflichtungen verstanden, deren Erfüllung die ordnungsgemäße Durchführung des Vertrages überhaupt erst ermöglicht und auf deren Einhaltung der Vertragspartner regelmäßig vertraut und vertrauen darf.
- b) Vertragstypische, vorhersehbare Schäden sind solche, die der Vertragspartner bei Vertragsschluss als mögliche Folge einer Vertragsverletzung vorausgesehen hat oder unter Berücksichtigung der Umstände, die ihm bekannt waren oder die er hätte kennen müssen, bei Anwendung der verkehrsüblichen Sorgfalt hätte voraussehen müssen. Die Vertragspartner sind sich einig, dass der vertragstypische, vorhersehbare Schaden eine Summe von [REDACTED] pro Schadensfall und Jahr nicht übersteigt.

8.2 Die Vertragspartner haften einander für Schäden aus der schuldhaften Verletzung des Lebens, des Körpers oder der Gesundheit.

8.3 Eine Haftung der Vertragspartner nach zwingenden Vorschriften des Haftpflichtgesetzes und anderen Rechtsvorschriften bleibt unberührt.

8.4 Die Ziffer 8.1 bis 8.3 gelten auch zugunsten der gesetzlichen Vertreter, Arbeitnehmer sowie der Erfüllungs- oder Verrichtungsgehilfen der Vertragspartner, soweit diese für den jeweiligen Vertragspartner Anwendung finden.

## **9. Änderung der Verhältnisse**

9.1 Die Vertragspartner sind sich darüber einig, dass sie bei wesentlichen Änderungen der wirtschaftlichen, technischen oder rechtlichen Verhältnisse (inkl. regulatorischer Vorgaben) in Gespräche darüber eintreten werden, ob und gegebenenfalls auf welche Weise diese Änderungen eine Modifikation dieses Vertrages verlangen. Beide Vertragspartner sind berechtigt, eine Anpassung des Vertrages zu verlangen, wenn zukünftige für einen oder beide Vertragspartner bindende Gesetze oder Verordnungen, rechtskräftige Entscheidungen von Gerichten oder bestandskräftige Entscheidungen von Behörden, insbesondere der

BNetzA, den Regelungen aus diesem Vertrag ganz oder teilweise entgegenstehen sollten.

- 9.2 Sollte sich aus einer rechtskräftigen Entscheidung eines Gerichts oder der Bundesnetzagentur, die gegenüber den Vertragspartnern ergeht, ergeben, dass die angemessene Vergütung, die Amprion nach diesem Vertrag an STEAG zahlt, zu gering oder zu hoch ist, so wird die angemessene Vergütung rückwirkend in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur entsprechend angepasst und eine Nachzahlung durch Amprion bzw. eine Rückzahlung durch STEAG vorgenommen.
- 9.3 Sollte sich darüber hinaus aus einer rechtskräftigen Entscheidung eines Gerichts oder der Bundesnetzagentur, die gegenüber Dritten ergeht, ergeben, dass die angemessene Vergütung, die Amprion nach diesem Vertrag an STEAG zahlt, zu gering oder zu hoch ist, werden die Vertragspartner eine entsprechende Anpassung der Vergütung für die Zukunft und auch rückwirkend in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur vornehmen. Ist die Bundesnetzagentur mit einer Anpassung nach vorstehendem Satz nicht einverstanden, werden sich die Vertragspartner bei den entsprechenden Verhandlungen und/oder einem Rechtsstreit gegenüber der Bundesnetzagentur bestmöglich unterstützen mit dem Ziel, eine Anpassung der angemessenen Vergütung zu erreichen.

## 10. Gerichtsstand

Für Rechtsstreitigkeiten aus und im Zusammenhang mit diesem Vertrag vereinbaren die Vertragspartner als ausschließlichen Gerichtsstand Dortmund.

## 11. Vertragsdauer und –beendigung

Der Vertrag tritt zum 03.11.2019, 00:00 Uhr, in Kraft. Der Vertrag hat eine Laufzeit bis zum 30.04.2020, 24:00 Uhr.

Setzt STEAG die Anlage nach Ablauf der Dauer der Systemrelevanz-Ausweisung wieder eigenständig an den Strommärkten ein, ist der Restwert der investiven Vorteile, die STEAG erhalten hat, zu erstatten. Maßgeblich ist der Restwert zu dem Zeitpunkt, ab dem die Anlage wieder eigenständig an den Strommärkten eingesetzt wird.

## 12. Teilunwirksamkeit, Vertragslücken, Vertragsauslegung

Sollten einzelne Bestimmungen dieses Vertrages unwirksam oder undurchführbar sein oder nach Vertragsschluss unwirksam oder undurchführbar werden, bleibt davon die Wirksamkeit des Vertrages im Übrigen unberührt. An die Stelle der unwirksamen oder undurchführbaren Bestimmung soll diejenige wirksame und durchführbare Regelung treten, deren Wirkungen der Zielsetzung am

nächsten kommen, die die Vertragspartner mit der unwirksamen bzw. undurchführbaren Bestimmung verfolgt haben. Die vorstehenden Bestimmungen gelten entsprechend für den Fall, dass sich der Vertrag als lückenhaft erweist.

### 13. Vertragsausfertigung

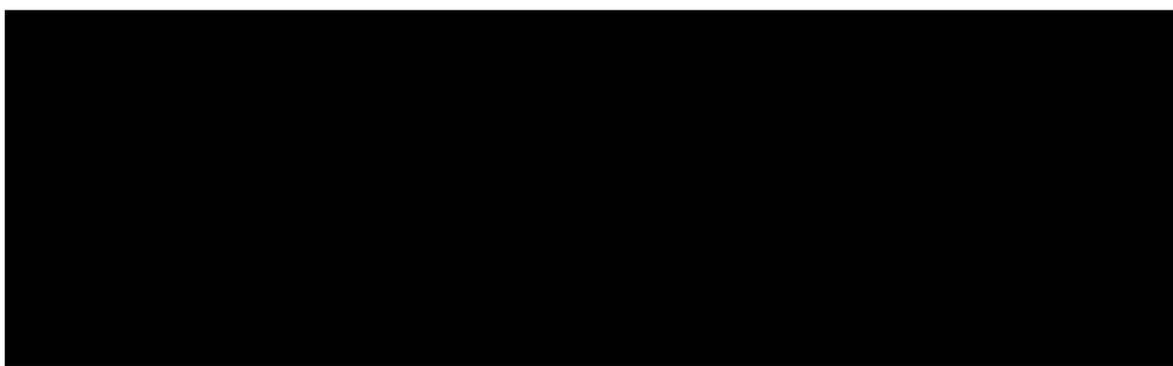
Der Vertrag über den Einsatz und die Vergütung der vorläufig stillgelegten Anlage wird doppelt ausgefertigt; jeder Vertragspartner erhält eine Ausfertigung. Amprion stellt der BNetzA eine Abschrift zur Verfügung. Dabei werden die Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse der Vertragspartner gekennzeichnet.

### 14. Vertragsanhänge

Die folgenden Anhänge sind integraler Bestandteil dieses Vertrags und können bei Bedarf angepasst werden:

- Anhang 1: Herstellung der Betriebsbereitschaft
- Anhang 2: Servicelevel
- Anhang 3: Festlegung der Vergütung
- Anhang 4: Einsatzanforderung
  - Anlage 1 Kontaktstellen Amprion
  - Anlage 2 Kontaktstellen STEAG
  - Anlage 3 Anforderungsformular
- Anhang 5: Ansprechpartner STEAG
- Anhang 6: Ansprechpartner Amprion
- Anhang 7: Beschaffungskonzept Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe

### 15. Unterschriften



**Anhang 1: Herstellung der Betriebsbereitschaft**

1. Mit Schreiben vom 6. August 2018 wurde STEAG durch die Amprion zur Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft aufgefordert.
  
2. Die Betriebsbereitschaft einer Netzreserveanlage ist für Amprion erfüllt, wenn die folgenden Voraussetzungen kumulativ gegeben sind:
  - Technischer Zustand der Anlage, der einen jederzeitigen Betrieb ermöglicht.
  - Vorliegen der erforderlichen Genehmigungen.
  - Verfügbarkeit des für die Betriebsbereitschaft notwendigen Personals.
  - Vorhandensein bzw. Beschaffung sämtlicher für den oben angegebenen Einsatz erforderlichen Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe in einem für den unmittelbaren Einsatz erforderlichen Zustand.
  
3. Zur Herstellung bzw. zum Erhalt der Betriebsbereitschaft des Kraftwerkes Bexbach sind innerhalb des Vertragszeitraumes keine Revisionsmaßnahmen durchgeführt worden.
  
4. Zur Herstellung bzw. zum Erhalt der Betriebsbereitschaft des Kraftwerkes Bexbach werden zum Stichtag [REDACTED] die folgenden Mengen an Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffen in den Lagern am Kraftwerksstandort vorgehalten („Mindestmengen“):

	<b>Brenn- / Hilfs- Zusatzstoff</b>	<b>Menge</b>
1	[REDACTED]	[REDACTED]
2	[REDACTED]	[REDACTED]
3	[REDACTED]	[REDACTED]
4	[REDACTED]	[REDACTED]
5	[REDACTED]	[REDACTED]

Die hier aufgeführten Mengen ermöglichen einen Betrieb des Kraftwerkes von [REDACTED].

STEAG teilt Amprion den Bestand der oben aufgeführten Mengen jeweils zum Stichtag 31. Dezember eines Jahres zeitnah mit.

**Servicelevel Kraftwerk Bexbach**

Für die Anlagen gelten folgende, bei einer Anforderung durch Amprion zu beachtende, Randbedingungen (Servicelevel):

Anlage	Mindestleistung	maximaler Lastgradient im Lastfolgebetrieb	Einsatztage	Anforderungszeit bis zur Netzsynchro-nisation*)	Mindestbetriebszeit**)	Anforderungszeit bis zur Netztrennung
Bexbach						

**Technische Daten Kraftwerk Weiher, Block 3**



*[Handwritten signature]*

\*) Die konkrete Rückgabezeit ist im Ereignisfall zwischen Amprion und STEAG abzustimmen. Eine speisewasserseitige und luft-rauchgasseitige Warmhaltung ist technisch möglich. Diese verkürzt die Anfahrzeiten (z.B. Kaltstart) abhängig von den Aussentemperaturen um circa 4h.

\*\*\*) Die Mindestbetriebszeit ist vom zu erwartenden Lastregime und Anlagenzustand (z.B. Konservierung) abhängig und ist im Ereignisfall zwischen Amprion und STEAG abzustimmen.

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'L. J.', is located at the bottom right of the page, positioned above a horizontal dashed line.

## Anhang 3: Festlegung der Vergütung

I. (Wieder-) Herstellungskosten gemäß Ziffer 6.1 und 6.2 des Vertrages

Kosten für Maßnahmen im Zusammenhang mit der Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft gemäß Anhang 1 Ziffer 3, die nach Ziffer 2.2 des Vertrages erstattungsfähig sind, werden einzelfallbezogen und gemäß Ziffer 6.2 des Vertrages auf Istkostenbasis der Amprion in Rechnung gestellt. STEAG wird unter Beachtung der Ziffer 6.13 des Vertrages Amprion die Kosten in Rechnung stellen.

Kosten für Maßnahmen im Zusammenhang mit der Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft, welche nicht in Ziffer 3 von Anhang 1 aufgeführt wurden, werden einzelfallbezogen und gemäß Ziffer 2.2 dieses Vertrages erst nach Freigabe der Maßnahme durch Amprion auf Istkostenbasis erstattet.

II. Kosten für die Vorhaltung der Betriebsbereitschaft der Anlage gemäß Ziffer 3.1, 3.2, 6.3 und 6.4 des Vertrages

Für die Anlage werden folgende Kostenarten für die Vorhaltung der Betriebsbereitschaft festgelegt:

Pos.	Kostenart	Kosten	Zeitraum / Zeitpunkt
A	Vorhaltung der Betriebsbereitschaft		

Amprion erstattet die Betriebsbereitschaftsauslagen gemäß Ziffer 6.5 des Vertrages als Gutschrift.

III. Kosten für Einsätze und weitere einsatzabhängige Kosten gemäß Ziffer 6.6 des Vertrages

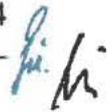
- Zur Abrechnung der einsatzabhängigen Kosten stellt STEAG Amprion für den Folgemonat sechs Werktage vor Beginn des Folgemonats ein Preisblatt zur Verfügung. Bis zum 5. Werktag des auf einen Abruf folgenden Kalendermonates kann STEAG Amprion ein aktualisiertes Preisblatt zur Verfügung stellen. Das Preisblatt beinhaltet einen Arbeitspreis und ist zu senden an:  


Der im Preisblatt übermittelte Arbeitspreis ist auf Anforderung durch Amprion von STEAG aufzuschlüsseln.

Der Arbeitspreis beinhaltet:

## a) Brennstoffkosten

Kosten für die Beschaffung von Kohle frei Kraftwerksstandort für den Probebetrieb, Mess-, Kalibrierungs- und Ausbildungsfahrten und den von Amprion veranlassten Kraftwerkseinsatz sowie anfallende Entsorgungskosten für Reststoffe. Beim Abbau der Mindestmenge gemäß Anhang 1 Ziffer 4



fallen keine Brennstoffkosten an, da Amprion diese bereits mit der Herstellung der Betriebsbereitschaft entrichtet hat.

b) Kosten für die Beschaffung der CO<sub>2</sub>-Zertifikate.

c) Kosten für Hilfs- und Zusatzstoffe (CaO, NH<sub>3</sub>, HS, HEL)

Kosten für die Beschaffung von CaO, NH<sub>3</sub>, HS, HEL frei Kraftwerksstandort für den Probetrieb, Mess-, Kalibrierungs- und Ausbildungsfahrten und den von Amprion veranlassten Kraftwerkseinsatz sowie anfallende Entsorgungskosten für Reststoffe.

d) Kosten für übrige Hilfs- und Zusatzstoffe

Kosten für die Beschaffung der übrigen Hilfs- und Zusatzstoffe (neben CaO, NH<sub>3</sub>, HS, HEL) für den Probetrieb, Mess-, Kalibrierungs- und Ausbildungsfahrten und den von Amprion veranlassten Kraftwerkseinsatz sowie anfallende Entsorgungskosten für Reststoffe. STEAG preist hierfür pauschal einen Wert von [REDACTED] in den Arbeitspreis ein.

e) Anfahrkosten

Kosten, die für den zusätzlichen Wärmebedarf bei der Anfahrt der Anlage anfallen.

f) Kosten für den elektrischer Eigenbedarf

Kosten, die aufgrund der Stromlieferung und die Netznutzung für den elektrischen Eigenbedarf der Anlage aus den 220 kV und 65 kV-Netzanschlüssen entstehen und nicht für Eigenverbrauch der Verwaltungsgebäude bestimmt sind.

g) Kosten für die Vorwärmung der Anlage

Kosten die aufgrund von Maßnahmen gemäß Ziffer 4.8 (Warmphase) des Vertrages STEAG entstehen. Die Kosten für die Vorwärmung des Kessels fallen nur an, wenn Amprion STEAG zur Vorwärmung des Kessels beauftragt hat.

2. Anhand des aktuellen Preisblattes zahlt Amprion an STEAG einen monatlichen Abschlag auf die Kosten für Einsätze der Anlage und weitere einsatzabhängige Kosten. Amprion erstattet den jeweiligen Betrag nach erfolgtem Leistungsabruf der Anlage gemäß Ziffer 6.8 des Vertrages als Gutschrift.
3. Nach Abschluss eines Kalenderjahres erfolgt eine Abschlussrechnung der Kosten und Erlöse für Einsätze durch Amprion. Hierfür erbringt STEAG bis zum 30. April des Folgejahres die notwendigen Nachweise der Kosten und Erlöse aus Ziffer 1 a) – g) anhand eines Wirtschaftsprüferzeugnisses. Amprion hat das Recht auf den Nachweis durch ein WP Testat zu verzichten. Bei der Abschlussrechnung werden bereits erfolgte Zahlungen nach Ziffer 2 sowie im Netzreservebilanzkreis der STEAG angefallenen Ausgleichsenergiekosten bzw. –erlöse des Kraftwerks berücksichtigt.

Mit der Abschlussrechnung werden unter Beachtung der geleisteten Abschlagszahlungen zuviel bzw. zu wenig gezahlte Beträge als Gutschrift bzw. Rechnung an STEAG ausgeglichen.

IV. Anteiliger Werteverbrauch gemäß Ziffer 6.9 des Vertrages

Die Vertragspartner vereinbaren, den anteiligen Werteverbrauch entsprechend dem BDEW-Branchenleitfaden "Vergütung von Redispatch-Maßnahmen" vom 18.04.2018 zu vergüten.

Der Leitfaden ist - als Anlage zu den freiwilligen Selbstverpflichtungen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber - Bestandteil des Beschlusses der Bundesnetzagentur, Az. BK8-18/0007-A vom 10.10.2018 zur Feststellung einer wirksamen Verfahrensregulierung der Kosten und Erlöse bzw. Erträge aus der Beschaffung und Vergütung von Redispatch-Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG.

Zur Abrechnung des anteiligen Werteverbrauchs stellt STEAG Amprion den spezifischen Wert (€/Betriebsstunde) auf dem Preisblatt (siehe Ziffer III.) zur Verfügung.



## Einsatzanforderung

### 1 Allgemeine Anforderungen

Die Einsatzanforderung des Kraftwerks Bexbach (nachfolgend Anlage genannt) erfolgt durch Amprion.

Amprion ist berechtigt, STEAG Einsatzanforderungen nach Maßgabe von Ziffer 4.1 des Vertrages zu erteilen. Die Einsatzanforderung umfasst insbesondere die Anfahrt der Anlagen zur Einspeisung und Erhöhung der Einspeisung bis zur jeweils maximalen, technisch möglichen Einspeisung unter Berücksichtigung des Servicelevels gemäß Anhang 2 des Vertrages.

Liegt eine Einsatzanforderung der Amprion außerhalb des vereinbarten Servicelevels, weist STEAG bei der telefonischen Abstimmung darauf hin. Amprion wird in diesem Fall die Einsatzanforderung entsprechend anpassen.

Eine Einsatzanforderung kann von Amprion mit angemessener Vorlaufzeit angepasst werden. In diesem Fall erteilt Amprion telefonisch eine neue Einsatzanforderung und sendet im Anschluss einen aktualisierten Einsatzfahrplan. Die telefonische Einsatzanforderung ist verbindlich. Die Textform dient lediglich zu Dokumentationszwecken und erfolgt im Nachgang.

Ungeplante Nichtverfügbarkeiten oder aus sonstigen technischen oder rechtlichen Gründen erforderliche Leistungsänderungen oder Abfahrten wird STEAG schnellstmöglich an Amprion melden und wenn notwendig eine erforderliche Anpassung oder Beendigung der Einspeisung mitteilen. Eine ungeplante Nichtverfügbarkeit in diesem Sinne ist beispielsweise der Ausfall oder Teilausfall einer Anlage oder eine Leistungseinschränkung gemäß Ziffer 5.1 bis 5.4 des Vertrages. Amprion wird in diesem Fall die Einsatzanforderung entsprechend anpassen.

### 2 Mitteilungs- und Informationspflichten

STEAG und Amprion tauschen nachfolgende Informationen aus. Bei Änderungen werden diese schnellstmöglich dem anderen Vertragspartner mitgeteilt. Die Kontaktdaten von Amprion bzw. STEAG sind diesem Anhang als Anlage 1 bzw. 2 beigefügt.

#### 2.1 Einsatzfahrpläne und Nichtbeanspruchbarkeiten der Anlagen

Die Einsatzplanungsdaten und Nichtbeanspruchbarkeiten werden gemäß der Festlegung von Datenaustauschprozessen im Rahmen eines Energieinformationsnetzes (Strom) der Bundesnetzagentur vom 16.04.2014 (Aktenzeichen BK6-13-200) Amprion zur Verfügung gestellt.

## 2.2 Anforderung der Wirkleistungsscheiben

Vor der Einsatzanforderung erfolgt stets eine telefonische Abstimmung zwischen Amprion und STEAG. Die Einsatzanforderung durch die Hauptschaltleitung der Amprion erfolgt telefonisch bindend und wird im Nachgang an STEAG in Textform (Fax oder E-Mail) gemäß Anforderungsformular (Anlage 3) bestätigt.

Amprion und STEAG tauschen einen Fahrplan im Viertelstundenraster mit konstanten Leistungswerten je Viertelstunde aus, aus welchem Beginn, Ende und der zeitliche Verlauf der Wirkleistungsanpassung hervorgehen (Anlage 3).

## 2.3 Anforderung von Blindleistung

Eine Blindleistungseinspeisung im Rahmen des technisch Möglichen der Anlage kann durch die Hauptschaltleitung der Amprion bei STEAG angefordert werden.

## 2.4 Dokumentation

Die zur Vertragserfüllung im Rahmen des Informationsaustausches zum Einsatz kommenden Kommunikationsverfahren und anzuwendenden Datenblätter bzw. Formulare werden zwischen den Vertragspartnern einvernehmlich abgestimmt.

## 2.5 Anlagen

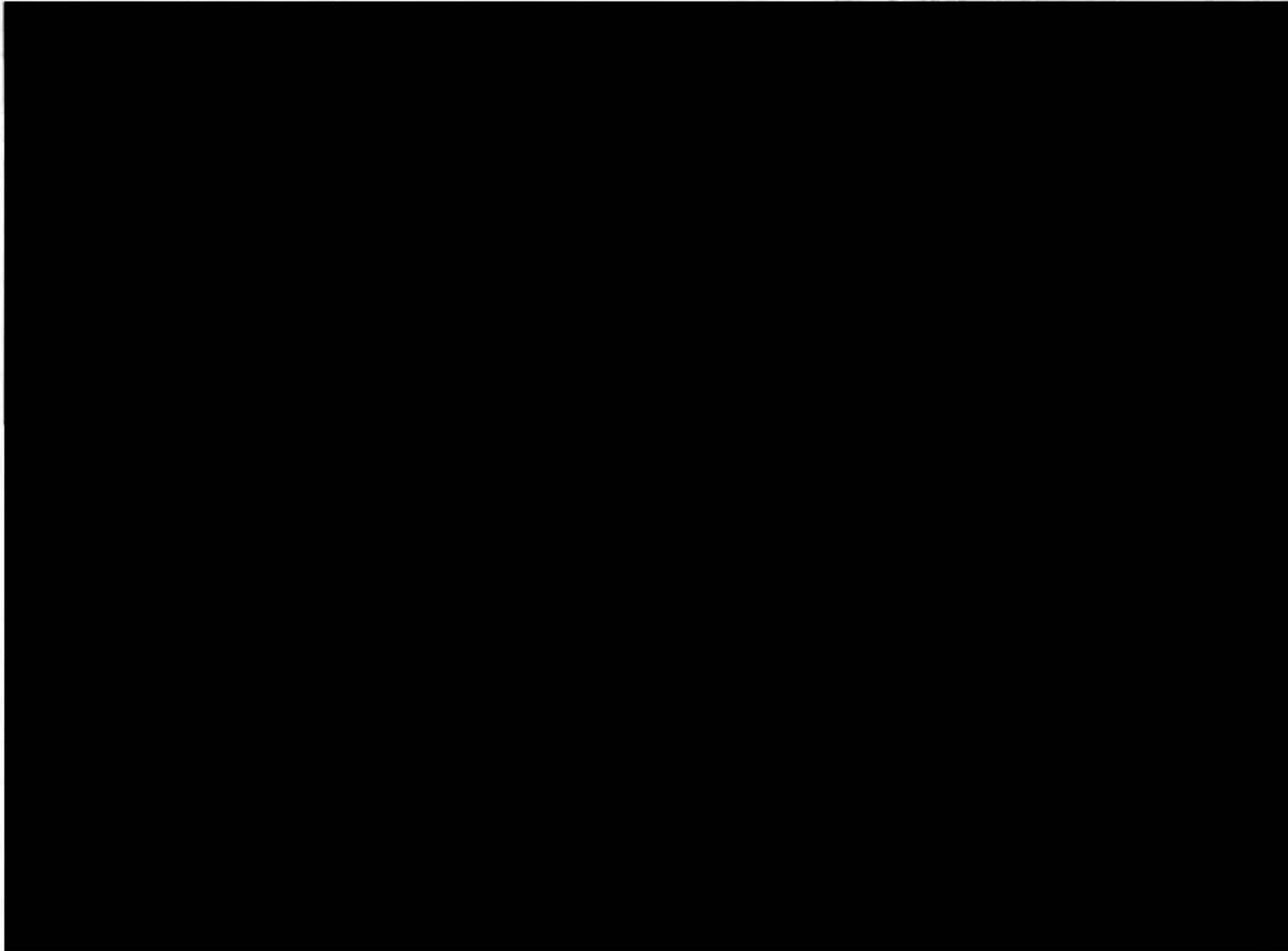
Anlage 1: Kontaktdaten Amprion

Anlage 2: Kontaktdaten STEAG

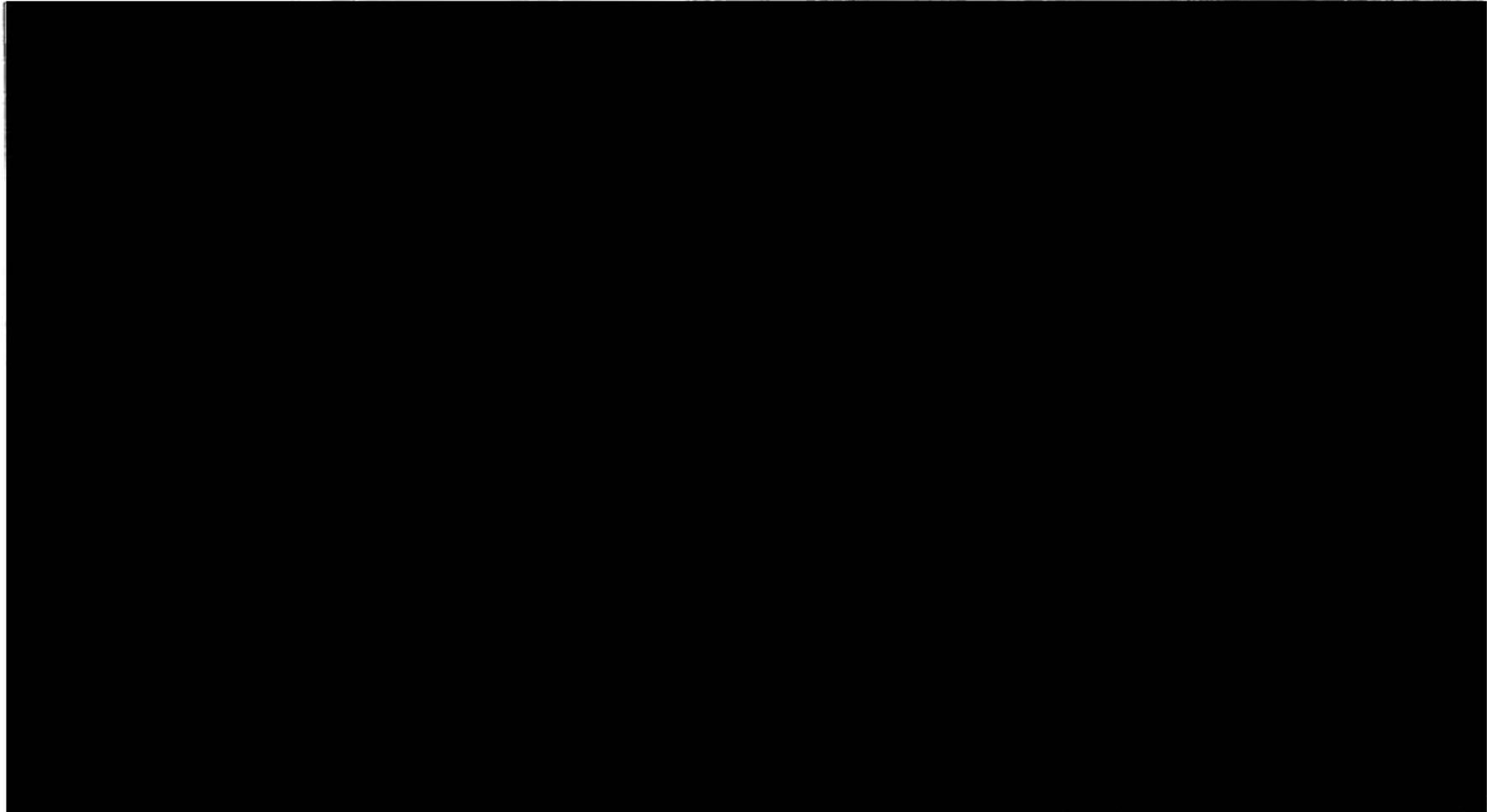
Anlage 3: Anforderungsformular / Fahrplanmuster



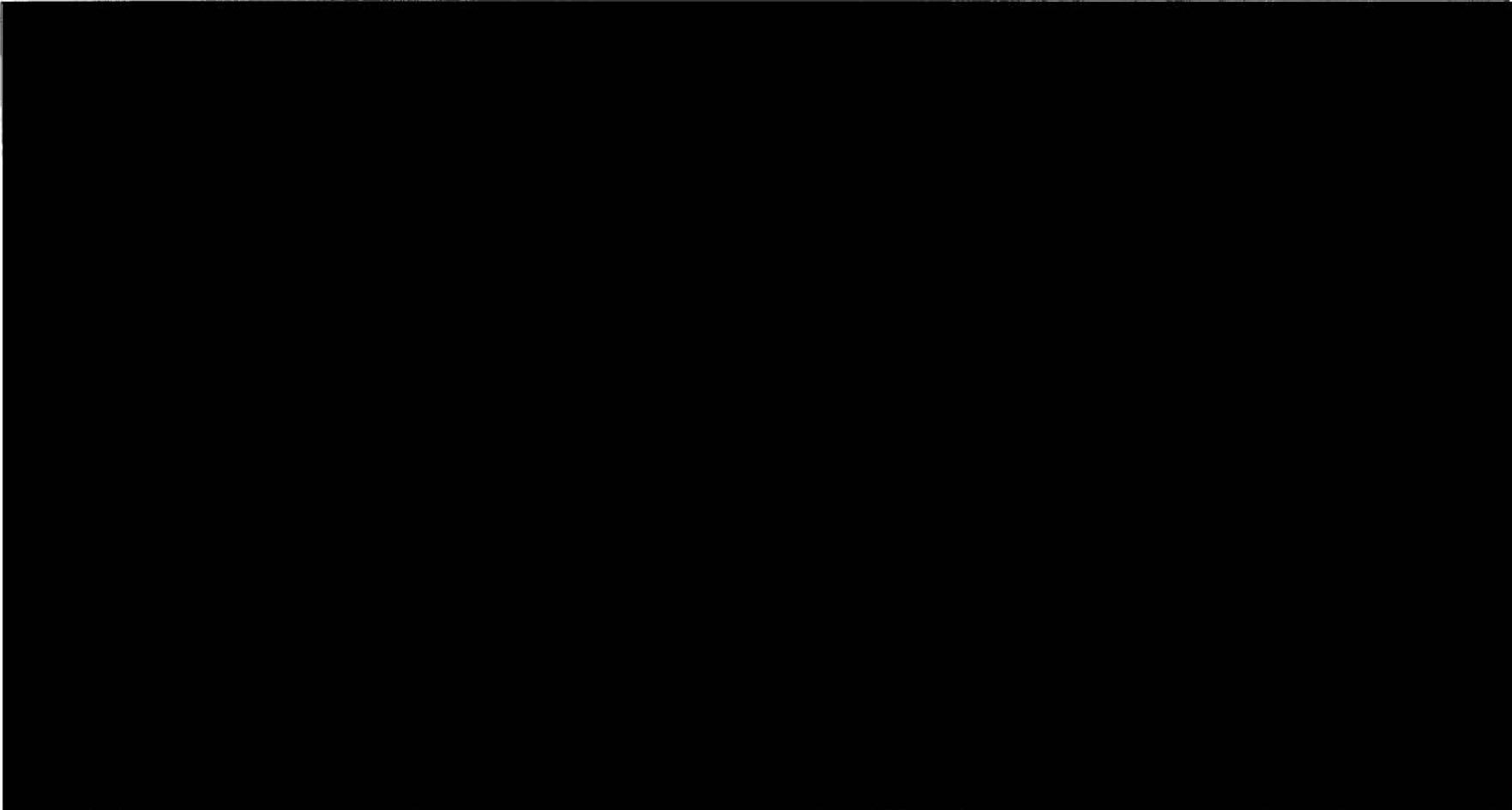
Kommunikationsverbindungen



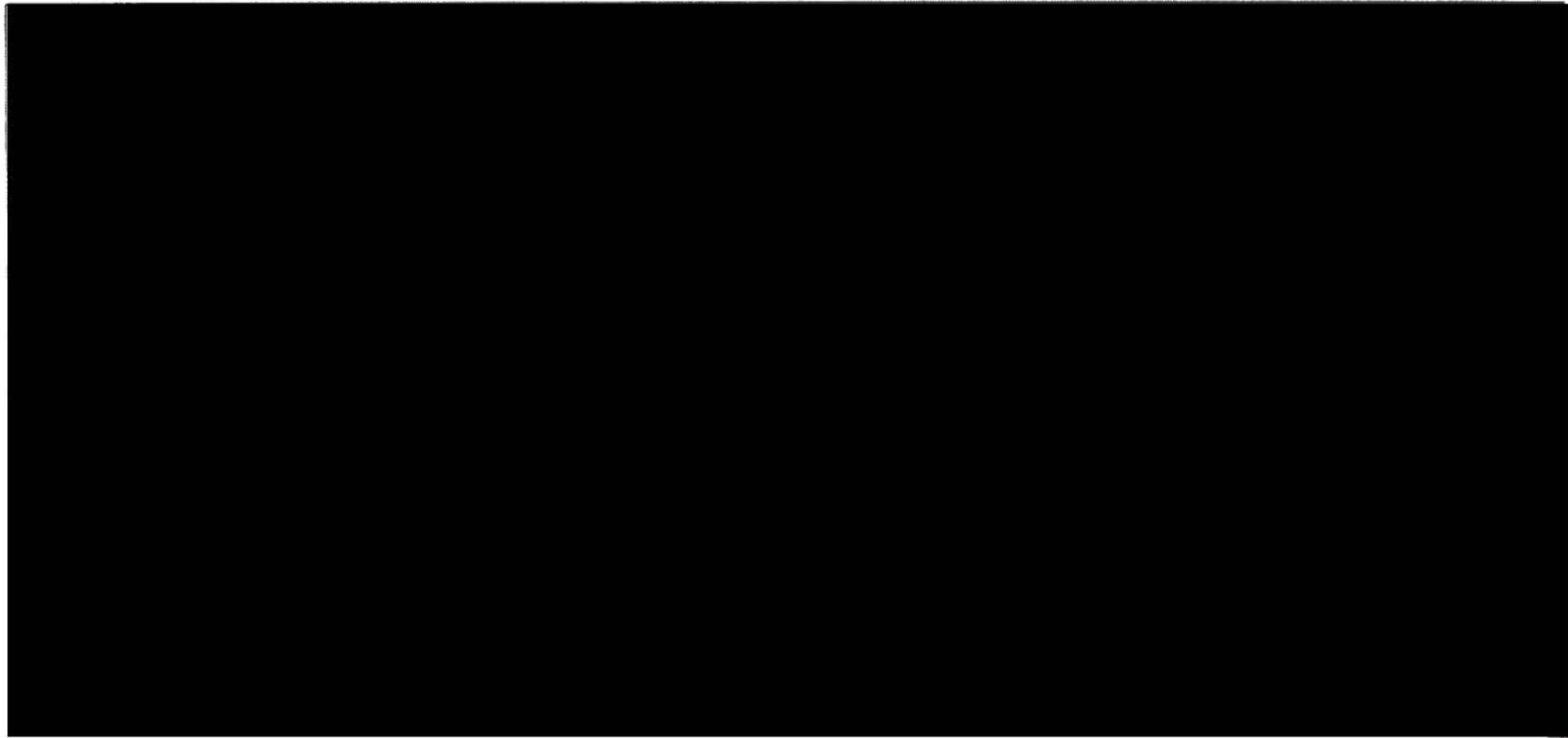
*E. Pi*



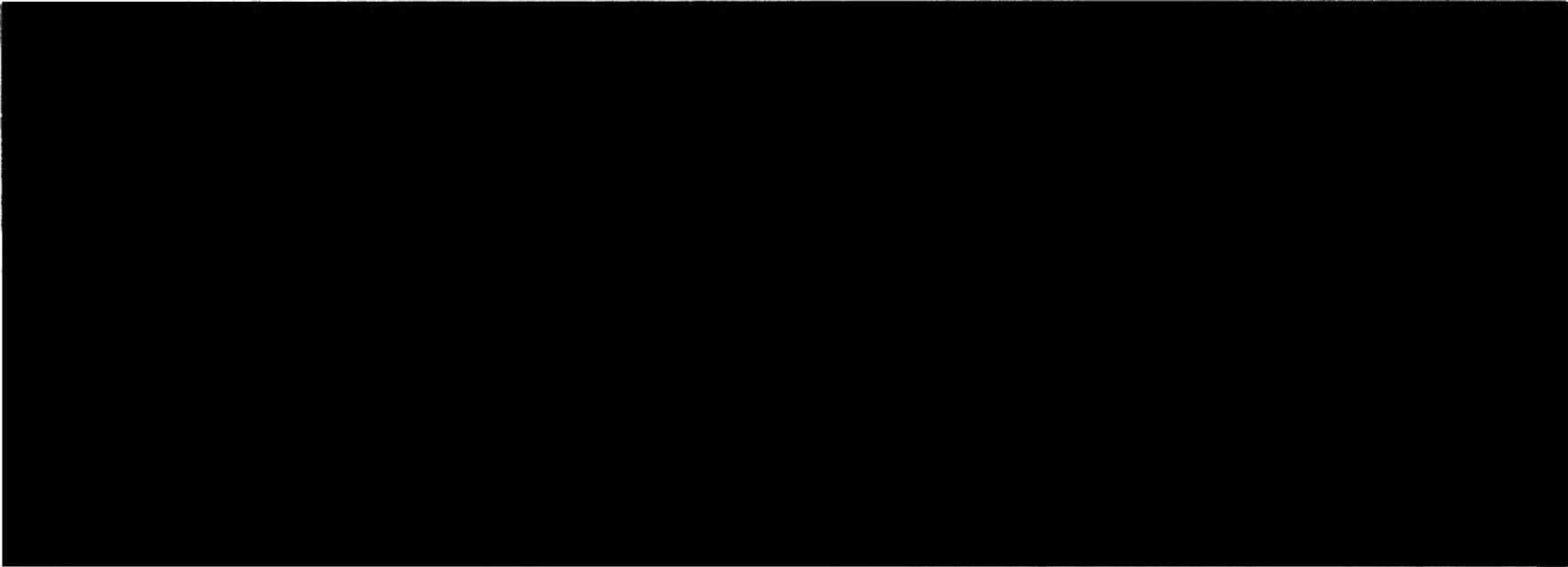
*[Handwritten signature]*



*P. ...*

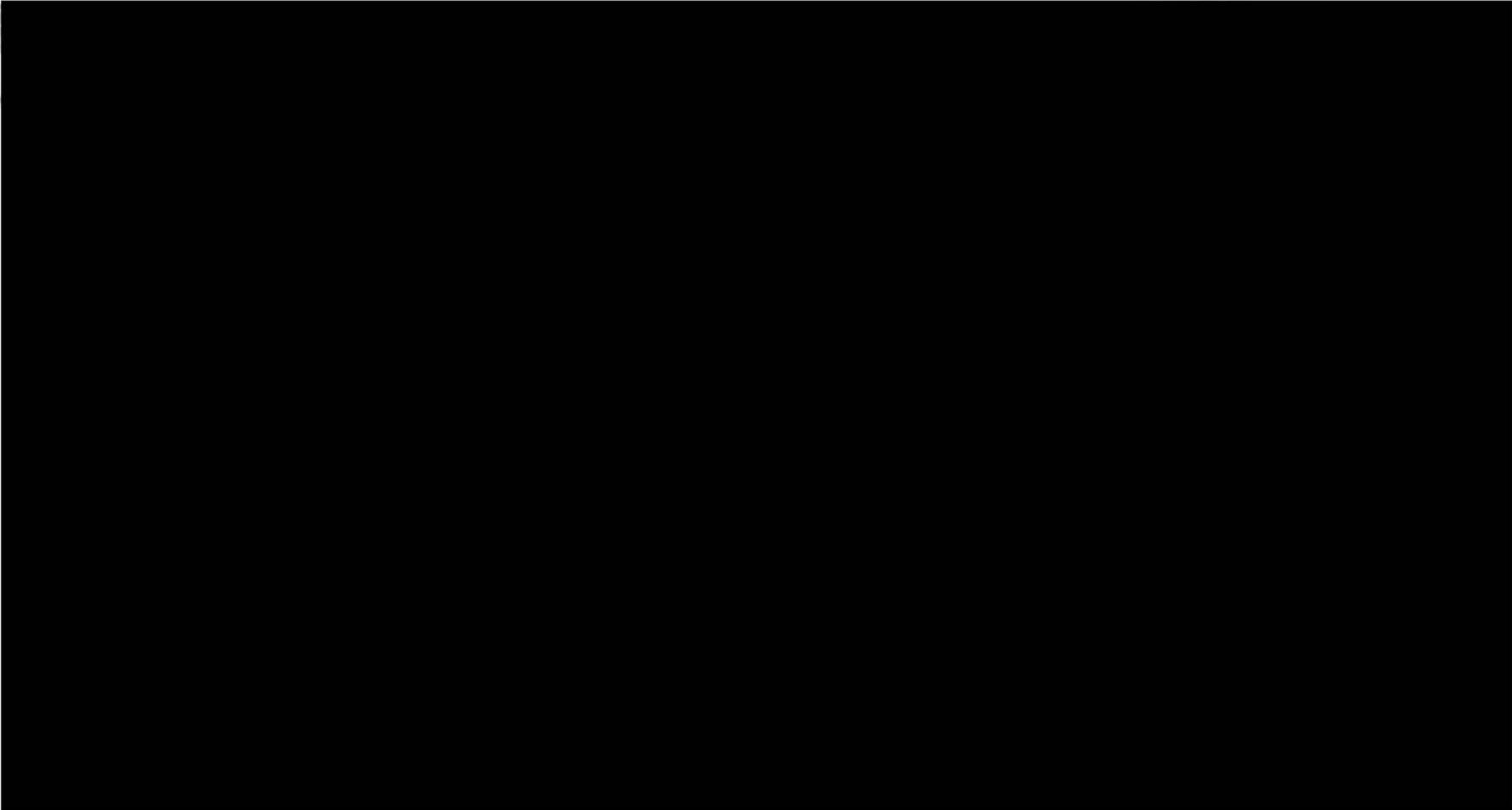


*Handwritten signature or initials in blue ink.*



*h. J.*

Kommunikationsverbindungen



*[Handwritten signature]*

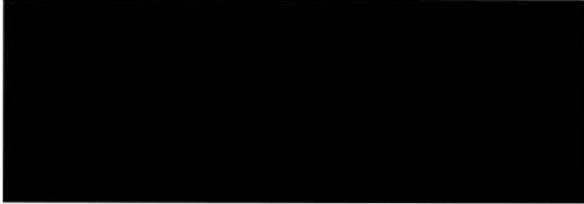


		Datum	de Mail ID
		zur Verfügung an folgende Kontakte Kontakt-ID Message-ID Message-Verdon Date Time	10:05-10:11 20:07-20:11 Kontakt-ID Kontakt-ID
von	zu		
00:00	00:15		
00:15	00:30		
00:30	00:45		
00:45	01:00		
01:00	01:15		
01:15	01:30		
01:30	01:45		
01:45	02:00		
02:00	02:15		
02:15	02:30		
02:30	02:45		
02:45	03:00		
03:00	03:15		
03:15	03:30		
03:30	03:45		
03:45	04:00		
04:00	04:15		
04:15	04:30		
04:30	04:45		
04:45	05:00		
05:00	05:15		
05:15	05:30		
05:30	05:45		
05:45	06:00		
06:00	06:15		
06:15	06:30		
06:30	06:45		
06:45	07:00		
07:00	07:15		
07:15	07:30		
07:30	07:45		
07:45	08:00		
08:00	08:15		
08:15	08:30		
08:30	08:45		
08:45	09:00		
09:00	09:15		
09:15	09:30		
09:30	09:45		
09:45	10:00		
10:00	10:15		
10:15	10:30		
10:30	10:45		
10:45	11:00		
11:00	11:15		
11:15	11:30		
11:30	11:45		
11:45	12:00		
12:00	12:15		
12:15	12:30		
12:30	12:45		
12:45	13:00		
13:00	13:15		
13:15	13:30		
13:30	13:45		
13:45	14:00		
14:00	14:15		
14:15	14:30		
14:30	14:45		
14:45	15:00		
15:00	15:15		
15:15	15:30		
15:30	15:45		
15:45	16:00		
16:00	16:15		
16:15	16:30		
16:30	16:45		
16:45	17:00		
17:00	17:15		
17:15	17:30		
17:30	17:45		
17:45	18:00		
18:00	18:15		
18:15	18:30		
18:30	18:45		
18:45	19:00		
19:00	19:15		
19:15	19:30		
19:30	19:45		
19:45	20:00		
20:00	20:15		
20:15	20:30		
20:30	20:45		
20:45	21:00		
21:00	21:15		
21:15	21:30		
21:30	21:45		
21:45	22:00		
22:00	22:15		
22:15	22:30		
22:30	22:45		
22:45	23:00		
23:00	23:15		
23:15	23:30		
23:30	23:45		
23:45	24:00		

li f.

**Ansprechpartner STEAG**

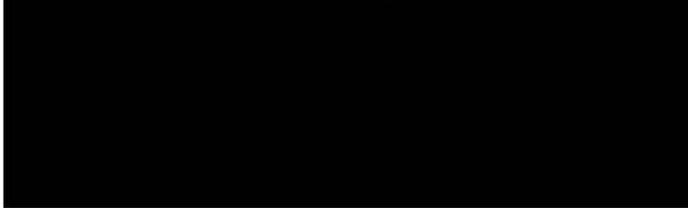
Firma: STEAG GmbH



*[Handwritten signature]*

**Ansprechpartner Amprion**

Firma: Amprion GmbH



A handwritten signature in blue ink, located at the bottom right of the page.

## Beschaffungskonzept Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe und Stromeigenbedarf

### Wiederbeschaffung von Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffen

Führt der Betrieb der Anlagen im Rahmen des gemäß Anhang 1 mit Amprion abgestimmten Einsatzszenarios und gemäß Ziffer 4.9 (Probearbeits) des Vertrages zum Unterschreiten einer „Mindestmenge“ an Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffen, so verpflichtet sich STEAG, die verbrauchten Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe unter Berücksichtigung der sich aus der Logistik ergebenden Losgrößen mindestens bis zur Mindestmenge wieder zu beschaffen („Wiederbeschaffung“).

Die Mindestmengen sind so gewählt, dass das mit Amprion gemäß Anhang 1 abgestimmte Anforderungsprofil jederzeit abrufbar ist. STEAG strebt an, die Unterschreitung der Mindestmengen nach Möglichkeit zu vermeiden. Zu diesem Zweck kann STEAG auch vor dem Unterschreiten der Mindestmenge die erforderlichen Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe beschaffen. Die Vertragspartner stimmen darin überein, dass das Anforderungsprofil nicht von einem durchgängigen Einsatz von [REDACTED] ausgeht. Da die Wiederbeschaffung mehr als 7 Tage benötigt, könnte dies u.a. zu Leistungseinschränkungen nach Ziffer 5.1 des Vertrages führen.

Nach erfolgtem Abruf ist die erforderliche Wiederbeschaffungszeit für die Brenn-, Hilfs und Zusatzstoffe im Fall eines eventuellen Folgeabrufs durch Amprion zu berücksichtigen.

Die Mindestmengen der wesentlichen Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe sind im Anhang 1 Ziffer 4 dokumentiert.

Für die Beschaffung der erforderlichen wesentlichen Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe gelten folgende Losgrößen:

Einsatzstoff	Lieferweg	Losgröße
Steinkohle	Zug	Ca. 1.200t - 2.800 t
Heizöl schwer (HS)	Zug	Ca. 1.200 t
Heizöl leicht (HEL)	Zug oder TKW über Tank der GTD	Ca. 1.200 t oder ca. 25 t
Ammoniak (NH <sub>3</sub> )	Kesselwagen	35 t oder 50 t
Kalk (CaO)	LKW	28 t

Die Vertragspartner können hiervon einvernehmlich eine abweichende Regelung treffen. Insbesondere hat Amprion das Recht, das gemäß Anhang 1 abgestimmte Einsatzszenario anzupassen. Dies führt zum sukzessiven Auf- und Abbau

der Bevorratungsmengen nach Können und Vermögen durch STEAG, abhängig von der Verfügbarkeit von Ware und Logistik.

Dabei wird STEAG die Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe in einer für die gewöhnliche Verwendung im Rahmen eines konventionellen Steinkohlekraftwerks marktüblicher Art und Güte beschaffen. Bis zur Entladung der Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe trägt STEAG die Gefahr des zufälligen Untergangs und Verschlechterung der Sacheigenschaft. Die Entladung erfolgt auf den dafür im Kraftwerk Bexbach vorgesehenen Lagerplatz. Bei Untergang der Brenn-, Hilfs und Zusatzstoffe wird STEAG diese gemäß Ziffer 2.2 des Vertrages beschaffen.

Durch Lagerung und Witterungseinflüsse kann sich die Sacheigenschaft des beschafften Brennstoffs (Steinkohle) verschlechtern, so dass dieser teilweise oder ganz unbrauchbar werden kann. Aufgrund dessen kann es zum Ausschluss oder zur Einschränkung der Stromerzeugungsmengen, eines bestimmten Wirkungsgrades oder technische Leistungsart (z.B. Volllast) der Anlage kommen. Diesen Umstand hat STEAG nicht zu vertreten. In diesem Fall findet die Regelung gemäß Ziffer 5.1 des Vertrages entsprechend Anwendung. Im Falle der Unbrauchbarkeit des Brennstoffs finden Regelungen gemäß Ziffer 4.19 des Vertrages entsprechend Anwendung.

### **Stromeigenbedarf**

STEAG beschafft den Strom für den Stillstands- und An-/Abfahreigenbedarf der Anlagen aus dem 220/380 kV- und 65 kV-Netz.



Zweitschrift



Amprion GmbH, Robert-Schuman-Straße 7, 44263 Dortmund

STEAG GmbH

Rüttscheider Straße 1-3  
45128 Essen

Netzwirtschaft

Unsere Zeichen  
Name  
Telefon  
Telefax  
E-Mail



02.07.2021

Seite 1 von 2

**Netzreservevertrag (11/2019-04/2020) Kraftwerk Bexbach;  
Anpassung Anhang 3 'Festlegung der Vergütung'**

Amprion GmbH

Sehr geehrter [REDACTED],  
sehr geehrte Damen und Herren,

Robert-Schuman-Straße 7  
44263 Dortmund  
Germany

mit Schreiben vom 17.05.2021 (Posteingang bei Amprion am 20.05.2021) hat uns die Bundesnetzagentur das Ergebnis der Kostenprüfung für den Zeitraum der vorläufig stillgelegten Netzreserveanlage Bexbach (BNA0093) mitgeteilt.

T +49 231 5849-0  
F +49 231 5849-14188

[www.amprion.net](http://www.amprion.net)

[www.twitter.com/Amprion](https://www.twitter.com/Amprion)

Im Rahmen des zwischen unseren Häusern abgeschlossenen Netzreservevertrages für die Vertragslaufzeit vom 03.11.2019 bis zum 30.04.2020 ist im Anhang 3 'Festlegung der Vergütung' das Prüfungsergebnis entsprechend anzupassen.

**Aufsichtsratsvorsitzender:**  
Uwe Tigges

Als Anlage zu diesem Schreiben ist der angepasste Anhang 3 zum Netzreservevertrag beigelegt.

**Geschäftsführung:**  
Dr. Hans-Jürgen Brick (Vorsitzender)  
Dr. Hendrik Neumann  
Peter Rüth

Ihr Einverständnis über die Anpassung des Anhangs 3 bitten wir zu bestätigen, in dem Sie die Zweitschrift zu diesem Schreiben gegenzeichnen und uns diese wieder zurücksenden.

**Sitz der Gesellschaft:**  
Dortmund  
Eingetragen beim  
Amtsgericht Dortmund  
Handelsregister-Nr.  
HRB 15940

Freundliche Grüße

Amprion GmbH



**Bankverbindung:**  
Commerzbank AG Dortmund  
IBAN:  
DE27 4404 0037 0352 0087 00  
BIC: COBADEFFXXX  
USt.-IdNr. DE 8137 61 356

Anlage(n)

- Anhang 3 'Festlegung der Vergütung'

**Einverständniserklärung**

Mit dem Inhalt dieses Schreibens über die Anpassung des Anhangs 3 'Festlegung der Vergütung' zum Netzreservevertrag erklären wir uns einverstanden.

Essen, 26.08.2021



*li p.*

Anhang 3: Festlegung der Vergütung

I. (Wieder-) Herstellungskosten gemäß Ziffer 6.1 und 6.2 des Vertrages

Kosten für Maßnahmen im Zusammenhang mit der Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft gemäß Anhang 1 Ziffer 3, die nach Ziffer 2.2 des Vertrages erstattungsfähig sind, werden einzelfallbezogen und gemäß Ziffer 6.2 des Vertrages auf Istkostenbasis der Amprion in Rechnung gestellt. STEAG wird unter Beachtung der Ziffer 6.13 des Vertrages Amprion die Kosten in Rechnung stellen.

Kosten für Maßnahmen im Zusammenhang mit der Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft, welche nicht in Ziffer 3 von Anhang 1 aufgeführt wurden, werden einzelfallbezogen und gemäß Ziffer 2.2 dieses Vertrages erst nach Freigabe der Maßnahme durch Amprion auf Istkostenbasis erstattet.

II. Kosten für die Vorhaltung der Betriebsbereitschaft der Anlage gemäß Ziffer 3.1, 3.2, 6.3 und 6.4 des Vertrages

Für die Anlage werden folgende Kostenarten für die Vorhaltung der Betriebsbereitschaft festgelegt:

Pos.	Kostenart	Kosten	Zeitraum / Zeitpunkt
A	Vorhaltung der Betriebsbereitschaft		

Amprion erstattet die Betriebsbereitschaftsauslagen gemäß Ziffer 6.5 des Vertrages als Gutschrift.

III. Kosten für Einsätze und weitere einsatzabhängige Kosten gemäß Ziffer 6.6 des Vertrages

1. Zur Abrechnung der einsatzabhängigen Kosten stellt STEAG Amprion für den Folgemonat sechs Werktage vor Beginn des Folgemonats ein Preisblatt zur Verfügung. Bis zum 5. Werktag des auf einen Abruf folgenden Kalendermonates kann STEAG Amprion ein aktualisiertes Preisblatt zur Verfügung stellen. Das Preisblatt beinhaltet einen Arbeitspreis und ist zu senden an: @amprion.net

Der im Preisblatt übermittelte Arbeitspreis ist auf Anforderung durch Amprion von STEAG aufzuschlüsseln.

Der Arbeitspreis beinhaltet:

- a) Brennstoffkosten

Kosten für die Beschaffung von Kohle frei Kraftwerksstandort für den Probebetrieb, Mess-, Kalibrierungs- und Ausbildungsfahrten und den von Amprion veranlassten Kraftwerkseinsatz sowie anfallende Entsorgungskosten für Reststoffe. Beim Abbau der Mindestmenge gemäß Anhang 1. Ziffer 4



fallen keine Brennstoffkosten an, da Amprion diese bereits mit der Herstellung der Betriebsbereitschaft entrichtet hat.

- b) Kosten für die Beschaffung der CO<sub>2</sub>-Zertifikate.
  - c) Kosten für Hilfs- und Zusatzstoffe (CaO, NH<sub>3</sub>, HS, HEL)  
Kosten für die Beschaffung von CaO, NH<sub>3</sub>, HS, HEL frei Kraftwerksstandort für den Probetrieb, Mess-, Kalibrierungs- und Ausbildungsfahrten und den von Amprion veranlassten Kraftwerkseinsatz sowie anfallende Entsorgungskosten für Reststoffe.
  - d) Kosten für übrige Hilfs- und Zusatzstoffe  
Kosten für die Beschaffung der übrigen Hilfs- und Zusatzstoffe (neben CaO, NH<sub>3</sub>, HS, HEL) für den Probetrieb, Mess-, Kalibrierungs- und Ausbildungsfahrten und den von Amprion veranlassten Kraftwerkseinsatz sowie anfallende Entsorgungskosten für Reststoffe. STEAG preist hierfür pauschal einen Wert von 0,4 €/MWh in den Arbeitspreis ein.
  - e) Anfahrkosten  
Kosten, die für den zusätzlichen Wärmebedarf bei der Anfahrt der Anlage anfallen.
  - f) Kosten für den elektrischer Eigenbedarf  
Kosten, die aufgrund der Stromlieferung und die Netznutzung für den elektrischen Eigenbedarf der Anlage aus den 220 kV und 65 kV-Netzanschlüssen entstehen und nicht für Eigenverbrauch der Verwaltungsgebäude bestimmt sind.
  - g) Kosten für die Vorwärmung der Anlage  
Kosten die aufgrund von Maßnahmen gemäß Ziffer 4.8 (Warmphase) des Vertrages STEAG entstehen. Die Kosten für die Vorwärmung des Kessels fallen nur an, wenn Amprion STEAG zur Vorwärmung des Kessels beauftragt hat.
2. Anhand des aktuellen Preisblattes zahlt Amprion an STEAG einen monatlichen Abschlag auf die Kosten für Einsätze der Anlage und weitere einsatzabhängige Kosten. Amprion erstattet den jeweiligen Betrag nach erfolgtem Leistungsabruf der Anlage gemäß Ziffer 6.8 des Vertrages als Gutschrift.
3. Nach Abschluss eines Kalenderjahres erfolgt eine Abschlussrechnung der Kosten und Erlöse für Einsätze durch Amprion. Hierfür erbringt STEAG bis zum 30. April des Folgejahres die notwendigen Nachweise der Kosten und Erlöse aus Ziffer 1 a) – g) anhand eines Wirtschaftsprüferfestes. Amprion hat das Recht auf den Nachweis durch ein WP Testat zu verzichten. Bei der Abschlussrechnung werden bereits erfolgte Zahlungen nach Ziffer 2 sowie im Netzreservebilanzkreis der STEAG angefallenen Ausgleichsenergiekosten bzw. –erlöse des Kraftwerks berücksichtigt.

Mit der Abschlussrechnung werden unter Beachtung der geleisteten Abschlagszahlungen zuviel bzw. zu wenig gezahlte Beträge als Gutschrift bzw. Rechnung an STEAG ausgeglichen.

IV. Anteiliger Werteverbrauch gemäß Ziffer 6.9 des Vertrages

Die Vertragspartner vereinbaren, den anteiligen Werteverbrauch entsprechend dem BDEW-Branchenleitfaden "Vergütung von Redispatch-Maßnahmen" vom 18.04.2018 zu vergüten.

Der Leitfaden ist - als Anlage zu den freiwilligen Selbstverpflichtungen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber - Bestandteil des Beschlusses der Bundesnetzagentur, Az. BK8-18/0007-A vom 10.10.2018 zur Feststellung einer wirksamen Verfahrensregulierung der Kosten und Erlöse bzw. Erträge aus der Beschaffung und Vergütung von Redispatch-Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG.

Zur Abrechnung des anteiligen Werteverbrauchs stellt STEAG Amprion den spezifischen Wert (€/Betriebsstunde) auf dem Preisblatt (siehe Ziffer III.) zur Verfügung.

