



Beschlusskammer 8

Aktenzeichen: BK8-23/4004-R

Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren

wegen **Festlegung zur Anerkennung der Kosten für die Vorhaltung und den Einsatz der Netzreserveanlage Rheinhafen-Dampfkraftwerk Block 7 (RDK 7) nach § 13c Abs. 5 EnWG als verfahrensregulierte Kosten i.S.d. § 11 Abs. 2 Satz 4, § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV**

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

durch den Vorsitzenden Karsten Bourwieg,
die Beisitzerin Dr. Ursula Heimann
und den Beisitzer Wolfgang Wetzl,

gegenüber der Transnet BW GmbH, Pariser Platz, Osloer Straße 15-17, 70173 Stuttgart
gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

- im Folgenden: „Übertragungsnetzbetreiber“ -

am 26.09.2025 beschlossen:

1. Die Vorhaltung und der Einsatz der Erzeugungsanlage RDK 7 (BNA051) 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 Satz 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.

Die voraussichtlich aus dem in der **Anlage 2** zu diesem Beschluss beigefügten Vertrag entstehenden Kosten und Erlöse (Plankosten und -erlöse) 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 Werktage vor dem 01. Oktober des jeweiligen Vorjahres $t-1$ für das Kalenderjahr t an die Bundesnetzagentur zu melden.

Bei der Anpassung seiner Erlösobergrenze darf der Übertragungsnetzbetreiber die nach Satz 2 mit der Beschlusskammer abgestimmten und gemeldeten Plankosten und -erlöse ansetzen.

Die Differenz zwischen den nach Satz 2 ansetzbaren Plankosten und -erlösen und den dem Übertragungsnetzbetreiber entstehenden tatsächlichen Kosten (Istkosten und -erlösen) hat der Übertragungsnetzbetreiber jährlich zu ermitteln und auf seinem Regulierungskonto zu verbuchen.

Der Übertragungsnetzbetreiber hat die aus den Netzreserveverträgen resultierenden Istkosten nach einheitlichen Maßstäben zu buchen und gegenüber der Beschlusskammer im von der Bundesnetzagentur zur Verfügung gestellten Erhebungsbogens gesondert zu erfassen und nachzuweisen.

Dabei hat der Übertragungsnetzbetreiber die tatsächlichen, periodengerechten Kosten des Buchungszeitraums im Erhebungsbogen einzutragen.

Bereits zum Zeitpunkt des Erlasses dieses Beschlusses erfolgte Ist-Kosten-Abrechnungen der Vorjahre bleiben unberührt.

3. Die Festlegung ist bis zum 31.12.2028 befristet.
4. Der Widerruf bleibt vorbehalten.
5. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Gründe

I.

1. Die vorliegende Festlegung erfolgt auf Grundlage des § 13c Abs. 5 EnWG und ermöglicht dem Übertragungsnetzbetreiber die auf Grund § 13c Abs. 3 EnWG mit der Vorhaltung und dem Einsatz der endgültig stillzulegenden Netzreserveanlage RDK 7 (BNA051) einhergehenden Netzreservekosten zu refinanzieren. Zugleich trifft die Festlegung Vorgaben zur Art und Weise der Refinanzierung.
2. Die EnBW Energie Baden-Württemberg AG (im Weiteren: „EnBW AG“) hat einen Zuschlag im Rahmen einer Auktion zum Steinkohleausstieg für die Anlage RDK 7 erhalten. Daraus folgt eine vorgesehene endgültige Stilllegung der Anlage RDK 7 mit Wirkung zum 27.05.2024. Zu diesem Zeitpunkt greifen das Kohleverfeuerungsverbot sowie das Vermarktungsverbot der Anlage gemäß § 51 Abs. 2 Nr. 1 lit. e) KVBG. Entsprechend der Regelungen in § 26 Abs. 3 KVBG liegt keine Stilllegungsanzeige für einen früheren Zeitpunkt vor. Das Datum der endgültigen Stilllegung des Wirksamwerden des Kohleverfeuerungsverbots ist damit der 27.05.2024.
3. Der Übertragungsnetzbetreiber prüfte die Systemrelevanz dieser Anlage und wies sie mit Schreiben vom 14.12.2022 bis zum Ablauf des 31.03.2025 als systemrelevant aus. Auf den Antrag des Übertragungsnetzbetreibers hin hat die Bundesnetzagentur diese Systemrelevanzausweisung für den Zeitraum vom 27.05.2024 bis 31.03.2025 mit Bescheid vom 06.03.2023 genehmigt. Durch die Genehmigung der Systemrelevanzausweisung ist der EnBW AG die Stilllegung der Anlage verboten.

4. Die EnBW AG ist verpflichtet, die Anlage in einem betriebsbereiten Zustand zu erhalten und in der Netzreserve allein nach den Vorgaben des Übertragungsnetzbetreibers einzusetzen. Für die Vorhaltung und den etwaigen Einsatz der Anlage in der Netzreserve hat die EnBW AG gemäß § 13c Abs. 3 EnWG i.V.m. §§ 10, 6 NetzResV einen kompensatorischen Vergütungsanspruch gegen den Übertragungsnetzbetreiber.
5. Zur Konkretisierung der gesetzlichen Pflichten und Ansprüche aus § 13c EnWG und der NetzResV schloss der Übertragungsnetzbetreiber mit der EnBW AG, nach entsprechender Abstimmung mit der Bundesnetzagentur, am 18./19.08.2025 für den Zeitraum vom 27.05.2024 bis zum 31.03.2025 einen Netzreservevertrag für die Anlage (**Anlage 2**).
6. Der Übertragungsnetzbetreiber hat sodann am 18./19.08.2025 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 dem Anlagenbetreiber EnBW AG am 18./19.08.2025 geschlossenen Netzreservevertrages (**Anlage 2**). Der Abgabe der freiwilligen Selbstverpflichtung und dem Abschluss des Netzreservevertrages war eine umfangreiche Abstimmung hinsichtlich des erforderlichen Service-Levels und angemessenen Netzreservekosten vorangegangen.
7. Die Beschlusskammer hat dem Übertragungsnetzbetreiber, der zuständigen Landesregulierungsbehörde sowie dem Bundeskartellamt zu den Inhalten der Festlegung vorab Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.
8. Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akten Bezug genommen.

II.

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

1. Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs

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

1.1. Gesetzesreform und Übergangsregelung

11. Mit Inkrafttreten der EnWG-Novelle am 29.12.2023 hat der Gesetzgeber das Urteil des EuGH vom 2. September 2021 nunmehr auch hinsichtlich dieses vierten Klagegrundes umgesetzt und insbesondere die Zuständigkeiten bei der Ausgestaltung der Netzzugangs- und Netzentgeltregulierung an die unionsrechtlichen Vorgaben angepasst. Damit hat die Regulierungsbehörde mit Zuweisung der ausschließlichen Kompetenz für die Bestimmung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen die nach den unionsrechtlichen Bestimmungen erforderliche Unabhängigkeit erlangt.
12. Die Verordnungsermächtigung des § 24 EnWG a.F. wurde aufgehoben, ebenso wie § 21a EnWG a.F. Beide Regelungen wurden durch Festlegungskompetenzen der Regulierungsbehörde ersetzt. Dabei wurden die bisher in den betroffenen Rechtsverordnungen enthaltenen Festlegungskompetenzen in das EnWG überführt und ergänzt.
13. Die nach § 21a und § 24 EnWG a.F. erlassenen Rechtsverordnungen treten nach Ablauf einer Übergangszeit außer Kraft, vgl. Art. 15 Abs. 2 bis 6 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben. Der Zeitpunkt des Außerkrafttretens entspricht dem Ablauf der vierten Regulierungsperiode im Gassektor (31.12.2027) und Stromsektor (31.12.2028).

14. In der Übergangszeit wurde der Regulierungsbehörde u.a. gemäß § 21 Abs. 3 Satz 5 und § 21a Abs. 3 Satz 4 EnWG n.F. einerseits eine Abweichungskompetenz übertragen. Andererseits ermöglicht die Übergangszeit, ein über fast 20 Jahre schrittweise entstandenes normatives Regulierungsrecht, inklusive der dazugehörigen Anwendungs- und Auslegungspraxis, jedenfalls für die Zeit bis zum Außerkrafttreten der Verordnungsregelungen zum Ablauf der vierten Regulierungsperiode fortzuführen. Laut Gesetzgeber sollen hierdurch die für ausreichende Rechts-, Planungs- und Investitionssicherheit wichtige materielle Stabilität des Regulierungsrahmens gewährleistet und bruchartige Entwicklungen in der Rechtsanwendung vermieden werden (vgl. BT-Drs. 20/7310, S. 52).

1.2. Interessenabwägung

15. Nach Art. 15 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben bleiben die auf Basis der bisher in § 21a und § 24 EnWG a.F. erlassenen Verordnungen für eine Übergangszeit weiterhin in Kraft. An diesem Regelwerk zur Entgeltregulierung hält die Bundesnetzagentur zur Aufrechterhaltung eines transparenten, vorhersehbaren und verlässlichen Regulierungsrahmens grundsätzlich fest. Sie sieht vorliegend insbesondere von einer Anwendung der Abweichungskompetenz nach § 21 Abs. 3 Satz 5 und § 21a Abs. 3 Satz 4 EnWG ab. Einen materiellen Widerspruch zu maßgeblichen Vorgaben des Europäischen Rechts hat der EuGH in seiner Entscheidung vom 02.09.2021 nicht festgestellt und erkennt auch die Beschlusskammer nicht.
16. Ein Kernstück des national etablierten Regulierungssystems sind die fünfjährigen Regulierungsperioden im Anreizregulierungs- und Netzentgeltbereich. Für die Dauer einer bereits laufenden Regulierungsperiode ist es essentiell, dass der Rechtsrahmen für die gesamte Periode möglichst stabil bleibt. Rechtsänderungen während einer laufenden Regulierungsperiode sind mit Diskontinuität und Rechtsunsicherheit verbunden, die gerade durch Übergangsregelungen zur Weitergeltung der materiell europarechtskonformen Vorgaben vermieden werden können. Darüber hinaus erschwert eine unklare Rechtslage im Übergangszeitraum die notwendigen Investitionen in die Energieversorgungsnetze und führt zu Unsicherheiten nicht nur für die regulierten Unternehmen, sondern auch für die sonstigen Marktteilnehmer.
17. Des Weiteren verlangen die Richtlinien, dass zumindest die Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen u.a. für den Netzanschluss und den Netzzugang „mit ausreichendem Vorlauf vor deren Inkrafttreten“ festgelegt oder genehmigt werden, vgl. Art. 41 Abs. 6 der Richtlinie 2009/73/EG und Art. 59 Abs. 7 der Richtlinie (EU) 2019/944.

Auch würden substantielle Abweichungen vom etablierten Regulierungsrahmen zu starken Verzögerungen der laufenden, an die Erlösobergrenze anknüpfenden und weiterer nach den Rechtsverordnungen vorgesehenen Verfahren führen. Die Festsetzung neuer Regelungen durch die Regulierungsbehörde in einem transparenten und möglichst umfassenden Konsultationsprozess dürfte einige Zeit in Anspruch nehmen. Laufende Verfahren könnten sich um Jahre verzögern. Diese Gesichtspunkte wären mit den Richtlinienvorgaben, den Zielsetzungen des Energiebinnenmarkts und mit rechtsstaatlichen Grundsätzen schwerlich vereinbar.

2. Zuständigkeit

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

3. Rechtsgrundlagen

19. Die Ziffer 1 des Beschlusstexts beruht auf § 13c Abs. 5 EnWG i.V.m. §§ 10, 6 Abs. 2 Satz 2 NetzResV i.V.m. §§ 32 Abs. 1 Nr. 4, 11 Abs. 2 Satz 4 ARegV i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG.
20. Die Vorgaben zur Anpassung der Erlösobergrenze und zum Istkosten-Abgleich nach der Ziffer 2 des Beschlusstexts beruhen auf § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV und auf § 5 Abs. 1 Satz 1 ARegV.
21. Die Befristung der Festlegung in der Ziffer 3 des Beschlusstexts beruht auf §§ 3, 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV.

4. Formelle Rechtmäßigkeit

22. Die Festlegung ist formell rechtmäßig.
23. Von einer Anhörung konnte im konkreten Fall abgesehen werden.
24. Aus verfahrensökonomischen Gründen hat die Beschlusskammer für die Einzelfestlegungen der systemrelevanten Anlagen der inländischen Netzreserve eine vereinheitlichte Beschlussvorlage erstellt und am 16.02.2024 allen Übertragungsnetzbetreibern zur Stellungnahme nach § 67 Abs. 1 EnWG übersandt. Die Übertragungsnetzbetreiber haben hierzu jeweils mit Schreiben vom 07.03. bzw. 08.03.2024 Stellung genommen und mitgeteilt,

dass auf eine Anhörung im Einzelfall verzichtet wird, sofern die regulatorischen Mechanismen der Einzelfestlegungen denen der Musterfestlegungen entsprechen.

25. Der zuständigen Landesregulierungsbehörde des Landes Baden-Württemberg wurde am 16.02.2024 die vereinheitlichte Beschlussvorlage zur Stellungnahme nach § 58 Abs. 1 Satz 2 EnWG übersandt.
26. Dem Bundeskartellamt wurde die vereinheitlichte Beschlussvorlage mit der Gelegenheit zur Stellungnahme nach § 58 Abs. 1 Satz 2 EnWG am 16.02.2024 übermittelt.

5. Wirksame Verfahrensregulierung durch freiwillige Selbstverpflichtung

27. Die Bundesnetzagentur erkennt die dem Übertragungsnetzbetreiber aufgrund seiner Pflicht zur Vergütung der EnBW AG entstehenden Kosten für die Vorhaltung und den Einsatz der Anlage RDK 7 im Rahmen der Netzreserve als verfahrensregulierte Kosten an.
28. Die gesetzlichen Voraussetzungen hierfür liegen vor: Die nach § 13c Abs. 5 EnWG und nach §§ 10, 6 Abs. 2 Satz 2 NetzResV erforderliche freiwillige Selbstverpflichtung wurde seitens des Übertragungsnetzbetreibers am 18./19.08.2025 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 RDK 7 im Rahmen der Netzreserve, im Geltungszeitraum der Festlegung, entstandenen und entstehenden Kosten als wirksam verfahrensregulierte und damit dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile i.S.d. § 11 Abs. 2 Satz 4 ARegV.
29. Auch die weiteren gesetzlichen Anforderungen an die Anerkennung der vertraglich bewirkten Netzreservekosten für die Anlage RDK 7 als verfahrensregulierte Kosten liegen vor: Die Anlage befindet sich in der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers, siehe § 5 Abs. 1 Satz 1 NetzResV. Die nach §§ 1 Abs. 2 Satz 1, 5 Abs. 1 Satz 1, 6 Abs. 2 Satz 1 NetzResV erforderliche Abstimmung des Vertrages mit der Bundesnetzagentur erfolgte maßgeblich in den Jahren 2024 und 2025. Hierbei ist auch die vertraglich vereinbarte Vergütung im Rahmen der Netzreserve abgestimmt worden. Der Vertrag und die vertrag-

lich festgelegte Vergütung für die auf Grund § 13c Abs. 3 EnWG entstehenden Netzreservekosten stehen nach Überzeugung der Beschlusskammer im Einklang mit den Vorgaben der §§ 13b bis 13d EnWG sowie der NetzResV. Hierzu haben umfangreicher Datenaustausch und Prüfungshandlungen der Beschlusskammer gegenüber dem Anlagenbetreiber stattgefunden. Der Beschlusskammer sind keine abweichenden Einschätzungen des Übertragungsnetzbetreibers zur Angemessenheit der Vergütung bekannt. Insbesondere sieht der Vertrag alleine solche Kostenerstattungen vor, die der EnBW AG gerade aufgrund der Vorhaltung bzw. dem Einsatz ihrer Anlage RDK 7 in der Netzreserve entstanden sind oder noch entstehen (siehe insoweit insbesondere § 6 Abs. 1 Satz 2 NetzResV).

30. Der Netzreservevertrag vom 18./19.08.2025 sieht eine Vertragsdauer von nicht mehr als 24 Monaten vor, § 5 Abs. 1 Satz 3 NetzResV. Die Anlage RDK 7 ist gemäß der Genehmigung der Ausweisung der Systemrelevanz vom 06.03.2023 systemrelevant im Sinne von § 13b Abs. 2 Satz 2 EnWG, siehe § 5 Abs. 2 Nr. 1 NetzResV. Die EnBW AG hat sich gemäß Ziffer 4.21 des Netzreservevertrages verpflichtet, die für die Netzreserve genutzte Anlage nach Ablauf des Vertrages bis zur endgültigen Stilllegung nicht mehr an den Strommärkten einzusetzen, siehe § 5 Abs. 2 Nr. 2 NetzResV.
31. Die 12-monatige Karenzzeit des § 13b Abs. 1 Satz 1 EnWG wurde gewahrt, siehe § 5 Abs. 2 Nr. 3 NetzResV. Davon unberührt bleibt, dass auf Grund § 13c Abs. 4 Satz 1 EnWG i. V. m. § 6 Abs. 2 Satz 1 NetzResV vor Ablauf dieser Frist geleistete (Abschlags-) Zahlungen des Übertragungsnetzbetreibers Gegenstand des Netzreservevertrages sein können.
32. Nach § 5 Abs. 2 Nr. 4 NetzResV müssen auch alle gesetzlichen und genehmigungsrechtlichen Anforderungen an den Betrieb der Anlage für die Vertragsdauer erfüllt werden. In Ziffer 4.21 des Netzreservevertrages (**Anlage 2**) ist dies vertraglich festgehalten.

6. Anpassung der Erlösobergrenze und Istkosten-Abgleich

33. Die Vorgaben zum Istkosten-Abgleich in Ziffer 2 des Beschlusstextes beruhen auf § 32 Abs. 1 Nr. 1 ARegV und auf § 5 Abs. 1 Satz 1 ARegV. Danach 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.

34. Von dieser Ermächtigung macht die Beschlusskammer hiermit Gebrauch. Eine gesetzliche Regelung zur Anpassung der Erlösobergrenze bei Verfahrensregulierungen mittels freiwilliger Selbstverpflichtungen behandelt § 4 Abs. 3 Satz 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 Satz 1 bis Satz 3 ARegV erfolgt ist. Vorliegend steht aber eine Änderung von nicht beeinflussbaren Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 Satz 4 ARegV in Rede.
35. In Anlehnung an die in § 4 Abs. 3 Satz 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 Satz 1 Nr. 4 bis 6a, 8, 13, 16 und 18 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 Systemsicherheit resultieren. Die Netzreserve ist aufgrund der Vergütungsvolumina mit einer ganz erheblichen Kostenbelastung für die Übertragungsnetzbetreiber verbunden. Hinzu kommt, dass die Erzeugungsauslagen und Wiederherstellungskosten mangels Vorhersehbarkeit sehr volatil sind. Die hohe Bedeutung der Netzreserve für die Gewährleistung der Systemsicherheit zeigt sich auch darin, dass diese sowohl im Gesetz als auch in der Verordnung detailliert in eigenen speziellen Vorschriften normiert wurde (§ 13b bis § 13d EnWG und Netzreserveordnung). Zudem hat der Gesetzgeber mit dem Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz die Bedeutung der Netzreserve erneut betont. 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 Systemsicherheit 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 und -erlöse) auf Grundlage realistischer Prognosen im Rahmen der Datenmeldung zur Erlösobergrenze spätestens zwei Werktage vor

dem 01. Oktober des Folgejahres mitzuteilen (vgl. Festlegung der Berichtspflichten der Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich der Bildung der vorläufigen und endgültigen Netzentgelte; BK8-19/0001-A).

36. Satz 4 der Beschlusstenziffer 2 greift die von Gesetzes wegen bestehende Rechtspflicht des Übertragungsnetzbetreibers nach § 5 Abs. 1 ARegV auf, was bei der Netzreserve bedeutet, dass die Differenz zwischen den voraussichtlich aus den Netzreserveverträgen entstehenden Kosten (Plankosten) und den vom Übertragungsnetzbetreiber erzielbaren Erlöse jährlich vom Übertragungsnetzbetreiber zu ermitteln und auf seinem Regulierungskonto zu verbuchen ist.
37. 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 5 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. Die Buchung erfolgt nach einheitlichen mit der Beschlusskammer abgestimmten Maßstäben. Entsprechend der Beschlusstenziffer 2 Satz 6 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

38. Gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4, HS. 2 ARegV erfolgt die Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung für die Dauer der gesamten Regulierungsperiode.
39. Die vierte Regulierungsperiode endet gemäß § 3 ARegV am 31.12.2028.

8. Widerrufsvorbehalt

40. 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

41. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

III.

42. Die beigefügten **Anlagen 1 und 2** sind Bestandteil dieses Beschlusses.

Anlage 1 Freiwillige Selbstverpflichtung vom 18./19.08.2025

Anlage 2 Netzreservevertrag vom 18./19.08.2025

Rechtsbehelfsbelehrung

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

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

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

Vorsitzender



Bourwieg

Beisitzerin



Dr. Heimann

Beisitzer



Wetzel

Anhang 1

FREIWILLIGE SELBSTVERPFLICHTUNG DER TRANSNETBW GMBH ZUR VORHALTUNG UND ZUM EINSATZ DES KW KARLSRUHE RDK7 (BNA0518a) DER ENBW AG IN DER INLÄNDISCHEN NETZRESERVE (05/2024 – 03/2025)

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.

Des Weiteren werden Anlagen nach Maßgabe von § 50a Abs. 4 EnWG in die Netzreserve überführt. Hiernach sind Anlagen, die in den Ausschreibungen gemäß KVBG bezuschlagt worden sind und deren Verbot der Kohleverfeuerung in den Jahren 2022 und 2023 wirksam geworden wäre, bis zum 31.03.2024 weiter betriebsbereit zu halten und ab dem Zeitpunkt des

Kohleverfeuerungsverbots unabhängig von deren tatsächlicher Systemrelevanz in die Netzreserve zu überführen, soweit dies technisch und rechtlich möglich ist.

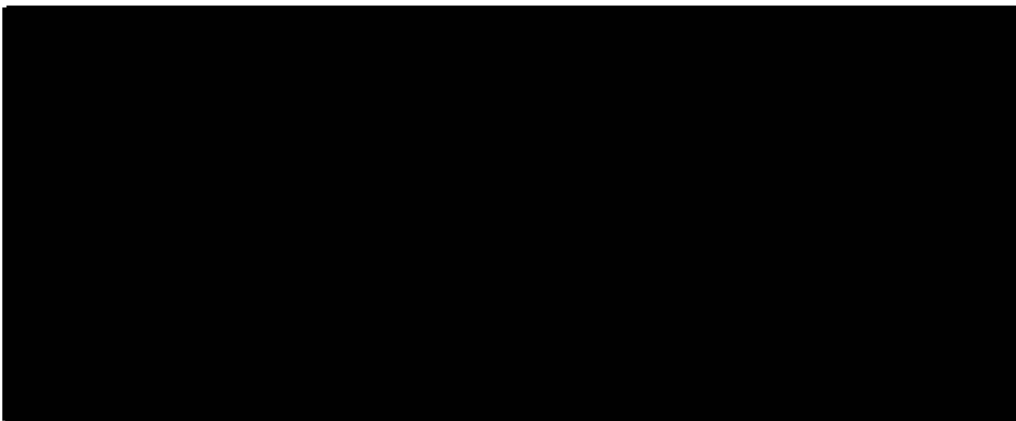
Unbeschadet der gesetzlichen Verpflichtungen erfolgen die Bildung der Netzreserve und der Einsatz der Anlagen der Netzreserve auf Grundlage des Abschlusses von Verträgen zwischen den ÜNB und Anlagenbetreibern in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur nach Maßgabe der Bestimmungen der Netzreserveverordnung.

Wesentliche Bestandteile der Vergütung können dabei die Betriebsbereitschaftsauslagen für die Herstellung und Vorhaltung der Betriebsbereitschaft, die Erzeugungsauslagen und der anteilige Werteverbrauch sowie bei endgültigen Stilllegungen darüber hinaus auch 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 TransnetBW GmbH, den beigefügten Vertrag bzgl. des vorläufig stillgelegten KW Karlsruhe RDK7 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 – insbesondere die hier in Rede stehenden gesetzlichen und/oder verordnungsrechtlichen Vorgaben – ändern. In diesem Falle gelten die Maßgaben dieser freiwilligen Selbstverpflichtung jedoch fort, bis zur Änderung oder (ggf. auch rückwirkenden) Aufhebung und Neubescheidung 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.



Vertrag über die Bereitstellung und den Einsatz des Steinkohle Kraftwerksblocks RDK 7 in
Karlsruhe als Reservekraftwerk

- Netzreservevertrag RDK 7 -

zwischen

TransnetBW GmbH

Pariser Platz
Osloer Str. 15-17
70173 Stuttgart

- nachstehend „TransnetBW“ genannt -

und

EnBW Energie Baden-Württemberg AG

Durlacher Allee 93
76131 Karlsruhe

- nachstehend „EnBW“ genannt -

- einzeln „**Vertragspartner**“ genannt -

- gemeinsam „**Vertragsparteien**“ genannt -

Inhaltsverzeichnis

Präambel	3
1. Vertragsgegenstand	4
2. (Wieder-) Herstellung der Betriebsbereitschaft	4
3. Vorhaltung der Betriebsbereitschaft	6
4. Einsätze der Anlagen	7
5. Leistungseinschränkung / Befreiung von der Leistungspflicht	11
6. Kostenerstattung und Rechnungslegung	13
7. Bereitstellung von Informationen	17
8. Beachtung rechtlicher Vorschriften	17
9. Haftung	17
10. Änderung der Verhältnisse	18
11. Gerichtsstand	18
12. Vertragsdauer und –beendigung	18
13. Teilunwirksamkeit, Vertragslücken, Vertragsauslegung	19
14. Schriftform	19
15. Vertragsausfertigung	19
16. Vertragsanhänge	19
17. Unterschriften	20

Präambel

1. § 13b des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) in der zum Zeitpunkt des Vertragsschlusses geltenden Fassung verpflichtet den Übertragungsnetzbetreiber, hinsichtlich systemrelevanter (d.h. zur Gewährleistung der Systemsicherheit erforderlicher) Anlagen, deren Stilllegung der Anlagenbetreiber beabsichtigt, die Genehmigung der Ausweisung als systemrelevante Anlage bei der BNetzA zu beantragen. Im Falle einer Genehmigung des Antrags durch die BNetzA sowie der Erfüllung der weiteren rechtlichen Voraussetzungen des § 13b EnWG ist eine Stilllegung der Anlage verboten und die entsprechende Anlage ist ausschließlich nach Maßgabe seitens des Übertragungsnetzbetreibers angeforderter Systemsicherheitsmaßnahmen zu betreiben.
2. Der Betreiber einer Anlage, deren endgültige Stilllegung verboten ist, muss die Anlage zumindest in einem Zustand erhalten, der eine Anforderung zur weiteren Vorhaltung oder Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft der Anlage für Anpassungen der Einspeisung nach § 13a EnWG ermöglicht. Er hat gegenüber dem systemverantwortlichen Betreiber des Übertragungsnetzes Anspruch auf eine angemessene Vergütung. Insbesondere die Ansprüche des Anlagenbetreibers sind in § 13c EnWG sowie der am 27. Juni 2013 in Kraft getretenen Verordnung zur Regelung der Beschaffung und Vorhaltung von Anlagen in der Netzreserve (Netzreserveverordnung - NetzResV) zuletzt geändert durch Gesetz vom 22.12.2023 (BGBl. 2023 I NR.405) näher ausgestaltet.
3. Die Bundesnetzagentur veröffentlichte am 20.05.2022 die Ergebnisse der 5. Ausschreibungsrunde gemäß Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG), wonach der Block 7 des Rheinhafen-Dampfkraftwerks RDK7 (BNA051) – nachfolgend auch „Anlage“ genannt - einen Zuschlag erhalten hat (Zuschlagsnummer KVBG22-1/003). Gemäß § 24 Satz 2 KVBG ist der Zuschlag eine Woche nach Veröffentlichung als öffentlich bekanntgegeben anzusehen. Damit greift das Kohleverfeuerungsverbot sowie das Vermarktungsverbot der Anlage gemäß § 51 Abs. 2 Nr. 1e) KVBG zum 27.05.2024. Entsprechend der Regelungen in § 26 Abs. 3 KVBG liegt keine Stilllegungsanzeige für einen früheren Zeitpunkt vor, wonach das Datum der endgültigen Stilllegung ab Wirksamwerden des Kohleverfeuerungsverbots am 27.05.2024 gesehen wird. TransnetBW hat unverzüglich die Systemrelevanz der Anlage geprüft und am 14.12.2022 die Genehmigung der Ausweisung der Anlage als systemrelevant bis zum 31.03.2025 beantragt. Am 06.03.2023 wurde dieser Antrag positiv beschieden und die Systemrelevanz für den Zeitraum vom 27.05.2024 bis 31.03.2025 genehmigt (Az: 4.14.03.02/22-018), diesem Vertrag beigelegt als Anhang 1a.
4. Durch die Genehmigungen der Ausweisung der Systemrelevanz der Anlage und deren Mitteilung gegenüber der EnBW ist der EnBW die endgültige Stilllegung dieser Anlage bis zu vorbezeichnetem Termin, längstens bis zum Ablauf des 31.03.2025 um 24:00 Uhr verboten. Die Genehmigungen der Ausweisung der Systemrelevanz sowie das damit einhergehende Stilllegungsverbot der Anlage wurden der EnBW durch die BNetzA mit Schreiben vom 06.03.2023 mitgeteilt.
5. Dieser Vertrag konkretisiert die gesetzlichen Pflichten der Vertragsparteien aus dem EnWG und der NetzResV i. V. m. der an die EnBW gerichteten Anforderung

der TransnetBW betreffend die vertragsgegenständliche Systemrelevanzausweisungsperiode (27.05.2024 – 31.03.2025). Die BNetzA ist nicht Vertragspartei. Die Vertragsparteien vereinbaren vor diesem Hintergrund das Folgende:

1. Vertragsgegenstand

Gegenstand des vorliegenden Vertrags sind Regelungen zu vorbereitenden Maßnahmen, zum Betrieb und zum Einsatz der Anlage in der Netzreserve. Hierbei wird insbesondere:

1. die ggf. erforderliche (Wieder-) Herstellung der Betriebsbereitschaft der Anlage,
2. die betriebsbereite Vorhaltung der Anlage und
3. die Einsätze der Anlage in der Netzreserve

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

2. (Wieder-) Herstellung der Betriebsbereitschaft

2.1 Gemäß EnWG und NetzResV besteht unter anderem die Pflicht der EnBW, im Rahmen des technisch und rechtlich möglichen die Betriebsbereitschaft der Anlage herzustellen bzw. zu erhalten. Mit Schreiben der TransnetBW vom 13.03.2023 forderte diese die EnBW zur Herstellung bzw. Beibehaltung der Betriebsbereitschaft ab dem 27.05.2024 sowie dazu auf, die dafür erforderlichen Maßnahmen zu benennen und über entsprechend zu übernehmende Kosten zu informieren. Mit Schreiben vom 20.06.2023 kam EnBW dieser Aufforderung nach. Dieser Schriftverkehr ist im Anhang 1 beigelegt.

2.2 In dem Fall, dass nach erstmaliger Herstellung der Betriebsbereitschaft während der Vertragslaufzeit durch anstehende Revisionen oder nach Schadensfällen oder aufgrund rechtlicher oder behördlicher Auflagen, die, sofern nicht umgesetzt, den Weiterbetrieb der Anlage gefährden oder ausschließen, die Betriebsbereitschaft der Anlage wegfällt, wird EnBW die TransnetBW über Art und Umfang sowie die Kosten, die Dringlichkeit und die voraussichtliche Zeitdauer der erforderlichen Maßnahmen zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft (Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft) unverzüglich nach Kenntniserlangung in Textform (Schreiben oder E-Mail) informieren.

Das Vorgehen bzgl. Maßnahmen zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft erfolgt gemäß dem von der Beschlusskammer 8 der BNetzA verfassten „Hinweis für die Übertragungsnetzbetreiber bezüglich dem Umgang mit den Kosten der Herstellung der Betriebsbereitschaft nach § 13c Abs. 1 S. 1 Nr. 1 lit. a EnWG“, diesem Vertrag beigelegt als Anhang 1b).

Maßnahmen zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft bis zu einem Betrag von jeweils 10.000 € je Einzelfall exklusive Umsatzsteuer werden schnellstmöglich von der EnBW ausgeführt, was als von dem unter Ziff. 6.4 i.V.m. Anhängen 5 und 9

geregelten Leistungspreis mit abgegolten gilt (Bagatellgrenze). Sollten die zu erwartenden Kosten der Maßnahme zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft im Einzelfall einen Betrag von 10.000 € exklusive Umsatzsteuer überschreiten, wird EnBW von der TransnetBW die Freigabe zur Durchführung der Maßnahme einholen. Ergibt sich die Notwendigkeit einer Maßnahme aus den Herstellervorgaben oder aus öffentlich-rechtlichen Pflichten (z.B. aufgrund Immissionsschutzrecht), stellt EnBW TransnetBW die notwendigen Informationen bereit. Sollten die zu erwartenden Kosten der Maßnahme zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft im Einzelfall einen Betrag von 100.000 € exklusive Umsatzsteuer überschreiten, räumt EnBW der TransnetBW außerdem das Recht ein, die geplante Maßnahme vor deren Veranlassung auf Ihre Kosten durch einen externen Sachverständigen beurteilen zu lassen. Die EnBW stellt dem Sachverständigen die erforderlichen Informationen zur Verfügung, gewährt ihm Zutritt zu den erforderlichen Räumlichkeiten und unterstützt auch im Übrigen bei der Begutachtung.

EnBW hat freizugebende Maßnahmen unverzüglich zu veranlassen, soweit und sobald TransnetBW die Übernahme deren Kosten dem Grunde nach in Textform, unbedingt und unwiderruflich bestätigt. EnBW wird unverzüglich nach Durchführung der Maßnahmen die tatsächlich angefallenen Kosten bestimmen und der TransnetBW in Rechnung stellen. Diese Kosten werden von TransnetBW jeweils gesondert erstattet. Der Durchführung von Maßnahmen, die der Sicherheit von Leib und Leben oder der Erfüllung gesetzlicher, gerichtlicher oder behördlicher Verpflichtungen dienen, stimmt TransnetBW bereits mit Abschluss dieses Vertrages zu.

EnBW wird erst nach Eingang der Freigabe der TransnetBW die Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft nach Maßgabe der Anforderung der TransnetBW vornehmen, außer wenn die Freigabe nach dem Vorstehenden nicht erforderlich ist. Vorstehendes gilt auch für evtl. erforderliche – nicht absehbare oder durch Schäden bedingte – Nachrüstungen oder Erneuerungen.

Die Vertragsparteien stellen klar, dass, wenn EnBW nach dem Vorstehenden die Freigabe zur Durchführung von Maßnahmen einholen muss, von der Verpflichtung zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft der Anlage solange befreit ist, bis TransnetBW der EnBW die Freigabe zur Vornahme, der für die Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft erforderlichen Maßnahme erteilt hat. Gleiches gilt hinsichtlich der Pflicht der EnBW zur Vorhaltung der Betriebsbereitschaft der Anlage bis zu dem Zeitpunkt, zu dem diese Maßnahme zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft abgeschlossen ist.

- 2.3 Bei Gefahr im Verzug kann die EnBW erforderliche Sicherungs- und Sofortmaßnahmen für eine eventuelle Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft ohne vorherige Freigabe der TransnetBW vornehmen. Gefahr im 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 der EnBW 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 TransnetBW.

- 2.4 Wenn und soweit eine Maßnahme zur Herstellung der Betriebsbereitschaft geeignet und erforderlich ist, um ein Abweichen von einer konkreten und vorliegenden Einsatzanforderung gemäß Ziffer 4.3 abzuwenden, kann die EnBW erforderliche Sofortmaßnahmen ohne vorherige Freigabe der TransnetBW vornehmen (Sofortmaßnahme bei Einsatzanforderung). Zur Klarstellung sind hiervon nur Maßnahmen umfasst, deren Notwendigkeit zur rechtzeitigen Durchführung und Umsetzung sich für die Erfüllung einer bereits vorliegenden Einsatzanforderung aus sorgfältiger ex-ante-Sicht zum Zeitpunkt der Entscheidung ergeben. In einem solchen Fall hat die EnBW der TransnetBW alle relevanten Informationen über Anlass, Art und Umfang sowie die sich hieraus ergebenden Kosten der geeigneten und erforderlichen Maßnahmen unverzüglich nachzureichen. Für Maßnahmen zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft, welche über die zunächst veranlassenen und (ggf. bereits) vorgenommenen Sofortmaßnahmen bei Einsatzanforderung hinausgehen, gilt das Freigabeerfordernis der TransnetBW gemäß Ziffer 2.2.

3. Vorhaltung der Betriebsbereitschaft

Servicelevel / Personal

- 3.1 EnBW verpflichtet sich zur Vorhaltung der Betriebsbereitschaft der Anlage gemäß dem zwischen den Vertragsparteien abgestimmten Servicelevel (Anhang 2). Hierzu gehört auch die Bereithaltung und Qualifikation des für den Kraftwerksbetrieb erforderlichen Personals. EnBW ist berechtigt, das zur Vorhaltung der Betriebsbereitschaft der Anlage im Regelfall eingesetzte Personal auch in anderen Anlagen der EnBW am Kraftwerksstandort Karlsruhe einzusetzen, sofern der zwischen den Vertragsparteien gem. Anhang 2 abgestimmte Servicelevel sichergestellt wird. Außer bei bestehenden Leistungseinschränkungen gemäß Ziffer 5 kann die Anlage während des in Anhang 2 genannten Einsatzzeitfensters unter Beachtung der dort genannten technischen Restriktionen durch TransnetBW zu einer Einspeisung gemäß den Regelungen des Anhang 6 angefordert werden.
- 3.2 EnBW 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 EnBW 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 EnBW jeweils für das jeweilige Sommerhalbjahr (16. April – 30. September) geplant und die Zeiträume mit TransnetBW bis 31. Oktober des

Vorjahres abgestimmt. Unterjährige planbare Kurzstillstände werden mit der TransnetBW ebenfalls mit ausreichend zeitlichem Vorlauf abgesprochen.

- 3.5 Rechtlich vorgeschriebene oder durch Behörden angeordnete Prüfungen und Auflagen sind durch die EnBW zu erbringen.

Versicherungen

- 3.6 Die EnBW sorgt für einen Versicherungsschutz nach den für die Anlage im letzten Jahr deren Einsatzes am Markt praktizierten Grundsätzen. Hierzu gehören die in Anlage 5a genannten Versicherungen wie insbesondere die Maschinenversicherung sowie die Haftpflichtversicherung. Sollten Anpassungen beim Versicherungsschutz erforderlich werden, wird die EnBW für den Abschluss eines entsprechenden Versicherungsvertrages sorgen. Wesentliche Änderungen in Bezug auf den Umfang des Versicherungsschutzes sind TransnetBW umgehend mitzuteilen. EnBW hat der TransnetBW den Versicherungsschutz auf Aufforderung nachzuweisen.
- 3.7 Hat TransnetBW nach einem auftretenden Schadensfall während der Vertragslaufzeit gemäß Ziffer 6.2 die Kosten für die Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft gemäß Ziffern 2.2, 2.3 und 2.4 getragen und EnBW Zahlungen aus einer der vorstehenden Versicherungen erhalten, so hat TransnetBW bis zur Höhe dieser Zahlung einen Erstattungsanspruch gegen EnBW, soweit sich die Leistungen der Versicherung auf Maßnahmen zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft beziehen. Gleiches gilt für den Fall, wenn und soweit eine Zahlung aus einer der vorstehenden Versicherungen aufgrund einer Herbeiführung des Versicherungsfalles oder aufgrund eines Verstoßes gegen versicherungsvertragliche, gesetzliche Verpflichtungen oder Obliegenheiten unterblieben ist, es sei denn, EnBW hat dies nicht zu vertreten. Erhöhen sich in der Folge die von EnBW zu zahlenden Prämien, so wird die Differenz zur bisherigen Höhe der Versicherungsprämie über die gesamte Dauer ihrer Wirksamkeit durch TransnetBW getragen.

Innerbetriebliche Leistungen

- 3.8 Ferner führt EnBW 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, CO₂, Entsorgung usw.). Außerdem stellt EnBW die Betriebsleitung.
4. Einsätze der Anlagen

Einsatzanforderung

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

5 bestehen. Eine Einsatzanforderung darf die Mindestbetriebszeit einer Anlage nur in gegenseitigem Einvernehmen unterschreiten.

- 4.2 EnBW 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 6 den Einsatzanforderungen der TransnetBW. Das Einsatzanforderungsrecht der TransnetBW bezieht sich insbesondere nicht auf interne betriebliche Belange der EnBW.

Zur Einsatzanforderung sendet die TransnetBW nach telefonischer Abstimmung mit der EnBW einen Einsatzfahrplan, der die Höhe und Dauer der zu liefernden Leistung unter Berücksichtigung des Servicelevels und der Randbedingungen gemäß Anhang 2 regelt. Der detaillierte Anforderungsprozess wird in Anhang 6 geregelt.

- 4.3 EnBW ist berechtigt, von Einsatzanforderungen abzuweichen, sofern und soweit EnBW 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 anerkannte Regeln der Technik verstoßen würde; dabei gelten für das Reservekraftwerk dieselben Regeln wie für regulär im Markt eingesetzte Kraftwerke oder
 - e) zu einem erheblichen Schaden an der Anlage führen könnte.

EnBW ist zudem berechtigt, von einer Einsatzanforderung abzuweichen, soweit der Abtransport der Energie im Anschlussnetz nicht möglich oder begrenzt ist und der Betreiber des Anschlussnetzes die EnBW hierauf ausdrücklich hingewiesen und eine Anpassung der Einspeisung verlangt hat (vgl. Ziffer 5.4). Das Recht der EnBW zum Abweichen von einer Einsatzanforderung besteht auch bei Beschränkungen im vorgelagerten Fernleitungsnetz und Gasverteilnetz durch Maßnahmen der jeweiligen Betreiber gem. § 16 und § 16a EnWG, welche Auswirkungen auf die Brennstoffversorgung von Anlagenteilen des Kraftwerks haben.

Hinsichtlich der Ausübung ihrer Berechtigung zum Abweichen von Einsatzanforderungen gemäß dieser Ziffer 4.3 ist EnBW nicht in der Lage und daher nicht verpflichtet, etwaige Auswirkungen einer solchen Abweichung auf das Elektrizitätsversorgungssystem zu überprüfen; der sichere und zuverlässige Betrieb des Elektrizitätsversorgungssystems obliegt der TransnetBW, welche daher ihr Netz unter anderem nach Maßgabe des n-1-Kriteriums betreiben wird. Sofern und soweit während des nach der originären Einsatzanforderung angeforderten Zeitraumes ein zur Abweichung berechtigender Umstand nach Ziffer 4.3 ganz oder teilweise wegfällt, ist die EnBW verpflichtet, die TransnetBW schnellstmöglich hierüber in Kenntnis zu setzen.

- 4.4 Falls EnBW den zur Abweichung von einer Einsatzanforderung berechtigenden Umstand nach Ziffer 4.3 zu vertreten hat, bleibt es der TransnetBW unbenommen, EnBW auf Ersatz eines durch die Abweichung von der Einsatzanforderung entstandenen Schadens in Anspruch zu nehmen. Hat die EnBW 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.
- 4.5 EnBW wird die Anlage gemäß § 13c Abs. 4 Satz 1 EnWG i.V.m. § 7 NetzResV ausschließlich auf Einsatzanforderung der TransnetBW gemäß den in diesem Vertrag vereinbarten Regelungen einsetzen. Probestarts gemäß Ziffer 4.9 und 4.10 sowie die etwaige Verfeuerung von Restbrennstoffmengen gemäß Ziffer 4.18 erfolgen nach vorheriger einvernehmlicher Abstimmung mit der TransnetBW.
- 4.6 EnBW wird die Anlagen 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 die Eigentumsgrenze entsprechend dem Netzanschlussvertrag über den Anschluss des Kraftwerks Daxlanden Block RDK 7 vom 26.07.2007 zwischen Kraftwerk und Netzbetreiber. Der Weitertransport im Netz liegt nicht im Verantwortungsbereich der EnBW.

Vorwärmung und Beheizung

- 4.8 EnBW wird die Anlage im erforderlichen Maße vorwärmen und -soweit erforderlich- beheizen, sodass der in Anhang 2 definierte Servicelevel erfüllt werden kann.

Probestarts

- 4.9 Zur Bereithaltung und Sicherung der Betriebsbereitschaft, zur Minimierung des Risikos eines Startversagens sowie zur Mitarbeiterqualifikation führt die EnBW Probestarts durch. Das Probestartkonzept für die Anlage ist in Anhang 3 festgelegt.
- 4.10 Rechtlich und behördlich vorgeschriebene Prüfungen (z.B. Kalibrierung) und Maßnahmen zur Mitarbeiterqualifikation sollen soweit möglich im Rahmen der Probestarts durchgeführt werden. In Ausnahmefällen können diese nach Zustimmung der TransnetBW auch bei separat durchgeführten Probestarts und -fahrten erfolgen.
- 4.11 EnBW überträgt TransnetBW die im Rahmen der Probestarts und -fahrten nach Maßgabe der Ziffern 4.9 und 4.10 erzeugte elektrische Energie in den Redispatchbilanzkreis der TransnetBW als Fahrplanlieferung entsprechend Ziffer 4.14. Die Abwicklung ist in den Anhängen 3 und 6 geregelt.
- 4.12 Die EnBW versucht Probestarts zu vermeiden, wenn absehbar ist, dass die Durchführung eines Probestarts dazu führen würde, dass eigene Standorte in ihrem Redispatchpotential bzw. ihrer Betriebsfähigkeit eingeschränkt werden (z.B. Absage eines Probestarts auf Basis des Wasserwärmemodells).

Bilanzkreis- und Zählwertmanagement

- 4.13 EnBW führt das für den Betrieb der Anlage notwendige Bilanzkreis- und Zählwertmanagement durch.
- 4.14 EnBW stellt TransnetBW die im Rahmen des vorliegenden Vertrages erzeugte elektrische Arbeit im Bilanzkreis 11XREDISPATCH--T (Redispatchbilanzkreis der TransnetBW) als Fahrplanlieferung aus dem Bilanzkreis 11XENBW-NETZR--T (Netzreservebilanzkreis der EnBW) zur Verfügung. Die Differenzmenge zwischen Fahrplanlieferung und real erzeugter Energie inklusive An- und Abfahrrampen verbleibt im Netzreservebilanzkreis der EnBW.

Beschaffung von Einsatzstoffen, CO₂-Zertifikaten und Entsorgung von Reststoffen

- 4.15 EnBW wird die im Rahmen der Einsätze verbrauchten Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe gemäß Anhang 4 im Rahmen des technisch und rechtlich Möglichen wiederbeschaffen („Wiederbeschaffung“).
- 4.16 EnBW wird jeweils bis zum Ablauf des 30. April eines Jahres die im Rahmen des Netzreservevertrages erforderlichen CO₂-Zertifikate des Vorjahres beschaffen. EnBW und TransnetBW stimmen hierzu einen Handelstag im April eines Jahres ab, an dem EnBW die Zertifikate beschafft. Die hierbei anfallenden Kosten werden TransnetBW von EnBW in Rechnung gestellt.

Ab dem 01.01.2025 erfolgt die Beschaffung bzw. Beistellung von CO₂-Zertifikaten jeweils monatlich am 15. des Folgemonats. Im jeweiligen Folgejahr (Kalenderjahrbetrachtung) erfolgt eine Spitzabrechnung, sobald die zertifizierten CO₂-Verbräuche feststehen. Die genaue Vorgehensweise ist in Anhang 5 definiert.

- 4.17 Die beim Einsatz anfallenden Entsorgungsprodukte wie Laugen, Säuren, Abfälle, Regenerierungswasser und Sonstige werden von der EnBW gemäß den gesetzlichen Bestimmungen entsorgt.

Verstromung/Verwertung von Restbrennstoffmengen sowie Hilfs- und Zusatzstoffen

- 4.18 Ist die Beendigung des Vertragsverhältnisses absehbar und der Vertrag soll nicht nach den Bestimmungen in Ziffer 12.1 verlängert werden, tragen EnBW und TransnetBW als Verantwortliche für die Netzreserveabrufe dafür Sorge, dass die verbleibenden Restbrennstoffmengen sowie Hilfs- und Zusatzstoffe bis Vertragsende auf ein Mindestmaß reduziert werden können. Die EnBW informiert hierzu die TransnetBW in Textform, sobald aus Sicht von EnBW eine solche Reduktion der Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe sinnvoll erscheint und stimmt mit der TransnetBW ein zum vorliegenden Zeitpunkt, entsprechend den vorliegenden Restbrennstoffmengen sowie Hilfs- und Zusatzstoffen, angemessenes Vorgehen zur Reduktion der zum Zeitpunkt der Beendigung des Vertragsverhältnisses erwarteten Restmengen ab. Die EnBW kann für diesen Fall in Abstimmung mit der TransnetBW von der in Ziffer 4.15 geregelten Vorgehensweise abweichen, wenn und soweit es die Umstände erfordern.

Die Vertragsparteien vereinbaren, dass nach dem im voranstehenden Absatz beschriebenen Vorgehen verbleibende Restmengen oder bei einer notwendigen Verwertung (z. B. wg. drohender Unbrauchbarkeit) gelagerter Brennstoffmengen eine Verfeuerung analog dem Vorgehen bei Durchführung von Probestarts gemäß Ziffer 4.9 und 4.10 durchgeführt werden soll. EnBW wird die TransnetBW über die Notwendigkeit der Verwertung der Brennstoffmengen (z.B. im Falle der drohenden Unbrauchbarkeit) in Textform informieren, TransnetBW prüft umgehend in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur, ob das vereinbarte Vorgehen zulässig ist. Spricht sich die Bundesnetzagentur zu gegebener Zeit gegen das vereinbarte Vorgehen aus, sind Gespräche mit der Behörde zu führen, um eine möglichst effiziente Möglichkeit zur Verwertung dieser Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe zu entwickeln.

Sollte weder eine Verfeuerung noch eine andere Möglichkeit zur Verwertung dieser Stoffe vereinbart werden können, wird EnBW sich bemühen, die erforderlichen Genehmigungen zu einem Abtransport und Weiterverkauf der Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe zu erwirken. In dem Fall, dass diese Bemühungen keinen Erfolg haben, sorgt EnBW für die fachgerechte Entsorgung der gelagerten Stoffe.

Die Vertragsparteien stimmen überein, dass die vorstehenden Verpflichtungen gemäß Ziffer 4.17 auch nach Ablauf des Vertrages gemäß Ziffer 12.1 zu erfüllen sind und dabei als Bestandteil dieses Vertrages gelten.

Stromeigenbedarf

- 4.19 EnBW verpflichtet sich, den zum Betrieb und zur betriebsbereiten Vorhaltung der Anlage erforderlichen Elektrizitätsbedarf (Stromeigenbedarf) zu decken. Die technischen und kommerziellen Randbedingungen hierzu sind in Anhang 4 und Anhang 5 beschrieben.

Umlagerelevante Sachverhalte

- 4.20 EnBW wird TransnetBW unverzüglich nach Kenntniserlangung über sämtliche Sachverhalte in Zusammenhang mit diesem Vertrag informieren, die Umlagen betreffen.

Einsatz der Anlage nach Ablauf des Vertrages

- 4.21 EnBW verpflichtet sich, alle gesetzlichen Anforderungen, die sich aus § 13c Abs. 4 S. 1 EnWG sowie aus § 5 Abs. 2 Nr. 2 und 4 NetzResV ergeben, einzuhalten.

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, Nachrüstungen oder Erneuerungen der Anlage, durch gesetzliche Auflagen und Verbote, durch Verzögerungen bei der Be- oder Wiederbeschaffung der Brenn-/Hilfs- und Zusatzstoffe etc. kann es zur vorübergehenden Betriebseinschränkung der Anlage kommen. In diesen Fällen ist die EnBW von der Pflicht zur Durchführung der Einsatzanforderung gemäß Ziffer 4.1 entsprechend dem Umfang der Betriebseinschränkung befreit. Zur Klarstellung ist festgehalten, dass die

EnBW verpflichtet ist, solche Betriebseinschränkungen auf das geringstmögliche Maß zu beschränken.

- 5.2 Die Parteien sind sich bewusst, dass der Servicelevel für die Anlage durch von der EnBW nicht zu vertretende Personalengpässe (z.B. Krankheit, eigenverantwortliche Kündigung der Mitarbeiter) weiter eingeschränkt oder nicht mehr möglich sein kann. Dieses Risiko kann, beispielsweise durch entsprechende Mitarbeiterqualifikation und Personalvorhaltung, durch EnBW nur minimiert, aber nicht gänzlich ausgeschlossen werden. Aufgrund der besonderen altersbedingten Spezifikationen der Anlage besteht ebenfalls die Gefahr, dass die Personalengpässe mangels adäquaten Ersatzes sowohl innerhalb der EnBW als auch durch externe Betriebsführungsunternehmen nicht ausgeglichen werden können.

EnBW wird die Entstehung von Personalengpässen möglichst vermeiden. Sollte der Servicelevel durch von EnBW nicht zu vertretende Personalengpässe in der vereinbarten Form jedoch nicht mehr möglich sein, werden die Vertragsparteien den Servicelevel entsprechend den noch vorhandenen Personalkapazitäten am Kraftwerksstandort anpassen. Sollte mit dem noch vorhandenen Personal kein oder für die Zwecke dieses Vertrages nur noch ein unzureichender Servicelevel möglich sein, wird die EnBW von der Pflicht zur Durchführung der Einsatzanforderung gemäß Ziffer 4.1 für die Zeit des Personalengpasses befreit.

- 5.3 Einsätze der Anlage unterliegen dem Risiko von Startversagern, von störungsbedingten Teilverfügbarkeiten oder eines vollständigen Ausfalls und längerfristiger technischer Nichtverfügbarkeit. In diesen Fällen ist die EnBW bis zur Behebung der vorgenannten Störung von der Pflicht zur Durchführung der Einsatzanforderung gemäß Ziffer 4.1 befreit.
- 5.4 Für das Kraftwerk bestehen Einsatzeinschränkungen bei Niedrigwasser oder hoher Flusswassertemperatur. Im 380 kV-Netz der TransnetBW können ebenfalls Transitbeschränkungen entstehen, die einen freien Einsatz der Anlage nicht mehr zulassen. Soweit ein Betrieb der Anlage in diesem Fall aufgrund entsprechender Vorschriften unzulässig oder tatsächlich unmöglich ist, ist die EnBW für den Zeitraum der Betriebseinschränkung von der Pflicht zur Durchführung der Einsatzanforderung nach Ziffer 4.1 befreit.
- 5.5 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 ein 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. Die von höherer Gewalt betroffene Vertragspartei hat alle wirtschaftlich zumutbaren Maßnahmen zur Wiederherstellung der normalen Durchführung dieser Vereinbarung innerhalb der kürzesten möglichen Frist zu ergreifen.

- 5.6 Bei Verfügbarkeits- oder sonstigen Einschränkungen der Anlage nach Maßgabe von Ziffer 5.1 – 5.5 wird EnBW die TransnetBW unmittelbar nach Bekanntwerden über deren Umfang und voraussichtlicher Dauer benachrichtigen und soweit einschlägig nach Ziffer 2.2, 2.3, 2.4 oder 3.3 weiter verfahren.
- 5.7 Bei jeglichen Störungen, die zu einer kurzfristigen Änderung der technischen Verfügbarkeit der Anlage führen, stimmen sich EnBW und TransnetBW zeitnah über die Auswirkungen auf die Fahrweise der Anlage ab.
- 5.8 Sollte die EnBW einen Umstand zu vertreten haben, der die EnBW zur Verweigerung der Leistung berechtigt, bleibt es der TransnetBW unbenommen, EnBW auf Ersatz eines durch die Abweichung von der Einsatzanforderung entstandenen Schadens in Anspruch zu nehmen.

6. Kostenerstattung und Rechnungslegung

(Wieder-) Herstellung der Betriebsbereitschaft

- 6.1 TransnetBW erstattet EnBW die nachgewiesenen Kosten zur erstmaligen Herstellung der Betriebsbereitschaft und bezüglich etwaiger erneuter Herstellungen der Betriebsbereitschaft der Anlage im Rahmen der jeweiligen Systemrelevanzausweisungen ab Inrechnungstellung gemäß Ziffer 2.1, 2.2, 2.3 und 2.4. Die Höhe der zu erstattenden Kosten sowie weitere Einzelheiten sind dem Anhang 5 zu entnehmen.
- 6.2 Die nachgewiesenen Kosten zur ggf. später erforderlichen weiteren Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft gemäß Ziffern 2.2, 2.3 und 2.4 werden durch TransnetBW erstattet. Weiteres dazu ist in Anhang 5 geregelt.
- 6.3 Die Kosten gemäß Ziffer 6.1 und 6.2 werden jeweils nach Abschluss einzelner Maßnahmen und Vorliegen sämtlicher Rechnungen bis zum Ablauf des 10. Werktages des Folgemonats in Rechnung gestellt. Teilabrechnungen sind quartalsweise möglich. Im Einvernehmen zwischen den Vertragspartnern kann davon abgewichen werden.

TransnetBW behält sich vor, stichprobenhaft gutachterlich prüfen zu lassen, ob die betreffenden Maßnahmen tatsächlich durchgeführt wurden. Die EnBW stellt dem Gutachter die erforderlichen Informationen zur Verfügung, gewährt ihm Zutritt zu den erforderlichen Räumlichkeiten und unterstützt auch im Übrigen bei der Begutachtung. TransnetBW übernimmt alle in diesem Zusammenhang bei EnBW entstehenden zusätzlichen Kosten. TransnetBW stellt zudem sicher, dass eine entsprechende gutachterliche Prüfung zeitnah nach der jeweiligen durchgeführten Maßnahme erfolgt.

Vorhaltung der Betriebsbereitschaft

- 6.4 Für die Vorhaltung der Betriebsbereitschaft der Anlage gemäß Ziffer 3 zahlt TransnetBW an die EnBW abgestimmt mit der BNetzA einen pauschalen Leistungspreis („Leistungsvorhaltekosten/ operative Fixkosten“) basierend auf dem zwischen EnBW und BNetzA abgestimmten Jahresabschluss 2021 der EnBW. Vom Leistungspreis nicht umfasst sind dabei die in Anhang 9 Ziffer 2 aufgezählten Kosten-

positionen. Die jeweils aktuelle Höhe des Leistungspreises sowie weitere Einzelheiten diesbezüglich sind in Anhang 5 festgelegt. Im Falle einer Leistungspreisanpassung gemäß Ziffer 6.11 oder 6.12 wird Anhang 5 und Anhang 9 entsprechend angepasst.

- 6.5 Der Leistungspreis wird jeweils bis zum Ablauf des 10. Werktages des Folgemonats für den vorangegangenen Monat in Rechnung gestellt.

Einsätze der Anlage

- 6.6 Kosten für Einsätze der Anlage gemäß Ziffer 4.1 – 4.12 werden von der TransnetBW erstattet. Weitere Einzelheiten dazu werden in Anhang 5 geregelt.

- 6.7 Etwaige Kosten, die im Zusammenhang mit der Verstromung/Verwertung von Restbrennstoffmengen sowie Hilfs- und Zusatzstoffen gemäß Ziffer 4.18 anfallen, werden der EnBW von der TransnetBW erstattet. Etwaige Erlöse, die ebenfalls gemäß Ziffer 4.18 entstehen, werden an die TransnetBW weitergereicht. Die Kostenersatzpflicht der TransnetBW sowie die Pflicht der EnBW zur Weitergabe der Erlöse gelten auch, soweit die Restbrennstoffmengen sowie Hilfs- und Zusatzstoffen erst nach Ende der vertraglich vereinbarten Vertragslaufzeit gemäß Ziffer 12.1 entsorgt oder anderweitig verwertet werden. Weitere Einzelheiten dazu werden in Anhang 5 geregelt.

- 6.8 Die Ausgleichsenergiekosten, die im Netzreservebilanzkreis der EnBW anfallen, werden der EnBW von der TransnetBW auf Istkostenbasis erstattet. Erlöse aus Ausgleichsenergie werden an die TransnetBW weitergereicht. Weitere Einzelheiten dazu werden in Anhang 5 geregelt.

- 6.9 Kosten für das Gasverbrauch-Äquivalent und das Gasnetzentgelt für die Hilfsdampfnutzung. Die Nutzung von Hilfsdampf für die Kraftwerkssysteme und Raumheizung wird als Gasverbrauch-Äquivalent verrechnet. Der ermittelte Gasverbrauch wird monatlich an TransnetBW zum veröffentlichten Ausgleichsenergiepreis (pos. Ausgleichsenergiepreis im Marktgebiet Trading Hub Europe) zzgl. der RLM Bilanzierungsumlage, den jeweils aktuell geltenden Gasumlagen (z.B. Gasbeschaffungsumlage und Speicherbefüllungsumlage) und sonstigen darüber hinaus ggf. anfallenden Zuschlägen (wie z.B. variables Transportentgelt SNAM, variables Transportentgelt FluxSwiss und Konvertierungsumlage für deutschen Entry, wenn das Gas aus Italien kommt) verrechnet. Da die Preise wegen notwendiger Brennwertkorrekturen vorläufig sind, muss diesbezüglich ggf. eine Spitzabrechnung erfolgen. Weiterhin wird das Gasnetzentgelt für die Gasversorgung der für die Hilfsdampferzeugung verantwortlichen HIDE 2 und 3 (ca. 50 MWh/h) hälftig RDK7 zugeordnet und monatlich verrechnet

- 6.10 Die anfallenden Kosten werden jeweils zum Ablauf des 10. Werktages des Folgemonats für den vorangegangenen Monat in Rechnung gestellt.

Leistungspreisanpassung

- 6.11 Entsprechend der Ergebnisdokumentation der BNetzA (BK8-23/4004-R; beigelegt als Anhang 5a) werden von dem gem. 6.4 von TransnetBW an EnBW zu zahlenden pauschalen Leistungspreis abweichend sämtliche Tarifieränderungen beim

Personalaufwand, die ab dem 01.05.2024 erfolgt sind sowie die tatsächlich anfallenden Prämienhöhungen bei der Maschinenversicherung ab dem 01.01.2024 bis zum Ende der Vertragslaufzeit bei der festzulegenden Höhe der Kostenerstattung im Ausweisungszeitraum stichtagsgenau berücksichtigt. Einzelheiten dazu sind in Anhang 5 und Anhang 9 geregelt.

Mit Ausnahme von Ziffer 6.11 und 6.12 werden die Vertragsparteien eine Anpassung des Leistungspreises gemäß Ziffer 6.4 nur im Rahmen eines Anschlussvertrages und nur dann vornehmen, wenn sich die Systemrelevanz aufgrund einer durch die BNetzA genehmigten erneuten Systemrelevanzausweisung verlängert. Dabei wird der Leistungspreis einer Prüfung in Abstimmung mit der BNetzA unterzogen.

Bei Vorliegen einer durch die BNetzA genehmigten erneuten Systemrelevanzausweisung ab dem 01.04.2025 wird bis zur erfolgten Abstimmung des neuen Leistungspreises mit der BNetzA sowie der Bestimmung des Umfangs der Kostenerstattung im Übrigen weiterhin der bis dahin in Anhang 5 enthaltene Leistungspreis als Abschlagszahlung entrichtet; im Umfang einer damit einhergehenden Änderung des Leistungspreises erfolgt nach erfolgter Abstimmung bezüglich der Abschlagszahlungen ein Ausgleich über die Istkostenabrechnung.

Weitere Kostenerstattung

- 6.12 Sofern und soweit durch eine rechtskräftige gerichtliche Entscheidung festgestellt wird, dass zusätzliche Kosten als von dem Übertragungsnetzbetreiber nach den gesetzlichen Bestimmungen oder Verordnungen dem Kraftwerksbetreiber zu erstattende Kosten anzusehen sind, stimmen die Vertragsparteien überein, dass diese Kosten Vertragsbestandteil sind. TransnetBW hat der EnBW die entsprechenden und plausibilisierten Kosten zu erstatten.

Den Vertragsparteien ist bewusst, dass eine vorstehende rechtskräftige gerichtliche Entscheidung und damit eine Klarstellung zu erstattender Kosten erst nach Beendigung dieses Vertrages erfolgen könnte. Daher stimmen die Vertragsparteien überein, dass die vorstehenden Kostenerstattungspflichten der TransnetBW als Vertragsbestandteil geltend ggf. nach Ablauf des Vertrages gemäß Ziffer 12.1 zu erfüllen sind.

Opportunitätskosten

- 6.13 Zur Abgeltung der gesetzlichen Ansprüche nach § 13c Abs. 3 S. 1 Nr. 4 EnWG zahlt TransnetBW an die EnBW die entsprechenden gesetzlichen Kapitalbindungskosten. Die Höhe der Kapitalbindungskosten sowie weitere Einzelheiten diesbezüglich sind in Anhang 5 festgelegt.
- 6.14 Die Kapitalbindungskosten werden jeweils bis zum Ablauf des 10. Werktages des Folgemonats für den vorausgegangenen Monat in Rechnung gestellt.

Beginn der Kostenerstattung

- 6.15 Zwischen der EnBW einerseits und der TransnetBW andererseits besteht Einigkeit, dass die Erstattung aller Kostenpositionen nach § 13c Abs. 3 Nr. 1 bis 4 EnWG auf gesetzlicher Basis und im gesetzlich vorgeschriebenen Umfang erfolgen soll.

Abweichungen von den gesetzlichen Vorgaben, gleich in welche Richtung, sollen daher nach dem Willen der Vertragsparteien ausgeschlossen sein.

Rückerstattung investiver Vorteile

- 6.16 Zur Abgeltung des gesetzlichen Anspruchs nach § 13c Abs. 4 S. 2 und 3 EnWG erstattet EnBW der TransnetBW nach endgültiger Stilllegung der Anlage etwaige Restwerte investiver Vorteile aus Erhaltungs- und/oder Betriebsbereitschaftsauslagen. Die diesbezüglichen Einzelheiten sind in Anhang 5 sowie Anhang 5b festgelegt.

Rechnungsstellung und Fälligkeit

- 6.17 Rechnungen an die TransnetBW sind unter den Anforderungen eines entsprechenden Nachweises i.S.d. Ziffer 6.22 an den zentralen Rechnungseingang der TransnetBW zu stellen:

TransnetBW GmbH
Zentraler Rechnungseingang
Postfach 10 13 62
70012 Stuttgart

- 6.18 Als Nachweis genügt die Vorlage einer durch einen Dritten an die EnBW gestellten Rechnung bzw. der anderweitige Nachweis entsprechender Kosten. Für eigens von der EnBW erbrachte Leistungen genügen als Nachweis interne Verrechnungsbelege. Sofern die TransnetBW ein berechtigtes Interesse an Nachweisen in einer anderen Form oder einem anderen Umfang hat, wird die EnBW der TransnetBW solche Nachweise zur Verfügung stellen, soweit dies für die EnBW nicht unzumutbar ist.
- 6.19 Rechnungen sind binnen 30 Tagen nach Rechnungseingang fällig.
- 6.20 Für die Rechtzeitigkeit von Zahlungen der TransnetBW ist der Zahlungseingang bei EnBW maßgeblich. Bei verspätetem Zahlungseingang gelten die gesetzlichen Regelungen.
- 6.21 Die Rechnungen sind ordnungsgemäß entsprechend den jeweils geltenden gesetzlichen Regeln des UstG auszustellen (§§ 14 UstG ff.). Alle abzurechnenden Beträge sind Netto-Beträge. Hinzu kommt die Umsatzsteuer in gesetzlicher Höhe.
- 6.22 EnBW verpflichtet sich die Rechnungen inkl. Nachweise der Kosten der Erhaltung und Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft umgehend TransnetBW zur Verfügung zu stellen. Die Rechnungsbeträge müssen zweifelsfrei identifizier- und nachvollziehbar sein. Insbesondere muss eine nachvollziehbare Zuordnung zur jeweiligen Fremdleistungsrechnung bereitgestellt werden. Im Rechnungsanhang befindet sich eine leistungsmonatsscharfe Aufteilung der angefallenen Aufwendungen. Idealerweise geschieht dies über die Rechnungsnummer der Fremdleistung sowie der EnBW-Rechnungsnummer. Bei innerbetrieblichen Leistungen (IBLs) wird EnBW entsprechend bestätigen, dass es sich um zusätzliche Personalressourcen handelt, die nicht im Rahmen der Leistungspreisvergütung abgegolten werden. Des Weiteren wird eine zweifelsfreie Identifizierung des jeweiligen netz-

reserverelevanten Standorts seitens EnBW auf der Rechnung ermöglicht. TransnetBW und EnBW einigen sich je anstehendem Abschluss auf eine „Netzreserve-Quartalsabfrage“. Diese wird je Abschluss von TransnetBW an EnBW versendet und von EnBW ausgefüllt. Hierbei werden für alle offenen Positionen so weit wie möglich leistungszeitraumscharfe Schätzkosten inkl. Obligo seitens EnBW zur Verfügung gestellt.

Stromsteuer und Energiesteuer

6.23 Die Vertragspartner sind sich einig, dass TransnetBW in seiner Eigenschaft als stromsteuerlicher Erlaubnisinhaber nach § 4 Stromsteuergesetz (StromStG) die von EnBW erzeugte elektrische Energie unversteuert übernimmt. Hierfür stellt TransnetBW der EnBW den Versorgererlaubnisschein nach § 4 Abs. 2 StromStG zur Verfügung. EnBW ist für die stromsteuerliche und energiesteuerliche Eigenverbrauchsbesteuerung des Kraftwerksbetriebs verantwortlich. Energiesteuerlicher und stromsteuerlicher Verwender für beim Kraftwerkeinsatz verbrauchte Energieerzeugnisse und Strom ist die EnBW. EnBW ist damit der Entlastungsbeauftragte gegenüber dem Hauptzollamt für beim Kraftwerksbetrieb eingesetzte Energieträger. Kostenerstattungen des Kraftwerksbetriebs für von EnBW eingesetzte Brennstoffe und der Stromeigenbedarf stellen keine strom- und energiesteuerlichen Lieferungen von Energieträgern und Strom von EnBW an TransnetBW dar.

7. Bereitstellung von Informationen

Die Vertragsparteien benennen in den Anhängen 7 und 8 Kontaktstellen, die an der Umsetzung des vorliegenden Vertrags beteiligt sind.

8. Beachtung rechtlicher Vorschriften

Die Vertragsparteien sind verpflichtet die geltenden rechtlichen Vorschriften zu beachten. Dies gilt insbesondere für die Beachtung des Vergaberechts sowie des sonstigen Wettbewerbsrechts. EnBW behandelt bei Beschaffungsvorgängen die vertragsgegenständliche Anlage prozessablauftechnisch und organisatorisch nach denselben Maßstäben wie ihre im Markt befindlichen Kraftwerksanlagen. Insbesondere wird, wie auch bei im Markt befindlichen Kraftwerksanlagen, der zentrale Einkauf der EnBW in Anspruch genommen.

9. Haftung

Die Vertragsparteien haften einander nach den gesetzlichen Bestimmungen soweit in diesem Vertrag nicht ausdrücklich etwas anderes bestimmt ist.

10. Änderung der Verhältnisse

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.

11. Gerichtsstand

Für Rechtsstreitigkeiten aus und im Zusammenhang mit diesem Vertrag vereinbaren die Vertragsparteien als ausschließlichen Gerichtsstand Stuttgart.

12. Vertragsdauer und –beendigung

12.1 Der Vertrag tritt zum 27.05.2024, 00:00 Uhr, in Kraft. Der Vertrag hat eine Laufzeit bis zum Ablauf des 31.03.2025. Wenn die Anlage nach Ablauf der aktuellen Genehmigung der Ausweisung der Anlagen als systemrelevant Gegenstand einer erneuten genehmigten Systemrelevanzausweisung ist, werden die Parteien den Vertrag im bisherigen Sinne bis zum Ende des von der erneuten genehmigten Systemrelevanzausweisung umfassten Zeitraums insbesondere unter Berücksichtigung der Ziffern 6.1 und 6.11 neu abschließen und ggf. eine Anpassung an geänderte Rahmenbedingungen vornehmen. Eine Anpassung von Vertragsregelungen erfolgt mit Ausnahme der Ziffern 6.1 und 6.11 grundsätzlich nur bei Änderung der gesetzlichen Rahmenbedingungen.

12.2 Unter der Voraussetzung, dass eine Prüfung durch die TransnetBW in Abstimmung mit der BNetzA ergibt, dass die Anlage auch nach Ablauf der diesem Vertrag zugrundeliegenden Genehmigungen der Ausweisung als systemrelevant weiterhin systemrelevant im Sinne des § 13b Abs. 2 Satz 2, Abs. 5 EnWG ist, wird die TransnetBW schnellstmöglich nach Inkrafttreten dieses Vertrages in Abstimmung mit der BNetzA, spätestens jedoch 13 Monate vor Ablauf der derzeitigen Ausweisung als systemrelevantes Kraftwerk, eine erneute Genehmigung der Ausweisung der Anlage als systemrelevant beantragen.

Diese Ziffer 12.2 gilt für den Fall, dass nur einzelne Teile der vertragsgegenständlichen Anlage zukünftig als systemrelevant ausgewiesen werden, nur für diese Anlagenteile entsprechend.

12.3 Sollte TransnetBW in Erwägung ziehen, die Systemrelevanz erneut auszuweisen, wird sie der EnBW frühestmöglich, wenn möglich spätestens 13 Monate vor Ablauf des aktuellen Systemrelevanzzeitraums, diese Absicht in Textform (Schreiben oder E-Mail) mitteilen. Die Vertragsparteien werden in diesem Fall in Gespräche darüber eintreten, welche Voraussetzungen für eine erneute Betriebsbereitschaft zu erfüllen wären.

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

14. Schriftform

Willenserklärungen, die diesen Vertrag ändern oder beenden, bedürfen zu ihrer Wirksamkeit einer handschriftlichen Unterzeichnung oder einer qualifizierten elektronischen Signatur.

15. Vertragsausfertigung

Der Netzreservevertrag wird bei handschriftlicher Unterzeichnung doppelt ausgefertigt; jeder Vertragspartner erhält eine Ausfertigung. Bei Unterzeichnung mittels qualifizierter elektronischer Signatur wird der Netzreservevertrag digital ausgefertigt. Jeder Vertragspartner erhält uneingeschränkten Zugriff auf ein entsprechendes Dokument. Die Vertragsparteien stellen der BNetzA eine Kopie des Vertrages und eine weitere, untereinander abgestimmte Fassung des Vertrages zur Verfügung, welche um die Ihrer Ansicht nach bestehenden Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse von sich und Geschäftspartnern geschwärzt ist.

16. Vertragsanhänge

Die folgenden Anhänge sind integraler Bestandteil dieses Vertrags und können in Abstimmung mit der BNetzA bei Bedarf angepasst werden:

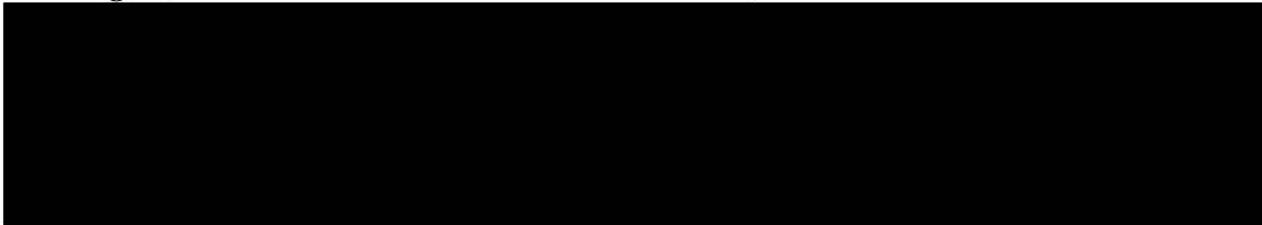
- Anhang 1: Herstellung der Betriebsbereitschaft
- Anhang 1a): Bescheid der BNetzA betreffend die Genehmigung der Ausweisung der Systemrelevanz 2024 - 2025
- Anhang 1b): Schreiben der BNetzA vom 07.02.2018 „Hinweis für die Übertragungsnetzbetreiber bezüglich dem Umgang mit den Kosten der Herstellung der Betriebsbereitschaft nach §13c Abs. 1 S. 1 Nr. 1lit. a EnWG“
- Anhang 1c): Schreiben der BNetzA vom 16.07.2021 „Hinweis bezüglich dem Umgang mit den Opportunitätskosten nach §13c Abs. 3 S. 1 Nr. 4 EnWG“ und der zuletzt am 27.06.2024 aktualisierten Anlage 1
- Anhang 2: Servicelevel

- Anhang 3: Probestartkonzept
- Anhang 4: Beschaffungskonzept
- Anhang 5: Festlegung der Vergütung
- Anhang 5a: Ergebnisdokumentation RDK 7 BK8-23/4004-R
- Anhang 5b: Schreiben der BNetzA vom 27.03.2025 „Hinweis zur Rückerstattung des Restwerts investiver Vorteile (§ 13c Abs. 2 Satz 2 und Satz 3, Abs. 4 Satz 2 und Satz 3 EnWG)“
- Anhang 6: Einsatzanforderung
- Anhang 7: Kontaktstellen EnBW
- Anhang 8: Kontaktstellen TransnetBW
- Anhang 9: Übersicht der EnBW zu Kostenbestandteilen

17. Unterschriften

Stuttgart, den.....

Karlsruhe, den.....



Anhang 1: Herstellung der Betriebsbereitschaft

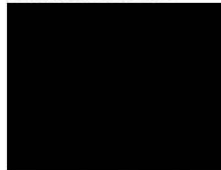
Zeitraum 27.05.2024 – 31.03.2025 (1. Systemrelevanzausweisungsperiode)



TRANSNET BW / OSLOER STRASSE 15 - 17 / 70173 STUTTGART

EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Herrn [REDACTED]
Schelmenwasenstraße 15
70567 Stuttgart

DATUM
13/03/2023
ANSPRECHPARTNER/IN



IHRE ZEICHEN
-
IHR SCHREIBEN VOM
-

Aufforderung zur Herstellung der Betriebsbereitschaft des Kraftwerksblocks RDK 7 der EnBW AG

Sehr geehrter [REDACTED]

am 19.12.2022 hat TransnetBW die Genehmigung der Ausweisung der Systemrelevanz für den in Tabelle 1 aufgeführten Kraftwerksblock (nachfolgend: Anlage), auf Basis der Ergebnisse der Systemanalysen 2020, bis zum Ablauf des 31.03.2025 bei der Bundesnetzagentur beantragt.

TransnetBW GmbH
Pariser Platz
Osloer Straße 15 - 17
70173 Stuttgart
Postfach 10 13 62
70012 Stuttgart
Germany

Telefon +49 711 21858-0
Telefax +49 711 21858-4405
transnetbw.de

Geschäftsführung:
Dr. Werner Götz (Vorsitzender)
Michael Jesberger
Dr. Rainer Pflaum

Vorsitzender des
Aufsichtsrats:
Dirk Güsewell

Sitz der Gesellschaft:
Stuttgart
Registergericht Stuttgart
HRB Nr. 740510
Ust-Id-Nr.: DE 191008872

Bankverbindung:
Baden-Württembergische Bank
Bankleitzahl: 600 501 01
Kontonummer: 13 69 520
SOLADEST600
DE96 6005 0101 0001 3695 20

Ein Unternehmen
der EnBW-Gruppe

Tabelle 1: Netzreservekraftwerke EnBW AG

KW-Nr. BNetzA	Stilllegung	KW-Name	Blockname	Energieträger	Nettonennleistung in MW
BNA0518a	27.05.2024	Rheinhafen-Dampfkraftwerk	RDK 7	Steinkohle	517

Mit Schreiben vom 06.03.2023 hat die Bundesnetzagentur den Antrag beginnend ab Inkrafttreten des Kohleverfeuerungsverbots der Anlage bis zum Ablauf des 31.03.2025 genehmigt.

Wir möchten Sie darauf hinweisen, dass Ihnen damit gemäß § 13b Absatz 5 EnWG die endgültige Stilllegung Ihrer Anlage bis zum Ablauf des 31.03.2025 verboten ist, sofern der Weiterbetrieb technisch und rechtlich möglich ist. Zudem sind Sie gemäß § 13b Absatz 5 EnWG verpflichtet, die Anlage in einem Zustand zu erhalten, der eine Anforderung zur weiteren Vorhaltung oder Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft nach § 13b Absatz 4 EnWG ermöglicht, soweit dies nicht technisch und rechtlich ausgeschlossen ist.

Hiermit fordern wir Sie gemäß § 13b Absatz 5 Satz 11 EnWG auf, die Betriebsbereitschaft der Anlage im Rahmen des technisch und rechtlich Möglichen weiter vorzuhalten respektive wiederherzustellen.

Im Rahmen der entsprechenden Vorschriften des EnWG sowie der NetzResV werden die Kosten für die Herstellung der Betriebsbereitschaft durch die TransnetBW erstattet.



Die Betriebsbereitschaft der Anlagen ist für die TransnetBW gegeben, wenn die folgenden Anforderungen kumulativ eingehalten werden können:

- / Die Möglichkeit zur Einsatzanforderung rund um die Uhr, d.h. 24 Stunden an 7 Tagen die Woche
- / Die Möglichkeit zum durchgängigen Dauerbetrieb über 240 Stunden bei Maximallast. Sofern der 240 Stunden-Dauerbetrieb bei Maximallast technisch oder rechtlich unmöglich ist, die Möglichkeit zum maximal umsetzbaren Dauerbetrieb.

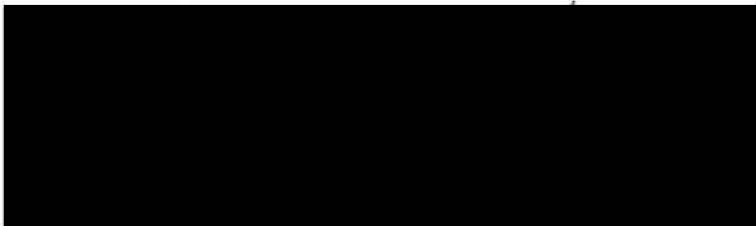
Die geforderte Betriebsbereitschaft bedingt dabei folgendes:

- / Technischer Zustand der Anlagen, der einen durchgängigen Dauerbetrieb wie oben angegeben ermöglicht sowie
- / Vorhandensein sämtlicher für den oben angegebenen Einsatz erforderlicher Brenn-, Hilfs- und Betriebsstoffe im für den unmittelbaren Einsatz erforderlichen Zustand.

Bitte informieren Sie uns vorab über Dauer, Zeitpunkt und Kosten erforderlicher Maßnahmen, welche zur Herstellung der Betriebsbereitschaft unabdingbar sind. Bitte beachten Sie in diesem Zusammenhang die Einordnung der Maßnahmen gemäß dem „4 Stufen-Modell“ auf Basis des Hinweispapiers „Hinweis für die Übertragungsnetzbetreiber bezüglich des Umgangs mit den Kosten der Herstellung der Betriebsbereitschaft nach §13c Abs. 1 S. 1 Nr. 1lit. a EnWG“ der Bundesnetzagentur vom 07.02.2018.

Für Rückfragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüße



EnBW
Energie Baden-Württemberg AG

EnBW Energie Baden-Württemberg AG

TransnetBW GmbH
Herr [REDACTED]
Hr. [REDACTED]
Osloer Str. 15-17
70173 StuttgartDurlacher Allee 93
76131 Karlsruhe
www.enbw.comName [REDACTED]
Bereich [REDACTED]
Telefon [REDACTED]
E-Mail [REDACTED]
Ihr Schreiben 13.03.2023**Erforderliche Maßnahmen zur Herstellung und Vorhaltung der Betriebsbereitschaft des Kraftwerksblocks RDK 7 am Standort Karlsruhe**

20. Juni 2023

Sehr geehrter Herr [REDACTED]

wir nehmen Bezug auf Ihr Schreiben vom 13.03.2023, in dem Sie uns gem. § 13b Absatz 5 EnWG aufgefordert haben, die Betriebsbereitschaft der Anlage RDK 7 am Standort Karlsruhe für den Zeitraum 27.05.2024 bis 31.03.2025 im Rahmen des technisch und rechtlich Möglichen herzustellen bzw. vorzuhalten. Ihrer Bitte, Ihnen die notwendigen Maßnahmen zur Herstellung und Vorhaltung der Betriebsbereitschaft auf dem von Ihnen angeforderten Niveau sowie deren Dauer, Durchführungszeitpunkt und Kosten mitzuteilen, kommen wir mit diesem Schreiben gerne nach.

Maßnahmen zur Herstellung der Betriebsbereitschaft:

Unter Zugrundelegung des von Ihnen in Ihrem Schreiben beschriebenen Einsatzszenarios sind zur Vorhaltung bzw. Herstellung der Betriebsbereitschaft von RDK 7 mindestens die im Anhang aufgelisteten Maßnahmen einzuleiten. Für die Umsetzung dieser Maßnahmen planen wir eine Anlagenrevision von RDK 7 im Zeitraum 24.08.2024 – 03.11.2024 durchzuführen. Den genauen Durchführungszeitpunkt sowie die Dauer werden wir Ihnen zu einem späteren Zeitpunkt mitteilen.

Die mit der Durchführung der vorstehend erwähnten Maßnahmen zu erwartenden Kosten haben einem Gesamtumfang von ca. [REDACTED]. Wir weisen vorsorglich darauf hin, dass die der Darstellung zugrunde gelegten Daten den Charakter substantiiertester Schätzwerte haben und dementsprechend eine gewisse Prognoseunsicherheit beinhalten.

Sitz der Gesellschaft: Karlsruhe
Amtsgericht Mannheim
HRB Nr. 107956
Steuer-Nr. 35001/01075Vorsitzender des Aufsichtsrats:
Lutz Feldmann
Vorstand:
Andreas Schell (Vorsitzender)
Dirk Güsewell
Thomas Küsterer
Colette Rückert-Hennen
Dr. Georg Stamateleopoulos

1 / 4

EnBW
Energie Baden-Württemberg AG

Insbesondere mögliche Schäden oder zusätzlich erforderliche Aktivitäten, die erst nach der Erstellung dieses Schreibens bzw. im Rahmen der eingeleiteten Maßnahmen befundet oder erkannt werden könnten, sind darin nicht enthalten. Sofern also weitere, aktuell noch nicht absehbare und zur Vorhaltung bzw. zur Herstellung der Betriebsbereitschaft erforderliche Tätigkeiten notwendig sind, werden wir diese nach vorheriger Absprache mit Ihrem Haus ebenfalls einleiten.

Wir weisen Sie in diesem Zusammenhang darauf hin, dass wir gegenwärtig keinen unterzeichneten Netzreservevertrag für RDK 7 vorliegen haben und somit bei RDK 7 unabhängig von der weiteren Entwicklung des künftigen Abschlusses eines Netzreservevertrags praktisch gezwungen sind, für die Planung und Durchführung etwaiger Maßnahmen an dem Kraftwerksblock alle kostenrelevanten Annahmen bereits vor Veranlassung dieser Maßnahmen zu treffen und dies später grundsätzlich nicht mehr rückholbar ist. Wir verstehen Ihre Aufforderung zur Herstellung und Vorhaltung der Betriebsbereitschaft auf dem von Ihnen geforderten Niveau daher als unabhängig von etwaigen späteren vertraglichen Regelungen bereits jetzt als rechtsverbindlich i.S.d. gesetzlichen Regelungen des § 13b Abs. (5) im Zusammenspiel mit § 13c Abs. (3) EnWG. Eine insoweit abweichende spätere vertragliche Regelung kommt damit nach unserem Verständnis nicht mehr in Betracht bzw. würde eine selbständige vertragliche Kostenregelung erforderlich machen, über die alle bereits ausgelösten Kosten aufzufangen wären.

Unbenommen davon berücksichtigen wir die Ausführungen in dem Hinweispapier der BNetzA vom 07.02.2018 „Hinweis für die Übertragungsnetzbetreiber bezüglich dem Umgang mit den Kosten der Herstellung der Betriebsbereitschaft nach §13c Abs. (1 bzw. 3) EnWG“ (4 Stufen-Modell) und gehen dabei auf Grundlage der aktuell gelebten Praxis zu diesem Punkt davon aus, dass die in dem Hinweispapier geforderte Verfahrensweise alle Beteiligten auch bereits ohne netzreservevertragliche Fixierung bindet.

Wir halten insoweit fest, dass Maßnahmen, für die eine Überprüfung durch Sie oder einen durch Sie beauftragten Dritten festgelegt wurden, mithin alle Maßnahmen, deren Kosten 10 T Euro überschreiten, durch uns erst nach Ihrer hinweispapierkonformen verbindlichen Bestätigung ausgelöst werden. Wir verstehen dies als von der BNetzA veranlasste, auch von Ihnen akzeptierte Konkretisierung der gesetzlichen Verpflichtung zur Bereitschaftsvorhaltung nach § 13b Abs. (5) i.V.m. § 13c Abs. (3) EnWG und bitten um entsprechende Berücksichtigung.

Wir erinnern außerdem daran, dass wir die aufgeführten Maßnahmen aufgrund unserer ausgewiesenen, umfassenden Erfahrungen im Betrieb von Kraftwerken zur Sicherstellung der Verfügbarkeit für notwendig i.S.d. § 13c Abs. (1 bzw. 3) EnWG erachten sowie deren Dauer, Zeitpunkt und Kosten größtenteils nicht oder nur sehr bedingt von uns beeinflussbar sind und qualifizierte Schätzungen darstellen, sich praktische Abweichungen aber ergeben könnten.

Wir werden Ihnen die genannten Maßnahmen bei Bedarf gerne näher erläutern. Darüber hinaus werden wir die in der Anlage genannten Maßnahmen auch in der Form und dem entsprechenden Detaillierungsgrad des von Ihnen übermittelten Templates dem TÜV Süd zur Verfügung stellen.

EnBW
Energie Baden-Württemberg AG

Für die Durchführung der beschriebenen Maßnahmen im Zusammenhang mit der Herstellung und Vorhaltung der Betriebsbereitschaft fordern wir Sie hiermit gem. § 13c Abs. (4) EnWG zur Zahlung der Erhaltungs- und der Betriebsbereitschaftsauslagen nach § 13c Abs. (3) Satz 1 Nummer 1 und 2 sowie Satz 2 EnWG auf.

Brenn-, Hilfs- und Betriebsstoffe sowie Personal:

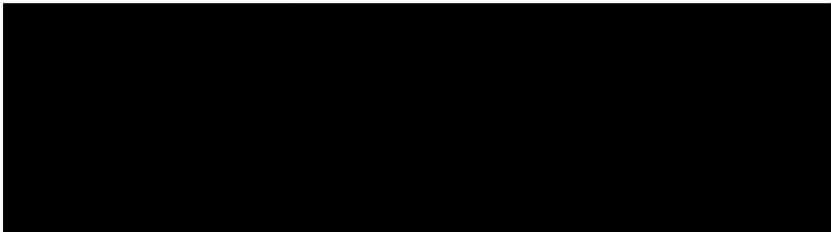
Das zur Vorhaltung der beschriebenen Betriebsbereitschaft von RDK 7 erforderliche Personal stellen wir bereit; ebenso die erforderlichen Mindestmengen an Brenn-, Hilfs- und Betriebsstoffen.

Wir möchten an dieser Stelle bereits darauf hinweisen, dass hinsichtlich der Qualifizierung von insbesondere neuem Personal ggf. zusätzliche Kosten entstehen werden, die wir im Rahmen der Herstellung der Betriebsbereitschaft von RDK 7 geltend machen werden (z.B. Personal - und Weiterbildungskosten aufgrund der Notwendigkeit altersbedingter Nachbesetzungen (Doppelbesetzungen), um einen durchgehenden Weiterbetrieb gewährleisten zu können). Wir werden diesbezüglich mit weiteren Details in einem späteren Schreiben auf Sie zukommen.

Bei weiteren Fragen stehen wir Ihnen sehr gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüße

EnBW Energie Baden-Württemberg AG





Anhang

Erforderliche Maßnahmen und deren voraussichtliche Kosten zur Vorhaltung bzw. Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft von RDK 7 im Zeitraum 27.05.2024-31.03.2025:

#	Maßnahmen	Kosten [k€] gesamt
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		

Ggf. weitere erforderliche Tätigkeiten zur Vorhaltung bzw. Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft, die heute noch nicht absehbar sind, werden in Abstimmung mit TransnetBW ebenfalls durch EnBW eingeleitet.

Anhang 1a: Bescheid der BNetzA betreffend die Genehmigung der Ausweisung
der Systemrelevanz des RDK 7

Zeitraum 27.05.2024 - 31.03.2025 (1. Systemrelevanzausweisungsperiode)



Bundesnetzagentur

Bundesnetzagentur • Postfach 80 01 • 53105 Bonn

Zustellung gegen EmpfangsbekenntnisTransnetBW GmbH
Herrn [REDACTED]
Heilbronner Str. 51-55
70173 Stuttgart

Per E-Mail vorab: s.zeltner@transnetbw.de

Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom	Mein Zeichen, meine Nachricht vom	☎ (02 28)	Bonn
19.12.2022	4.14.03.02/22-018	14-5789	06.03.2023
		oder 14-0	

Genehmigungsbescheid der Bundesnetzagentur gemäß § 13b Abs. 5 EnWG zur Systemrelevanzausweisung des Kraftwerksblocks RDK 7 (BNA0518a) am Standort Rheinhafen in Karlsruhe

In dem Verwaltungsverfahren

gegenüber der

TransnetBW GmbH, Heilbronner Str. 51-55, 70191 Stuttgart, vertreten durch die
Geschäftsführung**- Antragstellerin -**

unter Beteiligung

der EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Schelmenwasenstr. 15, 70567 Stuttgart, vertreten
durch die Geschäftsführung**- Beigeladene -**

wegen

...

Bundesnetzagentur für
Elektrizität, Gas, Telekommunikation,
Post und EisenbahnenTelefax Bonn
(02 28) 14-88 72E-Mail
poststelle@bnetza.de
Internet
<http://www.bundesnetzagentur.de>Kontoverbindung
Bundeskasse Trier
BBK Saarbrücken
BIC: MARKDEF1590
IBAN: DE 81 590 000 00 00 590 010 20Behördensitz: Bonn
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
☎ (02 28) 14-0

- 2 -

des Antrags auf Genehmigung der Systemrelevanzausweisung des Kraftwerksblocks RDK 7 (BNA0518a) am Standort Karlsruhe hat die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Klaus Müller, am 06.03.2023 entschieden:

Der Antrag der Antragstellerin auf Genehmigung der Ausweisung des Kraftwerksblocks RDK 7 (BNA0518a) am Standort Karlsruhe als systemrelevant im Sinne von § 13b Abs. 2 EnWG wird vom 27.05.2024 bis zum 31.03.2025 genehmigt.

Gründe:

I.

Die Betreiberin der Anlage Rheinhafen-Dampfkraftwerk, Block 7 (im Folgenden RDK 7), die EnBW Energie Baden-Württemberg AG (im Folgenden: die Beigeladene), Schelmenwasenstr. 15, 70567 Stuttgart, nahm an der fünften Ausschreibungsrunde zur Reduzierung der Kohleverstromung nach dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) teil. Ihr Gebot bezüglich der Anlage RDK 7, Nettonennleistung 517 MW, erhielt einen Zuschlag. Die Bundesnetzagentur veröffentlichte das Ergebnis der Ausschreibung am 20.05.2022. Das Kohlevermarktungs- und Kohleverfeuerungsverbot tritt ein am 27.05.2024. Die Prüfung der Systemrelevanz der Anlagen, die in der fünften Ausschreibungsrunde einen Zuschlag erhalten haben, erfolgt gemäß § 26 Abs. 2 Nr. 2 KVBG im Rahmen der Systemanalyse der ÜNB, die nach Veröffentlichung der Ergebnisse der Ausschreibung an die BNetzA übergeben wird.

Mit Schreiben vom 19.12.2022 teilte die Antragstellerin mit, die Systemrelevanz der Anlage auf Grundlage der Systemanalyse der ÜNB aus dem Jahr 2020 ausgewiesen zu haben und stellte bei der Bundesnetzagentur den Antrag, die Ausweisung zu genehmigen. In ihrem Schreiben führt die Antragstellerin aus, die Beigeladene habe sie darüber informiert, dass bestimmte Ersatzteile, die für die kommende Revision der Anlage erforderlich seien, spätestens im März 2023 zu bestellen seien. Nur in diesem Fall sei sichergestellt, dass die Ersatzteile, deren Lieferdauer sich auf ca. 18 Monate belaufe, rechtzeitig zu Beginn der Revision verfügbar seien. Damit die Anlage nach Abschluss der Revision ab November 2024 wieder zur Verfügung stehe, müsse kurzfristig die Genehmigung der Systemrelevanzausweisung erteilt werden. Die Bestellung der erforderlichen Ersatzteile erfolge, sobald die Genehmigungsentscheidung vorliege, durch welche der Kostenerstattungsanspruch der Beteiligten für die Ersatzteile begründet werde. Im Jahr 2023 reichen die ÜNB die Systemanalyse, die zur Begründung der Systemrelevanz von stillzulegenden Kraftwerken herangezogen wird, hinsichtlich des Winters 2023/2024 erst Ende März bei der Bundesnetzagentur ein und hinsichtlich des für diese Genehmigungsentscheidung relevanten Zeitraums vom 01.04.2024 bis zum 31.03.2025 sogar erst Ende April 2023. Ein Abwarten der Bestellung bis zum Eingang bzw. bis zur Prüfung der hier einschlägigen, zuletzt genannten Systemanalyse würde

- 3 -

bedeuten, dass die Ersatzteile nicht mehr rechtzeitig zum Beginn der Revision im September 2024 vorlägen. In diesem Fall könnte die Revision nicht mehr vor Beginn des Winters 2024/2025 abgeschlossen werden, sodass die Anlage in den für das Netz kritischen Wintermonaten nicht zur Verfügung stünde. Um dies zu vermeiden, sah sich die Antragstellerin dazu veranlasst, die Systemrelevanzausweisung der Anlage anhand der Ergebnisse der Systemanalyse der ÜNB aus dem Jahr 2020 zu begründen, in der erstmalig der Kraftwerkspark an Netzreserveanlagen ermittelt wurde, der zur Deckung des Netzreservebedarfs in dem Betrachtungsjahr vom 01.04.2024 bis zum 31.03.2025 notwendig ist.

Die Bundesnetzagentur leitete auf diesen Antrag hin das vorliegende Verwaltungsverfahren nach § 66 Abs. 1 EnWG ein.

Der Beigeladenen wurde mit Schreiben vom 16.01.2023 mitgeteilt, dass sie im Rahmen des Genehmigungsverfahrens Gelegenheit hat, eine Stellungnahme abzugeben. Von dieser Möglichkeit machte sie keinen Gebrauch.

Wegen weiterer Einzelheiten wird auf die Verfahrensakte Bezug genommen.

II.

Dem Antrag auf Genehmigung der Systemrelevanzausweisung des Kraftwerksblocks RDK 7 am Standort Rheinhafen in Karlsruhe ist beginnend ab dem 27.05.2024 bis zum Ablauf des 31.03.2025 stattzugeben, denn er ist zulässig und aufgrund des Vorliegens der Genehmigungsvoraussetzungen nach § 13 Abs. 5 EnWG auch begründet.

Der Kraftwerksblock RDK 7 am Standort Karlsruhe ist systemrelevant gem. §§ 26 Abs. 2 KVBG in Verbindung mit § 13b Abs. 2 Satz 2 EnWG, denn der Wegfall der Erzeugungleistung infolge des Kohleverfeuerungsverbots gemäß § 51 Abs. 2 KVBG würde mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führen und diese Gefährdung oder Störung könnte nicht durch andere angemessene Maßnahmen beseitigt werden.

1.

Die Voraussetzung einer nicht unerheblichen Gefährdung für die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems ist gegeben, da ohne die Verfügbarkeit der Anlage in besonderen Situationen örtliche Ausfälle des Übertragungsnetzes oder kurzfristige Netzengpässe zu besorgen sind oder zu besorgen ist, dass die Haltung von Netzspannung oder Netzstabilität durch die Übertragungsnetzbetreiber nicht im erforderlichen Maße gewährleistet werden kann.

- 4 -

Nach Rechtsprechung des OLG Düsseldorf ist eine Gefährdung für die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems gegeben, wenn die jeweilige Anlage in der bedarfsdimensionierenden Stunde (sog. Grenzsituation) der maßgeblichen Systemanalyse der ÜNB zum Redispatch herangezogen wird (OLG Düsseldorf, Beschl. v. 19.12.2018, Az.: 3 Kart 117/17 (V) Rn. 73 f.).

Vorliegend durfte die Antragstellerin die Systemrelevanzausweisung von RDK 7 auf das Ergebnis der Systemanalyse der ÜNB aus dem Jahr 2020 stützen. Die Antragstellerin hat überzeugend dargelegt, dass die Anlage mit hoher Wahrscheinlichkeit während des Winters 2024/2025 aufgrund der fälligen Revision nicht zur Verfügung steht, wenn nicht spätestens im März 2024 die Ersatzteile bestellt werden, die für die Durchführung der Revision notwendig sind. Nach aktuellem Stand wird die diesjährige Systemanalyse der ÜNB, die den Betrachtungszeitraum vom 01.04.2024 bis zum 31.03.2025 zum Gegenstand hat und in welcher gemäß § 26 Abs. 2 Nr. 2 KVVG zu untersuchen ist, ob RDK 7 nach Eintritt des Kohleverfeuerungsverbots systemrelevant ist, erst gegen Ende April 2023 bei der Bundesnetzagentur zur Prüfung eingereicht werden. Um die rechtzeitige Bestellung und damit die Verfügbarkeit der Anlage im Winter 2024/2025 nicht zu gefährden, ist es daher geboten, auf die Systemanalyse aus dem Jahr 2020 zur Begründung der Systemrelevanz zurückzugreifen. Es liegen auch keine Anhaltspunkte dafür vor, die dafür sprechen, dass sich das Ergebnis der Systemanalyse 2020, in welcher die Systemrelevanz von RDK 7 im Winter 2024/2025 bejaht wird, in der neuen Systemanalysen, die ebenfalls den Winter 2024/2025 betrachtet, geändert hat.

In der Systemanalyse der ÜNB des Jahres 2020, die von der BNetzA mit der Feststellung des Netzreservebedarfs der Bundesnetzagentur vom 30.04.2020¹ bestätigt worden ist, wird die Anlage in der bedarfsdimensionierenden Grenzsituation, es handelt sich um Stunde 273, im Betrachtungszeitraum vom 01.04.2024 bis zum 31.03.2025 mit ihrer vollen Leistung von den ÜNB zum Redispatch eingesetzt.

2.

Zutreffend geht die Antragstellerin davon aus, dass die Betriebsstilllegung der Anlage RDK 7 am Standort Karlsruhe infolge des Kohleverfeuerungsverbots mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führen würde. § 13b Abs. 2 Satz 2 EnWG verlangt nicht, dass ein als *sicher* feststehender Kausalzusammenhang zwischen der stilllegungsbedingten Nichtverfügbarkeit der betreffenden Erzeugungseinheit und der Beeinträchtigung des sicheren und zuver-

¹Bericht der Bundesnetzagentur über die Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2020/2021 sowie das Jahr 2024/2025 vom 30.04.2020, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_2020.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

- 5 -

lässigen Betriebs des Übertragungsnetzes vorliegen muss. Es reicht vielmehr aus, dass die Nichtverfügbarkeit mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer Beeinträchtigung des sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs führt. Anlässlich der Systemrelevanzprüfung ist die Antragstellerin daher gehalten, einen entsprechend vorsichtigen Maßstab anzulegen. An die Wahrscheinlichkeit des Schadenseintritts sind umso geringere Anforderungen zu stellen, je größer der zu erwartende Schaden und je ranghöher das vom Gesetz geschützte Schutzgut sind (vgl. OLG Düsseldorf, Beschl. v. 19.12.2018, Az.: 3 Kart 117/17 (V) Rn. 89 f.). Diesem Maßstab ist die Antragstellerin vor dem Hintergrund der drohenden Personenschäden und dem volkswirtschaftlichen Schaden infolge eines unkontrollierten flächendeckenden Stromausfalls gerecht geworden. Würden die Netzengpässe, die durch die Einspeisung von RDK 7 verhindert werden, tatsächlich auftreten, könnte dies zu einer thermischen Überlastung der Betriebsmittel der ÜNB anschließenden Ausfällen des Netzes führen.

3.

Nach § 13b Abs. 5 Satz 8 EnWG ist die Ausweisung auf den Umfang der Anlage zu beschränken, der erforderlich ist, um die Gefährdung abzuwenden. Die Antragstellerin darf die Ausweisung der Systemrelevanz auf die gesamte verfügbare Nennleistung des Kraftwerksblocks RDK 7 beziehen, da deren gesamte Verfügbarkeit in der o.g. Systemanalyse als notwendig erachtet wurde.

4.

In zeitlicher Hinsicht ist die Ausweisung gemäß § 13b Abs. 5 Satz 8 EnWG auf den Zeitraum zu beschränken, der erforderlich ist, um die Gefährdung abzuwenden. Vorliegend bestehen keine Bedenken gegenüber dem Vorgehen der Antragstellerin, den Ausweisungszeitraum auf den Zeitraum ab Inkrafttreten des Kohleverfeuerungsverbots der Anlage bis zum 31.03.2025 zu erstrecken.

5.

Ein Ermessen kommt der Bundesnetzagentur hinsichtlich der Genehmigungsentscheidung nicht zu, da gemäß § 13b Abs. 5 Satz 4 EnWG der Antrag auf Genehmigung der Systemrelevanzausweisung zu genehmigen ist, wenn die betreffende Anlage systemrelevant ist.

- 6 -

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diese Entscheidung ist die Beschwerde zulässig. Sie ist binnen einer mit der Zustellung der Entscheidung beginnenden Frist von einem Monat bei der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Zur Fristwahrung genügt jedoch, wenn die Beschwerde innerhalb dieser Frist bei dem Beschwerdegericht, 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 enthalten, inwieweit diese Entscheidung angefochten und ihre Abänderung oder Aufhebung beantragt wird. Ferner muss sie die Tatsachen und Beweismittel angeben, auf die sich die Beschwerde stützt. Die Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

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

Bonn, den 06.03.2023

Im Auftrag


Dr. Franziska Adamek
(Referatsleiterin 626 – Versorgungssicherheit Strom)

Anhang 1b: Schreiben BNetzA „4-Stufenmodell“

**Beschlusskammer 8****Hinweis für Übertragungsnetzbetreiber bezüglich dem Umgang mit den Kosten der Herstellung der Betriebsbereitschaft nach § 13c Abs. 1 S. 1 Nr. 1 lit. a EnWG**

Die Bildung der Netzreserve und der Einsatz von Energieerzeugungsanlagen erfolgt gemäß § 13d Abs. 3 S. 1 EnWG auf Grundlage von Verträgen, die in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur nach Maßgabe der Bestimmungen der Netzreserveverordnung (NetzResV) zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) abzuschließen sind (siehe auch §§ 1 Abs. 2, 5 Abs. 1 NetzResV). In diesen Verträgen ist gemäß § 6 Abs. 2 S. 1 NetzResV insbesondere der Umfang der Kostenerstattung für die Nutzung der Anlage im Rahmen der Netzreserve festzulegen.

Im Rahmen der Abstimmung von Netzreserveverträgen beabsichtigt die Bundesnetzagentur sich bei der Prüfung der Nachweisführung hinsichtlich der Kosten der Herstellung der Betriebsbereitschaft, auf Grund der teilweise komplexen technischen und zeitlich drängenden Fragestellungen, entsprechend den nachfolgenden Hinweisen zu verhalten:

Betriebsbereitschaftsauslagen

Bei den Betriebsbereitschaftsauslagen handelt es sich um die für die Herstellung und die Vorhaltung der Betriebsbereitschaft notwendigen Auslagen. Zu diesen zählen zum einen die einmaligen Kosten für die Herstellung der Betriebsbereitschaft (Herstellungskosten) und zum anderen die Kosten für die fortlaufende Bereithaltung der Anlagen in der Netzreserve (Leistungsvorhaltekosten, abzugelten über einen Leistungspreis). Dies wird auch in der Begründung zur Reservekraftwerksverordnung deutlich.

Kosten der Herstellung der Betriebsbereitschaft

Zu den Kosten der Herstellung der Betriebsbereitschaft nach § 13c Abs. 1 S. 1 Nr. 1 lit. a (bei einer angezeigten endgültigen Stilllegung i.V.m. Abs. 3 S. 1 Nr. 2¹) EnWG zählen alle Kosten, die einmalig ab dem Zeitpunkt der Systemrelevanzausweisung durch den ÜNB² anfallen und dazu dienen, die Anlage in einen Zustand der Betriebsbereitschaft zu versetzen. Dazu zählen beispielsweise die Kosten erforderlicher immissionsschutzrechtlicher Prüfungen sowie die Kosten der Reparatur **außergewöhnlicher** Schäden (§ 13c Abs. 1 S. 1 Nr. 1 lit. a Hs. 2 EnWG). Herstellungskosten im Sinne der Norm sind auch die Kosten, welche für notwendige Revisionen und zur Bildung eines erforderlichen Vorrates an Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffen anfallen.

Der Anlagenbetreiber kann nur die Erstattung solcher Kosten verlangen, die ihm **gerade aufgrund der Vorhaltung in der Netzreserve** entstehen (§ 13c Abs.1 S. 2, Abs. 3 S. 1 Nr. 2 EnWG und §§ 6 Abs. 1 S. 2, 9 Abs. 2 S. 2 Nr. 2 NetzResV). Auf Grund dieses Umstandes ist er gehalten, eine kostenoptimierte Beschaffung der erforderlichen Leistungen durchzuführen. Nur effiziente Beschaffungskosten können durch Festlegung der Bundesnetzagentur zu einer freiwilligen Selbstverpflichtung der ÜNB als verfahrensregulierte, dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 13c Abs. 5 EnWG i.V.m § 11 Abs. 2 S. 4 und § 32 Abs.1 Nr. 4 ARegV anerkannt werden.

Dementsprechend obliegt es dem Anlagenbetreiber, etwaig anfallende Instandhaltungsmaßnahmen, soweit wie möglich und zumutbar, mit dem in den Leistungsvorhaltekosten berücksichtigten Personal zu bewerkstelligen.

Wann eine Maßnahme mittels Dritter und dementsprechend die Kosten für die Fremdbeauftragung vom ÜNB zu erstatten sind, hängt von den Umständen der im Einzelfall vorgenommenen bzw. vorzunehmenden Maßnahme ab. Sofern Maßnahmen bisher mit eigenem Personal durchgeführt worden sind und es sich um typische Arbeiten des Anlagenteilaustauschs oder der Verschleißbehebung handelt, wird regelmäßig keine Drittbeauftragung erforderlich sein. Hingegen werden Revisionen regelmäßig vom Hersteller durchzuführen sein, sodass die entsprechenden Kosten auch separat zu erstatten und sodann auch refinanzierbar sind.

¹ Dies gilt auch im Weiteren, ohne das es erneut aufgezeigt wird.

² § 13c Abs. 1 S. 2 (bei einer angezeigten endgültigen Stilllegung i.V.m § 13c Abs. 3 S. 1 Nr. 2) EnWG.

Diese aus dem Grundsatz der Auslagenerstattung (§§ 6 Abs. 1 S. 2, 9 Abs. 2 S. 2 Nr. 2 NetzResV) folgende Kostenminimierungsobliegenheit des Anlagenbetreibers hat auch Konsequenzen für etwaige Ersatzbeschaffungen des Anlagenbetreibers. Ersatzanlagenteile sind stets effizient und soweit wie möglich nicht mit Neuwerten wiederzubeschaffen. Angesichts der schwierigen Abgrenzungs- und Bewertungsfragen für den ÜNB ist der Nachweis der Notwendigkeit und Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen zur Herstellung der Betriebsbereitschaft nach folgendem Prüfungsraster zu erbringen (sog. 4-Stufen-Modell):

Stufe 1: Erforderliche Maßnahmen im Zuge regelmäßiger Wartung und Instandhaltung zur Aufrechterhaltung oder Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft sind bis zu einem Betrag von je 10.000 € mit den Leistungsvorhaltekosten abgegolten (Bagatellgrenze).

Stufe 2: Bei Maßnahmen ab einer Höhe von mehr als 10.000 €, deren Notwendigkeit sich aus den Herstellervorgaben oder aus öffentlich-rechtlichen Pflichten (z.B. aufgrund Immissionsschutzrechts) ergibt, muss der Anlagenbetreiber dem ÜNB lediglich die Notwendigkeit der Maßnahmen aufgrund der Herstellervorgaben bzw. der öffentlich-rechtlichen Rechtsquellen (z.B. Bescheid der Immissionsschutzbehörde) nachgewiesen haben.

Stufe 3: Bei einer Maßnahme, deren Notwendigkeit nicht durch Herstellervorgaben oder öffentlich-rechtliche Pflichten vorgegeben ist, und die mit voraussichtlichen Kosten von mehr als 10.000 € und bis zu 100.000 € verbunden ist, holt der Anlagenbetreiber vom ÜNB die Freigabe zur Durchführung der Maßnahme ein. In diesem Fall muss der ÜNB die Notwendigkeit der Maßnahme dem Grunde und dem Umfang nach selbst beurteilen und diese Prüfung in geeigneter Weise dokumentieren.

Stufe 4: Bei einer Maßnahme, deren Notwendigkeit nicht durch Herstellervorgaben oder öffentlich-rechtliche Pflichten vorgegeben ist, und deren voraussichtliche Kosten über 100.000€ liegen, holt der Anlagenbetreiber vom ÜNB die Freigabe zur Durchführung der Maßnahme ein. In diesem Fall kann der ÜNB die Notwendigkeit der Maßnahme dem Grunde und dem Umfang nach selbst beurteilen oder durch einen Sachverständigen beurteilen lassen. Sofern der ÜNB sich dazu entscheidet, die Notwendigkeit der Maßnahme selbst zu beurteilen, ergibt sich eine im Vergleich zur Stufe 3 erhöhte Darlegungs- und Nachweispflicht; dabei hat er die Maßnahme so eingehend zu beschreiben und zu beurteilen, dass ein sachverständiger Dritter in die Lage versetzt wird die Notwendigkeit der Maßnahme zu beurteilen. Die Sachverständigenkosten werden für den ÜNB zu über die Festlegung wälzbaren Netzreservekosten.

Für alle Stufen gilt:

Die vorgenannten Schwellenwerte dürfen nicht künstlich durch Stückelungen herbeigeführt werden. Eine solche Stückelung führt dazu, dass die entsprechenden Teilbeträge zusammengerechnet und die Schwellenwerte ggf. überschritten werden, sodass die jeweils vermeintlich einschlägige Darlegungs- und Nachweiserleichterung nicht zum Tragen kommt. Damit die Einhaltung dieses Umgehungsverbots überprüft werden kann, sind der Beschlusskammer auf Anforderung sämtliche Rechnungen vom ÜNB bzw. vom Anlagenbetreiber vorzulegen. Andererseits können Gesamthaft vorgeschlagene Maßnahmen, jedenfalls solche, deren Notwendigkeit sich aus den Herstellervorgaben oder aus öffentlich-rechtlichen Pflichten ergibt, gesondert bewertet werden. Die vom ÜNB bzw. vom Anlagenbetreiber angeforderten Unterlagen, Rechnungen und sonstige Einzelnachweise sind jeweils bis zum 31.08. des jeweiligen Vorjahres t-1 für das Kalenderjahr t mit dem Ist-Kosten-Abgleich der Beschlusskammer vorzulegen.

Die Einholung einer bloßen Zusage des Anlagenbetreibers, wonach er den Restwert der investiven Vorteile der entsprechenden Maßnahme zur Herstellung der Betriebsbereitschaft nach dem Ende der Systemrelevanz zurückerstatten wird, vermag die vorgenannten abgestuften Mindestdarlegungs- und Nachweisobligationen nicht zu ersetzen. Ein solches Vorgehen würde eine gänzlich ungeprüfte Vorauszahlung bedeuten, die im bloßen Vertrauen auf eine spätere Rückzahlung überschüssiger Beträge erfolgen würde. Aus regulatorischer Sicht wäre dies mit einer nicht hinnehmbaren Verlagerung des Prozess- und Insolvenzrisikos zu Lasten des Netznutzers verbunden. Im Übrigen ist der Anlagenbetreiber ohnehin gesetzlich zur Erstattung des Restwerts der investiven Vorteile verpflichtet.

Das Stufenmodell muss in allen Netzreserveverträgen verankert werden, soweit es das Verhältnis des Anlagenbetreibers zum ÜNB betrifft. Der Netzreservevertrag muss demnach mindestens Regelungen zur Stufe 1 enthalten und dem ÜNB gestatten, die notwendigen Informationen zur Nachweisführung in der 4. Stufe einem sachverständigen Dritten, unter Wahrung der notwendigen Vertraulichkeit, zur Bewertung zu überlassen.

[Stand 7. Februar 2018]

Anhang 1c: Hinweispapier der BNetzA „Opportunitätskosten“



Bundesnetzagentur

Beschlusskammer 8

**Hinweis bezüglich dem Umgang mit den Opportunitätskosten nach
§ 13c Abs. 3 S. 1 Nr. 4 EnWG**

Die Bildung der Netzreserve und der Einsatz von Energieerzeugungsanlagen erfolgt gemäß § 13d Abs. 3 S. 1 EnWG auf Grundlage von Verträgen, die in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur nach Maßgabe der Bestimmungen der Netzreserveverordnung (NetzResV) zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) abzuschließen sind (siehe auch §§ 1 Abs. 2, 5 Abs. 1 NetzResV). In diesen Verträgen ist gemäß § 6 Abs. 2 S. 1 NetzResV insbesondere der Umfang der Kostenerstattung für die Nutzung der Anlage im Rahmen der Netzreserve festzulegen. Die nachfolgenden Hinweise dienen der Beschlusskammer in Bezug auf die praktische Anwendung und Auslegung der Regelungen zu den Opportunitätskosten (nach heutigem Erkenntnisstand) zur Vereinfachung der Verwaltungstätigkeit im Rahmen der Abstimmung der Netzreserveverträge und gegenüber dem jeweiligen ÜNB bei der Prüfung der Nachweisführung im Hinblick auf die Refinanzierbarkeit der Netzreservekosten über die Netzentgelte:

Betreiber von Netzreserveanlagen, deren endgültige Stilllegung nach § 13b Abs. 5 S. 1 EnWG verboten ist, können nach § 13c Abs. 3 S. 1 Nr. 4 EnWG im Rahmen ihres Vergütungsanspruchs geltend machen: „Opportunitätskosten in Form einer angemessenen Verzinsung für bestehende Anlagen, wenn und soweit eine verlängerte Kapitalbindung in Form von Grundstücken und weiterverwertbaren technischen Anlagen oder Anlagenteilen auf Grund der Verpflichtung für die Netzreserve besteht.“

Vor dem Inkrafttreten des Strommarktgesetzes (BGBl Teil I 2016 Nr. 37 v. 29.07.2016, Seite 1786) sah weder das EnWG noch die Reservekraftwerksverordnung (ResKV) eine Kompensation der Anlagenbetreiber für entgangene Opportunitäten vor. Im Gegenteil hatte der Verordnungsgeber in §§ 6 Abs. 1 S. 2, 11 Abs. 2 S. 2 Nr. 2, 12 Abs. 2 ResKV ausdrücklich klargestellt, dass die Netzreserveanlagenbetreiber keine Opportunitätskosten geltend machen können. Das Strommarktgesetz hat diese kategorische Ablehnung teilweise revidiert. Nunmehr können Anlagenbetreiber, denen die endgültige Stilllegung ihrer Anlagen seitens der Bundesnetzagentur verboten wurde, gegenüber dem jeweiligen Betreiber des Übertragungsnetzes einen Anspruch auf Erstattung etwaiger Opportunitätskosten geltend machen, wenn eine berücksichtigungsfähige verlängerte Kapitalbindung besteht (Dazu I.). Soweit eine solche berücksichtigungsfähige verlängerte Kapitalbindung gegeben ist, besteht für die damit einhergehenden Opportunitätskosten ein Vergütungsanspruch des Anlagenbetreibers in Form einer angemessenen Verzinsung im Verzinsungszeitraum (Dazu II.).

I. Vorliegen einer berücksichtigungsfähigen verlängerten Kapitalbindung

Der Anspruch ist von vornherein darauf beschränkt, dass und soweit eine verlängerte Kapitalbindung in Form von Grundstücken und weiterverwertbaren technischen Anlagen oder Anlagenteilen auf Grund der Verpflichtung für die Netzreserve besteht, § 13c Abs. 3 S. 1 Nr. 4 EnWG. Darüber hinausgehende Opportunitätskompensationsansprüche bestehen nicht und

sind dementsprechend auch nicht über die Netzentgelte refinanzierbar (siehe auch Begründung zum Strommarktgesetz, BT-Drs. 18/7317, S. 93). Abschreibungen etwa sind daher nicht berücksichtigungsfähig.

- **Die gegenständlichen technischen Anlagen, Anlagenteile und Grundstücke müssen weiterverwertbar sein.**

Dies folgt auch für Grundstücke bereits aus dem Wortlaut in § 13c Abs. 3 S. 1 Nr. 4 EnWG und zwar aus der Formulierung „wenn und soweit“, denn wenn ein Grundstück am Markt nicht verwertbar ist, besteht auch keine verlängerte Kapitalbindung. Zweck der Norm ist es für das in den technischen Anlagen, Anlagenteilen und Grundstücken gebundene Kapital eine markt-angemessene Verzinsung als Ausgleich für die insoweit entgangenen Verwendungsmöglichkeiten zu gewähren (vgl. BT-Drs. 18/7317, S. 93). Wenn in Bezug auf ein Grundstück keine Verwendungsmöglichkeit entgangen ist, gibt es keinen Ausgleichsgrund. Zudem ist die weitere Verwendungsmöglichkeit entscheidend dafür, in welcher Höhe der Wert eines Grundstücks für den Zinsanspruch in Ansatz gebracht werden kann, denn nur in-„soweit“ kann eine verlängerte Kapitalbindung berücksichtigt werden.

Technische Anlagen und Anlagenteile, die im Falle einer endgültigen Stilllegung einer Weiterverwertung überhaupt nicht zugänglich sind, können nicht berücksichtigt werden, da diese auch im Falle der sofortigen Stilllegung keinen Wert mehr hätten (vgl. BT-Drs. 18/7317, S. 93). Weiterverwertbar sind jedenfalls alle technischen Anlagenteile, die nach der endgültigen Stilllegung der Anlage ausgebaut und in einer anderen Energieerzeugungsanlage verwendet werden können (vgl. BT-Drs. 18/7317, S. 93). Alternativ kann auch die Verschrottung berücksichtigt werden, soweit diese eine werthaltige Weiterverwertung darstellt.

- **Der Wert der Kapitalbindung ist der Ansatz für die Verzinsung.**

Das gebundene Kapital in den Grundstücken und weiterverwertbaren technischen Anlagen(-teilen) besteht in dem nicht frei verfügbaren Geldbetrag auf Grund der Verpflichtung für die Netzreserve. Da der Verkaufswert am Markt das theoretisch generierbare Eigenkapital darstellt, welches aufgrund der Bindung in der Netzreserve nicht anderweitig angelegt werden kann, ist dieser für alle 3 in der Norm genannten Positionen der maßgebliche Wert als Ansatz für die Verzinsung und zwar zu Beginn der Verzinsung. Als zu ersetzende Opportunität sind die entgangenen Erträge aus einem etwaigen Einsatz dieses Kapitals zu sehen. Diese werden pauschal über den durch die Beschlusskammer ermittelten angemessenen Zins (s.u.) errechnet.

- **Nachweis der Weiterverwertbarkeit und des Wertes der Grundstücke und Anlagen(-teile)**

Die Anlagenbetreiber haben die anspruchsbegründenden Voraussetzungen, hier die Weiterverwertbarkeit (nicht eine tatsächliche Weiterverwertung) sowie den für die Verzinsung anzusetzenden Wert der betroffenen technischen Anlagen, Anlagenteile und Grundstücke der Höhe nach gegenüber dem jeweiligen Betreiber des Übertragungsnetzes darzulegen und zu nachzuweisen. Dies folgt bereits aus den allgemeinen Beweisgrundsätzen, wonach der Anspruchsteller die anspruchsbegründenden Tatsachen darzulegen und zu beweisen hat (BGH, Urteil vom 04. Dezember 2012 – VI ZR 378/11 –, Rn. 13, juris; Ahrens in: Ahrens, Der Beweis

im Zivilprozess, 1. A. 2015, Kapitel 9, § 32, Rn. 32 ff.). Die Ausführung in der Gesetzesbegründung (BT-Drs. 18/7317, S. 93): „Der Anlagenbetreiber hat die Weiterverwertbarkeit der technischen Anlagenteile nachzuweisen“ hat demnach nur klarstellenden Charakter.

Das Verhältnis zwischen den ÜNB und den Anlagenbetreibern ist ohne Netzreservevertrag ein gesetzliches Schuldverhältnis (vgl. § 13c Abs. 1 – Abs. 4, 13d Abs. 3 EnWG) und wird mit Abschluss des Netzreservevertrages durch ein vertragliches Schuldverhältnis flankiert (vgl. § 13d Abs. 3 EnWG i. V. m. § 1 Abs. 2 S. 1 NetzResV).

Davon zu trennen ist das Verwaltungsverfahren der ÜNB mit der Bundesnetzagentur nach § 13c Abs. 5 EnWG. In diesem trägt der jeweilige ÜNB die Darlegungs- und Beweislast für die Tatsache, dass die geltend gemachten Aufwendungen tatsächlich entstanden und der Netzreserve zuzuordnen sind. Dem steht auch nicht der Amtsermittlungsgrundsatz entgegen. Der Pflicht der Behörde, den Sachverhalt in eigener Verantwortung aufzuklären (§ 68 EnWG und § 24 VwVfG) stehen insoweit Obliegenheiten des Netzbetreibers gegenüber (§ 69 EnWG und § 26 VwVfG); die Mitwirkungslast des Netzbetreibers begrenzt die Amtsermittlungspflicht der Verwaltungsbehörde. Diese braucht entscheidungserhebliche Tatsachen nicht zu ermitteln, die der Betroffene ihr zu unterbreiten hat (vgl. BGH, Beschl. v. 03.03.2009, EnVR 79/07, juris, Rn. 21; vgl. BVerwG, Urt. v. 07.11.1986, 8 C 27/85, NVwZ 1987, 404, 405). Nicht nachgewiesene Kosten sind folglich nicht berücksichtigungsfähig (so auch OLG Düsseldorf, VI-3 Kart. 472/06 [V]; BGH, EnVR 6/08, 88/10, 25/12 und 26/14).

Für die betroffenen Grundstücke kann als Nachweis der Weiterverwertbarkeit und des Wertes ein individuelles, vollständiges Verkehrswertgutachten (§ 194 BauGB) eines unabhängigen Gutachters anerkannt werden. Vollständig bedeutet, dass auch die aufstehende Bebauung, mögliche Rückbaukosten und Altlasten zu berücksichtigen sind. Wertermittlungsstichtag (§ 3 Immobilienwertermittlungsverordnung) ist der Beginn des Systemrelevanzausweisungszeitraums der Anlage, frühestens jedoch der 30.07.2016 (Inkrafttreten des Strommarktgesetzes).

Für die betreffenden technischen Anlagen(-teile) kann als Nachweis der Weiterverwertbarkeit und des Marktwertes ein unabhängiges Sachverständigengutachten oder ein tatsächlicher Verkauf von vergleichbaren Anlagen(-teilen) anerkannt werden, wenn die Vergleichbarkeit für Dritte nachvollziehbar dargelegt wird. Wertermittlungsstichtag ist auch hier der Beginn des Systemrelevanzausweisungszeitraums der Anlage, frühestens jedoch der 30.07.2016 (Inkrafttreten des Strommarktgesetzes). Es reicht nicht, auf Verkaufsangebote, etwa auf Marktplattformen zu verweisen, da deren tatsächlicher Wertgehalt und Echtheit nicht nachweisbar sind.

Die ÜNB müssen die Unabhängigkeit des Sachverständigen, z. B. durch Selbst- oder Mitbeauftragung, sicherstellen. Etwaige dem ÜNB hierdurch entstehende Kosten werden zu über die Festlegung wälzbaren Netzreservekosten.

- Zusammenhang der Kapitalbindung mit der Verpflichtung für die Netzreserve

Die bezüglich der betreffenden technischen Anlagen, Anlagenteile und Grundstücke geltend gemachte verlängerte Kapitalbindung (entgangene Verwendungsmöglichkeit) muss auch auf Grund der Verpflichtung für die Netzreserve bestehen. Hierfür müssen die Anlagenbetreiber glaubhaft darlegen, das und welche Verwendung Ihnen auf Grund der Verpflichtung für die Netzreserve nicht möglich war, z. B. das bei freier Verfügungsmöglichkeit ein Verkauf stattgefunden hätte.

II. Angemessene Verzinsung im Verzinsungszeitraum

1. Angemessene Verzinsung

Der Anlagenbetreiber erhält vom jeweiligen ÜNB bemessen an der Höhe der nach Ziffer I nachgewiesenen verlängerten Kapitalbindung, also dem Wert des weiterverwertbaren Grundstücks und der technischen Anlage(-teile) eine marktangemessene Verzinsung (vgl. BT-Drs. 18/7317, S. 93).

Zweck der Regelung ist es für das in den technischen Anlagen, Anlagenteilen und Grundstücken gebundene Kapital eine marktangemessene Verzinsung als Ausgleich für die insoweit entgangenen Verwendungsmöglichkeiten zu gewähren (vgl. BT-Drs. 18/7317, S. 93). Die Mittel aus dem Verkauf der Anlage(-teile) und Grundstücke würden dem Anlagenbetreiber als Eigenkapital zu Verfügung stehen. Deshalb ist zur Ermittlung des angemessenen Zinssatzes auf die Kennzahl „Eigenkapitalrendite“ abzustellen. Der Verordnungsgeber verdeutlicht mit der (in der Begründung, s.o.) aufgestellten Forderung einer „marktangemessenen“ Verzinsung indes, dass der Zins grundsätzlich nicht anhand unternehmensspezifischer Parameter, sondern unter Heranziehung von Branchendurchschnittswerten zu ermitteln ist.

Die Beschlusskammer erkennt daher jedenfalls die nachfolgend dargestellte branchendurchschnittliche Eigenkapitalrendite (EKR_d) als Zins an:

Die EKR_d wird hierbei auf Grundlage der durch die Bundesbank jährlich veröffentlichten „Verhältniszahlen aus Jahresabschlüssen deutscher Unternehmen“ gebildet¹, namentlich auf den dort separat aufgegliederten Wirtschaftszweig der „Energieversorgung“. Darin sind die Daten von über 1.900 Unternehmen enthalten, wodurch eine umfangreiche Datenbasis gewährleistet ist. Die Tätigkeitsfelder der berücksichtigten Unternehmen dürfen dabei heterogen sein, was für den vorliegenden Zweck sachgerecht ist, da das Kapital aus der (ausgebliebenen) Anlagenverwertung potenziell in jedweden Bereich der Energieversorgung hätte investiert werden können.

Die Veröffentlichungen der Bundesbank enthalten insbesondere die Gesamtbilanzsumme der berücksichtigten Unternehmen, den sich insgesamt ergebenden prozentualen Anteil des Jahresüberschusses (nach Steuern) an dieser Bilanzsumme sowie den sich insgesamt ergebenden prozentualen Anteil des Eigenkapitals an der Bilanzsumme. Dies erlaubt folgende Berechnung der jährlichen EKR_d :

$$\frac{\text{Anteil Jahresüberschuss an Bilanzsumme}}{\text{Anteil Eigenkapital an Bilanzsumme}} \times 100 = EKR_d$$

Der Berechnung sind die jeweils aktuellsten Verhältniszahlen zu Grunde zu legen, d. h. etwa für das Jahr 2008 die Werte der Verhältniszahlen aus Jahresabschlüssen deutscher Unternehmen von 2008 bis 2009. Von der deutschen Bundesbank als vorläufig ausgewiesene Verhältniszahlen fließen vorläufig in die Berechnung mit ein, d. h. wenn sich bei Vorliegen der endgültigen Statistiken eine Abweichung herausstellt, erfolgt ein Ausgleich über die Istkostenabrechnung. Die Beschlusskammer ist bereit, auch einen durchschnittlichen EKR_d der letzten

¹ www.bundesbank.de; Pfad: Statistiken – Unternehmen und private Haushalte – Unternehmensabschlüsse – Tabellen der Statistischen Fachreihen.

10 Jahre vor dem jeweiligen Berechnungsjahr anzuerkennen, sodass die Effekte von „Ausreißer“-Jahren geglättet werden können. Dieser wird für die Dauer der Systemrelevanz jährlich rollierend angepasst, um Veränderungen der Eigenkapitalrendite über den Zeitraum der verlängerten Kapitalbindung widerzuspiegeln.

Auf Grundlage der beschriebenen Berechnungsgrundlage hält die Beschlusskammer demnach ansetzend an dem Umfang der berücksichtigungsfähigen Kapitalbindung nach Ziffer I. für die Zeiträume gemäß Anlage 1 „Ermittlung der Opportunitätskosten nach § 13c Abs. 3 S. 1 Nr. 4 EnWG“ für anererkennungsfähig. Die Anlage 1 wird fortlaufend aktualisiert. Es ist jeweils der für das jeweilige Jahr anzusetzende aktuellste auf der Website der Bundesnetzagentur abrufbare 10-Jahres-Durchschnitt bei der Berechnung zu verwenden.

Beispiel: Wenn der Anlagenbetreiber nach Ziffer I eine verlängerte Kapitalbindung, also insgesamt einen Wert des weiterverwertbaren Grundstücks und der technischen Anlage-(teile) in Höhe von 1 Mio. € zum Beginn des Verzinsungszeitraums nachweist, kann er auf Grund dessen für das Jahr 2018 eine Verzinsung in Höhe von bis zu 11,68%, mithin 166.760 € als Opportunitätskosten nach § 13c Abs. 3 S. 1 Nr. 4 EnWG im Rahmen der Vergütung geltend machen.

Werden im Einzelfall konkrete Nachweise vorgelegt, ist eine höhere individuelle Verzinsung vorstellbar. Dies ist jedoch im Einzelfall mit der Beschlusskammer abzustimmen. Eine Doppel- oder Mehrfachberücksichtigung kann jedoch nicht erfolgen, so schließt etwa die Geltendmachung eines entgangenen Verkaufs die Berücksichtigung einer anderen entgangenen Verwendungsmöglichkeit aus.

2. Verzinsungszeitraum

Grundvoraussetzung für die Berechtigung zum Erhalt der Vergütung ist, dass der Anlagenbetreiber zum betroffenen Adressatenkreis gehört (persönlicher Anwendungsbereich). Dies ist der Fall, wenn er Betreiber einer Netzreserveanlage ist deren Betrieb gegenwärtig nach § 13b Abs. 5 S. 1 EnWG verboten ist und/oder in der Vergangenheit verboten war, § 13c Abs. 3 S. 1, Hs. 1 EnWG.

Der Verzinsungszeitraum beginnt, wenn kumulativ folgende Voraussetzungen vorliegen:

- a. Das Strommarktgesetz muss für den Zeitraum des geltend gemachten Anspruchs in Kraft sein (demnach ist der 30.07.2016 der früheste mögliche Anspruchsbeginn) und
- b. Der Zeitraum der Systemrelevanzausweisung der Anlage muss begonnen haben.

Begründung:

Zu a) Eine Erstattung von Opportunitätskosten kann erst seit Inkrafttreten des Strommarktgesetzes zum 30.07.2016 und der damit einhergehenden Neuregelung in § 13c Abs. 3 S. 1 Nr. 4 EnWG und der §§ 6 Abs. 1 S. 3, 10 NetzResV anerkannt werden. Vor dem Inkrafttreten des Strommarktgesetzes wurden keine Opportunitätskosten erstattet und eine rückwirkende Erstattung ist gesetzlich nicht vorgesehen.

Weder in § 118 EnWG noch an anderer Stelle im Gesetz gibt es eine Übergangsregelung oder eine Rückwirkungsregelung zu dem neu verfassten § 13c Abs. 3 S. 1 Nr. 4 EnWG oder den §§ 6 Abs. 1 S. 3, 10 NetzResV. Es liegt auch keine (echte oder unechte) Rückwirkung des Gesetzes vor. Eine Rechtsnorm entfaltet dann Rückwirkung, wenn der Beginn ihres zeitlichen Anwendungsbereichs normativ auf einen Zeitpunkt festgelegt ist, der vor dem Zeitpunkt liegt, zu dem die Norm rechtlich existent, das heißt gültig geworden ist (BVerfG, Beschluss vom 22. März 1983 – 2 BvR 475/78 –, BVerfGE 63, 343-380, Rn. 42). Dies ist bei § 13c Abs. 3 S. 1 Nr. 4 EnWG und den §§ 6 Abs. 1 S. 3, 10 NetzResV nicht der Fall, diese sind gültig und anzuwenden ab dem 30.07.2016.

Der zeitliche Anwendungsbereich ab Inkrafttreten des Strommarktgesetzes wird auch durch die Gesetzesbegründung deutlich. Dort heißt es zur Neufassung des § 6 Abs. 1 NetzResV: „Die Streichung von Opportunitätskosten in Satz 2 ist dadurch begründet, dass die Berücksichtigung von Opportunitätskosten und dem Werteverbrauch von endgültig stillgelegten Anlagen in der Netzreserve nunmehr nach Maßgabe der neu eingefügten Sätze 3 bis 5 möglich ist.“ (BT-Drs.: 18/7317, S. 141).

In der Begründung zur Vorgängerregelung zur NetzResV, der Reservekraftwerksverordnung ist dementsprechend noch festgehalten (S. 19): „Kosten, die dem Betreiber im Falle einer Stilllegung ohnehin entstanden wären, sind nicht erstattungsfähig. Demnach können eventuelle Kapitalkosten nicht übernommen werden, da sie unabhängig von der Übernahme der Anlage in die Netzreserve entstanden sind und auch im Falle einer Stilllegung anfallen würden. Opportunitätskosten sind ebenfalls nicht erstattungsfähig, da die Anlage vom Betreiber stillgelegt worden wäre, wenn sie nicht in die Netzreserve übernommen würde.“

Zu b) Für den Beginn des Verzinsungszeitraums muss der Zeitraum der Systemrelevanzausweisung der zur endgültigen Stilllegung angezeigten Anlage begonnen haben. Für Erhaltungs- und Betriebsbereitschaftsauslagen hat der Gesetzgeber in § 13c Abs. 3 S. 2 EnWG festgelegt, dass diese zu erstatten sind, wenn und soweit sie ab dem Zeitpunkt der Ausweisung der Systemrelevanz durch den Betreiber eines Übertragungsnetzes nach § 13b Abs. 5 EnWG anfallen und der Vorhaltung und dem Einsatz als Netzreserve zu dienen bestimmt sind. Der Gesetzgeber hat im Zuge des Strommarktgesetzes bewusst davon abgesehen die Erstattung der Opportunitätskosten an denselben Zeitpunkt anzuknüpfen. Der Regelung zu § 13c Abs. 3 S. 2 EnWG ist jedoch der gesetzgeberische Willen zu entnehmen, dass nicht allein ein Willensakt des betroffenen Anlagenbetreibers für den Beginn eines Erstattungszeitraums maßgeblich sein kann, sondern daneben die Entscheidung eines unabhängigen Dritten treten muss. Da der Zeitpunkt der Ausweisung der Systemrelevanz durch den ÜNB bewusst nicht als Anknüpfungzeitpunkt für die Erstattung der Opportunitätskosten gewählt wurde, ergibt sich zugunsten des Anlagenbetreibers als nächster denkbarer maßgeblicher Zeitpunkt, der Beginn des Ausweisungszeitraums der zur endgültigen Stilllegung angezeigten systemrelevanten Anlage. In der Praxis ist der Beginn des Ausweisungszeitraums zurzeit jedenfalls auch in dem auf Grundlage des § 13b Abs. 5 EnWG ergehendem Genehmigungsbescheid der Bundesnetzagentur angeführt.

Ende des Verzinsungszeitraums

Der Verzinsungszeitraum endet mit dem Ablauf des jeweiligen auf Grundlage des § 13b Abs. 5 EnWG ergehenden Genehmigungsbescheides der Bundesnetzagentur zur Systemrelevanzausweisung, spätestens jedoch mit der endgültigen Stilllegung der Anlage. Der Zeitpunkt zu dem der Anlagenbetreiber den Anspruch geltend macht, ist nicht maßgeblich für die Dauer der Verzinsung.

Beispielkonstellationen:

- Kraftwerke, die bereits vor dem Inkrafttreten des Strommarktgesetzes als Reservekraftwerke genutzt wurden und ohne Unterbrechung in das jetzige Regime der Netzreserve überführt wurden:

Ein Betreiber einer solchen Netzreserveanlage deren Betrieb gegenwärtig nach § 13b Abs. 5 S. 1 EnWG verboten ist und/oder in der Vergangenheit verboten war, hat einen Zinsanspruch nach § 13c Abs. 3 S. 1 Nr. 4 EnWG beginnend ab dem 30.07.2016 in Höhe von bis zu 13,72% bis zum 31.12.2016 und für das Jahr 2017 in Höhe von bis zu 12,83% entsprechend dem Umfang der berücksichtigungsfähigen Kapitalbindung nach Ziffer I.

- Kraftwerke, die nach dem 30.07.2016 in die Netzreserve überführt wurden:

Ein Betreiber einer solchen Netzreserveanlage deren Betrieb gegenwärtig nach § 13b Abs. 5 S. 1 EnWG verboten ist und/oder in der Vergangenheit verboten war, hat einen Zinsanspruch nach § 13c Abs. 3 S. 1 Nr. 4 EnWG ab dem Beginn des Systemrelevanzausweisungszeitraums in Höhe von bis zu 13,72% bis zum 31.12.2016 und für das Jahr 2017 in Höhe von bis zu 12,83% entsprechend dem Umfang der berücksichtigungsfähigen Kapitalbindung nach Ziffer I.

[Stand: 16.07.2021; Der Hinweis vom 11.08.2020 mit derselben Überschrift wird durch den vorliegenden ersetzt.]

Anlage 1: Ermittlung der Opportunitätskosten nach § 13c Abs. 3 S. 1 Nr. 4 EnWG

Opportunitätskosten nach § 13c Abs. 3 S. 1 Nr 4 EnWG	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023*
Anteil Jahresüberschuss nach Steuern an der Gesamtleistung	3,60%	0,50%	2,20%	1,70%	2,00%	0,90%	1,10%	1,40%	0,70%	0,90%	1,00%	0,60%	0,60%	
Umsatz in Mrd. €	474,0	521,6	553,4	545,1	531,5	494,6	444,8	480,1	531,9	554,3	503,3	721,6	1.240,4	
Jahresüberschuss in Mrd. €	17,1	2,6	12,2	9,3	10,6	4,5	4,9	6,7	3,7	5,0	5,0	4,3	7,4	
Anteil Eigenkapital an Bilanzsumme	28,80%	25,70%	26,70%	27,70%	26,60%	28,00%	31,90%	32,10%	31,60%	32,90%	34,30%	29,20%	26,40%	
Bilanzsumme in Mrd. €	294,3	287,9	290,3	296,6	337,3	333,0	328,8	331,8	358,1	350,9	353,7	461,0	565,7	
Eigenkapital in Mrd. €	84,8	74,0	77,5	82,1	89,7	93,2	104,9	106,5	113,1	115,4	121,3	134,6	149,4	
Eigenkapitalrendite	20,13%	3,52%	15,71%	11,28%	11,85%	4,77%	4,67%	6,31%	3,29%	4,32%	4,15%	3,22%	4,98%	
10 Jahres-Durchschnitt							13,72%	12,83%	11,68%	10,21%	8,59%	6,99%	6,96%	5,88%

Datenquelle: Deutsche Bundesbank, Jahresabschlussstatistik (Verhältniszahlen – vorläufig) Mai 2024 (für die Berichtsjahre 2021/2022)

Abgerufen am 25.06.2024

* Der Opportunitätszins für das Jahr 2023 beruht auf der von der Deutschen Bundesbank vorläufig veröffentlichten Jahresabschlussstatistik für die Berichtsjahre 2021 und 2022.

Einzelheiten zu den anererkennungsfähigen Opportunitätskosten und der angemessenen Verzinsung sind dem „Hinweis bezüglich dem Umgang mit den Opportunitätskosten nach § 13c Abs. 3 S. 1 Nr. 4 EnWG“ zu entnehmen.

Stand: 27.06.2024

Anhang 2: Servicelevel RDK 7

Für die Anlage gelten folgende, bei einer Anforderung durch TransnetBW zu beachtende Randbedingungen („Servicelevel“):

Anlage (max. Leistung)	Dauerhafte Mindest- leistung	Max. Last- gradient im Lastfol- gebetrieb	Einsatz- tage	Einsatzzeit- fenster	Anforderungszeiten			Mindest- betriebs- zeit nach Erreichen Mindest- last	Anforderungs- zeit bis zur Netztrennung aus Volllast
					Stillstands- stunden	bis Netzsyn- chronisation	bis Volllast /max. Last		
	MW	MW / min			h	min	min	min	min
RDK 7 (517 MW)									

Einschränkungen:

- Zur Anforderungszeit kommt die EnBW interne Vorlaufzeit von [REDACTED] beim Dispatching hinzu, diese gilt unabhängig vom Einsatzzeitfenster der Anlage.
- Die Leistung der Anlage ist abhängig von Kühlwasser- bzw. Umgebungstemperaturen. Die Leistung der Anlage verringert sich im Sommer bei erhöhtem Kühlwasser- bzw. Umgebungstemperaturen.
- Die Stillstandszeit von Netztrennung bis zur nächsten Anfahrt beträgt min. [REDACTED]
- In regelmäßigen Abständen ist eine Verlängerung der Mindestbetriebszeit [REDACTED] erforderlich

Anhang 3: Probekonzert

Um die Startzuverlässigkeit und den bestimmungsgemäßen Betrieb der Anlage zu prüfen sowie die Qualifikation des Personals auf Stand zu halten, wird alle [REDACTED] bzw. spätestens ca. [REDACTED] nach dem letzten regulären Betrieb ein Probekonzert durchgeführt.

Probekonzert

- Rücknahme der Konservierungsmaßnahmen
- Anfahren des Blocks bis Vollast
- Vollastbetrieb des Blockes über ca. [REDACTED]

Sollte ein Probekonzert nicht erfolgreich sein, wird er wiederholt. Die Probekonzerte sind so zu terminieren, dass jeweils verschiedene Schichten den Start durchführen.

Für die gesetzlich vorgeschriebene jährliche Funktionsprüfung der Emissionsmessgeräte ist ein Vollastbetrieb von ca. [REDACTED] erforderlich. Für die gesetzlich vorgeschriebene dreijährliche Kalibrierung der Emissionsmessgeräte ist ein Vollastbetrieb an drei hintereinander folgenden Tagen von je ca. 8 h erforderlich (siehe DIN EN 14181 und Richtlinie des BMU über die bundeseinheitliche Praxis bei der Überwachung von Emissionen).

Abwicklung

EnBW informiert die Betriebsplanung der TransnetBW möglichst frühzeitig über erforderliche Probekonzerte und das dabei abzufahrende Profil. Zum abgestimmten Zeitpunkt wird die Hauptschaltleitung der TransnetBW die Lieferung der daraus resultierenden Energiemengen anfordern.

Anhang 4:

Beschaffungskonzept Brenn- Hilfs- und Zusatzstoffe und Stromeigenbedarf

Wiederbeschaffung von Brenn- Hilfs- und Zusatzstoffen:

Führt der Betrieb der Anlage im Rahmen des gem. Anhang 1 von der TransnetBW mitgeteilten Einsatzszenarios und gem. Anhang 3 normierten Probestartkonzepts zum Unterschreiten einer „Mindestmenge“ an Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffen, so verpflichtet sich die EnBW, 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 von der TransnetBW gem. Anhang 1 mitgeteilte Anforderungsprofil jederzeit abrufbar ist, sofern die entsprechenden Mengen verfügbar sind und nicht gerade abrufbedingt wiederbeschafft werden müssen. Resultiert aus der Nichtverfügbarkeit entsprechender Mengen und gerade abrufbedingter Wiederbeschaffung eine Einschränkung der Verfügbarkeit gemäß Ziffer 5.1, finden insbesondere die Regelungen der Ziffern 5.7 und 5.8 entsprechend Anwendung. EnBW strebt an, die Unterschreitung der Mindestmengen nach Möglichkeit zu vermeiden. Zu diesem Zweck kann die EnBW auch vor dem Unterschreiten der Mindestmenge die erforderlichen Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe beschaffen.

Für Kohle und leichtes Heizöl (HEL) werden zur Lagerung der Brennstoffe für den Block RDK7 das am Standort befindliche Kohlelager und der HEL-Tank verwendet, die auch für den Betrieb von RDK8 genutzt werden. Eine Abgrenzung erfolgt durch das Führen eines virtuellen Kohlelagers und HEL-Tanks für die Netzreserve.

Für den Hilfsdampfverbrauch für die Kraftwerkssysteme und Raumheizung wird das Energieäquivalent in Gasmenge umgerechnet, monatlich bestimmt und verrechnet. Weiterhin wird das Gasnetzentgelt für die Gasversorgung der für die Hilfsdampferzeugung verantwortlichen HIDE 2 und 3 (ca. [REDACTED] hälftig RDK7 zugeordnet und monatlich verrechnet.

Für die Brennstoffe Kohle und HEL werden für den Kraftwerksstandort Inventuren durchgeführt. Die daraus resultierenden Korrekturen werden dem Netzreserveblock verbrauchsanteilig zugeordnet.

Nach erfolgtem Netzreserveabruf ist die erforderliche Wiederbeschaffungszeit für die Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe im Fall eines eventuellen Folgeabrufs durch TransnetBW zu berücksichtigen. Bei der Beschaffung von Brenn-, Hilfs und Zusatzstoffen für den Netzreserveblock RDK7 sollen Implikationen auf den im Markt befindlichen Block RDK8 vermieden werden, so dass im Zweifelsfall Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe für RDK8 bei Beschaffung und Entladung vorrangig behandelt werden.

Als Mindestmenge vereinbaren die Vertragsparteien folgende Werte/Mindestmengen der Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe gemäß Anforderungsprofil der TransnetBW (s. Anhang 1) ohne Berücksichtigung der Probestarts:



Die Beschaffung der Brenn- Hilfs- und Zusatzstoffe wird über die üblichen Beschaffungsprozesse der EnBW durchgeführt.

EnBW wird die Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe in einer für die gewöhnliche Verwendung im Rahmen eines konventionellen Kraftwerks marktüblicher Art und Güte beschaffen. Bis zur Entladung der Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe trägt die EnBW die Gefahr des zufälligen Untergangs und Verschlechterung der Sacheigenschaft. Die Entladung erfolgt auf den dafür im Kraftwerk vorgesehenen Plätzen. Bei Untergang der Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe wird EnBW diese gem. Ziffer 2.2 des Netzreservevertrages beschaffen.

Durch Lagerung und Witterungseinflüsse kann sich die Sacheigenschaft der beschafften Brennstoffe (Steinkohle, HEL) sowie der Hilfs- und Zusatzstoffe verschlechtern, so dass diese 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 Anlagen kommen. Diesen Umstand hat EnBW nicht zu vertreten. In diesem Fall findet die Regelung gemäß Ziffer 5.1 des Netzreservevertrages entsprechend Anwendung.

Stromeigenbedarf:

EnBW beschafft den Strom für den Stillstands- und An-/Abfahreigenbedarf der Anlagen aus dem 400 kV- und/oder dem 110 kV-Netz.

Anhang 5: Festlegung der Vergütung

I. (Wieder-)Herstellungskosten gemäß Ziffer 6.1 bis 6.3

Die Kostenerstattung für die (Wieder-)herstellung bzw. Beibehaltung der Betriebsbereitschaft richtet sich nach den Ziffern 2.2, 2.3 und 2.4 des Vertrages.

Das Schreiben der EnBW vom 20.06.2023 (siehe Anhang 1) enthält die zu diesem Stichtag ermittelten, erforderlichen Maßnahmen sowie jeweils eine diesbezügliche Kostenschätzung. Eine abschließende Bezifferung der Kosten kann daher erst nach Durchführung dieser Maßnahmen erfolgen. Diese Kosten werden der TransnetBW durch die EnBW in Rechnung gestellt.

Kosten für Maßnahmen im Zusammenhang mit der (Wieder-) Herstellung bzw. Beibehaltung der Betriebsbereitschaft, die im vorgenannten Schreiben der EnBW nicht aufgelistet wurden, für die (Wieder-) Herstellung bzw. Beibehaltung der Betriebsbereitschaft jedoch erforderlich sind, werden auf Istkostenbasis der TransnetBW durch die EnBW in Rechnung gestellt.

Die zur (Wieder-) Herstellung bzw. Beibehaltung der Betriebsbereitschaft ggf. erforderlichen Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe (siehe Anhang 1) werden der TransnetBW durch die EnBW auf Istkostenbasis in Rechnung gestellt.

Kosten für Maßnahmen zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft gemäß Ziffer 6.1, 6.2 und 6.3 sind nicht vom Leistungspreis nach Ziffer 6.5 umfasst und werden nach Anfall auf Nachweis durch TransnetBW gesondert erstattet.

II. Kosten für die Vorhaltung der Betriebsbereitschaft der Anlagen gemäß Ziffer 6.5 („Leistungspreis“)

Insgesamt wird EnBW für die Vorhaltung der Betriebsbereitschaft von RDK 7 von TransnetBW ab dem 27.05.2024 ein Betrag i.H.v. [REDACTED] vergütet.

Die vereinbarten Beträge werden von EnBW jeweils in zwölf möglichst gleichen Monatsraten in Rechnung gestellt. Ist der Leistungspreis nach Maßgabe der Ziffern 6.14 und 6.15 des Netzreservevertrags anzupassen, wird dieser Anhang in Abstimmung mit der BNetzA aktualisiert.

Anlage	Zeitraum	Leistungspreis/ Jahr	Monatl. Leistungspreis (informativ)
RDK 7 (517 MW)	27.05.2024- 31.03.2025	[REDACTED]	[REDACTED]

III. Kosten für Einsätze und weitere einsatzabhängige Kosten und Abgaben gemäß Ziffer 6.7 bis 6.12

Entstandene Kosten für Einsätze der Anlagen und weitere einsatzabhängige Kosten sowie Abgaben gemäß der nachfolgenden Abschnitte werden der TransnetBW durch die EnBW, sofern möglich, monatlich in Rechnung gestellt. Etwaige der TransnetBW zustehende Erlöse werden durch die EnBW nach Erhalt im Rahmen der nächstmöglichen monatlichen Rechnungsstellung weitergereicht.

a) Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe

Die Wiederbeschaffung und ggf. Vorhaltung gemäß Anhang 4 von Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffen für den Probetrieb, Mess-, Kalibrierungs- und Ausbildungsfahrten, für die erforderlichen Beheizungen und den von TransnetBW veranlassenen Kraftwerkseinsatz, sowie anfallende Entsorgungskosten für Reststoffe.

Bei der Verrechnung der benötigten Kohle wird unterschieden, ob die Kohle aus dem EnBW-Bestand umgebucht wird, aus einer eindeutig bestimmbarer Lieferung stammt oder separat nachbeschafft wird. Erfolgt die Lieferung aus dem EnBW-Bestand, wird der Wiederbeschaffungspreis für diese Kohle verrechnet, der dem aktuellen Marktpreis entspricht (API2 + Phys-Fin-Spread + ggf. Zuschlag für spezielle Qualitätskriterien). Wenn die Kohle aus einer eindeutig bestimmbarer Lieferung stammt oder separat beschafft wird, erfolgt die Verrechnung auf Istkostenbasis. Die Kohlelogistik wird jeweils auf Istkostenbasis abgerechnet.

b) Kosten für CO₂.

Bis zum Ablauf des 31.12.2024 wird entsprechend Ziffer 4.16 verfahren. Ab dem 01.01.2025 erfolgt die Beschaffung bzw. Beistellung von CO₂-Zertifikaten kalendermonatlich durch EnBW. Im Folgejahr (Kalenderjahrbeurteilung) erfolgt durch die EnBW eine Spitzabrechnung, sobald die zertifizierten CO₂-Verbräuche feststehen.

Zum Vorgehen ab dem 01.01.2025:

Stichtag der Mengenermittlung und der Preisbildung: Die zu beschaffende oder beizustellende CO₂-Menge eines Kalendermonats sowie der dafür fällige Preis wird von EnBW jeweils am 15. des Folgemonats ermittelt (im Folgenden „Stichtag“). Sollten die Stichtage auf einen Samstag oder Sonntag und/oder einen Feiertag fallen, wird der jeweils nächste Werktag, an dem der Preis veröffentlicht wird und der nicht ein Samstag ist, herangezogen.

Börsenindex für die Preisbildung: Als preisbildender Börsenindex wird der EUA-Future-Kontrakt der Intercontinental Exchange (ICE ENDEX) für den Dezember

des jeweiligen Lieferjahres verwendet. Es gilt der Abrechnungspreis (im Folgenden "Settlementpreis") des jeweiligen Stichtages.¹

Für die CO₂-Menge des Dezembers des jeweiligen Lieferjahres wird gemeinsam ein geeigneter EUA-Future-Kontrakt der ICE ENDEX im Folgejahr abgestimmt, da der Handel für den EUA-Future-Kontrakt mit Fälligkeit im Dezember des Lieferjahres bereits am 15.01. des Folgejahres geschlossen ist.

Spitzabrechnung: Jeweils im Folgejahr, sobald die verifizierten Verbräuche feststehen, erfolgt eine Spitzabrechnung durch EnBW, bei der durch EnBW entweder noch fehlende Zertifikate zum aktuellen EUA-Spotpreis (ICE ENDEX EUA Daily Future) beschafft bzw. beigestellt und in Rechnung gestellt werden oder überzählige Zertifikate für den Verbrauch im Folgejahr gutgeschrieben werden. Ist eine Verwendung im Folgejahr bspw. aufgrund endgültiger Stilllegung der Anlage nicht möglich, verkauft EnBW die Zertifikate, die nicht mehr verwendet werden können zum aktuellen EUA-Spotpreis (ICE ENDEX EUA Daily Future). Die EnBW hat den entsprechenden Erlös an TransnetBW auszukehren. Die im Netzreservebilanzkreis der EnBW angefallenen Ausgleichsenergiekosten bzw. -erlöse.

c) Kosten für die Verrechnung des Gasäquivalents für die Hilfsdampfnutzung

Die Nutzung von Hilfsdampf für die Kraftwerkssysteme und Raumheizung wird als Gasverbrauch-Äquivalent verrechnet. Der ermittelte Gasverbrauch wird monatlich an TransnetBW zum veröffentlichten Ausgleichsenergiepreis (pos. Ausgleichsenergiepreis im Marktgebiet Trading Hub Europe) zzgl. der RLM Bilanzierungsumlage, den jeweils aktuell geltenden Gasumlagen (z.B. Gasbeschaffungsumlage und Speicherbefüllungsumlage) und sonstigen darüber hinaus ggf. anfallenden Zuschlägen (wie z.B. variables Transportentgelt SNAM, variables Transportentgelt FluxSwiss und Konvertierungsumlage für deutschen Entry, wenn das Gas aus Italien kommt) verrechnet. Da die Preise wegen notwendiger Brennwertkorrekturen vorläufig sind, muss diesbezüglich ggf. eine Spitzabrechnung erfolgen. Weiterhin wird das Gasnetzentgelt für die Gasversorgung der für die Hilfsdampferzeugung verantwortlichen HIDE 2 und 3 (ca. [REDACTED]) hälftig RDK7 zugeordnet und monatlich verrechnet.

d) Kosten und Erlöse aus der Verstromung/Verwertung von Restbrennstoffmengen sowie Hilfs- und Zusatzstoffen gemäß Ziffer 4.18 des Netzreservevertrages

e) Kosten und Erlöse durch einen Zwangseinsatz von RDK7, der aus der Beseitigung der Selbstentzündungsgefahr der Kohle gemäß Ziffer 4.19 des Netzreservevertrages resultiert, werden von TransnetBW getragen bzw. gutgeschrieben.

¹ Beispiel: Für den Januar 2025 werden von EnBW CO₂-Emissionen in Höhe von [REDACTED] t ermittelt. Da der 15. Februar 2025 ein Samstag ist, beschafft EnBW am Montag, den 17. Februar 2025, an der ICE 10 EUA-Future-Kontrakte für den Dezember 2025. Der Settlementpreis für dieses Produkt beträgt am 17. Februar [REDACTED] €/t. EnBW stellt TransnetBW eine Abschlagsrechnung in Höhe von [REDACTED] in Rechnung.

f) Stromeigenbedarf

Hinsichtlich der Stromlieferung für den Eigenbedarf von RDK7 gemäß Ziffer 4.19 des Netzreservevertrages vereinbaren die Vertragsparteien folgende Konditionen für die Kostenweiterverrechnung:

Leistungskosten:

pauschal [REDACTED] im Monat (dies entspricht [REDACTED] Euro/kW/Monat bezogen auf [REDACTED] Eigenbedarfsleistung)

Arbeitskosten:

[REDACTED] EPEX-Spotmarktpreis Euro/MWh

Die Abrechnung erfolgt monatlich auf Basis der entsprechenden Zählwerte. Die Netznutzungsentgelte sowie gesetzl. Abgaben, Umlagen und Steuern werden auf Basis der Rechnungsstellung der Netzbetreiber bzw. gesetzlicher Basis im tatsächlich angefallenen Umfang ebenfalls weiter verrechnet.

g) Kosten für Wasserentnahmeentgelte

EnBW legt diesbezüglich der TransnetBW zugleich den jeweiligen Gebührenbescheid in Kopie zusammen mit der Rechnung vor.

IV. Opportunitätskosten (Kapitalbindungskosten)

Die Berechnung der Opportunitätskosten (hier Kapitalbindungskosten) auf Grundlage des § 13c Abs. 3 EnWG und § 6 Abs. 1 NetzResV erfolgt auf Basis der Höhe des gebundenen Kapitals nach Vorgabe des Hinweispapiers der Bundesnetzagentur bezüglich dem Umgang mit den Opportunitätskosten nach § 13c Abs. 3 S. 1 Nr. 4 EnWG vom 16.07.2021, siehe Anhang 1c.

V. Restwerte investiver Vorteile

Die Auskehrung der Restwerte der investiven Vorteile erfolgt nach Vorgabe des Hinweispapiers der Bundesnetzagentur „Hinweis zur Rückerstattung des Restwerts investiver Vorteile“ vom 27.03.2025, siehe Anhang 5b.

VI. Nachträgliche Inrechnungstellung von Kosten

Im Zusammenhang mit der Erfüllung dieses Vertrages kann es dazu kommen, dass die der EnBW entstehenden Kosten bzw. Erlöse sowie die im Zusammenhang mit einer rechtskräftigen gerichtlichen Entscheidung festgestellte Kosten gemäß Ziffer 6.15 des Netzreservevertrages erst nach Beendigung dieses Vertrages weiterverrechnet werden können.

So werden beispielsweise CO₂-Zertifikate für das Vorjahr erst im Folgejahr spitz abgerechnet oder eine Spitzenabrechnung des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle für bestimmte Brennstoffe (z.B. Deutsche Steinkohle) erst im Folgejahr erstellt. Dadurch können Kosten, die im letzten Vertragsjahr entstanden

sind, erst im darauffolgenden Jahr und damit erst nach Beendigung dieses Vertrages weiterverrechnet werden. Die Vertragsparteien vereinbaren daher, dass alle im Zusammenhang mit diesem Vertrag entstehenden Kosten auch nachträglich nach Ende der Vertragslaufzeit gemäß Ziffer 13.1 des Vertrages auf Nachweis durch die EnBW der TransnetBW unverzüglich in Rechnung gestellt werden können. Diesbezüglich finden die Regelungen gemäß Ziffer 6.20 bis 6.25 des Vertrages entsprechend Anwendung.

Beispiele hierfür sind (ohne Anspruch auf Vollständigkeit):

- Spezifische Beschaffungssystematik
- Kosten für Brennstoffbeschaffung und -logistik
- CO₂-Zertifikate (Folgejahr s.o.)
- Lieferverzögerungen Dritter
- Verstromung, Verwertung, Entsorgung, Verladung und Abtransport von Restbrennstoffmengen sowie Hilfs-, Betriebs-, Rest und Zusatzstoffen
- Alle in diesem Zusammenhang anfallenden Kosten für Personal, Einholung von Genehmigungen, Gutachten sowie weiterer technischer Maßnahmen
- Die gesetzlichen Abgaben, Umlagen und Steuern sind nach der jeweils geltenden Rechtslage zu zahlen.

Eine nachträgliche Verrechnung ist auch im Hinblick auf von sich im Rahmen der Deckung des Stromeigenbedarfs nach Ziffer 4.20 ggf. anfallenden gesetzliche Abgaben, Umlagen und Steuern möglich, insbesondere soweit die zum Zeitpunkt des Vertragsschlusses bestehende Rechtslage und/oder –auffassung sich nachträglich ändern sollte. Zur Ermittlung des Verjährungsbeginns ist dabei auf den Zeitpunkt abzustellen, an dem bei EnBW erstmalig Mittelablässe tatsächlich anfallen.

Anhang 5a: Ergebnisdokumentation RDK 7: BK8-23/4004-R



Ergebnisdokumentation
für die endgültig stillzulegende Energieerzeugungsanlage
RDK 7
BK8-23/4004-R

Inhaltsverzeichnis

1. Vorbemerkung	2
2. Allgemeines zu erstattungsfähigen Kosten	3
2.1. Erstattung der Betriebsbereitschaftsauslagen	4
2.2. Schlüsselung von Kostenpositionen	5
2.3. Periodenfremde Aufwendungen / Plankosten	5
2.4. Opportunitätskosten	6
2.5. Erstattung der Erzeugungsauslagen	6
2.6. Kosten für die Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft	7
2.7. Werteverbrauch der technischen Anlagen oder Anlagenteile	7
2.8. Rückzahlung investiver Vorteile	8
2.9. Grundsätze der Prüfmethodik	9
3. Erstattungsfähige Kosten und Erlöse aus der Gewinn- und Verlustrechnung	10
3.1. Umsatzerlöse (GK-Ziffer 1 / GuV-Ziffer 1)	10
3.2. Sonstige betriebliche Erträge (GK-Ziffer 4 / GuV-Ziffer 4)	11
3.3. Materialaufwand (GK-Ziffer 5 / GuV-Ziffer 5)	11
3.4. Personalaufwand (GK-Ziffer 6 / GuV-Ziffer 6)	14
3.5. Abschreibungen (GK-Ziffer 7 / GuV-Ziffer 7)	16
3.6. Sonstige betriebliche Aufwendungen (GK-Ziffer 8 / GuV-Ziffer 8)	16
3.7. Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge (GK-Ziffer 11 / GuV-Ziffer 11)	21
3.8. Zinsen und ähnliche Aufwendungen (GK-Ziffer 12 / GuV-Ziffer 13)	21
3.9. Steuern vom Einkommen und vom Ertrag (Körperschaftsteuer) (GK-Ziffer 13 / GuV-Ziffer 14)	22
3.10. Sonstige Steuern (GK-Ziffer 16 / GuV-Ziffer 14)	22
4. Ergebnis der endgültigen Kostendokumentation	23

1. Vorbemerkung

Der Anlagenbetreiber EnBW Energie Baden-Württemberg AG (Anlagenbetreiber) nahm an der fünften Ausschreibungsrunde zur Reduzierung der Kohleverstromung nach dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) teil. Sein Gebot bezüglich der Anlage zur Erzeugung elektrischer Energie Rheinhafen-Dampfkraftwerk Block 7 (Energieerzeugungsanlage / RDK 7) erhielt einen Zuschlag. Die Bundesnetzagentur veröffentlichte das Ergebnis der Ausschreibung am 20.05.2022. Das Kohleverfeuerungsverbot wäre danach am 27.05.2024 eingetreten. Aufgrund der Systemrelevanzausweisung durch den ÜNB vom 19.12.2022, genehmigt durch die Bundesnetzagentur mit Bescheid vom 06.03.2023 (Az. 4.14.03.02/22-018), ist die Energieerzeugungsanlage ab dem Stilllegungsdatum für die Dauer der genehmigten Systemrelevanz gemäß § 13b Abs. 5; § 13c Abs. 4 S. 1; § 13d Abs. 1 EnWG für Zwecke der Netzreserve vorzuhalten. Die Kostendokumentation erfolgt für den Zeitraum der Systemrelevanzausweisung vom 27.05.2024 bis zum 31.03.2025.

Die Bildung der Netzreserve und der Einsatz der Energieerzeugungsanlage erfolgt gemäß §13d Abs. 3 S. 1 EnWG auf Grundlage eines Vertrags, der in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur nach Maßgabe der Bestimmungen der Netzreserveverordnung (NetzResV) zwischen dem Anlagenbetreiber und dem ÜNB abzuschließen ist. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur ist in dem Vertrag insbesondere gemäß § 6 Abs. 2 S. 1 NetzResV der Umfang der Kostenerstattung für die Nutzung der Anlage im Rahmen der Netzreserve festzulegen.

Zu diesem Zweck wurden der Beschlusskammer 8 insbesondere mit Schreiben vom 30.04.2024 Kostendaten sowie entsprechende Nachweise und Erörterungen übermittelt. Die vorläufige Ergebnisdokumentation wurde dem Anlagenbetreiber mit Schreiben vom 23.08.2024 zugestellt. Der Anlagenbetreiber hat mit Schreiben vom 05.09.2024/08.10.2024 seine Ausführungen zur vorläufigen Ergebnisdokumentation übersandt.

Die Beschlusskammer 8 hat eine Prüfung der als Betriebsbereitschaftsauslagen berücksichtigungsfähigen Kosten nach den Maßgaben des EnWG und der NetzResV vorgenommen.

Die Höhe der festzulegenden Kostenerstattung der Leistungsvorhaltekosten für die einzelnen Vertragsjahre des Ausweisungszeitraums erfolgt hier auf Basis des durch den Anlagenbetreiber übersendeten Erhebungsbogens mit dem Betrachtungsjahr 2022. Die final abgestimmten Leistungsvorhaltekosten sind Jahreswerte, d.h. sie sind entsprechend der tatsächlichen Zeit der Vorhaltung in der Netzreserve mit dem ÜNB abzurechnen. Zusätzlich können noch weitere Kostenbestandteile wie Erzeugungsauslagen, Kosten der Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft, Opportunitätskosten und anteiliger Werteverbrauch geltend gemacht werden.

Tarifanpassungen beim Personalaufwand (Kostenposition 6.) werden bei der festzulegenden Höhe der Kostenerstattung für die einzelnen Vertragsjahre des Ausweisungszeitraums monatsgenau berücksichtigt. Dabei werden die schon jetzt feststehenden Tarifanpassungen in den Jahren 2022, 2023 sowie 2024 bei der festzulegenden Höhe der Kostenerstattung bereits im abzuschließenden Netzreservevertrag berücksichtigt (ab 01.05.2022: +1,6%, ab 01.03.2023: +5,5%, ab 01.01.2024: +3,0%, ab 01.05.2024: +6,0%).

Das Wasserentnahmeentgelt ist ein variabler, einsatzabhängiger Kostenbestandteil. Dieser wird aus den Leistungsvorhaltekosten herausgenommen und ist separat als variabler Kostenbestandteil mit dem ÜNB abzurechnen.

Nachfolgend werden die Prüfungsergebnisse dokumentiert.

2. Allgemeines zu erstattungsfähigen Kosten

Von den ÜNB werden jährlich Systemanalysen durchgeführt, um den erforderlichen Bedarf an Kraftwerkskapazitäten für netzstabilisierende Maßnahmen festzustellen. Stehen für die Durchführung von netzstabilisierenden Maßnahmen nicht ausreichend Energieerzeugungsanlagen am Markt zur Verfügung, so beschafft der Übertragungsnetzbetreiber aus vorhandenen, zur Stilllegung angezeigten Energieerzeugungsanlagen die erforderlichen Kapazitäten. Diese sogenannten Netzreservekraftwerke müssen von den ÜNB im Vorfeld als systemrelevant ausgewiesen worden sein und werden ausschließlich außerhalb des Energiemarktes zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems herangezogen.

Durch die Ausweisung der Systemrelevanz entsteht dem Anlagenbetreiber gegenüber dem ÜNB ein Vergütungsanspruch. Der Vergütungsanspruch des Betreibers einer Anlage, deren **endgültige Stilllegung** nach § 26 Abs. 2 Nr. 1 KVBG i.V.m. § 13b Abs. 5 S. 1 EnWG verboten ist, ist in § 13c Abs. 3 EnWG geregelt. Demnach ist dem Betreiber einer Anlage, deren endgültige Stilllegung nach § 13b Abs. 5 S. 1 EnWG verboten ist, eine Vergütung für die Verpflichtung nach § 13b Abs. 5 S. 1 EnWG durch den jeweiligen Betreiber des Übertragungsnetzes zu zahlen. Der Anlagenbetreiber hat grundsätzlich einen Anspruch auf Erstattung von

- Erhaltungsauslagen für Erhaltungsmaßnahmen, die nach dem Zeitpunkt der Systemrelevanzausweisung vorgenommen werden,
- Betriebsbereitschaftsauslagen,
- Erzeugungsauslagen,
- Opportunitätskosten und
- anteiligem Werteverbrauch.

Zusätzliche Voraussetzung ist, dass die Erhaltungsauslagen bzw. die Betriebsbereitschaftsauslagen tatsächlich der Vorhaltung und dem Einsatz der Anlage in der Netzreserve zu dienen bestimmt sind. Die Erstattung von Kosten für Erhaltungsmaßnahmen, die unabhängig von dem Erhalt der Betriebsfähigkeit der Anlage für den Netzreservebetrieb ergriffen werden, ist somit ausgeschlossen.

2.1. Erstattung der Betriebsbereitschaftsauslagen

Gemäß § 13c Abs. 1 (i.V.m. Abs. 3 S. 1 Nr. 2, S. 2) EnWG werden dem Anlagenbetreiber die für die Vorhaltung und Herstellung der Betriebsbereitschaft notwendigen Auslagen erstattet. Diese Betriebsbereitschaftsauslagen umfassen zum einen einmalige Kosten für die Herstellung der Betriebsbereitschaft sowie einen Leistungspreis, der für die Bereithaltung der betreffenden Anlage gewährt wird. In § 13c Abs. 1 Nr. 1 lit. b EnWG wird hierzu ausgeführt, dass nur Kosten berücksichtigt werden können, die dem Betreiber **zusätzlich und fortlaufend** auf Grund der Vorhaltung der Anlage für die Netzreserve entstehen. Die Bestimmung dieses Leistungspreises erfolgt unter Zugrundelegung der Daten des handelsrechtlichen Jahresabschlusses, hier des Jahres 2022. Die Gewinn- und Verlustrechnung (GuV) dieses

testierten HGB-Jahresabschlusses stellt die Grundlage für die Ermittlung der jährlichen Leistungsvorhaltekosten dar. Dabei werden im Folgenden Jahreskosten ermittelt, die entsprechend der tatsächlichen Zeit der Vorhaltung in der Netzreserve mit dem ÜNB abzurechnen sind. Sofern die GuV nach dem Umsatzkostenverfahren aufgestellt wurde, ist diese in eine GuV nach dem Gesamtkostenverfahren zu überführen.

Sonstige Kosten, die nicht originär durch die Netzreserve verursacht sind, beispielsweise aufgrund von Fernwärmeverpflichtungen, sind trennscharf von den Netzreservekosten darzustellen und nachvollziehbar abzugrenzen.

2.2. Schlüsselung von Kostenpositionen

Die zu Grunde gelegten Schlüssel müssen sachgerecht sein und den Grundsatz der Bewertungsstetigkeit (§ 252 Abs. 1 Nr. 6 HGB) beachten. Die Schlüssel sind für sachkundige Dritte nachvollziehbar und vollständig zu dokumentieren. Änderungen eines Schlüssels sind nur zulässig, sofern diese sachlich geboten sind. Die hierfür maßgeblichen Gründe sind nachvollziehbar und vollständig zu dokumentieren. Hierbei sind die Allgemeinen Bewertungsgrundsätze des § 252 HGB stets zu berücksichtigen.

Die Darlegung einer sachgerechten Schlüsselung kann durch Schlüssel gestützt werden, die eine möglichst große Nähe zur tatsächlichen Kostenverteilung aufweisen und unternehmensintern bewährt sind. Die Beschlusskammer behält sich vor, auch sachgerechtere Schlüsselungen zur Anwendung zu bringen.

2.3. Periodenfremde Aufwendungen / Plankosten

Periodenfremde Aufwendungen und Plankosten sind grundsätzlich nicht anerkennungsfähig. Die Abstimmung der Leistungsvorhaltekosten erfolgt unter Zugrundeliegung der Daten des testierten handelsrechtlichen Jahresabschlusses, hier des Jahres 2022. Die Gewinn- und Verlustrechnung des testierten HGB-Jahresabschlusses stellt die Grundlage für die Ermittlung der jährlichen Leistungsvorhaltekosten dar, die dem Anlagenbetreiber tages- oder monats-scharf ausgezahlt werden. Da der auf dieser Basis ermittelte Leistungspreis über die jeweilige Vertragsdauer konstant bleibt, müssen die jährlich anzuerkennenden Kosten repräsentative Kosten für die

jeweilige Vertragsdauer darstellen. Damit sind jährliche Verwerfungen wie periodenfremde Aufwendungen und/oder Plankosten zu vernachlässigen, da diese Kosten gerade keine repräsentativen, jährlich wiederkehrenden Kosten darstellen. Dies resultiert aus den Vorgaben des § 13c Abs. 1 S. 1 Nr. lit. b (i.V.m. Abs. 3 S. 1 Nr. 2) EnWG, wonach der Leistungspreis als pauschalierter Betrag (Euro in Megawatt) auf Grundlage der jeweils ermittelten Erfahrungswerte der Anlage festgelegt werden kann (§ 6 Abs. 2 Nr. 3 NetzResV).

2.4. Opportunitätskosten

Im Rahmen der anerkennungsfähigen, nachgewiesenen Opportunitätskosten erhält der Anlagenbetreiber eine marktangemessene Verzinsung als Ausgleich für die entgangenen Verwendungsmöglichkeiten seiner Anlagen. Opportunitätskosten, in Form einer angemessenen Verzinsung, sind nur zu erstatten, wenn und soweit eine verlängerte Kapitalbindung in Form von Grundstücken und anderen weiterverwertbaren technischen Anlagen auf Grund deren Verpflichtung für die Netzreserve besteht. Darüberhinausgehende Opportunitäten sind nicht zu erstatten.

Diese Position ist nicht Bestandteil der Leistungsvorhaltekosten und wird gesondert erstattet. Hierfür ist eine entsprechende vertragliche Regelung vorzunehmen, die den damit einhergehenden Vergütungsanspruch abbildet. Zu berücksichtigen ist dabei das Hinweispapier der Beschlusskammer 8 bezüglich dem Umgang mit den Opportunitätskosten nach § 13c Abs. 3 S. 1 Nr. 4 EnWG nebst der Anlage 1 „Ermittlung der Opportunitätskosten nach § 13c Abs. 3 S. 1 Nr. 4 EnWG in ihrer aktuellsten Fassung. (www.bundesnetzagentur.de/BK8-Hinweis-Opportunitätskosten-Netzreserve).

2.5. Erstattung der Erzeugungsauslagen

Unter der Kostenart der Erzeugungsauslagen wird ein Arbeitspreis in Form der notwendigen Auslagen für eine Einspeisung der Anlage gewährt. Diese Kosten werden als variable Kosten gemäß § 13c Abs. 1 S. 1 Nr. 2 und S. 4 i.V.m. Abs. 3 Nr. 3 EnWG gesondert vergütet.

Diese Position ist nicht Bestandteil der Leistungsvorhaltekosten und wird gesondert erstattet. Hierfür ist eine entsprechende vertragliche Regelung vorzunehmen, die den damit einhergehenden Vergütungsanspruch abbildet.

2.6. Kosten für die Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft

Im Rahmen der Betriebsbereitschaftsauslagen werden gemäß § 13c Abs. 1 S. 1 Nr. 1 lit. a (i.V.m. Abs. 3 S. 1 Nr. 2, S. 2) EnWG die einmaligen Kosten für die Herstellung der Betriebsbereitschaft der Energieerzeugungsanlage anerkannt. Hierbei handelt es sich um außerordentliche Kosten, die nicht bereits im Leistungspreis abgegolten sind. Die Kosten stellen eine Besonderheit innerhalb der ausgewiesenen Systemrelevanz dar und sind für den Netzreservebetrieb notwendig bzw. dienen zur Herstellung der Betriebsbereitschaft. Hierunter können z. B. Revisionen, Beschaffung von Vorratsbrennstoffen, immissionsschutzrechtliche Prüfungen sowie Kosten für Reparaturen außergewöhnlicher Schäden subsumiert werden.

Diese Position ist nicht Bestandteil der Leistungsvorhaltekosten und wird gesondert erstattet. Hierfür ist eine entsprechende vertragliche Regelung vorzunehmen, die den damit einhergehenden Vergütungsanspruch abbildet. Zu berücksichtigen ist dabei das Hinweispapier der Beschlusskammer 8 bezüglich dem Umgang mit den Kosten der Herstellung der Betriebsbereitschaft nach § 13c Abs. 1 S. 1 Nr. 1 lit. a EnWG (www.bundesnetzagentur.de/BK8-Hinweis-Herstellungskosten-Netzreserve).

2.7. Werteverbrauch der technischen Anlagen oder Anlagenteile

Gemäß § 6 Abs. 1 S. 2 NetzResV sind Kosten, die auch im Fall einer endgültigen Stilllegung angefallen wären, im Rahmen der Netzreserve nicht erstattungsfähig. Dementsprechend kann gemäß § 6 Abs. 1 S. 4 NetzResV nur derjenige Werteverbrauch der weiterverwertbaren technischen Anlagen oder der Anlagenteile in Ansatz gebracht werden, der unmittelbar durch einen tatsächlichen Einsatz in der Netzreserve verursacht wird. Grundlage für die Bestimmung des anteiligen Werteverbrauchs sind dabei gemäß § 6 Abs. 1 S. 4 NetzResV i.V.m. § 13c Abs. 1 S. 3

EnWG die handelsrechtlichen Restwerte und die handelsrechtlichen Restnutzungsdauern in Jahren. Anerkennungsfähig ist diejenige Kostenhöhe, die sich nach der „Aufhebung und Neufestlegung der Feststellung zur Beschaffung und Vergütung von Redispatch-Maßnahmen nach §§ 13 Abs. 1 Nr. 2 und 13a EnWG“ (BK8-18/0007-A) vom 19.05.2021 bzw. der Folgefestlegung zur Vergütung der Redispatch-Maßnahmen (BK8-22-001-A vom 05.06.2024) ergibt. Da aufgrund des Verweises in § 13c Abs. 3 S. 3 i. V. m. § 13c Abs. 1 S. 1 S. 3 EnWG für die Bestimmung des anteiligen Werteverbrauchs bei den Netzreservekosten dieselben Maßgaben gelten wie bei den Redispatchkosten, ist mit der Festlegung zu den Redispatchkosten insoweit auch die Entscheidung zum Vorgehen bei den Netzreservekosten getroffen.

Diese Position ist nicht Bestandteil der Leistungsvorhaltekosten und wird gesondert erstattet. Hierfür ist eine entsprechende vertragliche Regelung vorzunehmen, die den damit einhergehenden Vergütungsanspruch abbildet.

2.8. Rückzahlung investiver Vorteile

Wird die Energieerzeugungsanlage endgültig stillgelegt, so ist gemäß § 13c Abs. 4 S. 2 und S. 3 EnWG der Restwert der investiven Vorteile bei wiederverwertbaren Anlagenteilen, die dem Anlagenbetreiber im Rahmen der Erhaltungsauslagen und der Betriebsbereitschaftsauslagen im Sinne von § 13c Abs. 3 S. 1 Nr. 1 und Nr. 2 EnWG erhalten hat, zu erstatten. Maßgeblich ist der Restwert zu dem Zeitpunkt, ab dem die Energieerzeugungsanlage nicht mehr als Netzreserve vorgehalten wird (§ 13c Abs. 4 S. 3 EnWG).

Durch die Regelungen soll zugleich sichergestellt werden, dass der Anlagenbetreiber bei einer Rückkehr der Energieerzeugungsanlage an die Strommärkte keine Vorteile erhält, die weit überwiegend investiver Natur sind und ihn gegenüber anderen Marktteilnehmern privilegieren würde.

Diese Position ist nicht Bestandteil der Leistungsvorhaltekosten und wird gesondert erstattet. Hierfür ist eine entsprechende vertragliche Regelung vorzunehmen, die den damit einhergehenden Vergütungsanspruch abbildet. Zu berücksichtigen ist dabei das Hinweispapier der Beschlusskammer 8 zur Rückerstattung des Restwerts investiver Vorteile (§ 13c Abs. 2 Satz 2 und Satz 3, Abs. 4 Satz 2 und Satz 3

EnWG), abrufbar unter www.bundesnetzagentur.de/bk8-hinweis-investive-vorteile-netzreserve.

2.9. Grundsätze der Prüfmethodik

Grundsätzlich sind Kosten nur anzuerkennen, wenn sie einen eindeutigen Bezug zur stillzulegenden Energieerzeugungsanlage aufweisen. Kosten, die nicht ursächlich aus dem Betrieb der Energieerzeugungsanlage entstehen oder dem Betrieb der Energieerzeugungsanlage zu dienen bestimmt sind, sind folglich nicht zu berücksichtigen. Demgemäß sind Kosten, die ihrem Entstehungsgrunde oder ihrem Verwendungszweck nach anderen Unternehmensaktivitäten zuzuordnen sind, grundsätzlich nicht berücksichtigungsfähig.

(Verwaltungs-) Gemeinkosten nehmen in diesem Kontext eine Sonderrolle ein. Zu diesen Kosten zählen typischerweise zentrale Kostenstellen bzw. Abteilungen wie das Rechnungswesen, die Personalabteilung oder der Einkauf. Diese Zentralbereiche erbringen Dienstleistungen für einzelne operative Einheiten (Energieerzeugungsanlagen). Es ist in der Regel nur mit einem hohem Aufwand nachzuweisen, welcher Anteil des zentralen Kostenblocks auf eine einzelne Energieerzeugungsanlage entfällt. Daher werden diese Kosten mit Hilfe eines Verteilungsschlüssels anteilig auf die Anlagen umgelegt. Damit diese umgelegten Kosten anerkannt werden können, muss der gewählte Schlüssel die Kosten verursachungsgerecht verteilen. In der Praxis werden häufig Umsatz- oder Personalkennzahlen verwendet. Aber auch andere Schlüssel sind denkbar (Abschnitt 2.2. Schlüsselung der Kostenpositionen).

Kann der Anlagenbetreiber im Rahmen der Darlegungs- und Beweislast keine bewertbaren Nachweise vorlegen, so können gemäß § 13c Abs. 1 Nr. 1 lit. b i.V.m. Abs. 3 S. 1 Nr. 2 EnWG der Energieerzeugungsanlage zurechenbare Gemeinkosten des Anlagenbetreibers bis zu einer Höhe von 5 % der übrigen Kosten dieser Nummer pauschal als Gemeinkosten anerkannt werden. Die Anerkennung höherer Gemeinkosten nach Vorlage entsprechender Nachweise ist möglich.

Der Anlagenbetreiber trägt die Darlegungs- und Beweislast für die Tatsache, dass die geltend gemachten Aufwendungen tatsächlich entstanden sind. Dies ergibt sich bereits aus der Natur der zu prüfenden Informationen, die allesamt dem internen

und externen Rechnungswesen des Anlagenbetreibers entstammen. Diese internen Vorgänge sind der Beschlusskammer nicht bekannt, solange Der Anlagenbetreiber nicht selber die beurteilungsrelevanten Kosten darlegt und diese dezidiert nachweist. Dem steht auch nicht der Amtsermittlungsgrundsatz entgegen. Der Pflicht der Behörde, den Sachverhalt in eigener Verantwortung aufzuklären (§ 68 EnWG und § 24 VwVfG) stehen insoweit Obliegenheiten des Anlagenbetreibers gegenüber; die Mitwirkungspflicht begrenzt die Amtsermittlungspflicht der Verwaltungsbehörde. Diese braucht entscheidungserhebliche Tatsachen nicht zu ermitteln, die der Betroffene ihr zu unterbreiten hat (vgl. BGH, EnVR 79/07, Rn. 21; BVerwG, 5 C 27/85, NVwZ 1987, 405). Nicht nachgewiesene Kosten sind nicht anerkennungsfähig (so auch: OLG Düsseldorf, VI-3 Kart. 472/06 (V) und BGH, EnVR 6/08).

Die nachfolgende Dokumentation der erstattungsfähigen Kosten orientiert sich dem Grunde nach an dem Aufbau und der Struktur der Gewinn- und Verlustrechnung gemäß § 275 Abs. 2 HGB.

3. Erstattungsfähige Kosten und Erlöse aus der Gewinn- und Verlustrechnung

Im Erhebungsbogen sind die erstattungsfähigen Kosten und gegenzurechnenden Erlöse als Gewinn- und Verlustrechnung zu hinterlegen. Der Erhebungsbogen orientiert sich dabei im Wesentlichen an der Gliederung des Gesamtkostenverfahrens nach § 231 Abs. 2 HGB.

3.1. Umsatzerlöse (GK-Ziffer 1 / GuV-Ziffer 1)

Als Umsatzerlöse sind die Erlöse aus dem Verkauf und der Vermietung oder Verpachtung von Produkten sowie aus der Erbringung von Dienstleistungen der Kapitalgesellschaft nach Abzug von Erlösschmälerungen und der Umsatzsteuer sowie sonstiger direkt mit dem Umsatz verbundener Steuern auszuweisen (§ 277 Nr. 1 HGB). Umsatzerlöse wirken kostenmindernd und sind gegenzurechnen.

3.2. Sonstige betriebliche Erträge (GK-Ziffer 4 / GuV-Ziffer 4)

Der Anlagenbetreiber erzielt Erlöse aus der Verschrottung von Altteilen und Mieteinnahmen für einen Funkmast in Höhe von [REDACTED]. Sie wirken kostenmindernd und sind gegenzurechnen.

3.3. Materialaufwand (GK-Ziffer 5 / GuV-Ziffer 5)

Die Materialkosten gehören zu den Herstellungskosten (§ 255 Abs. 2 S. 2 HGB). Sie sind nach § 275 Abs. 2 Nr. 5a HGB als Materialaufwand auszuweisen. Der Materialaufwand umfasst alle Aufwendungen, welche bei der Beschaffung oder dem betriebszweckbezogenen Verbrauch von Rohstoffen oder Waren entstehen. Dazu gehören auch die unter der Position Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe verbuchten Aufwendungen. Bei der Erzeugung von elektrischer Energie durch fossile Energieerzeugungsanlagen werden Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe verbraucht. Diese werden, wie oben unter Gliederungspunkt 2.5.5. „Erstattung der Erzeugungsauslagen“ dargestellt, gesondert vergütet. Entsprechend sind diese Aufwendungen der Gewinn- und Verlustrechnung in der Kostenübersicht zu kürzen.

Der Anlagenbetreiber sieht sich aufgrund der allgemeinen wirtschaftlichen Entwicklung einer nachhaltig steigenden Kostenentwicklung für Ersatzteile sowie fremdbezogene Instandhaltungen und Reparaturen konfrontiert. Darüber hinaus beruht der Anstieg der Gesamtkosten der Geschäftseinheit Handel um 25 % vom Jahr 2022 zum Jahr 2023 i.W. auf der nachhaltigen Umsetzung von regulatorischen Anforderungen in IT-Systemen (z.B. Redispatch 2.0), einem entsprechenden MAK-Aufbau sowie Personalkostensteigerungen. Um ein repräsentatives Kostenniveau für den betriebsnotwendigen Materialaufwand festzulegen, wird in diesem Fall aufgrund des konkreten Vortrags im Verfahren für die Kostenpositionen 5.1.3, 5.2.1. und 5.2.3 vom Betrachtungsjahr 2022 abgewichen und die Kostenbeträge des jüngsten abgeschlossenen Geschäftsjahres 2023 zu Grunde gelegt. Die Beschlusskammer behält sich vor, in anderen Verfahren diesen Ansatz zu überprüfen und ein abweichendes Vorgehen zu wählen.

ter den sonstigen betrieblichen Aufwendungen auszuweisen (siehe unten Abschnitt 3.6 „**Sonstige betriebliche Aufwendungen**“; in der Kostenübersicht entspricht diese Position der Ziffer 8).

3.3.2.1. Davon Instandhaltung und Reparaturen (GK-Ziffer 5.2.1)

In den jährlich fixierten Leistungsvorhaltekosten für Instandhaltung und Reparaturen sind derartige laufende Kosten zu berücksichtigen, die sich auf Planung und Abwicklung von Instandhaltungsmaßnahmen vor Eintritt eines bestimmten schadensbedingten Anlagenzustandes bzw. eines ungesteuerten Anlagenausfalls beziehen. Zu den anzuerkennenden Kosten für Maßnahmen der laufenden Instandhaltung zählen maßgeblich Kosten für Wartungsarbeiten. Dazu zählen ggf. im Einzelfall auch vorbeugende Reparaturen, ein vorbeugender Austausch kleinerer Maschinenteile oder sonstige vorbeugende Maßnahmen, wie z.B. Schutzanstriche oder Installation von Warneinrichtungen. Ebenso sind hier kleinere Reparaturen zu verstehen.

Der Anlagenbetreiber hat in dieser Position die Kosten des Jahres 2022 in Höhe von [REDACTED] geltend gemacht. Darin sind Kosten der Sommerrevision 2022 enthalten. Im Jahr 2023 entstanden Kosten (exkl. Revision) in Höhe von [REDACTED]. Bezugnehmend auf die Ausführungen im Textabschnitt 3.3. ist die angegebene Kostenposition mit [REDACTED] anzusetzen.

3.3.2.2. Davon sonstige Aufwendungen für bezogene Leistungen (GK-Ziffer 5.2.3)

Unter der Position 5.2.3. „Davon sonstige Aufwendungen für bezogene Leistungen“ können i.d.R. die Netzentgelte und der Eigenverbrauch anerkannt werden.

Der Anlagenbetreiber hat in dieser Position [REDACTED] für Konzerndienstleistungen der Geschäftseinheit (GE) Handel im Jahr 2022 geltend gemacht. Im Jahr 2023 entstanden Kosten in Höhe von [REDACTED].

Hier wird eine analoge Handhabung zu den Kostenanerkennungsverfahren anderer Netzreserveanlagen der EnBW AG vorgenommen. 60 % der Kosten der GE Handel werden berücksichtigt. Bezugnehmend auf die Ausführungen im Textabschnitt 3.3. werden die durch den Anlagenbetreiber geltend gemachten Kosten des Jahres

2023 i.H.v. [REDACTED] teilweise um den Betrag i.H.v. [REDACTED] gekürzt und auf einen Betrag i.H.v. [REDACTED] festgestellt.

3.4. Personalaufwand (GK-Ziffer 6 / GuV-Ziffer 6)

Der Personalaufwand setzt sich aus den Kosten für Gehälter und Löhne (Lohnkosten) gem. § 275 Abs. 2 Nr. 6 lit. a HGB, aus den Kosten für soziale Abgaben und Aufwendungen für die Altersvorsorge und für Unterstützung gem. § 275 Abs. 2 Nr. lit. b HGB (Arbeitgeberanteile an der Unfallversicherung und Sozialversicherung, Angestellten-, Arbeiterrenten-, Knappschafts-, Kranken-, Pflege-, Arbeitslosenversicherung).

Unter der Position „Löhne und Gehälter“ werden die Bruttobeträge der Arbeitsentgelte zusammengefasst. Zu Löhnen und Gehältern gehören alle Vergütungen, die die Belegschaftsmitglieder eines Anlagenbetreibers (Arbeiter und Angestellte) und Geschäftsführer sowie Mitglieder des Vorstands erhalten, gleichgültig in welcher Form sie gewährt werden, also auch Sachbezüge, Aufwandsentschädigungen etc.. Die Buchung von Löhnen und Gehältern erfolgt auf besonderen Aufwandskonten als Teil der Personalkosten. Belege für berechnete und gezahlte Löhne und Gehälter können Lohnlisten und Gehaltslisten sein.

Kosten aus der im gesetzlichen Rahmen ausgeübten Betriebs- und Personalratstätigkeit, Kosten aus der Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen und Kosten von Betriebskindertagesstätten für Kinder, der beschäftigten Betriebsangehörigen, betreffen teilweise Lohnbestandteile.

Unter die Position Personalaufwand „für soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung, davon für Altersversorgung“ (6.2 in der Kostenübersicht) gem. § 275 Abs. 2 Nr. 6 lit. b HGB fallen die Pflichtanteile des Anlagenbetreibers.

Zu den „Aufwendungen der Altersversorgung“ zählen Pensionszahlungen, Zuführungen zu den Pensionsrückstellungen, Zuweisungen an Unterstützungs-/Pensionskassen, Beiträge an den Pensionsversicherungsverein. Weitere Vorsorgeaufwendungen, wie Prämien spezifischer Versicherungen der Arbeitnehmer mit Bezug zur Altersversorgung sind ebenfalls zu erfassen.

Unter den „sozialen Abgaben“ sind insbesondere die gesetzlich vorgeschriebenen Beiträge zur Sozialversicherung (Renten-, Knappschafts-, Kranken-, Pflege-, Arbeitslosenversicherung), die Beiträge an die Berufsgenossenschaft sowie die Umlage für Insolvenzgeld zu erfassen. Weitere, darüber hinaus gehende anlagenspezifische Bestandteile sozialer Abgaben sind gesondert nachzuweisen.

Der Personalaufwand in Form der „Aufwendungen für Unterstützung umfasst regelmäßig freiwillige Zuwendungen des Anlagenbetreibers z.B. im Falle von Krankheiten, Kuren, Unfällen, Krankenhausaufenthalten oder Arztkosten, Urlaubsbeihilfen, Ausgaben für die kulturelle und sportliche Förderung der Arbeitnehmer/innen, Wohnkostenzuschüsse sowie Heirats- und Geburtsbeihilfen.

Diese verpflichtenden oder freiwilligen Personalzusatzkosten sind der Höhe nach anerkennungsfähig, wenn sie zu den Personalkosten in einem angemessenen Verhältnis stehen. Sie müssen nachgewiesen werden. Die Ansprüche der Arbeitnehmer selbst werden durch diese Prüfung nicht betroffen.

Bei allen Positionen ist zu beachten, dass die Kosten das übliche Maß im Rahmen des Auslagenersatzes nicht überschreiten dürfen.

Der Anlagenbetreiber hat in seinen Schreiben vom 30.04.2024 und 20.06.2024 nähere Erläuterungen zu den Vergütungsbestandteilen und den tarifvertraglichen Entwicklungen dargelegt. Der Anlagenbetreiber führt aus, dass neben der monatlichen Vergütung der Beschäftigten auch weitere Vergütungsbestandteile (Erfolgsbeteiligung, Urlaubsgeld, Weihnachtsgeld, Sonderzahlung) in der Berechnung des Personalaufwands einzubeziehen sind. Darüber hinaus wurden die Gehälter und Löhne sowie die sozialen Abgaben und Aufwendungen angehoben (ab 01.05.2022: +1,6%, ab 01.03.2023: +5,5%, ab 01.01.2024: +3,0%, ab 01.05.2024: +6,0%). Nachweise hierfür wurden in Form des entsprechenden Manteltarifvertrages, der korrespondierenden Betriebsvereinbarung sowie der jeweiligen Tarifverträge erbracht.

Vergütungsbestandteile	
Monatsgehälter	
Erfolgsbeteiligung (April)	
Urlaubsgeld (Juni)	
Weihnachtsgeld (November)	
Faktor Monatsgehälter	
Sonderzahlungen	
MAK	

In der Berechnungslogik der Beschlusskammer wurde basierend auf den bereits feststehenden und nachgewiesenen Tarifsteigerungen die genauen Löhne und Gehälter je Jahr inklusive der Vergütungssteigerungen berechnet.

	2022	2023	2024	2025
Personalaufwand	10.833.589	10.905.096	11.641.786	11.641.786

Ausgehend vom eingereichten Erhebungsbogen (Betrachtungsjahr 2022) werden für das Jahr 2024 und 2025 ein Betrag für den Personalaufwand in Höhe von [REDACTED] berücksichtigt.

3.5. Abschreibungen (GK-Ziffer 7 / GuV-Ziffer 7)

Der Ansatz von „Abschreibungen“ ist gemäß § 6 Abs. 1 S. 2 NetzResV grundsätzlich nicht möglich. Eine Ausnahme bildet insofern die Erstattung des anteiligen Werteverbrauchs nach den unter 2.7 dargestellten Maßgaben.

3.6. Sonstige betriebliche Aufwendungen (GK-Ziffer 8 / GuV-Ziffer 8)

„Sonstige betriebliche Aufwendungen“ sind Aufwendungen aus gewöhnlicher Geschäftstätigkeit, die keiner anderen Aufwandsposition zugeordnet werden können.

Die Beurteilung der Sachgerechtigkeit sind einer Einzelfallprüfung vorbehalten. Soweit abweichende Aspekte oder verallgemeinerungsfähige Grundsätze bei der Prüfung berücksichtigt wurden, sind diese im Folgenden ergänzend erläutert.

3.6.1. Davon Fremdleistung für Verwaltung und Vertrieb (GK-Ziffer 8.1)

„Fremdleistungen für Verwaltung und Vertrieb“, die grundsätzlich anerkannt werden können, sind alle Leistungen, die dem Betrieb der endgültig stillzulegenden Energieerzeugungsanlage dienen. Sie werden jedoch von einem anderen Unternehmen erbracht z. B. Vorleistungen, Subunternehmerleistungen, Lohnveredelungen usw.).

Der Anlagenbetreiber hat in dieser Position keine Kosten geltend gemacht.

3.6.2. Davon Aufwand aus konzerninterner Verrechnung (GK-Ziffer 8.2)

Beim „Aufwand aus konzerninterner Verrechnung“ handelt es sich um den Aufwand für Dienstleistungen oder Produkte, die von im Konzern verbundenen Unternehmen statt externen Anbietern zur Verfügung gestellt werden.

Der Anlagenbetreiber hat in dieser Position [REDACTED] für Konzerndienstleistungen von der Geschäftseinheit (GE) Erzeugung und den Funktionaleinheiten (FE) geltend gemacht. Die erbrachten Leistungen werden verursachungsgerecht an die Erzeugungsanlagen weiterverrechnet.

3.6.3. Davon Mieten, Pachten und Leasing (GK-Ziffer 8.3)

In dieser Position sind die für den Anlagenbetrieb notwendigen Kosten für Mieten, (sonstige) Pachtzinsen, (sonstige) Leasingraten, Gebühren und Beiträge zu verbuchen. Die Vereinbarung marktüblicher Ansätze ist darzulegen.

Der Anlagenbetreiber hat in dieser Position [REDACTED] geltend gemacht.

3.6.4. Davon Versicherungen (GK-Ziffer 8.4)

In dieser Position sind die für den Betrieb notwendigen Kosten für Versicherungen (Sach- und Haftpflichtversicherungen) zu verbuchen. Grundsätzlich können nur

Kosten erstattet werden für Versicherungen, die in der Netzreserve erforderlich sind. Hierzu zählen Haftpflicht-, Feuer- und ggf. Sachversicherungen. Eine Überversicherung zu Lasten des Netznutzers ist zu vermeiden. Aus diesem Grund hat der Anlagenbetreiber spätestens beim Eintritt in die Netzreserve den Umfang des Versicherungsschutzes zu prüfen. In diesem Zusammenhang ist eine individuelle Prüfung bei vorliegenden Maschinenversicherungen für Schäden an Maschinenteilen etc. unter dem Aspekt einer Kosten-Nutzen-Betrachtung vorzunehmen. Ferner werden keine Kosten für eine Betriebsunterbrechungsversicherung erstattet, da diese in der Netzreserve nicht erforderlich ist.

Der Anlagenbetreiber hat die folgenden Versicherungen per Rechnung nachgewiesen (Betrachtungsjahr 2022):

Maschinenversicherung: [REDACTED]



Gesamthaft werden von dem Anlagenbetreiber [REDACTED] geltend gemacht. Die nachgewiesenen, aufgeschlüsselten Versicherungsbeiträge sind berücksichtigungsfähig. Darüber hinaus hat der Anlagenbetreiber schlüssig in der Stellungnahme vom 30.04.2024 die stetig steigenden Versicherungsbeiträge für die Maschinenversicherung dargelegt.

Aufgrund der deutlich zu Ungunsten des Anlagenbetreibers steigenden Versicherungsprämien folgt die Beschlusskammer der Argumentation des Anlagenbetreibers und wird diese steigenden Versicherungsprämien der Maschinenversicherung für die Folgejahre in den Leistungsvorhaltekosten vollständig berücksichtigen. Die finalen Erstattungsbeträge für die Jahre 2024 und 2025 werden festgelegt, sobald die entsprechenden Kostenbelege vorliegen. Bis zur endgültigen Festsetzung wird für die Maschinenversicherung der Betrag des Jahres 2023 in Höhe von [REDACTED] als Abschlag für die Jahre 2024 und 2025 erstattet.

Die angegebene Kostenposition für die Jahre 2024 und 2025 ist zunächst mit [REDACTED] anzusetzen.

3.6.5. Davon Porto, Telefon und Büromaterial (GK-Ziffer 8.5)

In dieser Position sind die für den Betrieb notwendigen Kosten für Porto, Telefon und Büromaterial zu verbuchen.

Der Anlagenbetreiber hat in dieser Position [REDACTED] geltend gemacht.

3.6.6. Davon Rechts- und Beratungskosten (GK-Ziffer 8.6)

„Rechts- und Beratungskosten“ müssen einem Fremdvergleichsmaßstab standhalten. Alle Beratungsleistungen, z.B. auch die der Industrie- und Handelskammer, müssen sich auf den Anlagenbetrieb einer Anlage in der Netzreserve beziehen. Eine trennscharfe Abgrenzung zu anderen Positionen ist vorzunehmen.

Der Anlagenbetreiber hat in dieser Position keine Kosten geltend gemacht.

3.6.7. Davon Werbeaufwand und Öffentlichkeitsarbeit (GK-Ziffer 8.7)

Aufwendungen für allgemeines Sponsoring, Werbung und Spenden sind nicht zu berücksichtigen. Diese Aufwendungen stehen in keinerlei Bezug zum Betrieb einer vorläufig oder endgültig stillzulegenden Erzeugungsanlage und sind nicht betriebsnotwendig, da der mit Werbeaktivitäten verbundene Imagegewinn und die dadurch bewirkte Kundenbindung für den Netzreservebetrieb nicht erforderlich ist.

Der Anlagenbetreiber hat in dieser Position keine Kosten geltend gemacht.

3.6.8. Davon Weiterbildungs- und Fortbildungskosten (GK-Ziffer 8.8)

In dieser Position sind die für den Betrieb einer Energieerzeugungsanlage betriebsnotwendigen Kosten für „Weiterbildung und Fortbildung“ zu verbuchen. Sie müssen in einem angemessenen Verhältnis zum Personalaufwand stehen und sind nachzuweisen. Der Anlagenbetreiber hat die Betriebsnotwendigkeit darzulegen.

Der Anlagenbetreiber hat in dieser Position keine Kosten geltend gemacht.

3.6.9. Davon Reisekosten (GK-Ziffer 8.9)

In dieser Position sind die für den Betrieb einer Energieerzeugungsanlage betriebsnotwendigen Kosten für Reisen zu verbuchen. Sie müssen in einem angemessenen Verhältnis stehen und sind nachzuweisen. Der Anlagenbetreiber hat die Betriebsnotwendigkeit darzulegen.

Der Anlagenbetreiber hat in dieser Position keine Kosten geltend gemacht.

3.6.10. Davon Bewirtungskosten (GK-Ziffer 8.10)

In dieser Position sind die für den Betrieb einer Energieerzeugungsanlage nachweislich betriebsnotwendigen Bewirtungskosten zu verbuchen. Sie müssen in einem angemessenen Verhältnis zum Personalaufwand stehen und sind nachzuweisen. Der Anlagenbetreiber hat die Betriebsnotwendigkeit darzulegen.

Der Anlagenbetreiber hat in dieser Position keine Kosten geltend gemacht.

3.6.11. Davon Abgaben (GK-Ziffer 8.11)

Der Anlagenbetreiber hat in dieser Position keine Kosten geltend gemacht.

3.6.12. Davon Periodenfremde Aufwendungen (GK-Ziffer 8.12)

Wie unter dem Gliederungspunkt 2.3 „**Periodenfremde Aufwendungen / Plankosten**“ bereits beschrieben, ist auf jährlich wiederkehrende, repräsentative Kosten abzustellen, womit periodenfremde Aufwendungen per Definition bereits ausgeschlossen sind. Sie sind in der Kostenübersicht nicht zu berücksichtigen.

Der Anlagenbetreiber hat in dieser Position keine Kosten geltend gemacht.

3.6.13. Davon Einzelwertberichtigungen und Pauschalwertberichtigungen auf Forderungen (GK-Ziffer 8.13)

Sowohl „Einzelwertberichtigungen“ als auch „Pauschalwertberichtigungen von Forderungen“ erfolgen aufgrund der Zahlungsunfähigkeit eines einzelnen Schuldners

und dem durchschnittlichen Ausfallrisiko sämtlicher Forderungsbestände. Diese Wertberichtigungen (auch „indirekte Abschreibungen“) sind immer dann vorzunehmen, wenn das Ausfallrisiko am Bilanzstichtag besteht. Die Forderungen einer Anlage der Netzreserve unterliegen jedoch nicht dem Ausfallrisiko, da diese lediglich gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber bestehen und durch Netzentgelte an die Endkunden weitergegeben werden. Somit ist das Ausfallrisiko praktisch nicht existent und der Aufwand aus Forderungsausfällen ist gemäß § 6 Abs. 1 S. 2 NetzResV nicht berücksichtigungsfähig.

Der Anlagenbetreiber hat in dieser Position keine Kosten geltend gemacht.

3.6.14. Davon Sonstiges (GK-Ziffer 8.13)

Hierunter fallen sämtliche weitere Kostenpositionen, die typischerweise und wiederkehrend anfallen, jedoch nicht der vorgegebenen Kategorisierung unter 3.6 zuzuordnen sind.

Der Anlagenbetreiber hat in dieser Position 15.609 € geltend gemacht.

3.7. Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge (GK-Ziffer 11 / GuV-Ziffer 11)

Die Position „sonstige Zinsen“ beinhaltet sämtliche Zinserträge eines Anlagenbetreibers. Sie beinhaltet unter anderem Bankenzinsen, Anleihenzinsen, Zinserträge aus Darlehen oder Zinserträge aus der Abzinsung von Rückstellungen und Verbindlichkeiten. Diese Positionen sind z.B. in Form von abgeschlossenen Verträgen oder Kontoauszügen nachzuweisen.

Der Anlagenbetreiber hat in dieser Position keine Kosten geltend gemacht.

3.8. Zinsen und ähnliche Aufwendungen (GK-Ziffer 12 / GuV-Ziffer 13)

Das in der Bilanz des Anlagenbetreibers verbuchte Fremdkapital, steht diesem in den meisten Fällen verzinst zur Verfügung. Ausnahmen können hier z. B. kurzfristige Verbindlichkeiten darstellen. Der Zinsbetrag, der für Fremdkapital verbucht

wird, wird als Zinsaufwand bezeichnet. Zinsaufwendungen fallen für Kredite, Hypotheken, Schuldverschreibungen, Darlehen und langfristige Rückstellungen an. Sie sind unter dem Maßstab des Auslagenersatzes bei den Betriebsbereitschaftsauslagen gemäß § 13c EnWG Abs. 1 EnWG und § 13c Abs. 3 EnWG zu berücksichtigen. Die geltend gemachten Zinsen müssen bei verbundenen Unternehmen einem Fremdvergleichsmaßstab standhalten und sind nachzuweisen. Daraus ergibt sich ein erhöhter Nachweisbedarf für die Marktgerechtigkeit der in Anspruch genommenen Leistungen.

Der Anlagenbetreiber hat in dieser Position Kosten des Jahres 2022 in Höhe von [REDACTED] geltend gemacht. In der Stellungnahme vom 05.09.2024 wies der Anlagenbetreiber auf die extrem volatile Lage an den Kapitalmärkten hin, die zu einem nicht stetigen Ausweis des Zinsaufwands geführt hat. Der Kostenbetrag des Jahres 2022 spiegelt nicht die regelmäßige Höhe des Zinsaufwands wieder. Für ein repräsentatives Kostenniveau wird der Mittelwert der Jahre 2019 bis 2023 in Höhe von [REDACTED] anerkannt.

3.9. Steuern vom Einkommen und vom Ertrag (Körperschaftsteuer) (GK-Ziffer 13 / GuV-Ziffer 14)

Diese Position ist zu kürzen, da im Netzreservebetrieb keine Körperschaftsteuer anfallen kann. Diese besteuert Gewinne des Unternehmens, welche jedoch aufgrund fehlender Umsatzerlöse in der Netzreserve nicht erzielt werden können. Darüber hinaus müssten etwaige Gewinne kostenmindernd in Form von Erlösen dem Netznutzer gutgebracht werden. Sie sind in der Kostenübersicht nicht zu berücksichtigen. Sollten Steuern und Abgaben anfallen, die zusätzlich auf Grund der Bereitschaft für die Netzreserve anfallen, werden diese im Rahmen der Arbeitskosten erstattet.

3.10. Sonstige Steuern (GK-Ziffer 16 / GuV-Ziffer 14)

Unter diese Position fallen alle übrigen Steuern, die weder unmittelbar von den Umsatzerlösen abzusetzen, noch direkt mit den Umsatzerlösen verbunden sind. Hierzu zählen z. B. KFZ-Steuer, Grundsteuer, Stromsteuer etc.

Der Anlagenbetreiber hat in dieser Position keine Kosten geltend gemacht.

4. Ergebnis der endgültigen Kostendokumentation

Der Anlagenbetreiber hat mit Betrachtungsjahr 2022 für die Anlage RDK 7 [REDACTED] geltend gemacht. Die Beschlusskammer erachtet aufgrund der konkreten Darlegungen des Anlagenbetreibers im Verfahren den Betrag in Höhe von [REDACTED] für den Zeitraum der Systemrelevanzausweisung vom 27.05.2024 bis zum 31.03.2025 als sachgerecht und hinreichend nachgewiesen.

Seite 2 von 2

Bundesnetzagentur Vertraulich

Bestihr Netzreserveanlage RDK 7 Anlagenbetreiber	Überwachung der Tätigkeiten GUV					Ergebnis ENetza [E]	
Gewinn- und Verlustrechnung	Gesamtkosten Netzreserveanlage RDK 7 [K]	dieses Überfallkosten Netzreserveanlage RDK 7 [K]	davon geschlossene Netzreserveanlage RDK 7 [K]	dieses direkte Kosten Netzreserveanlage RDK 7 [K]	dieses Kosten der Fernwärmerzeugung Netzreserveanlage RDK 7 [K]	Kürzungen Netzreserveanlage RDK 7 [K]	Ergebnis Anlagenbetreiber [E]
[REDACTED CONTENT]							

Anhang 5b: Hinweis zur Rückerstattung des Restwertes investiver Vorteile



Beschlusskammer 8

Hinweis zur Rückerstattung des Restwertes investiver Vorteile (§ 13c Abs. 2 Satz 2 und Satz 3, Abs. 4 Satz 2 und Satz 3 EnWG)

Die Bildung der Netzreserve und der Einsatz von Energieerzeugungsanlagen erfolgt gemäß § 13d Abs. 3 Satz 1 EnWG auf Grundlage von Verträgen, die in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur nach Maßgabe der Bestimmungen der Netzreserveverordnung (NetzResV) zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) abzuschließen sind (siehe auch §§ 1 Abs. 2, 5 Abs. 1 NetzResV). In diesen Verträgen ist gemäß § 6 Abs. 2 Satz 1 NetzResV insbesondere der Umfang der Kostenerstattung für die Nutzung der Anlage in der Netzreserve festzulegen.

Bestandteil der Vergütungsregelungen sind auch etwaige durch den Anlagenbetreiber am Ende der Vorhaltung in der Netzreserve gegenüber dem ÜNB zu erstattende investive Vorteile. Ein Anlagenbetreiber soll kostenseitig nicht besser und nicht schlechter stehen, als er im Fall einer endgültigen Stilllegung oder im Fall einer Marktrückkehr nach vorläufiger Stilllegung ohne zeitweiligen Betrieb seiner Anlage in der Netzreserve gestanden hätte. Ziel des Gesetzgebers ist es, Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden.

Die nachfolgenden Hinweise dienen dazu, die praktische Anwendung und Auslegung der Regelungen zur Rückerstattung des Restwertes investiver Vorteile auszugestalten. Das Hinweispapier stellt eine Orientierungshilfe zur praktischen Anwendung dar. Es kann naturgemäß nicht jede denkbare Einzelfallkonstellation erfassen. Insbesondere mit Blick auf die Systemrelevanzausweisungszeiträume bis zum Jahr 2031 sind nicht alle konkreten Anwendungsfälle abbildbar. Aus Sicht der Beschlusskammer sollen die Hinweise bzw. die Inhalte des Hinweispapiers jedoch in die Netzreserveverträge überführt werden. Die Abstimmung der Netzreserveverträge wird dadurch vereinfacht.

I. Allgemeines

Eine gesetzliche Definition des zu berücksichtigenden investiven Vorteils gibt es nicht. Ein investiver Vorteil kann jeder Vermögenswert sein, den der Anlagenbetreiber durch Erhaltungs- und Betriebsbereitschaftsauslagen in der Netzreserve erhalten hat, der unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten einem wiederverwertbaren Anlagenteil zugeordnet werden kann, zu einer Verbesserung geführt hat und der damit zu einer potenziellen Erhöhung des Wiederverkaufswerts eines wiederverwertbaren Anlagenteils führen kann.

Eine Prüfung über die Rückerstattung des Restwerts investiver Vorteile setzt voraus, dass eine vorläufig stillgelegte Anlage wieder zurück an den Markt kehrt (§ 13c Abs. 2 Satz 3 EnWG) oder endgültig stillgelegt wird (§ 13c Abs. 4 Satz 3 EnWG).

Der Gesetzgeber hat die Rückerstattung des Restwerts des investiven Vorteils eingeführt, um zum einen bei einer Marktrückkehr einer Anlage sicherzustellen, „dass der Anlagenbetreiber bei einer Rückkehr an die Strommärkte keine Vorteile erhält, die weit überwiegend investiver Natur sind und ihn gegenüber anderen Marktteilnehmern privilegieren würde.“ (BT-Drucks. 18/7317 S. 92).

Zum anderen sieht er diese Rückerstattungspflicht bei einer endgültigen Stilllegung einer Anlage, wobei sich diese auf die wiederverwertbaren Anlagenteile bezieht. „Wiederverwertbar sind alle technischen Anlagenteile, die nach der endgültigen Stilllegung der Anlage ausgebaut und in einer anderen Energieerzeugungsanlage verwendet werden können.“ (BT-Drucks. 18/7317 S. 93)

Folglich sieht der Gesetzgeber nach der Vorhaltung in der Netzreserve eine Rückerstattungspflicht für alle Anlagenbetreiber, deren Anlage wieder an den Markt zurückkehrt ist wie auch für Anlagen, die endgültig stillgelegt werden dürfen.

Während der Vorhaltung in der Netzreserve kann somit ein investiver Vorteil beim Anlagenbetreiber z.B. durch die Inanspruchnahme von einmaligen Kosten für die Herstellung der Betriebsbereitschaft der Anlage entstehen. Damit zusammenhängend geht die Verbesserung des Nutzungszustands und somit eine Erhöhung des Vermögenswertes einher.

II. Welcher Zeitpunkt ist für die Erstattung des Restwerts investiver Vorteile maßgeblich?

Wird die Anlage nach dem Ende des Stilllegungsverbots endgültig stillgelegt (oder kehrt bei einer vorläufigen Stilllegung in den Markt zurück), so ist der Restwert investiver Vorteile, die der Anlagenbetreiber im Rahmen der Erhaltungs- und Betriebsbereitschaftsauslagen erhalten hat, an den ÜNB zu erstatten.

Gemäß § 13c Abs. 4 Satz 3 EnWG ist im Fall der **endgültigen Stilllegung** für die Bestimmung des verbliebenen investiven Vorteils der Restwert zu dem Zeitpunkt maßgeblich, ab dem die Anlage nicht mehr in der Netzreserve vorgehalten wird.

Nach § 13c Abs. 2 Satz 3 EnWG gilt im Fall der **vorläufigen Stilllegung** für die Bestimmung der verbliebenen investiven Vorteile der Restwert zu dem Zeitpunkt, ab dem die Anlage wieder eigenständig an den Strommärkten eingesetzt wird. Dabei kommt es nicht auf den Zeitpunkt der erstmaligen marktgetriebenen Einspeisung von Wirk- oder Blindleistung an. Ein Einsatz liegt vielmehr vor, soweit eine Systemrelevanz-Periode ausläuft, ohne dass der Anlagenbetreiber für den daran anknüpfenden Zeitraum erneut die Stilllegung der Anlage angezeigt hat und mithin wieder an den Märkten agieren kann.

III. Wie wird ein etwaiger zu erstattender Restwert der investiven Vorteile ermittelt?

Nachfolgend wird das Vorgehen zur Bestimmung des zu erstattenden investiven Vorteils genauer beschrieben. In diesem Zusammenhang wird vorab auch der Umgang mit etwaigen Kosten (Vermarkter, Ausbau/Demontage) behandelt.

Von den Erlösen aus dem Verkauf als auch der Verschrottung eines wieder-/weiterverwertbaren Anlagenteils können nachgewiesene externe Vermarkterkosten erlösmindernd angesetzt werden.

Etwaige Ausbau-/Demontagekosten eines Anlagenteils sind nur insofern erlösmindernd anzusetzen, sofern sie nicht ohnehin bei Stilllegung und somit bei Rückbau der Anlage angefallen wären.

- **1. Schritt: Prüfung, ob eine Investition vorliegt**

Bei *vorläufigen und endgültigen Stilllegungen* ist zunächst festzustellen, ob die Maßnahme überhaupt eine Investition darstellt. Hierbei ist zunächst zu unterscheiden, ob eine Einzelkomponente oder ein gesamtes Anlagenteil angeschafft oder ersetzt werden musste. Es ist dann zu klären, ob und inwiefern diese Investition zu einer potenziellen Erhöhung des Wiederverkaufswerts geführt hat.

- **2. Schritt: Prüfung der Weiterverwertbarkeit bei endgültigen Stilllegungen**

Bei *endgültigen Stilllegungen* muss neben der Bewertung, ob die Maßnahme eine Investition darstellt, geprüft werden, ob eine Wieder-/ Weiterverwertbarkeit vorhanden ist. Dies ist anhand folgender Stufen vorzunehmen:

- **1. Stufe: Veräußerung am Markt oder im Konzernverbund**

Der Anlagenbetreiber versucht eigenständig oder mittels eines unabhängigen Vermarkters, die entsprechenden Anlagenteile, bei denen eine Investition vorgenommen wurde, am Markt zu veräußern. Die Vermarktung ist durch Beibringung tauglicher Unterlagen (Kaufvertragsurkunde, Bestellschein, Rechnung etc.) nachzuweisen. Kann die Vermarktung nicht erfolgen, ist der Versuch entsprechend darzulegen. Alternativ zur Vermarktung kann eine direkte Veräußerung zum AfA-Restwert im Konzernverbund erfolgen.

- **2. Stufe: Sofern eine Veräußerung am Markt oder im Konzernverbund nicht möglich ist, kann eine Veräußerung im Konzernverbund unter dem AfA-Restwert erfolgen**

Der Anlagenbetreiber hat bei nachgewiesener, nicht erfolgreicher Veräußerung im Rahmen der Stufe 1 die Möglichkeit der konzerninternen Vermarktung unter dem AfA-Restwert. Der Veräußerungspreis muss jedoch höher sein als der Schrottwert.

- **3. Stufe:** *Sofern eine Veräußerung im Konzern unter dem AfA-Restwert nicht möglich ist, hat eine Erstattung des Schrottwerts zu erfolgen*

Zur Ermittlung der Erlöse, die im Zusammenhang mit der Materialverwertung erzielt werden können, kann ein unabhängiger Vermarkter eingesetzt werden. Die Vermarktung im Rahmen der Verwertung ist durch Beibringung tauglicher Unterlagen nachzuweisen. Sofern keine Verwertung vom Anlagenbetreiber gewünscht ist, erfolgt trotzdem eine Erstattung des ermittelten Schrottwerts, der zu belegen ist. In diesem Fall dürfen die Anlagenteile nicht weiterverwendet werden.

- **3. Schritt: Berechnung der Höhe des zu erstattenden investiven Vorteils**

Hierzu sind die untenstehenden Kategorien zu berücksichtigen:

Kategorie 1: Investitionen < 10.000 Euro werden aus Vereinfachungsgründen nicht als investiver Vorteil aufgeführt und berechnet. Sie werden in der Regel über die Leistungsvorhaltekosten vergütet. Der vorgenannte Schwellenwert darf nicht künstlich durch Stückelungen herbeigeführt werden.

Kategorie 2: Investitionen bei Gütern und Software (z.B. Leittechnik) > 10.000 Euro werden grundsätzlich als investiver Vorteil gesehen. Die Werte investiver Vorteile sind unverzüglich nach Beendigung der Bindung in der Netzreserve zu bestimmen und zu erstatten. Die Einbaukosten werden dabei dem Wert der Investition hinzuge-rechnet.

Erfolgt eine Veräußerung am Markt, entspricht die Höhe der zu erstattenden investiven Vorteile dem höchstmöglich erzielbaren Wert am Markt.

Als Grundlage soll die Restwertermittlung der zu erstattenden investiven Vorteile grundsätzlich auf Basis der Nutzungsdauern gemäß der Abschreibungstabelle für die Absetzung für Abnutzung (AfA) des Bundesministeriums der Finanzen (BMF) für den Wirtschaftszweig Energie- und Wasserversorgung in der geltenden Fassung erfolgen.

Verwendung der Nutzungsdauern aus der AfA-Tabelle zur Ermittlung der Restwerte in der Bilanzbuchhaltung des Anlagenbetreibers

Sofern die AfA-Tabelle des BMF bei der Berechnung der Restwerte zu Grunde gelegt wurde, wird der Restwert eines investiven Vorteils wie folgt berechnet:

Restwert eines investiven Vorteils	=	Rechnungswert	-	Rechnungswert	x	$\frac{\text{Nutzungsdauer}}{\text{Nutzungsdauer gem. AfA-Tabelle}}$	-	Restwert zum Eintritt in die Netzreserve
------------------------------------	---	---------------	---	---------------	---	--	---	--

Von diesem Grundsatz kann im Ausnahmefall nach Abstimmung mit der BNetzA wie folgt abgewichen werden.

- **Alternative 1: Abstimmung einer angemessenen Nutzungsdauer**

Es ist eine angemessene Nutzungsdauer zwischen Anlagenbetreiber und ÜNB abzustimmen. Behelfsweise wird die Nutzungsdauer durch einen unabhängigen Gutachter ermittelt.

- **Alternative 2: Ermittlung der Restwerte auf Basis der Bilanzbuchhaltung des KWB**

Sofern der Anlagenbetreiber im Ausnahmefall andere Nutzungsdauern, als in der AfA-Tabelle des BMF aufgeführt, heranzieht, hat er dies zu begründen. Hierzu hat der Anlagenbetreiber ein Wirtschaftsprüferattest vorzulegen, aus dem hervorgeht, weshalb der Restwert eines investiven Vorteils nicht entsprechend der Nutzungsdauer gem. AfA-Tabelle berechnet wurde. Dann können diese abweichenden Nutzungsdauern und die daraus resultierenden Restwerte im Rahmen der Ermittlung des zu erstattenden investiven Vorteils zu Grunde gelegt werden.

- **Alternative 3: Bestimmung der Nutzungsdauer anhand historischer Nutzungsdauern**

Die Nutzungsdauer einer Investition kann ebenfalls anhand der Nutzungsdauer gleicher historischer Investitionen bestimmt werden. Dann wird die sachgerechte Nutzungsdauer auf Basis der Nutzungsdauer des vormals ersetzten Gutes / der vormals ersetzten Software ermittelt.

- **Alternative 4: Investition wurde nicht mit dem Rechnungswert buchhalterisch erfasst**

In diesem Fall ist eine Begründung vorzulegen und der Nachweis muss über entsprechende Testate und Gutachten erfolgen.

Soweit ein unabhängiger Gutachter oder Sachverständiger für die Restwertermittlung hinzugezogen wird, ist dieser vom ÜNB zu bestellen. Die Kosten für die Bestellung des Sachverständigen können gegenüber der BNetzA angesetzt werden, soweit diese unter Beachtung des Wirtschaftlichkeitsprinzips angefallen sind. Falls

sich der ÜNB im Rahmen einer Kosten-Nutzen-Analyse dazu entscheidet eine eigene Beurteilung vorzunehmen, ist diese in geeigneter Weise zu dokumentieren. Das Wirtschaftlichkeitsprinzip wird analog zum „4-Stufen Modell“ des Umgangs mit den Kosten der Herstellung der Betriebsbereitschaft nach § 13c Abs. 1 S.1 Nr. 1 lit. a EnWG angewendet.

Kategorie 3: Bei Dienstleistungen > 10.000 Euro wird vom ÜNB eine Einzelfall-Betrachtung vorgenommen und entschieden, ob es sich um eine Investition handelt. Dabei wird bei Bedarf über ein Gutachten bewertet, welcher Teil einer Maßnahme einen investiven Vorteil darstellt und welcher Wert sowie Lebenszyklus anzusetzen ist. Reine Wartungsarbeiten werden nicht als investiver Vorteil angesehen.

Anhang 6: Einsatzanforderung

1 Allgemeine Anforderungen

Die Einsatzanforderung der Anlagen erfolgt durch die TransnetBW unter Beachtung von Ziffer 2 dieses Anhangs.

TransnetBW ist berechtigt, der EnBW Einsatzanforderungen nach Maßgabe von Ziffer 4.1 des Netzreservevertrages zu erteilen. Die Einsatzanforderung umfasst insbesondere die Anfahrt der Anlagen zur Einspeisung und Erhöhung der Einspeisung bis zur jeweils maximalen, technisch möglichen Einspeisung und die Reduzierung der Einspeisung bis auf 0 MW unter Berücksichtigung des Servicelevels gem. Anhang 2.

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

Eine Einsatzanforderung kann von TransnetBW mit angemessener Vorlaufzeit (i.d.R. [REDACTED]) angepasst werden. In diesem Fall versendet TransnetBW nach Maßgabe von Ziffer 2.2 dieses Anhangs eine aktualisierte Einsatzanforderung.

Ungeplante Nichtverfügbarkeiten oder aus sonstigen technischen oder rechtlichen Gründen erforderliche Leistungsänderungen oder Abfahrten wird die EnBW schnellstmöglich an die TransnetBW 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 5.5 des Netzreservevertrages. TransnetBW wird in diesem Fall die Einsatzanforderung entsprechend anpassen.

2 Mitteilungs- und Informationspflichten

EnBW und TransnetBW tauschen nachfolgende Informationen aus. Bei Änderungen werden diese schnellstmöglich dem anderen Vertragspartner mitgeteilt. Die nachfolgend genannten Informationen können zusammen mit den Informationen von Marktkraftwerken, welche im Rahmen eines Redispatchvertrags zwischen EnBW und TransnetBW ausgetauscht werden, übermittelt werden. Anforderungen und Änderungen sollten immer nach telefonischer Absprache erfolgen. Sonst ist nicht sichergestellt, dass EnBW die Änderung erkennt und das Kraftwerk informiert wird. Einzige Ausnahme: Bei abgestimmten Probestarts genügt es, dass TransnetBW den Fahrplan ohne Telefonat schickt, da die Information im Kraftwerk ja dann schon vorliegt.

2.1 Einsatzfahrpläne und Verfügbarkeit der Anlagen

Der Ablauf für den Einsatz der Netzreservekraftwerke zwischen der Hauptschaltleitung sowie der Betriebsplanung der TransnetBW (siehe Anhang 8) und dem Energiedispatching bzw. der Einsatzplanung der EnBW (siehe Anhang 7) ist wie folgt:

- EnBW teilt TransnetBW geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten schnellstmöglich mit.

- EnBW teilt TransnetBW sofern bekannt mögliche technische Restriktionen mit, die sich aus dem Einsatz der Anlage ergeben könnten (z.B. Auswirkungen eines Einsatzes auf spätere Betriebsbereitschaft)
- TransnetBW fordert – nach telefonischer Absprache – den Einsatz per Fahrplan an.
- EnBW weist das Netzreservekraftwerk entsprechend an.
- Der von TransnetBW gewünschte Einsatz wird von EnBW im Rahmen der Kraftwerks- und ERRP-Fahrpläne gegengemeldet.
- Bei Änderungen durch TransnetBW: TransnetBW schickt den geänderten Fahrplan an EnBW – nach telefonischer Absprache.
- Bei Störungen, die eine Änderung des Einsatzes erfordern: EnBW teilt TransnetBW die notwendigen Änderungen mit. TransnetBW passt den Einsatzfahrplan an.

Längerfristige Nichtverfügbarkeiten werden der TransnetBW von der EnBW entsprechend der zwischen den Vertragsparteien aktuell bestehenden betrieblichen Prozesse mitgeteilt.

2.2 Anforderung der Wirkleistungsscheiben

Vor der Einsatzanforderung erfolgt stets eine telefonische Abstimmung zwischen TransnetBW und EnBW. Die Einsatzanforderung durch die Hauptschaltleitung der TransnetBW an das Energiedispatching der EnBW erfolgt per xml-Fahrplan per Mail, es sei denn, es ist Gefahr im Verzug. Bei Gefahr im Verzug ist die nicht in Textform kommunizierte Einsatzanforderung schnellstmöglich in vorbenannter Textform durch die TransnetBW nachzureichen. TransnetBW und EnBW tauschen einen Fahrplan im Viertelstundenraster mit konstanten Leistungswerten je Viertelstunde aus, aus welchem Beginn, Ende und der zeitliche Verlauf der Wirkleistungsanpassung hervorgehen.

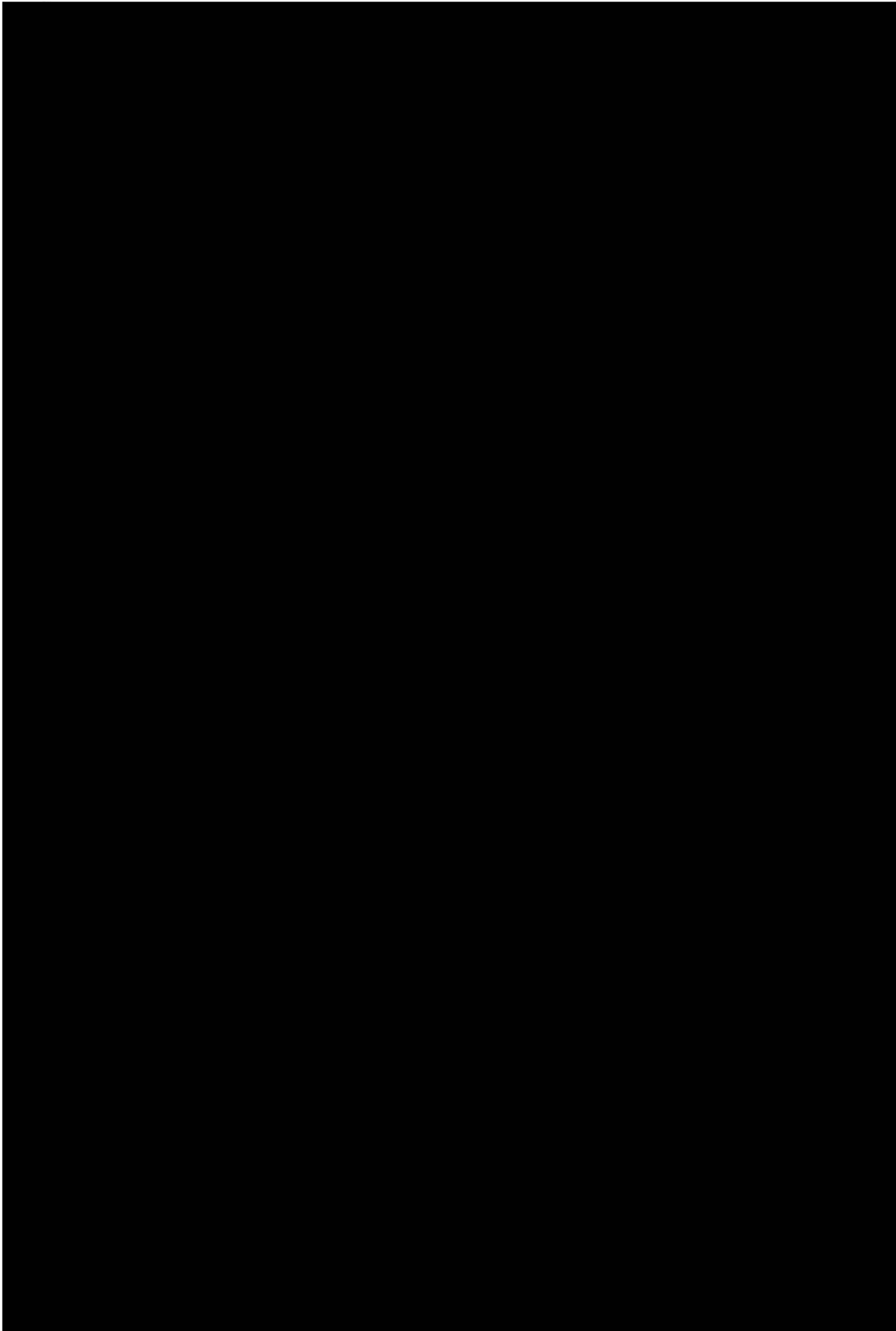
2.3 Anforderung von Blindleistung

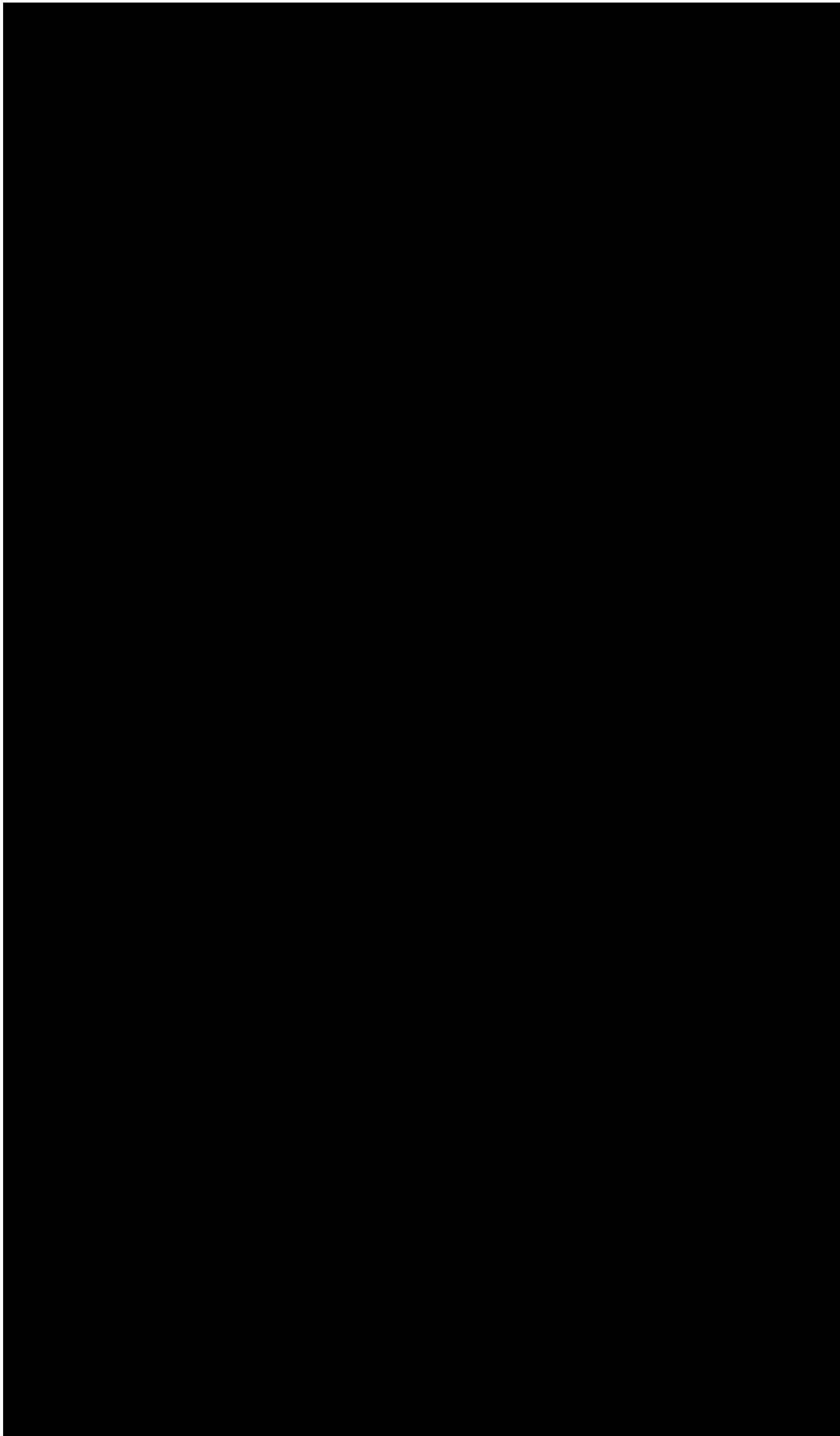
Eine Blindleistungseinspeisung im Rahmen des technisch Möglichen der Anlagen kann durch die Hauptschaltleitung der TransnetBW direkt bei der Kraftwerkswarte der EnBW angefordert werden.

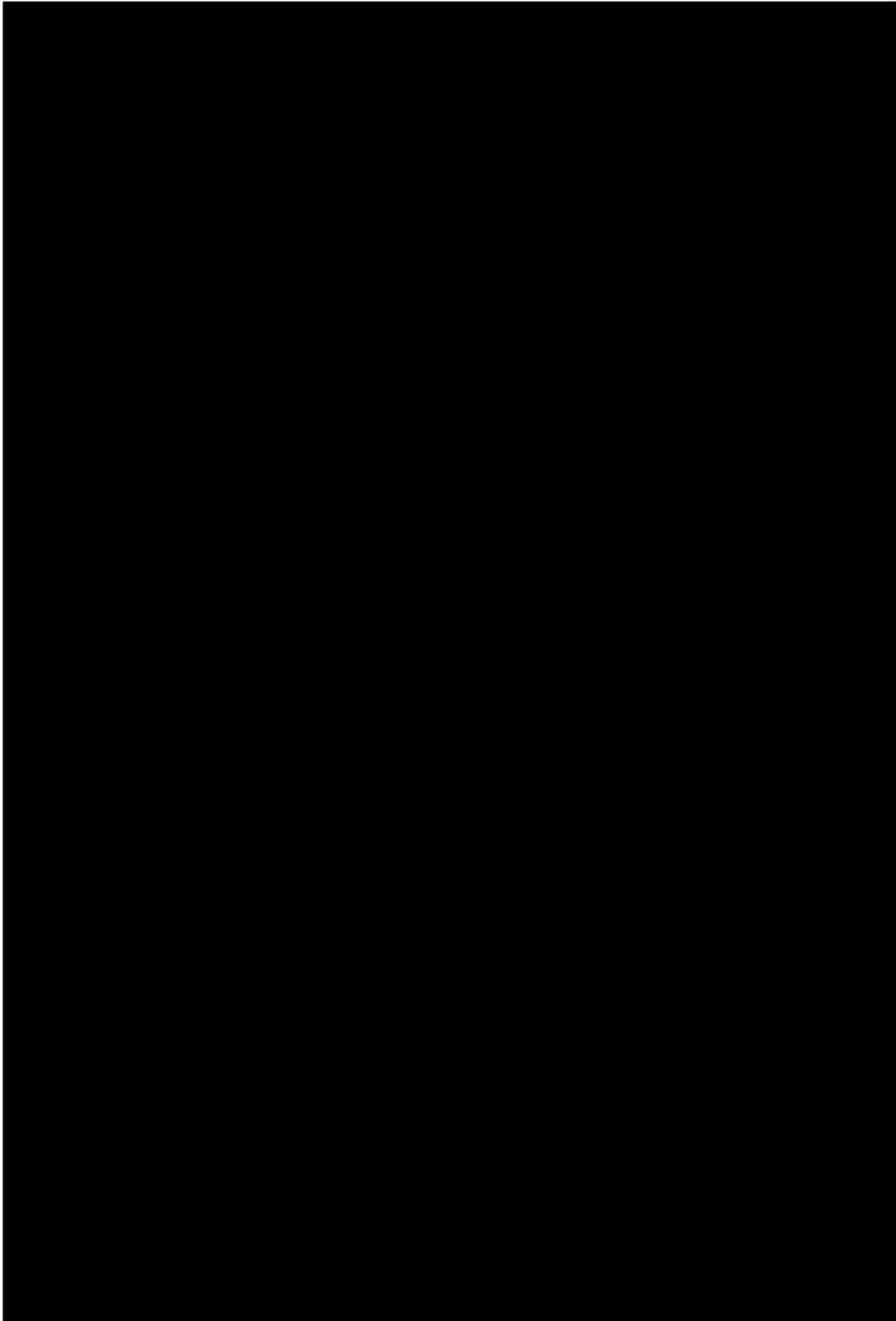
2.4 Dokumentation

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

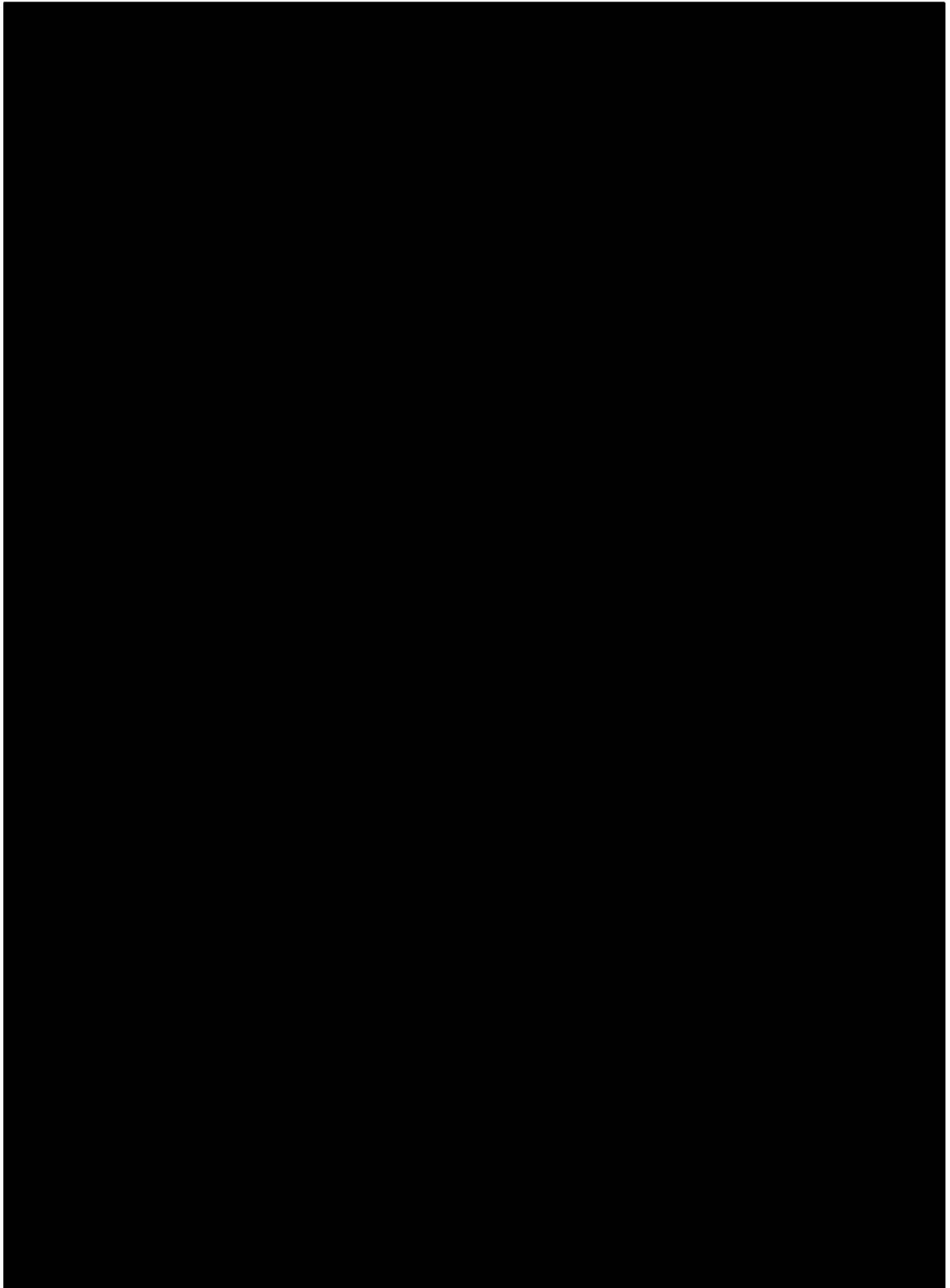
Anhang 7: Kontaktstellen EnBW

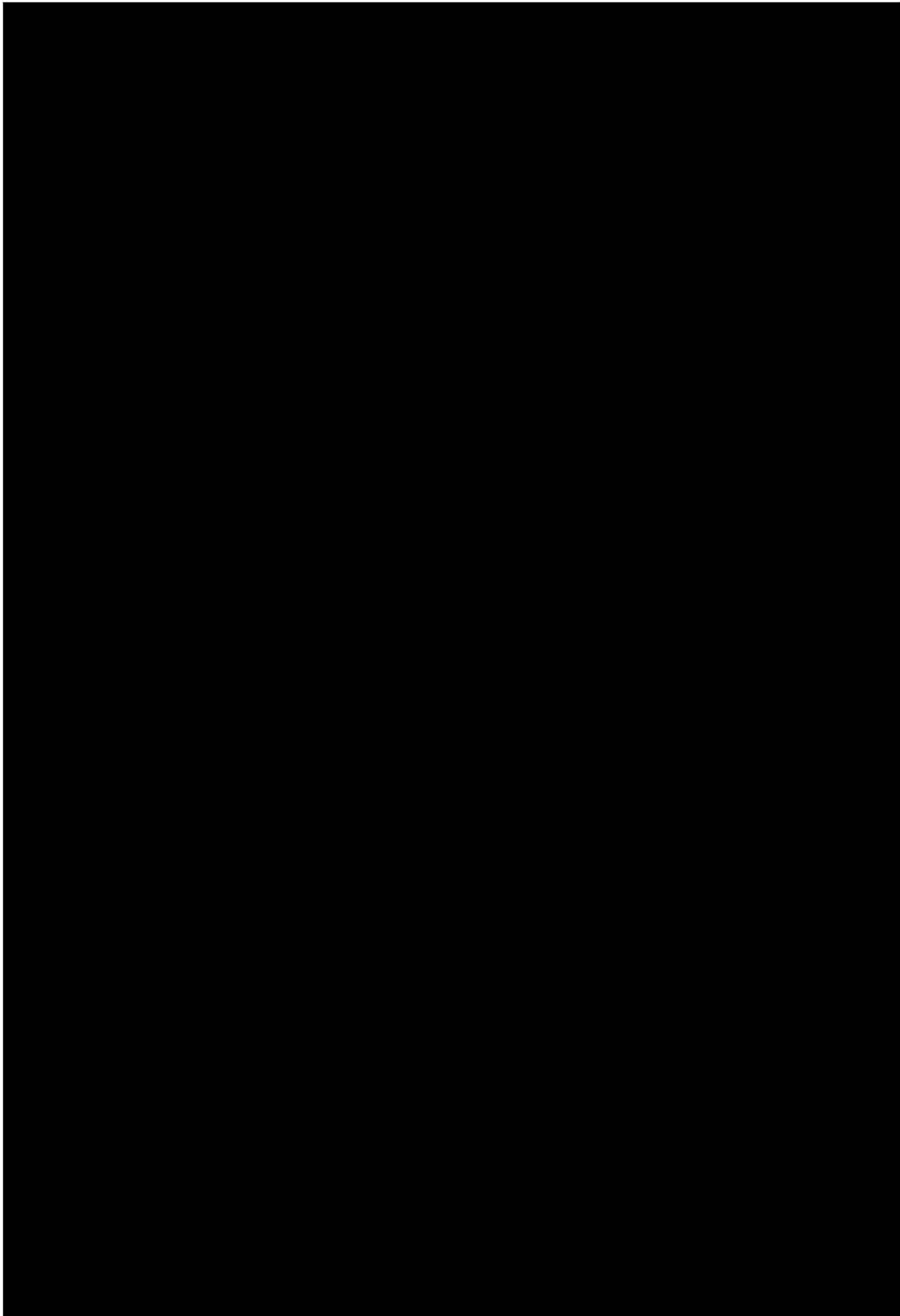






Anhang 8: Kontaktstellen TransnetBW





Anhang 9: Übersicht der EnBW zu Kostenbestandteilen

1. Leistungsvorhaltekosten / operative Fixkosten

Bestandteile der Leistungsvorhaltekosten (€ p.a.)	RDK 7 (27.05.2024 – 31.03.2025)
Sonstige betriebliche Erträge	
Materialaufwand	
Personalaufwand	
Sonstiger betrieblicher Aufwand	
Zinsen und ähnliche Aufwendungen (inkl. Pensionsrückstellungen)	
Summe operative Fixkosten	

Ist der Leistungspreis nach Maßgabe der Ziffern 6.11 und 6.12 des Netzreservevertrags anzupassen, wird dieser Anhang in Abstimmung mit der BNetzA aktualisiert.

2. Verbrauchsabhängige Kosten / in operativen Fixkosten nicht enthaltene Kosten

In den vorgenannten Leistungsvorhaltekosten / operativen Fixkosten sind folgende Positionen **nicht enthalten**:

- Einmalige Aufwendungen zur Sicherstellung der von der TransnetBW angeforderten Service-Levels (u.a. Kosten für die Wiederherstellung bzw. den Erhalt der Betriebsbereitschaft)
- Brennstoffkosten (z. B. Kohle, HEL, CO₂)
- Bewegliche Einsatznebenkosten / Hilfsstoffkosten / Betriebsstoffkosten (z.B. Propan, Stickstoff, Wasserstoff, Ammoniak, Branntkalk, etc.)
- Kosten für die Reststoffentsorgung (z.B. Produkte aus der Rauchgasreinigung, Kesselsand, Aschen)
- Personalkosten, für den Abruf von über den vereinbarten Service-Level hinausgehender Verfügbarkeit – soweit realisierbar
- Stromeigenbedarf einschließlich Netzentgelte und gesetzliche Abgaben, Umlagen und Steuern
- Ausgleichsenergie
- Vermarktungskosten der erzeugten Strommengen
- Versicherungsselbstbehalte und ggf. anfallende Prämien erhöhungen im Schadensfall
- Ggf. anfallende Versicherungsprämien erhöhungen zur Erhöhung der Schadensdeckungssumme aufgrund Haftungssituation
- Wiederherstellungskosten nach größeren Schäden gem. Ziff. 2.2
- Inflation
- Lebensdauer verzehr der Anlage
- Kapitalbindungskosten
- Abschreibung für Abnutzung der Blöcke und mitgenutzter Einrichtungen am Standort
- Kosten für Wasserentnahmentgelte