



Beschlusskammer 8

Aktenzeichen: BK8-17/4001-R;
BK8-17/4003-R;
BK8-18/4001-R

Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren

wegen **Festlegung zur Anerkennung der Kosten für die Vorhaltung und den Einsatz der Netzreserveanlagen Marbach II GT, Marbach III GT (solo) und Marbach III DT nach § 13c Abs. 5 EnWG als verfahrensregulierte Kosten i.S.d. §§ 11 Abs. 2 S. 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,
den Beisitzer	Wolfgang Wetzl
und den Beisitzer	Bernd Petermann,

gegenüber der TransnetBW GmbH, Pariser Platz, Osloer Str. 15-17, 70173 Stuttgart
gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung,

- im Folgenden: „Übertragungsnetzbetreiber“ -

am 24.06.2019 beschlossen:

1. Die Vorhaltung und der Einsatz der Dampfkraftwerke Marbach II GT (BNA0647), Marbach III GT (solo; BNA0648) und Marbach III DT (BNA0649) - Erzeugungsanlagen - im Rahmen der Netzreserve unterliegt auf Grund der in der **Anlage 1** zu diesem Beschluss beigefügten freiwilligen Selbstverpflichtung des Übertragungsnetzbetreibers einer wirksamen Verfahrensregulierung.

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

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

Die voraussichtlich aus dem in der **Anlage 2** zu diesem Beschluss beigefügten Vertrag entstehenden Kosten und Erlöse (Plankosten) hat der Übertragungsnetzbetreiber mit der Beschlusskammer abzustimmen und bis zum 31.08. des jeweiligen Vorjahres t-1 für das Kalenderjahr t an die Bundesnetzagentur zu melden. Bereits zum Zeitpunkt des Erlasses dieses Beschlusses jeweils später erfolgte Meldungen bleiben unberührt.

Bei der Anpassung seiner Erlösobergrenze nach Satz 1 bzw. Satz 2 darf der Übertragungsnetzbetreiber die nach Satz 3 bzw. Satz 4 mit der Beschlusskammer abgestimmten und gemeldeten Plankosten ansetzen.

Die Differenz zwischen den nach Satz 3 bzw. Satz 4 ansetzbaren Plankosten und den dem Übertragungsnetzbetreiber entstehenden tatsächlichen Kosten (Istkosten) hat der Übertragungsnetzbetreiber jährlich zu ermitteln und ab dem Kalenderjahr 2018 auf seinem Regulierungskonto zu verbuchen, sodass auf Grund dem Antrag auf Anpassung zum 30.06.2019, be-

ginnend ab dem Kalenderjahr 2020 jeweils eine Verteilung annuitätisch über drei Jahre stattfindet. Vor diesem Zeitpunkt hat die Abwicklung über einen kalenderjährlichen Plan/Ist-Abgleich auf Jahresbasis zu erfolgen; die sich hierbei ergebenden Differenzen sind jeweils im Planansatz des Folgejahres zu berücksichtigen und im Jahr t+2, letztmalig also im Kalenderjahr 2019 auszugleichen.

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

www.bundesnetzagentur.de/Beschlusskammer8

zur Verfügung gestellten Erhebungsbogens gesondert zu erfassen und nachzuweisen. Dabei hat der Übertragungsnetzbetreiber die tatsächlichen, periodengerechten Kosten im Erhebungsbogen einzutragen.

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

Gründe

I.

Die vorliegende Festlegung erfolgt auf Grundlage des § 13c Abs. 5¹ EnWG und ermöglicht dem Übertragungsnetzbetreiber die auf Grund § 13c Abs. 3 EnWG mit der Vorhaltung und dem Einsatz der Netzreserveanlagen Marbach II GT (BNA0647), Marbach III GT (solo; BNA0648) und Marbach III DT (BNA0649) einhergehenden Netzreservekosten zu refinanzieren. Zugleich trifft die Festlegung Vorgaben zur Art und Weise der Refinanzierung.

¹ § 8 Abs. 4 S. 3 Reservekraftwerksverordnung v. 27.06.13, BGBl. I 2013, S. 1947, für den Zeitraum bis zum Inkrafttreten des Strommarktgesetzes m.W.v. 30.06.2016, BGBl. I 2016, S. 1786 (seither „Netzreserveverordnung“). Es gelten auch im Weiteren die Normen in der jeweils gültigen Fassung, auch wenn diese für die (gleichfalls) die Vergangenheit betreffenden Zeiträume nicht explizit angeführt werden.

Die EnBW Erneuerbare und Konventionelle Erzeugung AG als Rechtsvorgängerin der EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Durlacher Allee 93, 76131 Karlsruhe (im Weiteren: „EnBW AG“) zeigte mit Schreiben vom 05.07.2013 die endgültige Stilllegung der Anlagen Marbach II GT, Marbach III GT (solo) und Marbach III DT mit Wirkung zum 05.07.2014 gegenüber der Bundesnetzagentur und dem Übertragungsnetzbetreiber an. Der Übertragungsnetzbetreiber prüfte die Systemrelevanz dieser Anlagen und wies sie jeweils mit Schreiben vom 25.10.2013, 16.06.2015 sowie 17.11.2016 als systemrelevant aus und beantragte zugleich jeweils die Genehmigung der Systemrelevanzausweisung. Die Bundesnetzagentur hat daraufhin die jeweilige Systemrelevanzausweisung mit Bescheid vom 19.12.2013 (Az.: 608-12-003) für den Zeitraum vom 06.07.2014 um 00:00 Uhr bis zum 05.07.2016 um 24:00 Uhr, mit Bescheid vom 15.09.2015 (608-15-011) für den Zeitraum vom 06.07.2016 um 00:00 Uhr bis zum 31.03.2018 um 24:00 Uhr und mit Bescheid vom 29.03.2017 (Az.: 608-16-012) vom 01.04.2018 um 00:00 Uhr bis zum Ablauf von 12 Monaten ab dem Tag der Inbetriebnahme des Engpassbewirtschaftungsverfahrens zwischen Deutschland und Österreich, längstens jedoch bis zum Ablauf des 31.03.2020 genehmigt. Die Inbetriebnahme des Engpassbewirtschaftungsverfahrens zwischen Deutschland und Österreich erfolgte am 01.10.2018. Durch die Genehmigung der Systemrelevanzausweisung ist der EnBW AG die Stilllegung der Anlagen auch über die 12-monatige Karenzzeit des § 13b Abs. 1 S. 1 und S. 2 EnWG hinaus verboten. Stattdessen ist sie verpflichtet, die Anlagen in einem betriebsbereiten Zustand zu erhalten und allein nach den Vorgaben des Übertragungsnetzbetreibers einzusetzen. Für die Vorhaltung und den etwaigen Einsatz der Anlagen hat die EnBW AG gemäß § 13c Abs. 3 EnWG i.V.m. §§ 10, 6 NetzResV einen kompensatorischen Vergütungsanspruch gegen den Übertragungsnetzbetreiber.

Zur Konkretisierung der gesetzlichen Pflichten und Ansprüche aus § 13c EnWG und der NetzResV schloss der Übertragungsnetzbetreiber mit der EnBW AG, nach entsprechender Abstimmung mit der Bundesnetzagentur, am 17./27.05.2019 für den Zeitraum vom 06.07.2014, 00:00 Uhr bis zum Ablauf des 30.09.2019 einen Netzreservevertrag für die Anlagen ab (**Anlage 2**).

Der Übertragungsnetzbetreiber hat am 17.05.2019 eine freiwillige Selbstverpflichtung zur Vorhaltung und zum Einsatz der Netzreserveanlage unterzeichnet (**Anlage 1**) und gegenüber der Bundesnetzagentur abgegeben. Darin verpflichtet sich der Übertragungsnetzbetreiber zur Einhaltung des seinerseits mit der EnBW AG am 17./27.05.2019 abgeschlossenen Netzreservevertrages (**Anlage 2**). Der Abgabe der freiwilligen Selbst-

verpflichtung und dem Abschluss des Netzreservevertrages war eine umfangreiche Abstimmung hinsichtlich der angemessenen Netzreservekosten vorangegangen.

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

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

II.

1. Zuständigkeit

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

2. Rechtsgrundlagen

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

3. Formelle Rechtmäßigkeit

Die Festlegung ist formell rechtmäßig.

Der Übertragungsnetzbetreiber wurde angehört.

Aus verfahrensökonomischen Gründen hat die Beschlusskammer für die Einzelfestlegungen der systemrelevanten Anlagen der inländischen Netzreserve vereinheitlichte Beschlussvorlagen erstellt und am 27.03.2018 per E-Mail allen Übertragungsnetzbetreibern zur Stellungnahme nach § 67 Abs. 1 EnWG übersandt. Die Übertragungsnetzbetreiber haben hierzu jeweils mit Schreiben vom 12. bzw. 13.04.2018 Stellung genommen und mitgeteilt, dass auf eine Anhörung im Einzelfall verzichtet wird, sofern die regulato-

rischen Mechanismen der Einzelfestlegungen denen der Musterfestlegungen entsprechen.

Nach § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG gibt die Bundesnetzagentur dem Bundeskartellamt und der Landesregulierungsbehörde, in deren Bundesland der betreffende Netzbetreiber seinen Sitz hat, rechtzeitig vor Abschluss des Verfahrens Gelegenheit zur Stellungnahme, sofern sie eine Entscheidung nach den Bestimmungen des Teiles 3 des EnWG trifft. Der vorliegende Beschluss basiert auf den §§ 29 Abs. 1, 13c Abs. 5 EnWG (i.V.m. §§ 10, 6 Abs. 2 S. 2 NetzResV i.V.m. §§ 32 Abs. 1 Nr. 4, 11 Abs. 2 S. 4 ARegV). Die §§ 29 Abs. 1 und 13c Abs. 5 EnWG sind Bestandteil des Teils 3 des EnWG. Zudem finden auch die hier einschlägigen Normen der NetzResV ihre Verordnungsermächtigung im Teil 3 des EnWG, nämlich in § 13i Abs. 3 Nr. 1 und Nr. 2 EnWG.

Dem Bundeskartellamt und den zuständigen Landesregulierungsbehörden der Länder Nordrhein-Westfalen, Bayern und Baden-Württemberg wurden am 27.03.2018 per E-Mail die vereinheitlichten Beschlussvorlagen zur Stellungnahme nach § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG übersandt.

4. Wirksame Verfahrensregulierung durch freiwillige Selbstverpflichtung

Die Bundesnetzagentur erkennt die dem Übertragungsnetzbetreiber aufgrund seiner Pflicht zur Vergütung der EnBW AG entstehenden Kosten für die Vorhaltung und den Einsatz der Anlagen Marbach II GT, Marbach III GT (solo) und Marbach III DT im Rahmen der Netzreserve als verfahrensregulierte Kosten an.

Die gesetzlichen Voraussetzungen hierfür liegen vor: Die nach § 13c Abs. 5 EnWG und nach §§ 10, 6 Abs. 2 S. 2 NetzResV erforderliche freiwillige Selbstverpflichtung wurde seitens des Übertragungsnetzbetreibers am 17.05.2019 unterzeichnet. Mittels dieser in **Anlage 1** zu diesem Beschluss enthaltenen freiwilligen Selbstverpflichtung versichert der Übertragungsnetzbetreiber, die kontrahierten Anlagen 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 Anlagen Marbach II GT, Marbach III GT (solo) und Marbach III DT im Rahmen der Netzreserve, im Geltungszeitraum der Festlegung, entstandenen und entstehenden Kosten als wirksam verfahrensregulierte und damit dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile. Der vorliegende Beschluss erfasst die eingeleiteten Verfahren der Beschlusskammer zu den Anlagen Marbach II GT, Marbach

III GT (solo) und Marbach III DT mit den Aktenzeichen BK8-17/4001-R; BK8-17/4003-R und BK8-18/4001-R spiegelbildlich zu den genehmigten Systemrelevanzausweisungen mit Bescheid vom 19.12.2013 (Az.: 608-12-003), mit Bescheid vom 15.09.2015 (608-15-011) und mit Bescheid vom 29.03.2017 (Az.: 608-16-012).

Auch die weiteren gesetzlichen Anforderungen an die Anerkennung der vertraglich bewirkten Netzreservekosten für die Anlagen Marbach II GT, Marbach III GT (solo) und Marbach III DT als verfahrensregulierte Kosten liegen vor: Die Anlagen Marbach II GT, Marbach III GT (solo) und Marbach III DT befinden sich in der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers, siehe § 5 Abs. 1 S. 1 NetzResV. Die nach §§ 1 Abs. 2 S. 1, 5 Abs. 1 S. 1, 6 Abs. 2 S. 1 NetzResV erforderliche Abstimmung des Vertrages mit der Bundesnetzagentur begann im Jahr 2014, wurde überholt durch das sog. Strommarktgesetz im Jahr 2016² und erfolgte dann maßgeblich im Jahr 2019. Hierbei ist auch die vertraglich festgelegte Vergütung im Rahmen der Netzreserve abgestimmt worden. Der Vertrag und die vertraglich festgelegte Vergütung für die auf Grund § 13c Abs. 3 EnWG entstehenden Netzreservekosten stehen nach Überzeugung der Beschlusskammer im Einklang mit den Vorgaben der §§ 13b bis 13d EnWG sowie der NetzResV. Insbesondere sieht der Vertrag alleine solche Kostenerstattungen vor, die der EnBW AG gerade aufgrund der Vorhaltung bzw. dem Einsatz ihrer Anlagen Marbach II GT, Marbach III GT (solo) und Marbach III DT in der Netzreserve entstanden sind oder noch entstehen (siehe insoweit insbesondere § 6 Abs. 1 S. 2 NetzResV). Der Netzreservevertrag vom 17./27.05.2019 sieht eine Vertragsdauer von mehr als 24 Monaten vor, da ein begründeter Fall nach § 5 Abs. 1 S. 3 NetzResV gegeben ist. Dies ergibt sich daraus, dass die Systemrelevanzausweisungen und die entsprechenden Genehmigungen der Bundesnetzagentur einen längeren Zeitraum als 24 Monate erfassen, sodass die Anlagen Marbach II GT, Marbach III GT (solo) und Marbach III DT jedenfalls für diesen längeren Zeitraum zur Absicherung der Systemsicherheit vorgesehen sind bzw. waren. Dem steht auch nicht der Umstand entgegen, dass in Ziffer 12.1 des Netzreservevertrages bereits der Neuabschluss eines Vertrages fixiert ist, da dies eine erneute genehmigte Systemrelevanzausweisung und erneute Abstimmung des Leistungspreises sowie der Bestimmung des Umfangs der Kostenerstattung im Übrigen mit der Bundesnetzagentur voraussetzt, Ziffer 12.1 i. V. m. 6.12 des Netzreservevertrages.

Die Anlagen Marbach II GT, Marbach III GT (solo) und Marbach III DT sind gemäß der Ausweisungen des Übertragungsnetzbetreibers vom 25.10.2013, 16.06.2015 und vom

² BGBl. I 2016, S. 1786.

17.11.2016 systemrelevant im Sinne von § 13b Abs. 2 S. 2 EnWG, siehe § 5 Abs. 2 Nr. 1 NetzResV. Die EnBW AG hat sich gemäß Ziffer 4.20 des Netzreservevertrages verpflichtet, die für die Netzreserve genutzten Anlagen nach Ablauf des Vertrages bis zur endgültigen Stilllegung nicht mehr an den Strommärkten einzusetzen, siehe § 5 Abs. 2 Nr. 2 NetzResV. Die 12-monatige Karenzzeit des § 13b Abs. 1 S. 1 EnWG wurde gewahrt, siehe § 5 Abs. 2 Nr. 3 NetzResV. Davon unberührt bleibt, dass auf Grund § 13c Abs. 4 S. 1 EnWG i. V. m. § 6 Abs. 2 S. 1 NetzResV vor Ablauf dieser Frist geleistete (Abschlags-) Zahlungen des Übertragungsnetzbetreibers Gegenstand des Netzreservevertrages sein können. Nach § 5 Abs. 2 Nr. 4 NetzResV müssen auch alle gesetzlichen und genehmigungsrechtlichen Anforderungen an den Betrieb der Anlagen für die Vertragsdauer erfüllt werden. In Ziffer 4.20 des Netzreservevertrages (Anlage 2) ist dies vertraglich festgehalten.

5. Anpassung der Erlösobergrenze und Istkosten-Abgleich

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

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

In Anlehnung an die in § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV zum Ausdruck kommende gesetzgeberische Wertung, hat die Beschlusskammer entschieden, dem Übertragungsnetzbetreiber zu ermöglichen, die ihm entstehenden Netzreservekosten jeweils ohne Zeitverzug zu refinanzieren. Der Sachverhalt entspricht wirtschaftlich und materiell den Ausnahmen bei Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 bis 6, 8, 13 und 15 bis 17 ARegV; in diesen Fällen darf der Übertragungsnetzbetreiber auf das Kalenderjahr

abstellen, auf das die Erlösobergrenze anzuwenden sein soll (sog. t-0-Versatz). Bei den vorliegenden dauerhaft nicht beeinflussbaren Netzreservekosten handelt es sich ebenfalls um Kosten, die aus Versorgungsaufgaben, nämlich solchen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit resultieren. Die Netzreserve ist aufgrund der Vergütungsvolumina mit einer ganz erheblichen Kostenbelastung für die Übertragungsnetzbetreiber verbunden. Hinzu kommt, dass die Einsatzkosten mangels Vorhersehbarkeit sehr volatil sind. Die hohe Bedeutung der Netzreserve für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit zeigt sich auch darin, dass diese sowohl im Gesetz als auch in der Verordnung detailliert in eigenen speziellen Vorschriften normiert wurde (§ 13b - § 13d EnWG und Netzreserveordnung). Vor diesem Hintergrund ist es sachgerecht, dem Übertragungsnetzbetreiber auch die ihm aufgrund der Kontrahierung von inländischen Netzreservekraftwerken entstehenden Kosten ohne Zeitverzug jeweils zum 1. Januar des Kalenderjahres über die Netzentgelte refinanzieren zu lassen, in welchem die Netzreserveanlagen jeweils vorzuhalten sind. Damit wird gewährleistet, dass die Versorgungssicherheit nicht durch etwaige Verzögerungen der Refinanzierung und damit etwaig einhergehenden Liquiditätsengpässen beim Übertragungsnetzbetreiber gefährdet wird. Um dies zu ermöglichen, hat der Übertragungsnetzbetreiber auf Grundlage realistischer Prognosen jeweils bis zum 31.08. des Vorjahres die voraussichtlichen Netzreservekosten und Erlöse (Plankosten) zu melden. Diese Plankosten darf der Übertragungsnetzbetreiber sodann für die Anpassung der Erlösobergrenze ansetzen. Regelungen zum Regulierungskonto bleiben unberührt.

Satz 6 der Beschlusstenziffer 2 greift die von Gesetzes wegen bestehende Rechtspflicht des Übertragungsnetzbetreibers nach § 5 Abs. 1 ARegV auf, was bei der Netzreserve zukünftig bedeutet, dass die Differenz zwischen den voraussichtlich aus den Netzreserveverträgen entstehenden Kosten (Plankosten) und den vom Übertragungsnetzbetreiber erzielbaren Erlöse (Istkosten) jährlich vom Übertragungsnetzbetreiber zu ermitteln und auf seinem Regulierungskonto zu verbuchen ist. Die ebenfalls in Satz 6 der Beschlusstenziffer 2 geregelte Abwicklung über das Regulierungskonto erst ab dem Kalenderjahr 2018, d. h. die hier auf Grund dem Antrag auf Anpassung der Erlösobergrenze (§ 4 Abs. 4 S. 3 ARegV) zum 30.06.2019 mit dem Kalenderjahr 2020 beginnende Verteilung der Differenzen zwischen Plan- und Istkosten annuitätisch über drei Jahre, bewirkt einen Übergang zur Regelung des § 5 Abs. 3 S. 2 ARegV. Durch diese Übergangsregelung werden mögliche Friktionen durch Rückwirkungen auf Grund einer erst im Jahr 2019 erfolgenden Festlegung vermieden und somit eine sorgfältige Umsetzung des neuen Systems gewährleistet. Zudem wird der bei der inländischen

Netzreserve auf Grund der Verfahrensregulierung mittels freiwilliger Selbstverpflichtung bestehenden Sondersituation Rechnung getragen und zur Umstellung eine zeitnahe Refinanzierung sichergestellt.

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

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

6. Befristung der Festlegung

Gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4, HS. 2 ARegV erfolgt die Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung für die Dauer der gesamten Regulierungsperiode. Die erste Regulierungsperiode endete gemäß § 3 ARegV mit dem Ablauf des 31.12.2013. Die zweite Regulierungsperiode endet gemäß § 3 ARegV mit dem Ablauf des 31.12.2018. Die dritte Regulierungsperiode wird am 31.12.2023 enden. Gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4, HS. 2 ARegV bleibt es der Beschlusskammer unbenommen, eine Festlegung für einen Zeitraum zu erlassen, der mehrere Regulierungsperioden umspannt. Von dieser Möglichkeit macht die Beschlusskammer vorliegend Gebrauch.

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

7. Widerrufsvorbehalt

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

8. Kosten

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

Rechtsbehelfsbelehrung

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

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

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

Vorsitzender

Beisitzer

Beisitzer

Karsten Bourwieg

Wolfgang Wetzl

Bernd Petermann

TRANSNET BW / OSLOER STRASSE 15 - 17 / 70173 STUTTGART

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

DATUM
13/05/2019
ANSPRECHPARTNER/IN
BEREICH
Stab-L
TELEFON
TELEFAX
E-MAIL
IHRE ZEICHEN
IHR SCHREIBEN VOM

Antrag auf Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung gem. § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV durch Anerkennung einer Freiwilligen Selbstverpflichtung im Rahmen der inländischen Netzreserve

Sehr geehrter Herr ,

der Netzreservevertrag zu den Kraftwerksblöcken Marbach II GT, Marbach III GT (solo) und Marbach III DT wurde nach finaler Abstimmung zwischen Ihrem Haus, der EnBW und der TransnetBW von den Vertragsparteien unterzeichnet und liegt diesem Schreiben in Kopie bei.

Die TransnetBW beantragt hiermit die Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung durch Anerkennung der beigefügten Freiwilligen Selbstverpflichtung für den Umgang mit den Kosten und Erlösen der Netzreserve aus den Kraftwerksanlagen Marbach II GT, Marbach III GT (solo) und Marbach III DT.

Die TransnetBW erklärt hiermit, dass sie sich an die in der Freiwilligen Selbstverpflichtung beschriebene Vorgehensweise halten wird, sofern die Bundesnetzagentur diese durch Festlegung gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV als wirksame Verfahrensregulierung im Sinne von § 11 Abs. 2 Satz 4 ARegV anerkennt.

Für Rückfragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüße

[Redacted Signature Area]

i.V. Stefan Zeltner
Leiter Regulierungsmanagement
& Energiepolitik

i.V. Tobias Egeler
Leiter Netzwirtschaft

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:
Dr. Hans-Josef Zimmer

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

FREIWILLIGE SELBSTVERPFLICHTUNG DER TRANSNET BW GMBH ZUR VORHALTUNG UND ZUM EINSATZ DER KRAFTWERKSANLAGEN MARBACH II GT, MARBACH III GT (SOLO) und MARBACH III DT DER ENBW AG IN DER INLÄNDISCHEN NETZRESERVE

Auf Grundlage des § 13b EnWG¹ 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

¹ Diese Freiwillige Selbstverpflichtung nimmt Bezug auf den Stand der Gesetzgebung zum Unterzeichnungsdatum. Soweit diese Freiwillige Selbstverpflichtung für Zeiträume gilt, in denen Vorgängerregelungen in Bezug auf die vorläufige oder endgültige Stilllegung von Anlagen in Kraft waren, werden auch diese Vorgängerregelungen erfasst.

oder die Genehmigung entsprechend § 13b Abs. 5 S. 6 EnWG auf Grund einer Genehmigungsfiktion als erteilt gilt und ein Weiterbetrieb der Anlage technisch und rechtlich möglich ist, ist dem Anlagenbetreiber die Stilllegung der Anlage gem. § 13b Abs. 5 EnWG verboten.

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

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

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

Mit dieser freiwilligen Selbstverpflichtung erklärt TransnetBW, den hier beigegeführten Vertrag (siehe Anhang) zu erfüllen, insbesondere die darin geregelte Vergütung an den Anlagenbetreiber zu leisten, unter der Voraussetzung, dass das oben beschriebene Verfahren ordnungsgemäß durchgeführt wurde.

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

Stuttgart, 17.05.2019

Ort, Datum


[Name Mitglied der Geschäftsführung]
Dr. Rainer Pflaum

Stuttgart, 17.05.2019

Ort, Datum


[Name Mitglied der Geschäftsführung]
Michael Jesberger

Vertrag über die Bereitstellung und den Einsatz der Anlagen Gasturbine II und III sowie
Dampfturbine III in Marbach als Reservekraftwerke

- Netzreservevertrag MAR GT II, GT III + DT III

zwischen

TransnetBW GmbH

Pariser Platz
Osloer Str. 15-17
70173 Stuttgart

- nachstehend „TNG“ genannt -

und

EnBW Energie Baden-Württemberg AG

Durlacher Allee 93
76131 Karlsruhe

- nachstehend „EnBW“ genannt -

einzelnen „Vertragspartner“ genannt -

gemeinsam „Vertragsparteien“ genannt -

Inhaltsverzeichnis

Präambel	3
1. Vertragsgegenstand	4
2. (Wieder-)Herstellung der Betriebsbereitschaft	4
3. Vorhaltung der Betriebsbereitschaft	7
4. Einsätze der Anlagen	8
5. Leistungseinschränkung / Befreiung von der Leistungspflicht	12
6. Kostenerstattung und Rechnungslegung	14
7. Bereitstellung von Informationen	19
8. Beachtung rechtlicher Vorschriften	20
9. Haftung	20
10. Änderung der Verhältnisse	20
11. Gerichtsstand	20
12. Vertragsdauer und -beendigung	20
13. Teilunwirksamkeit, Vertragslücken, Vertragsauslegung	21
14. Schriftform	21
15. Vertragsausfertigung	21
16. Vertragsanhänge	22
17. Unterschriften	22

Präambel

1. §13a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) in der Fassung vom 01. August 2014 verpflichtete 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. Gleiches gilt nach Änderung des EnWG durch das Strommarktgesetz ab dem 30.07.2016 gemäß der entsprechenden Regelung in §13b EnWG. 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 ermöglicht. Er hat gegenüber dem systemverantwortlichen Betreiber des Übertragungsnetzes Anspruch auf eine angemessene Vergütung. Insbesondere die Ansprüche des Anlagenbetreibers sind in 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 Artikel 4 des Gesetzes vom 22.12. 2016 (BGBl. I S. 3106) näher ausgestaltet; Die Verordnung wurde mit Inkrafttreten des Strommarktgesetzes m.W.v 30.06.2016, BGBl. I 2016, S. 1786 umbenannt von Reservekraftwerksverordnung (ResKV) in Netzreserveverordnung.
3. Am 05. Juli 2013 wurde durch die EnBW die endgültige Stilllegung der Gasturbinen II (BNA0647), im Folgenden „GT II“ und Gasturbine III (BNA0648), im Folgenden „GT III“ sowie der Dampfturbine III (BNA0649) im Folgenden „DT III“ – nachfolgend zusammen auch „Anlagen“ genannt – am Kraftwerksstandort Marbach (MAR) zum 05. Juli 2014 gegenüber der Bundesnetzagentur (BNetzA) sowie der TNG angezeigt. TNG hat unverzüglich die Systemrelevanz der Anlagen geprüft und am 25. Oktober 2013 die Genehmigung der Ausweisung der Anlagen als systemrelevant für einen Zeitraum von 24 Monaten bei der BNetzA beantragt. Am 19. Dezember 2013 wurde dieser Antrag positiv beschieden (Az.: 608-12-003) und die Systemrelevanz für den Zeitraum von 24 Monaten (vom 06. Juli 2014 um 00:00 Uhr bis zum 05. Juli 2016 um 24:00 Uhr) bestätigt. Am 16. Juni 2015 wurde durch TNG ein weiterer Antrag auf Genehmigung der Ausweisung der Anlagen als systemrelevant bis zum 31. März 2018 gestellt, welcher von Seiten der BNetzA am 15. September 2015 positiv beschieden wurde und die Systemrelevanzausweisung für den Zeitraum bis zum 31. März 2018 genehmigt (Az.: 608-15-011). Mit Bescheid (Az.: 608-16-012) vom 29.03.2017 hat die BNetzA gegenüber der TNG deren erneute Ausweisung der Systemrelevanz der hier vertragsgegenständlichen Kraftwerksblöcke vom 01. April 2018 bis zum Ablauf von 12 Monaten ab dem Tag

der Inbetriebnahme des Engpassbewirtschaftungsverfahrens zwischen Deutschland und Österreich, längstens jedoch bis zum beantragten Endzeitpunkt, mithin bis Ablauf des 31.03.2020, genehmigt.

4. Durch die Genehmigungen der Ausweisung der Systemrelevanz der Anlagen und deren Mitteilung gegenüber der EnBW ist der EnBW die endgültige Stilllegung dieser Anlagen bis zu vorbezeichnetem Termin, längstens bis zum 31. März 2020 um 24:00 Uhr verboten. Die Genehmigungen der Ausweisung der Systemrelevanz sowie die damit einhergehenden Stilllegungsverbote der Anlagen wurden der EnBW am 10. Januar 2014, am 16. September 2015 sowie am 29. März 2017 mitgeteilt.

Dieser Vertrag konkretisiert die gesetzlichen Pflichten der Vertragsparteien aus dem EnWG und der ResKV/NetzResV i. V. m. der an die EnBW gerichteten Anforderung der TNG vom 12. Juni 2014 bzw. vom 23.11.2017. Die BNetzA ist nicht Vertragspartei. In Abstimmung mit der BNetzA sind die Parteien übereingekommen, diesen Vertrag an den durch Neufassung der einschlägigen gesetzlichen Grundlagen durch das am 30.07.2016 in Kraft getretene Strommarktgesetz zwischenzeitlich geänderten Rechtsrahmen anzupassen. Soweit damit rückwirkende Änderungen der bisherigen Vertragspraxis verbunden sein sollten, ist dies nachfolgend jeweils ausdrücklich ebenso vermerkt, wie die jeweiligen konkreten Abwicklungsbedingungen rückknüpfender Vertragsanpassungen. Dies betrifft insbesondere die Regelungen zur Herstellung der Betriebsbereitschaft gem. Ziffer 2.4 und 2.5. Die Parteien vereinbaren vor diesem Hintergrund das Folgende:

1. Vertragsgegenstand

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

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

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

2. (Wieder-)Herstellung der Betriebsbereitschaft

- 2.1 Gemäß dem EnWG und der ResKV/NetzResV sowie gemäß der Anforderung der TNG vom 12. Juni 2014 besteht unter anderem die Pflicht der EnBW, im Rahmen des technisch und rechtlich möglichen die Betriebsbereitschaft der Anlagen zum 06. Juli 2014 herzustellen. Die hierfür aus Sicht der EnBW erforder-

derlichen Maßnahmen werden in dem Antwortschreiben der EnBW vom 27. Juni 2014 näher aufgeführt. Mit weiterem Schreiben der EnBW vom 05. April 2017 wurden weitere erforderliche Maßnahmen zur Herstellung der Betriebsbereitschaft der Anlagen durch die EnBW dargestellt und deren finanzielle Aufwände benannt. Das Anforderungsschreiben der TNG sowie das Antwortschreiben der EnBW sind im Anhang 1 beigefügt.

Mit Schreiben der TNG vom 23.11.2017 forderte diese die EnBW erneut zur Herstellung bzw. Beibehaltung der Betriebsbereitschaft ab dem 01.04.2018 sowie dazu auf, die dafür erforderliche Maßnahmen zu benennen und über entsprechend zu übernehmende Kosten zu informieren. Mit Schreiben vom 11.12.2017 kam EnBW dieser Aufforderung nach. Dieser Schriftverkehr ist im Anhang 1 beigefügt.

- 2.2 Für die Lagerung des für den Einsatz der Anlage erforderlichen Brennstoffs - Heizöl Extraleicht (HEL) - nutzt EnBW bis zum [REDACTED] auf der Grundlage der bereits bestehenden Verträge zwischen der EnBW und dem Brennstofflagerbetreiber eine Brennstofflagerkapazität von [REDACTED] cbm sowie zusätzlich den Tagestank. Zwischen dem [REDACTED] und dem [REDACTED] wird EnBW die vertragliche Brennstofflagerkapazität auf insgesamt [REDACTED] cbm erhöhen. Kosten für die Vorhaltung und Bewirtschaftung des Brennstofflagers bis zu [REDACTED] werden von der TNG getragen. Die Kostenerstattung richtet sich nach Ziffern 2.4 und 2.5 i. V. m. Anhang 5 Ziffer I.
- 2.3 EnBW wird zum [REDACTED], den zur Befüllung der Tanks mit [REDACTED] erforderlichen Brennstoff (HEL) beschaffen oder vorhalten lassen.
- 2.4 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 einer oder mehrerer der Anlagen gefährden oder ausschließen, die Betriebsbereitschaft der Anlagen wegfällt, wird EnBW die TNG über Art und Umfang sowie die Kosten, die Dringlichkeit und die voraussichtliche Zeitdauer der erforderlichen Maßnahmen zur erneuten Herstellung der Betriebsbereitschaft (Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft) unverzüglich nach Kenntniserlangung in Textform (Schreiben, Fax oder E-Mail) informieren.

Das Vorgehen bzgl. Maßnahmen zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft ab dem 7.2.2018 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“, der in der zum Zeitpunkt des Vertragsschlusses aktuellen Fassung diesem Vertrag zu Dokumentationszwecken als Anhang 1b) beigefügt wird.

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 (Baga-

tellgrenze). 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 TNG 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 TNG 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 TNG 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 TNG die Übernahme deren Kosten dem Grunde nach schriftlich, unbeding und unwiderruflich bestätigt. EnBW wird unverzüglich nach Durchführung der Maßnahmen die tatsächlich angefallenen Kosten bestimmen und der TNG in Rechnung stellen. Diese Kosten werden von TNG jeweils gesondert erstattet. Der Durchführung von Maßnahmen, die der Sicherheit von Leib und Leben oder der Erfüllung gesetzlicher, gerichtlicher oder behördlicher Verpflichtungen dienen, stimmt TNG bereits mit Abschluss dieses Vertrages zu.

EnBW wird erst nach Eingang der Freigabe der TNG die Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft nach Maßgabe der Anforderung der TNG 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 Anlagen solange befreit ist, bis TNG 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 Anlagen bis zu dem Zeitpunkt, zu dem diese Maßnahme zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft abgeschlossen ist.

- 2.5 Abweichend von Ziffer 2.4 werden Maßnahmen zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft, die vor dem 7.2.2018 veranlasst wurden, gemäß der bisherigen Vertragspraxis umgesetzt.
- 2.6 Bei Gefahr im Verzug kann die EnBW erforderliche Sicherungs- und Sofortmaßnahmen für eine eventuelle Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft ohne vorherige Freigabe der TNG 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 den Anlagen, Umweltschäden oder Ver-

stößen 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 2.4 und 2.5 bei TNG.

3. Vorhaltung der Betriebsbereitschaft

Servicelevel / Personal

- 3.1 EnBW verpflichtet sich zur Vorhaltung der Betriebsbereitschaft der Anlagen 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 Anlagen im Regelfall eingesetzte Personal auch in anderen Anlagen der EnBW am Kraftwerksstandort Marbach einzusetzen, sofern der zwischen den Vertragsparteien gem. Anhang 2 abgestimmte Servicelevel sichergestellt wird. Außer bei bestehenden Leistungseinschränkungen gemäß Ziffer 5 können die Anlagen während des in Anhang 2 genannten Einsatzzeitfensters unter Beachtung der dort genannten technischen Restriktionen durch TNG 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 Anlagen 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 TNG bis 31. Oktober des Vorjahres abgestimmt. Unterjährige planbare Kurzstillstände werden mit der TNG 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 Anlagen im letzten Jahr deren Einsatzes am Markt praktizierten Grundsätzen. Hierzu gehören insbesondere das Vorliegen einer Maschinenversicherung sowie einer Haftpflichtversicherung. Sollten Anpassungen beim Versicherungsschutz erforderlich werden, wird die EnBW für den Abschluss eines entsprechenden Versicherungsvertrages sorgen.

Hat TNG nach einem auftretenden Schadensfall während der Vertragslaufzeit gemäß Ziffer 6.2 die Kosten für die Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft gemäß Ziffern 2.4, 2.5 und 2.6 getragen und EnBW Zahlungen aus einer der vorstehenden Versicherungen erhalten, so hat TNG bis zur Höhe dieser Zahlung einen Erstattungsanspruch gegen EnBW, soweit sich die Leistungen der Versicherung auf Maßnahmen zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft beziehen. 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 TNG getragen.

Innerbetriebliche Leistungen

- 3.7 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 TNG zum Einsatz der Anlagen 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 oder die EnBW die Anlagen aus dem Grund nicht einsetzen kann, dass der EnBW aufgrund von beschränkt verfügbarer Brennstofflagerkapazität bis zum [REDACTED] eine Brennstofflagerung lediglich im Umfang von [REDACTED] möglich ist. Zwischen dem [REDACTED] und dem [REDACTED] ist eine Brennstofflagerung im Umfang von [REDACTED] möglich (siehe Ziffer 4.15 in Verbindung mit Anhang 4).

Eine Einsatzanforderung darf die Mindestbetriebszeit einer Anlage nicht 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 TNG. Das Einsatzanforderungsrecht der TNG bezieht sich insbesondere nicht auf interne betriebliche Belange der EnBW.

Zur Einsatzanforderung sendet die TNG 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 anerkannten 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).

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 TNG, 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 TNG 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 TNG 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 Anlagen gemäß §13c Abs. 4 Satz 1 EnWG i.V.m. §7 NetzResV ausschließlich auf Einsatzanforderung der TNG 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 TNG.
- 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 jeweils die Eigentumsgrenze (Oberspannungsseite des Maschinenumspanners) zwischen Kraftwerk und Netzbetreiber. Der Weitertransport im jeweiligen Netz liegt nicht im Verantwortungsbereich der EnBW.

Vorwärmung und Beheizung

- 4.8 EnBW wird die Anlagen im erforderlichen Maße vorwärmen und beheizen, so dass 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 Anlagen 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 TNG auch bei separat durchgeführten Probestarts und -fahrten erfolgen.
- 4.11 EnBW überträgt TNG die im Rahmen der Probestarts und -fahrten nach Maßgabe der Ziffern 4.9 und 4.10 erzeugte elektrische Energie in den Redispatchbilanzkreis der TNG 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 Anlagen notwendige Bilanzkreis- und Zählwertmanagement durch.
- 4.14 EnBW stellt TNG die im Rahmen des vorliegenden Vertrages erzeugte elektrische Arbeit im Bilanzkreis 11XREDISPATC--T (Redispatchbilanzkreis der TNG) als Fahrplanlieferung aus dem Bilanzkreis 11XENBW-NETZR--T (Netzreservebilanzkreis der EnBW) zur Verfügung. Die Differenzmenge zwischen Fahrplanlieferung und real erzeugter Energie inklusive An- und Abfahrampen 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“) oder die Vorhaltung veranlassen.
- 4.16 EnBW wird jeweils bis zum 30. April eines Jahres die im Rahmen des Netzreservevertrages erforderlichen CO₂-Zertifikate des Vorjahres beschaffen. EnBW und TNG stimmen hierzu einen Handelstag im April eines Jahres ab, an dem EnBW die Zertifikate beschafft. Die hierbei anfallenden Kosten werden TNG von EnBW in Rechnung gestellt.
- 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 Die Vertragsparteien vereinbaren, dass bei Beendigung des Vertragsverhältnisses oder bei einer notwendigen Verwertung (z. B. wg. drohender Unbrauchbarkeit) gelagerter Brennstoffmengen eine Verfeuerung analog des Vorgehens bei Durchführung von Probestarts gemäß Ziffer 4.9 und 4.10 durchgeführt werden soll. EnBW wird die TNG über die Notwendigkeit der Verwertung der Brennstoffmengen (z.B. im Falle der drohenden Unbrauchbarkeit) in Textform informieren, TNG 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 vorstehen-

den 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 Anlagen erforderlichen Elektrizitätsbedarf (Stromeigenbedarf) zu decken. Die technischen und kommerziellen Randbedingungen hierzu sind in Anhang 4 und Anhang 5 beschrieben.

Einsatz der Anlage nach Ablauf des Vertrages

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

Behördliche Auflagen

- 4.21 Bei hoher Flusstemperatur oder zu geringem Sauerstoffgehalt des Neckars hat das Kraftwerk im Rahmen der wasserrechtlichen Genehmigung die Auflage, Neckarwasser im Kühlturm zu kühlen und anschließend wieder in den Fluss einzuleiten.

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 Anlagen, durch gesetzliche Auflagen und Verbote, durch Verzögerungen bei der Be- oder Wiederbeschaffung der Brenn-/Hilfs- und Zusatzstoffe etc. kann es zur vorübergehenden Betriebseinschränkung der Anlagen 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 Anlagen 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 Anlagen 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 der 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 Anlagen 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 110 kV-Netz der Netze BW GmbH können ebenfalls Transitbeschränkungen entstehen, die einen freien Einsatz der Anlagen nicht mehr zulassen. Soweit ein Betrieb der Anlagen 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. Gleiches gilt für Anweisungen der Netze BW gemäß §10 Absatz 5 des Standard-Netznutzungsvertrags der Netze BW GmbH vom 04. März 2015.
- 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 kürzest möglichen Frist zu ergreifen.
- 5.6 Bei Verfügbarkeits- oder sonstigen Einschränkungen der Anlagen nach Maßgabe von Ziffer 5.1 – 5.5 wird EnBW die TNG unmittelbar nach Bekanntwerden über deren Umfang und voraussichtlicher Dauer benachrichtigen und soweit einschlägig nach Ziffer 2.4, 2.5, 2.6 oder 3.3 weiter verfahren.
- 5.7 Bei jeglichen Störungen, die zu einer kurzfristigen Änderung der technischen Verfügbarkeit der Anlagen führen, stimmen sich EnBW und TNG zeitnah über die Auswirkungen auf die Fahrweise der Anlagen ab.

- 5.8 Sollte die EnBW einen Umstand zu vertreten haben, der die EnBW zur Verweigerung der Leistung berechtigt, bleibt es der TNG 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 TNG erstattet EnBW die nachgewiesenen Kosten zur erstmaligen Herstellung der Betriebsbereitschaft zum 06. Juli 2014 und bezüglich etwaiger erneuter Herstellungen der Betriebsbereitschaft im Rahmen der jeweiligen Systemrelevanzausweisungen ggfs. ab Inrechnungstellung gemäß Ziffern 2.1, 2.4, 2.5 und 2.6. Die Höhe der zu erstattenden Kosten sowie weitere Einzelheiten sind dem Anhang 5 zu entnehmen.
- 6.2 Die nachgewiesenen Kosten zur ggf. erforderlichen Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft gemäß Ziffern 2.4, 2.5 und 2.6 werden durch TNG 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 10. Werktag des Folgemonats in Rechnung gestellt. Teilabrechnungen sind quartalsweise möglich. Im Einvernehmen zwischen den Vertragspartnern kann davon abgewichen werden.

TNG 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. TNG übernimmt alle in diesem Zusammenhang bei EnBW entstehenden zusätzlichen Kosten. TNG 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 Anlagen gemäß Ziffer 3 zahlt TNG an die EnBW einen pauschalen Leistungspreis („Leistungsvorhaltekosten / operative Fixkosten“) basierend auf dem Jahresabschluss 2013 und abgestimmt mit der BNetzA. Vom Leistungspreis nicht umfasst sind dabei die in Anhang 9 Ziffer 2 aufgezählten Kostenpositionen. 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 10. Werktag des Folgemonats für den vorangegangenen Monat in Rechnung gestellt.

Einsätze der Anlagen

- 6.6 Kosten für Einsätze der Anlagen gemäß Ziffer 4.1 – 4.14 werden von der TNG 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 4.17 anfallen, werden der EnBW von der TNG erstattet. Etwaige Erlöse, die ebenfalls gemäß Ziffer 4.17 entstehen, werden an die TNG weitergereicht. Die Kostenerstattungspflicht der TNG 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 TNG auf Istkostenbasis erstattet. Erlöse aus Ausgleichsenergie werden an die TNG weitergereicht. Weitere Einzelheiten dazu werden in Anhang 5 geregelt.
- 6.9 Kosten, die der EnBW in Erfüllung behördlicher Auflagen gemäß Ziffer 4.21 entstehen, werden der EnBW von der TNG erstattet. Weitere Einzelheiten dazu werden in Anhang 5 geregelt.
- 6.10 Die anfallenden Kosten werden jeweils zum 10. Werktag des Folgemonats für den vorangegangenen Monat in Rechnung gestellt.

Besonderes Anpassungsrecht

- 6.11 Die Bestimmung des Leistungspreises gem. Ziffer 6.4 erfolgte auf Grundlage der Istkosten auf Basis des testierten HGB - Jahresabschlusses 2013 der damaligen EnBW Erneuerbare und Konventionelle Erzeugung AG („Berechnungsgrundlage 2013“). Für die Anlagen wurde auf dieser Grundlage ein Leistungspreis in Höhe von [REDACTED] vereinbart.

Sollten die tatsächlich entstandenen Istkosten für die Vorhaltung der Betriebsbereitschaft der Anlagen innerhalb des Vertragsjahres 2014 (06. Juli 2014 bis 31. Dezember 2014) in Summe 10% vom zeitanteiligen (tagesscharf) Leistungspreis (06. Juli 2014 - 31. Dezember 2014, d.h. (179 Tage)/(365 Tage)) abweichen, wird EnBW die TNG hierüber bis zum 30. Juni 2015 schriftlich unterrichten. Bei der Berechnung werden auch erstmalig entstandene Kosten für Maßnahmen für die Vorhaltung der Betriebsbereitschaft berücksichtigt, die nicht von der Berechnungsgrundlage 2013 erfasst wurden, für die Betriebsbereitschaft jedoch erforderlich sind (z.B. Personalschulungs-, Entwicklungs- und Weiterbildungsmaßnahmen einschließlich der dafür erforderlichen überlappenden Stellenbesetzungen). Im Fall einer entsprechenden Kostenreduktion ist die TNG, im Fall einer entsprechenden Kostensteigerung ist die EnBW, berechtigt, innerhalb von einem Monat nach Mitteilung der EnBW schriftlich

eine Anpassung des pauschalen Leistungspreises gem. Ziffer 6.4 zu verlangen.

Die Vertragsparteien werden innerhalb von einem Monat ab Zugang des Anpassungsverlangens in Verhandlungen über eine Anpassung des Leistungspreises eintreten. Die Anpassung des Leistungspreises erfolgt nach Abstimmung mit der BNetzA und gilt für die weitere Vertragslaufzeit ab der Geltendmachung des Anpassungsverlangens, sofern dieser Leistungspreis nicht nach Maßgabe von Ziffer 6.12 angepasst wird. Sollten die bis zum Zeitpunkt des Preisanpassungsverlangens entstandenen Kosten im Rahmen des künftigen Leistungspreises der Höhe nach keine Berücksichtigung finden, werden diese der EnBW durch TNG gesondert erstattet oder der TNG von der EnBW gesondert zurückgezahlt. Diesbezüglich gelten die Ziffern 6.16 bis 6.20. Können sich die Vertragsparteien nicht innerhalb eines Zeitraums von zwei weiteren Monaten ab Zugang des Anpassungsverlangens auf die Anpassung einigen, so ist jeder Vertragspartner berechtigt, eine entsprechende Anpassung des Leistungspreises gerichtlich geltend zu machen.

Sollten sich Umstände ändern, die für die Ermittlung des Leistungspreises im Rahmen dieser Preisanpassungsregelung maßgeblich sind, werden die Vertragsparteien innerhalb eines Monats ab Zugang eines Aufforderungsschreibens durch eine der Vertragsparteien entsprechende Gespräche aufnehmen und sich über die Auswirkungen bzw. das weitere Vorgehen bezüglich der Änderung des Rechts zur Leistungspreisanpassung nach dieser Ziffer verständigen.

Leistungspreisanpassung

- 6.12 Mit Ausnahme von Ziffer 6.11 werden die Vertragsparteien eine Anpassung des Leistungspreises gemäß Ziffer 6.4 bei einer durch die BNetzA genehmigten erneuten Systemrelevanzausweisung in einem neuen Vertrag vornehmen. Dabei wird der Leistungspreis einer Prüfung in Abstimmung mit der BNetzA unterzogen. In diesem Zusammenhang werden die für die Kalkulation des Leistungspreises zu Beginn des Vertrages (06. Juli 2014, 00:00 Uhr) und die sich ggfs. nach Ziffer 6.11 im Laufe der Vertragslaufzeit bis zum nach Ziffer 12.1 Abs. 1 S. 2 maßgeblichen Zeitpunkt veränderten bzw. neu hinzugekommenen Kostenpositionen und deren Veränderungen für die nächste Vertragsperiode betrachtet.

Bei Vorliegen einer durch die BNetzA genehmigten erneuten Systemrelevanzausweisung 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.

Kostenerstattung für den 12-monatigen Zeitraum ab Stilllegungsanzeige

- 6.13 Zwischen der EnBW einerseits und der TNG bzw. der BNetzA andererseits ist derzeit zum einen der zeitliche Rahmen für die Vergütung der EnBW für die Vorhaltung und den Einsatz der Anlagen für Leistungen im Rahmen des § 13a EnWG in der Fassung vom 01. August 2014 streitig. EnBW vertritt insofern die Auffassung, dass ihr bereits in dem Zeitraum von 12 Monaten ab Mitteilung der geplanten Stilllegung ein Anspruch auf Vergütung zusteht.

Eine Kostenerstattung für den 12-monatigen Zeitraum ab Stilllegungsanzeige wird durch den vorliegenden Vertrag nicht ausgeschlossen. EnBW behält sich insoweit das Recht vor, die damit zusammenhängenden Ansprüche auch anderweitig gerichtlich geltend zu machen.

Kapitalbindungskosten, Absetzungen für Abnutzungen/Werteverzehr, entgangene Mieterlöse und Inflationskosten entsprechend dem EnWG in der Fassung vom 01. August 2014

- 6.14 Zwischen der EnBW einerseits und der TNG bzw. der BNetzA andererseits ist derzeit zum anderen der Umfang des Vergütungsanspruchs nach dem EnWG in der Fassung vom 01. August 2014 insoweit streitig, als EnBW die Ansicht vertritt, auch Kapitalbindungskosten, Absetzung für Abnutzungen/Werteverzehr, entgangene Mieterlöse und Inflationskosten seien zu vergüten, während TNG bzw. die BNetzA diese Positionen als nicht umfasst ansehen. Dieser Vertrag begründet vorbehaltlich einer rechtskräftigen gerichtlichen Entscheidung, dass vorgenannte Kosten als von dem Übertragungsnetzbetreiber nach den gesetzlichen Bestimmungen oder Verordnungen dem Kraftwerksbetreiber zu erstattende Kosten anzusehen sind, keine entsprechenden Ansprüche der EnBW.

EnBW behält sich das Recht vor, gerichtlich feststellen zu lassen, ob und in welcher Höhe ihr Kapitalbindungskosten, Absetzung für Abnutzungen/Werteverzehr, entgangene Mieterlöse und Inflationskosten zu vergüten sind.

Weitere Kostenerstattung

- 6.15 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. TNG 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 TNG als Vertragsbestandteil geltend ggf. nach Ablauf des Vertrages gemäß Ziffer 12.1 zu erfüllen sind.

Kapitalbindungskosten, Absetzungen für Abnutzungen/Werteverzehr, entgangene Mieterlöse und Inflationskosten entsprechend dem EnWG in der Fassung vom 30. Juli 2016

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

Beginn der Kostenerstattung

- 6.18 Zwischen der EnBW einerseits und der TNG 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. Dies vorausgeschickt stimmen die Parteien überein, dass Vergütungsansprüche bzw.- verpflichtungen ab Inkrafttreten der Neuregelungen des EnWG zum 30. Juli 2016 bestehen. EnBW ist dabei der Auffassung, dass die Regelungen des Strommarktgesetzes dahingehend auszulegen sind, dass zum Zeitpunkt von dessen In-Kraft-Treten bereits laufende Ausweisungszeiträume vollumfänglich, d.h. im Sinne einer tatbestandlichen Rückanknüpfung/unechten Rückwirkung, von der neuen Gesetzeslage umfasst sind und hier mithin praktisch ab 11.04.2015 die Vergütungsregelungen i.d.F. des Strommarktgesetzes anzuwenden sind. Die Parteien halten insoweit fest, dass die hier getroffenen vertraglichen Regelungen unter keinen Umständen als Präjudiz, gleich in welche Richtung, zu werten sind und behalten sich eine spätere gerichtliche Klärung des konkreten gesetzlichen Anspruchsumfangs und insbesondere des Anwendungszeitraums der jeweiligen Gesetzesfassungen ausdrücklich vor.

Rückerstattung investiver Vorteile

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

Rechnungsstellung und Fälligkeit

- 6.20 Rechnungen an die TNG sind unter den Anforderungen eines entsprechenden Nachweises i.S.d. Ziffer 6.21 an den zentralen Rechnungseingang der TNG zu stellen:

TransnetBW GmbH
Zentraler Rechnungseingang
Postfach 10 13 62
70012 Stuttgart

- 6.21 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 TNG ein berechtigtes Interesse an Nachweisen in einer anderen Form oder einem anderen Umfang hat, wird die EnBW der TNG auf Nachfrage solche Nachweise zur Verfügung stellen, soweit dies für die EnBW nicht unzumutbar ist.
- 6.22 Rechnungen sind binnen 14 Tagen nach Rechnungseingang fällig.
- 6.23 Für die Rechtzeitigkeit von Zahlungen der TNG ist der Zahlungseingang bei EnBW maßgeblich. Bei verspätetem Zahlungseingang gelten die gesetzlichen Regelungen.
- 6.24 Die Rechnungen sind entsprechend den gesetzlichen Regeln des UStG auszustellen. Alle abzurechnenden Beträge sind Netto-Beträge. Hinzu kommt die gesetzlich vorgeschriebene Umsatzsteuer.

Stromsteuer und Energiesteuer

- 6.25 Die Vertragspartner sind sich einig, dass TNG in seiner Eigenschaft als stromsteuerlicher Erlaubnisinhaber nach § 4 StromStG die von EnBW erzeugte elektrische Energie unversteuert übernimmt. Hierfür stellt TNG 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 Kraftwerkseinsatz verbrauchte Energieerzeugnisse und Strom ist die EnBW. EnBW ist damit der Entlastungsberechtigte gegenüber dem Hauptzollamt für beim Kraftwerksbetrieb eingesetzte Energieträger. Kostenerstattungen des Kraftwerksbetriebs für von EnBW eingesetzte Brennstoffe und der Stromeigenbedarf stellen keine strom- und energiesteuerliche Lieferungen von Energieträgern und Strom von EnBW an TNG 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 vertragsgegenständlichen Kraftwerksblöcke 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.

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 06. Juli 2014, 00:00 Uhr, in Kraft. Der Vertrag hat eine Laufzeit bis zum Ablauf des 30.09.2019, da am 1.10.2018 die Inbetriebnahme des Engpassbewirtschaftungsverfahrens zwischen Deutschland und Österreich stattgefunden hat (siehe Genehmigungsbescheid zur Ausweisung der Systemrelevanz v. 29.03.2017, beigefügt als Anhang 1a), und Bescheid vom 6.11.2018 (608-18-021). 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 6.12 neu abschließen und ggf. eine Anpassung an geänderte Rahmenbedingungen vornehmen. Eine Anpassung von Vertragsregelungen erfolgt mit Ausnahme der Ziffern 6.1 und 6.12 grundsätzlich nur bei Änderung der gesetzlichen Rahmenbedingungen.

- 12.2 Unter der Voraussetzung, dass eine Prüfung durch die TNG in Abstimmung mit der BNetzA ergibt, dass die Anlagen auch nach Ablauf der derzeitigen Genehmigung der Ausweisung als systemrelevant weiterhin systemrelevant im Sinne des §13b Absatz 2 Satz 2, Absatz 5 EnWG sind, wird die TNG schnellstmöglich nach Inkrafttreten dieses Vertrages in Abstimmung mit der BNetzA, spätestens jedoch 13 Monate vor Ablauf der vorstehenden derzeitigen Ausweisung als systemrelevantes Kraftwerk, eine erneute Genehmigung der Ausweisung der Anlagen als systemrelevant beantragen.

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

- 12.3 Sollte TNG in Erwägung ziehen, die Systemrelevanz erneut auszuweisen, wird sie der EnBW frühestmöglich, wenn möglich spätestens 13 Monate vor Ablauf des aktuellen Systemrelevanzzeitraums, diese Absicht schriftlich 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

Änderungen oder Ergänzungen dieses Vertrages bedürfen zu Ihrer Wirksamkeit der Schriftform. Dies gilt auch für die Änderung der Regelung dieses Schriftformerfordernisses.

15. Vertragsausfertigung

Der Netzreservevertrag wird doppelt ausgefertigt; jeder Vertragspartner erhält eine Ausfertigung. 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
- 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 16.11.2018 „Hinweis bezüglich dem Umgang mit Opportunitätskosten nach §13c Abs. 3 S. 1 Nr. 4 EnWG“
- Anhang 2: Servicelevel
- Anhang 3: Probestartkonzept
- Anhang 4: Beschaffungskonzept
- Anhang 5: Festlegung der Vergütung
- Anhang 6: Anforderung zur Einspeisung
- Anhang 7: Kontaktstellen EnBW
- Anhang 8: Kontaktstellen TNG
- Anhang 9: Übersicht der EnBW zu Kostenbestandteilen

17. Unterschriften

Stuttgart, den 17.05.2019

Karlsruhe, den 27.05.2019

TransnetBW GmbH

Michael Jesberger

Dr. Rainer Pflaum

EnBW Energie Baden-Württemberg AG

Anhang 1: Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft



TRANSNET BW / OSLOER STRASSE 15-17 / 70173 STUTTGART

EnBW Energie Baden-Württemberg AG

Schelmenwasenstraße 15
70503 Stuttgart

DATUM
23/11/2017
ANSPRECHPARTNER/IN
BEREICH
TELEFON
TELEFAX
E-MAIL
IHRE ZEICHEN
IHR SCHREIBEN VOM

Aufforderung zur Herstellung der Betriebsbereitschaft der Kraftwerksblöcke MAR GT II, MAR GT III und MAR DT III am Standort Marbach

Sehr geehrter Herr

am 05.07.2013 hat die EnBW Erneuerbare und Konventionelle Erzeugung AG (EZG), heute Energie Baden-Württemberg AG (EnBW), gegenüber der TransnetBW sowie der Bundesnetzagentur die endgültige Stilllegung der Anlagen MAR GT II, MAR GT III sowie MAR DT III am Standort Marbach zum 05.07.2014 angezeigt.

Gemäß §13a EnWG (in der zu dem damaligen Zeitpunkt geltenden Fassung) hat die TransnetBW unverzüglich die Systemrelevanz der Anlagen geprüft und am 25.10.2013 die Genehmigung der Ausweisung der Anlagen als systemrelevant für 24 Monate bei der BNetzA beantragt. Am 19.12.2013 wurde dieser Antrag positiv beschieden und die Systemrelevanzausweisung für den Zeitraum bis zum 05.07.2016 genehmigt. Am 16.06.2015 wurde ein weiterer Antrag auf Genehmigung der Ausweisung der Anlagen als systemrelevant bis zum 31.03.2018 gestellt, welcher von Seiten der BNetzA am 15.09.2015 positiv beschieden wurde und die Systemrelevanzausweisung für den Zeitraum bis zum 31.03.2018 genehmigte.

Am 17.11.2016 stellte die TransnetBW nach erfolgter Systemrelevanzprüfung einen erneuten Antrag auf Genehmigung der Ausweisung der Systemrelevanz der durch die EnBW zur endgültigen Stilllegung angezeigten Anlagen MAR GT II, MAR GT III sowie MAR DT III in Marbach. Hierin wurde die Systemrelevanz bis zum 31.03.2020 beantragt. Dieser Antrag wurde durch die BNetzA am 29.03.2017 teilweise positiv beschieden und die Systemrelevanz für den Zeitraum bis zum Ablauf von 12 Monaten ab dem Tag der Inbetriebnahme des Engpassbewirtschaftungsverfahrens zwischen Deutschland und Österreich, längstens jedoch bis zum Ablauf des 31.03.2020 genehmigt, im Übrigen jedoch abgelehnt.

Wir möchten Sie darauf hinweisen, dass, sofern der Weiterbetrieb technisch und rechtlich möglich ist, Ihnen gemäß §13b Absatz 5 EnWG die endgültige Stilllegung Ihrer Anlage bis zum Ablauf von 12 Monaten ab dem Tag der Inbetriebnahme des Engpassbewirtschaftungsverfahrens zwischen Deutschland und

TransnetBW GmbH
Pariser Platz
Osloer Straße 15-17
70173 Stuttgart
Postfach 80 03 52
70503 Stuttgart
Germany

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

Geschäftsführung:
Dr. Werner Götz (Vorsitzender)
Rainer Joswig
Dr. Rainer Pflaum

Vorsitzender des
Aufsichtsrats:
Dr. Hans-Josef Zimmer

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



Österreich verboten ist, sowie, dass Sie gemäß §13b Absatz 5 EnWG verpflichtet sind, 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 oder rechtlich ausgeschlossen ist.

Vor dem Hintergrund, dass der bestehende „Vertrag über die Bereitstellung und den Einsatz der Anlagen Gasturbine II und III sowie Dampfturbine III in Marbach als Reservekraftwerke - Netzreservevertrag MAR GT II, GT III + DT III“ (im Folgenden „Netzreservevertrag MAR“) in der aktuellen Fassung zum 31.03.2018 endet, fordern wir Sie hiermit gemäß §13b Absatz 5 Satz 11 an, die Betriebsbereitschaft der Anlagen MAR GT II, MAR GT III sowie MAR DT III in Marbach zum 01.04.2018 herzustellen bzw. ab diesem Zeitpunkt beizubehalten.

Betriebsbereitschaft im Sinne dieser Anforderung ist der Zustand der Betriebsbereitschaft, wie er in dem derzeit geltenden Netzreservevertrag MAR geregelt ist. Gleiches gilt hinsichtlich der Bereitstellung und des Einsatzes der Anlagen.

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

Zur Klarstellung möchten wir festhalten, dass wir ungeachtet dieser Anforderung anstreben, noch vor dem 01.04.2018 einen Netzreservevertrag mit Geltung für den Zeitraum vom 01.04.2018 bis zum Ablauf von 12 Monaten ab dem Tag der Inbetriebnahme des Engpassbewirtschaftungsverfahrens zwischen Deutschland und Österreich mit Ihnen zu schließen.

Bitte informieren Sie uns über die Dauer und die Kosten der aufgrund dieser Anforderung erforderlichen Maßnahmen.

Mit freundlichen Grüßen



Dr. Werner Gotz

Heiner Jöswig

EnBW
Energie Baden-Württemberg AG

EnBW Energie Baden-Württemberg AG

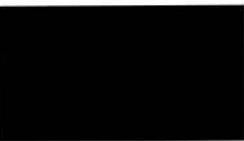


TransnetBW GmbH

[REDACTED]
Ostber Str. 15-17
70173 Stuttgart

Dornacher Allee 93
76131 Karlsruhe
www.enbw.com

Name
Betreiber
Betreiber
L. Mar
En-Schreibes



Erforderliche Maßnahmen zur Herstellung und Vorhaltung der Betriebsbereitschaft von MAR GT II, MAR GT III und MAR DT III am Kraftwerksstandort Marbach

11. Dezember 2017

Sehr geehrter Herr [REDACTED], sehr geehrter [REDACTED],

mit Schreiben vom 23.11.2017 haben Sie uns im Anschluss an die nochmalige Prüfung und Ausweisung der Systemrelevanz der o.g. zur endgültigen Stilllegung angemeldeten Kraftwerksblöcke vom 17.11.2016 durch Sie und deren Genehmigung durch die BNetzA vom 29.03.2017 zumindest bis zum Ablauf von 12 Monaten ab dem Tag der Inbetriebnahme der Bewirtschaftung des Netzengpasses zwischen Deutschland und Österreich, längstens jedoch bis zum 31.03.2020 zur Herstellung bzw. Beibehaltung der Betriebsbereitschaft der o.g. Kraftwerksblöcke auf dem durch den derzeit geltenden Netzreservevertrag Marbach bestimmten Niveau aufgefordert. Sie weisen außerdem darauf hin, dass eine Anlagenvorhaltung ohnehin zumindest in dem von § 13 Abs. (5) S. 11, 1 Alt. EnWG gezogenen Rahmen gesetzlich vorgeschrieben sei.

Hinsichtlich der hierfür zunächst bei EnBW anfallenden Kosten verweisen Sie zu deren Erstattungsfähigkeit der Höhe nach lediglich allgemein auf die gesetzlichen Regelungen des EnWG sowie der NetzResV und im Übrigen auf die Absicht, eine Anschlussregelung zum demnächst Ende März kommenden Jahres auslaufenden Netzreservevertrag rechtzeitig noch vor dessen Auslaufen zu vereinbaren.

Ihrer ebenfalls ausgesprochenen Bitte, Ihnen notwendige Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft auf dem von Ihnen angeforderten Niveau sowie deren Dauer und Kosten mitzuteilen, kommen wir mit diesem Schreiben gerne nach. Bitte entnehmen Sie die entsprechenden Angaben der als Anhang 1 zu diesem Schreiben beigefügten tabellarischen Darstellung.

Sitz der Gesellschaft Karlsruhe
Amtsgericht Mannheim
HRB Nr. 107956
Steuer-Nr. 3500701075

Vorsitzender des Aufsichtsrats
Lutz Feldmann

Vorstand
Dr. Frank Matthias (Vorsitzender)
Dr. Bernhard Beck
Thomas Kusterer
Dr. Hans-Joel Zimmer

1 / 3



Wir weisen Sie in diesem Zusammenhang darauf hin, dass wir unabhängig von der weiteren Entwicklung des Netzreservevertrags praktisch gezwungen sind, für die Planung und Durchführung etwaiger Maßnahmen an den Kraftwerksblöcken alle kostenrelevanten Annahmen bereits vor Veranlassung dieser Maßnahmen zu treffen und dies später grundsätzlich nicht mehr rückholbar ist. Wir verstehen Ihre Aufforderung zur Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft auf gegenwärtigem Niveau daher als unabhängig von etwaigen späteren vertraglichen Regelungen bereits jetzt als rechtsverbindlich i.S.d. gesetzlichen Regelungen des § 13 Abs. (5) S. 11, 2. Alt. im Zusammenspiel mit § 13c Abs. (1) EnWG soweit auch der Zeitraum nach Auslauf des aktuellen Netzreservevertrags betroffen ist. 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 ausgeloste Kosten aufzufangen wären.

Wir erinnern außerdem daran, dass wir die aufgeführten Maßnahmen aufgrund unserer ausgewiesenen, umfassenden Erfahrungen im Betrieb von Kraftwerken, sowohl allgemein als auch speziell der hier gegenständlichen Blöcke, für notwendig i.S.d. § 13c Abs. 1 S. 1 EnWG erachten sowie deren Dauer 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. Für die Durchführung der beschriebenen Maßnahmen im Zusammenhang mit der Herstellung und Vorhaltung der Betriebsbereitschaft bitten wir höflich um eine rechtsverbindliche Bestätigung der Übernahme der damit einhergehenden und von uns nachgewiesenen Kosten dem Grunde nach. Die Höhe dieser, zusätzlich zu den noch zu ermittelnden Leistungsvorhalten und Kapitalbindungskosten entstehenden Kosten kann erst nach der Durchführung der gesamten Maßnahmen abschließend beziffert werden.

Für die Umsetzung der Maßnahmen haben wir bereits bilateral den Zeitraum vom 04.09.2018 – 01.10.2018 abgestimmt.

Über Ihre zeitnahe Rückmeldung freuen wir uns.

Freundliche Grüße

EnBW Energie Baden-Württemberg AG

i.V. Konrad Ebert

i.A. Dr. Andreas Kräuter

Anlage

2 / 3



Anhang 1

Zur Herstellung bzw. Vorhaltung der Betriebsbereitschaft MAR sind wesentliche Mindestmaßnahmen in folgenden Gewerken durchzuführen:

#	Maßnahmen	Kosten [k€] gesamt
GT2		
1		
2		
3		
<i>Zwischensumme GT2</i>		
GT3 / DT3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		
<i>Zwischensumme GT3 / DT3</i>		
	Summe	

Ggf. weitere erforderliche Tätigkeiten zur Herstellung der Betriebsbereitschaft, die heute noch nicht absehbar sind (bspw. als Ergebnis der Befundungen im Rahmen der Revision in 2018) werden in Abstimmung mit der ING ebenfalls durch EnBW eingeleitet.

Erstmalige Herstellung der Betriebsbereitschaft und Servicelevel

Mit Schreiben vom 19. Dezember 2013 wurden der EnBW seitens der TNG Anforderungen an die Anlagen in Marbach mitgeteilt, die für eine Betriebsbereitschaft zu erfüllen sind („Service-Level“).

TRANSNET BW

TRANSNET BW / OHMSTRASSE 4 / 73240 WENDLINGEN

EnBW Erneuerbare und Konventionelle Erzeugung AG
Herrn
Lichtenbergstraße 23
74076 Heilbronn

DATUM
19/12/2013
ANSPRECHPARTNER/IN
BEREICH
TELEFON
TELEFAX
E-MAIL

Betreff: Anforderungen der TransnetBW-Systemführung an das potentielle Reservekraftwerk Marbach

Sehr geehrter Herr

anbei die konkretisierten Anforderungen der TransnetBW-Systemführung an das potentielle Reservekraftwerk Marbach. Die Anforderungen wurden vorab im Kreis der deutschen Übertragungsnetzbetreiber grundsätzlich abgestimmt und an die Spezifika des Kraftwerks, die im Rahmen des Treffens am 22.11.2013 vorgestellt wurden, angepasst.

Gerne möchten wir Ihrem Vorschlag für das Servicelevel 2 folgen und dies wie bereits angekündigt, nach Möglichkeit, auf einen Servicelevel 2 PLUS erweitern.

Einsatzbereitschaft (inklusive An- und Abfahrzeit) im Servicelevel 2:

- GT II 77 MW Mo - So 00:00 - 24:00
- GT III 85 MW Mo - So 00:00 - 24:00
- DT MAR III 262 MW Mo - Fr 14,4 Stunden (im Zeitraum 05:45 - 21:45 Uhr)

Für die Dampfturbine DT III würden wir gerne zusätzlich auf eine Rufbereitschaft zurückgreifen, mit der das vorgeschlagene Zeitfenster für den Zeitraum einer Woche pro Monat/Quartal auf Mo-So 00:00-24:00 erweitert werden kann. Natürlich ist uns hier an einer Lösung gelegen, die für alle Beteiligten tragbar ist.

Bislang zeigen die Bedarfsanalysen der Übertragungsnetzbetreiber keinen Bedarf für den Einsatz von Reservekraftwerken im Sommerhalbjahr. Eine Option mit der die DT MAR III auch im Sommerhalbjahr gemäß den Winteranforderungen gefahren werden kann, sollte im Vertrag vorgesehen werden, da hier Auf-

TransnetBW GmbH
Ohmstraße 4
73240 Wendlingen
Postfach 1265
73237 Wendlingen
Germany

T + 49 711 21858 0
F + 49 711 21858 4405
www.transnetbw.de

Geschäftsführung:
Rainer Joswig
Dr. Rainer Pflaum

Vorsitzender des
Aufsichtsrats:
Dr. Hans-Josef Zimmer

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 6095 0101 0001 3695 20

Ein Unternehmen
der EnBW-Gruppe

grund von Lerneffekten im Rahmen der Bedarfsanalysen und Änderungen an Netz und Kraftwerkspark in den kommenden Jahren ein Bedarf entstehen kann.

Grundsätzlich sollten Probestarts in einer Regelmäßigkeit und in einem Umfang durchgeführt werden, mit dem die Einsatzfähigkeit des Kraftwerks im Winter sichergestellt ist. Probestarts und Kraftwerksfahrten zur Personalausbildung sind aus unserer Sicht ebenfalls betrieblich notwendig. Dazu kommen wir gerne auf das von Ihnen im Oktober 2012 skizzierte Konzept zurück, das um den letzten Gesichtspunkt zu erweitern ist.

Bezüglich des Zeitraums einer Kontrahierung als Reservekraftwerk können wir ab April 2014 nach Abschluss der aktuellen Bedarfsanalysen nähere Angaben machen. Die Ergebnisse der letzten Bedarfsanalysen deuten jedoch bereits darauf hin, dass auch im Winter 2017/2018 Bedarf an Reserveleistung besteht.

Für weitere Klärung der noch offenen Punkte können wir gerne ein gemeinsames Telefonat ansetzen.

Freundliche Grüße



i.V. Markus Furst

i.A. Patrick Wajant

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



Bundesnetzagentur

Bundesnetzagentur • Postfach 90 01 • 53105 Bonn

Zustellung gegen Empfangsbekanntnis

TransnetBW GmbH

Pariser Platz/Osloer Straße 15-17
70173 Stuttgart

Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom
17.11.2016

Mein Zeichen, meine Nachricht vom
608-16-012
608e

☎ (02 28)

Bonn
29.03.2017

Genehmigungsbescheid der Bundesnetzagentur gemäß § 13b Abs. 5 EnWG zur Systemrelevanzausweisung von Kraftwerksblöcken in Marbach und Walheim
Aktenzeichen: 608-16-012

In dem Verwaltungsverfahren

gegenüber der

TransnetBW GmbH, Pariser Platz/Osloer Straße 15-17, 70173 Stuttgart

- Antragstellerin -

wegen

ihres Antrags auf Genehmigung der Systemrelevanzausweisung von Kraftwerksblöcken in Marbach und Walheim

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

am 29.03.2017 entschieden:

Bundesnetzagentur für
Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und
Eisenbahnen

Tel: +49 (0) 228 14-38 72

E-Mail:
postfach@bnetza.de
Telefax:
http://www.bundesnetzagentur.de

Kontoverbindung:
Bundeskasse TNG
ÜB: Saarbrücken
(BLZ 593 003 00)
Konto-Nr.: 590 010 29

Behörde für Bonn
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
☎ (02 28) 14 0

Auf Antrag der Antragstellerin wird die Ausweisung der Systemrelevanz der von der EnBW Energie Baden-Württemberg AG betriebenen Kraftwerksblöcke

- Dampfkraftwerk Marbach am Neckar, Marbach II GT (BNA0647)
- Dampfkraftwerk Marbach am Neckar, Marbach III GT (solo) (BNA0648)
- Dampfkraftwerk Marbach am Neckar, Marbach III DT (BNA0649)
- Kraftwerk Walheim, WAL 1 (BNA1005)
- Kraftwerk Walheim, WAL 2 (BNA1006)

bis zum Ablauf von 12 Monaten ab dem Tag der Inbetriebnahme des Engpassbewirtschaftungsverfahrens zwischen Deutschland und Österreich genehmigt, längstens jedoch bis zum Ablauf des 31. März 2020. Im Übrigen wird der Antrag abgelehnt.

Gründe:

I.

Mit Schreiben vom 05.07.2013 zeigte die Rechtsvorgängerin der EnBW Energie Baden-Württemberg AG – die EnBW Erneuerbare und Konventionelle Erzeugung AG – (im Folgenden: EnBW) gegenüber der Bundesnetzagentur sowie gegenüber der Antragstellerin an, dass die nachstehenden Anlagen an den Standorten Marbach und Walheim zum 05.07.2014 ohne Konservierungsmaßnahmen außer Betrieb genommen werden sollen:

Kraftwerksnr. Bundesnetz- agentur	Kraftwerksname	Blockname	Energieträger	Nettonennleistung (elektrisch) in MW laut KW-Liste der BNetzA
BNA0647	Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach II GT	Mineralölprodukte	77,4
BNA0648	Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach III GT (solo)	Mineralölprodukte	85,0
BNA0649	Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach III DT	Mineralölprodukte	262,0
BNA1005	Kraftwerk Walheim	WAL 1	Steinkohle	96,0
BNA1006	Kraftwerk Walheim	WAL 2	Steinkohle	148,0

Mit Schreiben vom 25.10.2013 stellte die Antragstellerin als verantwortliche Übertragungsnetzbetreiberin daraufhin nach § 13a Abs. 2 EnWG a.F. bei der Bundesnetzagentur den Antrag, die

von ihr vorgenommene Systemrelevanzausweisung der vorstehenden Erzeugungsanlagen der EnBW für die Dauer von 24 Monaten zu genehmigen. Die Bundesnetzagentur genehmigte auf diesen Antrag hin mit Bescheid vom 19.12.2013 (Az.: 608-12-003) die Systemrelevanzausweisung der vorbezeichneten Anlagen in Marbach und Walheim für die Dauer von 24 Monaten.

Mit Schreiben vom 15.06.2015 zeigte die Antragstellerin an, die genannten Anlagen erneut für einen Zeitraum von 24 Monaten als systemrelevant ausgewiesen zu haben und beantragte, die Genehmigung dieser wiederholten Ausweisung. Hierauf erging am 15.09.2015 ein Bescheid der Bundesnetzagentur (Az.: 608-15-011), in dem die Ausweisung für den Zeitraum vom 06.07.2016 bis zum 31.03.2018 genehmigt wurde.

Mit zwei Schreiben vom 17.11.2016, eingegangen am selben Tag, zeigte die Antragstellerin an, die Systemrelevanzausweisungen der genannten Anlagen bis zum 31.03.2020 erneut verlängert zu haben und beantragte die Genehmigung dieser Ausweisungsentscheidungen.

Mit Schreiben vom 20.01.2017 hat die Bundesnetzagentur der Antragstellerin mitgeteilt, dass der Antrag erst nach Vorliegen der Systemanalysen geprüft und beschieden werden könne. Sie bat die Antragstellerin vorsorglich, einer Verlängerung der Frist nach § 13b Abs. 5 Satz 6 Nr. 1 EnWG zuzustimmen.

Die Antragstellerin hat daraufhin mit Schreiben vom 15.02.2017 einer Verlängerung der Frist bis zum 31.03.2017 zugestimmt.

Die Bundesnetzagentur gab mit Schreiben vom 08.03.2017 der EnBW Gelegenheit, zum vorliegenden Genehmigungsverfahren Stellung zu nehmen, insbesondere zur geplanten Entscheidung der Bundesnetzagentur, den Antrag bis zum Ablauf von 12 Monaten ab dem Tag der Inbetriebnahme des Engpassbewirtschaftungsverfahrens zwischen Deutschland und Österreich, längstens jedoch bis zum Ablauf des 31. März 2020 zu genehmigen. Mit Schreiben vom 17.03.2017 teilte die EnBW mit, die in der beabsichtigten Genehmigungsentscheidung zum Ausdruck kommende Verknüpfung zwischen dem zeitlichen Ablauf der Systemrelevanzausweisungsgenehmigung und der Einführung des geplanten Engpassmanagementverfahrens zwischen Deutschland und Österreich nicht nachvollziehen zu können. EnBW begründete dies damit, dass im Januar 2017 eine Wetter- und Einspeisekonstellation vorgelegen habe, die zu einer Gefährdung der Systemstabilität des Übertragungsnetzes führte, die auch ein existierendes Engpassmanagementverfahren an der deutsch-österreichischen Grenze nicht hätte verhindern können. Es bestehe ein eigenständiges Gefährdungsszenario für die Netzstabilität, das die Verfügbarkeit von sämtlichen Kraftwerken in Süddeutschland erforderlich mache. Zudem betonte EnBW die Notwendigkeit, frühzeitig über Verlängerungen von Systemrelevanzausweisungen

und -genehmigungen informiert zu werden und ein konkretes Datum genannt zu bekommen, von dem an das Netzreservekraftwerk endgültig nicht mehr systemrelevant sei und dessen Betrieb endgültig eingestellt werden könne. Diese Informationen seien erforderlich, um dem Unternehmen und insbesondere auch der eigenen Belegschaft hinreichende Planungssicherheit zu verschaffen. Abschließend erklärt EnBW in seiner Stellungnahme, dass die von der Bundesnetzagentur in Aussicht gestellte Genehmigungsentscheidung trotz des ggf. kürzer ausfallenden Genehmigungszeitraums als von der Antragstellerin beantragt, der EnBW vorerst hinreichende Planungssicherheit zum Weiterbetrieb der Kraftwerksblöcke in Marbach und Walheim gebe.

Wegen weiterer Einzelheiten wird auf die Akte verwiesen.

II.

Dem Antrag auf Genehmigung der Ausweisung der benannten Kraftwerksblöcke in Marbach und Walheim als systemrelevante Anlagen ist bis zum Zeitpunkt der voraussichtlichen Einführung eines Engpassmanagementverfahrens an der deutsch-österreichischen Grenze (im Folgenden: EPM DE-AT) zuzüglich einer Übergangsfrist von 12 Monaten stattzugeben. Insoweit ist der Antrag zulässig und begründet. Im Übrigen ist er unbegründet.

- 1 Die Antragstellerin ist als systemverantwortlicher Übertragungsnetzbetreiber antragsbefugt. Die benannten Anlagen wurden in der Vergangenheit von der Antragstellerin bereits zweimal als systemrelevant ausgewiesen. Diese Ausweisungen wurden von der Bundesnetzagentur jeweils genehmigt, zuletzt mit Bescheid vom 15.09.2015. Der systemverantwortliche Übertragungsnetzbetreiber hat für die Zeit, die sich an einen aktuell genehmigten Zeitraum anschließt, zu prüfen, ob eine Anlage auch zukünftig systemrelevant ist. Ergibt die Prüfung, dass eine über den aktuell genehmigten Zeitraum hinausgehende Systemrelevanz der Anlage besteht, hat der Übertragungsnetzbetreiber eine entsprechende Systemrelevanz entsprechend auszuweisen und einen Antrag auf Genehmigung der verlängerten Ausweisung der Systemrelevanz für den künftigen Prognosezeitraum zu stellen. Denn ohne eine erneute bzw. verlängerte Genehmigung der Systemrelevanzausweisung, stünde dem Übertragungsnetzbetreiber eine Anlagen nach Ablauf der aktuellen Genehmigung, vorliegend dem 31.03.2018, für Redispatchmaßnahmen gemäß §§ 13b Abs 5 S 11 iVm. 13b Abs. 4 S 3 iVm. § 13a Abs. 1 EnWG nicht mehr zur Verfügung.
- 2 Die verfahrensgegenständlichen Anlagen sind systemrelevant im Sinne des § 13b Abs. 5 Satz 1 Nr. 1, Abs. 2 Satz 2 EnWG. Eine Anlage ist gemäß § 13b Abs. 2 Satz 2 EnWG systemrelevant, wenn ihre Stilllegung mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führen würde und diese Gefährdung oder Störung nicht durch andere angemessene Maßnahmen beseitigt werden kann.

a) Eine Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems liegt gemäß § 13d Abs. 1 EnWG und § 2 Abs. 2 Satz 1 NetzResV vor, wenn örtliche Ausfälle des Übertragungsnetzes oder kurzfristige Netzengpässe drohen oder zu besorgen ist, dass die Haltung von Frequenz, Spannung oder Stabilität durch die Übertragungsnetzbetreiber nicht im erforderlichen Maße gewährleistet werden kann.

Die Antragstellerin begründet ihren Antrag mit dem Bedürfnis, die Blöcke für strombedingte Redispatch-Einsätze im Starkwind-Starklast-Szenario sowie in Starklastzeiten mit geringer Erzeugung aus Erneuerbaren Energien zu benötigen. Zur Überzeugung der Bundesnetzagentur hat die Antragstellerin dargelegt, dass die verfahrensgegenständlichen Anlagen zum Zwecke des strombedingten Redispatch-Einsatzes in Situationen mit starker Windeinspeisung und gleichzeitig hoher Last („Starkwind-Starklast-Situationen“) zumindest bis zum Start des EPM DE-AT benötigt werden, dessen geplanter Betriebsbeginn der 03.07.2018 ist. Die Übertragungsnetzbetreiber haben der Bundesnetzagentur am 24.02.2017 die gemäß § 3 Abs. 2 NetzResV zur Ermittlung des Netzreservebedarfs zu erstellende Systemanalyse vorgelegt, die das Winterhalbjahr 2017/2018 sowie den Zeitraum vom 01.04.2018 bis zum 31.03.2019 („t+2“) zum Gegenstand hat. Aus der Systemanalyse, die gemäß § 13b Abs. 2 S. 3 EnWG zur Begründung der Systemrelevanz von zur Stilllegung angezeigten Kraftwerken herangezogen werden soll, geht nach entsprechender Überprüfung durch die Bundesnetzagentur zutreffend hervor, dass die Anlagen in Marbach und Walheim jedenfalls in der Stunde mit dem höchsten Redispatchbedarf innerhalb des Betrachtungszeitraums t+2, einer Starkwind-Starklast-Situation, von den Übertragungsnetzbetreibern zum Redispatch hochgefahren und damit zur Gewährleistung der Systemstabilität benötigt wird. Zu diesem Ergebnis kommen die Übertragungsnetzbetreiber unter Zugrundelegung eines gemeinsamen deutsch-österreichischen Marktgebiets.

b) Die endgültige Stilllegung der Kraftwerksblöcke in Marbach und Walheim würde mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems im Sinne des § 13b Abs. 2 Satz 2 EnWG führen. Maßstab für die Beurteilung der Erheblichkeit der Gefährdungslage ist gemäß § 2 Abs. 2 Satz 2 NetzResV der Erhalt der Systemsicherheit unter Berücksichtigung der anerkannten Regeln der Technik für den sicheren Netzbetrieb im Sinne von § 49 Abs. 1 Satz 2 EnWG.

Zu den allgemein anerkannten Regeln der Technik im Sinne des § 49 Abs. 1 Satz 2 EnWG zählen sämtliche technischen Regeln, die von der Mehrheit der Fachleute als aktuell richtig anerkannt werden und die sich zudem bereits in der Praxis bewährt haben. Aus dem Kapitel A („N-1 Security Principle (operational planning and real time operation)“) des UCTE Operation Hand-

book, das sich ENTSO-E zu Eigen gemacht hat, ergeben sich die insoweit maßgeblichen allgemein anerkannten Regeln der Technik des sicheren Netzbetriebs.¹

c) Die Antragstellerin nimmt mit ihrer Systemrelevanzausweisung zu Recht an, dass die endgültigen Stilllegungen der verfahrensgegenständlichen Kraftwerksblöcke in Marbach und Walheim mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führen.

Die Vorschrift des § 13b EnWG verlangt nicht, dass ein als „sicher“ feststehender Kausalzusammenhang zwischen der stilllegungsbedingten Nichtverfügbarkeit der betreffenden Erzeugungseinheiten und der Beeinträchtigung des sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungsnetzes vorliegen muss. Es reicht vielmehr aus, wenn die Nichtverfügbarkeit mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer Beeinträchtigung des sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs führt. Vor dem Hintergrund des überragenden öffentlichen Interesses an der gesicherten Elektrizitätsversorgung von Bürgern, Unternehmen und staatlichen Einrichtungen ist es vorliegend nicht geboten, übermäßige Anforderungen an das Maß der Eintrittswahrscheinlichkeit zu stellen.

Anlässlich der Systemrelevanzprüfung war die Antragstellerin daher gehalten, einen entsprechend vorsichtigen Maßstab anzulegen. Gemäß der ordnungsrechtlichen „je-desto-Formel“ hängt die rechtlich noch akzeptable Schadenseintrittswahrscheinlichkeit vom möglichen Schadensumfang ab. Dementsprechend ist bei denkbaren Kausalverläufen mit potentiell großen Schäden eine geringere Eintrittswahrscheinlichkeit zu verlangen, als bei Ursachenverkettungen mit potentiell begrenztem Schadensausmaß. An die Wahrscheinlichkeit des Schadenseintritts sind mithin umso geringere Anforderungen zu stellen, je größer der zu erwartende Schaden und je ranghöher das vom Gesetz geschützte Schutzgut sind. Diesem Maßstab ist die Antragstellerin bei ihrer Systemrelevanzausweisung der Anlagen in Marbach und Walheim gerecht geworden. Gemessen an dem volkswirtschaftlichen Schaden eines unkontrollierten flächendeckenden Stromausfalls und den dabei drohenden Personen- und Sachschäden hat die Antragstellerin mit der Annahme der Systemrelevanz der verfahrensgegenständlichen Anlagen für strombedingte Redispatch-Einsätze einen nicht zu beanstandenden Maßstab an die Wahrscheinlichkeit des Gefahreneintritts angelegt.

- 3 Ob die Anlage, wie von der Antragstellerin vorgetragen, auch in einem Szenario mit hoher Last und geringer Einspeisung aus Anlagen erneuerbarer Energien systemrelevant ist, kann dahinstehen, da sich die Systemrelevanz jedenfalls aus der auf einem Starkwind-Starklast-Szenario be-

¹ https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_3_final.pdf (Stand: 30.12.2016).

ruhenden Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber vom 24.02.2017 ergibt, die insoweit auch von der Bundesnetzagentur geprüft worden ist.

Dies gilt jedenfalls bis zur Einführung des EPM DE-AT zuzüglich einer hieran anschließenden Einschwingphase. Ob auch nach Einführung des Engpassmanagements die Systemrelevanz der Kraftwerksblöcke gegeben sein wird, ist aus Sicht der Bundesnetzagentur noch nicht nachgewiesen. Es bedarf daher zunächst weiterer Analysen der Übertragungsnetzbetreiber. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass die Antragstellerin gemeinsam mit den anderen Übertragungsnetzbetreiber entsprechende Untersuchungen durchführen wird. Für den Fall, dass eine Systemrelevanz der Anlage dargetan wird, ist die Antragstellerin gehalten, die entsprechende Ausweisung gegenüber dem Kraftwerksbetreiber zu erlassen und bei der Bundesnetzagentur zur Genehmigung vorzulegen.

In diesem Zusammenhang ist die in den Anhörungsschreiben der Drittbetroffenen erhobene Forderung zurückzuweisen, wonach die Bundesnetzagentur ein konkretes Datum bestimmen soll, ab dem (erneute) Systemrelevanzausweisungen und –genehmigungen endgültig nicht mehr erfolgen dürfen, also die Regelungen der §§ 13b ff. EnWG künftig überhaupt nicht mehr zur Anwendung kommen. Die Drittbetroffenen machen geltend, dass sie im Interesse ihrer unternehmerischen Planungssicherheit ein verbindliches Datum benötigen, von dem an Stilllegungsuntersagungen nicht mehr erfolgen dürfen.

Jedoch ist weder in den §§ 13b ff. EnWG noch der NetzResV ein derartiges Enddatum festgelegt, ab dem die Stilllegungsverbotsregelungen nicht mehr gelten. Ebenfalls fehlt es an einer Ermächtigung der BNetzA oder der zuständigen Übertragungsnetzbetreiber, selbst ein derartiges Enddatum bestimmen zu dürfen. Im Gegenteil sind durch die Novellierung des EnWG im Rahmen des sog. Strommarktgesetzes die §§ 13b ff. - anders als noch in den Vorgängerregelungen des alten EnWG - nicht mehr in ihrer zeitlichen Geltung befristet worden. Unabhängig hiervon ist es gleichwohl weiterhin zulässig, eine Systemrelevanzausweisungsgenehmigung mit einer Nebenbestimmung zu versehen. Wenn der Übertragungsnetzbetreiber feststellt, dass nach Ablauf der Genehmigung die Systemrelevanz fortbesteht, hat er das entsprechende Kraftwerk erneut als systemrelevant auszuweisen und bei der Bundesnetzagentur zu beantragen, diese Ausweisung zu genehmigen.

4. 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 durfte die Ausweisung der Systemrelevanz auf die gesamte Nennleistung der genannten Kraftwerksblöcke in Marbach und Walheim beziehen.

5. In zeitlicher Hinsicht ist die Ausweisung der Systemrelevanz durch die Antragstellerin bis zum Ablauf von 12 Monaten nach dem Tag der Inbetriebnahme des Engpassbewirtschaftungsverfahrens zwischen Deutschland und Österreich zu genehmigen.

Nach § 13b Abs. 5 Satz 8 EnWG ist die Ausweisung auf den Zeitraum zu beschränken, der erforderlich ist, um die Gefährdung abzuwenden.

Der Genehmigungszeitraum für die Systemrelevanzausweisung ist inhaltlich mit der Einführung des EPM DE-AT zu verknüpfen. Aus der aktuellen Feststellung des Netzreservebedarfs vom 29.04.2016 geht hervor, dass der gegenwärtige Zustand der bestehenden Transport- und Leitungsengpässe bis zum Beginn des EPM DE-AT mit hinreichender Wahrscheinlichkeit fortbestehen wird. Entsprechend werden für diesen Zeitraum auch die ausgewiesenen Kraftwerksblöcke in Marbach und Walheim für den möglicherweise notwendigen Redispatch-Einsatz bereitstehen müssen.

Erst mit Einführung des EPM DE-AT wird der Bedarf an strombedingtem Redispatch erheblich sinken, womit entsprechend die Systemrelevanz von Netzreservekraftwerken entfallen könnte, die nicht mehr zur Bereitstellung von Redispatchleistung benötigt werden. Dieser Umstand ist in Form einer Beschränkung des Genehmigungszeitraums zu berücksichtigen. Die von der Antragstellerin begehrte Ausweisungsgenehmigung bis zum 31.03.2020 kann nicht erteilt werden, da die Einführung des EPM DE-AT und damit der mögliche Wegfall der Systemrelevanz der Kraftwerksblöcke zeitlich vor dem 31.03.2020 eintreten kann. Gleichwohl sind bei der Entscheidung über die Dauer des Genehmigungszeitraums die Interessen der Drittbetroffenen, der EnBW, zu wahren. Aus Gründen der Rechtsklarheit und Verhältnismäßigkeit muss vermieden werden, dass eine Situation entsteht, in der die Drittbetroffene als Verantwortliche des in den Anlagen beschäftigten Personals nach Einführung des EPM DE-AT dazu gebracht wird, die Anlagen „von heute auf morgen“ stilllegen zu müssen. Um der Drittbetroffenen und ihren Beschäftigten ein hinreichendes Maß an Planungssicherheit zu verschaffen, ist ein zeitlicher Vorlauf von 12 Monaten vor dem Genehmigungsende der Systemrelevanzausweisung einzuräumen. Die Bestimmbarkeit des Datums, an dem die Genehmigungsentscheidung ausläuft, wird dadurch sichergestellt, dass die Vorlauffrist nach 12 Monaten ab dem Tag der Inbetriebnahme des EPM DE-AT abläuft.

Der Ausweisungszeitraum beginnt mit dem Ablauf des vorherigen Ausweisungszeitraums aus dem Genehmigungsbescheid vom 15.09.2015 (Az. 608-15-011), d.h. am 01.04.2018 um 00:00 Uhr.

- 6 Soweit die ausgewiesenen Anlagen systemrelevant sind, ist der Antrag zu genehmigen. Ein Ermessen kommt der Bundesnetzagentur insoweit nicht zu.

III.

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diese Entscheidung kann binnen einer Frist von einem Monat nach Zustellung dieser Entscheidung Beschwerde eingelegt werden. Die Beschwerde ist schriftlich bei der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb dieser Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

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

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

Bonn, den
29.03.2017



Achim Zerres
(Abteilungsleiter Energieregulierung)

Anhang 1b: Schreiben BNetzA „4-Stufenmodell“



Bundesnetzagentur



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 Nachweisobliegenheiten 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 klar gestellt, dass die Netzreserveanlagenbetreiber keine Opportunitätskosten geltend machen können. Das Strommarktgesetz hat diese kategorische Ablehnung teilweise revidiert. Nuncmehr 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 Be-

gründung 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 marktangemessene 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 Gesetz-

zesbegründung (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, Ur. 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. Wertermittlungstichtag (§ 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. Wertermittlungstichtag 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

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

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 Ist-kostenabrechnung. Die Beschlusskammer ist bereit, auch einen durchschnittlichen EKR_d der letzten 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 den Zeitraum vom 30.07.2016 bis zum 31.12.2016 eine Verzinsung in Höhe von bis zu 13,81% und für das Jahr 2017 in Höhe von bis zu 12,69% für anererkennungsfähig.

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 2017 eine Verzinsung in Höhe von bis zu 12,69%, mithin 126.900 € 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 Systemre-

levanzausweisung, 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 13,81% bis zum 31.12.2016 und für das Jahr 2017 in Höhe von bis zu 12,69% 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 13,81% bis zum 31.12.2016 und für das Jahr 2017 in Höhe von bis zu 12,69% entsprechend dem Umfang der berücksichtigungsfähigen Kapitalbindung nach Ziffer I.

[Stand: 16. November 2018; Der Hinweis vom 11.10.2018 mit derselben Überschrift wird durch den vorliegenden ersetzt.]

Anhang 2: Servicelevel der Anlagen MAR GT II, GT III und DT III

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

Anlage	Mindestleistung	maximaler Lastgradient im Lastfolgebetrieb	Einsatztage	Einsatzzeitfenster inkl. An- und Abfahrzeiten	Anforderungszeit bis zur Netzsynchro-nisation	Mindestbetriebszeit	Anforderungszeit bis zur Netztrennung
GT II (77 MW)	55 MW	[REDACTED]	Mo-So	00:00-24:00	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
GT III (85 MW)	60 MW		Mo-So	00:00-24:00			
DT III (262 MW)	110 MW		Mo-Fr	05:45-20:05			

Zur Anforderungszeit kommt die EnBW interne Vorlaufzeit von 30 min beim Dispatching hinzu, diese gilt unabhängig vom Einsatzzeitfenster der Anlage.

Sommerbetrieb:

Die Leistungen der Anlagen verschlechtern sich im Sommer bei erhöhten Kühlwasser- bzw. Umgebungstemperaturen . Bei der DT III ist mit einer Einschränkung der Leistung auf rd. [REDACTED] im Frischlüfterbetrieb und auf rd. [REDACTED] im Kombibetrieb auszugehen, bei den GTs von einer Leistungsreduzierung um bis zu [REDACTED].

Zur Klarstellung bei DT III:

Während des Einsatzzeitfensters ist das Personal zum Einsatz der Anlagen vor Ort, d.h. eine Einspeisung (d.h. Netzsynchro-nisation) ist frühestens ab [REDACTED] möglich. Die Anforderung an das Dispatching wäre in diesem Fall spätestens bis [REDACTED] zu richten.

Sonderbereitschaft DT III

Mit Vorlauf von [REDACTED] kann eine Sonderbereitschaft der DT III während eines zusammenhängenden Zeitraums von [REDACTED] angefordert werden. Danach erfolgt die reguläre Betriebsbereitschaft wie oben festgelegt.

Zur Klarstellung:

Insgesamt besteht somit im Ausnahmefall eine maximale Betriebsbereitschaft der DT III über [REDACTED].

Anhang 3: Probestartkonzept

MAR GT II

Ca. [REDACTED] nach der letzten Trennung vom Netz erfolgt ein Probestart inkl. Netzsynchro- nisation. Nach spätestens [REDACTED] muss die Anlage auf Volllast in einen sta- tionären Betrieb (z.B. Leistung, Dehnung, Druck, Temperatur usw.) gefahren werden.

MAR GT III

Ca. [REDACTED] nach der letzten Trennung vom Netz erfolgt ein Probestart inkl. Netzsyn- chronisation. Nach spätestens [REDACTED] muss die Anlage auf Volllast in einen sta- tionären Betrieb (z.B. Leistung, Dehnung, Druck, Temperatur usw.) gefahren werden.

MAR DT III

Ca. alle [REDACTED] erfolgt ein Probestart des Kessels ohne Beaufschlagung der Turbine bzw. Netzsynchro nisation.

Ca. alle [REDACTED] nach der letzten Trennung vom Netz erfolgt ein Probestart im Kombi- betrieb (DT III + GT III) inkl. Netzsynchro nisation. Nach spätestens [REDACTED] muss die Anlage auf Volllast in einen stationären Betrieb (z.B. Leistung, Dehnung, Druck, Temperatur usw.) gefahren werden.

Abwicklung:

EnBW informiert die Betriebsplanung der TNG möglichst frühzeitig über erforderli- che Probestarts und das dabei abzufahrende Profil. Zum abgestimmten Zeitpunkt wird die Hauptschaltleitung der TNG die Lieferung der daraus resultierenden Ener- giemengen anfordern.

Anhang 4:

Beschaffungskonzept Brenn- Hilfs- und Zusatzstoffe und Stromeigenbedarf

Wiederbeschaffung von Brenn- Hilfs- und Zusatzstoffen:

Die Wiederbeschaffung des Brennstoffes (HEL) erfolgt vertraglich aus den am Standort existierenden Öltanks über Ölleitungen je nach aktuellem monatlichen Verbrauch. Für den Bezug bestehen folgende Einschränkungen:

Durch den derzeit gültigen Vertrag mit [REDACTED] besteht bis zum [REDACTED] eine Liefer- und Wiederbeschaffungsbeschränkung von garantierten [REDACTED] HEL innerhalb von [REDACTED] Arbeitstagen. Der Abruf des kompletten in Anhang 1 beschriebenen Einsatzszenarios ist dementsprechend eingeschränkt. Weitere Brennstoffmengen werden nach Können und Vermögen bereitgestellt.

Spätestens ab dem [REDACTED] steht EnBW zunächst befristet bis zum [REDACTED] eine Brennstofflagerkapazität im Umfang von [REDACTED] zur Verfügung. Führt der Betrieb der Anlagen im Rahmen des gemäß Anhang 1 von der TNG mitgeteilten Einsatzszenarios und gemäß Anhang 3 normierten Probestartkonzepts zum Unterschreiten einer „Mindestmenge“ an HEL von [REDACTED], so verpflichtet sich die EnBW, die verbrauchte Menge unter Berücksichtigung der vertraglich mit dem HEL-Lieferant vereinbarten Konditionen mindestens bis zur Mindestmenge unverzüglich wieder zu beschaffen. Alternativ hierzu kann auch eine HEL-Vorhaltung beim HEL-Lieferanten der EnBW angefragt werden.

EnBW wird ebenfalls die verbrauchten Hilfs- und Zusatzstoffe unverzüglich bis zu einem Umfang wiederbeschaffen, welcher den Abruf der von der TNG im Anhang 1 genannten Einsatzanforderungen jederzeit ermöglicht.

Stromeigenbedarf:

EnBW beschafft den Strom für den Stillstands- und An-/Abfahreigenbedarf der Anlagen aus dem 220-kV-, 110-kV- und 20-kV-Netz.

Anhang 5: Festlegung der Vergütung

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

Die Kostenerstattung für die Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft richtet sich nach den Ziffern 2.4 und 2.5 des Vertrages.

Das Schreiben der EnBW vom 11.12.2017 (siehe Anhang 1) enthält die bisher aufgelisteten Maßnahmen und eine diesbezügliche Kostenschätzung. Eine abschließende Bezifferung der Kosten kann daher erst nach Durchführung dieser Maßnahmen erfolgen. Diese Kosten werden der TNG durch die EnBW in Rechnung gestellt.

Kosten für Maßnahmen im Zusammenhang mit der Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft, die in dem vorgenannten Schreiben der EnBW nicht aufgelistet wurden, für die Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft jedoch erforderlich sind, werden auf Istkostenbasis der TNG durch die EnBW in Rechnung gestellt.

Die zur Herstellung der Betriebsbereitschaft erforderlichen Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe (siehe Anhang 1) werden auf Istkostenbasis zum 06. Juli 2014 der TNG durch die EnBW in Rechnung gestellt. Etwaig restlich zum 06. Juli 2014 vorhandene Brenn-, Hilfs- und Zusatzstoffe werden dabei mitberücksichtigt und auf Nachweis gemäß dem zum 06. Juli 2014 ermittelten Buchwert in Rechnung gestellt.

Kosten für die Bereitstellung eines Brennstofflagervolumens gemäß Ziffer 2.2 sowie Kosten für die Erstbevorratung des Brennstoffs (HEL) gemäß Ziffer 2.3 des Netzreservevertrages in Höhe von [REDACTED] für den Zeitraum zwischen dem [REDACTED] und dem [REDACTED] werden von der TNG in Höhe des tatsächlichen Anfalls auf Istkostenbasis erstattet. Dies gilt auch in dem Fall, dass eine Erhöhung auf [REDACTED] Brennstofflagervolumen bereits vor dem [REDACTED] erreicht werden kann.

Kosten für Maßnahmen zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft gemäß Ziffer 6.2 sind nicht vom Leistungspreis nach Ziffer 6.4 umfasst.

II. Kosten für die Vorhaltung der Betriebsbereitschaft der Anlagen gemäß Ziffer 6.4 („Leistungspreis“)

Insgesamt wird für die Vorhaltung der Betriebsbereitschaft der Anlagen am Standort Marbach ab dem 06.07.2014 bis 05.07.2016 [REDACTED], ab dem 06.07.2016 bis 31.03.2018 [REDACTED], ab dem 01.04.2018 bis 31.12.2018 [REDACTED], ab dem 01.01.2019 bis 30.09.2019 [REDACTED] vergütet. Dieser Betrag wird in zwölf möglichst gleichen Monatsraten in Rechnung gestellt.

Anlage	Leistungspreis (informativ)
Marbach GT II, GT III + DT III (424 MW)	

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

III. Kosten für Einsätze und weitere einsatzabhängige Kosten und Abgaben gemäß Ziffern 6.6 bis 6.9

Entstandene Kosten für Einsätze der Anlagen und weitere einsatzabhängige Kosten sowie Abgaben gemäß der nachfolgenden Abschnitte werden der TNG durch die EnBW monatlich in Rechnung gestellt. Etwaige der TNG 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 und den von TNG veranlassten Kraftwerkseinsatz sowie anfallende Entsorgungskosten für Reststoffe.

b) Kosten für CO₂.

c) Die im Netzreservebilanzkreis der EnBW angefallenen Ausgleichsenergiekosten bzw. -erlöse.

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

e) Erlöse im Rahmen der dezentralen Einspeisevergütung durch die Netze BW werden an die TNG weitergereicht. Die Ermittlung der Vergütung erfolgt ab 2016 auf Basis der verstetigten Leistungsabrechnung.

f) Stromeigenbedarf

Hinsichtlich der Stromlieferung für den Eigenbedarf der Anlagen GT II, GT III und DT III des Kraftwerks MAR gemäß Ziffer 4.19 des Netzreservevertrages vereinbaren die Vertragsparteien folgende Konditionen für die Kostenweiterverrechnung:

Leistungskosten:

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

Arbeitskosten:
[REDACTED]

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.

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 16.11.2018, siehe Anhang 1c.

V. Auskehrung investiver Restwerte

Der Restwert etwaiger investiver Vorteile bestimmt sich nach der tatsächliche Verwertung der Anlagenteile – sei es als Gebrauchsgegenstand oder sei es als Quelle der Materialverwertung („Verschrottung“) – zu der ein unabhängiger Vermarkter als Grundlage der Restwertermittlung herangezogen wird. In diesem Falle hat der Anlagenbetreiber die entsprechende Vermarktung dem Grunde und der Höhe nach durch Beibringung tauglicher Unterlagen (Kaufvertragsurkunde, Bestellschein, Rechnung, etc.) nachzuweisen.

Nach Abstimmung zwischen den Vertragsparteien kann der Restwert der investiven Vorteile alternativ durch TNG oder mittels des Gutachtens eines unabhängigen Sachverständigen bestimmt werden. Der Sachverständige ist von TNG zu bestellen. Die Kosten für die Bestellung des Sachverständigen können gegenüber der BNetzA plankostenerhöhend angesetzt werden, sofern und soweit sie angemessen sind.

TNG ist berechtigt, auf dieser Grundlage den Anspruch nach § 13c Abs. 4 S. 2 EnWG durch Rechnungslegung mit Zahlungsziel von 30 Tagen gegenüber EnBW fällig zu stellen.

VI. Nachträgliche Inrechnungstellung von Kosten

Im Zusammenhang mit der Erfüllung dieses Vertrages kann es dazu kommen, dass die der EnBW aufgrund der spezifischen Beschaffungssystematik, aufgrund der Verstromung/Verwertung von Restbrennstoffmengen sowie Hilfs- und Zusatzstoffen entstehenden Kosten bzw. Erlöse sowie 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 verrechnet 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 die im Zusammenhang mit diesem Vertrag entstehenden Kosten auch nachträglich nach Ende der Vertragslaufzeit gemäß Ziffer 12.1 des Vertrages auf Nachweis durch die EnBW der TNG unverzüglich in Rechnung gestellt werden können. Diesbezüglich finden die Regelungen gemäß Ziffer 6.20 bis 6.24 des Vertrages entsprechend Anwendung.

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 Ziff. 4.19 ggf. anfallenden gesetzliche Abgaben, Umlagen und Steuern möglich, wenn nach der geänderten Rechtslage ein dem Abgabepflichtigen bzw. Steuerschuldner zustehender Rückzahlungsanspruch besteht.

Anhang 6: Einsatzanforderung

1 Allgemeine Anforderungen

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

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

Eine Einsatzanforderung kann von TNG mit angemessener Vorlaufzeit (i.d.R. [REDACTED]) angepasst werden. In diesem Fall versendet TNG 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 TNG 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. TNG wird in diesem Fall die Einsatzanforderung entsprechend anpassen.

2 Mitteilungs- und Informationspflichten

EnBW und TNG 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 TNG 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 TNG 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 TNG (siehe Anhang 8) und dem Energiedispatching bzw. der Einsatzplanung der EnBW (siehe Anhang 7) ist wie folgt:

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

Längerfristige Nichtverfügbarkeiten werden der TNG 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 TNG und EnBW. Die Einsatzanforderung durch die Hauptschaltleitung der TNG 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 TNG nachzureichen.

TNG und EnBW tauschen einen Fahrplan im Viertelstundenraster mit konstanten Leistungswerten je Viertelstunde aus, aus welchem Beginn, Ende und der zeitliche Verlauf der Wirkleistungsanpassung hervorgehen.

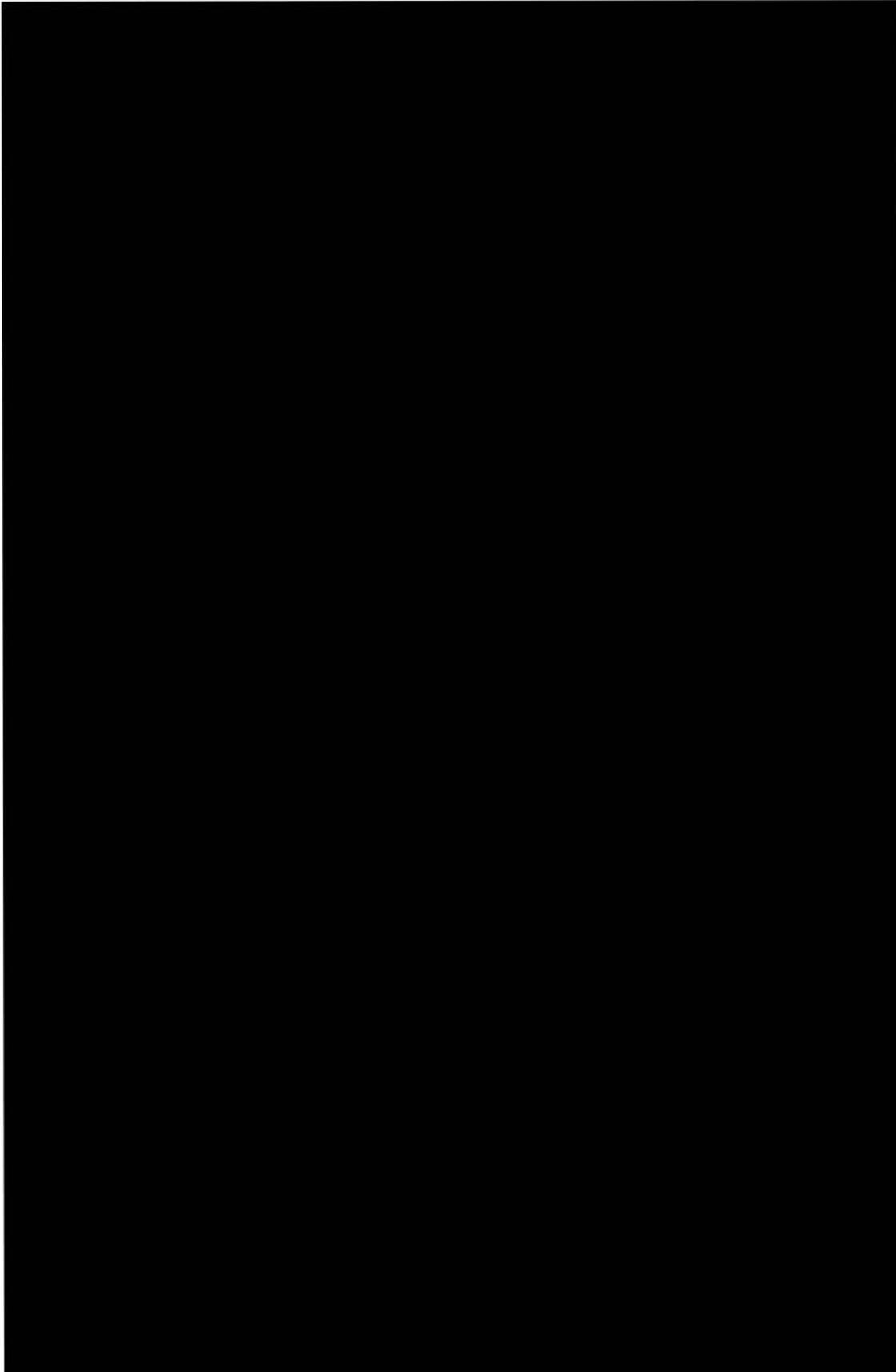
2.3 Anforderung von Blindleistung

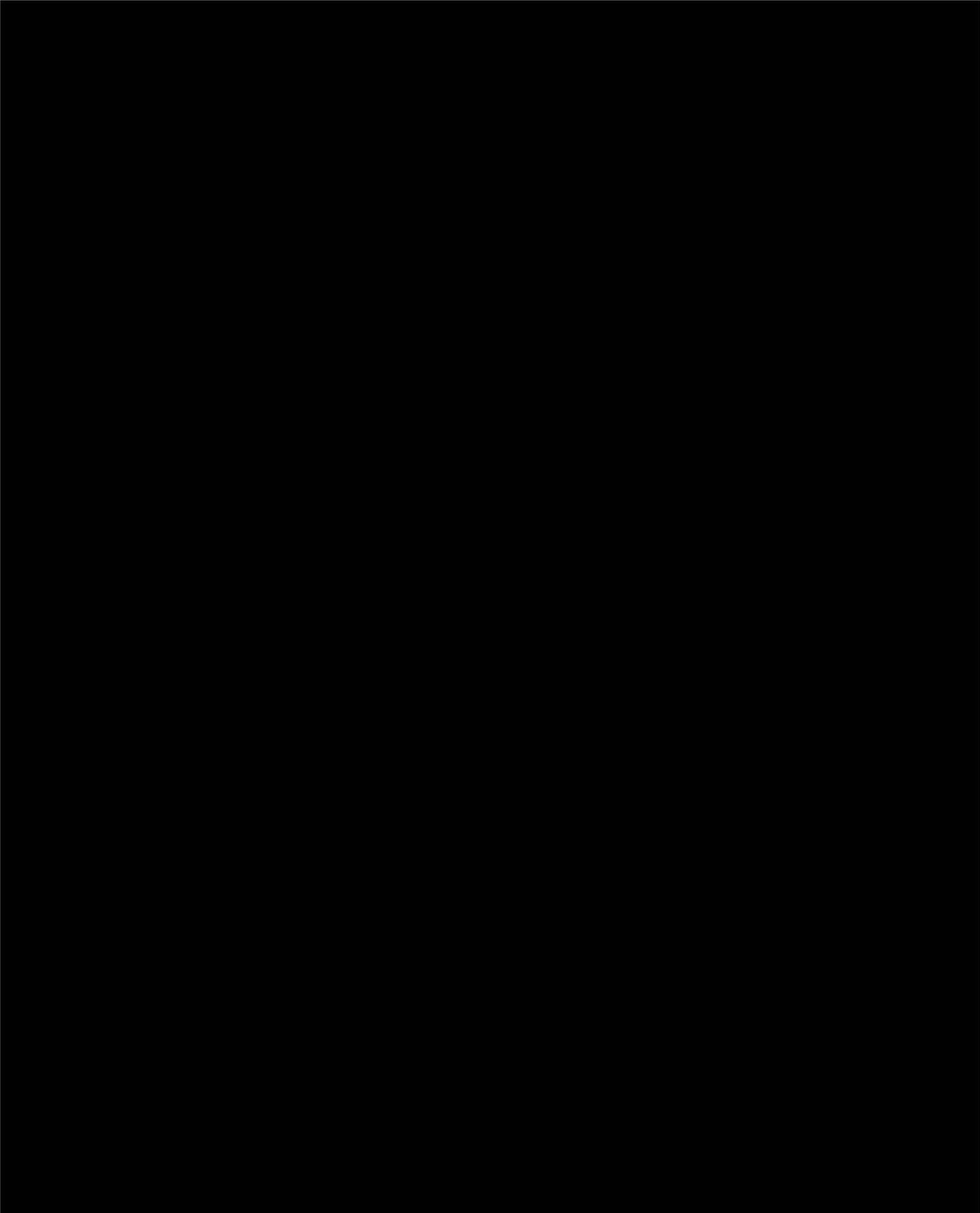
Eine Blindleistungseinspeisung im Rahmen des technisch Möglichen der Anlagen kann durch die Hauptschaltleitung der TNG direkt bei der Kraftwerkswarte der EnBW angefordert werden.

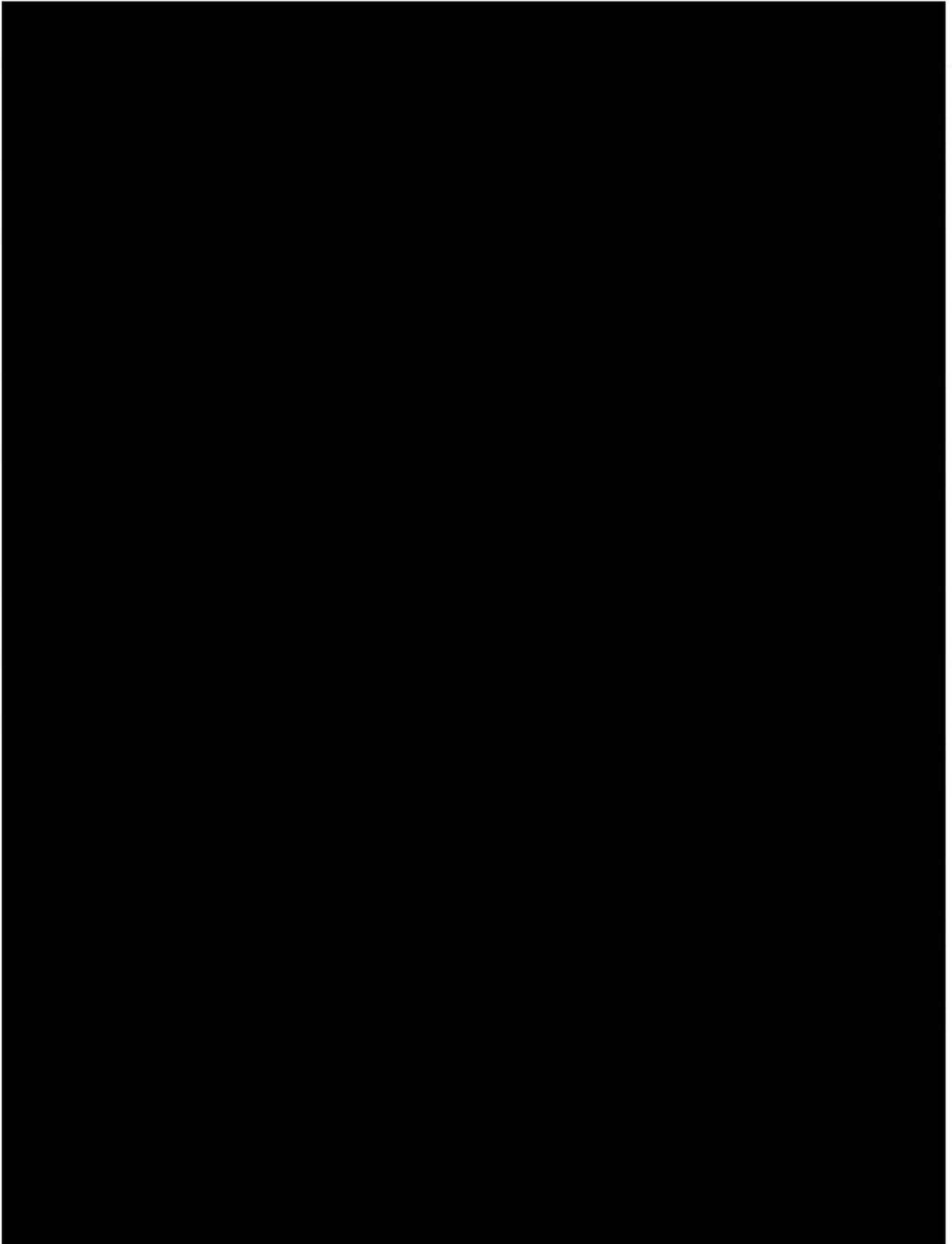
2.4 Dokumentation

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

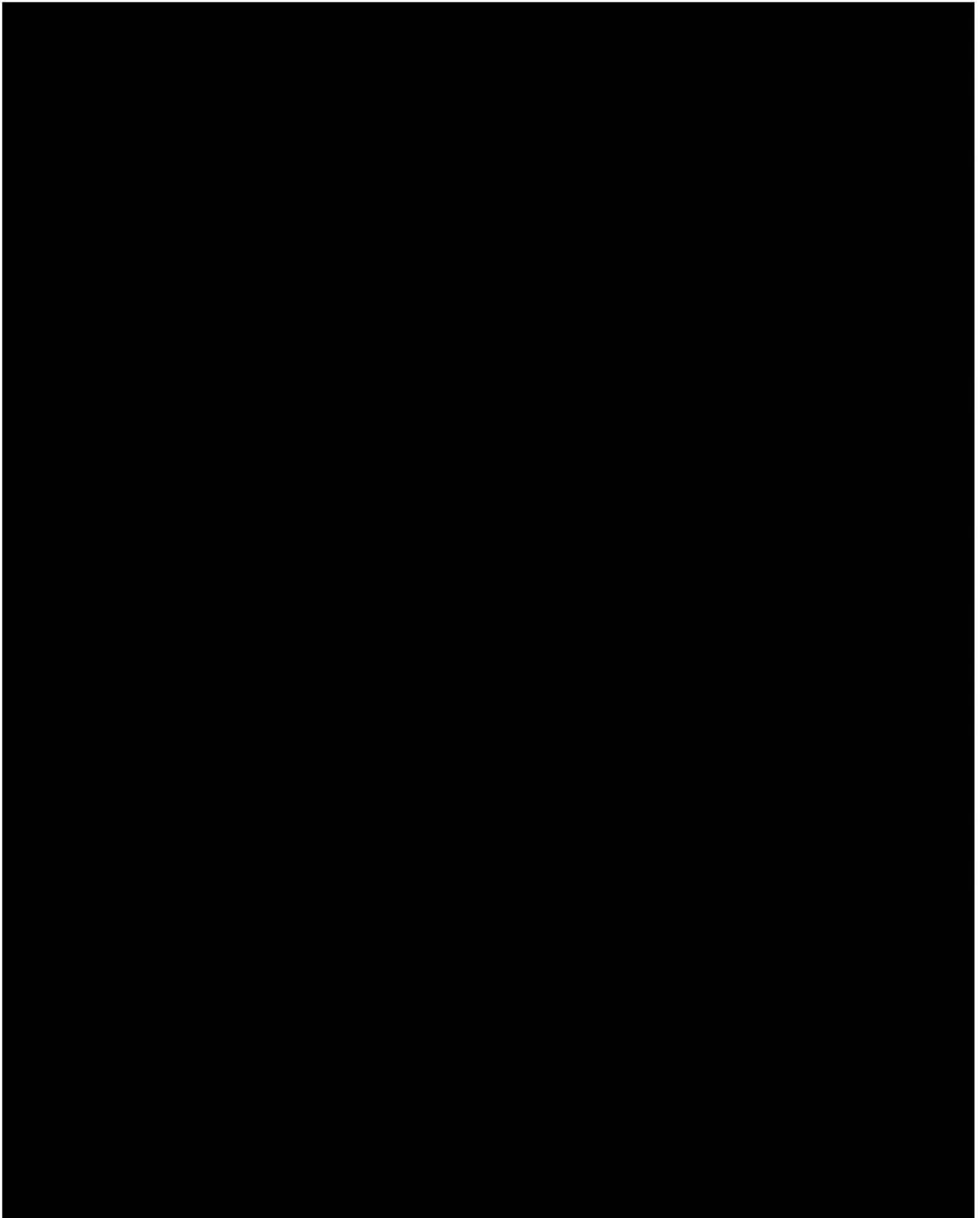


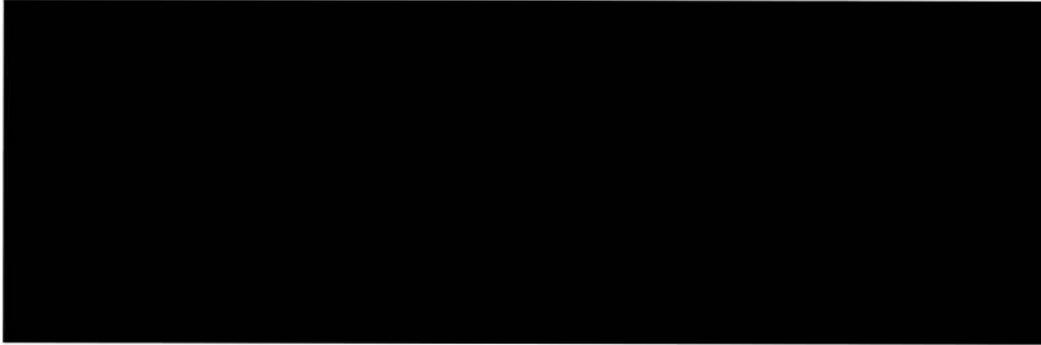






Anhang 8: Kontaktstellen TNG





Anhang 9: Übersicht der EnBW zu Kostenbestandteilen

1. Leistungsvorhaltekosten / operative Fixkosten

Bestandteile der Leistungsvorhaltekosten (€/a)	MAR GT II, GT III + DT III (06.07.2014 bis 05.07.2016)	MAR GT II, GT III + DT III (06.07.2016 bis 31.03.2018)	MAR GT II, GT III + DT III (01.04.2018 bis 31.12.2018)	MAR GT II, GT III + DT III (01.01.2019 bis 30.09.2019)
Sonstige betr. Erträge				
Materialaufwand				
Personalaufwand				
Sonstige betr. Aufwendungen				
Zinsen und ähnliche Aufwendungen (inkl. Pensionsrückstellungen)				
Sonstige betriebliche Steuern				
Summe operative Fixkosten				

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 TNG angeforderten Service-Levels (u.a. Kosten für die Wiederherstellung bzw. den Erhalt der Betriebsbereitschaft)
- Brennstoffkosten (z. B. Kohle, HS, HEL, CO₂)
- Bewegliche Einsatznebenkosten / Hilfsstoffkosten / Betriebsstoffkosten (z.B. Ammoniak, Branntkalk, etc.)
- Kosten für die Reststoffentsorgung (z.B. Produkte aus der Rauchgasreinigung, Kesselsand, Aschen)
- Personal- und Weiterbildungskosten aufgrund der Notwendigkeit altersbedingter Nachbesetzungen (Doppelbesetzungen), um Weiterbetrieb gewährleisten zu können
- Personalkosten, für den Abruf von über den vereinbarten Service-Level hinausgehender Verfügbarkeit – soweit realisierbar
- Lohnkosten und -Zuschläge bei Abruf der Rufbereitschaft
- Stromeigenbedarf einschließlich Netzentgelte und gesetzliche Abgaben, Umlagen und Steuern
- Ausgleichsenergie
- Vermarktungskosten der erzeugten Strommengen
- Versicherungsselbstbehalte und ggf. anfallende Prämienrückstellungen im Schadensfall
- Ggf. anfallende Versicherungsprämienrückstellungen zur Erhöhung der Schadensdeckungssumme aufgrund Haftungssituation
- Wiederherstellungskosten nach größeren Schäden
- Inflation bzw. Tarifsteigerungen
- Lebensdauerverzehr der Anlage
- Kapitalbindungskosten
- Abschreibung für Abnutzung der Blöcke und mitgenutzter Einrichtungen am Standort
- Kosten, die im Basisjahr nicht angefallen sind, aber im Rahmen des Reservebetriebs anfallen (z.B. Beheizung bei nicht laufender Anlage, ggf. anfallende sonstige Zinskosten)

