Große Beschlusskammer Energie

Geschäftszeichen: GBK-25-01-1#2

BESCHLUSS

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 EnWG in Verbindung mit § 21 EnWG

zur **Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber**

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

durch

den Vorsitzenden	Klaus Müller,
die Beisitzerin	Barbie Kornelia Haller,
die Beisitzerin	Dr. Daniela Brönstrup,
den Beisitzer	Karsten Bourwieg
den Beisitzer	Alexander Lüdtke-Handjery
und den Beisitzer	Matthias Otte

am dd.mm.yyyy beschlossen:

ENTWURF

1. Anwendungsbereich

[1]Diese Festlegung richtet sich an Betreiber von Übertragungsnetzen nach § 3 Nr. 10 EnWG (Übertragungsnetzbetreiber im Sinne dieser Festlegung). [2]Sie gilt sowohl für Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung nach § 3 Nr. 10a EnWG als auch für solche ohne Regelzonenverantwortung. [3]Die Festlegung findet keine Anwendung auf selbstständige Betreiber von grenzüberschreitenden Elektrizitätsverbindungsleitungen nach § 3 Nr. 31 EnWG.

[4]Die Festlegung regelt die Methode zur Bestimmung der Netzkosten. [5]Sie regelt zugleich die Ermittlung der umlagefähigen Kosten von Offshore-Anbindungsleitungen.

2. Kostenbasierte Regulierung (Cost-Plus-Regulierung)

Die Bestimmung der Entgelte für den Netzzugang der Übertragungsnetzbetreiber erfolgt mit Wirkung ab dem 01.01.2029 im Wege einer kostenbasierten Regulierung (Cost-Plus-Regulierung), die Anreize für eine effiziente Leistungserbringung setzt.

2.1. Jährliche Plankostenermittlung

[1]Der Übertragungsnetzbetreiber ermittelt jährlich zum 30. Juni nach Maßgabe dieser Festlegung die für das folgende Kalenderjahr zu erwartenden Kosten des Übertragungsnetzbetriebs und übermittelt diese einschließlich der zugrunde liegenden Kalkulationsgrundlage an die Bundesnetzagentur. [2]Die Ermittlung der Plankosten erfolgt auf der Basis der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres; gesicherte Erkenntnisse über das Planjahr können dabei berücksichtigt werden. [3]Die Ermittlung der nach § 17f Abs. 1 S. 1 Nr. 3 bis 6 EnWG umlagefähigen Netzkosten für die Errichtung und den Betrieb von Offshore-Anbindungsleitungen hat getrennt von den sonstigen Netzkosten zu erfolgen, die nicht die Errichtung und den Betrieb von Offshore-Anbindungsleitungen betreffen.

[4]Die Kalkulationsgrundlage ist so zu gestalten, dass ein sachkundiger Dritter ohne weitere Informationen die Ermittlung der Kosten und Kostenbestandteile sowie die Einhaltung der Vorgaben dieser Festlegung nachvollziehen kann. [5]Die Daten sind ausschließlich elektronisch, unter Nutzung der jeweils aktuellen Version des von der

ENTWURF

Bundesnetzagentur auf ihrer Internetseite veröffentlichten Erhebungsbogens zu übermitteln.

[6]Die Übertragungsnetzbetreiber sind zudem verpflichtet, jährlich zum 30. Juni einen „Bericht zur Anpassung der Plankosten“ in elektronischer Form bei der Bundesnetzagentur einzureichen. [7]Darin sind wesentliche Kostenabweichungen gegenüber dem Vorjahr zu erläutern. [8]Wesentlich ist eine Kostenabweichung, wenn die Plankosten in Bezug auf eine Oberposition des zu übermittelnden Erhebungsbogens gegenüber den Plankosten des Vorjahres um mehr als 20 Mio. Euro oder mindestens 10 Prozent abweichen.

[9]Der Bericht muss zudem Erläuterungen zur Entwicklung wirtschaftlich erheblicher Kosten- bzw. Erlöspositionen enthalten, die auf die Plankosten des nächsten Kalenderjahres wirken, und es der Bundesnetzagentur erlauben, ohne weitere Nachfragen die Grundlage der Kostenentwicklungen nachzuvollziehen. [10]Wirtschaftlich erhebliche Kosten- bzw. Erlöspositionen sind insbesondere

- Kosten für Investitionen des kommenden Kalenderjahres, getrennt nach Onshore- und Offshore-Investitionen; letztere getrennt nach Anbindungssystemen. Netzkosten für die Errichtung und den Betrieb von Offshore-Anbindungsleitungen, die nicht oder nicht vollständig in einer separaten Gewinn- und Verlustrechnung erfasst sind, hat der Übertragungsnetzbetreiber in vergleichbarer Weise darzulegen
- Kosten für die Positionen aus § 17f Abs. 1 S. 1 Nr. 1 und 2 EnWG
- der für das Kalenderjahr zu Grunde gelegte gewichteten durchschnittlichen Gesamtkapitalkostensatz (aus dem Englischen: Weighted Average Cost of Capital, WACC) gem. Kalkulationsregeln der Tenorziffer 9.
- die nach Maßgabe von Tenorziffer 10. anzusetzende Gewerbesteuer
- Kosten für Redispatch-Maßnahmen
- Kosten für Verlustenergiebeschaffung, getrennt nach Onshore- und Offshorekosten
- Kosten für Regelenergiebeschaffung

ENTWURF

- Kosten der Kraftwerksreserven
- Engpasserlöse
- Positionsbezogene Plan-/Ist-Abweichungen aus dem Vorjahr getrennt nach Onshore- und Offshorekosten.

2.2. Grundlagen neuer Plankosten

[1]Für einen gesicherten Ansatz wesentlicher und neuer Plankosten hat der Übertragungsnetzbetreiber diese nach folgenden Maßstäben zu dokumentieren:

- wesentliche neue Kosten sind separat in einem transparenten internen Kontenrahmen zu buchen und zu dokumentieren,
- Erlöse sind getrennt auszuweisen und gegenzurechnen,
- Kosten entstehen auf Basis konkreter, intern genehmigter Projektpläne,
- die Dokumentation der Projektpläne enthält die Auseinandersetzung insbesondere mit
  - den von einem Projekt unmittelbar betroffenen dritten Akteuren (anderen Übertragungsnetzbetreibern, Bilanzkreisverantwortlichen, Anschlussnehmern etc.) und
  - den betroffenen Regelwerken (technische Regelwerke, MaKo etc.),
  - einer Analyse der Missbrauchspotentiale und Marktauswirkungen (insbesondere im Strommarkt oder in Systemdienstleistungsmärkten)

[2]Projektpläne und die angefallenen Kosten sind so zu dokumentieren, dass jederzeit eine Überprüfung möglich ist.

2.3. Plan-Ist-Abgleich

[1]Der Übertragungsnetzbetreiber ermittelt jährlich zum 30. Juni nach Maßgabe dieser Festlegung die im vorangegangenen Kalenderjahr tatsächlich entstandenen zulässigen Kosten und übermittelt diese einschließlich der zugrundeliegenden Kalkulationsgrundlage an die Bundesnetzagentur. [2]Die Kalkulationsgrundlage ist so zu gestalten, dass ein sachkundiger Dritter ohne weitere Informationen die Ermittlung der Kosten und Kostenbestandteile sowie die Einhaltung der Vorgaben der Tenorziffern 3 bis 18 nachvollziehen kann. [3]Die Ermittlung der nach § 17f Abs. 1 S. 1 Nr. 3 bis 6 EnWG umlagefähigen Netzkosten für die Errichtung und den Betrieb von Offshore-Anbindungsleitungen hat getrennt von den sonstigen Netzkosten zu erfolgen, die nicht

die Errichtung und den Betrieb von Offshore-Anbindungsleitungen betreffen. [4]Die Daten sind ausschließlich elektronisch, unter Nutzung der jeweils aktuellen Version des von der Bundesnetzagentur auf ihrer Internetseite veröffentlichten Erhebungsbogens zu übermitteln.

[5]Der Übertragungsnetzbetreiber ist verpflichtet, nach Abschluss des Kalenderjahres (Kalkulationsperiode) die Differenz zu ermitteln zwischen

1. den in dieser Kalkulationsperiode aus Netzentgelten erzielten Erlösen und

2. den für diese Kalkulationsperiode tatsächlich entstandenen zulässigen Kosten.

[6]Liegen die erzielten Erlöse über den tatsächlich entstandenen zulässigen Kosten, ist der Differenzbetrag in voller Höhe im Folgejahr kostenmindernd in Ansatz zu bringen. [7]Liegen die erzielten Erlöse unter den tatsächlich entstandenen anerkennungsfähigen Kosten, ist der Differenzbetrag kostenerhöhend in Ansatz zu bringen. [8]Soweit die erzielten Erlöse die tatsächlich entstandenen anerkennungsfähigen Kosten um bis zu 10 Prozent unterschreiten, wird der Differenzbetrag im Folgejahr ausgeglichen. [9]Soweit die erzielten Erlöse die tatsächlich entstandenen anerkennungsfähigen Kosten um mehr als 10 Prozent unterschreiten, werden 10 Prozent der tatsächlich entstandenen anerkennungsfähigen Kosten im Folgejahr ausgeglichen. [10]Der verbleibende Differenzbetrag zuzüglich einer Verzinsung wird gleichmäßig auf die beiden darauffolgenden Jahre verteilt. [11]Die Verzinsung richtet sich nach dem für den Übertragungsnetzbetreiber anzuwendenden Fremdkapitalzinssatz gemäß Tenorziffer 9.5. [12]Der durchschnittlich gebundene Betrag ergibt sich aus dem Mittelwert von Jahresanfangs- und Jahresendbestand der Differenz aus den erzielten Erlösen und den tatsächlich entstandenen anerkennungsfähigen Kosten.

[13]Der Übertragungsnetzbetreiber kann annuitätische Zu- bzw. Abschläge auf die Plankostenansätze für die Jahre 2029 bis 2033 ansetzen, die sich aus den Salden der Regulierungskonten der Jahre 2024 bis 2028 ergeben und nach den Vorgaben des § 5 ARegV ermittelt worden sind.

2.4. Kostenprüfung

[1]Jeder Übertragungsnetzbetreiber wird mindestens einmal alle vier Jahre einer Kostenprüfung unterzogen. [2]Alle Geschäftsjahre seit der letzten Kostenprüfung können in die Prüfung einbezogen werden.

[3]Die Prüfung erfolgt für jedes Kalenderjahr auf der Grundlage der Daten der zum Zeitpunkt der Prüfung abgeschlossenen Geschäftsjahre.

[4]Im Rahmen der Kostenprüfung prüft die Bundesnetzagentur, ob die durch den Übertragungsnetzbetreiber im zu überprüfenden Zeitraum in Ansatz gebrachten Kosten und Erlöse den Vorgaben dieser Festlegung bzw. diese weiter konkretisierenden Festlegungen und weiterer in Bezug genommener Festlegungen entsprechen. [5]Hierbei können Schwerpunkte gesetzt werden.

[6]Anlassbezogene Aufsichtsverfahren im Einzelfall bleiben unbenommen.

[7]Fünf Jahre nach Ablauf des Geschäftsjahres gelten die Kosten als genehmigt.

3. Grundsätze der Netzkostenermittlung

3.1. [1]Kosten des Netzbetriebs sind nur insoweit anzusetzen, als sie den betriebsnotwendigen Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. [2]Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, dürfen nicht berücksichtigt werden. [3]Die Kosten dürfen keine damit nicht zusammenhängenden Bestandteile zur Unterstützung damit nicht zusammenhängender politischer Ziele umfassen.

[4]Ausgehend von den Gewinn- und Verlustrechnungen für die Elektrizitätsübertragung des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres nach § 6b Abs. 3 S. 1 Nr. 1 EnWG ist zur Bestimmung der Netzkosten eine kalkulatorische Rechnung zu erstellen.

3.2. [1]Die Netzkosten setzen sich unter Beachtung von Tenorziffer 3.1, Satz 1 und 2 aus Kapitalkosten (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) zusammen. [2]Diese sind getrennt nach Onshore- und Offshorenetzkosten zu führen. [3]Kapitalkosten sind die kalkulatorischen Abschreibungen nach Tenorziffer 8, die kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung nach Tenorziffer 9 sowie die tatsächliche Gewerbesteuer nach Tenorziffer 10, abzüglich der kostenmindernden Erlöse und Erträge nach Tenorziffer 11. [4]Betriebskosten sind die übrigen Kosten und Erlöse bzw. Erträge des

Übertragungsnetzbetreibers. [5]Kapitalkosten eines Verpächters gemäß Tenorziffer 4 gelten als Kapitalkosten im Sinne des Satzes 3. [6]Kapitalkosten eines Dienstleisters gemäß Tenorziffer 5 gelten als Betriebskosten im Sinne des Satzes 4.

3.3. [1]Einzelkosten des Netzes sind dem Netz direkt zuzuordnen. [2]Kosten des Netzes, die sich nicht oder nur mit unvertretbar hohem Aufwand als Einzelkosten direkt zurechnen lassen, sind als Gemeinkosten über eine verursachungsgerechte Schlüsselung dem Elektrizitätsübertragungsnetz zuzuordnen. [3]Die zu Grunde gelegten Schlüssel müssen sachgerecht sein und den Grundsatz der Stetigkeit beachten. [4]Die Schlüssel sind für sachkundige Dritte nachvollziehbar und vollständig zu dokumentieren. [5]Änderungen eines Schlüssels sind nur zulässig, sofern diese sachlich geboten sind. [6]Die hierfür maßgeblichen Gründe sind nachvollziehbar und vollständig zu dokumentieren.

4. Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter

[1]Kosten oder Kostenbestandteile, die auf Grund einer Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter anfallen, sind nach Maßgabe der nachfolgenden Sätze bei der Netzkostenermittlung zu berücksichtigen. [2]Sie können nur in der Höhe als Kosten anerkannt werden, wie sie anfielen, wenn der Übertragungsnetzbetreiber Eigentümer der Anlagegüter wäre. [3]Diese Kosten sind im Einzelnen vom Übertragungsnetzbetreiber nachzuweisen und ersetzen die in der Gewinn- und Verlustrechnung des Übertragungsnetzbetreibers hierauf entfallenden Kosten. [4]Ausgangspunkt für die Ermittlung der Kosten ist die Gewinn- und Verlustrechnung des Verpächters für die Elektrizitätsübertragung nach § 6b Abs. 3 EnWG; die Kostenprüfung erfolgt auch hier nach Maßgabe der vorliegenden Festlegung. [5]Aufwandsgleiche Kosten des Verpächters sind in Abgrenzung zu Dienstleistungen gemäß Tenorziffer 5 nur anerkennungsfähig, soweit sie im Zusammenhang mit der Überlassung der Anlagegüter stehen.

5. Dienstleistungen

[1]Kosten oder Kostenbestandteile für Dienstleistungen, die Unternehmen gegenüber einem Übertragungsnetzbetreiber erbringen, sind nach Maßgabe der nachfolgenden Sätze bei der Netzkostenermittlung zu berücksichtigen. [2]Kosten können maximal in der Höhe anerkannt werden, wie sie unter Anwendung der Grundsätze der

Netzkostenermittlung im Sinne dieser Festlegung tatsächlich angefallen und marktgerecht sind. [3]Die in der Gewinn- und Verlustrechnung des Übertragungsnetzbetreibers auf die Dienstleistung entfallenden Kosten bilden die Obergrenze. [4]Gewinnaufschläge von Dienstleistern aus dem vertikal integrierten Unternehmen sind nicht anerkennungsfähig.

6. Aufwandsgleiche Kostenpositionen

[1]Aufwandsgleiche Kostenpositionen sind den nach § 6b Abs. 3 EnWG erstellten Gewinn- und Verlustrechnungen für die Elektrizitätsübertragung zu entnehmen und nach Maßgabe der Tenorziffern 3 bis 5 bei der Bestimmung der Netzkosten zu berücksichtigen.

[2]Kostenpositionen, die sich durch andere Mechanismen oder im Zeitverlauf regelmäßig vollständig ausgleichen, sind in den Netzkosten nicht anerkennungsfähig, weder in den Kosten noch in den Erlösen und Erträgen.

[3]Zinsaufwendungen und Zinserträge sind nicht in den aufwandsgleichen Kosten und Erträgen zu berücksichtigen.

[4]Aufwendungen für Anlagenabgänge können bei der Bestimmung der aufwandsgleichen Kosten berücksichtigt werden. [5]Die für Buchverluste anzusetzenden Kosten sind auf Grundlage der kalkulatorischen Restwerte zu ermitteln. [6]Mit den Anlagenabgängen in Verbindung stehende Erlöse und Erträge sind von den Netzkosten in Abzug zu bringen.

[7]Kosten für Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber nach § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG sind so zu bestimmen, dass ihre Vergleichbarkeit möglichst gewährleistet ist.

7. Umstellung der Bewertung des Sachanlagevermögens auf Realkapitalerhaltung

[1]Es erfolgt mit Wirkung zum 01.01.2029 eine Umstellung des Kapitalerhaltungsmodells bei Altanlagen des Sachanlagevermögens (Aktivierung vor dem 01.01.2006) nach den nachfolgenden Vorgaben. [2]Zum 31.12.2026 wird der eigenfinanzierte Anteil der Altanlagen des Sachanlagevermögens letztmalig zu Tagesneuwerten nach Maßgabe von § 6 Abs. 2 und 3, 6a StromNEV bewertet. [3]Der eigenfinanzierte Anteil beträgt 40 Prozent. [4]Die auf dieser Grundlage ermittelten Restwerte werden fortan für die kalkulatorische Bewertung des Anlagevermögens nach Tenorziffer 8 herangezogen.

[5]Die Bewertung der Neuanlagen sowie der fremdfinanzierte Anteil der Altanlagen erfolgt ausgehend von den Anschaffungs- und Herstellungskosten nach Tenorziffer 8. [6]Der fremdfinanzierte Anteil beträgt 60 Prozent.

8. Kalkulatorische Abschreibungen

8.1. [1]Zur Gewährleistung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Netzbetriebs ist die Wertminderung der betriebsnotwendigen Anlagegüter inklusive der betriebsnotwendigen immateriellen Vermögensgegenstände nach den nachfolgenden Vorgaben als Kostenposition bei der Ermittlung der Netzkosten in Ansatz zu bringen (kalkulatorische Abschreibungen). [2]Die kalkulatorischen Abschreibungen treten insoweit in der kalkulatorischen Kosten- und Erlösrechnung an die Stelle der entsprechenden bilanziellen Abschreibungen der Gewinn- und Verlustrechnung. [3]Die kalkulatorischen Abschreibungen sind ausgehend von den jeweiligen erstmaligen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten nach der linearen Abschreibungsmethode zu ermitteln; die Vorgaben der Tenorziffer 7 bleiben unberührt. [4]Investitionszuschüsse können von den nach Satz 3 bestimmten Anschaffungs- und Herstellungskosten aktivisch abgesetzt werden. [5]Die kalkulatorischen Abschreibungen sind jahresbezogen zu ermitteln. [6]Dabei ist jeweils ein Zugang des Anlagegutes zum 1. Januar des Anschaffungsjahres zugrunde zu legen.

8.2. [1]Die kalkulatorischen Abschreibungen sind für jede Anlage jährlich auf Grundlage der jeweiligen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern nach Anlage 1 vorzunehmen. [2]Für neu angeschaffte Anlagengüter, die nach dem 31.12.2028 aktiviert worden sind, sind die nach Anlage 1 vorgegebenen Nutzungsdauern in Ansatz zu bringen. [3]Die jeweils für eine Anlage oder Anlagengruppe bis zum 31.12.2028 in Anwendung gebrachte betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer ist für die Restdauer ihrer kalkulatorischen Abschreibung unverändert zu lassen.

8.3. [1]Der kalkulatorische Restwert eines Anlageguts beträgt nach Ablauf des ursprünglich angesetzten Abschreibungszeitraums Null. [2]Ein Wiederaufleben kalkulatorischer Restwerte ist unzulässig. [3]Es erfolgt keine Abschreibung unter Null. [4]Das Verbot von Abschreibungen unter Null gilt ungeachtet der Änderung von Eigentumsverhältnissen oder der Begründung von Schuldverhältnissen. [5]Übertragungsnetzbetreiber sind bei der Abschreibung von Anlagegütern an die Restwerte gebunden, die die

Regulierungsbehörde in einem bestandskräftigen Bescheid über die Genehmigung von Netzentgelten oder die Festlegung von Erlösobergrenzen für eine frühere Regulierungsperiode zugrunde gelegt hat.

9. Kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung

9.1. WACC

[1]Die kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung des Übertragungsnetzbetreibers ergibt sich aus der Verzinsungsbasis multipliziert mit einem gewichteten durchschnittlichen Gesamtkapitalkostensatz (aus dem Englischen: Weighted Average Cost of Capital, WACC).

[2]Der gewichtete durchschnittliche Gesamtkapitalkostensatz wird gemäß der Formel

$$WACC = Zinssatz_{EK} * s * Quote_{EK} + Zinssatz_{FK} * Quote_{FK}$$

als gewichteter Mittelwert aus kalkulatorischem Eigenkapitalzinssatz und kalkulatorischem Fremdkapitalzinssatz nach Maßgabe der Tenorziffern 9.3 bis 9.5 ermittelt.

9.2. Verzinsungsbasis

[1]Die Verzinsungsbasis ist das betriebsnotwendige Vermögen des Übertragungsnetzbetreibers, von dem die Bestände der Baukosten- und Investitionszuschüsse sowie die Netzanschlusskostenbeiträge in Abzug gebracht werden; für Investitionszuschüsse gilt dies nur, soweit keine aktivische Absetzung nach

ENTWURF

Tenorziffer 8.1 Satz 4 erfolgt. [2]Das betriebsnotwendige Vermögen ergibt sich aus der Summe der

a) kalkulatorischen Restwerte des betriebsnotwendigen Sachanlagevermögens bewertet nach Tenorziffern 7 und 8, inklusive der geleisteten Anzahlungen und Anlagen im Bau
b) betriebsnotwendigen Grundstücke zu Anschaffungskosten
c) Restwerte der betriebsnotwendigen, immateriellen Vermögensgegenstände, bewertet nach Tenorziffer 8, inklusive der geleisteten Anzahlungen
d) Bilanzwerte der betriebsnotwendigen Vorräte
e) kalkulatorischen Werte des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens nach Maßgabe des Satzes 5.

[3]Es ist jeweils der Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand anzusetzen. [4]Bei der Ermittlung des Jahresanfangsbestands der Anlagen im Bau und geleisteten Anzahlungen sind vorgenommene Umbuchungen in das fertiggestellte Sachanlagevermögen zu berücksichtigen und entsprechend im Anfangsbestand abzuziehen. [5]Das betriebsnotwendige Umlaufvermögen beträgt 1/24 der Netzkosten des Geschäftsjahres.

9.3. Kapitalquote

[1]Die Gewichtung erfolgt auf Grundlage eines festgelegten Anteils der beiden Finanzierungsarten am Gesamtkapital des Unternehmens. [2]Der festgelegte Anteil des als Eigenkapital verzinsten Kapitals am Gesamtkapitalkostensatzbeträgt 40 Prozent. [3]Der Fremdkapitalanteil entspricht 60 Prozent.

9.4. Bestimmung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes

Bei der Ermittlung der Netzkosten ist auf das kalkulatorische Eigenkapital im jeweiligen Kalenderjahr der Eigenkapitalzinssatz anzuwenden, der nach Maßgabe von Tenorziffer 4 der Festlegung GBK-25-02-3#1 (Kapitalverzinsung) von der Bundesnetzagentur für die jeweilige Regulierungsperiode nach Tenorziffer 2.3 der Festlegung GBK-25-01-1#1 (RAMEN Strom) festgelegt worden ist.

9.5. Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes

[1]Für die Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes ist im jeweiligen Kalenderjahr der Anleiheindex (oder die Anleiheindizes) zugrunde zu legen, der nach Maßgabe von Tenorziffer 5 der Festlegung GBK-25-02-3#1 (Kapitalverzinsung) von der Bundesnetzagentur für die jeweilige Regulierungsperiode nach Tenorziffer 2.3 der Festlegung GBK-25-01-1#1 (RAMEN Strom) festgelegt worden ist.

[2]Das dem Anleiheindex (oder den Anleiheindizes) zugrunde liegende Kreditrisikorating muss für jedes in den Durchschnitt einbezogene Kalenderjahr dem des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers entsprechen.

[3]Dabei ist der zeitliche Verlauf des Ratings des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers bzw. des finanzierenden Mehrheitsgesellschafters, falls der Übertragungsnetzbetreiber nicht über ein eigenes Rating verfügt, zu berücksichtigen. [4]Weisen die Ratingagenturen unterschiedliche Ratings für einen Übertragungsnetzbetreiber aus, ist ein arithmetischer Mittelwert aus diesen zu bilden und zugrunde zu legen.

[5]Die Bestimmung des gewichteten Fremdkapitalzinssatzes erfolgt grundsätzlich auf Grundlage des Jahreswertes der vom Übertragungsnetzbetreiber emittierten Anleihen der ausgewählten Reihe(n) unter Berücksichtigung des zu diesem Zeitpunkt vorliegenden, individuellen Ratings. [6]Falls die Fremdkapitalaufnahmen mittels Anleihen nicht eindeutig dem Übertragungsnetzbetreiber zugeordnet werden können, wird die Gewichtung des Fremdkapitalzinssatzes ersatzweise wie folgt bestimmt: es wird ein arithmetisches Mittel aus den Gewichtungen der Fremdkapitalzinssätze der anderen Übertragungsnetzbetreiber bestimmt, bei denen eine eindeutige Zuordnung der Fremdkapitalaufnahmen zum Übertragungsnetzbetreiber möglich ist. [7]Das Rating des Mehrheitsgesellschafters, über den die Finanzierung der Geschäftstätigkeit erfolgt, wird auch in diesem Fall berücksichtigt.

[8]Ein pauschaler Zuschlag für Fremdkapitalnebenkosten wird nicht gewährt.

10. Tatsächliche Gewerbesteuer

[1]Im Rahmen der Ermittlung der Netzkosten wird die dem Netzbereich sachgerecht zuzuordnende tatsächliche handelsrechtliche Gewerbesteuer in Ansatz gebracht, wie sie sich aus dem Tätigkeitsabschluss des Übertragungsnetzbetreibers ergibt. [2]Ist ein

Übertragungsnetzbetreiber eine Organgesellschaft, so wird die Gewerbesteuer der handelsrechtlichen Gewinn- und Verlustrechnung unter der Position „Steuern vom Einkommen und vom Ertrag“ nur dann berücksichtigt, wenn bei der Bildung der Gewerbesteuerumlage die Verteilungsmethode zur Anwendung kam, bei der die Organträgerin die effektiv insgesamt geschuldete und abgeführte Gewerbesteuer anteilig auf die Organgesellschaften und die Organträgerin nach einem gesondert vereinbarten Schlüssel verteilt.

11. Kostenmindernde Erlöse und Erträge

[1]Sonstige Erlöse und Erträge sind, soweit sie sachlich dem Netzbetrieb zuzurechnen und insbesondere den Positionen

a) aktivierte Eigenleistungen,

b) Zins- und Beteiligungserträge,

c) Netzanschlusskostenbeiträge,

d) Baukostenzuschüsse

e) Investitionszuschüsse oder

f) sonstige Erträge und Erlöse

der netzbezogenen Gewinn- und Verlustrechnung zu entnehmen sind, von den Netzkosten in Abzug zu bringen. [2]Einnahmen nach § 140 des Telekommunikationsgesetzes sind sachlich nicht dem Netzbetrieb zuzurechnen. [3]Die von Anschlussnehmern entrichteten Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge sowie Investitionszuschüsse sind über eine Dauer von 20 Jahren linear aufzulösen und jährlich netzkostenmindernd anzusetzen.

[4]Satz 3 gilt nicht bei Investitionszuschüssen, die gemäß Tenorziffer 8.1 Satz 4 aktivisch abgesetzt wurden.

[5]Einnahmen aus der Zuweisung der auf den Verbindungsleitungen zwischen nationalen Übertragungsnetzen verfügbaren Kapazitäten sowie die Verwendung dieser Einnahmen sind gemäß den Regeln von Art. 19 VO (EU) 2019/943 durch den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber schriftlich zu dokumentieren und zu verwenden.

ENTWURF

12. Ermittlung der umlagefähigen Netzkosten von Offshore-Anbindungsleitungen

Die Ermittlung der nach § 17f Abs. 1 S. 1 Nr. 3 bis 6 EnWG umlagefähigen Netzkosten für die Errichtung und den Betrieb von Offshore-Anbindungsleitungen erfolgt nach den Tenorziffern 3 bis 11 und 13 zur Netzkostenermittlung mit den Maßgaben des § 17i EnWG.

13. Effizienzanreize

[1] Die Entgelte sind auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung zu bilden, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung. [2]Solange ein Effizienzvergleich der Gesamtkosten eines Übertragungsnetzbetreibers nicht durchführbar ist, soll die Bundesnetzagentur andere Methoden zur Gewährleistung einer effizienten Leistungserbringung anwenden. [3]Dies kann etwa in Form von Partialbenchmarks, Anreizmodellen für einzelne Kostenarten mit Bonus-/Malus-Funktion, einer Prozesskostenrechnung sowie einer outputorientierten Festsetzung der Kosten erfolgen. [4]Die Bundesnetzagentur kann zu diesem Zweck Entscheidungen durch Festlegungen nach § 29 Abs. 1 EnWG treffen zur Entwicklung und Ausgestaltung von Effizienzanreizen unter Anwendung ökonomischer, ökonometrischer und regulatorischer Methoden, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen müssen.

13.1. Partialbenchmark

[1]Ein Partialbenchmark bezieht sich auf den Vergleich von Teilbereichen der Kosten der Übertragungsnetzbetreiber untereinander. [2]Für einzelne Kostenpositionen der Betriebsführung (OPEX) können spezifische Kennzahlen und Leistungsindikatoren verwendet werden, um diese zu bewerten und zu vergleichen. [3]Dies können beispielsweise Kosten pro Einheit, Kosten pro Mitarbeiter, Kosten pro Prozessdurchlauf oder andere relevante Kennzahlen sein. [4]Identifizierte Ineffizienzen sind über einen Zeitraum von drei Jahren abzuschmelzen.

13.2. Anreizmodelle für einzelne Kostenarten

[1]Für einzelne beeinflussbare Kostenarten kann die Bundesnetzagentur Methoden bestimmen, die mit einem Aufschlag bzw. Abschlag auf die zulässigen Kosten Anreize

für eine möglichst effiziente Leistungserbringung setzen. [2]Näheres regeln Festlegungen nach § 29 Abs. 1 EnWG.

13.3. Prozesskostenrechnung

[1]Die Prozesskostenrechnung ist eine spezielle Form der Kostenrechnung, die den einzelnen Unternehmensprozessen Kosten zuordnet. [2]Die Prozesskostenrechnung zielt somit darauf ab, die Kosten einzelner Prozesse oder Aktivitäten im Netzbetrieb detailliert zu erfassen und zu analysieren. [3]Mit Hilfe einer Prozesskostenrechnung können nach einer Analyse einzelner Unternehmensprozesse idealtypische Prozesskosten ermittelt werden, die dem Übertragungsnetzbetreiber dann als Vorgaben oder abzubauende Kosten über einen Zeitraum auferlegt werden. [4]Näheres regeln Festlegungen nach § 29 Abs. 1 EnWG.

13.4. Outputorientierte Festlegung von Kosten

[1]Bei der outputorientierten Festlegung von zulässigen Erlösen werden für Teilleistungen anhand der tatsächlich erbrachten Leistungen (Outputs) Erlöse festgelegt, die sich von den tatsächlich zuordenbaren Kosten lösen. [2]Näheres regeln Festlegungen nach § 29 Abs. 1 EnWG.

14. Beschleunigungsanreize

[1]Sinkt die Gesamtmenge des Redispatch im System nachweisbar, wird nach näher festzulegenden Regelungen ein Aufschlag auf künftige Plankosten gewährt. [2]Als erstes Referenzjahr für die Ermittlung des Rückgangs der Gesamtmenge des Redispatch wird das Jahr 2025 festgelegt. [3]Näheres regeln Festlegungen nach § 29 Abs. 1 EnWG.

15. Forschung und Entwicklung

[1]Erlöse aus einem Forschungs- und Entwicklungsvorhaben im Rahmen der staatlichen Energieforschungsförderung, das durch eine zuständige Behörde eines Landes oder des Bundes, insbesondere des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie oder des Bundesministeriums für Forschung, Technologie und Raumfahrt bewilligt wurde und fachlich betreut wird, sind nur zu einem Anteil von 90 Prozent von den Netzkosten in Abzug zu bringen.

[2]Nach Abschluss des Forschungs- und Entwicklungsvorhabens hat der Übertragungsnetzbetreiber den Bescheid über die Prüfung des

Verwendungsnachweises und, sofern eine Preisprüfung erfolgt, den dazu von der für die fachliche und administrative Prüfung des Projekts zuständigen Behörde ausgestellten Bescheid bei der Bundesnetzagentur vorzulegen.

16. Zahlungen an Grundstückseigentümer und Nutzungsberechtigte

16.1. Berücksichtigung der Zahlungen an Grundstückseigentümer und Nutzungsberechtigte in den Netzkosten

[1]Soweit ein Übertragungsnetzbetreiber an den Grundstückseigentümer oder den Nutzungsberechtigten einer land- oder forstwirtschaftlich genutzten Fläche, auf dessen Grundstück nach dem Bundesbedarfsplangesetz oder dem Energieleitungsausbaugesetz eine Freileitung oder ein Erdkabel errichtet wird,

a) Dienstbarkeitsentschädigungen nach Tenorziffer 16.2.,
b) Zuschläge für eine gütliche Einigung nach Tenorziffer 16.3. oder
c) Aufwandsentschädigungen nach Tenorziffer 16.5.

entrichtet, sind die Zahlungen als Anschaffungs- und Herstellungskosten der Freileitung oder des Erdkabels bei der Bestimmung der Netzkosten zu berücksichtigen, soweit sie im Jahresabschluss aktiviert sind. [2]Die Aktivierung der Kosten erfolgt zum Zeitpunkt der jeweiligen Zahlung.

16.2. Dienstbarkeitsentschädigung

[1]Dienstbarkeitsentschädigungen können nur berücksichtigt werden, wenn sie auf Grund einer geschlossenen Vereinbarung des Übertragungsnetzbetreibers mit dem Grundstückseigentümer entrichtet worden sind und in das Grundbuch eine beschränkte persönliche Dienstbarkeit zugunsten des Übertragungsnetzbetreibers eingetragen worden ist oder eine vergleichbare Sicherung vorliegt.

[2]Dienstbarkeitsentschädigungen dürfen nur bis zu der folgenden Höhe berücksichtigt werden:

a) bei Höchstspannungsfreileitungen und Gleichstrom-Hochspannungsfreileitungen bis zu 25 Prozent des Verkehrswertes der in Anspruch genommenen Schutzstreifenfläche und

b) bei Höchstspannungserdkabeln und Gleichstrom-Hochspannungserdkabeln bis zu 35 Prozent des Verkehrswertes der in Anspruch genommenen Schutzstreifenfläche.

16.3. Zuschläge für eine gütliche Einigung

[1]Für den Grundstückseigentümer können Zuschläge für eine gütliche Einigung berücksichtigt werden, wenn die Voraussetzungen nach Tenorziffer 16.2. erfüllt sind und der Grundstückseigentümer innerhalb von acht Wochen nach Zugang der finalen Angebotsunterlagen durch den Übertragungsnetzbetreiber die Dienstbarkeitsbewilligung notariell beglaubigen lässt. [2]Sie dürfen nur bis zu einer Höhe von 75 Prozent der Dienstbarkeitsentschädigung berücksichtigt werden, wobei sie einen Wert von 0,5 EUR pro Quadratmeter der in Anspruch genommenen Schutzstreifenfläche nicht unterschreiten und einen Wert von 2 EUR pro Quadratmeter der in Anspruch genommenen Schutzstreifenfläche nicht übersteigen dürfen.

[3]Für vom Eigentümer personenverschiedene Nutzungsberechtigte können Zuschläge für eine gütliche Einigung über Nutzungsvereinbarung in Höhe von bis zu 300 EUR berücksichtigt werden, wenn die vom Nutzungsberechtigten unterschriebene Vereinbarung innerhalb von vier Wochen nach Zugang der finalen Angebotsunterlagen durch den Übertragungsnetzbetreiber bei dem Übertragungsnetzbetreiber oder einem von ihm Beauftragten eingeht.

16.4. Einmalige Zahlung bzw. Ratenzahlung

[1]Der Grundstückseigentümer kann hinsichtlich der Dienstbarkeitsentschädigung und des Zuschlags für die gütliche Einigung wählen, ob eine einmalige Zahlung oder eine Zahlung in drei Raten erfolgt. [2]Bei einer ratenweisen Zahlung soll die erste Rate spätestens vier Wochen nach Eintragung der Dienstbarkeit in das Grundbuch, die zweite Rate zehn Jahre und die dritte Rate 30 Jahre nach der Eintragung in das Grundbuch durch den Übertragungsnetzbetreiber an den jeweiligen Grundstückseigentümer entrichtet werden. [3]Eine Ratenzahlung ist ab einem Betrag von mindestens 10 000 EUR pro Rate möglich.

[4]Für vom Eigentümer personenverschiedene Nutzungsberechtigte soll die Zahlung des Zuschlags für die gütliche Einigung einmalig innerhalb von vier Wochen nach Abschluss der Vereinbarung erfolgen.

16.5. Aufwandsentschädigungen

[1]Zur Entschädigung des mit einer Entschädigungsvereinbarung und Erteilung der Eintragungsbewilligung für die Dienstbarkeit bzw. mit dem Abschluss einer Nutzungsvereinbarung verbundenen Aufwands können Aufwandsentschädigungen für den Grundstückseigentümer und für Nutzungsberechtigte bei der Bestimmung der Netzkosten berücksichtigt werden.

[2]Aufwandsentschädigungen an Grundstückseigentümer können für die Aufwendungen berücksichtigt werden, die mit dem Abschluss des Vertrags und der Eintragung der beschränkten persönlichen Dienstbarkeit verbunden sind. [3]Sie dürfen grundsätzlich nur bis zu einer Höhe von 500 EUR pro Eintragung berücksichtigt werden. [4]Bei mehreren Eigentümern ist der Betrag anteilig zu zahlen. [5]Sofern es sich um sich um mehr als zehn Eigentümer pro Eintragung handelt, ist eine Mindestaufwandsentschädigung von 50 EUR pro Eigentümer möglich.

[6]Aufwandsentschädigungen an vom Eigentümer personenverschiedene Nutzungsberechtigte können für die Aufwendungen berücksichtigt werden, die mit dem Abschluss der Nutzungsvereinbarung verbunden sind. [7]Sie dürfen nur bis zu einer Höhe von 300 EUR pro Vereinbarung berücksichtigt werden. [8]Bei mehreren Nutzungsberechtigten ist der Betrag anteilig zu zahlen. [9]Sollte der Nutzungsberechtigte zugleich Grundstückseigentümer sein, fällt der Betrag nicht an, sondern ist mit der Aufwandsentschädigung für den Eigentümer abgegolten.

17. Ausgleichszahlungen an Städte und Gemeinden

[1]Soweit ein Übertragungsnetzbetreiber auf Grundlage einer Vereinbarung mit Städten oder Gemeinden oder Interessenverbänden der Städte und Gemeinden Zahlungen an Städte oder Gemeinden, auf deren Gebiet eine Freileitung auf neuer Trasse errichtet wird, entrichtet, können die Zahlungen bei der Bestimmung der Netzkosten berücksichtigt werden, sofern die Planfeststellung für den relevanten Leitungsabschnitt bis zum 31.12.2032 beantragt wird. [2]Voraussetzung ist, dass es sich um ein Vorhaben des BBPlG und des EnLAG handelt. [3]Die Regelung ist begrenzt auf Höchstspannungsfreileitungen ab 380 Kilovolt und Gleichstrom-Hochspannungsfreileitungen ab 300 Kilovolt. [4]Die Zahlung ist einmalig bis zu der Höhe von 40 000 EUR pro Kilometer möglich. [5]Die Zahlung erfolgt nach tatsächlicher

Inbetriebnahme der Leitung. [6]Die Zahlungen können bei der Bestimmung der Netzkosten berücksichtigt werden, wenn sie als Anschaffungs- und Herstellungskosten oder als Baunebenkosten im Jahresabschluss aktiviert sind oder als laufender Aufwand gebucht wurden.

18. Evaluierung

Die Bundesnetzagentur evaluiert die in der vorliegenden Festlegung getroffenen Regelungen sowie die diese konkretisierenden Regelungen in Festlegungen nach § 29 Abs. 1 EnWG im Hinblick auf eine konzeptionelle Anpassung nach 2037 bis spätestens 31.12.2034.

19. Kostenentscheidung

Die Entscheidung ergeht gebührenfrei.

Anlage 1: Anlagengruppen und Nutzungsdauern

Anlagengruppen			**Nutzungsdauer (Jahre)**
I.		**Allgemeine Anlagen**	
	1.	Immaterielle Vermögensgegenstände	
	1.1	Selbst geschaffene gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte	gem. Handelsrecht
	1.2	Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten	gem. Handelsrecht
	1.3	Geleistete Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskostenbeiträge und Investitionszuschüsse	20
	2.	Grundstücke	-
	3.	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen, sonstige Bauten	20
	4.	Betriebsgebäude	50
	5.	Verwaltungsgebäude	60
	6.	Gleisanlagen, Eisenbahnwagen	23
	7.	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte); Vermittlungseinrichtungen	8
	8.	Werkzeuge/Geräte	10
	9.	Lagereinrichtung	14
	10.	EDV-Anlagen	
		- Hardware	4
		- Software	3
	11.	Fahrzeuge	
		- Leichtfahrzeuge	5

		- Schwerfahrzeuge	8
II.		**Erzeugungsanlagen**	
	1.	EE-Anlagen auf Betriebsgebäuden	20
	2.	Batteriespeicher	20
	3.	Blindstromkompensationsanlagen	20
III.		**Fortleitungs- und Verteilungsanlagen**	
	1.	Netzanlagen für Hochspannungsübertragung	
	1.1	Leitungsnetze	
		- Freileitung 110-380 kV	40
		- Kabel 380 kV oder höher HGÜ	40
		- Kabel 220 kV	40
		- Kabel 110 kV	40
	1.2	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Schalter	35
	1.3	Schutz- und Messeinrichtungen	
	1.3.1	Analoge Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatikanlagen sowie Rundsteueranlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen	25
	1.3.2	Digitale Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatikanlagen sowie Rundsteueranlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen	10
	1.4	Anlagen zur Offshore-Netzanbindung	20
	1.5	Sonstiges	20
	2.3	Stationen mit elektrischen Einrichtungen	
		- 380/220/110/30/10 kV-Stationen	25
		- Kundenstationen	30
		- Stationsgebäude	30
		- Allgemeine Stationseinrichtungen, ortsfeste Hebezeuge und Lastenaufzüge einschließlich Laufschienen, Außenbeleuchtung in Umspann- und Schaltanlagen	25
		- Schalteinrichtungen	30
		- Analoge Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatikanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen	25
		- Digitale Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatikanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen	10
	2.4	Abnehmeranschlüsse	
		- Kabel	35
		- Freileitungen	30
	2.6	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger	20
	2.7	Kommunikationsleitung	
		- Analoge Leitungen	30
		- Digitale Leitungen	20
	2.8	Stationäre und mobile Stromaggregate	15

Inhaltsverzeichnis

I. Sachverhalt ... 25
1. Verfahrenseinleitung ... 25
2. Eckpunktepapier ... 25
3. Expertenaustausche ... 26
4. Stellungnahmen zum Eckpunktepapier und den Expertenaustauschen ... 27
4.1. Grundsätzliche Anmerkungen ... 27
4.2. Cost-Plus-Regulierung ... 28
4.3. Kapitalverzinsung ... 30
4.4. Effizienzanreize ... 32
4.5. Beschleunigungsanreize ... 34
4.6. Forschung und Entwicklung ... 34
4.7. Zahlungen an Dritte ... 35
4.8. Tatsächliche Gewerbesteuer ... 35
4.9. Fortbestand freiwilliger Selbstverpflichtungen ... 36
5. Anhörung des Festlegungsentwurfs ... 36
6. Beteiligung ... 36
II. Rechtliche Würdigung ... 37
1. Zuständigkeit ... 37
2. Ermächtigungsgrundlage ... 37
3. Formelle Rechtmäßigkeit ... 37
4. Rechtlicher Rahmen ... 37
4.1. Europäischer Rechtsrahmen ... 37
4.2. Nationaler Rechtsrahmen ... 41
5. Anwendungsbereich (Tenorziffer 1) ... 43
6. Kostenbasierte Regulierung (Cost-Plus-Regulierung) (Tenorziffer 2) ... 45
6.1. Wechsel zu einer Cost-Plus-Regulierung mit Effizienzanreizen ... 45
6.2. Jährliche Plankostenermittlung ... 52
6.3. Grundlage neuer Plankosten ... 54
6.4. Plan-Ist-Abgleich ... 57
6.5. Kostenprüfung ... 59

ENTWURF

7. Grundsätze der Netzkostenermittlung (Tenorziffer 3) 61
8. Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter (Tenorziffer 4) 66
9. Dienstleistungen (Tenorziffer 5) 66
10. Aufwandsgleiche Kostenpositionen (Tenorziffer 6) 70
11. Umstellung der Bewertung des Sachanlagevermögens auf Realkapitalerhaltung (Tenorziffer 7) 72
11.1. Erhaltungskonzeptionen in der StromNEV 72
11.2. Nettosubstanzerhaltung 72
11.3. Realkapitalerhaltung 72
11.4. Unterschiede Zahlungsströme im Zeitablauf 73
11.5. Die Übergangsregelung aus der StromNEV (Alt-/Neuanlagen) 73
11.6. Keine Fortführung des bisherigen Mischsystems 74
11.7. Ausgestaltung des Kompensationsansatzes 76
12. Kalkulatorische Abschreibungen (Tenorziffer 8) 78
12.1. Grundsätze (Tenorziffer 8.1.) 78
12.2. Nutzungsdauern (Tenorziffer 8.2.) 80
12.3. Keine Abschreibungen unter Null (Tenorziffer 8.3.) 82
13. Kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung (Tenorziffer 9) 82
13.1. Verzinsungsbasis 83
13.2. Anzusetzende Kapitalquote 96
13.3. Eigenkapitalzinssatz 99
13.4. Fremdkapitalzinssatz 100
14. Tatsächliche Gewerbesteuer (Tenorziffer 10) 105
15. Kostenmindernde Erlöse und Erträge (Tenorziffer 11) 108
16. Ermittlung der umlagefähigen Netzkosten von Offshore-Anbindungsleitungen 110
17. Anlagengruppen und Nutzungsdauern (Anlage 1) 110
18. Effizienzanreize (Tenorziffer 4) 114
18.1. Bonus/Malus-Regelungen zu Verlustenergie und Regelenergie 115
18.2. Partialbenchmarks 116
18.3. Prozesskostenrechnung 116
18.4. Outputbasierte Berechnung der zulässigen operativen Kosten 120
19. Beschleunigungsanreize (Tenorziffer 14) 121
20. Forschung und Entwicklung (Tenorziffer 15) 123
21. Zahlungen an Grundstückseigentümer und Nutzungsberechtigte (Tenorziffer 17) 125

ENTWURF

22. Ausgleichszahlungen an Städte und Gemeinden 134
23. Evaluierung (Tenorziffer 18) 136
24. Kosten (Tenorziffer 19) 136
25. Öffentliche Bekanntmachung 136

ENTWURF

Gründe

I. Sachverhalt

1. Verfahrenseinleitung

1 Die Große Beschlusskammer Energie (Beschlusskammer) hat am 05.03.2025 von Amts wegen ein Verfahren zur Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber unter dem Aktenzeichen GBK-25-01-1#2 eingeleitet.

2 Die Festlegung soll das Regulierungssystem für Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich der Kosten- und Erlösbestimmung in seinen wesentlichen Ausprägungen beschreiben und begründen. Zu den wesentlichen Ausprägungen gehören beispielsweise die Einführung einer jährlichen plankostenbasierten Cost-Plus-Regulierung mit zeitlich nachlaufendem Ist-Kosten-Abgleich, Regelungen zur Kapitalverzinsung sowie zu Effizienz- und Beschleunigungsanreizen.

3 Die Einleitung des Verfahrens wurde am 05.03.2025 im Amtsblatt 05/2025, S. 441 der Bundesnetzagentur sowie auf der Internetseite der Bundesnetzagentur bekannt gemacht. Zugleich wurden die Landesregulierungsbehörden gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens benachrichtigt.

2. Eckpunktepapier

4 Die Bundesnetzagentur hat ihre ersten Überlegungen zu möglichen Anpassungen des Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber in einem Eckpunktepapier zusammengefasst und am 10.03.2025 auf ihrer Internetseite veröffentlicht und interessierten Kreisen die Gelegenheit zur Stellungnahme bis zum 18.04.2025 gegeben.[1] Am 10.04.2025 hat die Bundesnetzagentur einen Expertenaustausch zum veröffentlichten Eckpunktepapier veranstaltet. Die Agenda, die Präsentationen der Teilnehmenden sowie die Aufzeichnung des Chatverlaufs sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht.[2]

[1] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Ebene1_Rahmen/UENB/start.html.
[2] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Termine/2025/04_10.04_Expertenaustausch_Eckpunkte_Uenb.html?nn=1052180#[Anker12].

3. Expertenaustausche

5 Die Bundesnetzagentur hat zudem in Vorbereitung des Festlegungsentwurfes eine Reihe von Expertenaustauschen zu den im Eckpunktepapier angelegten Themenkomplexen veranstaltet. Diese dienten der frühzeitigen Einbeziehung von Stakeholdern in den Diskussionsprozess sowie der vorgelagerten Sachverhaltsaufklärung bzw. der Klärung von Sachfragen. Im Rahmen dieser Termine haben sich Vertreterinnen und Vertreter der Bundesnetzagentur mit Expertinnen und Experten ausgetauscht. Weiteren Stakeholdern, Wissenschaftlern und interessierten Akteuren stand nach vorheriger Anmeldung ebenfalls eine Teilnahme per WebEx-Konferenz offen. Die Agenden, Präsentationen sowie Chatverläufe zu diesen Terminen sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht.[3]

6 So fand am 28.04.2025 ein Expertenaustausch zu Beschleunigungsanreizen statt.[4]

7 Am 10.05.2025 fand ein Informationstermin statt, bei dem der Stand der Festlegung zur Kapitalverzinsung sowie Besonderheiten der Kapitalverzinsung bei Übertragungsnetzbetreibern erörtert wurden. Im Rahmen dieses Termins sind Vertreterinnen und Vertreter der Bundesnetzagentur in einem Teil 1 auf den Stand der Meinungsbildung der Behörde zur Festlegung zur Kapitalverzinsung [GBK-25-02-3#1] eingegangen. Ausgehend von der allgemeinen Methodik wurden in einem Teil 2 die Besonderheiten, die sich für die Übertragungsnetzbetreiber ergeben könnten, vertieft vorgestellt und mit den Experten diskutiert.[5]

8 Zum Thema „Jährlichkeit, FSV, Kostenprüfung und Regulierungskonto“ hat die Bundesnetzagentur am 16.06.2025 einen Expertenaustausch veranstaltet.[6]

9 Am 23.05.2025 fand schließlich ein Expertenaustausch zum Thema „Effizienzinstrumente und Forschung & Entwicklung“ statt.[7]

---

[3] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/GBK_Termine.html.
[4]https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Termine/2025/04_28.04_Expertenaustausch_Eckpunkt_Beschleunigung_Uenb.html?nn=1052120.
[5]https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Termine/2025/05_09.05_Expertenaustausch_Eckpunkt_Kapverzinsung_Uenb.html?nn=1052120.
[6]https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Termine/2025/06_16.06_Expertenaustausch_Jaehrlichkeit_FSV_Kostenpruefung.html?nn=1052120.
[7]https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Termine/2025/06_23.06_Expertenaustausch_Effizienzinstrumente.html?nn=1052120.

4. Stellungnahmen zum Eckpunktepapier und den Expertenaustauschen

10 Insgesamt sind zahlreiche Stellungnahmen von Netzbetreibern, Verbänden, Investoren und Netznutzern zu dem Eckpunktepapier eingegangen. Die eingegangenen Stellungnahmen sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht.[8] Deren Inhalt sowie die Stellungnahmen und Beiträge im Rahmen und im Nachgang der durchgeführten Expertenaustausche lassen sich im Wesentlichen wie folgt zusammenfassen:

4.1. Grundsätzliche Anmerkungen

11 Die vier Übertragungsnetzbetreiber fordern grundsätzlich einen im Vergleich zum Status Quo wesentlich verbesserten Regulierungsrahmen, um die anstehenden notwendigen Investitionen zu ermöglichen. Anhand der veröffentlichten Eckpunkte zeichne sich jedoch ab, dass sich die Investitionsbedingungen eher verschlechtern als verbessern könnten. Dem starken Wachstum der Betriebskosten könne mit dem geplanten Jährlichkeitsprinzip begegnet werden. Dies wird seitens der Übertragungsnetzbetreiber begrüßt.

12 Jedoch seien die Auswirkungen der zusätzlichen Anreizmechanismen unklar und dürften insbesondere nicht durch rückwirkende Kürzungen konterkariert werden. Weiterhin zeichne sich ab, dass weitere Optionen zur Sicherstellung der Finanzierungsfähigkeit - neben dem Eigenkapitalzins - deutlich eingeschränkt werden sollen.

13 Die FNB Gas vertreten die Auffassung, dass die sachlichen Gründe, auf eine jährliche Kostenprüfung und weitere Anpassungen, wie beim Effizienzvergleich der Übertragungsnetzbetreiber zu schwenken, auf die zukünftige Regulierung der Fernleitungsnetzbetreiber übertragbar seien.

14 Aus der Sicht der Investoren müsse der Regulierungsrahmen stabil, vorhersehbar und verlässlich sein. Übertragungsnetzkapazitäten seien langfristiger Natur und erforderten eine langfristige Finanzierung über mehrere Politikzyklen hinweg. Vor diesem Hintergrund sei es zwar sinnvoll, den Regulierungsrahmen bis mindestens 2037 festzulegen. Eine über diesen Zeitraum hinausgehende Anpassung des Rahmens an die gesamte Laufzeit des Netzentwicklungsplans bis 2045 sei jedoch eine logische Änderung, die die Transparenz erhöhen und das Vertrauen stärken würde, dass sich wesentliche Aspekte der Regulierung über einen signifikanten Zeithorizont nicht wesentlich ändern würden.

[8] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Ebene1_Rahmen/UENB/start.html.

15 In der Stellungnahme des DGB kommen übergeordnete Gesichtspunkte zum Tragen. Leistungsfähige Energienetze seien ein Grundpfeiler für die Zukunft des Wirtschaftsstandorts Deutschland. Sie seien eine entscheidende Voraussetzung für die Modernisierung, Dekarbonisierung und Elektrifizierung der deutschen Volkswirtschaft. Der Deutsche Gewerkschaftsbund fordert daher, dass die deutschen Stromnetze weiter entschlossen und ambitioniert ausgebaut und modernisiert werden.

4.2. Cost-Plus-Regulierung

16 Die seitens der Beschlusskammer beabsichtigte Einführung einer jährlichen plankostenbasierten Cost-Plus-Regulierung („Jährlichkeitsprinzip“) mit Effizienzanreizen und zeitlich nachlaufendem Ist-Kosten-Abgleich wird in den Stellungnahmen grundsätzlich begrüßt. Dieses Modell verspreche unter bestimmten Voraussetzungen eine schnellere Refinanzierung der erforderlichen Kosten und erhöhe gleichzeitig die Transparenz der regulatorischen Prozesse und in der Folge die Planbarkeit und das Vertrauen in die Ergebnisse.

17 Von Netznutzerseite wurde vorgetragen, dass der jährliche Plan-Kostenansatz das Risiko von überhöhten Kostenansätzen und einer damit einhergehenden weiteren Erhöhung der Netzentgelte mit sich bringe. Daher seien konkrete Vorgaben zur Bestimmung der Plankosten zu begrüßen und der vorgesehene Ist-Kosten-Abgleich zwingend vorzunehmen. Die Häufigkeit der Prüfung sollte sich an der Dauer der Regulierungsperiode für Verteilernetzbetreiber orientieren, also alle drei Jahre erfolgen. Zudem sei es erforderlich, dem etwaigen Anreiz zur Vornahme ineffizienter Investitionen bspw. durch Bonus-Malus-Systeme und partielle Effizienzvergleiche (Partial-Benchmarks) entgegenzuwirken.

18 Im neuen Regulierungsrahmen sei eine umfassende Ex-post-Kostenprüfung mindestens alle vier Jahre vorgesehen. Im Unterschied zur bisherigen Anreizregulierung, in welcher das zur Verfügung stehende Budget ex ante vor einer Regulierungsperiode bekannt sei, betreffe die regulatorische Prüfung perspektivisch ausschließlich vergangenheitsbezogene Kosten. Seitens der Übertragungsnetzbetreiber wurde gefordert, dass es im Sinne der Planbarkeit und Verlässlichkeit kein unkalkulierbares Risiko einer Nicht-Anerkennung der bereits (über mehrere Jahre) entstandenen Kosten geben dürfe. Dies betreffe insbesondere die Kapitalkosten, die zum größten Teil auf dem Netzentwicklungsplan und internationalen Ausschreibungen basierten. Kostenkürzungen für Kostenpositionen, die bis zu fünf Jahre in der Vergangenheit angefallen sind, seien für die Übertragungsnetzbetreiber nicht akzeptabel

und stellten auch für Investoren eine nicht kalkulierbare Risikogröße dar. Dieses potenziell neue Risiko der Kürzung von Kapitalkosten würde das Rendite-/Risiko-Profil signifikant weiter verschlechtern und künftig erforderliche Kapitalaufnahmen erschweren oder sogar unmöglich machen.

19 Grundsätzlich müssten betriebsnotwendige Kosten vollständig anerkannt werden, wenn die (zum Zeitpunkt der Kostenentstehung) geltenden Vorgaben eingehalten wurden. Sollten im Rahmen einer Kostenprüfung Ineffizienzen festgestellt werden, sei eine Effizienzverbesserung nur in der Zukunft realisierbar. Dabei seien die jeweiligen Vorlaufzeiten (für Planung, Genehmigung, Beschaffung, Bau) und die Vorgaben des § 21a EnWG (Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit) zu berücksichtigen.

20 Die Übertragungsnetzbetreiber regen aus Vereinfachungsgründen an, auf eine umfassende Erläuterungs- und Nachweispflicht im Rahmen der Plankostenmeldung und Ist-Kosten-Genehmigung zu verzichten, wenn Kostensteigerungen im Vergleich zum Vorjahr im Rahmen der üblichen Preisentwicklung liegen. Diese könnte anhand des Verbraucherpreisindexes zuzüglich einer noch zu definierenden angemessenen Wachstumsrate bestimmt werden. In diesen Fällen sollte auch die Ist-Kosten-Genehmigung direkt mit der Ist-Kosten-Meldung erfolgen. Bei Kostensteigerungen die über diesen Schwellenwert hinausgingen, solle die Genehmigung nach der Betriebsprüfung bzw. nach Eintreten der Genehmigungsfiktion erfolgen.

21 Nach Auffassung des Deutschen Gewerkschaftsbundes wäre es wünschenswert, Personalkosten, insbesondere Personalkostensteigerungen aufgrund tarifvertraglicher Vereinbarungen, sowie Kosten der betrieblichen Mitbestimmung grundsätzlich als „betriebsnotwendig und effizient“ einzustufen.

22 Hinsichtlich der geplanten Einführung einer Genehmigungsfiktion wurde von Seiten der Übertragungsnetzbetreiber und Investoren vorgetragen, dass diese zur Schaffung von Rechtssicherheit unerlässlich sei. Der im Eckpunktepapier vorgesehene Zeitraum von fünf Jahren sei jedoch zu lang gewählt und sollte auf zwei Jahre verkürzt werden. Insbesondere im Zuge der angestrebten Harmonisierung der On- und Offshore-Regulierung sei dies besonders wichtig, da für die Offshore-Kosten und die Refinanzierung über die Offshore-Netzumlage derzeit keine Genehmigung vorgesehen sei. Seitens der Netznutzer wurde dagegen gefordert, auf eine Genehmigungsfiktion zu verzichten. Eine solche mache nur dann Sinn, wenn die

Beschlusskammer plane, von der umfassenden Kostenprüfung „mindestens alle vier Jahre“ tatsächlich abzusehen. Werde eine solche Kostenprüfung vorgenommen, bedürfe es keiner Genehmigungsfiktion, da dann die zulässigen Kosten bereits im Rahmen der Kostenprüfung innerhalb eines kürzeren Zeitraums als fünf Jahre festgesetzt würden.

23 Der angedachte Glättungsmechanismus zur Vermeidung extremer Schwankungen der Onshore-Netzentgelte wird grundsätzlich als sinnvoll erachtet, um Stabilität für die Netzkunden zu gewährleisten. Bei einer Zwischenfinanzierung über mehrere Jahre müsse eine Verzinsung analog zur Systematik des heutigen Regulierungskontos sichergestellt sein. Darüber hinaus könne der gewählte Mechanismus der Verstetigung der Plan-/Ist-Differenzen aus der Onshore-Netzentgeltbildung bei hohen Schwankungen die Liquidität der Übertragungsnetzbetreiber beeinflussen. Es sei daher wichtig, dass die Regelungen verbindlich und planbar gestaltet werden, um auf unerwartete finanzielle Belastungen reagieren zu können.

24 Für die Dokumentation der Plan-Ist-Differenzen ist aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber weiterhin das Instrument des Regulierungskontos erforderlich. Hierüber könne sowohl die Plan-Ist Differenz als auch die Verzinsung transparent und nachvollziehbar festgehalten werden. Zudem verweise § 21b EnWG auf die Differenzen des Regulierungskontos als Grundlage für die Möglichkeit der handelsrechtlichen Bilanzierung regulatorischer Forderungen und Verbindlichkeiten. Insofern sei die Weiterführung unverzichtbar für die Aufrechterhaltung der Bilanzierungsmöglichkeit. Darüber hinaus sei die Fortführung der Regulierungskontosystematik notwendig, um Salden der vierten Regulierungsperiode weiterhin abzubilden. Auch noch nicht vereinnahmte Kosten aus den Jahren 2027 und 2028 der t−2-Positionen ließen sich über das Regulierungskonto oder über einen direkten Ansatz in den Jahren 2029 und 2030 in die Erlöse einbringen. Entsprechende Übergangsregelungen seien erforderlich.

4.3. Kapitalverzinsung

25 Die Übertragungsnetzbetreiber begrüßen, dass die Beschlusskammer auch für sie vorsieht, auf das in der internationalen Regulierungspraxis etablierte und von den Kapitalmärkten anerkannte WACC-Konzept umzustellen. Auch die Übertragungsnetzbetreiber sehen in der Angleichung an internationale Standards, in der Transparenz und Nachvollziehbarkeit für

nationale und internationale Investoren wesentliche Vorteile im Vergleich zu alternativen Ansätzen.

26 Die Festlegung verbindlicher Kapitalquoten auf Ebene der Methodenfestlegung erhöhe die Sicherheit, Transparenz und Planbarkeit im Hinblick auf die realisierbare Kapitalverzinsung. Aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber wäre in Hinblick auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit auch ein höherer Eigenkapitalanteil als 40 Prozent möglich bzw. angemessen. Von anderer Seite wird dagegen vorgetragen, dass eine Eigenkapitalquote von 40 Prozent angesichts des nahezu risikolosen Netzbetriebs unangemessen hoch sei.

27 Die Übertragungsnetzbetreiber fordern einen Wachstumsaufschlag zur Abgeltung der zusätzlichen Risiken, die aus den immensen Investitionsprogrammen der Übertragungsnetzbetreiber entstünden. Das Risikoprofil für die Investitionen sei in den letzten Jahren stark gestiegen. Dies liege zum einen an der anhaltenden Unklarheit über die Entwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen und zum anderen an der Tatsache, dass der Netzausbau über die Netzentwicklungspläne und die damit verbundenen sehr hohen Investitionskosten durch eine Reihe von Stakeholdern mit divergierenden Interessen vorgeben würden. In der Folge würden die erforderlichen Investitionen für die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtend. Die Gesellschafter und Investoren der Übertragungsnetzbetreiber hätten keinen Einfluss auf die Netzentwicklungsplanung. Auch wenn die Höhe des Investitionsvolumens von den Gesellschaftern und Investoren der Übertragungsnetzbetreiber nicht beeinflusst werden könne, bestehe die Erwartung, dass das seit Jahren exponentiell ansteigende Investitionsvolumen von ihnen finanziert werde.

28 Die immense Höhe der Investitionsvolumen für die Übertragungsnetzbetreiber schaffe neue Risiken. Es gebe weltweit kaum einen Investor, welcher genügende Mittel aufbringen könne, um alleine das Investitionsprogramm eines deutschen Übertragungsnetzbetreiber mit Eigenkapital zu finanzieren. Es müssten sich deshalb immer Konsortien mit komplexen Beteiligungsstrukturen bilden. Beteiligungsstrukturen mit zwangsläufig komplexen Governance-Strukturen (u. a. Stimm- und Beteiligungsrechten) seien durch den Kapitalmarkt schwer zu bewerten. Die Handelbarkeit solcher Beteiligungen werde somit eingeschränkt. Derartige Einschränkungen reduzierten den Wert der Beteiligungen und damit auch das Interesse, das immense Investitionsprogramm der Übertragungsnetzbetreiber zu finanzieren.

29 Die Anwendung eines solchen ergänzenden Finanzierungsbausteins sei auf individuellen Nachweis einer besonderen Ausbau- und Finanzierungsanforderung auf Basis verbindlicher Kriterien darzulegen und damit auf den vom wachsenden Finanzierungsbedarf betroffenen Anwenderkreis begrenzt. Als verbindliche Kriterien könnten betriebswirtschaftliche Wachstumskennzahlen als Schwellenwerte (z. B. Investitionen > Abschreibungen, RAB-Wachstum > x Prozent p.a.) definiert werden. Ein solcher ergänzender Finanzierungsbaustein würde einen bedarfsgerechten Beitrag zur Finanzierung der besonders vom Netzausbau betroffenen Netzbetreiber ermöglichen.

30 Eine jährliche Anpassung des Fremdkapitalzinssatzes, die dem dynamischen Investitionsgeschehen Rechnung trägt, wird in den Stellungnahmen durchweg begrüßt. Die Übertragungsnetzbetreiber tragen vor, dass die Zusammensetzung und Durchmischung des Kapitalbestands der Übertragungsnetzbetreiber einer besonders hohen Dynamik und Volatilität im Zeitablauf ausgesetzt sei.

31 Hinsichtlich des vorgesehenen Anleihezinssatzes tragen die Übertragungsnetzbetreiber vor, dass auf ein einheitliches Rating abgestellt werden sollte. Andere Stellungnahmen begrüßen dagegen die Berücksichtigung der individuellen Bonitätseinstufung. Darüber hinaus tragen die Übertragungsnetzbetreiber vor, dass auf einen Anleiheindex ohne Sektorbeschränkung abgestellt werden sollte. In anderen Stellungnahmen wiederum wurde die Sektorbeschränkung des Anleiheindex begrüßt.

32 Die Übertragungsnetzbetreiber fordern eine ergänzende Möglichkeit zum Nachweis der tatsächlichen Fremdfinanzierungskonditionen auf Antrag des Übertragungsnetzbetreibers.

33 Darüber hinaus fordern die Übertragungsnetzbetreiber eine zusätzliche Berücksichtigung von Fremdkapitalnebenkosten, wie beispielsweise die Berücksichtigung von Vereinbarungen von Kreditrahmen zur Liquiditätsabsicherung.

4.4. Effizienzanreize

34 Die Übertragungsnetzbetreiber stimmen der Einschätzung der Beschlusskammer zu, dass Anreize zur effizienten Leistungserbringung insbesondere aus internationalen Effizienzvergleichen von Übertragungsnetzbetreibern nicht sachgerecht und nachvollziehbar abgeleitet werden können.

ENTWURF

35 Grundsätzlich müssten aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber systematische Kostenunterdeckungen durch die Einführung zusätzlicher Anreizelemente vermieden werden. Dies gelte insbesondere vor dem Hintergrund, dass im angedachten Jährlichkeitsprinzip keine anderweitigen Chancen bestünden und etwaige Malus-Risiken die Attraktivität der Übertragungsnetzbetreiber für Investoren deutlich verringerten.

36 Im Hinblick auf die Effizienzvorgaben sei in erster Linie der Grundsatz der Erreich- und Übertreffbarkeit zu erfüllen. Mechanismen, die ein maximales Ergebnis von 100 Prozent ermöglichen, erzeugten ein asymmetrisches reines Risiko und böten aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber gerade keine Übertreffbarkeit. Hier müsse jeweils ein symmetrischer positiver Anreiz geschaffen werden. Ebenso an der Übertreffbarkeit fehle es bei Instrumenten, die in der Vergangenheit getätigte Dispositionen nachträglich mit Abzügen belegen. Typischerweise liege hier gerade keine Beeinflussbarkeit der Kosten mehr vor und auch in Wettbewerbsmärkten finde eine solche Rückwirkung durch Konkurrenz nicht statt.

37 Dazu seien nur Vergleiche in Bereichen sinnvoll, in denen auch die strukturellen und exogen an das Netz herangetragenen Umstände identisch oder vergleichbar seien. Dies sei typischerweise nicht der Fall: Kein Projekt in Deutschland – weder Umbauten im Bestand, noch Neubauten – werde auf der grünen Wiese geplant und konfiguriert und sei daher erst recht nicht zwischen den Übertragungsnetzbetreibern vergleichbar. Modelle, die dies unterstellten, seien daher abzulehnen.

38 Darüber hinaus sei eine methodische Robustheit der Verfahren zu verlangen. Zum einen hätten die Ansätze einem *nachgewiesenen* Stand der Wissenschaft zu entsprechen. Zum anderen sollten leichte Modifikationen des Modells nicht zu überproportionalen Änderungen der Ergebnisse führen können.

39 Darüber hinaus sollten neue Anreizelemente als reine Bonus-Modelle ausgestaltet werden. Fehlanreize zu Lasten der Netznutzer, zwischen den deutschen Übertragungsnetzbetreibern oder anderen Netzbetreibern, müssten zwingend vermieden werden.

40 Daneben seien die etablierten Anreizelemente für Netzverluste und Regelleistung beizubehalten und weiterzuentwickeln.

41 Die Netznutzer begrüßen die angedachten Effizienzinstrumente als Mittel, um die Kostenstruktur zu analysieren, steigende Kosten zu begrenzen und Wettbewerb zu simulieren.

4.5. Beschleunigungsanreize

42 Die Übertragungsnetzbetreiber begrüßen den Vorschlag, den geplanten Beschleunigungsanreiz als Möglichkeit zur Erwirtschaftung „substanzieller Boni“ auszugestalten, wenn durch Netzausbau Redispatch-Mengen reduziert werden.

43 Beschleunigungsanreize sollten sich zudem auf die von den Übertragungsnetzbetreibern steuerbaren Projektphasen beziehen und exogene Effekte (bspw. Genehmigungsverfahren) ausschließen. Ebenfalls seien exogene Effekte auszuschließen, die einer Nachweisbarkeit eingesparter Redispatch-Mengen entgegenstehen (z. B. Wettereffekte) und unternommene Anstrengungen der Übertragungsnetzbetreiber zur Beschleunigung des Netzausbaus nicht würdigen. Die Anreize müssten für jeden Übertragungsnetzbetreiber und die Übertragungsnetzbetreiber untereinander in jedem Fall erreich- und übertreffbar sein. Sie dürften nicht „nur auf dem Papier“ eine Bonus-Chance eröffnen, sondern auch für Investoren interessant und spürbar sein.

44 Seitens der Verteilernetzbetreiber wird eine Übertragung der Regelung auf die Verteilernetzbetreiber gefordert. Dabei müssten unerwünschte Rückwirkungen zuungunsten der Verteilernetzbetreiber vermieden werden.

45 Netznutzer äußern sich kritisch zur geplanten Bonusregelung und fordern eine korrespondierende Malusregelung, d. h. wenn keine Redispatchmengen eingespart werden, sollte ein Abschlag auf die Erlösobergrenze vorgenommen werden. Jedenfalls sei sicherzustellen, dass Kostensenkungen beim Netzbetrieb und Netzausbau dabei vorrangig den Netznutzern zugutekämen und nicht die Gewinne der Netzbetreiber zu stark erhöhten.

4.6. Forschung und Entwicklung

46 Aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber sei es zentral, dass auch bei einem Wechsel des Regulierungsmodells zu einem System des jährlichen Abgleichs Anreize auf Forschung und Entwicklung (FuE) betriebswirtschaftlich notwendig und volkswirtschaftlich sinnvoll sind. Auf ein aufwendiges Vorab-Genehmigungsverfahren sollte im Sinne der Regulierungseffizienz verzichtet werden. Zusätzliche Anreize seien sinnvoll, um innovative Lösungen zu ermöglichen und zu belohnen. Hierzu biete sich das Konzept des „Benefit-Sharings“ an, wonach auf Basis des erzielten volkswirtschaftlichen Nutzens dem Übertragungsnetzbetreiber (anteilig) eine zusätzliche Rendite (Bonus) zugestanden wird. Dieser Grundgedanke finde sich auch in den aktuell diskutierten Beschleunigungsanreizen auf Netzausbau. Zur gesamtwirtschaftlichen

Optimierung wäre es darüber hinaus denkbar, regulatorische Anreize zu setzen, damit von Übertragungsnetzbetreibern entwickelte innovative Lösungen auch von anderen Netzbetreibern und Marktteilnehmern genutzt werden können („Kommerzialisierung“).

47 Die Übertragungsnetzbetreiber verweisen auf eine aus dem Jahr 2021 stammende Studie („Weiterentwicklung der Anreize für Digitalisierung und Innovation in der Anreizregulierung der ÜNB“ der JACOBS University in Zusammenarbeit mit OXERA).

48 Im Gegensatz dazu sehen Netznutzer mit dem Forschungs- und Entwicklungsinstrument einen deutlichen Fehlanreiz zu Lasten der Netznutzer.

4.7. Zahlungen an Dritte

49 Die Übertragungsnetzbetreiber begrüßen die Absichtserklärung der Beschlusskammer, die Regelungen für Zahlungen an Dritte im Wesentlichen fortzuführen. Dies beträfe insbesondere auch das Festhalten an der Grundsatzentscheidung, keine wiederkehrenden Zahlungen vorzusehen. Darüber hinaus sollten Regelungen zu Aufwandsentschädigungen überarbeitet werden, um den Adressatenkreis zu spezifizieren und einen Einigungsanreiz zu schaffen.

50 Der Deutsche Bauernverband setzt sich für einen angemessenen und fairen Interessenausgleich für die beteiligten Landwirte ein, dabei spielten zahlreiche Instrumente eine entscheidende Rolle, u. a.: Freileitung statt Erdkabelvorrang, Einführung wiederkehrender Zahlungen, Entschädigung und Zuschläge für Erdkabelleitungen im Vergleich zu Freileitungen deutlich anheben.

4.8. Tatsächliche Gewerbesteuer

51 Ein Übertragungsnetzbetreiber spricht sich mindestens für die Einführung eines Wahlrechts aus, welches es ermöglicht, wahlweise entweder den kalkulatorischen Gewerbesteueraufwand oder den tatsächlich angefallenen Gewerbesteueraufwand über das Jährlichkeitsprinzip in Ansatz zu bringen. Die übrigen Übertragungsnetzbetreiber sprechen sich weiterhin für die kalkulatorische Bestimmung der Gewerbesteuer aus.

52 Die Berechnungslogik der kalkulatorischen Gewerbesteuer nach § 8 der heutigen StromNEV und der aktuelle Vorschlag in Tenorziffer 12 StromNEF führten zu einer systematischen und strukturellen Unterdeckung zwischen den zulässigen Erlösen und dem tatsächlichem Gewerbesteueraufwand in der Gewinn- und Verlustrechnung. Maßgeblich für diese Unterdeckung seien die steuerlichen Hinzurechnungen und Kürzungen nach §§ 8, 9 GewStG,

insbesondere die Hinzurechnung von Dauerschuldzinsen beim Gewerbeertrag. In der kalkulatorischen Rechnung würden diese Hinzurechnungen und Kürzungen nach §§ 8, 9 GewStG nicht berücksichtigt.

53 Im Rahmen des Netzausbauprogramms werde die Fremdkapitalaufnahme weiter deutlich ansteigen und damit auch die Zinsbelastungen und deren steuerliche Hinzurechnung in der Gewerbesteuer massiv zunehmen.

4.9. Fortbestand freiwilliger Selbstverpflichtungen

54 Vor dem Hintergrund der hohen finanziellen Relevanz der Kostenpositionen, die mit Hilfe der freiwilligen Selbstverpflichtungen (FSV) bestimmt werden, sei es aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber unerlässlich, dass auch künftig klare und verbindliche Regelungen zur Kostenanerkennung vor Entstehung der Kosten bestünden. Standardisierte Verfahren und objektive Kriterien müssten über das Jahr 2029 hinaus im Regulierungsrahmen verankert bleiben, um aufwendige Einzelfalldiskussionen zu vermeiden und eine konsistente Regulierungspraxis sicherzustellen. Es sei zu überprüfen, ob dies ausschließlich durch einen übergeordneten Anforderungs- und Kriterienkatalog erfolgen könne oder weitere Regelungen in Methoden- und Einzelfestlegungen verankert werden müssten.

5. Anhörung des Festlegungsentwurfs

55 Den betroffenen Wirtschaftskreisen wurde durch Veröffentlichung des Festlegungsentwurfs am 10.12.2025 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur und im Amtsblatt der Bundesnetzagentur die Gelegenheit gegeben, zu der beabsichtigten Festlegung Stellung zu nehmen. Zugleich wurde den Landesregulierungsbehörden gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Dem Bundeskartellamt wurde gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG ebenfalls Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. [...]

6. Beteiligung

56 Die Landesregulierungsbehörden wurden gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG über die Einleitung des Verfahrens benachrichtigt. [...]

57 Hinsichtlich der Einzelheiten des Verfahrens wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

ENTWURF

II. Rechtliche Würdigung

1. Zuständigkeit

58 Die Bundesnetzagentur ist gemäß § 54 Abs. 3 S. 3 EnWG die für den bundeseinheitlichen Erlass dieser Festlegung zuständige Regulierungsbehörde.

59 Die Zuständigkeit der Großen Beschlusskammer Energie ergibt sich aus § 59 Abs. 3 S. 3 EnWG. Die Große Beschlusskammer trifft bundesweit einheitliche Festlegungen zu den Bedingungen und Methoden für den Netzzugang und zu den Bedingungen und Methoden zur Ermittlung der dafür erhobenen Entgelte nach den §§ 20 bis 23a, 24 bis 24b sowie 28o Abs. 3 EnWG.

2. Ermächtigungsgrundlage

60 Die Vorgaben der Festlegung ergehen auf Grundlage von § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 21 Abs. 3 S. 1, S. 4 Nr. 1 a) bis g) EnWG.

61 Gemäß § 29 Abs. 1 EnWG kann eine Festlegung durch die Regulierungsbehörde gegenüber einer Gruppe von Netzbetreibern, hier allen Betreibern von Übertragungsnetzen, erfolgen.

3. Formelle Rechtmäßigkeit

62 Die Festlegung ist formell rechtmäßig.

63 Den betroffenen Wirtschaftskreisen wurde nach § 67 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben. Die Beschlusskammer hat den Festlegungsentwurf auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht und zur Konsultation gestellt. Die Eröffnung des Festlegungsverfahrens sowie die Konsultation wurden im Amtsblatt der Bundesnetzagentur bekanntgegeben. [...]

64 Die Landesregulierungsbehörden wurden gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG am 16.01.2025 über die Einleitung des Verfahrens informiert. [...]

4. Rechtlicher Rahmen

4.1. Europäischer Rechtsrahmen

65 Der aktuell gültige europäische Rechtsrahmen sieht die folgenden, hier einschlägigen materiell-rechtlichen Netzentgeltmaßstäbe vor, die in verschiedenen Vorschriften der relevanten Rechtsakte konkretisiert werden.

ENTWURF

66 Zu den Zuständigkeiten der Regulierungsbehörden in Bezug auf die Regulierung von Elektrizitätsnetzen zählt es, anhand transparenter Methoden die Entgelte oder die entsprechenden Methoden oder beides festzulegen oder zu genehmigen, Art. 59 Abs. 1 lit. a) Richtlinie (EU) 2019/944 (Strom-RL). Unter diese Zuständigkeit ist sowohl die Regelung der Netzentgeltsystematik als auch der Methoden zur Ermittlung der zulässigen Erlöse, die bei der Netzentgeltermittlung einkalkuliert werden können, zu subsumieren.

67 Dabei erfolgt im Europarecht keine systematische Differenzierung der Maßstäbe der Ebene der Netzkostenermittlung und der Bemessung der Netzentgelte. Vielmehr wird die Netzkostenermittlung als ein Schritt im Gesamtprozess der Bestimmung der Höhe und Bemessung der Netzentgelte behandelt. Die einschlägigen Normen betreffen sämtliche Schritte hin zur Bildung von Netzentgelten, also auch schon die Entscheidung darüber, welche Kosten über Netzentgelte refinanziert werden können. Dies verdeutlicht etwa Art. 18 Abs. 1 S. 1 Verordnung (EU) 2019/943 (Strom-VO) mit dem Erfordernis, dass die Entgelte die Kosten insofern zum Ausdruck bringen, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen und unterschiedslos angewandt werden. Naturgemäß kann dies nicht erst in der Netzentgeltsystematik umgesetzt werden, sondern vorgelagert bei der Bestimmung der Kostenbasis.

68 Im Hinblick auf diesen Teilaspekt der Regulierungszuständigkeit nach Art. 59 Abs. 1 lit. a) Richtlinie (EU) 2019/944 (Strom-RL) hat die Beschlusskammer ein weites Ermessen. Gleichwohl bestehen gewisse Leitplanken. Diese ergeben sich teils aus speziellen materiellen Regelungen, teils aus den Normen, die die Ziele der Regulierungsbehörden regeln, sowie teilweise aus generellen Regelungen und Prinzipien des europäischen Rechts. Nachfolgend werden die sich aus der Rechtsordnung der Europäischen Union ergebenden materiellen Vorgaben, die für die vorliegende Festlegung Relevanz haben, zusammenfassend dargestellt.

4.1.1 Transparenz

69 Primärziel dieses Kriteriums ist die Sicherstellung einer Entgeltregulierung, die inhaltlich klar, bestimmt und im Interesse des Binnenmarktes überregional zugänglich ist, sodass es den betroffenen Marktteilnehmern möglich ist, die wirtschaftlichen Folgen der Tarifgestaltung vorherzusehen, vgl. Erwägungsgrund 26, Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Strom-VO (EU) 2019/943, Art. 6 Abs. 1 S. 2, Art. 59 Abs. 1 lit. a) VO (EU) 2019/944, Anhang XIII Nr. 1 Richtlinie (EU) 2023/1791 (Energieeffizienz-RL), Art. 31 Abs. 1 Art. 78 Abs. 1 RL (EU) 2024/1788.

70 Es ist Aufgabe der Regulierungsbehörde, anhand transparenter Kriterien die Übertragungs- oder Verteilungstarife oder die entsprechenden Methoden oder beides festzulegen oder zu genehmigen (Art. 59 Abs. 1 lit. a) VO (EU) 2019/944). Die Mitgliedstaaten haben sicherzustellen, dass die Tarife oder die Methoden zu ihrer Berechnung vor deren Inkrafttreten genehmigt werden und dass die Tarife und — soweit nur die Methoden einer Genehmigung unterliegen — die Methoden vor ihrem Inkrafttreten veröffentlicht werden (Art. 6 Abs. 1 S. 2, Art. 59 Abs. 8 VO (EU) 2019/944).

4.1.2 Kostenorientierung und Kosteneffizienz

71 Von wesentlicher Bedeutung ist der Grundsatz der Kostenorientierung. Die Netzentgelte dürfen ausschließlich tatsächliche Kosten des Netzbetriebs berücksichtigen und keine Kosten mit dem Netzbetrieb nicht zusammenhängender Zwecke umfassen, Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1, 2 VO (EU) 2019/943. Unter diese allgemeine Regelung fällt auch das ergänzend verschiedentlich formulierte Ziel der Verhinderung von Quersubventionen, Art. 59 Abs. 1 lit. j) RL (EU) 2019/944.

72 Der Maßstab der Kostenorientierung (Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1, Abs. 7 Strom-VO, Erwägungsgrund 81 VO (EU) 2019/944, Anhang XIII Nr. 1 Energieeffizienz-RL, Erwägungsgrund 9) ist ein wichtiger Maßstab, um die Angemessenheit der Netzentgelte sicherzustellen. Gleichzeitig ist er auch ein wesentlicher Maßstab dafür, welches Ausgangsniveau die Regulierungsbehörde dem Netzbetreiber zur Bildung der Netzentgelte zugestehen kann. Aus dem Wortlaut (Widerspiegeln der Ist-Kosten bzw. Kostenorientierung) lässt sich bereits ableiten, dass ein Voll- oder Istkostenmaßstab nicht gemeint ist.[9]

73 Denn ein weiterer zentraler europarechtlicher Grundsatz ist, dass Netzkosten nur anerkennungsfähig sind, soweit sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (vgl. Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Strom-VO). Ineffiziente Kostenansätze dürfen dementsprechend nicht an die Netznutzer weitergewälzt werden. Daraus abgeleitet ergibt sich auch, dass Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden dürfen.

74 Wesentlicher Anknüpfungspunkt für den Netzentgeltmaßstab der Kostenorientierung ist Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Strom-VO. Danach müssen die Entgelte, die die Netzbetreiber für

[9] Vgl. EuGH, Urteil vom 16.07.2020, C-771/18, Rn. 43, Juris.

den Zugang zu den Netzen erheben, einschließlich Entgelte für den Anschluss an die Netze, Entgelte für die Nutzung der Netze und etwaige Entgelte für den damit verbundenen Ausbau der Netze, kostenorientiert und transparent sein, der Notwendigkeit der Netzsicherheit und der Flexibilität Rechnung tragen und die tatsächlichen Kosten insofern zum Ausdruck bringen, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen und unterschiedslos angewandt werden.

75 Tarife und Methoden sind so zu gestalten, dass notwendige Investitionstätigkeit und damit die Erhaltung der Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist (Art. 59 Abs. 7 lit a. VO (EU) 2019/944, Art. 27 Abs. 5 Energieeffizienz-RL).

4.1.3 Verbraucherfreundlichkeit

76 Eine weitere Zielvorgabe ist der Verbraucherschutz sowie die damit verbundene Erschwinglichkeit der Energieversorgung, die sowohl zu den allgemeinen Zielen des europäischen Primärrechts als auch zu den speziellen Zielen des europäischen Energiewirtschaftsrechts zählt, Art. 169 AEUV, 3 Abs. 3 EUV, 1 Abs. 2, 77 lit. d) und g) RL (EU) 2024/1788, 58 lit. d) und g) RL (EU) 2019/944, 1 lit. e), 2. Erwägungsgrund VO (EU) 2019/943.

4.1.4 Weitere allgemeine Maßstäbe und Zielbestimmungen für die Netzkostenermittlung

77 Weitere Zielbestimmungen mit Relevanz für die Ermittlung von Netzentgelten sind insbesondere Energieeffizienz (Art. 194 Abs. 1 lit. c) AEUV, 18 Abs. 2 lit. a) VO (EU) 2019/943, Anhang XIII, Ziffer 1 RL (EU) 2023/955, Art. 27 Abs. 1, Abs. 7 S. 1 RL (EU) 2023/1791), Versorgungssicherheit (Art. 1 lit. a), Art. 18 Abs. 2 lit. b) VO (EU) 2019/943, 9 Abs. 2, 58 lit. h) RL (EU) 2019/944, Art. 3 lit. c) VO (EU) 2024/1789, 6 Abs. 2, 77 lit a), 78 Abs. 7 lit. a) RL (EU) 2024/1788) und Umweltverträglichkeit (Art. 1 lit. a), b), 18 Abs. 2 lit. a), f) VO (EU) 2019/943, 9 Abs. 1 und 2, 58 lit. a), d), e) RL (EU) 2019/944, 3. Erwägungsgrund VO (EU) 2024/1789, Art. 1, 6 Abs. 2, 77 lit. a), d) RL (EU) 2024/1788) sowie die Förderung von Flexibilität (Anhang XIII Ziffer 2. a) RL (EU) 2023/1791, Art. 18 Abs. 2 lit. g) VO (EU) 2019/943). Insofern ist jedoch zu beachten, dass die materiellen Regelungen mit Bezug zu Tariffragen angesichts der Offenheit des europäischen Rechts hinsichtlich der Ausgestaltung des Regulierungsrahmens einen hohen Abstraktionsgrad aufweisen. Das vorliegende Verfahren ist nicht geeignet, alle bestehenden Ziele einer konkreten Umsetzung zuzuführen. Insofern ist zu beachten, dass die vorliegende Festlegung sich in ein System einbettet, das letztlich durch eine Reihe von

Festlegungen konstituiert wird. Der Regelungsgegenstand dieser Festlegung eignet sich für die Verfolgung insbesondere der Ziele des Europarechts, die in den Abschnitten 4.1.1 bis 4.1.3 genannt wurden. Auch die Gewährleistung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die notwendigen Maßnahmen für die Versorgungssicherheit in der Transformation durch Unterstützung von Netzausbau, Vermeidung von Kostenrisiken aus der Veränderung von Systemdienstleistungen in der Transformation haben bei der Entscheidung für diese ÜNB-Regulierung eine tragende Rolle gespielt. Es wird ein Regulierungsrahmen geschaffen, der eine kostenorientierte ex-ante Methodik beschreibt, die im Zusammenspiel mit weiteren Festlegungen auch notwendige Anreize für eine effiziente Leistungserbringung setzt. Gleichwohl werden alle Zielbestimmungen auch vorliegend – soweit sie betroffen sein können – in den Abwägungsentscheidungen angemessen gewichtet werden.

4.2. Nationaler Rechtsrahmen

78 Der Gesetzgeber hat die europarechtlichen Vorgaben in den §§ 21, 21a EnWG umgesetzt, die wiederum, der Rechtsprechung des EuGH entsprechend, weitreichende Festlegungsermächtigungen für die Bundesnetzagentur vorsehen.

79 Daneben benennt § 1 EnWG allgemeine Zwecke des Energierechts sowie allgemeine Ziele der Regulierung, wobei es sich im Wesentlichen ebenfalls um Wiederholungen von Zielen des Unionsrechts handelt.

80 Nach § 1 EnWG ist der Zweck des EnWG eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente, umweltverträgliche und treibhausgasneutrale leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht.

81 Nach § 21 Abs. 1 S. 1 EnWG müssen die Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang insbesondere angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sein. Gemäß § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG werden die Entgelte auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals gebildet. Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, dürfen nicht berücksichtigt werden (§ 21 Abs. 2 S. 3 EnWG). Dieser Grundsatz ist dabei eine Ausprägung der europarechtlichen Vorgabe, wonach die Entgelte die

tatsächlichen Kosten insofern zum Ausdruck zu bringen haben, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (Art. 18 Abs. 1 Strom-VO). Das Kriterium der Kosteneffizienz und das Merkmal der Wettbewerbsanalogie sind dabei zwei Seiten derselben Medaille. Im Wettbewerb setzt sich der effiziente Anbieter durch, so dass sich der Wettbewerbspreis im Gleichgewicht auf dem Niveau der Kosten eines effizienten Betreibers einpendelt. Wenn nur diese effizienten, sich im Wettbewerb einstellenden Kosten anerkannt werden, ist damit automatisch ein Anreiz zu einer effizienten Leistungserbringung verbunden.[10] Die notwendigen Investitionen in die Netze müssen zudem so vorgenommen werden können, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist (§ 21 Abs. 2 S. 4 EnWG). Nach § 21 Abs. 3 S. 2 EnWG müssen die festgelegten Methoden den Stand der Wissenschaft berücksichtigen. Dabei stellt die Regulierungsbehörde sicher, dass eine Quersubventionierung zwischen den Transport-, Verteilungs- und Versorgungstätigkeiten oder anderen Tätigkeiten inner- oder außerhalb des einschlägigen Sektors verhindert wird (§ 21 Abs. 3 S. 3 EnWG).

82 Dabei ist die Beschlusskammer nicht an die Wertungen durch den Verordnungsgeber des außer Kraft tretenden Rechtsrahmens gebunden. Eine solche indirekte Bindung wäre mit der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs vom 02.09.2021, C-718/18, nicht vereinbar, wonach die normative Regulierung in Deutschland insgesamt mit der in Art. 37 Richtlinie 2009/72/EG (heute Art. 59 Strom-RL) geregelten ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde unvereinbar ist. Vor diesem Hintergrund sind die ökonomischen Auswirkungen von Veränderungen gegenüber dem Status quo kein geeigneter Maßstab zur Beurteilung der Rechtmäßigkeit der in dieser Festlegung getroffenen Regelungen. Es besteht weder für die Netzbetreiber noch die Netznutzer ein Anspruch, dass im Ergebnis der Status quo wirtschaftlich erhalten bleibt. Dies heißt nicht, dass das ökonomische Gesamtergebnis des Regulierungssystems ohne Bedeutung wäre. Vielmehr muss dieses die Vorgaben des europäischen und nationalen Rechtsrahmens gewährleisten. Hierzu zählt mit Blick auf das ökonomische Gesamtergebnis insbesondere die Gewährleistung der Lebensfähigkeit der Netze (§ 21 Abs. 2 S. 4 EnWG) sowie eine angemessene und wettbewerbsfähige Verzinsung des eingesetzten Kapitals (§ 21 Abs. 2 S. 1 EnWG) (s. o.). Beides wird durch den in der vorliegenden Festlegung bestimmen Regulierungsrahmen in

[10] Groebel, in: Bourwieg/Hellermann/Hermes, EnWG, 4. Aufl. 2023, § 21 Rn. 68.

Verbindung mit den relevanten Methodenfestlegungen, insbesondere der zur Kapitalverzinsung, gewährleistet.

5. Anwendungsbereich (Tenorziffer 1)

83 Die Festlegung richtet sich gemäß Tenorziffer 1 grundsätzlich bundesweit an alle Betreiber von Übertragungsnetzen nach § 3 Nr. 10 EnWG. Dies umfasst sowohl solche mit Regelzonenverantwortung nach § 3 Nr. 10a EnWG als auch solche ohne Regelzonenverantwortung, wie die Offshore-Netzgesellschaften, nicht aber selbstständige Betreiber von grenzüberschreitenden Elektrizitätsverbindungsleitungen im Sinne von § 3 Nr. 31 EnWG.

84 Aufgrund der starken Sonderentwicklungen und Investitionsbedarfe sowie der Systemaufgaben für Deutschland und im Europäischen Binnenmarkt erscheint es hier in größerem Umfang notwendig, von der bisherigen Regulierungssystematik abzuweichen und gesonderte Regelungen für Übertragungsnetzbetreiber zu treffen. Zugleich bietet die überschaubare Anzahl an Betreibern von Übertragungsnetzen sowie ihre vollständige Entflechtung vielfältigere regulatorische Ansätze, um diesen starken Sonderentwicklungen individueller zu begegnen.

85 Die stark auseinanderlaufenden Perspektiven und Aufgaben der Betreiber von Übertragungsnetzen im Vergleich zu den Betreibern von Elektrizitäts- und Gasverteilernetzen und Fernleitungsnetzbetreibern und die Erfahrungen aus den regulatorischen Verfahren der vergangenen Perioden legen nahe, dass eine Fortführung des Gleichklangs der Kostenregulierung kurz- und mittelfristig nicht mehr zielführend ist, sondern vielmehr das kostenregulatorische System bei den Übertragungsnetzbetreibern abweichend ausgestaltet werden sollte.

86 Die vorliegende Festlegung richtet sich nicht an selbstständige Betreiber von grenzüberschreitenden Elektrizitätsverbindungsleitungen im Sinne von § 3 Nr. 31 EnWG. Bei solchen handelt es sich um Betreiber von Übertragungsnetzen, die eine oder mehrere grenzüberschreitende Elektrizitätsverbindungsleitungen betreiben, ohne Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung zu sein, oder mit einem Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung im Sinne des Art. 3 Abs. 2 VO (EG) 139/2004 verbunden zu sein. Diese Übertragungsnetzbetreiber stellen eine besondere Art der

Übertragungsnetzbetreiber dar. Denn sie unterliegen zwei Rechtsordnungen, sie haben in der Regel keine unmittelbar angeschlossenen Netzkunden und dürfen zudem gem. Art. 18 Abs. 6 VO (EU) 2019/943 keine Netzentgelte für gebotszonenübergreifende Transaktionen erheben.

87 Nach der Rechtsprechung des EuGH sind sie durch die Regulierungsbehörden in die Lage zu versetzen, ihre Tätigkeit unter wirtschaftlichen Bedingungen, die den Bedingungen des Marktes für die Übertragung von Elektrizität entsprechen, auszuüben und u. a. einen angemessenen Gewinn zu erwirtschaften, um insbesondere zu vermeiden, dass sie gegenüber anderen betreffenden Übertragungsnetzbetreibern diskriminiert werden.[11] Um den europäischen Vorgaben zu genügen, sehen die § 28d ff. EnWG[12] ein Regulierungssystem vor, wonach die Bundesnetzagentur jährlich die Kosten des dem deutschen Recht unterliegenden Teil der Verbindungsleitung ermittelt (§ 28f Abs. 1). Diese werden dem Betreiber aus den Erlösen aus den Netzentgelten der regelzonenverantwortlichen deutschen Übertragungsnetzbetreiber erstattet (§ 28g). Im Gegenzug sind die mit der Leitung erwirtschafteten Engpasserlöse im gleichen Verhältnis wie die Kosten an den regelzonenverantwortlichen deutschen Übertragungsnetzbetreiber abzuführen, an den die Verbindungsleitung angeschlossen ist bzw. werden soll (§ 28h). Maßgeblich für die Kostenermittlung einer selbstständig betriebenen grenzüberschreitenden Elektrizitätsverbindungsleitung sind nach § 28e EnWG die Grundsätze des § 21 Abs. 2 EnWG. Entsprechend der Rechtsprechung des EuGH stellt die Bundesnetzagentur die Nichtdiskriminierung der Betreiber dieser Elektrizitätsverbindungsleitungen gegenüber regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern in den entsprechenden Beschlüssen her, indem sie die in § 21 Abs. 2 EnWG niedergelegten Grundsätze für beide in prinzipiell gleicher Weise geltend lässt. Das bedeutet, dass für selbstständig betriebene grenzüberschreitende Elektrizitätsverbindungsleitungen – je nach Zeitpunkt der Investitionsentscheidung zu ihrer Errichtung – in den Kostenentscheidungen nach § 28f Abs. 1 EnWG grundsätzlich die Vorgaben der StromNEV bzw. der vorliegenden Festlegung entsprechend Anwendung finden (werden). Dies ist bereits Praxis der Bundesnetzagentur. Die Praxis zeigt indes, dass Abweichungen von diesem Grundsatz geboten sein können, sofern die besondere Natur dieser losgelöst von einer Regelzone zu errichtenden und zu betreibenden

[11] Vgl. EuGH, Urteil C-454/18 vom 11.03.2020, Rn. 78.
[12] Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht (BGBl. I 2021, S. 3026 Nr. 47).

Elektrizitätsverbindungsleitungen eine Andersbehandlung erforderlich macht. Dies gilt etwa im Hinblick auf Projektierungs- und Errichtungsphase oder hinsichtlich Besonderheiten, die sich aus der geteilten Regulierungszuständigkeit mit der Regulierungsbehörde eines weiteren Staates ergeben.

88 Die Bundesnetzagentur ist durch § 21 Abs. 3 S. 4 Nr. 1 h) EnWG ermächtigt, zur Ermittlung der Netzkosten von selbstständig betriebenen grenzüberschreitenden Elektrizitätsverbindungsleitungen in Konkretisierung der §§ 28e, 21 Abs. 2 EnWG Regelungen zu treffen. Es verbleibt im Ermessen der Bundesnetzagentur, ob sie von dieser Ermächtigung künftig in einer gesonderten Festlegung Gebrauch macht oder sich über die hiesigen Ausführungen hinausgehende Konkretisierungen für die Einzelfallentscheidungen nach § 28f Abs. 1 EnWG vorbehält.

89 Die vorliegende Festlegung regelt die Methode zur Bestimmung der Netzkosten. Sie regelt zugleich die Ermittlung der umlagefähigen Kosten von Offshore-Anbindungsleitungen. Fragen zur Entgeltbildung im engeren Sinne oder Fragen der Zugangsregulierung werden nicht behandelt, sondern werden Gegenstand separater Festlegungen sein.

90 Der Beginn des zeitlichen Anwendungsbereichs der Festlegung ist der fünften Regulierungsperiode vorgelagert. Zwar erfolgt der Wechsel zur Cost-Plus- Regulierung mit Wirkung zum 01.01.2029. Systematisch bedingt beanspruchen die Regelungen dieser Festlegung zeitlich bereits während der vierten Regulierungsperiode mit Auswirkungen auf die fünfte Regulierungsperiode Geltung. So hat die Datenübermittlung der nach Maßgabe dieser Festlegung ansetzbaren Plankosten für das Jahr 2029 erstmalig zum 30.06.2028 zu erfolgen. Die Restwertermittlung im Rahmen der Umstellung auf die Realkapitalerhaltung erfolgt zum 31.12.2026. Das Bezugsjahr für die Ermittlung des Beschleunigungszuschlags ist das Jahr 2025.

6. Kostenbasierte Regulierung (Cost-Plus-Regulierung) (Tenorziffer 2)

6.1. Wechsel zu einer Cost-Plus-Regulierung mit Effizienzanreizen

91 Die Bestimmung der Entgelte für den Netzzugang der Netzbetreiber erfolgt mit Wirkung ab dem 01.01.2029 im Wege einer kostenbasierten Regulierung (Cost-Plus-Regulierung), die Anreize für eine effiziente Leistungserbringung setzt.

92 Denkbare Alternativen zum bisherigen Modell der Anreizregulierung, wie es in Deutschland seit 2009 zur Anwendung kommt, sind die Verschiebung hin zu einem System mit noch stärkerer Kostenorientierung oder aber im Gegenteil eine stärkere Entkopplung von den tatsächlichen Kosten des Netzbetreibers (Cost-Plus bzw. Yardstick-Ansatz). Die Grenzen zwischen den Systemen sind dabei nicht immer trennscharf.

93 Ökonomischer Ansatz- und Ausgangspunkt der Regulierung ist dabei zunächst das Wesen der Elektrizitätsnetze als natürliches Monopol. Nach der ökonomischen Monopoltheorie wählt das Unternehmen, das ein Monopol innehat, eine gewinnmaximale Preis-Mengen-Kombination, die zu hohen Preisen bei suboptimal geringer Absatzmenge führt. Je unelastischer (also schwächer) dabei die Nachfrageseite auf Preise reagiert, desto stärker entfernt sich demnach der Preis, den der unregulierte Monopolist verlangt, vom Preis, der sich im Wettbewerbsmarkt einstellen würde. Hieraus folgt die Notwendigkeit der Regulierung. Dabei ist das Verhältnis von Regulierungsbehörden und regulierten Unternehmen geprägt durch asymmetrische Informationsverteilung. Netzbetreiber haben grundsätzlich einen Informationsvorsprung bezüglich der eigenen Kosten, Handlungsoptionen und Effizienzpotenzialen.

94 Vor diesem Hintergrund ist abzuwägen, durch welche Regulierungsform die in Abschnitt II. 4. dieser Festlegung dargestellten europarechtlichen und nationalen Vorgaben und Ziele am besten erreicht werden. Im Einzelnen:

6.1.1 Transparenz

95 Bezüglich der Transparenzanforderung sind keine Unterschiede ersichtlich, die sich aus der Regulierungsform selbst ergeben würden. Vielmehr ergibt sich die Transparenz aus der Ausgestaltung der Regelungen durch diese Festlegung und weitere Festlegungen nach § 21 EnWG. Insofern lässt sich aus der Transparenzanforderung keine Rangordnung zwischen Anreizregulierung, Cost-Plus- oder Yardstick-Regulierung ableiten.

6.1.2 Kostenorientierung und Kosteneffizienz

96 Die europarechtlich gebotene Kostenorientierung, die sowohl Kapital- als auch Betriebskosten einschließt, wird unter der Anreizregulierung wie auch einer Cost-Plus- oder Yardstick-Regulierung erreicht, schließlich wird dabei gerade nicht die Erstattung der netzbetreiberindividuellen Istkosten gefordert. Keine der hier diskutierten

Regulierungsformen verlangt dabei von einem Netzbetreiber, dass die Kosten unter die Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers sinken müssten.

97 Es wird jedoch der Maßstab angelegt, dass die Kosten denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen. Kosteneffizienz im Netzbetrieb, also das Erreichen eines gegebenen Zieles oder das Erfüllen einer gegebenen Aufgabe zu den geringstmöglichen Kosten, ist dabei notwendig, jedoch nicht hinreichend, um die Preisgünstigkeit der Energieversorgung als Kernziel des § 1 EnWG zu erreichen.

98 Eine Cost-Plus- oder Rate-of-Return-Regulierung garantiert die Kostendeckung zunächst unabhängig vom tatsächlich erforderlichen Kostenniveau. Entsprechend sind die Anreize zur Kostensenkung oder Kosteneffizienz gering und es bestehen sogar gegenläufige Anreize, ineffizient viel Kapital einzusetzen, um möglichst hohe Gewinne erzielen zu können. Dieser sogenannte Averch-Johnson-Effekt ist zwar empirisch umstritten, gleichwohl bezeichnen beispielweise Carlton und Perloff (2005) den grundsätzlichen Hang zu ineffizienter Produktion unter einer solchen Regulierung als Konsens.[13] Unentdeckte Ineffizienz geht dabei zu Lasten der Netznutzer, die die Netzkosten tragen müssen. Durch die informatorischen Nachteile entzieht sich der Umfang der ineffizienten Kosten zunächst der Kenntnis der zuständigen Regulierungsbehörde. Diesem Hang zur ineffizienten Produktion und der asymmetrischen Informationslage kann jedoch durch besonders intensive unternehmensindividuelle Prüfung der Kosten und Unternehmensabläufe begegnet werden. Die Beschränkung der anerkannten Kosten auf effiziente Kosten ist dabei jedoch umso herausfordernder, insb. je mehr Unternehmen zu prüfen, aber auch, je ausgeprägter die asymmetrische Informationslage und tendenziell auch je komplexer die Strukturen, Entscheidungen und Abläufe in den regulierten Unternehmen sind. Aufgrund der überschaubaren Zahl der Übertragungsnetzbetreiber und ihrer vollständigen Entflechtung ist eine solche unternehmensindividuelle Prüfung – anders als bei den Verteilernetzbetreibern – in der Regulierungspraxis umsetzbar, sodass den geschilderten Risiken begegnet werden kann, zumal andere Instrumente, wie ein Effizienzvergleich der vier Übertragungsnetzbetreiber, sich in den letzten Perioden als methodisch und justiziabel schwer durchführbar erwiesen haben.

[13] Vgl. etwa Carlton D.W. und Perloff J.M (2005): Modern industrial organization. Boston u. a.: Pearson. 4. Auflage, S. 712.

99 Eine Anreizregulierung, wie sie in Deutschland seit 2009 zur Anwendung kommt, bedient sich eines Effizienzvergleiches, um Ineffizienzen zu identifizieren. Ineffizienzen sind dann in der Folge über Effizienzvorgaben in der Folge rechnerisch abzubauen. Kosten und Erlöse eines Netzbetreibers werden hierbei durch den Vergleich mit strukturell vergleichbaren Netzbetreibern und über eventuelle Effizienzvorgaben teilweise voneinander entkoppelt. Zudem werden im Rahmen des Budgetprinzips durch die zeitweise Entkopplung von Kosten und Erlösen Anreize gesetzt, Optimierungspotentiale zu heben und so temporär Zusatzgewinne zu realisieren. In Folge der jeweils nächsten Kostenprüfung werden in der nächsten Regulierungsperiode dann die zulässigen Erlöse entsprechend angepasst, sodass auch über eventuelle Effizienzvorgaben hinausgehende Effizienzgewinne dann ebenfalls den Netznutzern zugutekommen. Die asymmetrische Informationslage wird somit unter der Anreizregulierung durch die gezielte Setzung von Anreizen über die Entkopplung von Kosten und Erlösen adressiert.

100 Ein relativer Effizienzvergleich kann die Erlöse nur insoweit auf effiziente Kosten beschränken, als dass die in diesem Sinne besten Netzbetreiber tatsächlich keine Ineffizienzen mehr aufweisen. Verblieben dort im Basisjahr bzw. im Effizienzvergleich noch Ineffizienzen, so prägten diese Ineffizienzen den Maßstab. Ob und in wieweit dies der Fall ist, kann mittels des relativen Effizienzvergleichs selber schon denklogisch nicht beantwortet werden. Der Effizienzvergleich setzt damit nicht nur Anreize zur Steigerung der Effizienz, sondern ist für die Identifikation von Ineffizienzen wiederum selbst davon abhängig, dass starke Anreize für effiziente Kosten bestehen.

101 Die Funktionsfähigkeit des Prinzips der Entkopplung der Kosten von den Erlösen ist bei den Übertragungsnetzbetreibern grundlegend in Frage gestellt, weil deren Kosten-Struktur damit derzeit nicht erfasst und reguliert werden kann: Der Anteil der jährlich anzupassenden Kosten (Kapitalkosten für neue Investitionen sowie der bisherigen dauerhaft nicht beinflussbaren Kosten inklusive freiwilliger Selbstverpflichtungen) an den Gesamtkosten beträgt über 80 Prozent. Denn die vier Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelverantwortung müssen bis 2045 voraussichtlich mindestens 320 Mrd. Euro in ihre Netze (onshore und offshore) investieren. Da die Übertragungsnetzbetreiber nach den öffentlich-rechtlichen Bedarfsfeststellungen des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG) und dem EnWG grundsätzlich verpflichtet sind, Investitionen in der oben genannten Größenordnung und für die genannten

Zielzeiträume zu realisieren, bleibt ihnen hinsichtlich des Umfangs der Ausbauverpflichtung vergleichsweise wenig Spielraum, wohl aber hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit der Umsetzung. Insbesondere die als markantes Merkmal der Geschäftstätigkeit einzustufenden jährlichen Steigerungen der Kapitalkosten bei allen Übertragungsnetzbetreibern lassen aus gegenwärtiger Sicht ein Budget eher als Verkomplizierung der Regulierung denn als Freiraum erscheinen. Darüber hinaus können auch Betriebskosten der Übertragungsnetzbetreiber in den kommenden Jahren zunächst noch durch starke Volatilität und neu notwendige Systemdienstleistungen geprägt sein, die eine Anwendung eines Budgetprinzips nicht sinnvoll erscheinen lassen. Die im Ergebnis sich einstellende Weiterleitung von Kosten an die Netznutzer ist für Unternehmen wie Behörden mit erheblichem Ressourceneinsatz verbunden. Dieser soll gezielter eingesetzt werden, um die regulatorischen Maßgaben und Ziele zu gewährleisten.

102 Eine Yardstick-Regulierung schließlich beschränkt in ihrer Reinform[14] durch vollständige Entkopplung von Kosten und Erlösen in stärkster Weise die Kosten auf die eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers. Die individuelle Kostenbasis des jeweiligen Netzbetreibers hat dabei keinen Einfluss auf die zugestandenen Erlöse. Die Kostenbasis, auf deren Basis die Erlöse eines Netzbetreibers ermittelt werden, leitet sich jeweils vollständig aus den Kosten der jeweiligen Vergleichsunternehmen ab. Entsprechend entstehen beispielsweise keine Anreize zur Verschiebung von Kosten in ein Basisjahr. Alle Kosteneinsparungen gehen vollständig zu Gunsten eines Netzbetreibers. Gelänge es einem Netzbetreiber, dauerhaft eine günstigere Kostenstruktur als die Vergleichsunternehmen zu erreichen, könnte er Zusatzgewinne realisieren, die im Zeitverlauf dauerhaft nicht abgeschöpft würden. Spiegelbildlich geht es vollständig zu Lasten eines Netzbetreibers, wenn nur seine Vergleichsunternehmen ihre Effizienz steigern, er selbst aber stagniert. Die Weitergabe von Kostensenkungen an die Netznutzerseite wird dabei über die für alle Netzbetreiber symmetrische Anreizsetzung erreicht. Soweit alle Netzbetreiber in Folge der Anreizsetzung alle Optimierungspotentiale vollständig ausschöpfen, bilden für jeden Netzbetreiber effiziente Vergleichsunternehmen den Vergleichsmaßstab.

[14] Vgl. Shleifer, A. (1985): A Theory of Yardstick Competition. In: RAND Journal of Economics 16(3), S. 319-327.

6.1.3 Verbraucherfreundlichkeit

103 Verbraucherfreundlichkeit kommt im europäischen und nationalen Recht eine hohe Bedeutung zu. Verbraucherfreundlichkeit im Sinne einer erschwinglichen Energieversorgung manifestiert sich dabei auch in Höhe der vom einzelnen Verbraucher zu zahlenden Netzentgelte, deren Ausgestaltung nicht Inhalt dieser Festlegung ist. Die insgesamt auf Netzentgelte bzw. Verbraucher aufzuteilende Summe ist jedoch umso höher, je höher die regulatorisch vorgesehenen Erlöse sind. Insoweit entfalten die obenstehenden Ausführungen zur Beschränkung auf effiziente Kosten unmittelbar auch Gültigkeit in Bezug auf die Verbraucherfreundlichkeit im Sinne einer erschwinglichen oder preisgünstigen Energieversorgung. Weitere Aspekte im Hinblick auf die Weitergabe von Kostensprüngen an die Netznutzer und zur Fokussierung von knappen Ressourcen auf die Senkung der Engpassmanagementkosten haben primär den Verbrauchernutzen im Fokus und sind auch im Rahmen einer Cost-Plus-Regulierung erreichbar.

6.1.4 Ergebnis der Abwägung

104 Im Ergebnis ist die Beschlusskammer der Ansicht, dass eine Weiterentwicklung in Richtung Cost-Plus-Regulierung für die Übertragungsnetzbetreiber aufgrund der starken Sonderentwicklungen und Investitionsbedarfe sowie der Systemaufgaben für Deutschland und im Europäischen Binnenmarkt derzeit sachgerecht ist.

105 Diese Abkehr vom bisher in der Anreizregulierungsverordnung vorgesehenen Budgetprinzip führt auf Ebene der Übertragungsnetzbetreiber zu einer jährlichen Refinanzierung der erforderlichen Kosten. Die Cost-Plus-Regulierung mit dem vorgesehenen Plan-Ist-Abgleich gewährleistet, dass die Investitionskosten eines Übertragungsnetzbetreibers möglichst zeitnah und ohne zeitlichen Verzug in der Regulierung berücksichtigt werden und entsprechende Rückflüsse einsetzen können. Mit der Einführung einer jährlichen plankostenbasierten Cost-Plus-Regulierung mit Effizienzanreizen und zeitlich nachlaufendem Ist-Kosten-Abgleich wird der Regulierungsrahmen für Übertragungsnetzbetreiber für die absehbare Entwicklung des drastischen Zubaus in den Übertragungsnetzen bis mindestens 2037 so ausgestaltet, dass sehr schnelle Mittelrückflüsse gewährleistet sind.

106 Zudem kommt es durch den Cost-Plus-Ansatz zu einer Vereinfachung der Regulierung. So erübrigt sich die Notwendigkeit der Einteilung der Kosten in beeinflussbare und dauerhaft

nicht beeinflussbare Kosten. Der Ansatz aller weiteren Elemente der Erlösobergrenzen (bspw. Verbraucherpreisindex und Produktivitätsfaktor) kann zudem entfallen.

107 Darüber hinaus wird die Regulierung stärker vereinheitlicht. Aktuell wird ein zunehmend wirtschaftlich etwa gleichwertiges On- und Offshore-Geschäft der Übertragungsnetzbetreiber differenziert reguliert. Die Offshore-Regulierung folgt abweichend vom Budget-Prinzip bereits derzeit dem Prinzip einer jährlichen Betrachtung. Dabei ist die separate Refinanzierung der Onshore-Netzkosten über Netzentgelte und der Offshore-Netzkosten über die Offshore-Netzumlage gesetzlich vorgegeben. Europarechtlich muss die Kostenermittlung unabhängig vom Refinanzierungsmechanismus dennoch den gleichen Grundregeln folgen.

108 Die angeführten Nachteile einer Cost-Plus-Regulierung, die für die Verteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Abwägung in der Festlegung RAMEN zu der Entscheidung geführt haben, das System der Anreizregulierung fortzuführen, werden auch für die Übertragungsnetzbetreiber gesehen. Sie werden jedoch durch die Vorteile und Freiräume, die das vorliegende Regelwerk für die Übertragungsnetzbetreiber und die Regulierungsbehörde in der Transformation bietet überwogen. Die überschaubare Anzahl an Übertragungsnetzbetreibern sowie ihr vollständiges Unbundling ermöglichen mehr praktisch durchführbare regulatorische Ansätze, um diesen starken Sonderentwicklungen individueller zu begegnen. Der Informationsasymmetrie kann durch eine deutlich verstärkte individuelle Prüfung und eine deutlich intensivere Begleitung einzelner Prozesse begegnet werden. Strukturelle Überinvestitionen zur Gewinnsteigerung sind aufgrund der ohnehin sehr hohen Investitionsnotwendigkeiten kaum vorstellbar. Die aktuellen Diskussionen zum NEP 2026 weisen eher in eine andere Richtung. Die Unternehmen werben für eine Dämpfung und Streckung notwendiger Investitionen. Da die Übertragungsnetzbetreiber nach den öffentlich-rechtlichen Bedarfsfeststellungen des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG) und dem EnWG grundsätzlich verpflichtet sind, Investitionen in der oben genannten Größenordnung und für die genannten Zielzeiträume zu realisieren, bleibt ihnen hinsichtlich des Umfangs der Ausbauverpflichtung vergleichsweise wenig Spielraum.

109 Der Wirtschaftlichkeit der Umsetzung kann mit den in dieser Festlegung angelegten Effizienzinstrumenten angesichts der geringen Zahl der Übertragungsnetzbetreiber besser Rechnung getragen werden als mit dem Effizienzvergleich im Rahmen der Anreizregulierung.

Auch ist zu erwarten und zu beobachten, dass Anteilseigner angesichts des Investitionsprogramms ihrerseits Interesse an einer kosteneffizienten Vorgehensweise haben und im Unternehmen artikulieren. Um darüber hinaus im Rahmen der Cost-Plus-Regulierung Anreize zu setzen, werden in dieser Festlegung Instrumente zur Effizienzsteigerung angelegt, die im Detail näher auszugestalten sind.

110 Die Cost-Plus-Regulierung mit Effizienzanreizen, wie sie in dieser Festlegung geregelt wird, ist damit für die Übertragungsnetzbetreiber geeignet und geboten, den europarechtlichen und im EnWG kodifizierten Zielen zu genügen.

6.2. Jährliche Plankostenermittlung

111 Die Ermittlung der ansetzbaren Kosten für die Entgeltbildung des Folgejahres erfolgt jährlich durch die Übertragungsnetzbetreiber. Zur Vermeidung von Zeitverzügen kann dabei auf Planwerte abgestellt werden. Der jeweilige Übertragungsnetzbetreiber ermittelt hierzu jährlich zum 30. Juni nach Maßgabe dieser Festlegung die für das folgende Kalenderjahr zu erwartenden Kosten des Übertragungsnetzbetriebs und übermittelt diese einschließlich der zugrunde liegenden Kalkulationsgrundlage an die Bundesnetzagentur. Das Datum orientiert sich an der heute für die Offshorekosten in § 3a Abs. 6 StromNEV geregelten Frist. Die Ermittlung der Plankosten erfolgt auf der Basis der Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres; gesicherte Erkenntnisse über das Planjahr können dabei berücksichtigt werden. Die Datenübermittlung der Plankosten hat unter Verwendung der von der Bundesnetzagentur im Internet bereitgestellten Erhebungsbögen zu erfolgen. Diese müssen gewährleisten, dass die Behörde schnell und detailliert einen laufenden Überblick über die Kostenentwicklungen und -arten erhält. Das Datenformat gewährleistet das Zustandekommen einheitlicher, konsistenter Datensätze und ist somit eine notwendige Voraussetzung für eine Plausibilitätskontrolle der Plankostenansätze der Übertragungsnetzbetreiber durch die Bundesnetzagentur.

112 Die Übertragungsnetzbetreiber sind zudem verpflichtet, jährlich zum 30. Juni einen „Bericht zur Anpassung der Plankosten“ in elektronischer Form bei der Bundesnetzagentur einzureichen. Während die Erhebungsbögen die Anpassung der Plankosten detailliert abbilden, soll der Bericht lediglich detaillierte Erläuterungen zur Entwicklung wirtschaftlich erheblicher Kosten- bzw. Erlöspositionen enthalten. Dies sind zum Festlegungszeitpunkt insbesondere

- Kosten für Investitionen des kommenden Kalenderjahres, getrennt nach Onshore- und Offshore-Investitionen; letztere getrennt nach Anbindungssystemen. Netzkosten für die Errichtung und den Betrieb von Offshore-Anbindungsleitungen, die nicht oder nicht vollständig in einer separaten Gewinn- und Verlustrechnung erfasst sind, hat der Netzbetreiber in vergleichbarer Weise darzulegen
- Kosten für die Positionen aus § 17f Abs. 1 S. 1 Nr. 1 und 2 EnWG
- der für das Kalenderjahr zu Grunde gelegte gewichteten durchschnittlichen Gesamtkapitalkostensatz (aus dem Englischen: Weighted Average Cost of Capital, WACC) gem. Kalkulationsregeln der Tenorziffer 9.
- die nach Maßgabe von Tenorziffer 10. anzusetzende Gewerbesteuer
- Kosten für Redispatch-Maßnahmen
- Kosten für Verlustenergiebeschaffung, getrennt nach Onshore- und Offshorekosten
- Kosten für Regelenergiebeschaffung
- Kosten der Kraftwerksreserven
- Engpasserlöse
- Positionsbezogene Plan-/Ist-Abweichungen aus dem Vorjahr getrennt nach Onshore- und Offshorekosten.

113 Die Aufzählung ist nicht abschließend.

114 In dem Bericht sind wesentliche Kostenabweichungen gegenüber dem Vorjahr zu erläutern. Wesentlich ist eine Kostenabweichung, wenn die Plankosten in Bezug auf eine Oberposition, orientiert an § 266 Abs. 2 bzw. § 275 Abs. 2 HGB des zu übermittelnden Erhebungsbogens gegenüber den Plankosten des Vorjahres um mehr als 20 Mio. Euro oder mindestens 10 Prozent abweichen. Der Bericht muss zudem Erläuterungen zur Entwicklung wirtschaftlich erheblicher Kosten- bzw. Erlöspositionen enthalten, die auf die Plankosten des nächsten Kalenderjahres wirken, und es der Behörde erlauben, ohne weitere Nachfragen die Grundlage der Kostenentwicklungen nachzuvollziehen. Die danach erläuterungsbedürftigen Kostenpositionen orientieren sich an der Gliederung des § 275 Abs. 2 HGB.

115 Diese Angaben ermöglichen der Bundesnetzagentur eine Plausibilitätsprüfung der jährlich prognostizierten Kosten.

116 Darüber hinaus ist grundsätzlich zu beachten, dass nach dem Ende des bevorstehenden Planjahres die Differenz zwischen den aus den Netzentgelten tatsächlich erzielten Erlösen und den zu deckenden Netzkosten möglichst gering ist.

6.3. Grundlage neuer Plankosten

117 Der Wechsel von einer umfassend in zahlreichen Einzelfestlegungen vorab genehmigten Plankostenwelt in eine Cost-Plus-Regulierung auf Plankostenbasis ist ein Kulturwandel für Unternehmen und Bundesnetzagentur. Während die Fortschreibung existierender Kostenarten üblich und gut bewertbar ist, kann Unsicherheit entstehen, wie mit gänzlichen neuen Sachverhalten umzugehen ist, die der Übertragungsnetzbetreiber für betriebsnotwendig hält und die der Behörde unbekannte Kosten in sich tragen. Beispiele der Vergangenheit können die FSV Bahnflex (Az. BK8-23/012-A) oder die FSV ungewollter Ausgleich (Az. BK8-20/0002-A) sein. In Tenorziffer 2.2. werden konkrete Maßstäbe angelegt, bei deren Erfüllung für neue Projekte und Themen unter Unsicherheiten Plankosten mit höherer Gewissheit in einer späteren Kostenprüfung angesetzt werden können. Die Grundlage für deren Ansatz bildeten im bisherigen Regulierungsrahmen Festlegungen zu standardisierten Verfahren (FSV) sowie weitere Entscheidungen der Bundesnetzagentur. Diese definieren Prozesse, Rahmenbedingungen und Grundsätze zur Kostenanerkennung. Zur Vereinfachung der Regulierung soll im Rahmen der Cost-Plus-Regulierung gerade die Vielzahl an teils sehr kleinteiligen Freiwilligen Selbstverpflichtungen (FSV) entfallen. Hierfür besteht aufgrund des Wechsels auf einen jährlichen Plankostenansatz kein Bedarf mehr. FSVen bzw. andere ex-ante Festlegungen können insbesondere entfallen, sofern sie ausschließlich der Regelung der Kostenanerkennung (Anpassung der Erlösobergrenze) und der zeitlichen Zuordnung (z. B. t-2 oder t-0) dienen. Diese Aspekte werden im Rahmen des Cost-Plus-Systems mit jährlichem Abgleich von Plankosten und Istkosten bereits berücksichtigt. Regelungen sind jedoch weiterhin erforderlich, wenn sie spezifische Effizienzanreize setzen, Klagemöglichkeiten Dritter betreffen oder den Gleichlauf zwischen Verteilernetz- und Übertragungsnetzbetreibern sicherstellen. Dies betrifft beispielsweise die Festlegungen zu den Kosten von Netzreserveanlagen oder der Entschädigungen von Redispatch (Az.: BK8-22-

001-A) oder Verfahren zu marktlichen Beschaffung von Blindleistung für den Netzbetrieb (Az.: BK8-24-006-A).

118 Um den Übertragungsnetzbetreibern dennoch für wesentliche und neu anfallende Plankosten Planungssicherheit für die Ansetzbarkeit zu geben, werden die im Tenor genannten Maßstäbe definiert. Diese stellen Regelungen zur Kostenanerkennung vor Entstehung der Kosten dar, deren Einhaltung nicht verpflichtend ist, denen gegenüber die Bundesnetzagentur sich in der nachträglichen Beurteilung jedoch ein Stückweit bindet. Denn soweit die in Tenorziffer 2.2. genannten Maßstäbe eingehalten werden, verschiebt sich die Beweislast einer Kostenaberkennung stark auf die Regulierungsbehörde.

119 Bei der Entwicklung eines integrierten europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes, unter gleichzeitiger Wahrung der europäischen System- und Versorgungssicherheit, übernehmen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung als Teil des europäischen Verbundnetzes eine hohe Verantwortung und eine zentrale Rolle. Die sich daraus ergebenden Kosten für Sonderthemen im Übertragungsnetz können dem Grunde nach im Rahmen der nachfolgenden Ausführungen angesetzt und auch anerkannt werden.

6.3.1 Bestimmung der ansetzbaren neuen Plankosten

120 Als Grundlage für eine spätere Kostenprüfung für neue Themen können die Unternehmen ausgehend von unternehmenseigenen Projektplänen eine Kostendokumentation anlegen und entstehende Kosten und Erlöse in einem internen Kontenrahmen dokumentieren. Die Übertragungsnetzbetreiber haben die angefallenen Kosten intern so zu dokumentieren, dass jederzeit eine Überprüfung möglich ist. Erlöse sind getrennt auszuweisen und gegenzurechnen.

121 Die Kostenbasis für die neuen Projekte muss von den unternehmensindividuellen Gesamtkosten ausgehen, die nach vereinbarten, klaren, nachvollziehbaren und betriebswirtschaftlich konsistenten Kalkulationsvorgaben ermittelt werden. Hier sind in erster Linie gesicherte betrieblichen Erfahrungen aus Vorkalkulationen, wie sie in der Vergangenheit gesammelt wurden, ausschlaggebend und bestimmend.

122 Kosten entstehen auf Basis konkreter, intern genehmigter Projektpläne, d. h. die Projekte können aus den konkreten genehmigten Wirtschaftsplänen des Unternehmens abgeleitet werden und sind durch entsprechende Gremienbeschlüsse genehmigt worden.

123 Die Projektpläne beinhalten in der Erwartung der Bundesnetzagentur die konkrete Auseinandersetzung mit den unmittelbar betroffenen dritten Akteuren (andere Übertragungsnetzbetreiber, Bilanzkreisverantwortliche, Anschlussnehmer etc.) und den betroffenen Regelwerken (technische Regelwerke, MaKo etc.). Wesentliche Kosten sollten erst anfallen, wenn sichergestellt ist, dass alle marktlichen, technischen und energierechtlichen Auswirkungen durch die Projektverantwortlichen überprüft worden sind und das Projekt einen abgesicherten Planungsstand aufweist. Dies kann im Einzelfall die Analyse der Missbrauchspotentiale und Marktauswirkungen (insbesondere im Strommarkt oder in SDL-Märkten) einschließen.

124 Insoweit die jeweiligen Projektpläne nach guter fachlicher Praxis und der Sorgfalt eines ordentlichen Kaufmanns bewertet und anhand der oben aufgeführten Mindestmaßstäbe konkretisiert wurden, verschiebt sich die Beweislast einer Kostenaberkennung stark auf die Regulierungsbehörde.

125 Alle Projektpläne und die angefallenen Kosten sind intern so zu dokumentieren, dass jederzeit eine Überprüfung möglich ist, d. h. die Unterlagen werden erst im Rahmen der konkreten Prüfungen herangezogen.

126 Diese Regelungen ersetzten die bisherigen detaillierten Vorgaben für zahlreiche Festlegungen und freiwillige Selbstverpflichtungen, die nur noch im Ausnahmefall erforderlich sind. Dabei ist als weitere Wertungsebene zu berücksichtigen, dass Maßnahmen, die in der vierten Regulierungsperiode im Rahmen einer Festlegung einer Freiwilligen Selbstverpflichtung oder in anderer verbindlicher Form durch die Bundesnetzagentur für betriebsnotwendig und anerkennungsfähig gehalten wurden, zum 01.01.2029 ihre Begründung nicht verlören. Es ist vielmehr davon auszugehen, dass bei ansonsten nicht wesentlich geänderten Umständen die behördliche Beurteilung sich nicht unvorhersehbar verändert. Auch in der Vergangenheit waren Anerkennungen durch Festlegungen im Bereich der Kosten regelmäßig auf eine Regulierungsperiode befristet.

6.3.2 Ausgestaltung gesetzlicher Vorgaben für die Kostenabstimmung im Dreiecksverhältnis

127 Eine Sonderkonstellation bilden die Fälle, in denen der Gesetzgeber vorsieht, dass der Umfang der Vergütung in Verträgen zwischen den Anlagenbetreibern und den Übertragungsnetzbetreibern nach Abstimmung mit der Bundesnetzagentur festgelegt wird.

So betrifft beispielsweise § 13c EnWG die Vergütung des Anlagenbetreibers bei einer geplanten, aber einem Verbot unterliegenden Stilllegung. Die darin geregelten Ansprüche richten sich gegen den Übertragungsnetzbetreiber und deren Bestand und Befriedigung erweisen sich für die davon betroffenen Anlagenbetreiber als Belastung. Gemäß § 13c Abs. 5 EnWG kann die Bundesnetzagentur zur geeigneten und angemessenen Berücksichtigung der bei den Betreibern von Übertragungsnetzen anfallenden Kosten in den Netzentgelten Festlegungen nach § 21a EnWG treffen. Nach der Rechtsprechung des Oberlandesgerichts Düsseldorf ist eine unmittelbare materielle Beschwer des Anlagenbetreibers möglich. Für die materielle Beschwer genügt es, dass der Beteiligte durch die angefochtene Verfügung in seinen wirtschaftlichen Interessen unmittelbar und individuell betroffen ist. Die Übertragungsnetzbetreiber hätten regelmäßig keinen Anlass, eine höhere Vergütung zu zahlen als diejenige, die sich aus den behördlichen Vorgaben ergebe.[15]

6.4. Plan-Ist-Abgleich

128 Nach Ablauf des Geschäftsjahres erfolgt ein Abgleich der aus Netzentgelten erzielten Erlöse mit den in diesem Jahr tatsächlich entstandenen zulässigen Kosten. Hierfür hat der jeweilige Übertragungsnetzbetreiber jährlich zum 30. Juni nach Maßgabe dieser Festlegung die im vorangegangenen Kalenderjahr tatsächlich entstandenen zulässigen Kosten zu ermitteln und diese einschließlich der zugrundeliegenden Kalkulationsgrundlage an die Bundesnetzagentur zu übermitteln.

129 Liegen die erzielten Erlöse über den tatsächlich entstandenen zulässigen Kosten, ist der Differenzbetrag in voller Höhe im Folgejahr kostenmindernd in Ansatz zu bringen. Liegen die erzielten Erlöse unter den tatsächlich entstandenen anerkennungsfähigen Kosten, ist der Differenzbetrag kostenerhöhend in Ansatz zu bringen.

130 In die Ermittlung der Netzentgelte eines Jahres gehen damit zum einen die für dieses Jahr nach Maßgabe dieser Festlegung prognostizierten Kosten und zum anderen die Differenz zwischen aus Netzentgelten erzielten Erlöse und den in diesem Jahr tatsächlich entstandenen zulässigen Kosten des vorletzten Jahres ein. Zum Beispiel ermitteln die Übertragungsnetzbetreiber zum 30.06.2030 die voraussichtlichen Kostenbestandteile für das Jahr 2031. Bis zum 30.06.2030 ermitteln sie zugleich, um wieviel die für 2029 prognostizierten Kosten durch die tatsächlichen

[15] Vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 17.05.2023, Az. VI-3 Kart 3/22.

Erlöse aus den Netzentgelten für das Jahr 2029 über- oder unterschritten wurden. Diese Differenz aus dem Jahr 2029 geht zusammen mit den Prognosezahlen für das Jahr 2031 in die Ermittlung der Netzentgelte für das Jahr 2031 ein. Gleiches gilt für die Ermittlung der in die Offshore-Umlage eingehenden Kosten. Die Verteilung über das Regulierungskonto entfällt im Regelfall.

131 Im Regelfall ist damit ein vollständiger Ausgleich der Plan-Ist-Differenz eines Geschäftsjahres im Folgejahr vorgesehen. Aufgrund von sehr schwer prognostizierbaren Kostenpositionen wie etwa den Systemdienstleistungen können die Differenzen in manchen Fällen und Jahren ein bedeutendes Maß annehmen. Um extreme Schwankungen der Netzentgelte für die Netznutzer zu dämpfen, wird daher ein Mechanismus zur Verstetigung der Differenzen aus erzielten Erlösen und tatsächlich entstandenen anerkennungsfähigen Kosten vorgegeben.

132 Soweit die erzielten Erlöse die tatsächlich entstandenen anerkennungsfähigen Kosten um bis zu 10 Prozent unterschreiten, wird der Differenzbetrag im Folgejahr ausgeglichen. Soweit die erzielten Erlöse die tatsächlich entstandenen anerkennungsfähigen Kosten um mehr als 10 Prozent unterschreiten, werden 10 Prozent der Fehlbeträge im Folgejahr ausgeglichen. Der verbleibende Differenzbetrag zuzüglich einer Verzinsung wird gleichmäßig auf die beiden darauffolgenden Jahre verteilt. Die Verzinsung richtet sich nach dem für den Übertragungsnetzbetreiber anzuwendenden Fremdkapitalzinssatz gemäß Tenorziffer 9.5. Der durchschnittlich gebundene Betrag ergibt sich aus dem Mittelwert von Jahresanfangs- und Jahresendbestand der Differenz aus den erzielten Erlösen und den tatsächlich entstandenen anerkennungsfähigen Kosten.

133 Die Weiterführung eines Regulierungskontos ist aus Sicht der Beschlusskammer nicht erforderlich. Die in dieser Festlegung vorgegebenen Melde- und Nachweispflichten gewährleisten im Rahmen des jährlichen Plan-Ist-Abgleichs, dass sowohl die Plan-Ist Differenz als auch die Verzinsung transparent und nachvollziehbar festgehalten werden kann. Der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgetragene Hinweis auf § 21b EnWG als Grundlage für die Möglichkeit der handelsrechtlichen Bilanzierung regulatorischer Forderungen und Verbindlichkeiten behält seine Bedeutung. Ein Bedarf für eine Bilanzierungsmöglichkeiten der Forderungen gegen die Summe der Netznutzer kann auch in diesem System zum Jahresende bestehen.

134 In ihrer Stellungnahme zum Eckpunktepapier haben die Übertragungsnetzbetreiber darauf hingewiesen, dass die Fortführung der Regulierungskontosystematik zudem notwendig sei, um Salden der vierten Regulierungsperiode weiterhin abzubilden. Auch noch nicht vereinnahmte Kosten aus den Jahren 2027 und 2028 der t-2-Positionen ließen sich über das Regulierungskonto oder über einen direkten Ansatz in den Jahren 2029 und 2030 in die Erlöse einbringen.

135 Diesen Hinweis aufgreifend hat die Beschlusskammer in Satz 13 eine Übergangsregelung aufgenommen. Danach können die Übertragungsnetzbetreiber annuitätische Zu- bzw. Abschläge auf die Plankostenansätze für die Jahre 2029 bis 2033 angesetzen, die sich aus den Salden der Regulierungskonten der Jahre 2024 bis 2028 ergeben und nach den Vorgaben des § 5 ARegV ermittelt worden sind. Insoweit können die Regulierungskontosalden einschließlich des Jahres 2028 bestimmt und aufgelöst werden.

6.5. Kostenprüfung

136 Jeder Übertragungsnetzbetreiber wird durch die Bundesnetzagentur mindestens einmal alle vier Jahre einer Kostenprüfung unterzogen, im Rahmen derer im Regelfall die zum Zeitpunkt der Prüfung ungeprüften abgeschlossenen Geschäftsjahre geprüft werden.

137 Im Rahmen der Kostenprüfung prüft die Bundesnetzagentur, ob die durch die Übertragungsnetzbetreiber im zu überprüfenden Zeitraum in Ansatz gebrachten Kosten und Erlöse den Vorgaben dieser Festlegung bzw. diese weiter konkretisierenden Festlegungen und weiterer in Bezug genommener Festlegungen entsprechen. Hierbei können Schwerpunkte gesetzt werden.

Der von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der Anmerkungen zum veröffentlichten Eckpunktepapier geäußerte Kritik hinsichtlich der Planbarkeit und des Risikos einer nachträglichen Nicht-Anerkennung von Kosten wird durch die Regelungen zur Plankostenermittlung in angemessenem Umfang Rechnung getragen.

138 Zwar ist die Kostenprüfung systembedingt auf die Betrachtung von in der Vergangenheit liegenden Abrechnungszeiträumen gerichtet. Die Prüfmaßstäbe sind den Adressaten jedoch bereits im Vorfeld des Abrechnungszeitraums bekannt, sodass sie die Kostenansätze an diesen ausrichten können. Die vorliegende Festlegung gibt in den Tenorziffern 3 bis 13 detaillierte Vorgaben zu den ansetzbaren und anerkennungsfähigen Kosten. Zudem ist sowohl der

Prüfungsumfang als auch der Prüfungszeitraum vorab bekannt. Soweit die Übertragungsnetzbetreiber die Kosten und Erlöse unter Einhaltung dieser Vorgaben prognostizieren und ansetzen, bestehen keine unvorhersehbaren Risiken. Zudem finden neben der Kostenprüfung Plausibilitätsprüfungen der jährlich einzureichenden Istkosten statt, im Rahmen derer etwaige identifizierte Auffälligkeiten adressiert werden können.

139 Die Kostenprüfung stellt ein bürokratiearmes und verhältnismäßiges Mittel dar, um sicherzustellen, dass die in § 21 EnWG sowie in den diesen konkretisierenden Festlegungen geregelten Maßstäbe eingehalten werden und zur Vermeidung von unzulässigen Belastungen der Netznutzer nur die betriebsnotwendigen Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers Eingang in die Ermittlung der Netzentgelte finden. Die Kostenprüfung ermöglicht es, die von den Übertragungsnetzbetreibern angesetzten Kosten auf ihre Richtigkeit und Betriebsnotwendigkeit hin zu untersuchen. Die Kostenprüfung stellt insofern das notwendige Korrektiv zu der den Übertragungsnetzbetreibern im Sinne der möglichst unverzüglichen Refinanzierungsmöglichkeit eingeräumten Ansetzbarkeit auf Plankostenbasis im Rahmen der Cost-Plus-Regulierung dar. Die turnusmäßig alle vier Jahre stattfindende Kostenprüfung ist daneben auch das mildeste, gleichwirkende Mittel, denn ohne diese könnten die europarechtlichen Vorgaben zur Kosteneffizienz nicht eingehalten werden.

140 Da anders als im bisherigen Regulierungssystem keine umfassende Kostenprüfung sämtlicher Kostenpositionen eines Jahres stattfinden muss, ist es zulässig, im Rahmen der Schwerpunktprüfungen besondere Kostenbestandteile in ihrer Entwicklung auch über mehrere Kalenderjahre zu betrachten. Im Übrigen gibt es diesen Prüfungsansatz schon heute zur Prüfung von Besonderheiten des Geschäftsjahres im Basisjahr. Die geringe Anzahl der Übertragungsnetzbetreiber erschwert die Prüfung der Einhaltung der Vorgaben des § 21 EnWG. Die Betrachtung von einzelnen Kostenpositionen in der Entwicklung über mehrere Kalenderjahre kann dies ein Stückweit kompensieren und so eine effektive Umsetzung der in § 21 EnWG vorgegebenen Orientierung an den betriebsnotwendigen Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers sicherstellen. Die turnusmäßige Kostenprüfung gewährleistet eine effektive Regulierung der Übertragungsnetzbetreiber und stellt ein geeignetes Mittel dar, um der der Cost-Plus-Regulierung immanenten Informationsasymmetrie zwischen regulierten Unternehmen und Regulierungsbehörde zu begegnen.

141 Die nach fünf Jahren eintretende Genehmigungsfiktion stellt im Rahmen der Abwägung des Interesses der Übertragungsnetzbetreiber an Planungs- und Rechtssicherheit einerseits und dem Interesse der Allgemeinheit an der sorgfältigen Prüfung der im Rahmen der Bestimmung der Netzentgelte durch die Übertragungsnetzbetreiber angesetzten Kosten zur Einhaltung des in § 1 Abs. 1 EnWG vorgegebenen Zwecks einer möglichst preisgünstigen Versorgung mit Elektrizität ein geeignetes Mittel dar, um dem vorgebrachten Aspekt der Rechtssicherheit hinreichend Rechnung zu tragen. Zur Schaffung von Rechtssicherheit tritt fünf Jahre nach Ablauf des Geschäftsjahres eine Genehmigungsfiktion ein. Dies bedeutet beispielhaft, dass die Genehmigungsfiktion für die Kosten des Jahres 2029, die mit Datenmeldung am 30.06.2030 an die Bundesnetzagentur geltend gemacht wurden, am 01.01.2035 eintritt. Nach Eintreten der Genehmigungsfiktion ist eine Kürzung der dieser unterfallenden Kosten durch die Bundesnetzagentur nicht mehr möglich, außer unter den Voraussetzungen des § 48 Abs. 2 VwVfG.

7. Grundsätze der Netzkostenermittlung (Tenorziffer 3)

142 Tenorziffer 3 legt die Grundsätze der Netzkostenermittlung fest. Daneben sind die weiteren Grundsätze des § 21 Abs. 2 EnWG zu beachten.

143 Tenorziffer 3.1 fasst die wesentlichen rechtlichen Grundsätze zusammen, die bei der Netzkostenermittlung zu berücksichtigen sind. Kosten des Netzbetriebs sind danach nur insoweit anzusetzen, als sie den betriebsnotwendigen Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, dürfen nicht berücksichtigt werden. Die Kosten dürfen keine damit nicht zusammenhängenden Bestandteile zur Unterstützung damit nicht zusammenhängender politischer Ziele umfassen.

144 Es dürfen nur betriebsnotwendige Kosten angesetzt werden. Für Übertragungsnetzbetreiber sind deshalb etwa Investitionen, die durch die Bundesnetzagentur im Netzentwicklungsplan (NEP) nach § 12c EnWG explizit nicht bestätigt worden sind, nicht berücksichtigungsfähig, da für diese das Kriterium der Betriebsnotwendigkeit nicht gegeben ist. Gleiches gilt für Projekte, die in den Netzentwicklungsplan einzubringen gewesen wären, aber durch die Übertragungsnetzbetreiber nicht eingebracht worden sind, sodass keine Prüfung durch die Bundesnetzagentur erfolgen konnte. Nach § 12b Abs. 1 S. 2 EnWG legen die Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung einen gemeinsamen nationalen

Netzentwicklungsplan zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes, die für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind, zur Bestätigung vor. Die Prüfung der Betriebsnotwendigkeit erfolgt somit bei Maßnahmen, die von den Übertragungsnetzbetreibern gemäß § 12b Abs. 1 S. 2 EnWG verpflichtend in den Netzentwicklungsplan einzubringen sind, nach Maßgabe der Netzentwicklungsplanung gemäß §§ 12a ff. EnWG. Die Bestätigung einer solchen Maßnahme in einem Netzentwicklungsplan ist damit Voraussetzung für die Berücksichtigung der Anlagengüter der Maßnahme in den Netzkosten. Im Umkehrschluss sind Investitionen der Übertragungsnetzbetreiber, die durch die Bundesnetzagentur im Netzentwicklungsplan bestätigt worden sind, dem Grunde nach anzuerkennen. Hinsichtlich der Kostenbestimmung der Höhe nach gelten jedoch auch für solche Projekte die im Rahmen dieser Festlegung getroffenen Vorgaben.

145 Bei Tenorziffer 3.1 S. 1 handelt es sich um eine Wiedergabe von § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG zu den geltenden Maßstäben der der Kostenorientierung und Kosteneffizienz. Der Grundsatz findet sich bereits auf der Ebene des europäischen Rechtsrahmens (vgl. Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Strom-VO). Netznutzer dürfen demnach nicht mit ineffizienten Kostenansätzen belastet werden.

146 Zudem dürfen die Kosten nach Tenorziffer 3.1 S. 3 keine damit nicht zusammenhängenden Bestandteile zur Unterstützung damit nicht zusammenhängender politischer Ziele umfassen. Dieser Grundsatz ist nach Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 Strom-VO ausdrücklich vorgegeben. Eine Einschränkung gilt insoweit allerdings nach Art. 18 Abs. 2 lit. f) Strom-VO, soweit es sich um Beiträge zur Verwirklichung der in den integrierten Energie- und Klimaplänen festgelegten Ziele handelt.

147 Die Grundsätze nach Tenorziffer 3.1 gelten unbeschadet besonderer Festlegungsregelungen für die Prüfung jeglicher Netzkosten. Kosten sind im Ausgangspunkt nicht zu berücksichtigen, sofern und soweit sie nicht ursächlich aus dem Betrieb des Netzes entstehen oder dem Betrieb des Netzes dienen. Über diese wesentlichen Grundsätze hinaus gelten alle relevanten rechtlichen Maßstäbe des europarechtlichen und des nationalen Rechtsrahmens auch für die Bestimmung des Netzkosten. Dazu zählen z. B. die Vorgaben zur Lebensfähigkeit der Netze (§ 21 Abs. 2 S. 4 EnWG).

148 Netzbetreiber tragen in der Kostenprüfung nach allgemeinen verwaltungsverfahrensrechtlichen Grundsätzen und der ständigen Rechtsprechung zu ARegV und StromNEV/GasNEV die Darlegungs- und Beweislast für die Tatsache, dass die geltend gemachten Kosten tatsächlich entstanden und dem Netzbetrieb zuzuordnen sind. Dies ergibt sich bereits aus der Natur der zu prüfenden Informationen, die dem Rechnungswesen des Netzbetreibers bzw. des vertikal integrierten Unternehmens entstammen. Das vorzulegende Zahlenwerk enthält zahlreiche unternehmensinterne Wertungen und Gestaltungen. Diese internen Vorgänge sind der Regulierungsbehörde nicht bekannt (sog. Informationsasymmetrie), solange der Netzbetreiber die beurteilungsrelevanten Kosten nicht darlegt und diese dezidiert nachweist. Dem steht auch nicht der Amtsermittlungsgrundsatz entgegen. Der Pflicht der Behörde, den Sachverhalt in eigener Verantwortung aufzuklären (§ 68 EnWG und § 24 VwVfG) stehen insoweit Obliegenheiten des Netzbetreibers gegenüber (§§ 69 EnWG und § 26 VwVfG); die Mitwirkungspflicht des Netzbetreibers begrenzt die Amtsermittlungspflicht der Verwaltungsbehörde. Diese braucht nach ständiger Rechtsprechung entscheidungserhebliche Tatsachen nicht zu ermitteln, die der Betroffene ihr zu unterbreiten hat. Daraus ergeben sich für die Übertragungsnetzbetreiber Mitwirkungsobliegenheiten. Sie haben im Verwaltungsverfahren bei Bedarf insbesondere Auskünfte zu erteilen, Aufzeichnungen, Bücher, Geschäftspapiere und andere Urkunden zur Einsicht und Prüfung vorzulegen und die zum Verständnis der Aufzeichnungen erforderlichen Erläuterungen zu geben.

149 Weiterhin enthalten die Regelungen dieser Festlegung, wie schon unter Geltung der StromNEV, ein eigenständiges Regelwerk, das die Kostenpositionen losgelöst vom Handelsrecht normiert. Zu Beginn des Festlegungsverfahrens hat die Beschlusskammer erwogen, die bisherige kalkulatorische Bestimmung der ansetzbaren Kapitalkosten auf eine handelsrechtliche Bestimmung umzustellen. Dies hätte im Sinne der Transparenz und Verwaltungsvereinfachung die kalkulatorische Parallelbuchhaltung bei den Übertragungsnetzbetreibern obsolet gemacht. Die handelsrechtlichen Restwerte sind für Netznutzer, Investoren und Ratingagenturen aus den veröffentlichten Tätigkeitsabschlüssen der Übertragungsnetzbetreiber direkt ableitbar. Anders als bei Verteilernetzbetreibern und Fernleitungsnetzbetreibern gibt es weniger Altsachverhalte. Die handelsrechtlichen Nutzungsdauern entsprechen zudem zunehmend den kalkulatorischen Nutzungsdauern.

Auch die kalkulatorisch bzw. handelsrechtlich ermittelten Restwerte des Sachanlagevermögens nähern sich stark an. Allerdings hätte sich die Regulierungsbehörde durch die Anwendung des Handelsrechts die Möglichkeit der eigenen (Anders-)Bewertung einzelner Sachverhalte genommen. Rechnungslegungsstandards enthalten immer auch Wertungen, so dass auch kalkulatorische Bewertungen eine Berechtigung haben könnten. Auch wäre bei einer Umstellung die sich aus der Heranziehung der niedrigeren Restwerte nach Handelsrecht ergebende Differenz den Übertragungsnetzbetreibern einmalig zu erstatten gewesen. Dieser erhebliche Ausgleichsbetrag wäre von den Netznutzern zu tragen gewesen. Darüber hinaus hätten sich für die Übertragungsnetzbetreiber Innenfinanzierungsnachteile durch die handelsrechtliche anteilige Abschreibung im Jahr der Inbetriebnahme (pro rata temporis) gegenüber der jährlichen, kalkulatorischen Abschreibung zu einem Zeitpunkt stark aufwachsender Investitionen ergeben. Nach Abwägung der Vor- und Nachteile hat die Beschlusskammer daher von einer Umstellung auf Handelsrecht Abstand genommen und sich nach Abwägung aller Gesichtspunkte dafür entschieden, weiterhin eine kalkulatorische Kostenbestimmung vorzugeben.

150 Wesentliche Datenquelle bleiben nach Tenorziffer 3.1 S. 4 dennoch die spartenbezogenen Gewinn- und Verlustrechnungen gemäß § 6b Abs. 3 EnWG in Verbindung mit der § 6b-Festlegungen BK8-19-00002-A. Einige Bestandteile der regulatorisch ansatzfähigen Netzkosten sind unmittelbar der Gewinn- und Verlustrechnung zu entnehmen. Ihre Ansatzfähigkeit und Zuordnung dem Grunde und der Höhe nach sind sodann anhand der Maßstäbe dieser Festlegungen zu prüfen. Kalkulatorische Kostenpositionen (z. B. Abschreibungen, Gesamtkapitalverzinsung) hingegen bedürfen einer anzustellenden kalkulatorischen Rechnung aufgrund der besonderen Vorgaben dieser Festlegung sowie ggf. weiterer einschlägiger Festlegungen. Es handelt sich dabei um Kosten, denen kein oder ein anderer Aufwand in der Finanzbuchhaltung gegenübersteht und die deshalb erst gesondert berechnet werden müssen. Dies ergibt sich aus dem Zweck der Netzentgeltregulierung und der Entflechtung, die Entgeltbildung unter funktionierenden Wettbewerbsbedingungen zu simulieren.

151 Tenorziffer 3.2 grenzt die relevanten Kapitalkosten (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) unter Heranziehung der nachfolgenden Tenorziffern voneinander ab.

152 Tenorziffer 3.3 enthält Regelungen zum Umgang mit Einzelkosten und Gemeinkosten. Einzelkosten des Netzes sind dem Netz direkt zuzuordnen. Kosten des Netzes, die sich nicht oder nur mit unvertretbar hohem Aufwand als Einzelkosten direkt zurechnen lassen, sind als Gemeinkosten über eine verursachungsgerechte Schlüsselung gegebenenfalls zunächst der Sparte Elektrizität gegenüber den Sparten Messwesen und Sonstiges und sodann innerhalb der energiebezogenen Tätigkeiten der Tätigkeit Elektrizitätsverteilung zuzuordnen. Die zu Grunde gelegten Schlüssel müssen sachgerecht sein und den Grundsatz der Stetigkeit beachten. Die verwendeten Schlüssel müssen eine möglichst große Nähe zur tatsächlichen Kostenverteilung aufweisen. Stundenaufschreibungen einer Lohnbuchhaltung z. B. lassen eine anteilige Verteilung der Personalkosten auf den Netzbetrieb somit plausibler erscheinen, als Umsatz- oder Gewinnschlüssel. Änderungen eines Schlüssels sind nur zulässig, sofern diese sachlich geboten sind. Sachlich geboten können Schlüsseländerungen z. B. sein, wenn neue Geschäftsfelder erschlossen werden oder sich das Netzgebiet substantiell verändert. Eine nachvollziehbare und vollständige Begründung der Schlüsseländerung durch den Netzbetreiber stellt die Überprüfbarkeit der Schlüsseländerung durch die Regulierungsbehörde sicher.

153 Die StromNEV stellt subsidiär bislang noch auf die Leitsätze für die Preisermittlung auf Grund von Selbstkosten nach der Anlage zur Verordnung PR Nr. 30/53 vom 21. November 1953 (BAnz. Nr. 244 vom 18. Dezember 1953), zuletzt geändert durch Artikel 289 der Verordnung vom 25. November 2003 (BGBl. I S. 2304), ab. Die Beschlusskammer verzichtet auf eine Überführung dieses Verweises in die vorliegende Festlegung. Im Zuständigkeitsbereich der Bundesnetzagentur sind die Leitsätze praktisch bislang nicht zur Anwendung gekommen. Es handelt sich bei den Vorgaben dieser Festlegung um ein spezifisches Regelwerk, das den europarechtlichen Vorgaben im nationalen Recht zur Geltung verhilft. Unter Geltung dieser Vorgaben bleibt für eine subsidiäre Geltung der LSP ohne Konturierung ihres konkreten Anwendungsbereichs kein Raum. Die Heranziehung der LSP wurde seitens der energiewirtschaftlichen Verbände bereits im Jahr 2007 im „Gesamt-Kalkulationsleitfaden zur Ermittlung von Netzentgelten" (S. 12 f.) als kritisch angesehen, auch hinsichtlich der nicht gegebenen Vergleichbarkeit des auf Dauer angelegten Netzbetriebs mit öffentlichen Aufträgen, bei denen es sich häufig um singuläre Geschäfte handle. Soweit von Befürwortern der subsidiären Geltung der LSP auf die Heranziehung des dort geregelten "kalkulatorischen

Unternehmerlohns" verwiesen wird, dürfte dessen Anwendbarkeit insbesondere vor dem Hintergrund der Geltung des WACC bei der Netzkostenprüfung keine praktische Relevanz besitzen.

8. Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter (Tenorziffer 4)

154 Tenorziffer 4 regelt in Nachfolge des bisherigen § 4 Abs. 5 StromNEV die Berücksichtigung von Kosten in Verpachtungsmodellen (inkl. Subverpächter-Konstellationen). Es soll weiterhin verhindert werden, dass – insbesondere innerhalb eines vertikal integrierten Unternehmens – durch die Vereinbarung überhöhter Pachtzinsen höhere Netzentgelte entstehen. Im Vordergrund steht § 21 Abs. 3 S. 3 EnWG, wonach sicherzustellen ist, dass eine Quersubventionierung zwischen den Transport-, Verteilungs- und Versorgungstätigkeiten oder anderen Tätigkeiten inner- oder außerhalb des einschlägigen Sektors verhindert wird. Der Grundsatz nach Satz 2 ist vor diesem Hintergrund wie bislang, dass Pachtkosten beim Übertragungsnetzbetreiber nur in der Höhe anerkennungsfähig sind, wie sie anfielen, wenn der Übertragungsnetzbetreiber Eigentümer der Anlagen wäre. Die Nachweispflicht trifft nach Satz 3 auch diesbezüglich den Übertragungsnetzbetreiber. Netzpacht ist bei den Übertragungsnetzbetreibern eher die Ausnahmen, da diese als rechtlich entflochtene Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 8 Abs. 2 bzw. § 10ff. EnWG Eigentum über das wesentliche Anlagevermögen haben müssen.

155 Ausgangspunkt für die Beurteilung der Kosten für die Überlassung betriebsnotwendiger Anlagegüter ist nach Satz 4 die spartenbezogene Gewinn- und Verlustrechnung des Verpächters nach § 6b Abs. 3 EnWG. Bei der Prüfung der aufwandsgleichen und kalkulatorischen Kosten des Verpächters gelten die Bestimmungen dieser Festlegung entsprechend.

156 Satz 5 stellt klar, dass aufwandsgleiche Kosten des Verpächters nur anerkennungsfähig sind, soweit sie im Zusammenhang mit der Überlassung des verpachteten Sachanlagevermögens (sog. Pachtnebenkosten) stehen.

9. Dienstleistungen (Tenorziffer 5)

157 Tenorziffer 5 regelt die Kostenanerkennung für in Anspruch genommene Dienstleistungen.

158 Sofern eine Dienstleistungserbringung durch konzernverbundene Unternehmen Kostenvorteile mit sich bringt, sind diese auch den Netznutzern zu Gute zu bringen.

Andererseits birgt dies auch ein hohes Potential für Quersubventionierungen. Daher sind vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen einschließlich ihrer rechtlich selbstständigen Unternehmen, die mittelbar oder unmittelbar energiespezifische Dienstleistungen erbringen, zur Vermeidung von Diskriminierung und Quersubventionierung verpflichtet, in ihrer internen Rechnungslegung jeweils getrennte Konten für jede ihrer Tätigkeiten gemäß § 6b Abs. 3 EnWG so zu führen, wie dies erforderlich wäre, wenn diese Tätigkeiten von rechtlich selbstständigen Unternehmen ausgeführt würden. In diesem Zusammenhang beanspruchen die Festlegungen zu § 6b EnWG weiterhin Geltung.

159 In Satz 2 werden die Grundsätze der Kostenorientierung und der Marktgerechtigkeit als wesentliche Prüfmaßstäbe vorgegeben. Kostenorientierung bedeutet insofern, dass der Ansatz von Dienstleistungskosten ihre tatsächliche Höhe nicht übersteigen darf. Darüber hinaus unterliegen sie indes den für die Übertragungsnetzbetreiber auch im Übrigen geltenden Grundsätzen der Netzkostenermittlung.

160 Durch das Merkmal der Marktgerechtigkeit findet eine weitere Konkretisierung statt. Ziel der Regulierung ist es, dass die Kostenansätze der Netzbetreiber denen von Unternehmen entsprechen, die im Wettbewerb stehen. Dementsprechend haben Übertragungsnetzbetreiber auch die Bedingungen für erforderliche Dienstleistungen wie ein im Wettbewerb stehendes Unternehmen auszuhandeln. Dienstleistungsentgelte sind als Kosten nicht anerkennungsfähig, soweit sie das marktübliche Niveau für entsprechende Leistungen übersteigen. Die Durchführung eines Ausschreibungsverfahrens kann hierbei eine Marktgerechtigkeit indizieren. Sofern ein Vergleich mit etwaigen marktlich angebotenen Dienstleistungen ob der Spezialität der jeweils in Rede stehenden Leistung gänzlich unmöglich sein sollte, obliegt es den Netzbetreibern, dies in der Kostenprüfung plausibel darzulegen. Letztlich geht es in erster Linie um die nachvollziehbare Dokumentation, ob und wie der Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit der Inanspruchnahme konzernfremder Dienstleister erkundet und letztlich bewertet hat. Soweit dies in hinreichendem Maße erfolgt, wirkt sich der Grundsatz der Marktgerechtigkeit nicht auf das Ergebnis der Kostenprüfung aus. Selbst bei besonders speziellen Leistungsprofilen kann eine Vergleichbarkeit zumindest im Hinblick auf einzelne Elemente bestehen, etwa im Hinblick auf die häufig vereinbarten Stundenpreise für die Arbeit von überlassenem Personal mit bestimmten Qualifikationen. Soweit eine Vergleichbarkeit besteht, ist der Grundsatz der Marktgerechtigkeit als

flankierender Prüfmaßstab zu sehen, der nicht durch die isolierte Prüfung der Dienstleisterkosten berücksichtigt sein kann.

161 Nach Satz 3 bilden die in der Gewinn- und Verlustrechnung des Netzbetreibers auf die Dienstleistung entfallenden Kosten die Obergrenze. Dies betrifft insbesondere Fälle von Dienstleistungen durch verbundene Unternehmen, bei denen angesichts des Anreizes überhöhter Kostenansätze eine vertiefte Prüfung der Entgeltermittlung erfolgt. Es findet ein sog. „Minimumabgleich“ zwischen dem buchhalterischen Ansatz beim Netzbetreiber und der Darlegung der Entgeltermittlung – etwa durch Vorlage eines Erhebungsbogens – statt. Auch diese Regelung ist Ausfluss des Grundsatzes der Kostenorientierung. Anders als bei den Entgelten für die Überlassung betriebsnotwendiger Anlagengüter (vgl. Tenorziffer 4) ist ein solcher Minimumabgleich bei der Beurteilung von Dienstleistungsentgelten sinnvoll, um überhöhte Kostenansätze zu verhindern. Das hauptsächliche Argument dafür, dass der Minimumabgleich in Bezug auf Pachtverhältnisse aufgegeben wird, ist die Herstellung eines Gleichlaufs bei der Ermittlung sämtlicher Kapitalkosten als Grundlage für die Kapitalverzinsung. Diese Überlegung ist auf Dienstleistungsentgelte, bei denen es sich um Betriebskosten handelt, nicht übertragbar. Im Vordergrund steht das Kriterium, dass keine Kosten auf die Netznutzer gewälzt werden, die nicht tatsächlich angefallen sind bzw. nicht hätten anfallen müssen. Der Vortrag, dass Dienstleistungen oftmals nicht periodenscharf abgerechnet würden, weshalb der Aufwand des Dienstleisters in der Gewinn- und Verlustrechnung höher ausfallen könne, als das vertraglich vereinbarte Entgelt, das gegenüber dem Netzbetreiber in Rechnung gestellt wird, spricht gerade für die Notwendigkeit des Minimumabgleichs. Solche Effekte gleichen sich im Zeitverlauf aus. Ohne den Minimumabgleich würde dem Netzbetreiber aber über die gesamte Regulierungsperiode der höhere Betrag zugutekommen. Es würden Kosten anerkannt, die tatsächlich nicht anfallen. Auch der Verweis aufsteigende Zinsen, die zu häufigeren bzw. höheren Differenzen zwischen dem vertraglich vereinbarten Entgelt und dem Wert nach dem Dienstleister-Erhebungsbogen führen, erfordert keine andere Betrachtung. Sofern der etwaige Vertrag keine Entgeltanpassungen infolge von Zinsveränderungen vorsieht, bleiben die Zinssteigerungen für das zu zahlende Entgelt irrelevant. Sie können dann auch nicht zu höherem Aufwand führen. Eine Wälzung entsprechender Kosten auf den Netzbetrieb würde den Grundsatz der Kostenorientierung zuwiderlaufen. Auch der Vortrag, das Festhalten am Minimumabgleich

könne zu einer asymmetrischen und nachteiligen Berücksichtigung der Dienstleistungskosten führen, weil nicht berücksichtigt werde, dass eine enge Beziehung zu den CAPEX der Dienstleistung, z. B. für Software und Hardware, bestehe, führt zu keiner anderen Bewertung. CAPEX haben im Dienstleistungsverhältnis naturgemäß einen wirtschaftlich deutlich geringeren Anteil an den Gesamtkosten. Zudem entstehen die CAPEX insoweit – anders als im Pachtverhältnis – nicht aus Investitionen, die überwiegend ausschließlich dem Elektrizitätsverteilernetz zuzuordnen sind. Eine regulatorische Gleichbehandlung mit Anlagegütern des Netzbetreibers ist nicht geboten.

162 Nach Satz 4 sind Gewinnaufschläge von Dienstleistern aus dem vertikal intergierten Unternehmen nicht anerkennungsfähig. Soweit im Konzernverbund in den Verrechnungspreisen auch Gewinnaufschläge berücksichtigt werden, dürfen diese nicht in die Netzkosten eingehen. Die Kosten sind vielmehr so zu ermitteln, als hätte der Netzbetreiber die Leistung selbst vorgenommen. Die Regelung dient dem Ausschluss von Quersubventionierungen etwaiger weiterer Tätigkeitsbereiche im vertikal integrierten Unternehmen aus dem Monopolbetrieb. Durch die Nichtberücksichtigung von Gewinnaufschlägen wird der Anreiz zum Abschluss von Dienstleistungsverträgen mit dem Ziel von Quersubventionierungen gemindert. Vor diesem Hintergrund geht der Verweis in einigen Stellungnahmen fehl, dass am Markt beschaffte Dienstleistungen stets auch Gewinnaufschläge beinhalteten. Durch den Ausschluss von Gewinnaufschlägen setzt sich die Beschlusskammer nicht in Widerspruch zum in Satz 2 aufgestellten Grundsatz der Marktgerechtigkeit. Der Ausschluss von Gewinnaufschlägen ist unmittelbarer Ausfluss des Grundsatzes der Kostenorientierung. Wenn im Konzernverbund vereinbarte Dienstleistungsentgelte dem Marktvergleich standhalten, ist dies ein Beleg für die Sachgerechtigkeit des Entgelts. Hieraus kann jedoch nicht der Schluss gezogen werden, dass entgegen der allgemeinen Kostenprüfungsgrundsätze Gewinnaufschläge zugunsten verbundener Unternehmen aus den Netzentgelten finanziert werden dürften. Dagegen spricht auch nicht der Umstand, dass Dienstleistungsmodelle effizienter sein können als die Selbsterbringung von Leistungen durch den Netzbetreiber. Anerkennungsfähig sind ohnehin nur die effizienten Kosten des Netzbetriebs. Eine mit diesem Grundsatz konforme Leistungsbeschaffung bedarf keiner „Belohnung“ durch die Erlaubnis von Gewinnaufschlägen.

10. Aufwandsgleiche Kostenpositionen (Tenorziffer 6)

163 Tenorziffer 6 nimmt die aufwandsgleichen Kostenpositionen in Bezug.

164 Ausgangspunkt und Obergrenze für die aufwandsgleichen Kostenpositionen nach Tenorziffer 6 S 1 sind die nach § 6b Abs. 3 EnWG erstellten Gewinn- und Verlustrechnungen für die Elektrizitätsübertragung. Die so erfassten Kosten unterliegen den allgemeinen in dieser Festlegung geregelten Maßstäben. Der bisherigen Formulierung in der Verordnung folgend ist hier weiterhin auf den Begriff der „aufwandsgleichen Kosten“ abzustellen.

165 Satz 2 enthält eine Sonderregelung zu Kosten und Erlösen, die durchlaufende Posten des Übertragungsnetzbetreibers darstellen bzw. sich im Zeitverlauf systematisch ausgleichen.

166 Die Kostenprüfungen wurden in der Vergangenheit regelmäßig dadurch erschwert, dass Kostenpositionen, die sich aufwands- und ertragsseitig ausgleichen bzw. als durchlaufende Posten anzusehen sind, häufig von den Netzbetreibern uneinheitlich in Erhebungsbögen erfasst wurden. Dies erhöhte den Aufwand in der Kostenprüfung auf unangemessene Weise. Daher ist eine diesbezügliche Klarstellung sachgerecht, welche Positionen – der ständigen Prüfpraxis folgend - von vorneherein nicht berücksichtigungsfähig sind. Hierzu gehören exemplarisch entsprechend der bisherigen Kostenprüfungspraxis Aufwendungen und Erträge aus Umsatzsteuer, EEG, KWKG, sowie aus Umlagen.

167 Eine netzkostenwirksame Berücksichtigung von Mechanismen, bei denen es sich um durchlaufende Posten handelt (z. B. Offshore-Netzumlage, Aufschlag für besondere Netznutzung) ist weiterhin nicht sachgerecht. Auch bei den Aufwendungen und Erträgen für den EEG-Ausgleichmechanismus und den KWK-G Belastungsausgleich handelt es sich systematisch für den Netzbetreiber um durchlaufende Posten. Bei derartigen Kosten steht für die Beschlusskammer weiterhin im Vordergrund, dass keine Doppelanerkennung über verschiedene Systeme (Umlagen und Netzkosten) erfolgt. Energiewirtschaftliche Kosten der jeweiligen Umlagesysteme laufen unmittelbar in die entsprechende Umlage, sind nicht Bestandteil des originären Netzgeschäfts und dürfen daher in den Netzkosten keine Rolle spielen. Soweit bei den Netzbetreibern in verschiedenen Kostenarten darüber hinaus Abwicklungsaufwand (z. B. IT-Kosten, sonstige Personalkosten etc.) anfällt, ist je nach Umlagesystem individuell danach zu differenzieren, ob administrative Kosten bereits Teil der Umlage sind, weil dies rechtlich so ausgestaltet ist, oder ob diese separat über die Netzkosten geltend gemacht werden müssen. Wenn etwa dem Übertragungsnetzbetreiber innerhalb

eines Umlagemechanismus eine vollständige Kostenerstattung unter Einschluss von Personal- und Materialaufwand zusteht, so sind diese Kosten bei der Bestimmung der Netzkosten nicht zu berücksichtigen.

168 Ein doppelter Ansatz von Kosten ist jedenfalls auszuschließen. Dies haben die Übertragungsnetzbetreiber bei der Zusammenstellung ihrer Netzkosten sicherzustellen. Eine Berücksichtigung von Umlagesachverhalten bei der Ermittlung des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens erfolgt ebenfalls – auch insoweit in Übereinstimmung mit der bisherigen Prüfpraxis – nicht (siehe Tenorziffer 9).

169 Der Ansatz von Fremdkapitalzinsen als aufwandsgleiche Kosten ist angesichts der Einführung eines WACC-Modells (s.u. zu Tenorziffer 9) nicht sachgerecht. Fremdkapitalzinsen sind nach den in Tenorziffer 9 geregelten Maßgaben einzustellen.

170 Die Sätze 4 bis 6 betreffen den regulatorischen Umgang mit Anlagenabgängen. Wenn eine Anlage vor Ablauf der Nutzungsdauer ausscheidet, entsteht ein Buchverlust. Der zum Zeitpunkt des Ausscheidens noch vorhandene Restbuchwert stellt einen Aufwand dar, da der Netzbetreiber diesen Restbuchwert zukünftig nicht mehr wiederverdienen kann. Maßgeblich für die Bewertung der Buchverluste sind allerdings die kalkulatorischen Restwerte, da das Sachanlagevermögen nach Maßgabe der Tenorziffer 9 der kalkulatorischen Abschreibung unterliegt. Es darf, auch auf Grund der Berücksichtigung von Buchverlusten, nicht zu einer Abschreibung unter Null kommen. Die für Buchverluste anzusetzenden Kosten sind daher auf Grundlage der kalkulatorischen Restwerte zu ermitteln.

171 In diesem Zusammenhang ist zudem sicherzustellen, dass im Zusammenhang mit der Bestimmung der betriebsnotwendigen Erlöse und Erträge alle mit dem Anlagenabgang in Verbindung stehenden Positionen kostenmindernd berücksichtigt werden. Beispielsweise kommen hier Verkaufs- bzw. Verschrottungserlöse sowie Entschädigungsleistungen, Versicherungszahlungen oder Katastrophenhilfefondmittel in Betracht.

172 Die Regelung ist für Netzabgänge infolge von Netzübergängen nicht anzuwenden. Hierfür enthält die Festlegung RAMEN spezifische Vorgaben hinsichtlich der Übertragung von Erlösobergrenzenanteilen von einem Netzbetreiber auf einen anderen. Diese finden im Einzelfall entsprechend auf den Übertragungsnetzbetreiber Anwendung.

ENTWURF

11. Umstellung der Bewertung des Sachanlagevermögens auf Realkapitalerhaltung (Tenorziffer 7)

11.1. Erhaltungskonzeptionen in der StromNEV

173 Durch die Anwendung einer Erhaltungskonzeption im Rahmen einer Kostenkalkulation sollen Unternehmen in die Lage versetzt werden die Betriebsbereitschaft des Geschäftsbetriebs zu erhalten, wobei hierbei entweder die Substanz – also das wesentliche Vermögen – oder das im Unternehmen eingesetzte Kapital als zu erhaltene Größe herangezogen werden kann. Die StromNEV beinhaltet bislang ein Mischsystem aus Nettosubstanz- und Realkapitalerhaltung, wobei für Anlagen, die vor dem 01.01.2006 hergestellt oder angeschafft (Altanlagen) wurden, das Prinzip der Nettosubstanzerhaltung angewendet wird, während für Anlagen, die nach dem 01.01.2006 hergestellt oder angeschafft (Neuanlagen) wurden, das Prinzip der Realkapitalerhaltung zur Anwendung kommt.

11.2. Nettosubstanzerhaltung

174 Dem Prinzip der Nettosubstanzerhaltung liegt der Gedanke zu Grunde, dass der mit Eigenkapital finanzierte Anteil am Vermögen einem Substanzverzehr infolge von Preisentwicklungen unterworfen ist. Der auf diesen Eigenkapitalanteil entfallende Substanzverzehr soll dabei im Rahmen der Innenfinanzierung über die Vereinnahmung von Umsatzerlösen in entsprechender Höhe refinanziert werden. Zu diesem Zweck erfolgt die Bewertung des Sachanlagevermögens zu Tagesneuwerten, welche sodann die Bemessungsgrundlage für die Ermittlung der Abschreibungen und der Eigenkapitalverzinsung hinsichtlich des eigenfinanzierten Anteils bilden. Die Tagesneuwerte sollen dabei die Wiederbeschaffungskosten eines im Zeitpunkt der ursprünglichen Anschaffung gleichwertigen Investitionsgegenstands – d. h. ohne Berücksichtigung des technischen Fortschritts oder einer moderneren Systemtechnik - abbilden. Das Unternehmen wird hierdurch in die Lage versetzt, in einen gleichwertigen Vermögensgegenstand nach Ablauf der wirtschaftlichen Nutzungsdauer zu reinvestieren und damit die Vermögenssubstanz im Unternehmen zu erhalten.

11.3. Realkapitalerhaltung

175 Das Prinzip der Realkapitalerhaltung zielt darauf ab, dass die Kaufkraft des im Unternehmen gebundenen Eigenkapitals erhalten bleiben soll. Die Erhaltung der Kaufkraft wird bislang im Falle der StromNEV durch allgemeine Preisindizes über den im Nominalzinssatz enthaltenen

Verbraucherpreisindex abgebildet. Dem liegt der Gedanke zu Grunde, dass das im Unternehmen investierte Kapital nach Rückfluss der Mittel nicht zwingend wieder in denselben Unternehmensbereich fließen muss, sondern auch alternativ investiert werden könnte.

11.4. Unterschiede Zahlungsströme im Zeitablauf

176 Der zeitliche Verlauf der zurückfließenden Zahlungsströme gestaltet sich in beiden Kapitalerhaltungsmodellen unterschiedlich. Im System der Realkapitalerhaltung stellt sich zu Beginn eines Lebenszyklus eines Anlageguts ein höherer Kapitaldienst als im System der Nettosubstanzerhaltung ein, während sich bei der Nettosubstanzerhaltung zum Ende des Lebenszyklus eines Anlageguts ein höherer Kapitaldienst ergibt. Ursache dafür sind die zum Ende der wirtschaftlichen Nutzungsdauer kumulativ wirkendenden Effekte aus der Berücksichtigung der anlagenspezifischen Preisentwicklung über die Tagesneuwerte. Diese wirken umso stärker, je älter ein Anlagegut tatsächlich ist. Im System der Realkapitalerhaltung erfolgt die Berücksichtigung der Preisentwicklung nicht über die Inflationierung der zu berücksichtigen Restwerte, sondern über den Zinssatz. Die Rückflüsse sind im direkten Vergleich zur Nettosubstanzerhaltung zu Beginn des Abschreibungszeitraums höher.

177 Unter der Prämisse, dass die jährliche anlagenspezifische Preissteigerung der im Nominalzins berücksichtigten Preissteigerung entspricht, verhalten sich beide Systeme barwertneutral.

11.5. Die Übergangsregelung aus der StromNEV (Alt-/Neuanlagen)

178 Das in der StromNEV verankerte Mischsystem aus Nettosubstanzerhaltung und Realkapitalerhaltung war seit der Einführung und erstmaliger Anwendung der StromNEV als Übergangssystem angelegt, welches im Zeitverlauf vollständig durch das System der Realkapitalerhaltung ersetzt wird. Für Anlagen, die vor dem 01.01.2006 hergestellt oder angeschafft (Altanlagen) wurden, sieht die StromNEV das Prinzip der Nettosubstanzerhaltung vor, während für Anlagen, die nach dem 01.01.2006 hergestellt oder angeschafft (Neuanlagen) wurden, das Prinzip der Realkapitalerhaltung zur Anwendung kommt. Diese Regelungen führen dazu, dass mit dem vollständigen Abschreiben Neuanlagen im Anlagenbestand des Netzbetreibers vorhanden sind, auf die ausschließlich das Kapitalerhaltungskonzept der Realkapitalerhaltung zur Anwendung kommt. Demnach ist bereits in der StromNEV die ausschließliche Anwendung des Konzepts Realkapitalerhaltung systematisch angelegt gewesen.

11.6. Keine Fortführung des bisherigen Mischsystems

179 Die Beschlusskammer hält es auch für die Übertragungsnetzbetreiber für richtig, nach Maßgabe der Tenorziffer 7 bei der kalkulatorischen Bewertung des Sachanlagevermögens ab dem 01.01.2029 vollständig das System der Realkapitalerhaltung anzuwenden. Das bislang zur Anwendung gelangte Mischsystem aus Nettosubstanz- und Realkapitalerhaltung wird abgelöst. Dementsprechend entfällt die bislang notwendige Unterscheidung zwischen Alt- und Neuanlagen.

180 Wesentliche Gründe für die Umstellung sind in der aktuellen Dynamik zu sehen, der die Energiewirtschaft im Allgemeinen und die Netzwirtschaft im Besonderen gegenwärtig ausgesetzt sind. Der technische Fortschritt sowie die energiepolitische Entwicklung führen dazu, dass die Annahme eines eins-zu-eins-Ersatzes von Anlagegütern in der Netzwirtschaft nicht mehr aufrechterhalten werden kann. Der der Realkapitalerhaltung zugrunde liegende Gedanke der Erhaltung der Kaufkraft des Kapitals ist besser geeignet, den aktuell und zukünftig vorherrschenden Rahmenbedingungen Rechnung zu tragen. Gleichzeitig führt die Umstellung auf die Realkapitalerhaltung zu einer Erhöhung der Transparenz, der Verringerung des administrativen Aufwands auf Seiten von Behörden und Netzbetreibern sowie einem erhöhten Maß an Rechtssicherheit durch die einheitliche Anwendung eines Kapitalerhaltungskonzepts.

181 Zudem ist die Realkapitalerhaltungsmethode transparent, da ihr eine sehr einfache Berechnung zugrunde liegt: zur Ermittlung der Abschreibungen werden die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten durch die Nutzungsdauer dividiert. Auf diese Weise können Investoren ihre Entscheidung besser und einfacher treffen.

182 Damit einher geht eine wesentliche Komplexitätsreduktion: Im Wesentlichen entfällt aus der alleinigen Anwendung der Realkapitalerhaltung die Bestimmung von anlagenspezifischen Preisindizes, die im Rahmen des Konzepts der Nettosubstanzerhaltung zur Ermittlung der erforderlichen Tagesneuwerten erforderlich sind. Bis zur Vorgabe durch den Verordnungsgeber war die Ermittlung von sachgerechten Preisindizes über Jahre Gegenstand von gerichtlichen Auseinandersetzungen zwischen Regulierungsbehörden und Netzbetreibern. Hier hat die Vergangenheit gezeigt, dass eine rechtssichere Festlegung von allgemeingültigen Preisindizes zumindest im unmittelbaren Kontext der Ausgangsniveaubestimmung mit unmittelbarer Wirkung auf die Höhe der Kapitalkosten durch

die Regulierungsbehörde als schwer realisierbar erscheint. Dies gilt auch vor dem Hintergrund, dass netzbetreiberindividuellen und regionalen Gegebenheiten hinsichtlich der Gewichtung von Lohn- und Materialindizes in der Praxis kaum Rechnung getragen werden kann. Auch ist die Betroffenheit innerhalb der Branche durch unterschiedliche Indexreihen uneinheitlich, was die Erreichung von Rechtsfrieden durch behördliche Entscheidungen in der Vergangenheit verhindert hat.

183 Die Entscheidung für eine Bewertung der Altanlagen zu Tagesneuwerten und eine Anwendung der Realkapitalerhaltung für Neuanlagen war im Übrigen von Anfang an weniger auf konzeptionelle Überlegungen zurückzuführen als vielmehr Ausdruck eines Kompromisses. Mit der alleinigen Anwendung der Realkapitalerhaltungsmethode wird künftig auf lediglich ein einziges, stringentes Konzept abgestellt.

184 Die alleinige Anwendung des Kapitalerhaltungskonzepts der Realkapitalerhaltung führt damit auch zu einem erhöhten Maß an Rechtssicherheit. Die Abschaffung der Nettosubstanzerhaltung sowie die mit der Realkapitalerhaltung einhergehende erhöhte Transparenz sowie die Reduzierung des bürokratischen Aufwands wird von Investoren, Eigentümern und Netzkunden positiv bewertet. Zudem war das System der Nettosubstanzerhaltung bei Aufnahme der Regulierungstätigkeit von Beginn an als ein Übergangsmodell angelegt, welches vollständig im Zeitablauf vom Modell der Realkapitalerhaltung ersetzt werden sollte. Der Verordnungsgeber hat in der StromNEV die Realkapitalerhaltung als den Regelfall und die Nettosubstanzerhaltung als die Übergangslösung für einen bestimmten Zeitraum vorgesehen. Der vollständige Wechsel auf das Konzept der Realkapitalerhaltung stellt somit lediglich ein Vorziehen des ohnehin angelegten Systemwechsels hin zur Realkapitalerhaltung dar.

185 Zudem ist auch zu berücksichtigen, dass der Anteil der Neuanlagen bei den Übertragungsnetzbetreibern insgesamt bereits so hoch ist, dass die Nettosubstanzerhaltung insgesamt massiv an Bedeutung verloren hat. So lag bereits im Basisjahr der vierten Regulierungsperiode der durchschnittliche Anteil der Neuanlagen bei den sich im Zuständigkeitsbereich der Bundesnetzagentur befindlichen Strom-Verteilernetzbetreibern bei über 95 Prozent. Naturgemäß wird der Anteil der Neuanlagen im Zeitverlauf weiter ansteigen und damit die Bedeutung der Altanlagen kontinuierlich abnehmen.

186 Auch ist die inhaltliche Rechtfertigung für das System der Nettosubstanzerhaltung aufgrund des fortschreitenden Wandels in der Elektrizitätsversorgung nicht mehr uneingeschränkt gegeben. Alte Betriebsmittel werden durch neue Technologien verdrängt.

11.7. Ausgestaltung des Kompensationsansatzes

187 Die Beschlusskammer statuiert in den Sätzen 2 bis 6 einen Kompensationsmechanismus zum Ausgleich von ggf. eintretenden Vermögensnachteilen, die mit dem Systemwechsel hin zur Realkapitalerhaltung verbunden sind. Durch den Übergang zur Realkapitalerhaltung entfällt die jährliche Fortschreibung der Tagesneuwerte sowie deren anschließende Verzinsung mit einem Realzinssatz. Der Kompensationsmechanismus sieht letztmalig zum 31.12.2026 die Bewertung der Restwerte der Altanlagen bezüglich ihres eigenfinanzierten Anteils zu Tagesneuwerten vor. Die so ermittelten Restwerte bilden ab dann die Grundlage der Fortführung und Bewertung des kalkulatorischen Sachanlagevermögens, wobei letztmalig für die Ermittlung auf dieser Grundlage die Indexreihen gemäß § 6a StromNEV und ein eigenfinanzierter Anteil von 40 Prozent zur Anwendung kommen. Für den fremdfinanzierten Anteil der Altanlagen sowie der Neuanlagen erfolgt die Bewertung des Sachanlagevermögens auf Grundlage der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten. Für den fremdfinanzierten Anteil wird dabei ein Wert von 60 Prozent gesetzt. Der Ausgleich von ggf. eintretenden Vermögensnachteilen aus der zukünftig wegfallenden Tagesneuwertbewertung des Sachanlagevermögens wird dabei zum einen aus der letztmaligen Bewertung des eigenfinanzierten Anteils zu Tagesneuwerten und zum anderen durch die Anwendung des im Rahmen des WACC zur Anwendung kommenden gewichteten Nominalzinssatzes herbeigeführt. Die Anwendung eines Realzinssatzes ist demnach nicht mehr vorgesehen. Hierdurch erfolgt die Überführung des eigenfinanzierten Anteils der Anlagen aus dem System der Nettosubstanzerhaltung in das System der Realkapitalerhaltung. Die Abbildung der zukünftigen Preisänderungsrate erfolgt damit nicht mehr über anlagengruppenspezifische Preisindizes, sondern über die Berücksichtigung des Verbraucherpreisindexes innerhalb des Nominalzinssatzes. Unter der Prämisse, dass sich die anlagengruppenspezifische Preisentwicklung und die Entwicklung des Verbraucherpreisindizes über die Nutzungsdauer eines Anlagegegenstands in einem hinreichend langen Vergleichszeitraum entsprechen, stellt der Systemwechsel mit diesem Element einen barwertneutralen Ansatz dar.

188 Wie oben dargestellt soll zur Ermittlung der Restwerte zu Tagesneuwerten letztmalig auf die in § 6a StromNEV verankerten Preisindizes zurückgegriffen werden. Der Rückgriff auf diese Indexreihen liegt darin begründet, dass diese in der Vergangenheit die Grundlage für die Bewertung des eigenfinanzierten Anteils der Neuanlagen zu Tagesneuwerten gebildet haben. Es ist somit logisch und sachgerecht, wenn diese Preisindizes im Rahmen des Kompensationsmechanismus zur Berücksichtigung der in der Vergangenheit erfolgten Preissteigerungen wieder herangezogen werden. Die Anwendung anderer – von § 6a StromNEV abweichender – Preisindizes würde dazu führen, dass andere als die bislang berücksichtigten Preissteigerungen berücksichtigt würden. Dies widerspräche dem verfolgten Grundsatz, dass die bisher ermittelten und über die Netzentgelte realisierten Vermögenswerte erhalten bleiben.

189 Bei der Berücksichtigung des Anteils, zu welchem die Restwerte zu Tagesneuwerten in der Verzinsungsbasis Berücksichtigung finden, legt die Beschlusskammer eine pauschale Eigenkapitalquote in Höhe von 40 Prozent zugrunde. Die pauschale Eigenkapitalquote von 40 Prozent leitet sich aus den Vorgaben von § 6 Abs. 2 StromNEV ab, der eine maximale Eigenkapitalquote von 40 Prozent vorsieht und welche mit dem Ende der vierten Regulierungsperiode außer Kraft treten und damit im Zeitpunkt der Umstellung noch anwendbar sind. Die in diesen Vorschriften geregelte tatsächliche – auf 40 Prozent begrenzte – Eigenkapitalquote ist im bislang gültigen Verzinsungsregime bei der Bewertung des eigenfinanzierten Anteils der Altanlagen seit 2006 zur Anwendung gekommen und stellt den von der Umstellung zu erfassenden Anteil dar. Mit Blick auf die Zukunft erscheint es zudem angezeigt, die Höhe der zu berücksichtigenden Eigenkapitalquote an der im zukünftigen Verzinsungsregime zur Anwendung kommenden WACC-Rate auszurichten. Die Anwendung einer anderen Eigenkapitalquote, bspw. aus einem internationalen Vergleich hergeleitet, ist vor diesem Hintergrund nicht naheliegend.

190 Angesichts der künftigen immensen Investitionsbedarfe und der damit ggf. einhergehenden Entwicklung der Eigenkapitalausstattung ist nicht auszuschließen, dass durch die pauschale Annahme einer Quote von 40 Prozent Vorteile für die Übertragungsnetzbetreiber entstehen können. Die Beschlusskammer erachtet eine ein-zu-eins Übertragung der Regelung für Verteilernetzbetreiber dennoch für sachgerecht.

ENTWURF

12. Kalkulatorische Abschreibungen (Tenorziffer 8)

191 In Tenorziffer 8 werden die Regelungen zu den kalkulatorischen Abschreibungen vor dem Hintergrund der Neugestaltung von Anlage 1 (Anlagengruppen und Nutzungsdauern) im Vergleich zur Altregelung in § 6 StromNEV neu gefasst.

12.1. Grundsätze (Tenorziffer 8.1.)

192 Die kalkulatorischen Kosten treten an die Stelle der bilanziellen Abschreibungen; insoweit handelt es sich um ein eigenständiges regulatorisches System, das die Entgeltbildung unter funktionierenden Wettbewerbsbedingungen simulieren soll. Sie dienen dem Ausgleich der Wertminderung der betriebsnotwendigen Anlagegüter. Durch die Regelung wird dem Übertragungsnetzbetreiber weiterhin ermöglicht, das Kapital für die nach erfolgter Abschreibung notwendige Ersatzinvestition zu verdienen. Dies ermöglicht einen langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Netzbetrieb. Demgegenüber haben bilanzielle Abschreibungen eine Bewertung von Vermögensteilen in der Bilanz durch eine Verteilung der Anschaffungskosten eines Wirtschaftsgutes auf die Jahre der Nutzung als Aufwand in der Erfolgsrechnung zum Gegenstand. Im Gegensatz zum regulatorischen Grundgedanken spielen hier auch bilanzpolitische Zweckmäßigkeiten eine Rolle. Ein kalkulatorischer Ansatz bleibt daher sachgerecht (vgl. insoweit die Ausführungen zu einem erwogenen Wechsel auf eine handelsrechtliche Betrachtung unter Rn. 149).

193 Maßgeblich ist der Grundsatz der Betriebsnotwendigkeit. Hierzu gehören Vermögensgegenstände, die dem Geschäftsablauf des Netzbetriebs dienen. Der Ansatz außer Betrieb genommener Anlagen ist unzulässig, ebenso nicht aktivierter Vermögensgegenstände. Nicht aktivierten, sondern aufwandswirksam, z. B. über Instandhaltungsaufwand erfassten Vermögensgegenständen fehlt die Ansatzfähigkeit schon dem Grunde nach. Grundstücke können nicht abgeschrieben werden.

194 Einzubeziehen sind hingegen immaterielle Vermögensgegenstände auf Basis der Anschaffungs- und Herstellungskosten. Hierunter fallen ggf. Baukostenzuschüsse und Investitionszuschüsse, die gegenüber anderen Netzbetreibern geleistet werden und soweit sie in den immateriellen Vermögensgegenständen erfasst werden.

195 Materiell ist bei der Prüfung immaterieller Vermögensgegenstände insbesondere das Merkmal der Betriebsnotwendigkeit im jeweiligen Einzelfall entscheidend. Im Hinblick auf die Position

„Geschäfts- oder Firmenwert“ (§ 266 Abs. 2 A I Nr. 3 HGB) ist eine Betriebsnotwendigkeit nach gefestigter Auffassung der Regulierungsbehörden beispielsweise weiterhin nicht gegeben.

196 Gemäß dem Konzept der Realkapitalerhaltung (vgl. Tenorziffer 7) bilden die Anschaffungs- und Herstellungskosten die Abschreibungsbasis. Der Inflationsausgleich erfolgt über die Kapitalverzinsung. Die kalkulatorische Jahresabschreibung ergibt sich aus dem Quotienten der Restwerte zu Anschaffungs- und Herstellungskosten und der Restnutzungsdauer. In diesem Zusammenhang ist die Übergangsregelung der Tenorziffer 7 zu beachten.

197 Unter den Anschaffungs- und Herstellungskosten sind immer die „erstmaligen historischen“ Anschaffungs- und Herstellungskosten zu verstehen, also die im Zeitpunkt ihrer Errichtung erstmalig aktivierten Anschaffungs- und Herstellungskosten. Durch das Abstellen auf die „erstmaligen historischen“ Anschaffungs- und Herstellungskosten ist zudem klargestellt, dass weiterhin bei der Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen und Restwerte der Kaufpreis für erworbene Netze nicht zugrunde gelegt werden darf).[16] Die kalkulatorischen Restwerte eines übernommenen Netzteils sind also separat fortzuführen. Dies folgt auch aus dem Verbot der Abschreibung unter Null (s.u. zu Tenorziffer 8.3).

198 Satz 4 enthält eine Option für Netzbetreiber, von Dritten geleistete Investitionszuschüsse in Ausnahmefällen von den nach Satz 3 bestimmten Anschaffungs- und Herstellungskosten aktivisch abzusetzen. Üblicherweise bleiben die ursprünglichen Anschaffungs- und Herstellungskosten von Investitionszuschüssen unberührt; gemäß Tenorziffer 11 erfolgt eine Auflösung von Investitionszuschüssen über 20 Jahre, unabhängig von der Nutzungsdauer des mithilfe dieser Zuschüsse errichteten Anlageguts. Es sind jedoch in der Regulierungspraxis der Vergangenheit Fallgestaltungen aufgetreten, in denen ein Festhalten an der 20-jährigen Auflösungsdauer zu unangemessenen Härten führen würde. Denkbar sind beispielsweise Strukturfördermittel oder Engpasserlöse in beträchtlicher Höhe, die einen Großteil einer konkreten Investition tragen. Hier kann das Fördervolumen derart hoch sein, dass das Auseinanderfallen von längeren Nutzungsdauern des Anlageguts und kürzeren Auflösungszeiträumen des Investitionszuschusses zu nachteiligen Auswirkungen auf die Cashflows führen könnte. Vorstellbar sind ebenfalls gezielt verlorene Investitionszuschüsse mit dem Ziel, die langfristigen Netzkosten zu senken. In solchen Fallgestaltungen kann es für

[16] vgl. BGH, Beschl. v. 14.08.2008, KVR 35/07, Rn. 47 ff.

Netzbetreiber sinnvoll oder geboten sein, eine aktivische Absetzung des Investitionszuschusses vorzunehmen. Damit wird der zeitliche Gleichlauf von Abschreibung und Auflösung der Zuschüsse und der i.d.R. öffentliche Förderzweck der Entlastung der Netznutzer erreicht. Durch die Regelung in Satz 3 werden derartige Gestaltungen ermöglicht. Wenn das Wahlrecht vom Netzbetreiber ausgeübt worden ist, ist dies für die gesamte Nutzungsdauer der Anlage beizubehalten; eine nachträgliche Änderung und damit eine Abkehr von der aktivischen Absetzung ist nicht zulässig. Auch der umgekehrte Fall, nachträglich einen Investitionszuschuss einer aktivischen Absetzung zu unterwerfen, ist nicht zulässig.

199 Bei der jahresbezogenen Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen ist jeweils ein Zugang des Anlageguts zum 1. Tag des Geschäftsjahres zugrunde zu legen, in dem die Anschaffung/Herstellung erfolgte. Folglich wird hier eine Aktivierung einer Investition abweichend von den handelsrechtlichen und tatsächlichen Gegebenheiten auf den Jahresbeginn fingiert. Diese bisherige Logik ist auch weiterhin aus praktischen Gründen und wegen seiner substantiellen, positiven Wirkung auf die Innenfinanzierungskraft der Übertragungsnetzbetreiber sachgerecht. Die positive Wirkung auf die Liquidität des Übertragungsnetzbetreibers, indem die Abschreibung zeitlich vorweggenommen wird, ist im Sinne der Investitionsfähigkeit und der Bedeutung freier Cashflows im Verhältnis zu steigenden Verschuldungsgraden ein bewusst hingenommener Effekt.

12.2. Nutzungsdauern (Tenorziffer 8.2.)

200 Kalkulatorische Abschreibungen sind jahresbezogen zu bilden (s. o.) und werden anhand von Nutzungsdauern (Anlage 1) errechnet, welche den tatsächlichen Einsatz im Betrieb abbilden sollen. Zuvor waren für die Anlagegüter in der StromNEV Nutzungsdauerspannen vorgesehen. Die überwiegende Mehrheit der Übertragungsnetzbetreiber macht sowohl hinsichtlich des betrachteten Abschreibungsvolumens als auch in der Zahl der Anlagengruppen vom unteren Rand der Spanne Gebrauch. Darüber weisen neue Anlagengüter mit digitaler Technik regelmäßig kürzere Nutzungsdauern auf. Insofern stellt der untere Rand der Spannweite für die Zukunft eine sinnvolle Begrenzung der Nutzungsdauerannahme dar, um dieser Umstellung auf digitale Komponenten Rechnung zu tragen.

201 Die Änderung von Nutzungsdauern je Anlagengruppe war in der Vergangenheit zudem in zahlreichen Fällen mit erheblichem Verwaltungsaufwand verbunden. Es existieren für

zahlreiche Netzbetreiber, nicht nur vor dem Hintergrund zurückliegender Netzübernahmen, sondern auch durch individuelle, wenn auch punktuelle Nutzungsdauerwechsel, mehrere sog. Netz-IDs, mittels derer die unterschiedlichen Nutzungsdauerannahmen abgebildet werden. Der Prüfaufwand und die IT-technische Abbildung war enorm und steht nicht im Verhältnis zu der von den Netzbetreibern vielfach geforderten unternehmerischen Flexibilität (die sich durch das weit überwiegende Abstellen auf kurze Nutzungsdauern auch bislang nicht beobachten lässt). Mit einer Vereinheitlichung der Nutzungsdauern ab dem 01.01.2029 wird eine Vereinfachung sowohl für die Übertragungsnetzbetreiber als auch für die Regulierungsbehörde erzielt. Eine Vereinheitlichung wird für alle Neuinvestitionen ab dem 01.01.2029 realisiert.

202 Eine Umstellung in Bezug auf bestehende Anlagegüter einmalig von längeren Nutzungsdauern auf den unteren Rand erfolgt hingegen nicht. Hierdurch wird ein regulatorisch komplexer Kompensationsmechanismus vermieden. Nutzungsdauerannahmen der Vergangenheit (bis 31.12.2028) werden aber für die Zukunft „eingefroren".

203 Eine sachlich unbegründete Umbuchung von Anlagengütern in eine andere Anlagengruppe ist unzulässig. Aufgrund der verschiedenen Nutzungsdauern würde es zu einer nicht gleichmäßigen Abschreibung kommen, wodurch ein Anreiz zur Ergebnissteuerung geboten würde. Das Nachhalten von nachträglichen Umbuchungen steht dem oben beschriebenen Ziel der Vereinfachung sowohl für die Übertragungsnetzbetreiber als auch für die Regulierungsbehörden entgegen. Die Anlagenbuchhaltung erfordert einen wesentlich tieferen Detaillierungsgrad zur Abbildung des Anlagenbestandes. Dieser erlaubt im Regelfall eine eindeutige Zuordnung der Vermögensgegenstände zu den kalkulatorischen Anlagengruppen, die insoweit einen geringeren Detaillierungsgrad aufweisen und im regulatorischen Kontext die Anlageklassen ersetzen. Eine Neuzuordnung von Vermögensgegenständen zu anderen Anlagengruppen ist aus diesem Grund nicht erforderlich. Überschneidungen zwischen den Anlagengruppen sind möglich, rechtfertigen aber keinen Anlagengruppenwechsel, da die tiefere Gliederung aus der Anlageklasse durch die Anlage 1 auf ein höheres Aggregationsniveau gehoben wird. Darüber hinaus ist regelmäßig die Immobilität der Anlagengüter – die Vermögensgegenstände sind im Netz fest eingebaut – ein Indiz für die Kontinuität der einmal gewählten Anlagengruppe und Nutzungsdauer.

12.3. Keine Abschreibungen unter Null (Tenorziffer 8.3.)

204 Ein wichtiger Grundsatz bei der Bestimmung der kalkulatorischen Abschreibungen bleibt das Verbot einer Abschreibung unter Null. Der Kunde soll ein Anlagengut nur einmal bezahlen. Dieser Grundsatz stellt sicher, dass nach Ablauf des Abschreibungszeitraums keine weiteren Abschreibungen mehr vorgenommen werden, der kalkulatorische Restwert also gleich Null ist.

205 In diesem Zusammenhang gilt ein Kontinuitätsgebot für die kalkulatorischen Restwerte. Die kalkulatorischen Restwerte, die die Regulierungsbehörde in einem bestandskräftigen Bescheid über die Genehmigung von Netzentgelten oder die Festlegung von Erlösobergrenzen für eine frühere Regulierungsperiode zugrunde gelegt hat, sind für die Netzbetreiber bindend. Daher darf ein in der Vergangenheit für einen früheren Zeitpunkt angesetzter Restwert nicht später auf Verlangen eines Übertragungsnetzbetreibers nach oben korrigiert werden. Ansonsten besteht die Gefahr, dass kalkulatorische Abschreibungen erneut vorgenommen werden, was im Ergebnis einer Abschreibung unter Null gleichkommen würde. Umbuchungen zwischen den Anlagengruppen oder Veränderungen in den Zugangsjahren sind nicht zulässig, da durch die entsprechenden Veränderungen bereits verdiente Abschreibungen und Restwerte erneut in Ansatz gebracht werden könnten.

206 Das Verbot der Abschreibung unter Null gilt ungeachtet einer Änderung der Eigentumsverhältnisse oder der Begründung von Schuldverhältnissen. Darin kommt zum Ausdruck, dass ein Netzkauf, die Übernahme von Anlagevermögen aus dem vertikal integrierten oder von verbundenen Unternehmen oder vergleichbare Fallgestaltungen nicht zu einer Erhöhung der berücksichtigungsfähigen Netzkosten führen dürfen. Insoweit wird den Interessen der Netznutzer an möglichst geringen Netzkosten der Vorrang eingeräumt. Ihre sachliche Grundlage findet diese Entscheidung in dem Charakter der Energieversorgungsnetze als natürliche Monopole, die den Netznutzern regelmäßig keine wettbewerblichen Ausweichmöglichkeiten lassen.

13. Kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung (Tenorziffer 9)

207 Die Gesamtkapitalverzinsung des Netzbetreibers ergibt sich gemäß Satz 1 aus der Verzinsungsbasis multipliziert mit einem gewichteten durchschnittlichen Gesamtkapitalkostensatz (WACC).

208 Die kalkulatorische Gesamtkapitalverzinsung soll künftig – in Anlehnung an das für die Verteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber in der Methodenfestlegung Kapitalverzinsung (GBK-25-02-3#1) ausgestaltete Modell – mittels einer sogenannten WACC-Rate (weighted average cost of capital, WACC) ermittelt werden. Diese Form der Kapitalkostenbestimmung findet auch in der großen Mehrheit der europäischen Länder Anwendung. Die Beschlusskammer geht vor diesem Hintergrund davon aus, dass eine diesbezügliche Angleichung an internationale Standards auch die Transparenz und Nachvollziehbarkeit für Investoren sowie für Netznutzer und die Allgemeinheit stärkt. Eine teilweise Entkopplung der Kapitalverzinsung von der tatsächlichen, individuellen Finanzierungssituation ermöglicht es den Übertragungsnetzbetreibern auch, unabhängig von einer etwaigen regulatorischen Anerkennung, ihre Kapitalkosten betriebswirtschaftlich zu optimieren. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund bilanzieller, organisatorischer und gesellschaftsrechtlicher Gestaltungsspielräume und -notwendigkeiten. Insofern ist die Kapitalkostenvergütung über den WACC-Ansatz ein Instrument zur auch europarechtlich gebotenen Effizienzsteigerung. Zudem kann der Verwaltungsaufwand durch einen pauschalen Kapitalkostensatz sowohl auf Seiten der Regulierungsbehörden als auch auf Seiten der Netzbetreiber reduziert werden.

13.1. Verzinsungsbasis

209 Satz 4 enthält eine Aufzählung der Bestandteile des betriebsnotwendigen Vermögens.

13.1.1 Behandlung von Zuschüssen

210 Das betriebsnotwendige Vermögen wird um die Bestände an Baukostenzuschüssen, Netzanschlusskostenbeiträgen und Investitionszuschüssen (im Folgenden Zuschüsse) gekürzt, da dieser Teil des Vermögens durch eben diese Zuschüsse bereits zinslos finanziert ist. Im Kontext der kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung ist hier die Wirkung der Zuschüsse auf die Unternehmensfinanzierung entscheidend, um dem Ziel des § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals entsprechen zu können. Da die Wirkung der unterschiedlichen Zuschussarten dahingehend sehr ähnlich ist, ist es geboten, sie auch gleich zu behandeln.

211 Die Kapitalgeber, unabhängig davon, ob es sich um Eigenkapitalgeber/Investoren oder Fremdkapitalgeber/Gläubiger handelt, müssen für diesen Teil also kein zusätzliches Kapital aufbringen, und somit entstehen auch keine Finanzierungskosten für dieses Kapital. Dem steht

auch nicht entgegen, dass Zuschüsse nur einmalig und temporär zur Verfügung stehen. Im Falle einer Reinvestition, bei der keine neuen Zuschüsse erhoben werden können, beträgt der Restwert der Zuschüsse Null und somit hat er keinen Effekt mehr auf die Höhe der Gesamtkapitalverzinsung.

212 Da die Zuschüsse, anders als die echte Fremdfinanzierung, nicht retrospektiv angepasst werden können, sieht die Beschlusskammer davon ab, sie pauschaliert in der Finanzierungsstruktur des WACC abzubilden, sondern bildet sie in tatsächlicher Höhe ab. Durch den Abzug der Zuschüsse vom Vermögen und dem damit erreichten Nettoausweis der regulierten Verzinsungsbasis werden außerdem verschiedene handels- und steuerrechtliche Gestaltungsmöglichkeiten und Bilanzierungswahlrechte, wie z. B. die aktivische Absetzung, gleichbehandelt.

213 Als methodische Alternative käme in Betracht, innerhalb der WACC-Systematik einen Anteil der Kapitalstruktur für zinsfreies Kapital, wie bspw. auch Zuschüsse, vorzusehen und diesen niedrigeren WACC-Zinssatz auf die ungekürzte Verzinsungsbasis anzuwenden. Eine solche Brutto-Betrachtungsweise erachtet die Beschlusskammer als nicht sachgerecht. Zum einen würde sich bei einer derartigen Abbildung der Zuschüsse die methodische Folgefrage der angemessenen Quote für zinsfreies Kapital stellen, und gleichzeitig wäre die Berücksichtigung individueller Konstellationen nicht mehr möglich. Außerdem spielen Zuschüsse unterschiedlicher Zielrichtungen und Ausgestaltungen in der Energiewirtschaft eine besondere Rolle, die auch auf Grund der Kapitalkostenintensität des Netzbetriebs nicht vergleichbar mit anderen Wirtschaftszweigen sind. Nicht zuletzt spricht auch der Fakt, dass die Erhebung von Zuschüssen nicht retrospektiv erfolgen kann, bzw. die Finanzierung über Zuschüsse nachträglich nicht ohne weiteres angepasst werden kann, gegen das Bruttovorgehen. Denn während die Eigen- und Fremdkapitalausstattung unabhängig von Investitionen verschoben werden kann, könnte eine Quote, die Zuschüsse umfasst, u.U. nicht erreichbar sein, wenn die Zuschüsse in der Vergangenheit nicht in ausreichendem Maße erhoben wurden.

214 Vereinzelt wird in der Literatur[17] argumentiert, dass die Zuschusserhebung gegenüber einem Darlehen dreifach benachteiligt würde. Neben dem Abzug der Zuschüsse bei der Bestimmung

[17] Heim, Eckpunktepapier NEF und Festlegungsentwurf RAMEN der BNetzA – Einführung einer allgemeinen Missbrauchsregelung (Teil 2), EWeRK 2025, 76.

der WACC-Rate, welcher in der Folge zu niedrigen Gewichtungen der Eigen- und Fremdkapitalanteile führe (1.), würde auch der (von der Bundesnetzagentur vorgeschlagene) Abzug der Zuschüsse von der Verzinsungsbasis (2.) und der Ansatz der Auflösungsbeträge der Zuschüsse als kostenmindernde Erlöse (3.) zu einer Benachteiligung führen. Jedoch sei allein der 2. Punkt regulatorisch umzusetzen, dem Netzbetreiber nämlich nicht dort Zinskosten zu erstatten, wo dieser keine Zinskosten hat. Im Weiteren wird in dem Beitrag ausgeführt, dass Zuschüsse keinen Fremdkapital- bzw. Schuldcharakter hätten, sondern als transitorischer Durchgangsposten zu verstehen seien, weshalb die Zuschüsse auch handelsrechtlich als Rechnungsabgrenzungsposten eine eigene Fallgruppe außerhalb von Verbindlichkeiten und Rückstellungen bilden.

215 Die in dem oben genannten Aufsatz dargestellte dreifache Benachteiligung ist nicht zutreffend. Punkt 1 entspräche dem abzulehnenden Bruttovorgehen, welches in der vorliegenden Festlegung gerade nicht umgesetzt wird (s. o.). Nur der Befund in Punkt 2 (Abzug der Zuschüsse von der Verzinsungsbasis) ist im vorliegenden Zusammenhang korrekt, denn dies entspricht dem oben beschriebenen methodisch vorzugswürdigen Nettovorgehen. Der hier festgelegte Abzug der Zuschüsse von dem betriebsnotwendigen Vermögen ist, und dies wird auch im genannten Literaturbeitrag bestätigt, geeignet, Zinskosten nicht anzuerkennen, die die Netzbetreiber auch nicht tragen.

216 Punkt 3 der angeführten Benachteiligung (Ansatz der Auflösungsbeträge der Zuschüsse als kostenmindernde Erlöse) verfängt aus Sicht der Beschlusskammer nicht. Das gewählte Nettovorgehen soll explizit auch die unterschiedlichen handels- und steuerrechtlichen Gestaltungsmöglichkeiten gleichstellen. Deshalb ist es erforderlich, passivierte Zuschüsse erlöswirksam (und damit kostenmindernd) aufzulösen (Tenorziffer 13). Denn es ist zu beachten, dass bei den kalkulatorischen Abschreibungen ja gerade im Regelfall der Tenorziffer 9 kein Abzug der Zuschüsse erfolgt. Ohne Ansatz der Auflösungsbeträge in den kostenmindernden Erlösen wären die Abschreibungen unvermindert von den Netzkunden zu zahlen, obwohl diese bereits einen Teil der Anschaffungs- und Herstellungskosten durch die Leistung des Zuschusses getragen haben. Ein Absehen von dem Ansatz der Auflösungsbeträge käme einer Abschreibung unter Null gleich, da in Summe über 100 Prozent der Anschaffungs- und Herstellungskosten vom Netznutzer getragen würden. Als alternative Möglichkeit erkennt die Beschlusskammer in bestimmten Anwendungsfällen die aktivische Absetzung bei

Investitionszuschüssen an (vgl. Tenorziffer 8). Hier wäre die Summe der Abschreibung bereits um die Zuschüsse verringert, anstatt gegenläufige kostenmindernde Auflösungserträge darzustellen.

217 Die Vorgehensweise der Beschlusskammer hält auch einer internationalen Vergleichsbetrachtung stand. Denn diese Korrektur des betriebsnotwendigen Vermögens ist im Kontext europäischer und internationaler Regulierungssysteme für netzgebundene Wirtschaftszweige das bei weitem am häufigsten anzutreffende System[18].

218 Eine Unterscheidung der verschiedenen Arten von Zuschüssen ist für die Bestimmung der Gesamtkapitalverzinsung nicht zielführend, da sie alle eine vergleichbare Funktion und Wirkung auf die Finanzierung des Netzbetriebs haben. Im Übrigen wird auch in dem oben gewürdigten Literaturbeitrag[19] darauf hingewiesen, dass für die Zuschüsse ein passiver Rechnungsabgrenzungsposten als transitorischer Posten gebildet wird, und Zuschüsse demnach und auch mangels einer Rückzahlungspflicht keinen Schuldcharakter haben. Vielmehr lägen die Vorrausetzungen zur Zuordnung zum Eigenkapital bereits vor, wenn die bezuschusste Maßnahme durchgeführt wurde.

219 Die genauen handelsrechtlichen Darstellungsmöglichkeiten können aber vorliegend dahinstehen. Entscheidend und für die Bestimmung der kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung zu betrachten ist die ökonomische Funktion und die ökonomische Wirkung der Zuschüsse auf die Unternehmensfinanzierung. Nur so kann eine angemessene und risikoangepasste Verzinsung methodisch sichergestellt werden.

220 Ihrer Funktion nach dienen die Zuschüsse im Kontext der Unternehmensfinanzierung dazu, notwendige Mittel für Investitionen bereitzustellen, welche dann nicht vom Übertragungsnetzbetreiber als zusätzliches Kapital aufgebracht werden müssen. Das Kapital, das der Übertragungsnetzbetreiber nicht in Form von Investitionen in das Netz bindet, steht ihm außerhalb der Netzregulierung frei zur Verfügung. Es ist nicht geboten, die Netznutzer mit vermeintlichen Kosten der Nicht-Investition in das Netz zu belasten. Dies gilt in gleicher Weise für alle genannten Arten von Zuschüssen, weshalb sie auch gleichbehandelt werden

[18] vgl. Council of European Energy Regulators (CEER), Regulatory Frameworks for European Energy Networks, 2024, S. 176: „the vast majority of the countries does not include such contributions from the RAB“

[19] Heim, Eckpunktepapier NEF und Festlegungsentwurf RAMEN der BNetzA – Einführung einer allgemeinen Missbrauchsregelung (Teil 2), EWeRK 2025, 76.

sollten. Dies erscheint auch deshalb geboten, weil sowohl die Zuschüsse der Anschlussnehmer als auch Investitionszuschüsse von Dritten nicht rückzahlbar sind.

221 Investitionszuschüsse sind nicht rückzahlbar, sofern sie bestimmungsgemäß verwendet wurden. Dies gilt auch im Falle einer Insolvenz. Auch Zuschüsse der Anschlussnehmer sind nicht rückzahlbar. Soweit behauptet wird, dass Zuschüsse der Anschlussnehmer als Vorauszahlung der allgemeinen Netzentgelte begriffen werden könnten, ist es jedenfalls so. dass die gewährten Zuschüsse im Gegensatz zu echten Vorauszahlungen nicht rückgezahlt werden können. Dies zeigt sich z. B. auch daran, dass im Falle einer Insolvenz des Anschlussnehmers keine Forderung gegen den Netzbetreiber zur anteiligen Rückzahlung der Zuschüsse geltend gemacht werden kann, im Gegensatz zu echten Vorauszahlungen. Die tatsächliche Inanspruchnahme des Netzes über den gesamten Auflösungszeitraum ist also kein Kriterium, da Zuschüsse eben keinen vergleichbaren Schuldcharakter haben.

222 Diese Nichtrückzahlbarkeit der Zuschüsse ist für die Frage des Risikoprofils und damit der Höhe einer risikoangepassten Verzinsung ein entscheidender Punkt. So zeigt sich auch, dass Fremdkapitalgeber und Ratingagenturen zwischen Zuschüssen und zurückzuzahlenden Schulden unterscheiden. Zuschüsse werden nicht ohne Weiteres zur Nettoverschuldung gezählt. Dadurch haben Zuschüsse einen risikosenkenden Effekt für die Eigen- und Fremdkapitalgeber.

223 Diesem niedrigeren Risikoprofil wird dementsprechend bei der Bestimmung der pauschalen Gesamtkapitalverzinsung eine niedrigere Verzinsungsbasis für Eigen- und Fremdkapital gegenübergestellt. Eine isolierte Verminderung nur des Fremdkapitalbedarfs, wie sie von Seiten der Netzbetreiber gefordert wird, würde die risikosenkende Wirkung auf das Eigenkapital ansonsten gerade nicht angemessen berücksichtigen.

13.1.2 Bestandteile des betriebsnotwendigen Vermögens

224 Zu den kalkulatorischen Restwerten des Sachanlagevermögens gemäß Satz 2 a) erfolgt ein Verweis auf die Bestimmungen in den Tenorziffern 7 und 8. Gleiches gilt für die immateriellen Vermögensgegenstände und diesbezüglich geleistete Anzahlungen (Satz 2 c)). Bislang wurde die Anerkennung immaterieller Vermögensgegenstände aufgrund des unklaren Wortlauts von § 7 StromNEV uneinheitlich gehandhabt. Eine Vereinheitlichung zugunsten einer Anerkennungsfähigkeit ist bezogen auf die Betriebsnotwendigkeit sachgerecht. Zusätzlich werden Anlagen im Bau und geleistete Anzahlungen, soweit sie sich auf Sachanlagen beziehen,

berücksichtigt. Geleistete Anzahlungen in diesem Sinne sind Zahlungen, die aufgrund eines bindenden Angebots oder Vertrags auf die Anschaffung eines Vermögensgegenstands des Sachanlagevermögens erbracht wurden, sofern der Vermögensgegenstand noch nicht in das Eigentum des Erwerbers übergegangen ist. Anlagen im Bau sind Gebäude, sonstige Bauten und andere betriebsnotwendige Anlagegüter, die sich zum Bilanzstichtag noch im Fertigstellungsprozess befinden. Sie sind noch nicht vollständig funktionsfähig. Für Anlagen im Bau fallen bereits kalkulatorische Zinsen an, jedoch bis zur Fertigstellung noch keine Abschreibungen. Sobald der Vermögensgegenstand betriebsbereit ist, wird er in die Kategorie des fertigen Sachanlagevermögens umklassifiziert. Wird mit der Herstellung eines Anlagengutes im Jahr der Inbetriebnahme begonnen, werden zum Bilanzstichtag keine Anlagen im Bau ausgewiesen.

225 Grundstücke werden zu historischen Anschaffungskosten berücksichtigt (Satz 2 b)). Dies trägt dem Umstand Rechnung, dass es sich hierbei um nicht abnutzbare Anlagegüter handelt, denn hier ist kein Wertverzehr zu kompensieren.

226 Unverändert nicht Gegenstand des regulatorischen Vermögens sind aktive Rechnungsabgrenzungsposten und Guthaben auf Gesellschafter-Privatkonten. Dies ist höchstrichterlich geklärt, hiervon abzuweichen besteht kein Anlass.[20]

227 Finanzanlagen waren schon in der Vergangenheit nur unter bestimmten engen Voraussetzungen anerkennungsfähig. Betriebsnotwendiges Vermögen eines Netzbetreibers ist zunächst das Anlagevermögen, da der Netzbetreiber ohne dieses seinen Geschäftsbetrieb nicht ausüben kann. Das Vermögen eines Netzbetreibers ist somit grundsätzlich in Form des Sachanlagevermögens anzulegen, auf welches das Regulierungssystem eine adäquate Verzinsung vorsieht. Sofern aus einer Finanzanlage keine Zinseinnahmen entstehen, konnte diese nach den bisherigen Regelungen nicht als Finanzanlage der Eigenkapitalverzinsung unterworfen werden. Im Rahmen des WACC entfällt eine Berücksichtigung nunmehr von vornherein. Wenn ein Übertragungsnetzbetreiber aus einer Finanzanlage Erträge erzielt, werden ihm diese Erträge regulatorisch entsprechend nicht kostenmindernd angesetzt. Es steht dem Übertragungsnetzbetreiber frei, das Kapital außerhalb der Regulierung zu investieren und daraus Erträge zu erzielen.

[20] vgl. BGH, Beschluss vom 14.8.2008, KVR 39/07.

13.1.3 Mittelwert aus Anfangs- und Endbestand

228 Satz 3 bestimmt, dass bei den Vermögenspositionen jeweils der Mittelwert aus Jahresanfangs- und Jahresendbestand anzusetzen ist. Die während eines Jahres angeschafften Anlagegüter sind im Jahresanfangsbestand mit den vollen Anschaffungs- und Herstellungskosten anzusetzen, im Jahresendbestand mit den um eine Jahresabschreibung reduzierten Anschaffungs- und Herstellungskosten.

229 Mit der Zugangsfiktion zum 1. Januar eines Jahres im Rahmen der Bewertung des kalkulatorischen Sachanlagevermögens kann es im Zusammenhang mit der Berücksichtigung von Anlagen im Bau und geleisteten Anzahlungen zu einer Mehrfachverzinsung ein und derselben Anlage kommen, die nicht gerechtfertigt ist.

230 Würde der Jahresanfangsbestand der Anlage im Bau im Jahr ihrer Fertigstellung nicht mit Null anzusetzen sein, hätte dies zur Konsequenz, dass als rechnerischer Wert der Investition in diesem Jahr noch der halbe Wert des Anfangsbestands der Anlage im Bau angesetzt würde. Die Kosten der Kapitalbindung würden damit letztlich mehrfach berücksichtigt und damit die Verzinsungsbasis erweitert. Aus diesem Grund regelt Satz 4, dass bei der Ermittlung des Anfangsbestands der Anlagen im Bau und geleisteten Anzahlungen vorgenommene Umbuchungen in das fertiggestellte Sachanlagevermögen zu berücksichtigen und entsprechend abzuziehen sind. Hierdurch wird eine lückenlose und vollständige Verzinsung einer Anlage von der Bauphase bis zur vollständigen Abschreibung sichergestellt. Die Regelung schließt lediglich aus, dass im Jahr der Inbetriebnahme ein und dasselbe Anlagengut mehrfach verzinst wird. Dies wäre offenkundig nicht sachgerecht. Dies steht auch nicht in Widerspruch zur Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs, die sich auf das abschreibungsfähige Sachanlagevermögen bezog. Die Entscheidung des Bundesgerichtshofs ist vor dem Hintergrund des vormaligen Rechtsrahmens zu verstehen. Schon u. a. in den Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV sind – bestätigt vom Oberlandesgericht Düsseldorf - die Kapitalkosten der Anlagen im Bau im Jahr der Fertigstellung anders ermittelt worden (s.u.).

231 Dass für Neu- und damit auch Fertiganlagen der volle Jahresanfangsbestand anzusetzen ist, ist mit der besonderen systematischen Verknüpfung zwischen der Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen und der kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung begründet. Die Fiktion eines Zugangs zum 1. Januar stellt sicher, dass schon im

Anschaffungsjahr ein voller Jahresbetrag abgeschrieben wird. Dementsprechend ist das Anlagengut aufgrund des systematischen Zusammenhangs zwischen § 6 und § 7 Abs. 1 StromNEV auch bei der Ermittlung des Jahresanfangsbestands zu berücksichtigen.

232 So wird in der Verzinsungsbasis kalkulatorisch ein höherer Anfangsbestand berücksichtigt, als in der Bilanz zum Bilanzstichtag ausgewiesen. Dies ist wie bereits ausgeführt und wie vom Bundesgerichtshof entschieden aufgrund der Zugangsfiktion zum 1. Januar sachgerecht.

233 Eine darüberhinausgehende zusätzliche Berücksichtigung von Anlagen im Bau ist nicht notwendig. So sieht es auch das Oberlandesgericht Düsseldorf als rechtmäßig an, dass bei der Ermittlung der Kapitalkosten für Investitionsmaßnahmen bezogen auf das Jahr der erstmaligen Aktivierung einer Neuanlage durch Umwandlung einer Anlage im Bau in eine Fertiganlage der Jahresanfangsbestand der Anlagen im Bau nicht mit dem Endbestand des Vorjahres anzusetzen ist, sondern die vorgenommenen Umbuchungen im Jahresanfangsbestand der Anlagen im Bau abziehen sind.[21] Dieser Vorgehensweise folgend ist eine Neuregelung auch im vorliegenden Kontext vorzugswürdig.

234 Dass für Neu- und damit auch Fertiganlagen der volle Jahresanfangsbestand anzusetzen ist, ist wie bereits oben ausgeführt mit der besonderen systematischen Verknüpfung zwischen der Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen und der kalkulatorischen Gesamtkapitalverzinsung begründet. Diese besteht bezogen auf Anlagen im Bau jedoch nicht, da diese nicht der Abschreibung unterliegen und sich deshalb keine Notwendigkeit für eine Angleichung der Eigenkapitalverzinsung an die Abschreibung ergibt. Der so angepasste Wert für Anlagen im Bau und geleistete Anzahlungen ist dann Bestandteil des betriebsnotwendigen Vermögens. Ziel ist, dass ein bestimmtes Anlagengut jeweils nur entweder als Anlage im Bau oder als Fertiganlage in die Verzinsungsbasis eingeht, da es nicht zeitgleich beides sein kann.

13.1.4 Umlaufvermögen

235 Besondere Regelungen zum Umlaufvermögen trifft der Satz 5.

236 Das Umlaufvermögen umfasst umlaufende bzw. umzusetzende Vermögensgegenstände, die für den Netzbetrieb betriebsnotwendig sind. Im Gegensatz zum Anlagevermögen, welches

[21] Vgl. OLG Düsseldorf Beschluss vom 13.01.2021, VI-3 Kart 838/19 [V]) zu Investitionsmaßnahmen.

dauerhaft dem Geschäftsbetrieb dient, befindet sich das Umlaufvermögen nur kurze Zeit im Unternehmen.

237 Ausgangspunkt für die einheitliche Behandlung des Umlaufvermögens im Rahmen dieser Festlegung ist die Umstellung der Ermittlung der Kapitalkosten auf eine pauschale Bestimmung mittels eines WACC-Modells. In der Mehrheit der Mitgliedstaaten der Europäischen Union erfolgt dabei auch entweder keine Verzinsung des Umlaufvermögens oder die Verzinsung des Umlaufvermögens erfolgt nur teilweise (CEER: Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2024). Die Anerkennung eines etwaigen (Mindest-)Ansatzes beim betriebsnotwendigen Umlaufvermögen ist folglich nicht allgemeine Praxis innerhalb der Europäischen Union, sondern vielmehr erfolgt in der Regel kein Ansatz von Umlaufvermögen als Teil der Verzinsungsbasis innerhalb des WACC-Modells. Selbst die Nichtanerkennung eines Ansatzes würde dementsprechend nicht per se eine Schlechterstellung von Investitionen in deutsche Netzbetreiber herbeiführen. Ein solcher Ansatz würde eben der mehrheitlichen Vorgehensweise folgen. Die Anerkennung von betriebsnotwendigem Umlaufvermögen erscheint vor diesem Hintergrund als besonders begründungsbedürftig.

238 In Deutschland war die grundsätzliche Einbeziehung von Umlaufvermögen in die Verzinsungsbasis allerdings im regulatorischen System etabliert (vgl. § 7 Abs. 1 StromNEV). Neben den Vorräten und den Forderungen aus Lieferungen und Leistungen waren auch liquide Mittel grundsätzlich anerkennungsfähig, wenn die Betriebsnotwendigkeit nachgewiesen werden konnte. Dies beruht aber insgesamt auf einem System der Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals, bei dem auch explizit das zinslos zur Verfügung stehende Kapital abzuziehen ist. Insofern liegt es nahe, das betriebsnotwendige Umlaufvermögen als Gegengewicht zum Abzugskapital anzusehen. Wenn man diesem Ansatz folgt, wäre es vertretbar, kein betriebsnotwendiges Umlaufvermögen im WACC-Modell anzusetzen, da es ebenso am Abzugskapital fehlt.

239 Betriebsnotwendig ist vorgehaltenes Umlaufvermögen nicht schon deshalb, weil etwa dessen Aktivierung zulässig und die Zuordnung zum Tätigkeitsabschluss sachgerecht ist. Im Falle von - bei Netzbetreibern im Vordergrund stehenden - Forderungen aus Netzentgelten ist grundsätzlich davon auszugehen, dass der Forderung eine netzbezogene Leistungserbringung vorangeht. Bei der Ermittlung des kalkulatorischen Eigenkapitals ist hinsichtlich der

Betriebsnotwendigkeit nicht nur der Grund für die Kapitalbindung, sondern auch die Dauer der Kapitalbindung relevant. Ziel eines im Wettbewerb stehenden Unternehmens ist es in der Regel, den Bestand an Forderungen möglichst gering zu halten. Werden Forderungen ohne sachlichen Grund nicht oder zeitlich verzögert liquidiert, kann grundsätzlich nicht von einer Betriebsnotwendigkeit ausgegangen werden.

240 Eine Verzinsung erhöhter Forderungsbestände setzt demnach falsche Anreize. Ein pauschal erhöhter Liquiditätsaufbau ist ineffizient. Grundsätzlich verursacht vorgehaltenes Umlaufvermögen Kapitalkosten. Eine effiziente Vorhaltung ist insbesondere deshalb geboten, weil Umlaufvermögen keine unmittelbaren Erträge erwirtschaftet. Eine Verzinsung in Höhe der vorgegebenen Eigenkapitalzinsen darf somit bestenfalls nur auf einen effizienten Umlaufvermögensbestand gewährt werden.

241 Die Details zur korrekten Berücksichtigung von betriebsnotwendigem Umlaufvermögen waren dem Grunde und der Höhe nach indes stets umstritten. Nachweisführungen und deren Prüfung (Cashflow-Rechnungen etc.) führten vielfach zu erheblichem Aufwand bei Regulierungsbehörden und Netzbetreibern. Die Darlegungs- und Beweislast hinsichtlich der Betriebsnotwendigkeit des Umlaufvermögens im jeweiligen Einzelfall lag bei den Netzbetreibern. Durch die Festlegung von pauschalen Ansätzen ohne Erfordernis eines konkreten Nachweises wurde diesem Umstand in der Praxis der Kostenprüfung begegnet. In diesem Fall waren die Netzbetreiber in Ermangelung einer konkreten Nachweisführung in einem späteren Beschwerdeverfahren nicht beschwert. Daraus resultierte auf der anderen Seite aber eine Entlastung von der Mitwirkungspflicht. Machten die Netzbetreiber hingegen geltend, dass der Wert des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens höher sei als der Pauschalwert, hatten sie das Umlaufvermögen im Einzelnen aufzuschlüsseln. Es musste dargelegt werden, welche kurzfristigen Verbindlichkeiten, Aufwendungen oder laufenden Kosten des Netzbetriebs der Netzbetreiber bedienen muss, die einen Bestand an liquiden Mitteln und kurzfristig realisierbaren Forderungen rechtfertigen. Erforderlich war eine Gegenüberstellung der Mittelzuflüsse und des Umfangs sowie insbesondere des Fälligkeitszeitpunkts der zu erfüllenden Verbindlichkeiten. Ein Nachweis höheren Umlaufvermögens gelang danach zumeist nicht, dennoch war der Prüfaufwand enorm.

242 Gleichzeitig ist der Anteil an den anerkennungsfähigen Netzkosten sehr gering. Im Sinne eines angemessenen Ausgleichs zwischen der treffsicheren Kostenermittlung und der Verhinderung

unnötiger Verfahrenskomplexität ist dieser Konflikt im Rahmen einer Neuregelung – in Fortführung der Praxis der letzten Jahre – durch eine sachgerechte pauschalierte Bestimmung des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens aufzulösen.

243 Die Beschlusskammer ist befugt, zu diesem Teilaspekt der Verzinsungsbasis eine pauschalierte Methodik ex ante festzulegen. Dies erfolgte in Abwägung mit den Interessen der Übertragungsnetzbetreiber an einer Einzelfallprüfung des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens.

244 Das Vorgehen der Beschlusskammer ist insbesondere vor dem Hintergrund einer insgesamt pauschalierten Kapitalverzinsung angemessen und berücksichtigt sowohl die bisherige Historie einer Anerkennung von betriebsnotwendigem Umlaufvermögens als auch den Ansatz von betriebsnotwendigem Umlaufvermögen nur bei einer Minderheit der europäischen WACC-Modelle. Umlaufvermögen ist eher durch eine kurzfristige Kapitalbindung charakterisiert. Es dient zur Bedienung kurzfristiger Verbindlichkeiten. Kurzfristige Verbindlichkeiten können, aber müssen nicht zwingend die Vorhaltung liquider Mittel erforderlich machen. Die Nachweisführung erfolgte hier bislang, wie bereits ausgeführt, über eine Cashflow-Rechnung. In dem vorgesehenen WACC-Modell wird nun die Kapitalstruktur eines Netzbetreibers nicht mehr individuell, sondern ausschließlich pauschaliert betrachtet. Insofern ist es sachgerecht auch das Umlaufvermögen nicht mehr individuell, sondern pauschal zu betrachten. Weitere individuelle Prüfungen und Nachweise würden dadurch folglich obsolet. Dementsprechend erfolgt auch kein Abgleich mit den in der Bilanz ausgewiesenen Werten.

245 Hinzu kommt, dass die pauschale Gewährung von Umlaufvermögen Anreize setzt, den tatsächlichen Bestand an Umlaufvermögen auf ein effizientes Maß zu begrenzen – ohne dass die Regulierungsbehörden dieses im Einzelnen und detailliert bestimmen müssten. Die pauschale Gewährung des Umlaufvermögens ist insofern auch ein Instrument zur Steigerung der Kosteneffizienz.

246 Dabei sollen die Netzkosten des Geschäftsjahres als Bezugsbasis dienen, da nur die Netzkosten innerhalb der Zahlungsströme der Netzentgelte (inkl. Offshore-Umlage) zu finanzieren sind.

ENTWURF

247 Ein alternativ denkbares Abstellen auf die Umsatzerlöse ist nicht sachgerecht. Diese schwanken erheblich und würden damit deutliche, insoweit willkürliche Verzerrungen in beide Richtungen bewirken.

248 Jedenfalls sind Umlagen oder andere finanzielle Verpflichtungen außerhalb der Netzkosten zu adressieren und bedürfen innerhalb ihrer eigenen Umlagesysteme gegebenenfalls einer adäquaten Berücksichtigung. Also sind Netzkunden entsprechende Forderungen und Verbindlichkeiten, die kein Bestandteil des eigentlichen Netzbetriebs sind, nicht aufzuerlegen. Genau in diesem Sinne hat der Bundesgerichtshof[22] auch schon in seiner Entscheidung zum EEG-Ausgleichsmechanismus betont, dass den Übertragungsnetzbetreibern innerhalb des Systems des EEG-Ausgleichsmechanismus eine vollständige Kostenerstattung unter Einschluss von Personal- und Materialaufwand zusteht, diese Kosten ebenso wie die zugrundeliegende Bilanzposition beim Umlaufvermögen in der Verzinsungsbasis und damit bei der Bestimmung der Netzkosten, also letztlich bei den Netzentgelten nicht zu berücksichtigen sind. Damit geht gleichzeitig einher, dass der Umsatz als Bezugsgröße ungeeignet ist, da er zumeist auch netzentgeltfremde Sachverhalte enthält. Insofern geht auch die Argumentation ins Leere, dass der tatsächliche Bestand an Umlaufvermögen bei den Netzbetreibern höher sei als 1/24 der geprüften Netzkosten. Soweit in der Vergangenheit Übertragungsnetzbetreiber höheres Umlaufvermögen unterhielten, mag es genau für solche Fälle notwendig gewesen sein, die eben nicht in den Netzkosten zu adressieren sind. Zudem gibt es eine große Anzahl von Netzbetreibern, die in den Kostenprüfungen der Vergangenheit gezeigt haben, dass sie mit Umlaufvermögen unterhalb der Kappungsgrenze auskommen.

249 Die Quote beträgt 1/24, bezogen auf die Netzkosten des jeweiligen Geschäftsjahres. Die einheitliche Höhe der Quote leitet sich aus den Prüfergebnissen der vergangenen Regulierungsperioden ab. Danach liegt das auf Basis von Nachweisen der Netzbetreiber geprüfte durchschnittliche Umlaufvermögen knapp unter 1/24 der anerkannten Netzkosten. Zu berücksichtigen ist dabei, dass hiervon nur der Teil des Umlaufvermögens erfasst ist, der nicht durch zinslose Verbindlichkeiten gedeckt wird. Darüberhinausgehende (höhere) Ansätze sind nicht sachgerecht, weil im WACC-Modell mit Ausnahme der Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskostenbeiträge und der Investitionszuschüsse auch keine zinslosen Verbindlichkeiten mehr berücksichtigt werden. Diese sind jedoch z. B. in Form von

[22] BGH, Beschluss vom 6.7.2021, EnVR 45/20.

Lieferantenverbindlichkeiten oder kurzfristigen Rückstellungen grundsätzlich vorhanden. Ein reiner Vergleich zum früher im Rahmen der Netzentgeltverordnung anerkannten Umlaufvermögen geht demnach ohnehin fehl, denn eine Bilanzverlängerung in dem Sinne, dass bestimmte Positionen des Abzugskapitals durch Umlaufvermögen ausgeglichen werden, findet im WACC-Ansatz nicht mehr statt.

250 Die Bundesnetzagentur hat sich in der Vergangenheit auch mit den Abrechnungsmodalitäten der Netzentgelte der Übertragungsnetzbetreiber auseinandergesetzt und sieht – analog zu den Verteilernetzbetreibern - höchstens ein Umlaufvermögen von 1/24 als notwendig an.

251 Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Wesentlichen Forderungen gegenüber großen regionalen Netzbetreibern. Aus den Netzüberlassungsverträgen ergeben sich gleichmäßige Verteilung der Zahlungen innerhalb eines Jahres. Zudem handelt es sich regelmäßig um eine vertraglich langfristig angelegte Kundenbeziehung. Üblicherweise haben die Übertragungsnetzbetreiber wenige Kunden. Im Rahmen einer gleichmäßigen Verteilung der Zahlungen und der langfristig angelegten Kundenbeziehung erscheinen aus Sicht der Beschlusskammer auch Abschlagszahlungen möglich, die eine längerfristige Vorhaltung des Liquiditätsbedarfs nicht rechtfertigen. Dies führt zu einem stetigen Zahlungsstrom, der gleichzeitig die Liquidität des Netzbetreibers nicht belastet.

252 Zudem ist im Zahlungsverkehr der Übertragungsnetzbetreiber eine Zahlung innerhalb von 10 Werktagen üblich und teilweise auch verordnungsrechtlich vorgesehen. So haben die Übertragungsnetzbetreiber in den Netzreserveverträgen in der Regel eine Vereinbarung zur Zahlung innerhalb von 10 Werktagen vorgesehen. Auch in § 31 Abs. 1 KapResV ist eine Vergütung durch den Übertragungsnetzbetreiber monatlich jeweils zum zehnten Werktag anteilig für den vorangegangenen Monat vorgesehen.

253 Betriebsnotwendige Vorräte im Sinne von § 266 Abs. 2 HGB werden hingegen separat und in vollständiger Höhe anerkannt (Tenorziffer 9 Satz 2 d)). Vorräte werden nur für eine kurze Zeit vorgehalten und gehen danach in die Leistungserstellung bzw. ins Sachanlagevermögen über. Es ist daher sachgerecht, betriebsnotwendige Vorräte in voller Höhe anzuerkennen. Es wäre widersprüchlich, das Sachanlagevermögen selbst in voller Höhe anzuerkennen, aber die mögliche Vorstufe der betriebsnotwendigen Vorräte anders zu behandeln. Zudem werden durch eine solche Bewertung die erforderlichen Investitionen gefördert, da diese nicht noch

durch fehlende Vorräte und erst spätere Lieferungen (z. B. Einschränkungen in der Lieferkette) zeitlich belastet werden sollen.

13.2. Anzusetzende Kapitalquote

254 Bei der Bestimmung des gewichteten Gesamtkapitalkostensatzes ist eine Eigenkapitalquote von 40 Prozent anzusetzen. Die Fremdkapitalquote wird als Differenz zwischen 100 Prozent und der Eigenkapitalquote bestimmt und beträgt dementsprechend 60 Prozent.

255 Das prozentuale Verhältnis zwischen Eigen- und Fremdkapital wird zur Gewährleistung von Planungssicherheit bereits auf Ebene der vorliegenden Festlegung konkret beziffert. Dies gibt den Übertragungsnetzbetreibern die Möglichkeit, frühzeitig Optimierungspotential in ihrer Kapitalstruktur zu identifizieren. Zudem wird hierdurch Transparenz und Sicherheit für Investoren geschaffen.

256 Zur Bestimmung eines Referenzwertes für die Normierung der Kapitalquote hat das von der Bundesnetzagentur beauftragte Gutachterkonsortium unterschiedliche Ansätze untersucht und angewendet.[23] Dabei wurde nicht zwischen Verteilernetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern differenziert, sodass die Ergebnisse auf die vorliegende Festlegung übertragbar sind.

257 So wurden etwa die Fremdkapitalquoten der Peer-Gruppe von reinen Strom- und Gasnetzbetreibern, welche zur Bestimmung des Betafaktors des Eigenkapitalzinssatzes für die vierte Regulierungsperiode Strom/Gas verwendet wurden, über den Zeitablauf untersucht. Die Fremdkapitalquote liegt dabei überwiegend in einer Bandbreite von ca. 35 bis 60 Prozent, mit Ausreißern in einzelnen Jahren sowohl nach oben als auch nach unten.[24]

258 Die Gutachter haben zudem betrachtet, welche Quoten andere europäische Regulierungsbehörden zugrunde legen. Auch hierbei zeigte sich eine Bandbreite von ca. 40 Prozent bis 60 Prozent für die Fremdkapitalquote.[25] Das Council of European Energy Regulators (CEER 2025) stellte in seinem Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks hierzu fest:

[23] Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 56 ff.
[24] Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 58.
[25] Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 60.

a. „The questionnaire for this report included the values of gearing for the year of evaluation and a short description of the evaluation by the NRAs. Almost all of the CEER members use a gearing between 40 % and 60 %. Most ECRB members choose a gearing between 50 and 60 %. In general, the same value is used for all sectors, be they TSOs or DSOs. Only a few count-ries make use of different values, and if they do so, the value changes only minimally."[26]

259 Dies entspricht auch den Kapitalquoten, welche von Ratingagenturen für typische Kreditratings für regulierte Netzbetreiber herangezogen werden.[27]

260 Insgesamt ergaben die Untersuchungen eine Bandbreite für die Fremdkapitalquote von 40 Prozent bis 60 Prozent.[28] Die Ergebnisse decken sich mit einem von einem Netzbetreiber im Rahmen der Stellungnahmen zur Methodenfestlegung Kapitalverzinsung (GBK-25-02-3#1) eingebrachten Gutachten von Oxera.[29]

261 Die Beschlusskammer erachtet vor dem Hintergrund der wissenschaftlichen Untersuchungen die Festlegung einer Eigenkapitalquote von 40 Prozent für sachgerecht. Auch im bisherigen Regulierungsrahmen wurde stets eine Eigenkapitalquote von 40 Prozent zugrunde gelegt. Bereits in der Verbändevereinbarung Strom II plus[30] hat die Energiebranche diesen Wert selbst anerkannt. Bei Einführung der Netzentgeltverordnung hat der Verordnungsgeber in § 6 Abs. 2 S. 4 StromNEV bzw. GasNEV geregelt, dass die anzusetzende Eigenkapitalquote kalkulatorisch für die Berechnung der Netzentgelte auf höchstens 40 Prozent begrenzt ist. Der Verordnungsgeber ist dabei davon ausgegangen, dass sich 40 Prozent übersteigende Eigenkapitalanteile unter Wettbewerbsbedingungen nicht einstellen würden.[31]

262 Es ist ferner nicht plausibel, dass die im Zuge der Energiewende notwendig werdenden erheblichen Investitionen zu einer Umorientierung der Netzbetreiber in Richtung eines höheren Eigenkapitalanteils an der bisherigen Finanzierungsstruktur führen würde. Das mag allenfalls in Sonderfällen bei bisher sehr niedrigen Eigenkapitalquoten zur Absicherung der

[26] Council of European Energy Regulators (2025), Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2025, S. 171.
[27] Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode", Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 58 f.
[28] Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode", Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, 2025, S. 61.
[29] Vgl. Oxera, Kapitalquote in der 5. Regulierungsperiode. Gutachten im Auftrag der Netze BW vom 30.10.2024.
[30] Verbändevereinbarung Strom II plus vom 13.12.2001, Bundesanzeiger 2002, Nr. 85b.
[31] Vgl. BGH, Beschluss vom 14.08.2008, KVR 39/07, Rn. 56, Juris.

Fremdkapitalgeber angebracht sein, wirkt sich damit aber nicht auf die hier gefundene Quotierung aus.

263 Soweit in einzelnen Stellungnahmen eine Anhebung der Eigenkapitalquote gefordert wurde, ist zunächst darauf hinzuweisen, dass bei Anwendung des WACC-Ansatzes – im Gegensatz zum bisherigen Regulierungsrahmen mit einer getrennten Behandlung von Eigen- und Fremdkapitalkosten – die regulierten Unternehmen deutlich freier sind, ihre jeweilige Kapitalquote individuell zu optimieren. Die pauschalierte Kapitalquote ist nicht als „optimale" Kapitalquote zu interpretieren, sondern als repräsentative Basis für eine kalkulatorische Berechnung. Die Netzbetreiber können von der vorgegebenen Kapitalquote abweichen und Kapitalkostenreduktionen durch Wahl einer optimalen Kapitalstruktur realisieren.

264 Darüber hinaus würde sich aus einer derartigen moderaten Anpassung keine signifikante Veränderung des gewichteten Gesamtkapitalkostensatzes (WACC) ableiten lassen. Eine wichtige Eigenschaft des WACC-Ansatzes besteht darin, dass die Höhe des WACC nur in geringem Ausmaß von der im WACC hinterlegten pauschalen Kapitalstruktur beeinflusst wird. Nach dem Modigliani-Miller-Theorem bleibt der gewichtete Gesamtkapitalkostensatz bei Änderungen der Kapitalstruktur in diesem begrenzten Umfang im Wesentlichen konstant.[32] Diese Annahme wird durch das im Auftrag der Bundesnetzagentur erstellte Gutachten gestützt.[33] Im Bereich einer sehr niedrigen Fremdkapitalquote würde der WACC fallen: Durch die niedrige Fremdkapitalquote und das resultierende geringe finanzielle Risiko der Eigenkapitalgeber, sind die Ausschüttungen an die Eigenkapitalgeber weniger gefährdet. Im Bereich einer sehr hohen Fremdkapitalquote steigt wiederum auch der WACC an. Dies ist einerseits durch die höheren Risikoprämien der Eigenkapitalgeber und andererseits durch Fremdkapitalgeber getrieben, die aufgrund des Insolvenzrisikos und damit verbundener Kosten einen deutlich höheren Fremdkapitalzinssatz einfordern. In der empfohlenen Bandbreite gleichen sich die Effekte eines niedrigeren Fremdkapitalzinses sowie eines – durch

[32] Vgl. Modigliani/Miller, The Cost of Capital, Corporation Finance and the Theory of Investment, The American Economic Review 48(3), 1958, 261-297.

[33] Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode", Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, 2025, S. 8.

den mit höherem Fremdkapitalanteil steigenden Hebel – höheren Eigenkapitalzinses nahezu aus.[34]

265 Im Ergebnis wird daher auf Basis einer Gesamtschau der diskutierten Indikatoren eine Eigenkapitalquote von 40 Prozent festgelegt.

13.3. Eigenkapitalzinssatz

266 Bei der Ermittlung der Netzkosten ist für das kalkulatorische Eigenkapital im jeweiligen Kalenderjahr der Eigenkapitalzinssatz zugrunde zu legen, der nach Maßgabe von Tenorziffer 4. der Festlegung GBK-25-02-3#1 von der Bundesnetzagentur für die jeweilige Regulierungsperiode nach Tenorziffer 2.3 der Festlegung RAMEN Strom für alle Netzbetreiber festgelegt worden ist.

267 Die Höhe des Eigenkapitalzinssatzes wird nach der in Tenorziffer 4 der Festlegung GBK-25-02-3#1 geregelten Methodik ermittelt. Insoweit wird vollumfänglich auf die Begründung zu Tenorziffer 4 der Festlegung GBK-25-02-3#1 verwiesen. Die gutachterlichen Ergebnisse[35] sowie die Ermessenserwägungen der Beschlusskammer sind in Bezug auf die Methodik zur Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes vollständig auf die Übertragungsnetzbetreiber übertragbar und rechtfertigen keine abweichenden Regelungen.

268 Die seitens der Übertragungsnetzbetreiber schon im Rahmen der ersten Stellungnahmen zum Eckpunktepapier geforderte Ergänzung des nach der in der Festlegung GBK-25-02-3#1 geregelten Methodik ermittelten Eigenkapitalzinssatzes durch Einführung eines weiteren Vergütungselementes im Zinssatz hält die Beschlusskammer nicht für geboten. Der nach der Festlegung GBK-25-02-3#1 ermittelte Eigenkapitalzinssatz gewährleistet bereits eine angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Verzinsung des eingesetzten Kapitals i.S.d. § 21 Abs. 2 EnWG. Ein darüberhinausgehender Zuschlag aufgrund des hohen Investitionsbedarfs ist aus Sicht der Beschlusskammer nicht erforderlich. Die vorgetragenen zusätzlichen Risiken aufgrund des hohen Investitionsbedarfs werden durch die Methodik zur Ermittlung des Risikofaktors abgebildet.

[34] Vgl. Frontier/Randl/Zechner (2025), „Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, S. 8.
[35] Vgl. Gutachten zur Methodik der Kapitalkostenbestimmung ab der 5. Regulierungsperiode“, Bericht für die Bundesnetzagentur, 13.01.2025, 2025.

269 In die Abwägung ist zudem einzustellen, dass für die Übertragungsnetzbetreiber – auch wegen ihres hohen Investitionsbedarfs – mit der vorliegenden Festlegung Sonderregelungen getroffen werden, die dieser Sondersituation Rechnung tragen. Wie seitens der Investoren im Rahmen der Stellungnahmen vorgetragen wurde, kommt es aus Investorensicht nicht auf die methodischen Details einzelner Regulierungsparameter, sondern auf das Gesamtpaket an. Die Kombination der verschiedenen Regulierungsparameter müsse insgesamt zu einer Kapitalverzinsung führen, die sich mit Investitionsalternativen messen kann. Es ist nicht nur die nach dem Stand der Wissenschaft ermittelte angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Eigenkapitalverzinsung in den Blick zu nehmen, sondern der gesamte Regulierungsrahmen. Vor diesem Hintergrund ist ein zusätzlicher Aufschlag auf die nach dem Stand der Wissenschaft ermittelte angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Eigenkapitalverzinsung nicht geboten, die den Investitionsbedarfen bereits an anderer Stelle Rechnung getragen wird und diese zudem bereits bei der Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes Berücksichtigung finden. Ein zusätzlicher Aufschlag würde daher die Netznutzer unzulässig belasten.

270 Der Eigenkapitalzinssatz wird anders als die anderen Kostenbestandteile nicht jährlich angepasst und abgeglichen, sondern weiterhin einheitlich für Verteilernetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber im Vorfeld für die Dauer der allgemeinen Regulierungsperiode festgelegt und in Ansatz gebracht. Eine festgelegte Eigenkapitalverzinsung für einen bestimmten Zeitraum bietet den Übertragungsnetzbetreibern Stabilität, Planbarkeit sowie Investitionssicherheit in Bezug auf ihre Kapitalkosten. Durch die Festlegung eines Zinssatzes können Investoren besser planbare Investitionsentscheidungen treffen und gleichfalls langfristige Finanzpläne erstellen.

13.4. Fremdkapitalzinssatz

271 Zur Bestimmung des gewichteten Gesamtkapitalkostensatzes wird ein für den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber individueller kalkulatorischer Fremdkapitalkostensatz herangezogen, der jährlich aktualisiert wird.

272 Der bei der Festlegung des WACC heranzuziehende kalkulatorische Fremdkapitalkostensatz soll typisiert jenen Kosten entsprechen, zu denen sich vergleichbare Unternehmen am Markt finanzieren. Der Fremdkapitalkostensatz wird unter Berücksichtigung des individuellen Ratings des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers bestimmt.

273 Der regulatorische Fremdkapitalkostensatz kann von den tatsächlichen Finanzierungskosten abweichen. Dies ist jedoch im Einklang mit europarechtlichen Vorgaben, da das Europarecht die Implementierung von Effizienzvorgaben fordert. So müssen die Kosten den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen, vgl. Art. 18 Abs. 1 Uabs. 1 VO (EU) 2019/943 (Strom). Die Netzentgelte müssen auf Grundlage von effizienten Kosten gebildet werden (§ 21 Abs. 2 S. 1 EnWG). Kosten, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, dürfen nicht berücksichtigt werden (§ 21 Abs. 2 S. 3 EnWG). Notwendige Investitionen in Netze müssen so vorgenommen werden können, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist (§ 21 Abs. 2 S. 4 EnWG).

274 In den Stellungnahmen wurde teilweise vorgetragen, dass neben der Vorgabe eines indexbasierten Fremdkapitalzinssatzes auf Antrag des Übertragungsnetzbetreibers die ergänzende Möglichkeit zum Nachweis tatsächlicher Fremdfinanzierungskonditionen eingeräumt werden müsse. Eine solche Wahlmöglichkeit widerspricht jedoch dem Grundgedanken eines WACC-Ansatzes und zwar sowohl im Hinblick auf die Anreize als auch im Hinblick auf die beabsichtigte Vereinfachung der Regulierung. Eine Wahlmöglichkeit zwischen einem Pauschalansatz und einem Ansatz von tatsächlichen Kosten würde strukturell zu einem zu hohen Ansatz von Fremdkapitalkosten führen und damit die Netznutzer unverhältnismäßig stark belasten.

275 Die Bestimmung des Fremdkapitalzinssatzes sowie der zugrunde liegenden Datenauswahl hat nach den nachstehenden Vorgaben zu erfolgen.

276 Bei der Ermittlung der Netzkosten ist für das kalkulatorische Fremdkapital im jeweiligen Kalenderjahr der oder die Anleiheindex zugrunde zu legen, der nach Maßgabe von Tenorziffer 5. der Festlegung GBK-25-02-3#1 von der Bundesnetzagentur für die jeweilige Regulierungsperiode nach Tenorziffer 2.3. der Festlegung RAMEN Strom für alle Netzbetreiber festgelegt worden ist. Anders als bei den Verteilernetzbetreibern ist jedoch das unternehmensindividuelle Risikoprofil zu berücksichtigen.

13.4.1 Kreditrating bzw. Risikoprofil

277 Um die Fremdkapitalkosten deutscher Übertragungsnetzbetreiber sachgerecht abzubilden, ist es erforderlich, das Risikoprofil als maßgebliches Kriterium für die Auswahl der zugrunde zu legenden Datenreihe festzulegen. Das dem oder den Anleiheindizes zugrunde liegende

Kreditrisikorating muss mit den am Markt beobachtbaren Risikoprofilen der Betreiber von Übertragungsnetzen konsistent sein.

278 Im Fall der Betreiber von Übertragungsnetzen liegen – anders als beim Großteil der Verteilernetzbetreiber – öffentliche Ratings vor, entweder direkt auf der Ebene der Betreiber von Übertragungsnetzen oder auf der Ebene des Mehrheitsgesellschafters, über den die Finanzierung der Geschäftstätigkeit erfolgt. Daher ist es sachgerecht und minimiert gleichzeitig das Risiko aus Fremdkapitalkosten für die Übertragungsnetzbetreiber, dass bei der Ermittlung des Fremdkapitalzinses eine Berücksichtigung des Ratings erfolgt.

279 Im Rahmen der Stellungnahmen wurde die Berücksichtigung des individuellen Ratings des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers teilweise befürwortet. Teilweise wurde hingegen der Ansatz eines einheitlichen Ratings gefordert. Hierzu wurde vorgetragen, dass nicht alle Übertragungsnetzbetreiber über ein eigenes Rating verfügten. In diesem Fall kann jedoch das Rating des Mehrheitsgesellschafters, über den die Finanzierung der Geschäftstätigkeit erfolgt, herangezogen werden.

280 Teilweise wurde in den Stellungnahmen auch ein Risikoaufschlag beim Rating aufgrund hoher Wachstumsraten gefordert. Diese Forderung lehnt die Beschlusskammer ab, da hohe Wachstumsraten bereits in die Ermittlung des Ratings eingehen und ein zusätzlicher Risikoaufschlag eine Doppelberücksichtigung bedeuten würde.

281 Es ist auch der zeitliche Verlauf des Ratings zu berücksichtigen. Verändert sich das Rating eines Übertragungsnetzbetreibers oder des finanzierenden Mehrheitsgesellschafters im Zeitverlauf, so hat eine anteilige Berücksichtigung des jeweils vorliegenden Ratings zu erfolgen.

282 Falls unterschiedliche Ratings mehrerer Ratingagenturen vorliegen, soll ein arithmetisches Mittel über die Datenreihen mit den jeweiligen Ratings gebildet werden.

13.4.2 Dynamisierung und Durchschnittsbildung

283 Bei annähernd gleichbleibendem Investitionsgeschehen wäre die Bestimmung der Fremdkapitalsätze aus einem mehrjährigen, gleichgewichteten Durchschnitt angemessen möglich. Vor dem Hintergrund der stark ansteigenden Investitionsbedarfe der Übertragungsnetzbetreiber hat die Beschlusskammer entschieden, dem dynamischen Investitionsgeschehen Rechnung zu tragen und die nach den oben beschriebenen Kriterien ausgewählten Reihe(n) für die Bestimmung der Fremdkapitalzinsen zu gewichten. Die

Gewichtung soll derart erfolgen, dass Jahre mit einem hohen Investitionsvolumen höher gewichtet werden, als Jahre mit einem niedrigeren Investitionsvolumen.

284 Die Bestimmung des gewichteten Fremdkapitalzinssatzes erfolgt grundsätzlich auf Grundlage des Jahreswertes der vom Übertragungsnetzbetreiber emittierten Anleihen der nach den oben dargestellten Kriterien ausgewählten Reihe(n) unter Berücksichtigung des zu diesem Zeitpunkt vorliegenden, individuellen Ratings.

285 Falls die Fremdkapitalaufnahmen mittels Anleihen nicht eindeutig einem Übertragungsnetzbetreiber zugeordnet werden können, da beispielsweise Anleihen von einer übergeordneten Gesellschaft emittiert werden, die neben dem Betrieb eines Übertragungsnetzes auch in anderen Geschäftsfeldern (z. B. der Energieerzeugung) tätig ist, dann wird die Gewichtung des Fremdkapitalzinses ersatzweise wie folgt bestimmt: es wird ein arithmetisches Mittel aus den Gewichtungen der Fremdkapitalzinssätze der anderen Übertragungsnetzbetreiber bestimmt, bei denen eine eindeutige Zuordnung der Fremdkapitalaufnahmen zum Betreiber eines Übertragungsnetzes möglich ist. Vor dem Hintergrund der zunehmenden Bedeutung gemeinsamer Netzausbauprojekte der Übertragungsnetzbetreiber und dem damit verbundenen Gleichlauf der Investitionen (z. B. Südlink) stellt eine solche Vorgehensweise die beste Approximation an den tatsächlichen Investitionsbedarf dar. Die oben beschriebene Berücksichtigung des Ratings des Mehrheitsgesellschafters, über den die Finanzierung der Geschäftstätigkeit erfolgt, wird auch in diesem Fall berücksichtigt.

286 Die zu berücksichtigenden Anleihen umfassen auch Hybrid-Anleihen (sofern diese noch nicht gekündigt wurden). Hybrid-Anleihen werden für die Gewichtung nur zu 50 Prozent berücksichtigt, da dieses Finanzierungsinstrument in Bezug auf das Rating Elemente einer Eigenkapitalfinanzierung aufweist.

287 Für die Gewichtung werden ausschließlich Anleihen berücksichtigt, deren Endfälligkeitsdatum noch nicht erreicht wurde. Wird eine Anleihe erst im Laufe eines Jahres emittiert oder wird die Endfälligkeit vor dem Ende des Jahres erreicht, erfolgt eine anteilige Berücksichtigung nach Kalendertagen.

288 Die Zinshöhe erfolgt nicht anhand der tatsächlichen Anleihezinsen der für die Gewichtung berücksichtigten emittierten Anleihen, sondern anhand der nach den vorstehenden Kriterien

ausgewählten Zinsreihe(n) unter Berücksichtigung des zum jeweiligen Zeitpunkts gültigen Ratings.

289 Im Ergebnis gehen die Zinsentwicklungen mit dem Gewicht der Investitionskosten des betreffenden Jahres in die Berechnung des Fremdkapitalzinssatzes ein.

290 Ebenso wie bei der Bestimmung der Fremdkapitalzinsen der Verteilernetzbetreiber ist auch für die Übertragungsnetzbetreiber zwischen Aktualität und Stabilität abzuwägen. Im Rahmen der Abwägung stehen einem möglichst hohen Grad an Aktualität zudem die beabsichtigte Vereinfachung der Regulierung, auch im Sinne der Transparenz, sowie die Praktikabilität in der Umsetzung der Vorgaben für Netzbetreiber und Regulierungsbehörden gegenüber. Aufgrund des Jährlichkeitsprinzips und der besonderen Investitionserfordernisse der Übertragungsnetzbetreiber hat sich die Beschlusskammer entschieden, die Fremdkapitalzinsen jährlich anzupassen. Durch die jährliche Anpassung unter Berücksichtigung der erforderlichen Investitionen wird möglichen Zinsveränderungen bei einem steigenden Investitionsbedarf Rechnung getragen. Da jeweils nur eine Jahresscheibe angepasst wird, wird ebenso der Aspekt der erforderlichen Vorhersehbarkeit und Stabilität berücksichtigt. Aufgrund des Jährlichkeitsprinzips ist eine jährliche Anpassung der Fremdkapitalzinsen in der Umsetzung praktikabel.

13.4.3 Nebenkosten der Fremdkapitalfinanzierung

291 Die Gewährung eines pauschalen Zuschlags für Fremdkapitalnebenkosten ist nach Auffassung der Beschlusskammer nicht geboten.

292 Im Rahmen der Stellungnahmen zum Eckpunktepapier und des Expertenaustauschs wurde gefordert, dass Fremdkapitalnebenkosten, die von dem Referenzzinssatz nicht mit abgedeckt werden, über einen pauschalen Zuschlag auf den Fremdkapitalzinssatz abgebildet werden sollten. Wie bereits in der Methodenfestlegung zur Kapitalverzinsung GBK-25-02-3#1 ausgeführt (vgl. Abschnitt 9.3), umfasst dies einerseits beispielsweise Transaktionskosten oder Kosten zur Liquiditätsabsicherung sowie andererseits Abschläge für Neuemissionen von Anleihen.

293 Ein solcher Zuschlag wäre allerdings nicht sachgerecht. Die Fremdkapitalnebenkosten werden überwiegend bereits über das Jährlichkeitsprinzip abgegolten. Die Berücksichtigung tatsächlich angefallener Fremdkapitalnebenkosten – insbesondere für Beratungs- und

Finanzierungsdienstleistungen – erfolgt im Rahmen der jährlichen Kostenanpassung. Eine doppelte Vergütung, einmal über das Jährlichkeitsprinzip und zusätzlich über einen pauschalen Aufschlag, würde die Netznutzer unzulässig belasten.

294 Hinsichtlich des darüber hinaus geltend gemachten Effekts des Underpricing gilt, dass der für den WACC zu bestimmende kalkulatorische Fremdkapitalzinssatz notwendigerweise verallgemeinert und nicht sämtliche real anfallenden Kosten decken muss. Dies verlangt weder das Gebot der Kostenorientierung, noch ist es zur Sicherstellung der Investitionsfähigkeit in die Übertragungsnetze geboten. Da es sich beim Netzbetrieb um natürliche Monopole handelt, verlangt die Bestimmung eines Fremdkapitalzinssatzes ganz im Gegenteil, sich an wettbewerblichen Prinzipien zu orientieren. So muss der Fremdkapitalzinssatz in der Höhe einem Zinssatz entsprechen, der sich auch im Wettbewerb ergeben würde. Den Netzbetreibern steht es dann frei, ihre Finanzierungskosten demnach anzupassen. So nehmen nicht sämtliche Netzbetreiber Fremdfinanzierungen mit einem Abschlag auf. Eine von NERA Economic Consuling (2023) im Auftrag des BDEW erstellte Studie zeigt, dass Anleiheemissionen deutscher Netzbetreiber nur selten unter Nennwert erfolgen.[36] Zudem wird vielfach eine Überzeichnung von neu emittierten Anleihen beobachtet, was theoretisch zu einer Verringerung eines etwaigen Ausgabeabschlags führt.

14. Tatsächliche Gewerbesteuer (Tenorziffer 10)

295 Im Rahmen der Ermittlung der Netzkosten ist die dem Netzbereich sachgerecht zuzuordnende tatsächliche handelsrechtliche Gewerbesteuer in Ansatz zu bringen, wie sie sich aus dem Tätigkeitsabschluss des Übertragungsnetzbetreibers ergibt.

296 Der Ansatz der tatsächlichen Gewerbesteuer wird der Sondersituation der Übertragungsnetzbetreiber besser gerecht als der für die Verteilernetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber geregelte Ansatz einer kalkulatorischen Gewerbesteuer. Er gewährleistet eine zielgenauere Kostenermittlung. Aufgrund der überschaubaren Anzahl sowie der gesellschaftsrechtlichen Strukturen der Übertragungsnetzbetreiber ist es – anders als bei der großen Anzahl von vertikal integrierten Verteilernetzbetreibern – möglich, die tatsächliche Gewerbesteuer ohne erheblichen regulatorischen Mehraufwand zu ermitteln. Unter Abwägung der Aspekte der Verfahrensökonomie und der möglichst zielgenauen

[36] NERA Economic Consulting (2023), Fremdkapitalzinssatz bei Investitionen in Strom- und Gasverteilnetze, Kurzgutachten im Auftrag des BDEW, 2023, S. 16.

Kostenermittlung entscheidet sich die Beschlusskammer daher bei der Festlegung des Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber, den Ansatz der tatsächlichen Gewerbesteuer vorzugeben.

297 Das ambitionierte Netzausbauprogramm wird die Fremdkapitalaufnahme in den Übertragungsnetzgesellschaften deutlich ansteigen lassen, d. h. die damit verbundenen Zinsbelastungen und deren steuerliche Hinzurechnung in der Gewerbesteuer werden massiv zunehmen. Dadurch könnte eine Fortführung der aktuellen Berechnungslogik der kalkulatorischen Gewerbesteuer bei Übertragungsnetzbetreibern womöglich zu einer Unterdeckung führen. Dafür verantwortlich sind überwiegend die steuerlichen Hinzurechnungen und Kürzungen nach dem Gewerbesteuergesetz, so insbesondere die Hinzurechnung von Dauerschuldzinsen beim Gewerbeertrag. Damit kann die kalkulatorische Vergütung dazu führen, dass der kalkulatorische Gewerbesteueraufwand im Zuge des Kapitalwachstums systematisch unterschätzt und damit über die Erlöse nicht refinanziert wird.

298 Die Zurechnung von Steueraufwand und Steuerertrag im Organkreis, insofern hiervon ein Übertragungsnetzbetreiber betroffen sein sollte, muss zum Zweck der sachgerechten Ableitung verursachungsgerecht auf Organträger- und Organgesellschaften aufgeteilt werden. Ist ein Übertragungsnetzbetreiber zugleich Organgesellschaft, kann ein eigener Ausweis von Gewerbesteueraufwand erreicht werden, wenn eine Gewerbesteuerumlage zwischen der Organträgerin und der Organgesellschaft im Vorhinein vertraglich vereinbart wird. Ein solcher Steuerumlagevertrag stellt eine zivilrechtliche Vereinbarung zwischen der Organträgerin und der Organgesellschaft dar, der eine Zurechnung von Steueraufwand und Steuerertrag bei den wirtschaftlichen Verursachern ermöglicht. Dementsprechend trägt die Organgesellschaft durch Zahlung der Steuerumlage die Steuern für ihr steuerliches Ergebnis und kann diesen auch in der geforderten Form ausweisen.

299 Zur Bildung einer Steuerumlage kommt in der Praxis entweder die „Stand-alone-Methode“ (die Organgesellschaft wird mit der Gewerbesteuer belastet, die sich unter der Fiktion der gewerbesteuerlichen Selbstständigkeit ergäbe) oder die Verteilungsmethode (die effektiv von der Organträgerin insgesamt geschuldete und abgeführte Gewerbesteuer wird anteilig auf die Organgesellschaft und die Organträgerin nach einem gesondert vereinbarten Schlüssel verteilt) in Betracht. Da Organschaften als Instrument der Steuervermeidung angesehen

werden müssen und eine Organgesellschaft insoweit zu einer gegenüber der Stand-alone-Betrachtung möglichen gesamthaft niedrigeren Steuerbelastung beiträgt, kann kalkulatorisch natürlich nur eine Steuerumlage Berücksichtigung finden, die im Ausgangspunkt die im Inland gezahlte Gewerbesteuer der Organträgerin verteilt. Damit ist eine Anerkennung nur auf Grundlage der Anwendung der Verteilungsmethode vorgegeben. Wird auf Basis eines oben beschriebenen so auch kalkulatorisch wirksamen Umlagevertrages der Organgesellschaft ein Gewerbesteueraufwand bzw. Gewerbesteuerertrag von der Organträgerin zugewiesen, so ist dieser in der handelsrechtlichen Gewinn- und Verlustrechnung unter der Position „Steuern vom Einkommen und vom Ertrag“ auszuweisen. Damit kann dieser Betrag in die Kalkulationsgrundlagen eingehen. Die somit sachgerechte Verrechnung des Gewerbesteueraufwands von der Organträgerin auf die regulierten Einheiten und der Ausweis im Einzelabschluss des Übertragungsnetzbetreibers wird dadurch regulatorisch anerkennungsfähig.

300 Der von Wirtschaftsprüfern geprüfte im handelsrechtlichen Jahresabschluss des Übertragungsnetzbetreibers ausgewiesene Aufwand aus der Steuerumlage bildet eine sichere Basis für den jährlichen Ist-Abgleich im Rahmen der Cost-Plus-Regulierung. Damit erübrigt sich ein Wahlrecht zwischen dem kalkulatorischen Ansatz und dem tatsächlichem handelsrechtlichen Gewerbesteueraufwand. Unter dieser Position können nur die folgenden Zahlungssachverhalte Anerkennung finden: die für das Kalenderjahr vom Organträger geleistete Vorauszahlungen (durch Bescheid festgesetzt), die im Rahmen des Jahresabschlusses ermittelten erwarteten Steuernachzahlungen bzw. -erstattungen für das laufende Kalenderjahr ("Abgrenzungsbeträge") und Steuerzahlungen (Erstattungen / Nachzahlungen) für Vorjahre auf Grundlage von Steuerbescheiden, soweit diese nicht bereits im Wege der kaufmännischen Schätzung als Rückstellung in vorherigen Perioden aufwandswirksam berücksichtigt wurden.

301 Hierdurch wird ferner sichergestellt, dass lückenlos sämtliche Gewerbesteueraufwendungen erfasst werden. Diese Regelungen finden ab 2029 für sämtliche zukünftige Jahre Anwendung. Im Planansatz für das Folgejahr sind demgegenüber die Gewebesteueraufwendungen auf Basis von Plankosten anzusetzen. Hierzu ist die geplante Eigenkapitalverzinsung mit dem Produkt aus dem Gewerbesteuerhebesatz und der Gewerbesteuermesszahl zu multiplizieren.

302 Nach Abschluss des Geschäftsjahres sind dann im Rahmen der Ermittlung der Plan-Ist-Differenzen zwischen den tatsächlichen Kosten und den erzielten Erlösen die geplanten „kalkulatorischen“ Gewerbesteueraufwendungen durch den tatsächlichen Gewebesteueraufwand aus dem handelsrechtlichen Jahresabschluss zu ersetzen.

15. Kostenmindernde Erlöse und Erträge (Tenorziffer 11)

303 Der bislang in § 9 Abs. 1 StromNEV geregelte Katalog der kostenmindernden Erlöse und Erträge wird fortgeführt, ergänzt um die Klarstellung, dass auch von Dritten geleistete Investitionszuschüsse hierunter zu fassen sind. Die in § 9 StromNEV noch enthaltenen Zins- und Beteiligungserträge sind nicht in die neue Regelung überführt worden, weil diese durch den WACC-Ansatz abgegolten werden.

304 Die Regelung gewährleistet, dass die über die Netzentgelte zu deckenden Kosten um kostenmindernde Erlöse und Erträge, die dem Netz zuzurechnen sind, gemindert werden. Ausgangspunkt ist, wie bei den aufwandsgleichen Kosten nach Tenorziffer 6, die Gewinn- und Verlustrechnung.

305 Die Aufzählung in Satz 1 ist nicht abschließend und umfasst potentiell alle netzbetriebsbezogenen Erlöse und Erträge. Die von Anschlussnehmern entrichteten Baukostenzuschüsse, Netzanschlusskostenbeiträge und die von Dritten entrichteten Investitionszuschüsse sind zudem weiterhin über eine Dauer von 20 Jahren linear aufzulösen und netzkostenmindernd anzusetzen.

306 Die Vorgabe zur 20-jährigen Auflösungsdauer bei Baukostenzuschüssen, Netzanschlusskostenbeiträgen und Investitionszuschüssen stellt regulatorisch die Gleichbehandlung aller Netzbetreiber bei der Kostenermittlung sicher. Für Netzanschlusskostenbeiträge und Investitionszuschüsse ist dies nunmehr ebenfalls explizit geregelt. Im Anwendungsbereich von § 9 StromNEV fand hier eine analoge Anwendung statt. So werden Verzerrungen durch unterschiedlich hohe Abzugsbeträge je nach Auflösungsdauer vermieden. Die zuvor getrennten Regelungen in § 9 Abs. 1 S. 3 StromNEV einerseits sowie § 9 Abs. 2 StromNEV andererseits wurden aufgrund des gleichen Bedeutungsgehalts nunmehr in einem Satz zusammengezogen.

307 Aus dem in § 21 Abs. 2 S. 1 EnWG verankerten Effizienzgebot und aus dem Prinzip der Preisgünstigkeit i.S.d. § 1 Abs. 1 EnWG lässt sich ohne Weiteres ableiten, dass der

Übertragungsnetzbetreiber die ihm zur Verfügung stehenden Finanzierungsmittel, bezogen auf den Netzbetrieb, mit größtmöglicher Effizienz zu nutzen hat. Das bedeutet, dass der Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen seiner Effizienzbemühungen stets zu prüfen hat, ob durch die Erhebung von Baukostenzuschüssen oder auch anderer Investitionszuschüsse in Form von Fördermitteln, Engpasserlösen u.ä. eine günstigere und damit effizientere Finanzierungsstruktur hergestellt werden kann. Letztlich stellen erhaltene Baukostenzuschüsse einen nicht rückzahlbaren Investitionszuschuss des Netznutzers dar, welcher wegen seiner Steuerungswirkung energiewirtschaftlich geboten ist und der Gemeinschaft aller Netznutzer in Form günstiger Netzentgelte zu Gute kommt. Die Erhebung von Baukostenzuschüssen ist damit per se effizient, da sie stets zu sinkenden Netzkosten führt. Somit dient die Erhebung von Baukostenzuschüssen auch und stets der Erfüllung von Effizienzanforderungen, denen ein Netzbetreiber zu genügen hat. Die Nicht-Erhebung von Baukostenzuschüssen ist aus Sicht der Beschlusskammer ineffizient. Ein Baukostenzuschuss oder auch andere zugängliche Investitionszuschüsse stellen aus der Perspektive des Übertragungsnetzbetreibers zinsloses Kapital dar. Hierauf darf nicht zu Lasten Gemeinschaft aller Netzkunden einseitig verzichtet werden. Maßstab für die Erhebung von Baukostenzuschüssen im Strombereich ist das Positionspapier der Beschlusskammer 8 aus dem Jahr 2024.

308 Engpasserlöse, die für Investitionen gemäß Art. 19 Abs. 2b VO (EU) 2019/943 vorgesehen sind, sind auch im Falle einer Ansparung nach Art. 19 Abs. 3 VO (EU) 2019/943 als Investitionszuschüsse zu behandeln.

309 Gemäß § 140 TKG können Eigentümer oder Betreiber öffentlicher Versorgungsnetze Einnahmen aus Mitnutzungen, die über die Kosten im Sinne des § 149 Abs. 2 S. 3 TKG hinausgehen und sich für den Eigentümer oder Betreiber des öffentlichen Versorgungsnetzes durch die Ermöglichung der Mitnutzung seiner passiven Netzinfrastrukturen ergeben, von der Berechnungsgrundlage für Endnutzertarife ihrer Haupttätigkeit ausnehmen. Demzufolge wird vorliegend in Satz 2 geregelt, dass Einnahmen nach § 140 TKG sachlich nicht dem Netzbetrieb zuzurechnen sind.

16. Ermittlung der umlagefähigen Netzkosten von Offshore-Anbindungsleitungen

310 Die Ermittlung der nach § 17f Abs. 1 S. 1 Nr. 3 bis 6 EnWG umlagefähigen Netzkosten für die Errichtung und den Betrieb von Offshore-Anbindungsleitungen erfolgt nach den Tenorziffern 3 bis 11 und 13 zur Netzkostenermittlung mit den Maßgaben des § 17i EnWG.

17. Anlagengruppen und Nutzungsdauern (Anlage 1)

311 Im Folgenden werden die wesentlichen Änderungen im Vergleich zur bisherigen Anlage 1 StromNEV beschrieben. Es werden nur Anlagengruppen aufgeführt, die auch für Übertragungsnetzbetreiber relevant sind. So wurden Anlagengruppen, die ausschließlich der Mittel- und Niederspannungsebene zuzuordnen sind, gestrichen. Zudem wurden Anlagen zur Offshore-Netzanbindung ergänzt.

Allgemeine Anlagen

312 Anders als in Anlage 1 StromNEV werden anstelle von Nutzungsdauerspannen eindeutige Nutzungsdauern pro Anlagengruppe festgelegt (s. o. zu Tenorziffer 8.2.).

Immaterielle Vermögensgegenstände

313 Die Immateriellen Vermögensgegenstände werden mit den Untergruppen „Selbst geschaffene gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte“ und „Entgeltlich erworbene Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten“ aufgenommen. Es wird grundsätzlich die handelsrechtliche Nutzungsdauer als kalkulatorische Nutzungsdauer angenommen. Für geleistete Baukostenzuschüsse, Investitionszuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge gilt eine zwanzigjährige Nutzungsdauer (s. o. zu Tenorziffer 8), analog zur 20-jährigen Auflösungssystematik in Tenorziffer 11[37]. Danach ist es mit Blick auf die Regelung zur Auflösung von derartigen Zuschüssen geboten, auch einen - spiegelbildlich - auf der Kostenseite anzusetzenden geleisteten Zuschuss über eine Dauer von 20 Jahren linear abzuschreiben.

Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen

314 Aufgrund der Vielfältigkeit der aktivierten Anlagengüter in dieser Anlagengruppe wird der Titel um den Begriff „sonstige Bauten“ erweitert. Vor dem Hintergrund, dass u. a. auch

[37] BGH, Beschluss vom 10. November 2015, EnVR 26/154.

Schrankenanlagen und Zäune aktiviert werden, die eine Nutzungsdauer von 25 bis 35 Jahren nicht erreichen, wird die Nutzungsdauer auf 20 Jahre verkürzt.

Werkzeuge/Geräte

315 Digitale Analyse-, Prüfungs- und Messgeräte sowie Wärmebildkameras erreichen softwareseitig nicht die Nutzungsdauer von 14 bis 18 Jahren. Ebenso werden kleinere Maschinen (z. B. Bohrhammer, Schrauber) aktiviert. Die Nutzungsdauer wird deshalb auf 10 Jahre verkürzt.

Erzeugungsanlagen

316 Die Erzeugungsanlagen bilden eine eigene Wertschöpfungsstufe, die von der Elektrizitätsverteilung im Sinne der Entflechtungsregeln des EnWG zu trennen ist. Insofern findet Stromerzeugung im Netzbetrieb nicht statt. Die Anlagengruppen 1. bis 6. sind daher nicht betriebsnotwendig und werden gestrichen.

317 Es werden die Anlagengruppen „1. EE-Anlagen auf Betriebsgebäuden“, „2. Batteriespeicher“ und „3. Blindstromkompensationsanlagen“ neu eingefügt.

318 Ausnahmsweise zulässige eigene EE-Anlagen auf Betriebsgebäuden ausschließlich für den Betriebsverbrauch des Netzbetreibers oder aufgrund konkreter gesetzlicher Verpflichtungen sind in einer neuen eigenen Anlagengruppe separat zu führen. Dabei muss es technisch ausgeschlossen sein, dass es neben der Eigenversorgung zu Einspeisungen in ein Energieversorgungsnetz kommt. Jegliche Einspeisung ins Elektrizitätsversorgungsnetz führt dazu, dass die EE-Anlage vollständig der Tätigkeit „Sonstiges“ zuzuordnen ist, da die Erzeugung von Elektrizität für Dritte nicht Aufgabe des Netzbetriebs ist. Ein „Mischbetrieb“ (Senkung des Eigenverbrauchs einerseits und Netzeinspeisung andererseits) sowie die anteilige Verrechnung der im Zusammenhang mit dem Eigenverbrauch entstandenen Kosten in die Tätigkeit „Elektrizitätsverteilung“ sind unzulässig.

319 Nach § 11a i.V.m. § 11b EnWG darf ein Netzbetreiber Eigentümer eines Speichers sein, wenn dieser für den sicheren Netzbetrieb notwendig ist.

320 Die Einführung einer Anlagengruppe für Blindstromkompensationsanlagen erhöht die Transparenz und es wird dem abweichenden Betriebsverhalten im Vergleich zu HS-Trafos Rechnung getragen.

321 Aufgrund der Stellungnahmen wird die Nutzungsdauer für die Anlagengruppen „1. EE-Anlagen auf Betriebsgebäuden“, „2. Batteriespeicher“ und „3. Blindstromkompensationsanlagen“ jeweils auf 20 Jahre festgelegt.

Digitale Anlagen

322 Zeitlich begrenzt verfügbare Updates und Ersatzteilgarantien sowie andere Umstände beschränken den sicheren und fehlerfreien Betrieb digitaler Anlagen. Daher sind vorliegend Differenzierungen erforderlich.

323 Die bisherige Anlagengruppe „Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatikanlagen sowie Rundsteueranlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen“ wird in die Anlagengruppen „Analoge Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatikanlagen sowie Rundsteueranlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen“ mit der bisherigen Nutzungsdauer von 25 Jahren und „Digitale Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatikanlagen sowie Rundsteueranlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen“ mit einer kürzeren Nutzungsdauer von 10 Jahren aufgeteilt.

324 Die bisherige Anlagengruppe „Ortnetzstationen“ wird in die Anlagengruppen „Analoge Ortsnetzstationen“ mit der bisherigen Nutzungsdauer von 30 Jahren und „Digitale Ortsnetzstationen“ mit einer kürzeren Nutzungsdauer von 15 Jahren aufgeteilt.

325 Die bisherige Anlagengruppe „Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatikanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen“ wird in die Anlagengruppen „Analoge Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatikanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen“ mit der bisherigen Nutzungsdauer von 25 Jahren und „Digitale Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatikanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen“ mit einer kürzeren Nutzungsdauer von 10 Jahren aufgeteilt. Gleichrichter sollen in diesen Anlagengruppen erfasst werden.

326 Die bisherige Anlagengruppe „Telefonleitungen“ wird in „Kommunikationsleitungen“ umbenannt. Die Anlagengruppe erhält eine Unterteilung in „Analoge Leitungen“ und „Digitale Leitungen“. Während die analogen Leitungen mit einer Nutzungsdauer von 30 Jahren

(Fortschreibung des unteren Randes der bisherigen Spanne nach Anlage 1 StromNEV) abgeschrieben werden, erfolgt bei den digitalen Leitungen die Abschreibung mit einer kürzeren Nutzungsdauer von 20 Jahren. Die Nutzungsdauer von 20 Jahren für die digitalen Leitungen entspricht der Nutzungsdauer in der AfA-Tabelle "Fernmeldedienste" des Bundesministeriums für Finanzen (dort Kabelliniennetz Glasfaserkabel).

327 Die Unterscheidung in analoge und digitale Technik sowie die korrekte Zuordnung der Anlagengüter in die Anlagengruppen erfolgen grundsätzlich in eigener Verantwortung der Netzbetreiber. Dabei sind die Zuordnungen nach guter fachlicher Praxis und mit der Sorgfalt eines ordentlichen Kaufmanns zu treffen und stetig vorzunehmen.

328 Da die vorliegende Festlegung ihre Gültigkeit erst ab dem 01.01.2029 entfaltet, können bestehende Anlagengütern, die vor dem 01.01.2029 angeschafft wurden nicht in den Anlagengruppen gemäß der neuen Anlage 1 erfasst werden. Eine Umbuchung von bestehenden Anlagengütern, die vor dem 01.01.2029 angeschafft wurden, in die neuen Anlagengruppen ist nicht möglich. Die Nutzungsdauerannahmen der Vergangenheit (bis 31.12.2028) werden für die Zukunft „eingefroren“ (s. o., zu Tenorziffer 8.2). Für die verbleibenden Jahre der 4. Regulierungsperiode ist eine vorweggenommene Anpassung nicht erforderlich.

Hauptverteilerstationen

329 Hauptverteilerstationen sollen nicht mehr separat geführt werden. In Zukunft erfolgt die Aktivierung in der Anlagengruppe „380/220/110/30/10 kV-Stationen“.

Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen

330 Der Begriff „Hilfsanlagen“ wird gestrichen. In dieser Anlagengruppe sollen alle Bauteile, die im Zusammenhang mit einer Allgemeinen Stationseinrichtung stehen, aktiviert werden. Zudem wird diese Anlagengruppe mit den ortsfesten Hebezeugen und Lastenaufzügen einschließlich Laufschienen, Außenbeleuchtung in Umspann- und Schaltanlagen zusammengefasst, im Hinblick auf die identische Nutzungsdauer.

Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger

331 Zur Behandlung von Buchverlusten, falls konventionelle Zähler im Rahmen des Smart-Meter-Rollouts vorzeitig ausgetauscht werden, wird auf die besonderen Regelungen zu

Anlagenabgängen in Tenorziffer 6 verwiesen. Diesbezüglich entsteht für die Netzbetreiber vor diesem Hintergrund kein relevanter Nachteil beim Zähleraustausch, der über die Regelung in den kalkulatorischen Abschreibungen auszugleichen wäre.

Fahrbare Stromaggregate

332 Die Anlagengruppen „fahrbare Stromaggregate“ und „Notstromaggregate“ werden aus Vereinfachungsgründen zur Anlagengruppe „Stationäre und mobile Stromaggregate“ mit einer Nutzungsdauer von 15 Jahren zusammengefasst.

„Moderne Messeinrichtungen“ und „Smart-Meter-Gateway“

333 Die beiden Anlagengruppen werden gestrichen, da der Betrieb moderner Messeinrichtungen und intelligenter Messsysteme nicht zur Tätigkeit des Netzbetriebs zählt, sondern zur Tätigkeit des grundzuständigen Messstellenbetriebs.

18. Effizienzanreize (Tenorziffer 4)

334 Entsprechend der europarechtlichen Vorgaben sind Anreize zur effizienten Leistungserbringung zu setzen. Ein zentraler europarechtlicher Grundsatz ist, dass Netzkosten nur anerkennungsfähig sind, soweit sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (vgl. Art. 18 Abs. 1 UAbs. 1 S. 1 Strom-VO). Ineffiziente Kostenansätze dürfen dementsprechend nicht an die Netznutzer weitergewälzt werden. Daraus abgeleitet ergibt sich auch, dass Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden dürfen. Diese Maßstäbe sind auch in § 21 Abs. 2 EnWG kodifiziert. Danach sind nur die Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung anzuerkennen.

335 Ein nationaler TOTEX-Effizienzvergleich (Effizienzvergleich unter Berücksichtigung der operativen Kosten und Kapitalkosten) ist aufgrund der geringen Zahl der Teilnehmer für die Übertragungsnetzbetreiber derzeit nicht durchführbar. Zudem scheitert die Anwendung des weiterhin durchgeführten internationalen Effizienzvergleichs der Übertragungsnetzbetreiber in der Übertragung auf die nationale Regulierung an zahlreichen Einschränkungen der Transparenz zum Schutz wirtschaftlich sensibler Informationen. Weiterhin bestehen methodische Herausforderungen wie die Schwierigkeit der Kostenvergleichbarkeit sowie die

Bewertung des Anlagevermögens. Insofern soll auch in Bezug auf diesen Punkt bis auf Weiteres eine Abkehr vom Budgetprinzip mit einem TOTEX-Effizienzvergleich erfolgen.

336 Daher legt die Beschlusskammer im Rahmen der vorliegenden Festlegung Grundlagen für Vertiefungsprüfungen zur Gewährleistung der Effizienz und Einhaltung der Vorgaben in Bezug auf operative Kosten oder auf Kapitalkosten. Geeignete Mittel zur Durchsetzung der gesetzlichen Effizienzvorgaben können bspw. Partialbenchmarks, eine Prozesskostenrechnung sowie eine outputorientierte Festsetzung der Kosten sein.

18.1. Bonus/Malus-Regelungen zu Verlustenergie und Regelenergie

337 Bestehende Regelungen zur effizienten Beschaffung von Systemdienstleistungen in den Sektoren Verlustenergie und Regelenergie onshore mit Bonus/Malus-Regelungen sollen fortgeschrieben und weiterentwickelt werden.

338 Die Beschlusskammer wird gesonderte Methodenfestlegungen erlassen, um zuverlässige Rahmenbedingungen für die betroffenen Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich der sachgerechten Berücksichtigung von Kosten für die Beschaffung von Verlust- und Regelenergie mit Anreizen für die Senkung der Kosten zu schaffen. Damit wird dem Ziel eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Übertragungsnetzen Rechnung getragen. Ferner wird der Ansatz des § 21 Abs. 2 EnWG, Anreize für eine effiziente Leistungserbringung zu setzen, konsequent angewendet.

339 Zum anderen werden durch die gesonderten Methodenfestlegungen die Interessen der Netznutzer angemessen berücksichtigt. Insbesondere ist durch die Ausgestaltung dem grundsätzlichen Interesse der Netznutzer Rechnung getragen, dass die Übertragungsnetze im Sinne einer möglichst kostengünstigen Versorgung mit Elektrizität gemäß § 1 Abs. 1 EnWG kosteneffizient und zugleich leistungsfähig betrieben werden sollen.

340 Durch die in den Festlegungen zu integrierenden Anreizmechanismen wird dem Interesse an einer effizienten Bewirtschaftung der Verlust- und Regelenergie Rechnung getragen und in angemessenem Umfang ein Anreiz für Effizienz beim Netzbetrieb gesetzt.

341 Darüber hinaus verbleibt den Übertragungsnetzbetreibern bei der Dimensionierung und Beschaffung von Verlust- und Regelleistungsprodukten ein Spielraum, der der energiewirtschaftlichen Bewirtschaftung zugänglich ist. Mithin sind Effizienzpotentiale vorhanden, die den Netznutzern zu Gute kommen können.

18.2. Partialbenchmarks

342 Ein geeignetes Instrument zur Gewährleistung der europarechtlich vorgegebenen Effizienzvorgaben ist die Durchführung von Partialbenchmarks (Teilbenchmarks) innerhalb der operativen Kosten. Teilbenchmarks für operative Kosten beinhaltet den Ein- oder Mehrjahresvergleich bestimmter betrieblicher Kostenpositionen oder Prozesse eines Übertragungsnetzbetreibers mit Branchenstandards oder den besten Praktiken in der Branche. Dies ermöglicht eine gezielte Analyse und Identifizierung von Effizienzpotenzialen in bestimmten OPEX-Bereichen. Für einzelnen Kostenpositionen können spezifische Kennzahlen und Leistungsindikatoren verwenden werden, um die operativen Kosten zu bewerten und zu vergleichen. Dies können beispielsweise Kosten pro Einheit, Kosten pro Mitarbeiter, Kosten pro Prozessdurchlauf oder andere relevante Kennzahlen sein. Durch die Analyse dieser Kennzahlen können die Bereiche identifiziert werden, in denen die Übertragungsnetzbetreiber im Vergleich untereinander oder im Vergleich zu anderen Unternehmen überdurchschnittlich hohe Kosten generieren.

343 Eine Effizienzprüfung der Kosten für Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen eines Partialbenchmarks ist entscheidend, um die in Ansatz gebrachten Betriebs- und Kapitalkosten auf ein effizientes Maß zu begrenzen. Durch eine systematische Analyse und Überprüfung der operativen Kosten können die Übertragungsnetzbetreiber zudem Bereiche identifizieren, in denen Einsparungen möglich sind, Ressourcen effektiver eingesetzt und Prozesse verbessert werden können. Wie beim Effizienzvergleich werden Prozesse der Vergangenheit analysiert und Schlussfolgerungen für die Zukunft gezogen.

18.3. Prozesskostenrechnung

344 Die Bundesnetzagentur verfolgt mit der Etablierung einer Prozesskostenrechnung für Übertragungsnetzbetreiber eine Steigerung der Transparenz, Überprüfbarkeit und Vergleichbarkeit der operativen Kosten.

345 Die Prozesskostenrechnung stellt eine spezielle Form der Kostenrechnung dar, die die Kosten den einzelnen Geschäftsprozessen zuordnet. Sie ermöglicht eine detaillierte Analyse und Bewertung der Kosten im Zusammenhang mit operativen Prozessen. Die Einführung der Prozesskostenrechnung verfolgt mehrere Ziele (z. B. detaillierte Transparenz über die Kostenstruktur in operativen Prozessen oder die Identifikation von Kostentreibern und Effizienzpotenzialen bzw. die Vergleichbarkeit der Kosten zwischen verschiedenen Prozessen

oder auch die Grundlage für die gezielte Optimierung von Prozesskosten) und wirkt tendenziell in die Zukunft.

346 Die Bundesnetzagentur eruiert zunächst im Rahmen eines Forschungsgutachtens, ob eine Prozesskostenrechnung grundsätzlich zur Messung der Effizienz im Rahmen der Regulierung der Übertragungsnetzbetreiber geeignet ist.

347 Die Prozesskostenrechnung ist als betriebswirtschaftliches Instrument insbesondere geeignet, die verursachungsgerechte Verteilung von Gemeinkosten auf konkrete Geschäftsprozesse sicherzustellen. Im Gegensatz zur traditionellen Kostenrechnung, die häufig pauschale Zuschlagsätze verwendet, analysiert die Prozesskostenrechnung einzelne Tätigkeiten und ermittelt deren Kosten anhand von Prozessmengen (z. B. Anzahl Anträge, Prüfungen, Abrechnungen). Dadurch schafft sie Transparenz über die tatsächliche Kostenstruktur von Abläufen und ermöglicht eine gezielte Steuerung von Effizienz und Wirtschaftlichkeit – sowohl unternehmensintern als auch im Rahmen von externen Vergleichen, die in der Kostenprüfung zur Anwendung kommen soll.

348 Diese Vergleiche werden seit langem von Branchenvertretern genutzt, um sich durch den Vergleich von Primärkosten, detaillierte Prozessanalysen, die gemeinsame Nutzung von Synergiepotenzialen und Expertenworkshops die Möglichkeit zu eröffnen, individuelle Optimierungspotenziale zu identifizieren.[38]

349 Im Zuge von künftigen Kostenprüfungen kann mit der Aufgliederung in Prozesskosten die Angemessenheit der einzelnen Kostenpositionen effizienter beurteilt werden. Eine originäre, aufwändige Detailerfassung wird damit vermieden. Voraussetzung dafür sind qualitativ gut ausgefüllte Prozesskostenzuordnungen. Dadurch wird u. a. der Bedarf an Vereinheitlichungen im Rechnungswesen verringert (einheitlicher Kontenplan, Stundenaufzeichnungsregelungen etc.).

350 Die Bundesnetzagentur sieht weitere Stärken im regulatorischen Kontext:

- Prozesstransparenz: Kostenstrukturen werden auf Prozessschritte heruntergebrochen, wodurch Ineffizienzen konkretisiert werden können.

[38] https://uebv.de/, abgerufen am 21.08.2025.

- Vergleichbarkeit: Standardisierte Prozesse ermöglichen unternehmensübergreifende Benchmarks (z. B. Redispatchabrechnungskosten pro Fall).
- Zurechenbarkeit: Abgrenzung zwischen prozessualen und systemischen Kosten.
- Innovationsanreize: Einsparpotenziale können identifiziert und regulatorisch honoriert werden.

351 Die folgenden Schwächen dürfen dabei nicht ausgeblendet werden:

- Hoher Erhebungs- und Pflegeaufwand: Die Einführung und laufende Pflege einer detaillierten Prozesskostenrechnung erfordert erhebliche Ressourcen (Personal, IT, Zeit). Gerade bei großen Netzbetreibern mit komplexen Strukturen kann ein erheblicher Aufwand anfallen.
- Fokus auf kurzfristige Optimierung: Die Prozesskostenrechnung fördert primär Effizienz in bestehenden Abläufen, weniger aber strategische, langfristige Investitionen oder Strukturverbesserungen. Innovationen oder Transformationsprozesse (z. B. Digitalisierung) könnten unterbewertet werden.

352 Um diese Stärken und Schwächen zu analysieren und daraus Ziele abzuleiten wird die Bundesnetzagentur unter Einbezug externer Gutachter die Prozesskostenrechnung für Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen eines Forschungsgutachtens untersuchen lassen. Der Gutachter wird insbesondere die Vergleichbarkeit der Kostenstrukturen und Prozesse untersuchen und für die angestrebte Prozesskostenrechnung sicherstellen müssen.

353 Die Prozesskostenrechnung wird benötigt, um dem Unternehmen die Möglichkeit zu geben, transparent darzustellen, in welchen Aufgabenbereichen des Übertragungsnetzes Kosten – gegliedert nach den wesentlichen Geschäftsprozessen – im Geschäftsjahr anfallen. Somit kann die sichere Erfüllung der Versorgungsaufgaben in einem rationell geführten Unternehmen durch die detaillierte Betrachtung der Kosten von Unternehmensprozessen im Zuge der Kostenprüfung nachvollzogen werden.

354 Dabei sind insbesondere die folgenden Grundsätze der Kostenallokation zu beachten:

355 (A) Vollständigkeit

356 Die Kosten, erfasst in den einzelnen Kostenartenpositionen, sind jeweils in voller Höhe der Gesamtheit aller Prozesse - differenziert nach einzelnen Prozessen - zuzuordnen. Eine positive

Abweichung – das heißt die allokierten Kosten übersteigen in der Summe die jeweilige Kostenartenposition – ist in keinem Fall möglich. Damit ergibt sich auch, dass Kosten oder Kostenbestandteile nicht mehrfach auf Prozesse allokiert werden dürfen.

357 (B) Verursachungsprinzip

358 Die Kosten sind verursachungsgerecht auf die Prozesse zu verteilen. Die detaillierte Beschreibung der Prozesse bildet neben den Einzelvorschriften zu den Kostenartenpositionen hierfür die Grundlage. Ein möglichst hoher Grad an Kausalität zwischen Prozessen und allokierten Kosten ist dabei anzustreben.

359 (C) Angemessenheit

360 Zur Allokation der Kosten sind, sofern keine direkte Zuordnung möglich ist, prozessindividuelle Verfahren und Erhebungen oder geeignete Schlüssel zu verwenden. Eine sinnvolle Relation zwischen Kosten und Nutzen detaillierter Verfahren und Schlüssel (unter Berücksichtigung des Verursachungsprinzips) ist zu wahren, um eine angemessene Allokation der Kosten sicherzustellen.

361 (D) Kontinuität

362 Um eine Vergleichbarkeit von einzelnen Kostenpositionen im Zeitverlauf zu gewährleisten, sollen Verfahren der Kostenallokation und angewendete Allokationsschlüssel im mittel- bis längerfristigen Zeitablauf nur dann geändert werden, wenn sich entweder Art und Umfang der betrieblichen Leistungserbringung des Übertragungsnetzbetreibers gravierend ändern oder Allokationsverfahren und/oder Allokationsschlüssel identifiziert werden, die eine deutlich qualifiziertere Kostenallokation als zuvor ermöglichen. Solche Änderungen sind der Bundesnetzagentur anzuzeigen.

363 (E) Transparenz

364 Alle verwendeten Allokationsverfahren und Allokationsschlüssel sind intern zu dokumentieren und der Bundesnetzagentur zur Verfügung zu stellen. Aus der Dokumentation soll hervorgehen, welche Möglichkeiten zur Kostenallokation betrachtet wurden und warum das jeweilige Allokationsverfahren bzw. der jeweilige Allokationsschlüssel innerhalb der Vorgaben der Bundesnetzagentur verwendet wurde. Hierbei ist insbesondere aufzuzeigen, aus

ENTWURF

welchen innerbetrieblichen Datenquellen die notwendigen Informationen zur Anwendung der jeweiligen Allokationsschlüssel bereitgestellt werden.

18.4. Outputbasierte Berechnung der zulässigen operativen Kosten

365 Ein letzter Baustein zur Erzielung einer effizienten Leistungserbringung können output-orientierte Regulierungsansätze für einzelne Sachverhalte der operativen Kosten (bspw. für bestimmte Personalkosten) darstellen. Dieser Ansatz spiegelt die Anerkennung für betriebliche Kosten wider, die sich auf Grundlage des von den Übertragungsnetzbetreibern erzielten Outputs (bspw. Entwicklung der Stromkreislänge) losgelöst vom Input (tatsächliche Kosten) ergeben. Hierdurch werden sowohl die Kosteneffizienz, eine permanente Verbesserungskultur als auch der beschleunigte Netzausbau angereizt. Der Anreiz wird auf künftiges Verhalten gesetzt.

366 Als System für die pauschale Abbildung einiger Teile der operativen Kosten käme die Berechnung auf Grundlage der aktivierten Anschaffungs- und Herstellungskosten in Betracht. Hierzu muss im Detail der Zusammenhang bestimmter operativer Kostenpositionen mit der Entwicklung des Bestandsnetzes geprüft werden.

367 Es könnte daher darüber nachgedacht werden, einige betriebliche Aufwendungen regulatorisch an die Entwicklung der Anschaffungs- und Herstellungskosten des Bestandsnetzes pauschal zu koppeln. Hierdurch könnte ein Anreiz zum beschleunigten Netzausbau erzielt werden, da nur aktivierte neue Anlagengüter zur regulatorischen Erstattung bestimmter Positionen führen würde. Zusätzlich würde dieser Ansatz beinhalten, dass die Übertragungsnetzbetreiber angereizt werden, die operativen Kosten möglichst gering zu halten, um einen zusätzlichen Gewinn zu erzielen. Denn die tatsächlichen Kosten und die regulatorisch angesetzten Kosten wären voneinander entkoppelt. Weiterhin würde der Anreiz für die Übertragungsnetzbetreiber dauerhaft bestehen bleiben, da es im künftigen System kein Basisjahr geben wird und somit die zusätzlichen Gewinnmöglichkeiten dauerhaft bestünden.

368 Dieser Ansatz würde aber gleichfalls beinhalten, dass die operativen Kosten an die aktivierten Anschaffungs- und Herstellungskosten und somit an den Input gekoppelt wären. Hohe Investitionen würden damit ebenfalls hohe Betriebskosten bedeuten. Daher könnte dieser Ansatz zu einem weitergehenden Element weiterentwickelt werden.

ENTWURF

369 Die outputbasierte Berechnung der zulässigen operativen Kosten der Übertragungsnetzbetreiber könnte ein wichtiger Bestandteil der Regulierung von Übertragungsnetzen sein. Im Gegensatz zur kostenbasierten Regulierung, bei der die zulässigen Kosten auf historischen Kosten basieren, zielt die outputbasierte Regulierung darauf ab, die Leistung der Übertragungsnetzbetreiber anhand bestimmter Outputkennzahlen zu bewerten und die effizienten Kosten entsprechend festzulegen. Diese Methode fördert einen wettbewerbssimulierenden Markt und trägt dazu bei, die Kosten der Übertragungsnetze langfristig zu optimieren. Die Anwendung des Konzepts der outputbasierten Berechnung auf einzelne operative Kosten ist eine effektive Methode, um die Effizienz von Übertragungsnetzbetreibern zu steigern und die Kostenkontrolle zu verbessern.

370 Hierzu müssen Leistungsindikatoren, die die operative Effizienz der Übertragungsnetzbetreiber widerspiegeln, sowie messbare Ziele identifiziert werden. Diese Ziele sollten ambitioniert, aber erreichbar sein und sich auf die Verbesserung der operativen Effizienz und die Kostensenkung konzentrieren. Daher könnten Teile der regulatorischen Betriebskosten an die Entwicklung der Strukturparameter (bspw. in Betrieb befindliche Stromkreislänge / installierte Leistung) gekoppelt werden. Hierdurch würde daher eine Pauschale für bestimmte operative Kostenpositionen gewährt. Es würden sich ebenfalls die oben genannten Anreize zur Kostenminimierung und zügigem Netzausbau einstellen. Dies fördert zudem eine Kultur kontinuierlicher Verbesserung.

371 An dieser Stelle ist darauf hinzuweisen, dass sich der Gewinn eines Unternehmens im Wettbewerb auch am Output und nicht am eingesetzten Kapital orientiert. Im Wettbewerbsmarkt werden daher Anreize gesetzt, möglichst viel Output mit möglichst wenig Input zu generieren. Im regulatorischen Bereich kommt es in Bezug auf die Verdienstmöglichkeiten derzeit lediglich auf den möglichst hohen Input an. Dies widerspricht dem Ziel der Regulierung, einen wirksamen Wettbewerb zu simulieren.

372 Insgesamt bietet die outputorientiert Kostenregulierung Anreize zum kosteneffizienten Handeln sowie zum beschleunigten Netzausbau.

19. Beschleunigungsanreize (Tenorziffer 14)

373 Den Übertragungsnetzbetreibern soll ein einmaliger substantieller Bonus gewährt werden, wenn die Gesamtmenge des Redispatch im System nachweisbar sinkt. Die verbindliche

Grundlage für eine weitere Regelung wird geschaffen. Dazu soll die eingesparte Redispatchmenge eines Jahres im Wege eines einfachen, transparenten und gut nachvollziehbaren Verfahrens monetär bewertet und anteilig als einmaliger Bonus an den oder die ausbauenden Übertragungsnetzbetreiber ausgezahlt werden. Als erstes Referenzjahr für die Ermittlung des Rückgangs der Gesamtmenge des Redispatch wird das Jahr 2025 festgelegt. Damit könnten im Jahr 2026 fertiggestellte und in Betrieb genommen Maßnahmen bereits Berücksichtigung finden. Um die mit den Bonuszahlungen verbundene Kostenbelastung für die Netznutzer zu begrenzen, werden die Bonuszahlungen auf einen jährlichen Maximalbetrag gedeckelt. Sollte keine Reduktion der Redispatchmengen auftreten, entsteht kein Anspruch auf eine Bonuszahlung. Die genaue Ausgestaltung des Systems bleibt nachfolgenden Festlegungen vorbehalten.

374 Durch dieses Vorgehen soll ein Anreiz für die Übertragungsnetzbetreiber gesetzt werden, insbesondere die Netzausbauprojekte so zu steuern, dass die größten Effekte bei der Reduktion der Redispatchmengen erzielt werden. Die Beschleunigung des Übertragungsnetzausbaus und die sichere Inbetriebnahme der Leitungen ist ein zentrales Anliegen der Regulierung und ist volkswirtschaftlich vorteilhaft. Je schneller das Netz ausgebaut wird, desto schneller sinken der Redispatchbedarf und die damit einhergehenden Kosten. An der schnelleren Reduktion der Redispatchmengen sollen nicht nur die Netznutzer partizipieren, sondern einmalig auch der bzw. die ausbauende(n) Übertragungsnetzbetreiber. Daher ist es aus Sicht der Beschlusskammer sachgerecht, dass den Übertragungsnetzbetreibern substantielle Boni dann zugestanden werden, wenn durch eigene Anstrengung eine zusätzliche volkswirtschaftliche Kostenersparnis bewirkt wird. Es hat sich gezeigt, dass insbesondere die hohe Zahl der neuen Vorhaben bei knappen Marktressourcen (Dienstleister, Erdkabel, Konverter etc.) eine Optimierung der Prozesse erfordert. Die Übertragungsnetzbetreiber können am besten einschätzen, an welcher Stelle und mit welchen Maßnahmen Beschleunigungen sinnvoll sind. Vorhandene Ressourcen sollten optimal genutzt und eingesetzt werden, d. h. mit der größtmöglichen Wirkung. Wenn die Übertragungsnetzbetreiber ihre Netze schnellstmöglich an der richtigen Stelle ausbauen, macht sich dies im gesamten Redispatchbedarf bemerkbar. Auch andere mögliche Maßnahmen, wie Verbesserungen der operativen Netzführung oder die Umsetzung variabler Netzentgelte im Rahmen des AgNes-Prozesses können zu einer Senkung der

Redispatchmengen führen. Auch hier gilt es, wirtschaftlichen Anreize zu schaffen, solche Maßnahmen durchzuführen.

375 Die Übertragungsnetzbetreiber begrüßen es im Rahmen der Stellungnahmen zum Eckpunktepapier, den geplanten Beschleunigungsanreiz als Möglichkeit zur Erwirtschaftung „substanzieller Boni“ auszugestalten, wenn durch Netzausbau Redispatchmengen reduziert werden. Beschleunigungsanreize sollten sich auf die von den Übertragungsnetzbetreibern steuerbaren Projektphasen beziehen und exogene Effekte (bspw. Genehmigungsverfahren) ausschließen. Ebenfalls seien exogene Effekte auszuschließen, die einer Nachweisbarkeit eingesparter Redispatchmengen entgegenstehen (z. B. Wettereffekte) und unternommene Anstrengungen der Übertragungsnetzbetreiber zur Beschleunigung des Netzausbaus nicht würdigen. Die Anreize müssten für jeden Übertragungsnetzbetreiber und die Übertragungsnetzbetreiber untereinander in jedem Fall erreich- und übertreffbar sein. Sie dürfen nicht „nur auf dem Papier“ eine Bonus-Chance eröffnen, sondern auch für Investoren interessant und spürbar sein.

376 Die Beschlusskammer wird eine gesonderte Methodenfestlegung erlassen, in der die Ausgestaltung der Bonusregelung geregelt wird. Die Stellungnahmen zur Ausgestaltung der Bonusregelung werden in diesen Prozess einfließen.

20. Forschung und Entwicklung (Tenorziffer 15)

377 Mit der Regelung wird das europarechtliche Ziel aus Art. 18 Abs. 2 lit. e) Strom-VO aufgegriffen, wonach die Tarifmethoden die Energiespeicherung, die Lastensteuerung und die damit verbundenen Forschungstätigkeiten unterstützen. Hierzu wird als Anreizelement ein etwaiger Aufwuchs der Kosten für Forschung und Entwicklung berücksichtigt und damit bestehende Anreize für Netzbetreiber zur Durchführung von Forschungs- und Entwicklungstätigkeit verstärkt. Kostenmindernden Zuschüsse aufgrund eines Forschungs- und Entwicklungsvorhabens im Rahmen der staatlichen Energieforschungsförderung müssen lediglich zu 90 Prozent im Rahmen der Kostenkalkulation berücksichtigt werden.

378 Den Übertragungsnetzbetreibern kommt in ihrem Netzbetrieb eine deutlich größere Rolle mit Blick auf Forschung und Entwicklung zu als auf anderen Spannungsebenen. Industrielle Forschung und Innovation dient grundsätzlich den wirtschaftlichen Zielen der Unternehmen. Produktinnovationen verbessern die Attraktivität der angebotenen Leistungen,

Verfahrensinnovationen reduzieren die Stückkosten und damit die Wettbewerbsfähigkeit. In Wettbewerbsmärkten agierende Unternehmen erbringen diese Leistungen aus eigenen wirtschaftlichen Interessen. Wirtschaftliche Vorteile, die aus erfolgreicher Produkt- oder Verfahrensinnovation resultieren, verbleiben den Unternehmen jedoch stets nur temporär. Der erzielte Vorsprung wird durch Innovationen der Wettbewerber wieder aufgezehrt. Dabei gilt, dass einfache, nicht schutzfähige Produktinnovationen in aller Regel sehr schnell vom Wettbewerb aufgegriffen werden, der wirtschaftliche Vorteil schutzfähiger Innovationen naturgemäß länger anhält.

379 Die generelle Vorgabe der effizienten Kostenberücksichtigung für Übertragungsnetzbetreiber verbunden mit den vorgesehenen Effizienzprüfungen sollten grundsätzlich ausreichend Anreize schaffen, dass industrielle Forschung und Innovation im gleichen Maße durch Übertragungsnetzbetreiber wie in Wettbewerbsmärkten bereitgestellt wird. Die Kosten für Forschung und Innovation der Übertragungsnetzbetreiber werden, soweit sie einer effizienten Leistungserbringung dienen, kostenseitig anerkannt. Wirtschaftliche Vorteile aus Forschungs- und Innovations-Aktivitäten verbleiben dem Übertragungsnetzbetreiber jedoch nur unterjährig. Echte Verfahrensinnovationen könnten zudem unterbleiben, da in einer Kostenerstattungslogik eher kein Anreiz besteht, Kosten zu senken. Es existiert sogar die Gefahr, dass Einsparungen bei der Kapitalbasis eher zu Renditesenkungen führen, da regulatorisch der Gewinn allein aus der Höhe des eingesetzten Kapitals abgeleitet wird.

380 Die Anreizwirkung in einem Kostenerstattungsregime entfaltet sich durch die kostenmindernden Zuschüsse, die lediglich zu 90 Prozent im Rahmen der Kostenkalkulation berücksichtigt werden. Insoweit werden die im Rahmen der staatlichen Energieforschungsförderung bewilligten erlöswirksamen Zuschüsse um 10 Prozent gemindert.

381 Berücksichtigungsfähig sind ausschließlich Kosten aufgrund eines Forschungs- und Entwicklungsvorhabens im Rahmen der staatlichen Energieforschungsförderung, das durch eine zuständige Behörde, insbesondere des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie oder des Bundesministeriums für Forschung, Technologie und Raumfahrt bewilligt wurde und fachlich betreut wird. Die Berücksichtigung von Energieforschungsförderung durch europäische Behörden soll hierdurch nicht grundsätzlich ausgeschlossen werden, soweit eine gleichwertige Prüfung und fachliche Betreuung des Vorhabens erfolgt. Allerdings werden

nach hiesiger Kenntnis europäische Forschungsgelder eher indirekt über nationale Behörden administriert.

21. Zahlungen an Grundstückseigentümer und Nutzungsberechtigte (Tenorziffer 17)

382 Tenorziffer 17 entspricht im Wesentlichen der bisherigen Regelung in § 5a StromNEV. Die Vorschrift betrifft die Berücksichtigung von Zahlungen an Grundstückseigentümer und Nutzungsberechtigte in den Netzkosten der Übertragungsnetzbetreiber.

383 Die Regelung in Tenorziffer 17 übernimmt die bestehende Struktur und die Grundlage für eine bundeseinheitliche Entschädigungspraxis für den Ausbau des Übertragungsnetzes nach dem BBPlG und dem EnLAG. Zudem regelt sie den Umgang in den Netzkosten. Die Fortgeltung der bisherigen Grundsätze dient zur Erhöhung der Akzeptanz des notwendigen Netzausbaus und damit zur Beschleunigung der Verfahren.

384 Die Regelung beruht auf § 21 Abs. 3 Nr. 1 e EnWG. Danach kann die Regulierungsbehörde Regelungen treffen darüber, inwieweit und wie Kosten, die auf Grundlage einer Vereinbarung eines Betreibers von Übertragungsnetzen mit Dritten, die im Zusammenhang mit dem BBPlG oder dem EnLAG entstehen, bei der Bestimmung der Netzkosten zu berücksichtigen sind.

385 Nach der Begründung des Gesetzentwurfs (BR Drs. 230/23, S. 92), mit dem die Festlegungskompetenz in das EnWG eingefügt wurde, betrifft dies insbesondere die Entscheidungen, in welchen Fällen Dienstbarkeitsentschädigungen, Zuschläge für eine gütliche Einigung und Aufwandsentschädigungen, die auf Grundlage einer Vereinbarung eines Betreibers von Übertragungsnetzen mit Grundstückseigentümern oder Nutzungsberechtigten einer land- oder forstwirtschaftlich genutzten Fläche, auf dessen Grundstück nach dem BBPlG oder dem EnLAG eine Freileitung oder ein Erdkabel errichtet wird, bei der Bestimmung der Netzkosten zu berücksichtigen sind. Davon umfasst ist auch die Möglichkeit, eine Ratenzahlung für die Dienstbarkeitsentschädigung oder die Zuschläge für eine gütliche Einigung vorzusehen und bis zu 25 Ratenzahlungen vorzusehen.

386 Die Übertragung des bisherigen Regelungskomplexes aus der Stromnetzentgeltverordnung in die Festlegungskompetenz für die Bundesnetzagentur habe – so die Ausführungen in der Begründung des Gesetzentwurfs – keine unmittelbare inhaltliche Neuausrichtung zur Folge. Hinsichtlich der Bestimmung der angemessenen Höhe der zu berücksichtigenden Kosten sei

eine Orientierung an den im Jahr 2022 für länderübergreifende Vorhaben des BBPlG und des EnLAG geschlossenen Rahmenvereinbarungen (z. B. bei Erdkabeln für den SuedLink) sachgerecht.

387 Die Ausgestaltung der Tenorziffer 17 erfolgt dergestalt, dass sie einen Beitrag zu den Zielen des § 1 Abs. 1 EnWG (vgl. auch Art. 1 Strom-VO) leistet. Sie erfolgt für Übertragungsnetzbetreiber und Eigentümer bzw. Nutzungsberechtigten ausgewogen und insgesamt verhältnismäßig. Ein Teil der Entscheidungen wirkt tendenziell monetär zulasten der Netznutzer allgemein und zu Gunsten der Eigentümer bzw. Nutzungsberechtigten, da der bisherige Rahmen maßvoll erweitert wird. Aus Sicht der Beschlusskammer wird mit diesen Vorgaben ein ausbalanciertes System geschaffen, dass alle Interessen sachgerecht abwägt. Um die Auswirkungen auf die Netzentgelte zu beschränken, sind weiterhin Höchstsätze vorgesehen.

388 Tenorziffer 17.1. (Berücksichtigung der Zahlungen an Grundstückseigentümer und Nutzungsberechtigte in den Netzkosten)

389 Beim Leitungsbau im Höchstspannungsnetz müssen vielfach landwirtschaftlich und forstwirtschaftlich genutzte Flächen für die Verlegung von Erdkabeln, für Leitungsüberspannungen und für Maststandorte genutzt werden. Bei der Verlegung von Erdkabeln auf fremden Grundstücken oder bei deren Überspannung mit Freileitungen reicht in der Regel eine dingliche Sicherung im Grundbuch aus. Ein Entzug des Eigentums ist nicht erforderlich. Es ist lediglich sicherzustellen, dass das Recht des Betreibers von Übertragungsnetzen, die Inanspruchnahme eines Grundstücks auf Dauer vornehmen zu dürfen, im Grundbuch gesichert wird oder eine vergleichbare vertragliche Sicherung besteht.

390 Tenorziffer 17.1. regelt, unter welchen Voraussetzungen die Kosten einer angemessenen Entschädigung der Grundstückseigentümer in den Netzentgelten anerkannt werden können. Die Regelung ist begrenzt auf land- und forstwirtschaftliche Flächen. Sie betrifft nicht die Entschädigung anderer Grundstücke. Diese vorwiegend privat genutzten Grundstücke bilden nur einen kleinen Teil der insgesamt für den Netzausbau in Anspruch genommenen Flächen und sind in der Regel so unterschiedlich, dass sich für sie keine pauschalen Lösungen anbieten. Die Übertragungsnetzbetreiber schließen daher bereits heute mit den Grundstückseigentümern individuelle Vereinbarungen auf Grundlage von Einzelgutachten ab.

Diese Praxis hat sich bewährt und sollte fortgesetzt werden. Die hierfür erforderlichen Kosten sind auch künftig unter den Voraussetzungen der vorliegenden Festlegung anzuerkennen.

391 Bei der Inanspruchnahme land- und forstwirtschaftlicher Flächen werden häufig Rahmenvereinbarungen zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und den land- und forstwirtschaftlichen Verbänden geschlossen. Diese Praxis kann ebenfalls fortgeführt werden und zeigt, dass bei diesen Flächen ein pauschalisierter Ansatz möglich und zielführend ist.

392 Grundlage für die Zahlung nach der Tenorziffer 17 sind individuelle Vereinbarungen des Übertragungsnetzbetreibers mit dem betroffenen Grundstückseigentümer, ggf. auf Grundlage der Rahmenvereinbarung.

393 Die Kosten werden im Umfang effizienter Kosten von der BNetzA anerkannt. In den Tenorziffern 17.2, 17.3 und 17.4 werden die Kostenbestandteile näher bestimmt. Anerkennungsfähig sind Zahlungen für die Entschädigung für die Eintragung der dinglichen Sicherung im Grundbuch (Dienstbarkeitsentschädigung), ggf. eines Zuschlags für die gütliche Einigung sowie eine pauschale Aufwandsentschädigung.

394 Der Regelung gilt – wie auch die Vorgängerregelung des § 5a StromNEV - nur für Vorhaben, deren energiewirtschaftliche Notwendigkeit und deren vordringlicher Bedarf durch den Gesetzgeber festgestellt wurden. Dies sind die im Bedarfsplan nach dem EnLAG oder dem BBPlG abschließend aufgezählten Vorhaben. Mit der Regelung wird ein Beitrag zur erforderlichen Beschleunigung des Ausbaus des Übertragungsnetzes geleistet. Der Übertragungsnetzausbau ist erforderlich, um langfristig die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Eine sichere Energieversorgung ist von überragender Bedeutung für das gesamtstaatliche Gemeinwohl.

395 In der Diskussion um Eckpunkte zur Ausgestaltung des zukünftigen Regulierungsregimes für die Übertragungsnetzbetreiber wurde die Forderung aufgebracht, den Anwendungsbereich auszuweiten. Zusätzlich sollten alle Leitungen der Übertragungsnetzbetreiber, mindestens die Offshore-Anbindungsleitungen, die nicht im BBPlG erfasst sind, oder sämtliche im Netzentwicklungsplan bestätigten Vorhaben aufgenommen werden. Andernfalls käme es zu einer Ungleichbehandlung von gleichartigen Sachverhalten. Auch diese Leitungen liegen gemäß § 43 Abs. 3a EnWG im überragenden öffentlichen Interesse und dienen der öffentlichen Sicherheit. Darüber hinaus seien Pönalen bei nicht rechtzeitigen Fertigstellungen

und Anschlüssen der Offshore-Netzanbindungen zu zahlen. Zudem wurde vorgetragen, auch für andere Leitungen (Verteilernetze, Gasleitungen usw.) eine Regelung zu treffen.

396 Die Beschlusskammer beschränkt den Anwendungsbereich der Regelung weiterhin auf die Vorhaben des BBPlG und des EnLAG. Die Einschränkung ergibt sich bereits aus der Festlegungskompetenz des § 21 Abs. 3 Nr. 1 e) EnWG. Die Norm bezieht sich ausdrücklich auf die Vorhaben des BBPlG und des EnLAG. Zudem handelt es sich um solche Vorhaben, die vom Gesetzgeber mit einer besonderen Wichtigkeit und einer besonderen Rechtfertigung versehen werden. Offshore-Anbindungsleitungen sind erfasst, sofern sie in das BBPlG aufgenommen wurden. Sofern sie nicht im BBPlG aufgenommen werden, unterfallen sie nicht der hier aufgenommen Privilegierung, sondern sind weiterhin nach den allgemeinen Grundsätzen zu entschädigen. Diese Differenzierung rechtfertigt eine Ungleichbehandlung der Vorhaben. Pönalen für die verzögerte Errichtung einer Leitung (§ 17d EnWG) führen nicht zu einer anderen Bewertung. Eine Pönale rechtfertigt nicht, ein Vorhaben über die in der Festlegungskompetenz genannten Vorhaben hinaus in den Anwendungsbereich der Regelung aufzunehmen. Indem der Gesetzgeber in § 21 Abs. 3 Nr. 1 e) EnWG bestimmte Vorhaben genannte hat, hat er deutlich gemacht, diese einer Sonderregelung unterwerfen zu wollen. Vielmehr steht in der Begründung der Festlegungskompetenz gerade, dass die Übertragung des bisherigen Regelungskomplexes aus der Stromnetzentgeltverordnung in die Festlegungskompetenz für die Bundesnetzagentur keine unmittelbare inhaltliche Neuausrichtung zur Folge habe.[39]

397 Andere Leitungen wie beispielsweise Leitungen auf Verteilernetzebene oder Gasleitungen sind ebenso nicht erfasst. Die Netzbetreiber sind nicht vom Adressatenkreis der vorliegenden Festlegung erfasst.

398 Die Kosten werden als Anschaffungs- und Herstellungskosten anerkannt, soweit sie im Jahresabschluss aktiviert sind. Dies wird in Tenorziffer 17.1 geregelt. Die Zahlungen können handelsrechtlich gemäß § 255 Abs. 2 HGB als Herstellungskosten auf das jeweilige Leitungsvorhaben aktiviert und über die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer abgeschrieben werden. Die Kostenanerkennung folgt der handelsrechtlichen Praxis. Maßgeblich für die Aktivierung ist der Zeitpunkt der jeweiligen Auszahlung (Tenorziffer 17.1 Satz 2). Damit wird

[39] BR-Drs. 230/23, S. 92.

ein Auseinanderfallen der handelsrechtlichen und kalkulatorischen Anschaffungs- und Herstellungskosten vermieden.

399 Tenorziffer 17.2 (Dienstbarkeitsentschädigungen)

400 Tenorziffer 17.2 regelt, welche Dienstbarkeitsentschädigungen in den Netzentgelten berücksichtigt werden können. Es bleibt bei den 2019 beim Erlass des § 5a StromNEV festgesetzten Grundsätzen.

401 Um die Auswirkung auf die Netzentgelte zu beschränken, sind weiterhin Höchstsätze vorgesehen. Die vertraglichen Vereinbarungen können unter den Höchstsätzen bleiben. Ob der Höchstsatz zur Anwendung kommt, ist im Einzelfall vom Übertragungsnetzbetreiber bei den Vertragsverhandlungen zu prüfen und zu dokumentieren.

402 Mit der Dienstbarkeitsentschädigung wird der Wertverlust entschädigt, den ein Grundstück wegen der Belastung durch die Eintragung der dinglichen Sicherung erfährt. Die Dienstbarkeit beinhaltet die dingliche Sicherung des technischen Schutzstreifens. Die notwendige Schutzstreifenfläche wird mit dem Planfeststellungsbeschluss festgelegt. Sie ist abhängig von den jeweiligen technischen und örtlichen Gegebenheiten. Mit der Dienstbarkeitsentschädigung ist die Überspannung des Grundstücks mit allen Leitungen, die auf einem gemeinsamen Gestänge verlegt sind, abgegolten, wenn diese durch eine Dienstbarkeit im Grundbuch gesichert werden. Sofern im Einzelfall auf eine Dienstbarkeit verzichtet werden kann, muss eine vergleichbare vertragliche Sicherung vorliegen. Dies ist z. B. der Fall bei Grundstücken im Eigentum von Forstbehörden.

403 Die mit der Eintragung der Sicherung verbundenen Notar- und Gerichtskosten trägt der Betreiber von Übertragungsnetzen.

404 Die unterschiedliche Behandlung von Erdkabeln und Freileitungen bei den Prozentanteilen am Verkehrswert als Basis für die Entschädigungen entspricht der langjährigen Praxis. Die höhere Verkehrswertminderung bei unterirdischer Flächenbeanspruchung durch Erdkabel begründet sich laut der Begründung zur Einführung des bisherigen § 5a StromNEV[40] insbesondere mit intensiveren Nutzungseinschränkungen in Form von vollständigem Bebauungsverbot und dem Verbot des Pflanzens tiefwurzelnder Anbaukulturen. Zugleich ist der bei Erdkabeln in

[40] BR-Drs. 11/19, S. 103 ff.

Anspruch genommene Schutzstreifen (ca. 6-20 m) zur Entschädigungspraxis in der Regel kleiner als bei Freileitungen (ca. 40-70 m). Einzelheiten dazu finden sich in einer Studie im Auftrag des BMWi „Entschädigung von Grundstückseigentümern und Nutzern beim Stromnetzausbau – eine Bestandsaufnahme“[41].

405 Von den Verbänden der Land- und Forstwirtschaft wurde bereits zu den Eckpunkten vorgetragen, dass die Dienstbarkeitsentschädigungen für Erdkabelleitungen im Vergleich zu Freileitungen deutlich anzuheben seien. Durch die geringere Schutzstreifenbreite im Vergleich zu den Freileitungen sei die Gesamtentschädigung pro laufendem Meter vergleichsweise gering. Der Eingriff in das Eigentum und die Bodenstruktur sei jedoch wesentlich höher. Zudem seien Langfristfolgen für die landwirtschaftliche Nutzung nicht abschließend zu beurteilen. Eine Erhöhung der Zahlungen für Erdkabelprojekte könne die Akzeptanz erhöhen. Gefordert wurde eine Erhöhung der Verkehrswertentschädigung von 35 Prozent auf 50 Prozent sowie eine Aufhebung der Kappungsgrenze für den Zuschlag für eine gütliche Einigung (siehe hierzu 17.3).

406 Die Beschlusskammer regelt an dieser Stelle lediglich die Dienstbarkeitsentschädigung, nicht weitergehenden Schadenersatz. Sofern eine Berücksichtigung der Auswirkungen auf die landwirtschaftlichen Nutzungen gefordert wird, geht die Forderung bereits fehl. Es handelt sich dabei gerade nicht um den durch die Eintragung ins Grundbuch entstehenden Wertverlust. Schadenersatz ist neben der Dienstbarkeitsentschädigung möglich. Dazu bedarf es der allgemeinen Nachweispflichten. Dies ist nicht Bestandteil der vorliegenden Regelung, welche die regulatorische Anerkennung regelt.

407 Mit der bisherigen Ausgestaltung in § 5a StromNEV durch das Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus[42] wurden im Vergleich zur bis dahin geltenden Praxis die Entschädigungssätze deutlich angehoben. Der Bundesrat hat im abschließenden Beschluss zum Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus[43] bezweifelt, dass mit den gegenüber dem ursprünglichen Gesetzentwurf nochmals erhöhten Zuschlägen für eine gütliche Einigung mit den Grundstückseigentümern weitere Beschleunigungspotenziale

[41] Frontier Economics und White & Case, Entschädigung von Grundstückseigentümern und Nutzern beim Stromnetzausbau – eine Bestandsaufnehme, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 2016.
[42] BR-Drs. 11/19, S. 103 ff.
[43] BR-Drs. 150/19, S. 2.

gehoben werden könnten. Vielmehr wurden Mitnahmeeffekte befürchtet, die durch Kostenüberwälzung den Stromkundinnen und -kunden, insbesondere den Privathaushalten, auferlegt würden.

408 Für Erdkabel- und Freileitungsentschädigungen wurden beispielhafte Vergleiche durchgeführt zur Praxis vor der Einführung des § 5a StromNEV und mit den Höchstsätzen des § 5a StromNEV durchgeführt. Dabei wurde festgestellt, dass für Erdkabelentschädigungen inklusive Zuschlag für eine gütliche Einigung eine Steigerung von 47 bis 73 Prozent (je nach Bodenverkehrswert) vorliegt. Die Freileitungsentschädigungen inklusive Zuschlag für eine gütliche Einigung erhöhten sich um 46 bis 66 Prozent. Eine weitere Erhöhung nach sechs Jahren erscheint nicht sachgerecht. Die grundlegenden Annahmen des Entschädigungsrechts sind unverändert. Gutachten oder Rechtsprechung, die eine weitere Erhöhung rechtfertigen, sind nicht bekannt. Ist eine Dienstbarkeit im Grundbuch eingetragen, senkt dies in der Regel den Grundstückswert im Vergleich zu einem identischen Grundstück ohne eine solche Dienstbarkeit, u. a. weil eine Dienstbarkeit mit Einschränkungen der Nutzung des Grundstücks einhergeht. Die Entschädigung des Rechtsverlusts soll diesen Wertverlust entschädigen. Der Wertverlust ist seit Inkrafttreten des § 5a StromNEV nicht neu zu bewerten. Eine weitergehende Erhöhung würde auch zu einem weiteren Auseinanderlaufen zu den Entschädigungszahlungen anderer im besonderen öffentlichen Interesse liegender Vorhaben führen.

409 Tenorziffer 17.3. (Zuschläge für eine gütliche Einigung)

410 In Tenorziffer 17.3 werden die Voraussetzungen der Anerkennung eines Zuschlags für die gütliche Einigung geregelt. Dieser Zuschlag dient dem zügigen Abschluss der Vertragsverhandlungen. Der Netzbetreiber hat dadurch zeitnah die Sicherheit, das Grundstück für das geplante Vorhaben nutzen zu können. Zeitaufwendige Enteignungsverfahren entfallen. Die dadurch erreichte weitere Beschleunigung des Netzausbaus rechtfertigt die Anerkennung in den Netzkosten.

411 Nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber hat sich der Zuschlag für die gütliche Einigung als essentielles Instrument etabliert, um Verhandlungen mit den Eigentümern zu einem erfolgreichen Abschluss zu führen.

412 Von den Verbänden der Land- und Forstwirtschaft wurde bereits zu den Eckpunkten vorgetragen, dass die Kappungsgrenze für den Zuschlag für eine gütliche Einigung für Erdkabelprojekte aufzuheben sei. Diesen Vorschlag greift die Beschlusskammer nicht auf. Durch die Begrenzung des Beschleunigungszuschlags ist gesichert, dass die Obergrenze der Dienstbarkeitsentschädigung und des Zuschlags für eine gütliche Einigung nicht den Verkehrswert des Grundstücks übersteigen und keine Überkompensation erfolgt.

413 Ergänzend zur bisherigen Regelung des § 5a StromNEV wird mit Satz 3 ein Zuschlag für eine gütliche Einigung für vom Eigentümer personenverschiedene Nutzungsberechtigte aufgenommen. Erfasst sind insbesondere Bewirtschafter der Flächen bzw. Wegerechtsberechtigte. Nicht erfasst sind Nießbrauchsberechtigte, Jagd- oder Fischereipächter oder vergleichbare Nutzungsrechte. In der Nutzungsvereinbarung zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Bewirtschafter wird dem Übertragungsnetzbetreiber als Vorhabenträger die vertragliche Durchführung bestimmter Maßnahmen gestattet. Der Zuschlag für die gütliche Einigung dient auch hier dem zügigen Abschluss eines Vertrags mit dem Übertragungsnetzbetreiber. Anders als für den Eigentümer ist keine notarielle Beglaubigung erforderlich. Es bedarf lediglich einer schuldrechtlichen Vereinbarung. Dies rechtfertigt im Sinne der Beschleunigung eine kürzere Frist. Die Höhe des Zuschlags entspricht der der Höhe der Aufwandsentschädigung für den Nutzungsberechtigten (siehe hierzu 17.5). Im Übrigen gelten auch für den Zuschlag für die gütliche Einigung die Nutzungsberechtigten die oben genannten Erwägungen für den Zuschlag für die Eigentümer.

414 Sofern der Grundeigentümer Bewirtschafter der Flächen ist, fällt der Betrag nach Satz 3 nicht an, sondern ist mit der Pauschale nach Satz 1 abgegolten.

415 <u>Tenorziffer 17.4. (Einmalige Zahlung bzw. Ratenzahlung)</u>

416 Nach Tenorziffer 17.4 gibt es für den Grundstückseigentümer ein Wahlrecht zwischen einer einmaligen Zahlung und einer Zahlung in drei Raten. Für die Zahlung an einen vom Eigentümer personenverschiedenen Nutzungsberechtigten gibt es kein Wahlrecht.

417 Der in der StromNEV festgelegte Zahlungszeitpunkt wird im Wesentlichen fortgeschrieben. Dieser Zeitpunkt ist angemessen, da der Grundstückseigentümer bzw. der Nutzungsberechtigte zu diesem Zeitpunkt bereits seine Pflicht aus der Nutzungsvereinbarung

erfüllt hat. Er lässt zugleich dem Übertragungsnetzbetreiber ausreichend Zeit zur Veranlassung der Zahlung.

418 Die Begründung des Gesetzentwurfs sieht die Möglichkeit der Ratenzahlung mit bis zu 25 Ratenzahlungen vor.[44] Die Beschlusskammer sieht es als sachgerecht an, die Ratenzahlung auf maximal drei Raten zu begrenzen. Eine Ausweitung der Zahlungen würde zu einem erheblichen Bürokratieaufwand führen. Um den Verwaltungsaufwand in einem angemessenen Rahmen zu halten, sieht die Regelung einen Mindestbetrag vor, der pro Rate gezahlt wird. Maßgeblich für die Berechnung des Verkehrswerts ist der Zeitpunkt der Eintragung in das Grundbuch, nicht der jeweilige Auszahlungszeitpunkt. Bei einer ratenweisen Auszahlung ist der Barwert inflationsbedingt anzupassen. Aus Gründen der Verhältnismäßigkeit sind die Vorhabenträger darauf beschränkt, Grundstücke dinglich zu belasten. Die Übertragung des Grundstücks erfolgt nicht. Es erfolgt keine wiederkehrende Entschädigung. Hierbei orientiert sich die Beschlusskammer an den Vorgaben der StromNEV und an den Landesenteignungsgesetzen. Nur wenige Landesenteignungsgesetze sehen unter eher strengen Voraussetzungen auch die Möglichkeit wiederkehrender Zahlungen im Sinne einer Ratenzahlung einer einmalig festgelegten Entschädigung vor.[45] Eine mehrmalige bzw. wiederkehrende Zahlung für den Rechtsverlust, der über eine Ratenzahlung hinausgeht, steht nicht im Einklang mit den verfassungsrechtlichen Vorgaben der Enteignungsentschädigung. Wiederkehrende Vergütungen würden zu einer weit den Verkehrswert des betroffenen Grundstücks überschreitenden Entschädigung führen und damit nicht mehr nur erlittene Vermögenseinbußen wegen des Rechtsverlusts ausgleichen. Dies würde einseitig die Betroffenen bevorteilen, zu einer Überkompensation führen und keine gerechte Abwägung der Interessen der Allgemeinheit und der Beteiligten darstellen. Zudem würden wiederkehrende Zahlungen zu einer Ungleichbehandlung anderer linienhafter Infrastrukturen führen.[46]

419 Tenorziffer 17.5. (Aufwandsentschädigungen)

[44] BR-Drs. 230/23, S. 92.
[45] Hierzu Frontier Economics und White & Case, Entschädigung von Grundstückseigentümern und Nutzern beim Stromnetzausbau – eine Bestandsaufnehme, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 2016, S. 9.
[46] CMS Hasche Sigle, Rechtsgutachterliche Stellungnahme zu entschädigungsrechtlichen Fragen im Zusammenhang mit dem Netzausbau, insbesondere zur Zulässigkeit „wiederkehrender Vergütungen“ für den BDEW und VBEW, 2017, S. 6.

420 Tenorziffer 17.5 befasst sich mit Aufwandsentschädigungen. Die Aufwandsentschädigung für den Eigentümer stellt eine pauschale Zahlung für mit dem Abschluss des jeweiligen Vertrages und der Eintragung der beschränkten persönlichen Dienstbarkeit verbundenen Aufwand dar. Eine Zahlung pro Eintragung meint pro einmaligen Aufwand beim Notar. Die Aufwandsentschädigung darf nicht durch künstliche Stückelung herbeigeführt werden. Aufwandsentschädigungen an vom Eigentümer personenverschiedene Nutzungsberechtigte können für die Aufwendungen berücksichtigt werden, die mit dem Abschluss der Nutzungsvereinbarung verbunden sind. Damit werden sämtliche Aufwände abgegolten.

22. Ausgleichszahlungen an Städte und Gemeinden

421 Zahlungen an Dritte können zur Erhöhung der Akzeptanz des notwendigen Netzausbaus und damit zur Beschleunigung der Verfahren beitragen. Zugleich haben die Zahlungen Auswirkungen auf die Netzentgelte. Für Ausgleichszahlungen an Gebietskörperschaften (bisheriger § 5 Abs. 4 StromNEV) sieht Tenorziffer 17 eine übergangsweise Verlängerung und dann ein Auslaufen vor. Die Regelung wurde in die StromNEV eingeführt, um die Akzeptanz des notwendigen Leitungsbaus zu erhöhen.[47] Anders als bei anderen Infrastrukturvorhaben wie Straßen oder Schienen haben die Gebietskörperschaften entlang einer Stromtrasse keinen eigenen Nutzen von dem Infrastrukturprojekt, z. B. durch Verbesserung der örtlichen Infrastruktur durch Ausfahrten oder Haltepunkte. Die Gebietskörperschaften können autonom über die Mittelverwendung entscheiden. Es muss keinen Zusammenhang mit der Akzeptanzförderung oder Beschleunigung des Netzausbauvorhabens geben. Insbesondere, da es keine zweckgebundene Verwendung der Mittel gibt, ist eine beschleunigende oder akzeptanzfördernde Wirkung nur schwer zu messen. Letztlich führt die Zahlung zu einer Erhöhung der Strompreise für alle Netznutzer. Zudem gibt es eine Ungleichbehandlung mit anderen Projekten wie beispielsweise mit Freileitungen anderer in bestehenden Trassen oder auf anderen Spannungsebenen, Erdkabel sowie mit Gasleitungen. Würde die bisherige Regelung auf Dauer fortgeführt, wäre eine Ungleichbehandlung zu begründen. Ein sofortiges Auslaufen der Regelung hätte zur Folge, dass bereits verhandelte oder in Aussicht gestellte Zahlungen entfallen würden. Dies könnte zu einer Akzeptanzminderung führen. Auch nach Betrachtung der relativ moderaten monetären Auswirkungen hat sich die Beschlusskammer dazu entschieden, die Regelung übergangsweise weiter fortzuführen. Zahlungen, die für vor

[47] BT-Drs. 17/6073, S. 35.

dem 31.12.2032 beantragte Leitungsabschnitte erfolgen, sind erfasst. Damit sind auch die Vorhaben, die in die nächste Novelle des BBPlG aufgenommen werden, grundsätzlich vom Anwendungsbereich der Regelung erfasst, sofern dafür bis zum relevanten Zeitpunkt ein Planfeststellungsantrag gestellt wird. Maßgeblich ist die erstmalige Einreichung des Planfeststellungsantrags (§ 21 NABEG, § 43 EnWG). Spätere Planänderungen oder Planergänzungen sind nicht relevant. Dies dient neben dem Akzeptanzaspekt auch der weiteren Beschleunigung. Indem es einen festen Zeitpunkt für das Auslaufen der Zahlungen gibt, besteht eine hinreichende Planungssicherheit auf allen Seiten. Dies gewährleistet einen angemessenen Übergang für die anstehenden Netzausbauvorhaben.

422 Die Voraussetzungen der Zahlungen orientieren sich im Wesentlichen an der bisherigen Rechtslage nach § 5 Abs. 4 StromNEV. Es gibt eine Beschränkung auf Vorhaben des BBPlG und des EnLAG. Dies folgt aus der Festlegungskompetenz des § 21 Abs. 3 Satz 4 Nr. 1 e) EnWG, der „Kosten, die auf Grundlage einer Vereinbarung eines Betreibers von Übertragungsnetzen mit Dritten, die im Zusammenhang mit dem Bundesbedarfsplangesetz oder dem Energieleitungsausbaugesetz entstehen“, erfasst. Zwar ist auch die Realisierung anderer Vorhaben, die der Regelung des § 43 EnWG unterfallen, aus Gründen eines überragenden öffentlichen Interesses erforderlich. Auch sie dienen der öffentlichen Sicherheit. Diese Vorhaben des BBPlG und des EnLAG erlangen durch die Aufnahme in den Bedarfsplan durch den Gesetzgeber eine besondere Stellung. Es handelt sich um Vorhaben, für die die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf besteht und vom Gesetzgeber bestätigt wurden. Dies ist in den übrigen Verfahren anders. Dort erfolgt die Planrechtfertigung nicht durch den Gesetzgeber, sondern ist im jeweiligen Zulassungsverfahren darzulegen. Die Beschlusskammer stützt sich beim Anwendungsbereich auf die vom Gesetzgeber mit der Festlegungskompetenz eingefügte Differenzierung.

423 Die Zahlungen können nach Satz 6 bei der Bestimmung der Netzkosten berücksichtigt werden, wenn sie als Anschaffungs- und Herstellungskosten oder als Baunebenkosten im Jahresabschluss aktiviert sind oder als laufender Aufwand gebucht wurden. Zu der Behandlung solcher Zahlungen in der Handelsbilanz hat sich keine einheitliche Handhabung ergeben. Schon die Materialien zum Gesetzgebungsverfahrens zur Einführung des § 5 Abs. 4 StromNEV enthielten keine eindeutigen Aussagen, die einen eindeutigen gesetzgeberischen Willen hierzu erkennen ließen. Die Kosten werden als Anschaffungs- und Herstellungskosten

anerkannt, soweit sie im Jahresabschluss aktiviert sind. Die Zahlungen können handelsrechtlich gemäß § 255 Abs. 2 HGB als Herstellungskosten oder als Baunebenkosten auf das jeweilige Leitungsvorhaben aktiviert und über die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer abgeschrieben werden. Die Kostenanerkennung folgt der handelsrechtlichen Praxis. Die Zahlungen können alternativ aufwandswirksam im Jahresabschluss verbucht werden. Angesichts der handelsrechtlichen Wahlfreiheit und der unmittelbaren Refinanzierung über die jährliche Ist-Kosten-Abrechnung entsteht den Übertragungsnetzbetreibern kein Nachteil.

23. Evaluierung (Tenorziffer 18)

424 Die Evaluierung des neuen Systems erfolgt im Abgleich zum Investitionsgeschehen spätestens im Jahr 2034, um bei Bedarf ab 2038 den Regulierungsrahmen nachjustieren zu können. Damit wird im Interesse der Transparenz und Planungssicherheit ein verlässlicher und stabiler Regulierungsrahmen bis mindestens 2037 geschaffen.

24. Kosten (Tenorziffer 19)

425 Für Entscheidungen, die durch öffentliche Bekanntmachung nach § 73 Abs. 1a EnWG zugestellt werden, werden gemäß § 91 Abs. 1 S. 3 EnWG keine Gebühren erhoben.

25. Öffentliche Bekanntmachung

426 Da die Festlegung gegenüber sämtlichen Betreibern von Übertragungsnetzen erfolgt, nimmt die Beschlusskammer, in Ausübung des ihr nach § 73 Abs. 1a S. 1 EnWG zustehenden Ermessens, eine öffentliche Bekanntmachung der Entscheidung vor. Die öffentliche Bekanntmachung wird dadurch bewirkt, dass der verfügende Teil der Entscheidung, die Rechtsbehelfsbelehrung und ein Hinweis auf die Veröffentlichung der vollständigen Entscheidung auf der Internetseite der Bundesnetzagentur im Amtsblatt der Bundesnetzagentur bekannt gemacht werden (§ 73 Abs. 1a S. 2 EnWG). Die Entscheidung gilt gemäß § 73 Abs. 1a S. 3 EnWG mit dem Tage als zugestellt, an dem seit dem Tag der Bekanntmachung im Amtsblatt der Bundesnetzagentur zwei Wochen verstrichen sind.

ENTWURF