



Beschlusskammer 8

Aktenzeichen: BK8-23-008-A

Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 und 2 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 4, § 11 Abs. 2 Satz 2 und 4 ARegV

wegen **der Feststellung einer wirksamen Verfahrensregulierung für Kosten aus Europäischen Initiativen und**
Widerruf der bisherigen Festlegungen der wirksamen Verfahrensregulierung betreffend die Kosten der Europäischen Initiativen vom 21.10.2011 (BK6-10-203/204/205/206)
(„Festlegung FSV KEI“)

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

durch den Vorsitzenden
die Beisitzerin
und den Beisitzer

Karsten Bourwieg,
Dr. Ursula Heimann
Bernd Petermann,

gegenüber

1. der 50Hertz Transmission GmbH, Heidestraße 2, 10557 Berlin, vertreten durch die Geschäftsführung,

2. der Amprion GmbH, Robert-Schuman-Straße 7, 44263 Dortmund, vertreten durch die Geschäftsführung,
3. der TenneT TSO GmbH, Bernecker Straße 70, 95448 Bayreuth, vertreten durch die Geschäftsführung, und
4. der TransnetBW GmbH, Pariser Platz, Osloer Straße 15-17, 70173 Stuttgart, vertreten durch die Geschäftsführung,

– Übertragungsnetzbetreiber –

am xx.xx.202x beschlossen:

1. Die am 21.10.2011 unter den Aktenzeichen BK6-10-203, BK6-10-204, BK6-10-205 und BK6-10-206 erlassenen Festlegungen werden mit Wirkung ab dem 01.01.2024 widerrufen.
2. Die Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber in regional grenzüberschreitenden und Europäischen Initiativen, welche der Schaffung eines einheitlichen Elektrizitätsbinnenmarktes sowie der gemeinsamen Wahrnehmung der Verantwortung für die europäische Systemsicherheit dienen, unterliegt entsprechend den in der Anlage zu diesem Beschluss beigefügten freiwilligen Selbstverpflichtungen einer wirksamen Verfahrensregulierung.
3. Die nach Maßgabe der freiwilligen Selbstverpflichtungen gegenüber den im Basisjahr 2021 anfallenden Mehrkosten gelten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile i.S.d. § 11 Abs. 2 Satz 2 und 4 ARegV. Die Mehrkosten umfassen Personal- und Sachkosten, die über einen im Ausgangsniveau gemäß § 6 Abs. 1 ARegV als beeinflussbar festgelegten Sockelbetrag hinausgehen.
4. Jeder Übertragungsnetzbetreiber darf seine Erlösobergrenzen im Hinblick auf die in den Ziffern 2 und 3 entstehenden dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile jeweils zum 1. Januar des Kalenderjahres t, für welches die in Ziffer 2 genannte Mitarbeit in Europäischen Initia-

tiven erfolgt, anpassen. Die Differenz zwischen den ansetzbaren Plankosten und den tatsächlich entstehenden Mehrkosten des Kalenderjahres t (Ist-Kosten) hat der Übertragungsnetzbetreiber jährlich zu ermitteln und auf seinem Regulierungskonto zu verbuchen.

5. Die vorstehenden Anordnungen gelten ab dem 01.01.2024.
6. Die Anordnungen der Ziffern 2 bis 4 sind bis zum 31.12.2028 befristet.
7. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Gründe

- 1 Die vorliegende Festlegung trifft Feststellungen zu einer wirksamen Verfahrensregulierung der Kosten, die im Zusammenhang mit der Mitarbeit in Europäischen Initiativen entstehen. Sie regelt die regulatorische Kostenanerkennung hinsichtlich der Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber in regional grenzüberschreitenden und Europäischen Initiativen, welche der Schaffung eines einheitlichen Elektrizitätsbinnenmarktes sowie der gemeinsamen Wahrnehmung der Verantwortung für die europäische Systemicherheit dienen. Die Feststellung erfolgt auf Basis der von den Übertragungsnetzbetreibern eingereichten gemeinsamen freiwilligen Selbstverpflichtung (FSV KEI). Unter FSV KEI verpflichten sich die Übertragungsnetzbetreiber insbesondere, alle sich aufgrund europarechtlicher Vorgaben ergebenden Verpflichtungen zur Mitarbeit in den Europäischen Initiativen zu erfüllen und die damit verbundenen Aufgaben untereinander koordiniert und effizient durchzuführen.
- 2 Die vorliegende Festlegung erfasst nur solche Kosten, die nicht bereits über die Sach- und Personalkosten des Basisjahres oder über andere regulatorische Instrumente in der Erlösobergrenze abgebildet sind. Mit der Festlegung des Ausgangsniveaus für die vierte Regulierungsperiode wird ein sog. Sockelbetrag festgestellt.

- 3 Mit der Feststellung der wirksamen Verfahrensregulierung werden die erfassten Kosten, d.h. die Mehrkosten gegenüber dem Basisjahr, zu dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten. Personal- und Sachkosten, die über den Sockelbetrag hinausgehen, können daher als Plankosten angesetzt werden.
- 4 Bisher handelte es sich bei den Kosten der Europäischen Initiativen um verfahrensregulierte Kosten aufgrund der Festlegungen der Beschlusskammer vom 21.10.2011 (Az. BK6-10-203, BK6-10-204, BK6-10-205 und BK6-10-206). Danach handelt es sich bei bestimmten Kosten der Übertragungsnetzbetreiber für den Umgang aus der Mitarbeit in Europäischen Initiativen um verfahrensregulierte Kosten. Ausdrücklich nicht erfasst werden in den Festlegungen aus dem Jahr 2011 Personalkosten, da diese bereits in der Erlösobergrenze enthalten sind.
- 5 Seit dem Jahr 2011 haben sich der nationale und der europäische Rechtsrahmen fortentwickelt. Auch die Anforderungen an die Übertragungsnetzbetreiber haben sich fortentwickelt. Aufgrund der Harmonisierung des Energiebinnenmarktes in Europa wachsen die Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber stetig. Damit einher gehen wachsende Personal- und Sachkosten.
- 6 Den wesentlichen Rechtsrahmen für den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt und die Stromversorgungssicherheit der EU, sowie die hierfür notwendige Zusammenarbeit der ÜNB in regionalen sowie Europäischen Initiativen, bilden unter anderem folgende Rechtsakte:
- Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (EBM-VO),
 - Richtlinie (EU) 2019/944 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt,
 - Verordnung (EU) 2019/941 über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor,
 - Verordnung (EU) 2019/942 zur Gründung einer Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden,
 - Verordnung (EU) 2022/869 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur,
 - Verordnung (EU) 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts sowie die darauf aufbauende Durchführungsverordnung (EU) 1348/2014,

- Verordnung (EU) 543/2013 über die Übermittlung und die Veröffentlichung von Daten in Strommärkten.

- 7 Die Verordnungen gelten unmittelbar in allen europäischen Mitgliedstaaten und geben einen Rahmen vor. Die genannten europäischen Verordnungen werden durch verschiedene delegierte Rechtsakte flankiert. Die EU-Netzkodizes und -Leitlinien im Bereich Elektrizität behandeln Fragen der Weiterentwicklung des europäischen Strombinnenmarktes. Es geht um die Bereiche Markt, Netzanschluss und Systembetrieb. Auf der Grundlage der Bestimmungen dieser EU-Netzkodizes und -Leitlinien werden spezifische Methoden entwickelt.
- 8 Nach den europäischen Vorgaben sind die Übertragungsnetzbetreiber zur Zusammenarbeit auf Gemeinschaftsebene mit dem Ziel der Vollendung und des Funktionierens des Elektrizitätsbinnenmarktes und des grenzüberschreitenden Handels verpflichtet. Dies beinhaltet u.a. die europäische und regionale Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber.
- 9 Das Erreichen dieser übergeordneten Ziele der Europäischen Union erfordert die intensive Mit- und Zusammenarbeit aller Akteure unter dem Dach verschiedener Europäischer Initiativen. Aus der rechtlich geforderten Mitarbeit in den genannten Initiativen ergeben sich Pflichten, die mit entsprechenden gestiegenen Kostenbelastungen für die Übertragungsnetzbetreiber verbunden sind.
- 10 Um die Umsetzung der europäischen Vorgaben gewährleisten zu können, fallen bei den Übertragungsnetzbetreibern stetig wachsende Personal- und Sachkosten an. Die Übertragungsnetzbetreiber haben gegenüber der Beschlusskammer dargelegt, dass die Ziele nur erreicht werden können, wenn die ihnen auferlegten Verpflichtungen ohne finanzielle Schwierigkeiten umgesetzt werden könnten.
- 11 Auf der Grundlage der von den vier regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Absichtserklärungen und dem Entwurf einer freiwilligen Selbstverpflichtung (FSV) für den Umgang mit den sich aus der Mitarbeit in Europäischen Initiativen ergebenden Kosten ab der vierten Regulierungsperiode hat die Beschlusskammer das vorliegende Verfahren eröffnet. Das Verfahren wurde mit

Veröffentlichung im Internet am 16.11.2023 und im Amtsblatt der Bundesnetzagentur vom 06.12.2023 eingeleitet. Den Beteiligten und den berührten Wirtschaftskreisen wurde Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

- 12 Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Anschluss eine Festlegung nach § 11 Abs. 2 Satz 4 ARegV beantragt und jeweils eine freiwillige Selbstverpflichtung (Anlagen) unterzeichnet.
- 13 Die Beschlusskammer hat gemäß § 55 Abs. 1 Satz 2 EnWG die zuständigen Landesregulierungsbehörden und das Bundeskartellamt über die Einleitung des Verfahrens informiert. Die Behörden konnten gemäß § 58 Abs. 1 Satz 2 EnWG Stellung nehmen. Der Länderausschuss wurde gem. § 60a EnWG beteiligt.
- 14 Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf die Verfahrensakte verwiesen.

II.

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

1. **Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs**

- 16 Der Europäische Gerichtshof hat in seiner Entscheidung festgestellt, dass die normative Regulierung in Deutschland insgesamt mit der in Art. 37 Richtlinie 2009/72/EG (heute Art. 59 Richtlinie (EU) 2019/944) sowie in Art. 41 Richtlinie 2009/73/EG geregelten ausschließlichen Zuständigkeit der nationalen Regulierungsbehörde unvereinbar ist und die Richtlinien insoweit durch die Bundesrepublik Deutschland nicht bzw. fehlerhaft umgesetzt wurden. Insoweit hat der Europäische Gerichtshof der vierten Rüge stattgegeben, mit der die Kommission Deutschland vorgeworfen hatte, es habe die in den Richtlinien vorgesehenen ausschließlichen

Zuständigkeiten der nationalen Regulierungsbehörde verletzt, indem es im deutschen Recht die Bestimmung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen, einschließlich der anwendbaren Tarife, der Bundesregierung und nicht der nationalen Regulierungsbehörde zugewiesen habe.

1.1 Gesetzesreform und Übergangsregelung

- 17 Mit Inkrafttreten der EnWG-Novelle am 29.12.2023 hat der Gesetzgeber das Urteil des EuGH vom 2. September 2021 nunmehr auch hinsichtlich dieses vierten Klagegrundes umgesetzt und insbesondere die Zuständigkeiten bei der Ausgestaltung der Netzzugangs- und Netzentgeltregulierung an die unionsrechtlichen Vorgaben angepasst. Damit hat die Regulierungsbehörde mit Zuweisung der ausschließlichen Kompetenz für die Bestimmung der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen die nach den unionsrechtlichen Bestimmungen erforderliche Unabhängigkeit erlangt.
- 18 Die Verordnungsermächtigung des § 24 EnWG a.F. wurde aufgehoben, ebenso wie § 21a EnWG a.F. Beide Regelungen wurden durch Festlegungskompetenzen der Regulierungsbehörde ersetzt. Dabei wurden die bisher in den betroffenen Rechtsverordnungen enthaltenen Festlegungskompetenzen in das EnWG überführt und ergänzt.
- 19 Die nach § 21a und § 24 EnWG a.F. erlassenen Rechtsverordnungen treten nach Ablauf einer Übergangszeit außer Kraft, vgl. Art. 15 Abs. 2 bis 6 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben. Der Zeitpunkt des Außerkrafttretens entspricht dem Ablauf der vierten Regulierungsperiode im Gassektor (31.12.2027) und Stromsektor (31.12.2028).
- 20 In der Übergangszeit wurde der Regulierungsbehörde u.a. gemäß § 21 Abs. 3 S. 5 und § 21a Abs. 3 S. 3 EnWG n.F. einerseits eine Abweichungskompetenz übertragen. Andererseits ermöglicht die Übergangszeit, ein über fast 20 Jahre schrittweise entstandenes normatives Regulierungsrecht, inklusive der dazugehörigen Anwendungs- und Auslegungspraxis, jedenfalls für die Zeit bis zum Außerkrafttreten der Verordnungsregelungen zum Ablauf der vierten Regulierungsperiode fortzuführen.

Laut Gesetzgeber sollen hierdurch die für ausreichende Rechts-, Planungs- und Investitionssicherheit wichtige materielle Stabilität des Regulierungsrahmens gewährleistet und bruchartige Entwicklungen in der Rechtsanwendung vermieden werden (vgl. BT-Drs. 20/7310, S. 52).

1.2 Interessenabwägung

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

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

2. Zuständigkeit

- 24 Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für die vorliegende Festlegung ergibt sich aus § 54 Abs. 1, 1. HS EnWG, die der Beschlusskammer aus § 59 Abs. 1 Satz 1 EnWG.
- 25 Die Zuständigkeit der Großen Beschlusskammer gemäß § 59 Abs. 3 Satz 3 EnWG ist nicht gegeben. 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. Vorliegend handelt es sich jedoch um eine Festlegung zur Umsetzung der bis zum 31.12.2028 gültigen Anreizregulierungsverordnung und gerade nicht um eine bundesweit einheitliche Festlegung von Bedingungen und Methoden.

3. Rechtsgrundlage

- 26 Die Aufhebung der Festlegungen BK6-10-203, BK6-10-204, BK6-10-205 und BK6-10-206 vom 21.10.2011 beruht auf § 29 Abs. 2 EnWG.
- 27 Die Festlegung als verfahrensregulierte Kosten beruht auf § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV. Danach kann die Regulierungsbehörde Festlegungen zu den Bereichen treffen, die nach § 11 Abs. 2 Satz 2 bis 4 ARegV einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen. Die Regelung des § 11 Abs. 2 Satz 2 ARegV sieht bei Stromversorgungsnetzen die Möglichkeit vor, Kosten als dauerhaft nicht

beeinflussbare Kostenanteile zu behandeln, soweit diese einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen. Eine wirksame Verfahrensregulierung nach § 11 Abs. 2 Satz 4 ARegV liegt vor, soweit eine umfassende Regulierung des betreffenden Bereichs durch vollziehbare Entscheidung der Regulierungsbehörden oder freiwillige Selbstverpflichtungen der Netzbetreiber erfolgt ist und die Regulierungsbehörde dies nach § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV festgelegt hat.

28 Der Anwendungszeitraum und die Befristung der Festlegung in den Ziffern 5 und 6 des Beschlusstextes beruhen auf §§ 3, 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV.

29 Die Ziffer 7 des Beschlusstextes beruht auf § 91 EnWG.

30 Die Ermächtigungsgrundlagen entsprechen den europarechtlichen Maßgaben aus Art. 18 Abs. 1 und Abs. 3 VO 2019/943 (Strombinnenmarktverordnung).

4. Beteiligung

31 Die Entscheidung beruht auf den freiwilligen Selbstverpflichtungen der Übertragungsnetzbetreiber. Den Beteiligten und den vom Verfahren berührten Wirtschaftskreisen wurde gemäß § 67 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

32 Die Beschlusskammer hat gemäß § 55 Abs. 1 Satz 2 EnWG die zuständigen Landesregulierungsbehörden und das Bundeskartellamt über die Einleitung des Verfahrens informiert. Die Behörden konnten gemäß § 58 Abs. 1 Satz 2 EnWG Stellung nehmen. Der Länderausschuss wurde gemäß § 60a EnWG beteiligt.

5. Materielle Rechtmäßigkeit

5.1 Widerruf

33 Die Festlegungen BK6-10-203, BK6-10-204, BK6-10-205 und BK6-10-206 vom 21.10.2011 werden mit Wirkung zum 01.01.2024 widerrufen. Ein Widerruf war nach Tenor zu Ziffer 4 der betreffenden Festlegungen vorbehalten. Unabhängig davon ist ein Widerruf nach § 29 Abs. 2 EnWG möglich.

34 Die Entscheidung über den teilweisen Widerruf liegt im Ermessen der Beschlusskammer. Eine Ausübung des Aufgreifermessens zum Widerruf erscheint erforderlich und geboten, da die bisher bestehenden Festlegungen die nunmehr relevanten

europäischen Vorgaben noch nicht vollständig berücksichtigen. Zudem wird das anzuwendende Verfahren regulatorisch näher ausgestaltet. Der Umfang der anzuerkennenden Kosten bedarf der Ergänzung.

- 35 Die aufgehobenen Festlegungen haben bereits einen Vorbehalt und eine Überprüfung und ggf. Anpassung vorgesehen. So heißt es in den Festlegungen BK6-10-203, BK6-10-204, BK6-10-205 und BK6-10-206 zum Widerrufsvorbehalt, dass dieser Vorbehalt insbesondere sicherstellen solle, dass neue Erkenntnisse berücksichtigt werden können, soweit dies erforderlich sei. Die Festlegung könne somit nach einer angemessenen Anwendungszeit überprüft werden und beispielsweise im Falle von Rechtsänderungen oder tiefgreifenden Marktveränderungen angepasst werden. Seit Erlass der Festlegungen sind nunmehr zwölf Jahre vergangen. Die Beschlusskammer 8 hat die ursprünglichen Entscheidungen der Beschlusskammer 6 überprüft und mit der nun vorliegenden Festlegung konkretisiert, aktualisiert und erweitert. Rechtsänderungen werden abgebildet.
- 36 In Ausübung ihres Ermessens hat die Beschlusskammer sich dafür entschieden, die Entscheidungen mit Wirkung ab dem 01.01.2024, d.h. insbesondere erst mit Ablauf der dritten Regulierungsperiode Strom, die am 31.12.2023 endet, hinsichtlich der Anerkennung als verfahrensregulierte Kosten aufzuheben. Dies steht im Einklang mit der Vorgabe des § 32 Abs. 1 Nr. 4, HS. 2 ARegV, wonach die Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung befristet werden soll. Die Befristung selbst soll demnach aber auch für die Dauer der gesamten Regulierungsperiode erfolgen. Vor diesem Hintergrund hält die Beschlusskammer es mit Blick auf das Bestandsinteresse der Übertragungsnetzbetreiber für geboten, die bisherige Entscheidung aus Gründen der Rechtsicherheit und Kontinuität bis zum Ende der dritten Regulierungsperiode zugunsten der Übertragungsnetzbetreiber fortbestehen zu lassen. Für die Abbildung in den Entscheidungen zu Sachverhalten der dritten Regulierungsperiode (d.h. in der Genehmigung des Regulierungskontosaldos) sind die ursprünglichen Festlegungen weiterhin maßgeblich.

5.2 Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung

37 Die Voraussetzungen für den Erlass der Festlegung zur Feststellung einer wirksamen Verfahrensregulierung liegen vor. Die Beschlusskammer hat das ihr zustehende Ermessen ausgeübt. Die Festlegung zur wirksamen Verfahrensregulierung ist erforderlich und geboten.

5.2.1 Festlegungszweck

38 Nach § 32 Abs. 1 ARegV kann die Regulierungsbehörde Festlegungen im Rahmen der Anreizregulierung treffen, wenn sie der Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke dienen.

39 Die vorliegende Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung dient der Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs gemäß § 32 Abs. 1 ARegV sowie §§ 20 bis 21a EnWG, indem sie zuverlässige Rahmenbedingungen für die betroffenen Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich der sachgerechten Berücksichtigung von Kosten im Zusammenhang der Mitarbeit in europäischen Initiativen schafft. Damit wird dem Ziel eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Übertragungsnetzen Rechnung getragen.

5.2.2 Verwirklichung der in § 1 EnWG genannten Zwecke

40 Die Festlegung unterstützt insbesondere die Ziele der Umsetzung und Durchführung des Europäischen Gemeinschaftsrechts auf dem Gebiet der leitungsgebundenen Energieversorgung gemäß § 1 Abs. 3 EnWG. Sie dient zudem der Verwirklichung der in § 1 Abs. 1 EnWG genannten Zwecke einer möglichst sicheren, preisgünstigen und verbraucherfreundlichen Versorgung der Allgemeinheit mit Strom. Bei der vorliegenden Festlegung stehen darüber hinaus die Ziele einer sicheren und effizienten Versorgung sowie die Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen gemäß § 1 Abs. 2 EnWG im Vordergrund.

5.2.3 Festlegung ist erforderlich und geboten

41 Bei der Entscheidung, ob die Beschlusskammer von ihrem Aufgreifermessen Gebrauch macht, hat sie berücksichtigt, dass die Festlegung erforderlich und geboten

ist, um den Umständen und Kosten der Übertragungsnetzbetreiber durch die Maßnahmen im Zusammenhang mit den Europäischen Initiativen Rechnung zu tragen.

- 42 Die Übertragungsnetzbetreiber übernehmen als Teil des europäischen Verbundnetzes eine hohe Verantwortung und eine zentrale Rolle. Die Ausübung dieser Rolle geht einher mit einer engen und koordinierten Zusammenarbeit der deutschen Übertragungsnetzbetreiber mit den Übertragungsnetzbetreibern anderer Staaten in regionalen und Europäischen Initiativen. Es handelt sich um Initiativen, welche der Schaffung eines einheitlichen Elektrizitätsbinnenmarktes sowie der gemeinsamen Wahrnehmung der Verantwortung für die europäische Systemsicherheit dienen.
- 43 Bereits in der Vergangenheit waren die Kosten für die Mitarbeit und Beteiligung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber an Projekten der Europäischen Initiativen als verfahrensregulierte Kosten eingestuft. Nunmehr bedarf es der Aktualisierung aufgrund der Anpassung der Rechtsgrundlagen sowie der Konkretisierung und Erweiterung der zu berücksichtigenden Sachverhalte. Kosten sind erfasst, soweit sie angemessen, effizient und verhältnismäßig sind.
- 44 Die Beschlusskammer geht davon aus, dass mit der vorliegenden freiwilligen Selbstverpflichtung eine sach- und interessengerechte Regelung vorliegt, die den berechtigten Interessen der Übertragungsnetzbetreiber an Verlässlichkeit der Kostenerstattung für der Höhe nach bislang nicht abschließend bestimmte, wirtschaftlich erhebliche Kostensteigerungen Rechnung trägt.
- 45 Mit eingeflossen ist auch die Überlegung, dass durch die Transformation des Energiesystems im Rahmen der Energiewende auch die Zusammenarbeit auf europäischer Ebene Veränderungen ausgesetzt ist. Die europäischen Vorgaben führen zu Mehrkosten für die Übertragungsnetzbetreiber. Zum anderen werden auch die Interessen der Netznutzer angemessen berücksichtigt. Insbesondere ist durch die freiwillige Selbstverpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber dem grundsätzlichen Interesse der Netznutzer angemessen Rechnung getragen, dass die Übertragungsnetze kosteneffizient betrieben werden sollen.

5.2.4 Ausgestaltung der freiwilligen Selbstverpflichtungen (Tenor zu Ziffern 2. und 3.)

- 46 Mit Tenor zu Ziffer 2. wird festgestellt, dass die Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber in regional grenzüberschreitenden und Europäischen Initiativen, welche der Schaffung eines einheitlichen Elektrizitätsbinnenmarktes sowie der gemeinsamen Wahrnehmung der Verantwortung für die europäische Systemsicherheit dienen, entsprechend den in der Anlage beigefügten freiwilligen Selbstverpflichtungen einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegt.
- 47 Die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten freiwilligen Selbstverpflichtungen erfüllen die Anforderungen an eine wirksame Verfahrensregulierung. Sie enthalten eine sachliche Eingrenzung auf bestimmte Europäische Initiativen bzw. übergreifende Kosten, die in der Anlage genannt sind. Falls weitere Initiativen hinzukommen, bedarf es einer Absprache mit der Bundesnetzagentur. Hierzu verpflichten sich die Übertragungsnetzbetreiber ebenfalls.
- 48 Entsprechende Kosten sind nach den Maßgaben der freiwilligen Selbstverpflichtungen verfahrensreguliert. Die Auflistung und das in der FSV dargestellte Verfahren stellen sicher, dass die Anforderungen an eine wirksame Verfahrensregulierung eingehalten werden. Dies ist für die Beschlusskammer ein hinreichender Anlass, um die Kosten als wirksam verfahrensregulierte Kosten zu erachten.
- 49 Die freiwilligen Selbstverpflichtungen benennen im Wesentlichen die sich einstellenden Mehrkosten aufgrund der Mitarbeit an den Europäischen Initiativen. Dabei handelt es sich letztlich um Sachverhalte, die von europarechtlichen bzw. durch regulatorische Entscheidungen vorgegeben werden und für die Übertragungsnetzbetreiber demnach nicht beeinflussbar sind. Dies rechtfertigt eine Einordnung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach der Maßgabe des Tenors zu Ziffer 2 für den Geltungszeitraum dieser Entscheidung. Erfasst sind Kosten, die auf Sachverhalten beruhen, die in dem Geltungszeitraum angelegt sind.
- 50 Bezüglich der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der anliegenden freiwilligen Selbstverpflichtungen Bezug genommen.

5.2.5 Anpassung der Erlösobergrenze und Mitteilungspflichten

- 51 Kosten des Basisjahres 2021, die in das Ausgangsniveau der Erlösobergrenzenfestlegung für die vierte Regulierungsperiode einfließen, gelten weiterhin als beeinflussbare Kostenanteile. Hintergrund dafür ist, dass für Personal- und Sachkosten grundsätzlich das Budgetprinzip zur Anwendung kommt. Diese Kosten sind nicht von der abschließenden Aufzählung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile erfasst. Sie können aber über eine Festlegung als wirksam verfahrensregulierte Kosten erfasst werden, wenn sie aufgrund besonderer Tatsachen im Ausgangsniveau nicht ausreichend Berücksichtigung finden. Dies ist vorliegend für die Mehrkosten gegenüber dem Basisjahr der Fall. Aufgrund der stetig wachsenden Verpflichtungen aus europäischen Sachverhalten, der Bedeutung zur Umsetzung und Durchführung des Europäischen Gemeinschaftsrechts auf dem Gebiet der leitungsgebundenen Energieversorgung (§ 1 Abs. 3 EnWG) und der besonderen Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber für die Systemverantwortung (§ 13 EnWG) sieht die Beschlusskammer die erforderlichen Voraussetzungen für eine Einstufung als verfahrensregulierte Kosten. Die Festlegung als verfahrensregulierte Kosten dient u.a. der übergeordneten europäischen Zielsetzung der Stärkung des Elektrizitätsbinnenmarktes.
- 52 Für die vierte Regulierungsperiode werden Mehrkosten im Vergleich zu dem Basisjahrbetrag 2021 über diese Festlegung abgebildet und zu dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen. Es handelt sich um Mehrkosten, die während einer laufenden Regulierungsperiode berücksichtigt werden, wenn und soweit diese Kosten bei der Bestimmung der Erlösobergrenze im maßgeblichen Basisjahr noch nicht berücksichtigt wurden.
- 53 Zur Ermittlung der Höhe der in der vierten Regulierungsperiode erfassten Kosten ist der Gesamtaufwand nach der FSV für das Basisjahr 2021 zu bestimmen. Dieser wird als Sockelbetrag mit dem Ausgangsniveau für die nächste Regulierungsperiode festgestellt. Über die hier vorliegende Festlegung werden die über den Sockelbetrag hinausgehende Personal- und Sachkosten als Mehraufwand berücksichtigt. Die Erfassung des Mehraufwands erfolgt gesamtheitlich, d.h. die Kosten werden über alle Anlagen der FSV summiert und der Sockelbetrag des Basisjahres anschließend abgezogen.

- 54 Die Differenzierung zwischen einem Sockelbetrag als beeinflussbare Kosten und den Mehrkosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gewährleistet eine sachgerechte Anerkennung.
- 55 Kosten, die über andere regulatorische Instrumente abgebildet werden, sind von dieser Festlegung nicht erfasst. Eine Doppelberücksichtigung ist unzulässig.
- 56 In Anlehnung an die in § 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2 ARegV zum Ausdruck kommende gesetzgeberische Wertung, hat die Beschlusskammer entschieden, den Übertragungsnetzbetreibern zu ermöglichen, die ihnen entstehenden Mehrkosten für die Mitarbeit an den Europäischen Initiativen jeweils ohne Zeitverzug zu refinanzieren. Bei der Anpassung der Erlösobergrenzen nach Maßgabe des § 4 Abs. 3 ARegV ist auf das Kalenderjahr abzustellen, auf das die Erlösobergrenze anzuwenden sein soll.
- 57 Der Sachverhalt entspricht wirtschaftlich und materiell den Ausnahmen bei Kostenanteilen nach § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 4 bis 6a, 13, 16 und 18 ARegV; in diesen Fällen darf der Netzbetreiber auf das Kalenderjahr abstellen, auf das die Erlösobergrenze anzuwenden sein soll (sog. t₀-Verfahren auf Basis von Plan-Kosten mit Ist-Kosten-Abrechnung). Bei den vorliegenden dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten handelt es sich um Kosten, die aus der besonderen Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber resultieren. Die Mitarbeit in Europäischen Initiativen ist aufgrund der stetig wachsenden Verpflichtungen der Übertragungsnetzbetreiber und damit zusammenhängenden stetig steigenden Personal- und Sachkosten mit einer erheblichen Kostenbelastung verbunden. Die hohe Bedeutung der Verpflichtungen der Übertragungsnetzbetreiber zeigt sich auch darin, dass die europäischen Vorgaben diese Bedeutung in den Erwägungsgründen der Verordnungen regelmäßig unterstreichen. Dies knüpft an Art. 194 Abs. 1 AEUV an, der u.a. als Ziel der Energiepolitik der Union die Sicherstellung des Funktionierens des Energiemarkts und die Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit in der Union benennt.
- 58 Vor diesem Hintergrund ist es sachgerecht, den Übertragungsnetzbetreibern zu gewähren, auch die ihnen aufgrund der Mitarbeit in Europäischen Initiativen entstehenden Mehrkosten ohne Zeitverzug jeweils zum 1. Januar des Kalenderjahres, in welchem die Kosten anfallen, über die Netzentgelte zu refinanzieren. Um dies zu

ermöglichen, haben die Übertragungsnetzbetreiber jeweils die voraussichtlichen Kosten und Erlöse (Plankosten und -erlöse) auf Grundlage realistischer Prognosen, in der Regel anhand des unter dem Punkt „Kostentransparenz“ in der FSV erläuterten Vorgehens, im Rahmen der Datenmeldung zur Erlösobergrenze spätestens zwei Werktage vor dem 01. Oktober des Vorjahres mitzuteilen (vgl. Festlegung der Berichtspflichten der Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich der Bildung der vorläufigen und endgültigen Netzentgelte; BK8-19/0001-A).

59 Die Differenz zwischen den ansetzbaren Plan-Kosten und den tatsächlich entstehenden Mehrkosten des Kalenderjahres t (Ist-Kosten) hat der jeweilige Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 5 Abs.1 ARegV jährlich zu ermitteln und auf seinem Regulierungskonto des Kalenderjahres t zu verbuchen.

5.3 Anwendungszeitraum (Tenor zu Ziffer 5. und 6.)

60 Die nach Maßgabe der freiwilligen Selbstverpflichtungen entstehenden Kosten und Erlöse gelten ab dem 01.01.2024 als verfahrensregulierte Kosten und damit als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile i.S.d. § 11 Abs. 2 Satz 2 und 4 ARegV.

61 Gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 4, HS. 2 ARegV erfolgt die Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung für die Dauer der gesamten Regulierungsperiode. Die vierte Regulierungsperiode wird am 31.12.2028 enden. Die Entscheidung erfasst die im Geltungszeitraum anfallenden Kosten und Erlöse.

62 Bei Änderungen der regulatorischen Rahmenbedingungen kann nach § 29 Abs. 2 Satz 1 EnWG die Festlegung nachträglich geändert werden, soweit dies erforderlich ist, um sicherzustellen, dass sie weiterhin den Voraussetzungen für eine Festlegung verfahrensregulierter Kosten genügt. Dies kann insbesondere dann zum Tragen kommen, wenn sich die der freiwilligen Selbstverpflichtung zugrundeliegenden Umstände in erheblichem Maße ändern (vgl. hierzu auch die Öffnungsklausel in Ziffer 6 der freiwilligen Selbstverpflichtung).

63 Die Beschlusskammer sieht die Befristung auch als sachgerecht an und behält sich vor, auf Basis der künftigen Entwicklungen in der vierten Regulierungsperiode zu prüfen, ob es der Fortsetzung der Verfahrensregulierung bedarf.

6. Kosten (Tenor zu Ziffer 7.)

64 Hinsichtlich der Kosten ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

7. Anlagenverweis

65 Die beigefügten Anlagen (freiwillige Selbstverpflichtungen) sind Bestandteil dieses Beschlusses.

ENTWURF

Rechtsmittelbelehrung

- 66 Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf), einzureichen.
- 67 Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.
- 68 Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Vorsitzender

Beisitzerin

Beisitzer

Bourwieg

Dr. Heimann

Petermann

Freiwillige Selbstverpflichtung (FSV) nach § 11 Abs. 2 ARegV der deutschen Übertragungsnetzbetreiber für den Umgang mit den sich aus der Mitarbeit in Europäischen Initiativen ergebenden Kosten für die 4. Regulierungsperiode (FSV KEI)

1 PRÄAMBEL

Die Europäische Kommission hat eine krisenfeste und klimapolitisch ambitionierte Energieunion als gemeinsames Ziel ausgegeben. Diese soll die Versorgung der europäischen Verbraucher mit sicherer, nachhaltiger, auf wettbewerblicher Basis erzeugter und erschwinglicher Energie ermöglichen¹. Die Verwirklichung dieses Ziels erfordert eine grundlegende Umstellung des europäischen Energiesystems, basierend auf den Aspekten der Versorgungssicherheit, des einheitlichen Energiebinnenmarktes inklusive Stromverbundziel, der Energieeffizienz, der Verringerung von Treibhausgasemissionen, der Stärkung von Forschung und Innovation sowie der Wettbewerbsfähigkeit. Bei der Entwicklung eines integrierten europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes, unter gleichzeitiger Wahrung der europäischen System- und Versorgungssicherheit, übernehmen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung (ÜNB) als Teil des europäischen Verbundnetzes eine hohe Verantwortung und eine zentrale Rolle. Wichtige Voraussetzung hierfür ist eine enge und koordinierte Zusammenarbeit der deutschen ÜNB mit Übertragungsnetzbetreibern in anderen EU-Mitgliedstaaten in regionalen und europäischen Initiativen.

Den wesentlichen Rechtsrahmen für den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt und die Stromversorgungssicherheit der EU, sowie die hierfür notwendige Zusammenarbeit der ÜNB in regionalen sowie europäischen Initiativen, bilden unter anderem folgende Rechtsakte:

- i) Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (EBM-VO),
- ii) Richtlinie (EU) 2019/944 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt,
- iii) Verordnung (EU) 2019/941 über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor,
- iv) Verordnung (EU) 2019/942 zur Gründung einer Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden,
- v) Verordnung (EU) 2022/869 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur,
- vi) Verordnung (EU) 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts sowie die darauf aufbauende Durchführungsverordnung (EU) 1348/2014,
- vii) Verordnung (EU) 543/2013 über die Übermittlung und die Veröffentlichung von Daten in Strommärkten.

Artikel 59 der EBM-VO ermächtigt die Europäische Kommission delegierte Rechtsakte und Durchführungsverordnungen (Kommissionsleitlinien und Netzkodizes) im Strombereich zu erlassen. Diese Leitlinien und Netzkodizes verpflichten die ÜNB als zentrale Akteure im Strombereich zur Erarbeitung und Umsetzung harmonisierter Regeln und Verfahren für den Strommarkt, den Übertragungsnetzbetrieb sowie den Netzananschluss und sind die Voraussetzung für den Erfolg eines gemeinsamen Strombinnenmarktes. Die ÜNB wirken außerdem an der Entwicklung und Änderung von Netzkodizes und Kommissionsleitlinien mit. Hinsichtlich der Genehmigung von Netzkodizes oder ihrer Änderungen und Anpassungen sowie der auf ihrer Grundlage erarbeiteten Bedingungen und Methoden sind auch die Regelungen in der Verordnung (EU) 2019/942 zur Gründung einer Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden relevant.

Die Zusammenarbeit der ÜNB in europäischen Initiativen findet maßgeblich gemäß Artikel 28 EBM-VO über den Verband *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E), über die Gesellschaften gemäß Artikel 35 EBM-VO, oder, wo erforderlich, über vertraglich vereinbarte Kooperationen

¹ COM(2015) 80 final

statt. Dem deutschen Stromnetz kommt im europäischen Verbundsystem eine entscheidende Rolle zu, weshalb die aktive Beteiligung der deutschen ÜNB an der Zusammenarbeit der europäischen ÜNB in den jeweiligen Initiativen von zentraler Bedeutung ist.

Die vorliegende Freiwillige Selbstverpflichtung (FSV) regelt die regulatorische Kostenanerkennung hinsichtlich der Zusammenarbeit der ÜNB in regional grenzüberschreitenden und europäischen Initiativen, welche der Schaffung eines einheitlichen Elektrizitätsbinnenmarktes sowie der gemeinsamen Wahrnehmung der Verantwortung für die europäische Systemsicherheit dienen.

2 DEFINITION EUROPÄISCHER INITIATIVEN

Europäische Initiativen sind von grenzüberschreitendem Interesse. Die Zusammenarbeit hierbei erfolgt zwischen Übertragungsnetzbetreibern benachbarter Netzregionen innerhalb und außerhalb der EU, zwischen Mitgliedern von ENTSO-E, in bi- und multilateralen Kooperationen, sowie über gemeinsame Einrichtungen, welche die Übertragungsnetzbetreiber zur Erreichung der oben genannten Ziele förmlich und dauerhaft geschaffen haben.

Die ÜNB beteiligen sich an Verfahren zur Schaffung oder Änderung von Ermächtigungsgrundlagen sowie von Kommissionsleitlinien und Netzkodizes. Auf Grundlage der Kommissionsleitlinien und Netzkodizes entwickeln oder ändern die ÜNB außerdem, auf eigene Initiative oder auf Verlangen einer oder mehrerer nationaler Regulierungsbehörden bzw. der Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER), Bedingungen sowie Methoden und setzen diese auf europäischer, regionaler und nationaler Ebene um. Die Entwicklung, Umsetzung oder Änderung erfordert eine kontinuierliche Mitarbeit der Übertragungsnetzbetreiber in betreffenden Arbeits- und Entscheidungsgremien. Die ÜNB tragen dafür Sorge, dass individuelle betriebliche Voraussetzungen, welche zur Durchführung Europäischer Initiativen geschaffen werden müssen, umgesetzt werden. Dazu zählen zum Beispiel IT-Sicherheitsstandards, welche regelmäßigen Audits von ENTSO-E unterliegen, die Befähigung zur Überwachung von Marktaktivitäten, sowie die Einbindung in gemeinsame Kommunikationsstrukturen.

Soweit ab 2024 bis zu dem Basisjahr einer jeweiligen Regulierungsperiode nachhaltig neue nationale Aufgaben geschaffen werden, gehen die zugehörigen Kosten in die Basisjahraufwendungen für die jeweils nächste Regulierungsperiode ein, und sind ab Beginn der entsprechenden Regulierungsperiode nicht mehr Bestandteil einer künftigen FSV Kosten Europäischer Initiativen.

Zur Wahrung ihrer Rechte können die ÜNB gehalten sein, gegen Entscheidungen von Behörden oder Organen aufgrund von Gesetzen, Verordnungen, Kommissionsleitlinien, Netzkodizes, Bedingungen oder Methoden Rechtsbehelfsmittel einzulegen.

Die ÜNB beteiligen sich außerdem an grenzüberschreitenden Projekten von europäischem Interesse mit Projektpartnern aus mindestens zwei Mitgliedstaaten sowie Projekte von europäischem Interesse zur Bewirtschaftung von mindestens einer anderweitigen Grenze, in der Regel auf vertraglicher Basis. Derartige bi- oder multilaterale Kooperationen von gemeinsamem Interesse erfolgen in Abstimmung zwischen den betroffenen deutschen ÜNB mit der BNetzA. Hiermit verbundene Kosten werden auf Basis transparenter Kriterien zwischen den Projektpartnern geteilt. Eine Optimierung der Kostenbasis im Rahmen der Verrechnung von Kosten zwischen ÜNB, welche gesellschaftsrechtlich verflochten sind, ist nicht zulässig.

3 GEGENSTAND DER VERPFLICHTUNG

Die deutschen ÜNB verpflichten sich im Rahmen dieser FSV:

- alle sich aufgrund europarechtlicher Vorgaben ergebenden Verpflichtungen zur Mitarbeit in europäischen Initiativen, einschließlich regionaler Initiativen, zu erfüllen,
- die damit verbundenen Aufgaben untereinander koordiniert und effizient durchzuführen sowie sich diesbezüglich eng mit der nationalen Regulierungsbehörde abzustimmen,

- sich an der Gründung bzw. Erweiterung von in Gesetzen, Verordnungen, Kommissionsleitlinien, Netzkodizes, Bedingungen oder Methoden vorgesehenen Einrichtungen oder Kooperationen zur Wahrnehmung koordinierter Aufgaben zu beteiligen,
- zur Mitwirkung in regionalen und europäischen Arbeits- und Entscheidungsgremien, einschließlich der Gremien von ENTSO-E, der regionalen Koordinierungszentren, der Kapazitätsberechnungsregionen, der Netzbetriebsregionen und der Regelreservekooperationen,
- zur kosteneffizienten Entwicklung und dem Betrieb von Systemen und Anwendungen, insbesondere im Bereich der Informationstechnik, welche zur Wahrnehmung von Aufgaben in europäischen Initiativen sind,
- zur Beauftragung und Inanspruchnahme notwendiger externer Unterstützungsleistungen (z.B. Studien, Rechtsberatungen, Projektmanagement, Softwareentwicklung)
- oder zur Erbringung der Eigenleistungen für die Erfüllung der genannten Verpflichtungen, sofern diese schneller, effizienter oder effektiver ist.

4 VERFAHRENSBESCHREIBUNG

Die Inhalte einer europäischen Initiative werden in Form einer Verfahrensbeschreibung festgelegt und unter Verweis auf die dazugehörigen Rechtsgrundlagen näher beschrieben. Die europäischen Initiativen werden thematisch gruppiert und als Anlagen zu dieser FSV geführt.

Kosten, die sich nicht eindeutig einer bestimmten europäischen Initiative bzw. Anlage zuordnen lassen, werden gesondert in einer übergreifenden Anlage erfasst. Dies betrifft unter anderem Gebühren aus europäischen Verfahren, Kosten für Übersetzungen und Mitgliedsbeiträge.

Die Verfahrensbeschreibung kann sowohl ein oder mehrere Projekte als auch fortlaufende sonstige Aktivitäten umfassen. Projekte sind dadurch gekennzeichnet, dass sie einem klaren zeitlichen Verlauf folgen, welcher sich im Rahmen der Verfahrensbeschreibung in vier Phasen gliedern lässt:

- (1) „Definitionsphase“
umfasst typischerweise die Analyse der gesetzlichen und regulatorischen Vorgaben sowie das Erstellen einer Umsetzungsbeschreibung.
- (2) „Planungsphase“ oder auch „Designphase“
umfasst typischerweise die Planung, Entwicklung, Konsultationen sowie Beantragung der Genehmigung der betroffenen Verfahren und Prozesse.
- (3) „Umsetzungsphase“ oder auch „Implementierungsphase“
umfasst typischerweise die Ausgestaltung, lokale, regionale und europäische Implementierungen, den Probetrieb und die Inbetriebnahme von Verfahren und Prozessen.
- (4) „Abschlussphase“ oder auch „Übergang in den laufenden Betrieb“
umfasst typischerweise die Überführung von Verfahren und Prozessen unter Berücksichtigung von Überarbeitungen und Revisionen in operative Tätigkeiten.

Während des Betriebs von Verfahren und Prozessen werden stetig Verbesserungen und Weiterentwicklungen des Funktionsumfangs und wahlweise der Funktionstiefe umgesetzt. Diese entsprechen nicht dem üblichen laufenden Betrieb, sondern durchlaufen die vorherigen Projektphasen der Definition, Planung und Umsetzung, teils in reduzierter Form.

Darüber hinaus werden europäische Initiativen auch durch fortlaufende sonstige Aktivitäten der deutschen ÜNB unterstützt. Eine sonstige fortlaufende Aktivität ist dadurch gekennzeichnet, dass sie nicht den oben genannten Projektphasen unterliegt. Ein Beispiel hierfür bildet die fortlaufende, nicht-projektorientierte Zusammenarbeit der deutschen ÜNB in themenübergreifenden, dauerhaft angelegten Verbandsgremien. Fortlaufende sonstige Aktivitäten werden in der jeweiligen Verfahrensbeschreibung näher erläutert.

Mit dem Inkrafttreten dieser FSV erstellen die deutschen ÜNB einmalig alle notwendigen Plan-Anlagen mit Verfahrensbeschreibung zu den jeweiligen europäischen Initiativen. Falls während der Laufzeit dieser FSV eine (oder mehrere) europäische Initiative(n) hinzukommen, ordnen die deutschen ÜNB die jeweilige Initiative in Absprache mit der BNetzA einer Plan-Anlage zu, ergänzen diese entsprechend und senden die erweiterte Plan-Anlage zeitnah der BNetzA zu. Die entsprechenden Ist-Anlagen werden um die neuen europäischen Initiativen erweitert. Im Fall der (vorzeitigen) Beendigung einer europäischen Initiative wird diese nach der letzten Ist-Kostenmeldung aus der jeweiligen Ist-Anlage entfernt. Die Plan-Anlage wird sodann aktualisiert und der BNetzA übermittelt. Der aktuelle Stand aller europäischen Initiativen der deutschen ÜNB wird der BNetzA jährlich in den Ist-Anlagen dargelegt. Die Vorlage der Ist-Anlagen erfolgt zugleich mit der Vorlage des Regulierungskontoantrags für das jeweilige Vorjahr.

Die Mindestlaufzeit einer europäischen Initiative, um in diese FSV aufgenommen zu werden, beträgt grundsätzlich vier Monate. Ausnahmsweise können im Einzelfall, nach entsprechender Bestätigung der BNetzA, auch europäische Initiativen mit kürzerer Laufzeit in diese FSV aufgenommen werden.

5 TRANSPARENZ DER KOSTEN

5.1 ALLGEMEINE GRUNDSÄTZE

Zur Ermittlung der Höhe der nach dieser FSV ab der vierten Regulierungsperiode zu erstattenden Kosten ist der Gesamtaufwand nach neuer FSV für das Basisjahr zu bestimmen, also erstmalig für das Jahr 2021. Dieser wird als beeinflussbar im Ausgangsniveau gemäß § 6 Abs. 1 ARegV angenommen und legt den so genannten Sockelbetrag fest. Über die vorliegende FSV werden die über den Sockelbetrag hinausgehende Personal- und Sachkosten als so genannter Mehraufwand berücksichtigt.

Für ein einheitliches Vorgehen ab der vierten Regulierungsperiode werden die bisher gemäß Beschluss BK6-10-206 vom 21.10.2011 als wirksam verfahrensreguliert festgelegten und auf das aktuelle Basisjahr entfallenden Sachkosten fortan als beeinflussbar im Ausgangsniveau berücksichtigt. Die Ermittlung und Abgrenzung der Sachkosten haben stetig und für einen Dritten nachvollziehbar zu erfolgen.

Daneben wird der Anteil der Personalkosten des Basisjahres ermittelt, die bisher den Projekten und Aktivitäten nach dem Beschluss BK6-10-206 vom 21.10.2011 zuzuordnen sind. Der auf das Basisjahr entfallende Personalaufwand auf Basis von Mitarbeiteräquivalenten (MÄ) der in dieser FSV enthaltenen Projekten und Aktivitäten wird im Basisjahr einmalig festgestellt. Die Ermittlung und Abgrenzung der Personalkosten haben stetig und für einen Dritten nachvollziehbar zu erfolgen.

Die Summe aus den Sachkosten und den Personalkosten ergeben den sogenannten Sockelbetrag für die laufende Regulierungsperiode. Kosten, soweit sie über diesen Sockelbetrag hinausgehen, werden im Rahmen der Ermittlung der Erlösbergrenze als Plankosten angesetzt und gelten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. Die Erfassung des Mehraufwandes erfolgt für die FSV KEI gesamtheitlich, d.h. die Kosten werden über alle Anlagen summiert und der Sockelbetrag des Basisjahres anschließend abgezogen.

Bei einer nachträglichen Nichtanerkennung eines im Sockelbetrag enthaltenen Projektes bleibt dieser unverändert. Das nicht anerkannte Projekt wird mit dem im Sockelbetrag enthaltenen Betrag fortgeführt. Mögliche Mehrkosten für dieses Projekt finden im Weiteren jedoch keine Berücksichtigung.

Für den Fall, dass keine abweichende Kostenregelung gefunden wird, geht damit einher, dass die nicht im Rahmen der FSV KEI anerkannten Kostenbestandteile weiterhin in den übrigen beschiedenen Werten der beeinflussbaren Kostenbasis enthalten sind.

Die mit dieser FSV verbundenen Kosten, die gleichermaßen über den Kapitalkostenabgleich als Personalzusatzkosten oder andere regulatorische Mechanismen angezeigt werden können, werden nur einmal geltend gemacht. Aktivierte Kosten werden über den Kapitalkostenabgleich eingebracht und nicht über diese FSV.

Die Differenz zwischen den in der EOG angesetzten Mehrkosten auf Plankostenbasis sowie den tatsächlich entstandenen Mehrkosten auf Ist-Kostenbasis wird jährlich ermittelt und auf dem Regulierungskonto gemäß § 5 ARegV verbucht.

5.2 KOSTENDOKUMENTATION

Zur Kostendokumentation bilden und verwenden die ÜNB einen abgestimmten internen Kontenrahmen für die Projekte und Aktivitäten nach Muster der Anlagen. Die ÜNB dokumentieren die angefallenen Kosten so, dass jederzeit eine Überprüfung möglich ist. Der gesamte interne Personalaufwand für europäische Initiativen wird ab Beginn der 4. Regulierungsperiode per Stundenschreibung erfasst und auf Nachfrage der BNetzA anonymisiert unter Berücksichtigung von datenschutzrechtlichen Bestimmungen vorgelegt. Erlöse aus europäischen Initiativen sind auszuweisen und gegenzurechnen. Angefallene Ist-Kosten sind durch einen Wirtschaftsprüfer zu testieren.

5.3 KOSTENTRASPARENZ

Die Fortschritte und damit verbundenen Kosten der jeweiligen europäischen Initiativen werden der BNetzA transparent durch die ÜNB dargelegt.

Hierzu übersenden die ÜNB der BNetzA jährlich folgende Dokumente und Kosten in digitaler Form:

- Der Arbeitsplan der ENTSO-E für das Folgejahr ist bis zum 30.09. eines Jahres zu übersenden.
- Plankosten für das Folgejahr, einschließlich Personalkosten basierend auf den Mitarbeiteräquivalenten (MÄ) einer europäischen Initiative, sind spätestens zwei Werktage vor dem 01. Oktober des Vorjahres im Rahmen der Berichtspflichten der Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich der Bildung der vorläufigen und endgültigen Netzentgelte mitzuteilen. Die Planmehrkosten werden entsprechend als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenposition in der Erlösobergrenze der ÜNB in Ansatz gebracht.
- In den Folgejahren bis zum Projektende erfolgt eine jährliche Aufstellung der Ist-Kosten je ÜNB anhand der Anlagen und Initiativen. Die Testierung der Ist-Kosten eines Jahres ist bis zum 31.12. des Folgejahres gegenüber der BNetzA zu erbringen.
- Übersendung der Jahresabschlüsse der Gesellschaften zur Wahrnehmung europäischer Aufgaben (RCCs) erfolgt bis zum 31.12. des Folgejahres.
- Bei Institutionen (ENTSO-E, RCCs) erfolgt zudem die jährliche Mitteilung der nach dem Basisjahr neu abgeordneten bzw. dorthin beurlaubten Mitarbeitenden bis zum 31.12. des Folgejahres.

6 ÖFFNUNGSKLAUSEL

Eine Anpassung der FSV kann auf Antrag der ÜNB erfolgen, falls sich die zugrundeliegenden Umstände ändern. In diesem Falle gelten die Maßgaben dieser FSV jedoch fort, bis zur Aufhebung der entsprechenden nach § 29 Absatz 1 EnWG, § 32 Absatz 1 Nr. 4 i. V. m. § 11 Absatz 2 Satz 4 ARegV erlassenen Festlegung durch die Bundesnetzagentur. Unter den zugrundeliegenden Umständen werden auch gesetzliche, verordnungsrechtliche und/oder regulatorische Vorgaben verstanden.

ANLAGEN

| Anlage | Initiative |
|---|--|
| Anlage 1 Weiterentwicklung Strommärkte | Kapazitätsberechnungsregion Core |
| | Kapazitätsberechnungsregion Hansa |
| | Kooperation mit Nachbarstaaten |
| | Europäische Marktkopplung |
| | Markttransparenz |
| | Spezifische Marktinitiativen |
| | Systemausgleich |
| | Gebotszonenkonfiguration |
| Anlage 2 Gemeinsame Netzplanung | Unionsweiter Netzentwicklungsplan (TYNDP) |
| | Projekte von gemeinsamem Interesse |
| Anlage 3 Verbundsystem und Sicherheit | Betriebssicherheit |
| | Betriebsplanung |
| | Leistungs-Frequenzregelung |
| | Notzustand und Wiederaufbau |
| | Regionale Koordination mit RCCs |
| Anlage 4 Übergreifende Kosten | Mitgliedsbeiträge |
| | Übersetzungsdienstleistungen |
| | Europäische Verfahrensgebühren |
| | Compliance Monitoring |
| | Übergreifende Gremien |
| | Entwicklung neuer Netzkodizes und Leitlinien |

Freiwillige Selbstverpflichtung Kosten Europäische Initiativen (FSV KEI)

Anlage 1: Weiterentwicklung Strommärkte

Plananlage 2024 – 2028 (4. Regulierungsperiode (RP))

1. Inhalt

Die Inhalte dieser Anlage betreffen die Weiterentwicklung und Zusammenführung der europäischen Strommärkte. Diese werden im Wesentlichen auf Europäischer Ebene und in den einzelnen Kapazitätsberechnungsregionen und auch in spezifischen Marktinitiativen vorangetrieben. Hierzu gehören auch die notwendigen Aktivitäten im Bereich des Systemausgleichs und die Analysen zur Gebotszonenkonfiguration. Darüber hinaus werden die Anforderungen zur Markttransparenz abgedeckt.

2. Plan für die jeweilige Europäische Initiative

a. Kapazitätsberechnungsregion Core

(Beteiligte Unternehmen: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH)

In der Kapazitätsberechnungsregion Core (CCR Core) werden auf Basis der europäischen Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (2019/943), CACM (2015/1222), FCA (2016/1719), EB (2017/2195) und SO (2017/1485) Verordnungen für alle Zeitbereiche neue Kapazitätsberechnungsmethoden eingeführt, die regionale Koordination der Versorgungssicherheit gestärkt sowie einheitliche Regelungen für das Engpassmanagement (einschließlich Redispatch- und Countertrademaßnahmen) inklusive deren Kostenteilung entwickelt und laufend, auch durch Studien, verbessert. Die teilnehmenden Projektpartner sind Übertragungsnetzbetreiber, Strombörsen (NEMOs), Regionale Koordinierungszentren (RCCs), Serviceprovider wie z.B. das Auktionsbüro Joint Allocation Office (JAO) und externe IT- sowie Projektmanagement-Dienstleister.

Zur Abstimmung mit der Europäischen Kommission, nationalen Ministerien, ACER, nationalen Regulierungsbehörden sowie Marktparteien finden regelmäßige Treffen sowie Workshops statt.

Darüber hinaus ist es wahrscheinlich, dass die CCR Core um weitere Grenzen erweitert wird bzw. sich mit anderen Kapazitätsberechnungsregionen zusammenschließt. Seitens ACER wurden die Übertragungsnetzbetreiber zum Zusammenführen der Kapazitätsberechnungsregionen Core und Italy North aufgefordert. Dies wird neben einer möglichen Integration der FR-IT-Grenze sowie der CH-Grenzen in die Kapazitätsberechnungsregion Core voraussichtlich weitere Aufgaben nach sich ziehen.

Zentrale Aktivitäten der ÜNB in der CCR Core betreffen die (Weiter-)Entwicklung, Implementierung und Inbetriebnahme:

- Einer gemeinsamen Kapazitätsberechnung für die Zeitbereiche Langfrist, Day-Ahead, Intraday und Balancing
- Konzeption und Umsetzung der notwendigen Anpassungen im Rahmen der harmonisierten, marktbasierter Methode zur Reservierung von grenzüberschreitender Übertragungskapazität
- Der individuellen Validierung der grenzüberschreitenden Kapazität unter Berücksichtigung der Systemsicherheit und Potentiale der Engpassmanagement-Maßnahmen
- Einer gemeinsamen Methodik zur regionalen Koordination der Betriebssicherheit

- Einer gemeinsamen Engpassmanagement-Optimierung inklusive der zugehörigen Kostenteilung
- Der Prozesse zur Verteilung von Engpasserlösen und zur Vergütung langfristig vergebener Übertragungsrechte.

Essenziell ist darüber hinaus die Auswahl, Nominierung und Ausgestaltung der Zusammenarbeit mit den Kapazitätskoordinatoren und -berechnern CORESO und TSCNET.

Die Allokations- und Abwicklungsprozesse durch das JAO werden in Zusammenarbeit mit den ÜNB mit dem Ziel der Verbesserung der Zuverlässigkeit und der Effizienz weiterentwickelt.

Für all diese Projekte ist unter anderem die Durchführung eines kontinuierlichen und projektübergreifenden Stakeholder Managements notwendig. Außerdem kann es Bedarf für juristische Unterstützung geben.

Im Bereich der lastflussbasierten Marktkopplung steht die Weiterentwicklung der Pre-Coupling und Post-Coupling Prozesse des Core Flow Based Market Coupling (Core FB MC) im Vordergrund. Darüber hinaus wird auch im Langfristzeitbereich eine lastflussbasierte Kapazitätsallokation implementiert.

Folgende Punkte sind dabei besonders hervorzuheben:

a 1. Betreffend das Core FB MC Pre-Coupling

- DACC - Day-ahead Capacity Calculation
- Core NECRA Editor („Network Elements, Contingencies, Remedial Actions“) betrifft hauptsächlich die Verwaltung der CBCO- Listen und Entwicklung eines gemeinsamen Generation and Load Shift Key (GLSK) Tools
- IDCC - Intraday Capacity Calculation
- LTCC - Long Term Capacity Calculation (inkl. Post-Coupling mit JAO) und Splittingrules
- Aufgaben aus der EB-VO einschließlich BTCC - Berechnung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität innerhalb des für den Austausch von Regularbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereichs
- Post-Inbetriebnahme-Studien für alle Zeitbereiche: GLSK, Advanced Hybrid Coupling (AHC), ECs/ACs Effectiveness and Continuation, FRM Assessment, Coordinated Validation and CNEC Selection
- Loopflow-Studie
- Umstellung auf CGMES - Common Grid Model Exchange Standard
- ROSC - Regional Operational Security Coordination
- Kostenteilung/Cost Sharing für Redispatch und Countertrade
- Werkzeuge zur lokalen Validierung in allen Zeitbereichen (DAVINCY, IDAVINCY und weitere)
- Umstellung auf Advanced Hybrid Coupling.

a 2. Betreffend das Core FB MC Coupling und Post-Coupling

- Day-ahead Market Coupling mit Strombörsen
- Intraday Market Coupling mit Strombörsen
- Intraday-Auktionen
- Balancing Timeframe Market Coupling mit Strombörsen
- Congestion Income Distribution System zur Aufteilung der Engpasserlöse
- Anpassung des Fahrplanmanagements an die neuen Prozesse
- Einführung grenzüberschreitender 15min -Cross-Border Produkte.

b. Kapazitätsberechnungsregion Hansa

(Beteiligte Unternehmen: 50Hertz Transmission GmbH, TenneT TSO GmbH)

In der Kapazitätsberechnungsregion Hansa (CCR Hansa) werden für alle Zeitbereiche neue Kapazitätsberechnungsmethoden (CCM) auf Basis der CACM-Verordnung, FCA-Verordnung und SO-Verordnung eingeführt, die regionale Koordination der Versorgungssicherheit gestärkt sowie einheitliche Regelungen für Redispatch- und Countertrade Maßnahmen inklusive deren Kostenteilung entwickelt und laufend, auch durch Studien, verbessert. Die teilnehmenden Projektpartner sind Übertragungsnetzbetreiber, Strombörsen (NEMOs), Regionale Koordinierungszentren (RCCs) sowie andere Serviceprovider wie z.B. das Auktionsbüro JAO.

Auf Basis der Hansa CCM erfolgt sukzessive die Implementierung einer koordinierten Kapazitätsberechnung für den Day-Ahead- sowie den Intraday-Zeitbereich für die CCR Hansa. In der aktuellen, zweiten Implementierungsphase übernehmen beide RCCs der CCR Hansa, TSCNET und Nordic RCC, die Koordination und Berechnung der grenzüberschreitenden Handelskapazitäten benachbarter Hansa-ÜNB. Neben der anschließenden Validierung vorliegender Kapazitätswerte erfolgt zukünftig auch die Übermittlung der grenzüberschreitenden Kapazität unter Berücksichtigung etwaiger Restriktionen durch die RCCs direkt an die NEMOs bzw. die Börsen. Im Rahmen der allgemeinen Harmonisierung der Berechnungs-, Backup und Fallback- Prozesse innerhalb der CCR Hansa, erfolgen parallel die notwendigen Anpassungen lokaler sowie zentraler (IT-) Systeme der ÜNBs und RCCs.

Folgende Punkte sind dabei besonders hervorzuheben:

b1. Betreffend das Pre-Coupling

- DACC - Day-ahead Capacity Calculation
- IDCC - Intraday Capacity Calculation
- LTCC - Long Term Capacity Calculation (inkl. Post-coupling mit JAO)
- Aufgaben aus der EB-VO einschließlich BTCC - Berechnung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität innerhalb des für den Austausch von Regelarbeit oder die Durchführung des IN-Verfahrens relevanten Zeitbereichs
- Umsetzung und Konzeption der notwendigen Anpassungen im Rahmen der harmonisierten, marktbasierter Methode zur Reservierung von grenzüberschreitender Übertragungskapazität
- Umstellung auf CGMES - Common Grid Model Exchange Standard
- ROSC - Regional Operational Security Coordination
- CACM - Koordination Redispatch und Countertrade
- Kostenteilung für Redispatch
- Werkzeuge zur lokalen Validierung in allen Zeitbereichen
- Congestion Income Distribution System zur Aufteilung der Engpasserlöse
- Umstellung auf Advanced Hybrid Coupling.

b 2. Betreffend das Post-Coupling

- Day-ahead Market Coupling mit Strombörsen
- Intraday Market Coupling mit Strombörsen
- Intraday Auktionen
- Balancing Timeframe Market Coupling mit Strombörsen
- 15min Produkte.

c. Kooperation mit Nachbarstaaten

(Beteiligte Unternehmen: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH)

Im Rahmen dieser Initiative werden Themen zur Kapazitätsvergabe, technische Fragestellungen zur Übertragungskapazität an den Gebotszonengrenzen sowie Redispatchverträge behandelt. Darunter fallen z.B.

- Eine Studie zur Erhöhung der technischen Übertragungskapazität an der Gebotszonengrenze DE/LU-PL in Kooperation mit PSE
- Koordinierte Kapazitätsberechnung an der Grenze DE-CH für alle Zeitbereiche und deren Vergabe in expliziten Auktionen in Langfrist- und Tagesauktionen durch JAO und kontinuierliche, explizite Vergabe über eine von der Deutschen Börse betriebene Plattform
- Die Kooperation mit der Schweiz und der daraus resultierende Redispatchvertrag zwischen Deutschland und der Schweiz einschließlich der Kosten für die Verfahrensentwicklung.

d. Europäische Marktkopplung

(Beteiligte Unternehmen: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH)

Die hier dargestellten Aktivitäten und Projekte umfassen im Wesentlichen die Initiativen zur Umsetzung der relevanten Vorgaben zur Marktkopplung und zu Langfristauktionen aus der CACM- sowie der FCA-Verordnung. Dazu gehören insbesondere die Einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung (SDAC) sowie die Einheitliche Intraday-Marktkopplung (SIDC). Diese gemeinsam von den europäischen Übertragungsnetzbetreibern und Strombörsen getragenen Projekte stellen den Kern des europäischen Binnenmarktes für Strom dar und verknüpfen mittels impliziter Allokation die Strommärkte der europäischen Mitgliedsstaaten mit der Kapazitätsvergabe an den Gebotszonengrenzen. Beide Projekte werden unter der Market Coupling Steuerungsgruppe (MCSC) auch langfristig Weiterentwicklungen erfahren, etwa durch die Einführung von Intraday-Auktionen (IDAs), der europaweiten Umstellung des Day Ahead-Marktes auf Viertelstundenprodukte, der Ertüchtigung der Intraday-Marktkopplung für eine lastflussbasierte Allokation und der vollständigen Integration weiterer Interkonnektoren (beispielsweise DE-SE4 im Intradaymarkt oder die Einbindung Irlands). Vorgesehen ist auch die Ausweitung der Marktkopplung auf die Mitgliedsstaaten der Energy Community im Rahmen der Erweiterung des Energiebinnenmarktes auf die Staaten des Westbalkans, auf Moldawien und auf die Ukraine.

Darüber hinaus werden die expliziten Allokationen durch das Auktionsbüro JAO vorgenommen. Im Auftrag der europäischen Übertragungsnetzbetreiber werden Monats- und Jahresrechte auf einer einheitlichen Vergabepattform (Single Allocation Platform/SAP) und im Einklang mit den Anforderungen aus der FCA-Verordnung versteigert, überwiegend in Form von Financial Transmission Rights.

Hierdurch erhalten alle Marktteilnehmer einen Zugriff auf Hedging-Instrumente, also zur langfristigen Absicherung gegen Preisdifferenzen zwischen europäischen Gebotszonen. Darüber hinaus werden auch Kapazitäten im Day Ahead-Zeitbereich an den Außengrenzen des europäischen Strombinnenmarktes explizit versteigert.

Folgende Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber und Strombörsen sind dabei besonders hervorzuheben:

- Betrieb und Weiterentwicklung Einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung (SDAC)
- Betrieb und Weiterentwicklung Einheitliche Intraday-Marktkopplung (SIDC)

- Betrieb und Weiterentwicklung Day-Ahead-Simulation-Facility
- Implementierung Intraday-Auktionen (IDA)
- Implementierung 15 Minuten Market Time Unit (15' MTU) im Day-Ahead-Markt
- Stakeholder Management (u.a. Market Coupling Consultative Group)
- Allokation der Monats- und Jahresrechte auf der Single Allocation Platform (SAP)
- Ertüchtigung der Langfristauktionen für eine lastflussbasierte Allokation
- Explizite Kapazitätsallokation an den Außengrenzen des europäischen Strombinnenmarkts (u.a. an der deutsch-schweizerischen Grenze).

e. Markttransparenz

(Beteiligte Unternehmen: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH)

Die hier dargestellten Aktivitäten und Projekte umfassen die europäischen Aktivitäten der ÜNB im Bereich der Markttransparenz. Dazu gehören im Wesentlichen die Anforderungen bezüglich Veröffentlichungs- und Meldepflichten auf Transparenzplattformen. Diese resultieren aus Europäischen Verordnungen sowie den Anforderungen aus der REMIT-Verordnung (Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency), der MiFID-Richtlinie (Markets in Financial Instruments Directive) und der EMIR-Verordnung (European Market Infrastructure Regulation).

Folgende Punkte sind dabei besonders hervorzuheben:

- Veröffentlichungs- und Meldepflichten auf Transparenzplattformen
- Meldungen nach Art. 8 REMIT-VO
- Veröffentlichung von Insider-Informationen nach Art. 4 REMIT-VO
- Datenmeldungen unter MiFID und EMIR
- Marktüberwachungs- und Meldeverpflichtungen nach Art. 15 REMIT-VO
- REMIT Compliance System
- REMIT Gebühren an ACER nach Art. 8 REMIT-VO.

f. Spezifische Marktinitiativen

(Beteiligte Unternehmen: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH)

Die hier dargestellten Initiativen beziehen sich auf einzelne Grenzen oder spezifische regionale Kooperationen. Diese Aktivitäten sind nicht den Aufgaben der Kapazitätsberechnungsregionen zugeordnet und werden daher separat aufgeführt. Dazu gehören z.B. das Garantieren von Mindestkapazitäten an der Grenze DE/DK, oder auch die Erfüllung der Vorgaben aus der EBM-Verordnung bezüglich Mindestkapazitäten für grenzüberschreitenden Handel (minRAM) und der Ermöglichung grenzüberschreitender Beteiligung an Kapazitätsmechanismen.

Folgende Punkte sind dabei besonders hervorzuheben:

- Expliziter Zugang Intraday DE / FR
- CACM Pentilateral Coordination Group Meetings
- Pentilateral Energy Forum (PLEF)

- Garantierte Mindestkapazitäten an der Grenze Deutschland – Dänemark
- Bereitstellung von zonenübergreifender Mindesthandelskapazität der EU-Strommarkt-VO des Clean Energy Package (“70%-Vorgabe”). Dies umfasst auch die Entwicklung und Anpassung der erforderlichen Monitoringtools.
- Grenzüberschreitende Beteiligung an Kapazitätsmechanismen

g. Systemausgleich

(Beteiligte Unternehmen: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH)

Die EB-Verordnung setzt technische, betriebliche und marktbezogene Rahmenbedingungen für die Funktionsweise der Regelreservemärkte im Elektrizitätsversorgungssystem in der gesamten EU, z. B. regelt sie die Harmonisierung der Beschaffung von Systemdienstleistungen und zur Saldierung von Ungleichgewichten.

Folgende Punkte sind dabei besonders hervorzuheben:

- Aktivitäten zur Marktüberwachung
- Betrieb und Weiterentwicklung von Regelarbeitsplattformen wie IGCC, PICASSO und MARI einschließlich der Anbindung an das Capacity Management Module (CMM) und der Integration von Hochspannungsgleichstromübertragungsleitungen (HGÜs)
- Betrieb und Weiterentwicklung der finanziellen Kompensation des ungewollten Austauschs
- Erarbeitung und Erweiterung von Methoden aus dem Umfeld der EB-Verordnung (z.B. für die harmonisierte Kapazitätszuweisung für Regelreserve oder der Ausgleichsenergiepreis-Systematik)
- Aufbau, Betrieb und Weiterentwicklung von Regelleistungskooperationen (z.B. FCR-Kooperation zur gemeinsamen FCR- Beschaffung, ALPACA oder SRL-Kooperation DE/AT) gemäß EB-Verordnung
- Umsetzung der harmonisierten, marktbasierter Methode zur Reservierung von grenzüberschreitender Übertragungskapazität gem. Art. 41 EB-VO
- Anpassungen der sog. Terms and Conditions für Balance Responsible Partys (BRPs) und Balance Service Provider (BSPs) (u.a. Bilanzkreisvertrag)
- Abrechnungssysteme neuer Regelleistung-Modelle
- Anpassung der IGCC Abrechnung von Viertelstunden auf sekundliche Preise (Cross Border Marginal Price (CBMP) von PICASSO)
- (Wieder-) Präqualifikation von Bestandsanlagen
- Betrieb und Weiterentwicklung der PQ-Datenbank
- Etablierung von regelzonenübergreifender Besicherung für PRL
- Umstellung ungewollter Austausch auf Regelarbeitspreisindizes.

h. Gebotszonenkonfiguration

(Beteiligte Unternehmen: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH)

Die hierunter fallenden Aktivitäten haben Bezug zur zukünftigen Ausgestaltung der Gebotszonenkonfiguration. Speziell die „Bidding Zone Study“ und auch der „Technical Report“ sind in diesem Zusammenhang relevant.

Freiwillige Selbstverpflichtung Kosten Europäische Initiativen (FSV KEI)

Anlage 2: **Gemeinsame Netzplanung**

Plananlage 2024 – 2028 (4. Regulierungsperiode (RP))

1. Inhalt

Die Inhalte dieser Anlage betreffen die Entwicklung, Optimierung und Betreuung des unionsweiten Netzentwicklungsplans (Ten-Year Network Development Plan, TYNDP) sowie der Projekte von gemeinsamem Interesse (Project of Common Interest, PCI) bzw. den Projekten von gegenseitigem Interesse (Projects of Mutual Interest, PMI) mit Beteiligung deutscher Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB).

Der alle zwei Jahre von ENTSO-E veröffentlichte TYNDP wird kontinuierlich weiterentwickelt und um neue Prozesse bzw. Verfahren wie z.B. den unionsweiten Offshore-Netzentwicklungsplan (Offshore Network Development Plan, ONDP) ergänzt. Ebenfalls alle zwei Jahre entscheidet die Europäische Kommission (EC) auf Basis strukturierter Auswahlprozesse, welche Projekte den Status als PCI bzw. PMI bekommen.

Dafür werden Projekte zunächst von den Vorhabenträgern beworben und der Fortschritt bei Erhalt des Status von ACER regelmäßig überwacht.

Weitere Prozesse, die in der Verordnung (EU) 2022/869 (TEN-E-Verordnung) definiert sind, werden abgedeckt. Dies umfasst insbesondere internationale Anträge auf Kostenbeteiligung (Cross-Border Cost Allocation, CBCA) und die Bereitstellung von Daten an ACER zur Erstellung eines Berichtes zum Vergleich von Investitionskosten pro Einheit (Unit Investment Costs, UIC).

2. Plan für die jeweilige Europäische Initiative

a. Unionsweiter Netzentwicklungsplan (TYNDP)

(Beteiligte Unternehmen: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH)

Unter diese Initiative fallen die Aktivitäten, die sich aus der TEN-E-Verordnung und der EBM-Verordnung zur europäischen Netzplanung ableiten. Diese Prozesse zur Ausarbeitung des TYNDP als auch dessen methodische Weiterentwicklung umfassen insbesondere:

- Die Identifikation der Bedarfe aus Systemsicht (Identification Of System Needs- IoSN),
- Kosten-Nutzen-Analysen (Cost-Benefit-Analysis - CBA),
- Szenarientwicklung bei ENTSO-E und ENTSOG,
- Simulationen/Bewertungen im TYNDP-Prozess,
- Entwicklung des Offshore Network Development Plans (ONDP).

Im Rahmen des TYNDP werden zudem konkrete Entwicklungen von Interkonnektor-Projekten, in Abstimmung mit den europäischen Partnern, vorgenommen.

b. Projekte von gemeinsamem Interesse (PCI)

(Beteiligte Unternehmen: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH)

Die ÜNB betreuen als Vorhabensträger alle zwei Jahre den Nominierungs-, Bewertungs- und Auswahlprozess der EC zur Bestimmung der unionsweiten PCI/PMI-Listen. Sowohl die Abwicklung dieser Prozesse als auch die geforderten CBA für beantragte Projekte sind mit Aufwand verbunden. Zusätzlich werden für die bestätigten PCIs bzw. PMIs jährlich u. a. projektspezifische Daten durch ACER erhoben, die die Grundlage für einen umfassenden jährlichen Monitoringbericht darstellen.

Auch fällt die Betreuung von Anträgen auf Kostenbeteiligung an PCIs bzw. PMIs unter diese Initiative. Die TEN-E-Verordnung sieht vor, dass betroffene ÜNB in einem solchen Antragsprozess konsultiert werden und für Rückfragen von Behörden zur Verfügung stehen. Auch betreuen die ÜNB die, sich aus der TEN-E-Verordnung ergebenden, spezifischen Kosten-Nutzen- und Kostenteilungsmaßnahmen zur Umsetzung integrierter Offshore-Netzentwicklungspläne. Zusätzlich erfolgt alle drei Jahre eine Datenabfrage an alle europäischen ÜNB durch ACER zur Erstellung eines UIC-Berichts.

Freiwillige Selbstverpflichtung Kosten Europäische Initiativen (FSV KEI)

Anlage 3: **Verbundsystem und Sicherheit**

Plananlage 2024 – 2028 (4. Regulierungsperiode (RP))

1. Inhalt

Die deutschen ÜNB engagieren sich in den nachfolgend genannten Projekten und Maßnahmen für die langfristige Sicherstellung der Versorgungssicherheit. Diese Projekte und Maßnahmen sind Regionen übergreifend, sodass eine strikte Zuordnung zu einer Region nicht möglich ist.

2. Plan für die jeweilige Europäische Initiative

a. Betriebssicherheit

(Beteiligte Unternehmen: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH)

Für die Gewährleistung eines sicheren Systembetriebes ist die Entwicklung gemeinsamer Bestimmungen für den unionsweiten Netzbetrieb aus SO-Verordnung entscheidend. Hierunter sind insbesondere Maßnahmen zur Sicherstellung des Datenaustausches auf der Schnittstelle zu anderen ÜNB, VNB und Erzeugern enthalten. Weiterhin ist hierunter zum Beispiel die Überwachung und Bewertung der dynamischen Stabilität zu nennen. Hierbei geht es sowohl um Harmonisierungen von Methoden und Datenmodellen als auch um die Einführung von Analyse-Tools für die Betriebsplanung und den Echtzeitbetrieb.

Folgende Punkte sind dabei besonders hervorzuheben:

- Überwachung und Bewertung der Kurzschlussfestigkeit gemäß SO-Verordnung
- Überwachung und Bewertung der dynamischen Stabilität, u.a. Online- und Offline Stabilitätsbewertung gemäß SO-Verordnung einschließlich der Harmonisierung von Methodik und Datenmodellen
- Einführung von Dynamischen Stabilitätsanalyse (DSA)-Tools in die Betriebsplanung und in den Echtzeitbetrieb
- Überwachung der Netzanschlussregelkonformität von Kundenanlagen und Bewertung der Netzurückwirkungen und der Umrichterstabilität durch Messung an Kundenanschlüssen und Offline Stabilitätsberechnungen
- Laufender Betrieb und Funktionserweiterung ENTSO-E-wide Awareness System (EAS)
- Sicherstellung des Datenaustausches gemäß SO-Verordnung (für GLDPM und ERRP) auf den Schnittstellen zu VNB und Erzeugern
- Erweiterung und Anpassung des bestehenden Datenaustauschs operativ benötigter Daten mit benachbarten ÜNB, unterlagerten VNB und signifikanten Netznutzern aufgrund der Vorgaben aus dem Clean Energy Paket (CEP) sowie der Wechselwirkung zu den Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes im Zuge des in 2019 in Kraft getretenen Gesetzespaketes zur Netzausbaubeschleunigung (NABEG)
- Monitoring, Dokumentation und Durchführung von Tests entsprechend des Testplans zur Sicherstellung der Konformität von Anlagen
- Redispatch-Ermittlungs-Server (RES) und Redispatch-Abwicklungs-Server (RAS)

- Aus- und Weiterbildungskosten in Zusammenhang mit europäischen ÜNB insbesondere hinsichtlich europäisch genutzter Anwendungen (z.B. EAS, iDAVinCy, AMICA).

b. Betriebsplanung

(Beteiligte Unternehmen: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH)

Der Systembetrieb bedingt eine sichere und vorausschauende Betriebsplanung. Hierunter fällt die Durchführung der Betriebssicherheitsanalyse für die unterschiedlichen Zeitbereiche. So muss die koordinierte Betriebssicherheitsanalyse z.B. um eine probabilistische Risikobewertung bis 2027 erweitert werden. Zur Umsetzung der regionalen Koordination der Betriebssicherheit auf europäischer Ebene müssen gemeinsame Netzmodelle (CGM) von den ÜNB entwickelt und kontinuierlich die Eingangsdaten (Prognosen der erneuerbaren Energien, Planungsdaten, Stammdaten) verbessert werden. Auch die Weiterentwicklung der Methoden zur Versorgungssicherheitsbewertung (ERAA-Prozess) entsprechend der ACER-Anforderungen sowie saisonale Abschätzungen gehören zu diesem Themenkomplex.

Folgende Punkte sind dabei besonders hervorzuheben:

- Umsetzung der Generation and Load Data Provision Methodology (GLDPM) und der Common Grid Model Methodology (CGMM) hinsichtlich ÜNB- Prozessen auf europäischer Ebene
- Gemeinsame Berechnung der außergewöhnlichen Ausfallvarianten gemäß der Methode zur Koordinierung der Betriebssicherheitsanalyse
- Erstellung und Umsetzung einer Methodik für die koordinierte Netzsicherheitsanalyse
- Erweiterung der Methodik für die koordinierte Netzsicherheitsanalyse um eine probabilistische Risikobewertung bis 2027
- Aufbau einer kurz- und mittelfristigen Leistungsbilanzanalyse, sowohl national, als auch regional in Zusammenarbeit mit den RCC
- Entwicklung eines Tools zur Umsetzung der nach SO-Verordnung geforderten Leistungsbilanz der Regelzone im Day-ahead (DA) und Intraday (ID) Zeitbereich
- Erweiterung bestehender Betriebskonzepte zur koordinierten Blindleistungsprognose und Spannungshaltung
- Umsetzung der regionalen Sicherheitskoordination
- Einrichtung und Betrieb eines Operational Planning Data Environment (OPDE) einschließlich Physical Communication Network (PCN)
- Weiterentwicklung und Durchführung des ERAA-Prozesses sowie Erstellung der Seasonal Outlooks entsprechend ACER-Anforderungen
- Einführung Betriebsplanungsprozess zu Spannungshaltung einschließlich der Etablierung eines Blindleistungsmarkts.

c. Leistungs-Frequenzregelung

(Beteiligte Unternehmen: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH)

Die Leistungs-Frequenz-Regelung stellt durch den Einsatz von Regelreserve eine ausgeglichene Systembilanz sicher. EBM-Verordnung, SO-Verordnung und EB-Verordnung beinhalten umfangreiche Vorgaben, die in diesem Zusammenhang von den ÜNB einzuhalten und in den Prozessen und Tools zu berücksichtigen sind. Hierbei sind insbesondere Aktivitäten im Zusammenhang mit der Dimensionierung der Regelleistung, die Stabilisierung und Verbesserung der Leistungs-Frequenz-Regelung, dem Monitoring der Prozesse und Tools sowie die Einhaltung der geforderten Zielparameter zu nennen. Ebenfalls enthalten sind Vorgaben zum Betrieb des gemeinsamen Leistungsfrequenz-Regelblocks Deutschland/Dänemark-West/Luxemburg, der zugehörigen Leistungsfrequenz-Regelzonen sowie des Synchrongebiets Kontinentaleuropa. Als Synchrongebietsbeobachter (Synchronous Area Monitor, SAM) entstehen dabei zusätzliche Aufgaben.

Folgende Punkte sind dabei besonders hervorzuheben:

- Betrieb, Weiterentwicklung und Härtung des Verfahrens zur dynamischen Dimensionierung der Regelleistung für Frequenzwiederherstellungsreserven unter Berücksichtigung der Anforderungen der SO-Verordnung
- Entwicklung und Umsetzung eines Verfahrens zur probabilistischen Dimensionierung der Primärregelleistung unter Berücksichtigung der Anforderungen der SO-Verordnung
- Weitere Anforderungen aus der SO-Verordnung sowie zugehöriger Präzisierungen aus dem SAFA bezüglich der Leistungs-Frequenz-Regelung
- Adaptierung, Erweiterung, Harmonisierung und Stabilisierung der Funktionsweise der Leistungs-Frequenz-Regelung
- Umsetzung der Anforderungen zum Online- und Offline-Monitoring der Eingangs- und Ausgangsdaten des Leistung-Frequenz-Reglers einschließlich der Aufgaben aus dem Umfeld des Synchronous Area Monitors (SAM)
- Umsetzung der Anforderungen zum Online- und Offline-Monitoring der Regelleistungsanbieter
- Einhaltung der Frequenz und Area Control Error (ACE)
- Sicherstellung der geforderten Qualität, Zuverlässigkeit und Redundanz der Eingangsgrößen der Leistungs-Frequenz-Regelung.

d. Notzustand und Netzwiederaufbau

(Beteiligte Unternehmen: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH)

Maßnahmen zum Systemschutz sind für die ÜNB verpflichtend durch die ER-Verordnung vorgeschrieben. Ziel hierbei ist es, das Energiesystem robuster gegenüber Störungen zu machen und somit die Wahrscheinlichkeit eines Blackouts zu verringern. Dazu muss regelmäßig der Systemschutzplan der Netzbetreiber angepasst werden, um den aktuellen Netzsituationen Rechnung zu tragen. Speziell muss hierbei der automatische Unterfrequenzlastabwurf regelmäßig angepasst werden, bzw. auch in der Umsetzung überwacht werden. Weiter spielt die Härtung der schwarzfallfesten Kommunikationswege eine zentrale Rolle, um beispielsweise im Falle von Großstörungen die Handlungsfähigkeit der Netzbetreiber gewährleisten zu können.

Folgende Punkte sind dabei besonders hervorzuheben:

- Maßnahmen zur Erweiterung der bestehenden Infrastrukturen zur schwarzfallfesten Daten- und Sprachkommunikation
- Umsetzung des Unterfrequenzlastabwurfs (UFLA)
- Anpassungen an den Systemschutzplänen (z.B. automatische Konzepte zur Überfrequenz- und Unterfrequenzregelung, automatische Funktionalitäten zur Verhinderung von Spannungszusammenbrüchen)
- Anpassungen an den Netzwiederaufbauplänen
- Umsetzung und Weiterentwicklung des Lastfolgebetriebes einschließlich der Schaffung aller technischen Voraussetzungen und notwendiger Softwareunterstützungen.

e. Regionale Koordination mit RCCs

(Beteiligte Unternehmen: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH)

Die regionalen Koordinierungszentren (RCCs) sowie das Security Service Centre (SSC) stützen die gemeinschaftlichen Prozesse der Übertragungsnetzbetreiber. Entsprechende Kompetenzen und Ressourcen müssen zunächst aufgebaut, und die jeweiligen Aufgaben und Verantwortlichkeiten weiter ausgestaltet werden, welche den RCCs durch die Elektrizitätsbinnenmarkt Verordnung (EBM VO) übertragen werden.

Folgende Aufgaben sind durch die RCCs zu erbringen:

- Koordinierte Kapazitätsberechnung
- Koordinierte Sicherheitsanalyse
- Common Grid Model
- Kohärenz der Systemschutz- und Netzwiederaufbaupläne
- Regionale Prognosen zur Angemessenheit des Stromsystems
- Koordinierung der Nichtverfügbarkeitsplanung
- Ausbildung und Zertifizierung des Personals
- Unterstützung der Koordinierung und Optimierung des regionalen Netzwiederaufbaus
- Betriebs- und Störungsanalyse inklusive Berichterstattung
- Bestimmung der Höhe der Reservekapazität in der Region
- Erleichterung der regionalen Beschaffung von Regelleistung
- Unterstützung bei Abrechnungsoptimierung
- Ermittlung regionaler Elektrizitätskrisenszenarien
- Saisonale Abschätzungen zur Angemessenheit der Stromerzeugung
- Berechnung des Werts der maximalen Eintrittskapazität
- Unterstützung bei Bedarfsermittlung an neuen Übertragungskapazitäten/Modernisierung/Alternativen.

Freiwillige Selbstverpflichtung Kosten Europäische Initiativen (FSV KEI)

Anlage 4: **Übergreifende Kosten**

Plananlage 2024 – 2028 (4. Regulierungsperiode (RP))

1. Inhalt

Diese Anlage umfasst alle übergreifenden Kosten, die nicht eindeutig einer der Initiativen in den anderen Anlagen zugeordnet werden können oder mehrere Initiativen betreffen.

2. Plan für die jeweilige Europäische Initiative

a. Mitgliedsbeiträge

(Beteiligte Unternehmen: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH)

Zur Wahrnehmung und sachgerechten Umsetzung seiner Aufgaben, die sich auf der Grundlage des Unionsrechts ergeben, erhebt der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E Mitgliedsbeiträge von den Übertragungsnetzbetreibern. Aufgrund der zunehmenden internationalen Kooperation und dem wachsenden rechtlichen, technischen und energiewirtschaftlichen Aufgabenspektrum, unterliegen die Mitgliedsbeiträge einem kontinuierlichen Anstieg. Die Mitgliedsbeiträge werden regelmäßig von der Mitgliederversammlung der ENTSO-E im Oktober für das jeweils folgende Jahr festgelegt.

b. Übersetzungsdienstleistungen

(Beteiligte Unternehmen: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH)

Für die Genehmigung der aus den Network Codes resultierenden europäischen Methoden durch die nationalen Regulierungsbehörden ist eine Übersetzung der jeweiligen Methode in die Landessprache notwendig. Die Organisation der Übersetzung und die zugehörige Übersendung an die Bundesnetzagentur erfolgt in Deutschland durch die ÜNB.

Darüber hinaus ergeben sich ggf. Übersetzungsarbeiten aus anderen gesetzlichen Verpflichtungen auf Grundlage des Unionsrechts, z.B. Erstellung eines Compliance-Berichtes zu den verfügbaren grenzüberschreitenden Kapazitäten gemäß Artikel 15 der EBM-Verordnung.

c. Europäische Verfahrensgebühren

(Beteiligte Unternehmen: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH)

Das Unionsrecht verpflichtet die ÜNB zur Entwicklung von gemeinsamen Regeln und koordinierten Prozessen. Darauf bezogene Amtshandlungen (Genehmigungen) stellen gebührenpflichtige Leistungen dar. Aufgrund der Einreichung zur Genehmigung von aus den Network Codes resultierenden europäischen Methoden sowie einhergehender Änderungsanträge an ACER, wird ein entsprechendes

Verwaltungsverfahren durchlaufen, welches zu einem gewissen Prüfungsaufwand und Verfahrensgebühren/Gebührentatbestand führt.

d. Compliance Monitoring

(Beteiligte Unternehmen: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH)

Die Einhaltung der aktuellen und zukünftigen regulatorischen Vorgaben auf europäischer Ebene wird regelmäßig überprüft. Bei ENTSO-E wird der Umsetzungsstatus des Unionsrechts auditiert und gegebenenfalls werden Anpassungen eingefordert. Dies betrifft z.B. die Überprüfung der Einhaltung der Operational Frameworks unter SO-Verordnung und ER-Verordnung. Interne Prozesse müssen entsprechend kontinuierlich hinsichtlich der Konformität zu gültigen Anforderungen überarbeitet und bedarfsgerecht angepasst werden. Zudem finden innerhalb der ENTSO-E Regional Group Continental Europe jährliche Assessments zu den Policies des sog. SAFA (Synchronous Area Framework Agreement) statt. Die Steuerung dieser Assessments und Audits sowie das Sammeln der entsprechenden Expertise erfordert personelle Ressourcen seitens der ÜNB.

e. Übergreifende Gremien

(Beteiligte Unternehmen: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH)

Im Rahmen der gesetzlich verpflichtenden Mitwirkung in regionalen Gremien und bei ENTSO-E entstehen den Übertragungsnetzbetreibern insbesondere Reisekosten.

Bei der zunehmenden Komplexität und der Anzahl der existierenden Gremien in Europa (wie z.B. ENTSO-E, CCRs, Central SOR und RCCs) ist eine aktive Koordinierung relevanter Gremien notwendig. Dazu gehören z.B. die Verfolgung der Gremienarbeit, Vorbereitung von Meetings, Gestaltung von Übersichten, Aufbereitung von strategischen Fragestellungen und Organisation von notwendigen Abstimmungen. Dafür benötigen die ÜNB entsprechende Ressourcen.

f. Entwicklung neuer und Überarbeitung bestehender Netzkodizes und Leitlinien

(Beteiligte Unternehmen: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH)

Die Übertragungsnetzbetreiber nehmen eine zentrale Rolle in frühen Phasen der Entwicklung neuer Leitlinien und Network Codes sowie der Überarbeitung bestehender Verordnungen gemäß EBM-Verordnung ein. Dies reicht von der Problemidentifizierung bis zur Ausarbeitung erster Konzepte und Vorschläge für deren zukünftige Harmonisierung. Zudem führen die Anpassungen der Anforderungen in Netzkodizes und Leitlinien auch zur Anpassung von entsprechenden Methoden. Dies erfordert personelle Ressourcen seitens der ÜNB.