

INHALTSVERZEICHNIS

1	Einleitung und Hintergrund	6
2	Sachverständigenernennung und Gutachtauftrag.....	7
2.1	Leistungsbeschreibung zum Gutachten	7
2.1.1	Hintergrund	7
2.2	Geforderte Leistungen	8
2.2.1	Identifizierung von Kostenkomponenten und Kostentreibern der Betriebskosten.....	8
2.2.2	Auswahl der zu berücksichtigenden Kostenkomponenten	8
2.2.3	Ermittlung der durchschnittlichen Betriebskosten je Anlagegut	8
2.2.4	Ermittlung der durchschnittlichen Anschaffungs- und Herstellungskosten je Anlagegut	9
2.2.5	Berechnung der Betriebskostenpauschalen.....	9
2.2.6	Plausibilisierung der vom Gutachter ermittelten von § 23 Abs. 1 S. 3 und 4 ARegV abweichenden Betriebskostenpauschalen mit den Ergebnissen der Netzbetreiberabfrage der Bundesnetzagentur	9
3	Regulatorisches Umfeld der Offshore-Betriebskosten-Pauschale	10
3.1	Grundlagen gemäß Anreizregulierungsverordnung (ARegV) und Festlegung der Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur aus dem Jahr 2011 (BK4-11-026).....	10
3.2	Bisherige Praxis basierend auf dem Gutachten der TU Clausthal zur „Ermittlung abweichender Betriebskostenpauschalen für Investitionsbudgets gemäß § 23 ARegV“ im Auftrag der BNetzA aus dem Jahr 2011. 11	
3.3	Überlegungen zur Weiterentwicklung der Betriebskostenpauschale für Offshore-Anlagen.....	13
3.3.1	Änderungen im Regulierungsrahmen seit dem Jahr 2011	14
3.3.2	Diskussion des Gutachtens von Prof. Dr. Jochen Mohr (TU Dresden) zur „Optimierung der ARegV als Instrument für eine kosteneffiziente und beschleunigte Netzanbindung von Windenergieanlagen auf See“ im Auftrag der Stiftung Offshore-Windenergie aus dem Jahr 2016	15
3.4	Schlussfolgerungen und Empfehlungen des Gutachters B E T Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH.....	15
3.4.1	Betrachtung des Zeitraums für die Bemessung der Offshore-Betriebskostenpauschalen.....	16
3.4.2	Grundsätze für die Durchschnittsbildung im Betrachtungszeitraum.....	16
3.4.3	Weitere Aspekte.....	17
4	Technik der Offshore-Netzanschlussysteme.....	18
4.1	Prinzipielle Struktur und Abschnitte von Offshore-Netzanbindungen.....	18
4.2	Netzanbindungen mit Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ / HVAC)	18
4.3	Netzanbindungen mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ / HVDC)	22
5	Dem Gutachten zugrunde liegende Dokumente und Datenbasis	29
5.1	Datenerhebungen 2016	29

B E T

5.2	Datenerhebungen 2017	36
5.2.1	Datenlieferungen mittels Erhebungsbögen	38
5.2.2	Ergänzende und erläuternde Informationen und Daten zu den Erhebungsbögen	40
5.3	Datenbasis aus dem europäischen Ausland	42
6	Grundsätzliche gerechtfertigte Betriebskosten	45
6.1	Zeitlicher Abgleich von Offshore-Betriebskostenpauschalen und tatsächlich anfallenden Betriebskosten für Offshore-Netzanschlussysteme.....	48
6.2	Erhobene Anbindungsabschnitte	51
6.3	Erhobene Kostenarten	56
6.4	Identifikation gerechtfertigter Betriebskosten	60
6.5	Identifikation der Kostentreiber gerechtfertigter Betriebskosten.....	61
6.6	Auswahl der zu berücksichtigenden Kostenkomponenten	63
6.6.1	Abgrenzung der Betriebskosten von Anschaffungs- und Herstellungskosten.....	63
7	Gerechtfertigte und effiziente Betriebskosten.....	65
7.1	Identifikation und Quantifizierung von Ineffizienzen	65
7.2	Plausibilisierung einzelner Kostenblöcke.....	66
7.2.1	Helikopterflüge	66
7.2.2	Kosten für Know-how Übergang vom Anlagenlieferanten auf den Übertragungsnetzbetreiber	67
7.2.3	Versicherungen	68
7.2.4	Benchmarking / Plausibilisierung der Betriebskosten der deutschen Offshore-Netzanschlussysteme mit den Betriebskosten britischer Offshore-Netzanschlussysteme	68
8	Ermittlung der durchschnittlichen gerechtfertigten und effizienten Betriebskosten und angemessene Offshore-Betriebskosten-Pauschalen.....	71
9	Anhang	74
9.1	Durchschnittliche Flugkosten der TenneT im Jahr 2016	74

B E T

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Typische Konfiguration in der deutschen AWZ der Ostsee gemäß BFO-O 2013 (HVAC 220 kV)	19
Abbildung 2: OSS von Baltic 1, Baltic 2 (Quelle jeweils EnBW) und Wikinger (Quelle Kühnpro offshore) ..	19
Abbildung 3: Ausschnitt aus „Netzgraph des Netzanbindungssystems der 220-kV-2x250-MW-Klasse“ (Quelle: ONEP 2013; ÜNB)	20
Abbildung 4: Dreiadriges 220-kV-HDÜ-Seekabel (Quelle 50Hertz)	21
Abbildung 5: 420-kV-Freiluftanlage mit Doppelsammelschienen in Rohr, Diagonalbauweise, Sammelschienen (Quelle: ABB Schaltanlagenbuch)	22
Abbildung 6: Satellitenaufnahme UW Lubmin (Quelle: Google Earth)	22
Abbildung 7: Typische Konfiguration in der deutschen AWZ der Nordsee gemäß BFO-N 2013/2014 (VSC - HVDC +/- 320 kV 900 MW; HVAC 155 kV)	23
Abbildung 8: BorWin Alpha (linkes Bild rechts), Borwin Beta (linkes Bild links) und DolWin Alpha (Quelle jeweils TenneT)	23
Abbildung 9: Querschnitt der Offshore-Plattform BorWin Beta (BorWin2) (Quelle: Cigré)	24
Abbildung 10: Ausschnitt aus „Netzgraph des Netzanbindungssystems der 170kV/+320kV-900-MW-Klasse“ (Quelle: ONEP 2013; ÜNB)	24
Abbildung 11: Ersatzschaltbild der HVDC Light-Netzanbindung BorWin1 (Quelle ABB)	25
Abbildung 12: Von der 10-Meter-Tiefenlinie auf See Richtung Strand wurde das Kabel mithilfe der „Nostag“ verlegt (Quelle: ABB/TenneT)	26
Abbildung 13: Installation des Landkabels von BorWin1 im Sommer 2008. Quelle: ABB	26
Abbildung 14: Bestandteile einer Konverterstation an Land (Quelle: Siemens)	27
Abbildung 15: Umrichterstation für BorWin1. Quelle: TenneT	27
Abbildung 16: Satellitenaufnahme UW Dörpen/West (Quelle: Google Earth)	28
Abbildung 17: Netzkarten zu den Offshore-AC-Netzanschlussystemen Baltic 1 und Baltic 2 sowie dem Untersee-Interkonnektor Kriegers Flak CGS – Combined Grid Solution (Quelle: Website der 50Hertz Transmission GmbH)	39

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Aufgliederung der Kostenarten im Erhebungsbogen 2016	30
Tabelle 2: Aufgliederung der Anlagengruppen im Erhebungsbogen 2016	31
Tabelle 3: Aufgliederung der Anlagegutkategorien im Erhebungsbogen 2016	33
Tabelle 4: Aufgliederung der Kostenarten im Erhebungsbogen 2017	37
Tabelle 5: Übersicht über die analysierten Offshore-AC-Netzanschlussysteme	45
Tabelle 6: Übersicht über die analysierten Offshore-DC-Netzanschlussysteme	46
Tabelle 7: Übersicht über die Dauer der Investitionsmaßnahmen der zehn analysierten Offshore-Netzanschluss-Projekte	49
Tabelle 8: Übersicht über die jährlich geltend gemachten Beträge an Offshore-Betriebskostenpauschalen in den zehn analysierten Offshore-Netzanschluss-Projekten (Quellen: Datenübermittlung der BNetzA an den Gutachter vom 16.08.2017 und 05.10.2017)	50

B E T

Tabelle 9: Übersicht über den Datenrücklauf im Hinblick auf die Strukturierung der Offshore-Netzanschlussssysteme in Anbindungsabschnitte	52
Tabelle 10: Prozentuale AHK-Anteile der verschiedenen Anbindungsabschnitte im Jahr 2016 für Offshore-Netzanschlussssysteme der Klassen DC-Nordsee, AC-Nordsee und AC-Ostsee.....	52
Tabelle 11: Prozentuale Betriebskosten-Anteile der verschiedenen Anbindungsabschnitte in den Jahren 2015 und 2016 für Offshore-Netzanschlussssysteme der Netzanschlusssystem-Klassen DC-Nordsee, AC-Nordsee sowie AC-Ostsee	53
Tabelle 12: Prozentuale Betriebskosten im Verhältnis zu den Anschaffungs- und Herstellungskosten der verschiedenen Anbindungsabschnitte in den Jahren 2015 und 2016 für Offshore-Netzanschlussssysteme der Netzanschlusssystem-Klassen DC-Nordsee, AC-Nordsee sowie AC-Ostsee.....	55
Tabelle 13: Übersicht über alle in den Erhebungsbögen im Jahr 2017 aufgeführten Betriebskosten der Offshore-DC-Netzanschlussssysteme in der Nordsee in den Jahren 2015 und 2016 (Beträge in Mio. EUR) .	56
Tabelle 14: Übersicht über alle in den Erhebungsbögen im Jahr 2017 aufgeführten Betriebskosten der Offshore-AC-Netzanschlussssysteme in der Nordsee und der Ostsee in den Jahren 2015 und 2016 (Beträge in Mio. EUR)	57
Tabelle 15: Summarische Darstellung der Kostenpositionen der 50 Hertz in der Ostsee für die Jahre 2011 bis 2016	58
Tabelle 16: Summarische Darstellung der Kostenpositionen aus den sogenannten Kostenaufzissen der TenneT TSO GmbH in der Nordsee für die Jahre 2011 bis 2016.....	59
Tabelle 17: Prozentuale Anteile der Betriebskosten der sechs Offshore-DC-Netzanbindungssysteme in der Nordsee in den Jahren 2015 und 2016	62
Tabelle 18: Prozentuale Anteile der Betriebskosten der vier Offshore-AC-Netzanbindungssysteme in der Nordsee und in der Ostsee in den Jahren 2015 und 2016.....	62
Tabelle 19: Plausibilisierung von Helikopterkosten	67
Tabelle 20: Offshore-Betriebskostenpauschalen (alle Werte aufgerundet)	73
Tabelle 21: Bandbreiten von Offshore-Betriebskostenpauschalen (alle Werte aufgerundet)	73

1 EINLEITUNG UND HINTERGRUND

Dieses Gutachten befasst sich mit der Ermittlung einer angemessenen Betriebskostenpauschale für Offshore-Anlagen. Gemäß § 23 Abs. 1 S. 3 ARegV können Betriebskosten neben Kapitalkosten als Kosten einer genehmigten Investitionsmaßnahme geltend gemacht werden. Nachdem heute wesentlich mehr Erfahrungen mit realisierten und auch betriebenen Offshore-Netzanbindungen bestehen als noch 2011, als von der Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Beschlusskammer 4) eine Betriebskostenpauschale für Offshore-Anlagen in Höhe von 3,4 % der Anschaffungs- und Herstellungskosten festgelegt wurde (BK4-11-026), soll mit diesem Gutachten insbesondere auch anhand von nunmehr vorhandenen IST-Daten die Betriebskostenpauschale für Offshore-Anlagen erneut analysiert werden. Soweit im Laufe der Analysen Erkenntnisse über einen grundsätzlichen Bedarf an der Weiterentwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen gewonnen werden konnten, werden entsprechende Hinweise durch die Gutachter gegeben.

Vor dem Hintergrund der im Jahre 2011 größtenteils auf Kostenprognosen festgelegten Betriebskostenpauschale für Offshore-Anlagen (BK4-11-026) sowie überarbeiteter Leitfäden zu Investitionsmaßnahmen aus den Jahren 2012 und 2015 und aufgrund von Stellungnahmen in Gerichtsverfahren, Äußerungen in Gesprächen zur Novellierung der ARegV sowie dem Gutachten der Stiftung Offshore-Windenergie – Prof. Dr. Jochen Mohr, Technische Universität Dresden, „Optimierung der Anreizregulierungsverordnung als Instrument für eine beschleunigte Netzanbindung von Windenergieanlagen auf See“ – sind der Beschlusskammer 4 Umstände zur Kenntnis gelangt, die darauf hindeuten, dass eine gutachterliche Überprüfung und ggf. Aktualisierung der derzeitigen Offshore-Betriebskostenpauschale angezeigt ist.

2 SACHVERSTÄNDIGENERNENNUNG UND GUTACHTENAUFTRAG

Im Rahmen des Verfahrens zur Festlegung einer von § 23 Abs. 1 S. 3 und 4 ARegV abweichenden Betriebskostenpauschale nach § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 8a ARegV (BK4-17-002) hat die Beschlusskammer 4 (BK4) der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) Herrn Dr.-Ing. Michael Ritzau, Geschäftsführer der B E T Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Alfonsstraße 44, 52070 Aachen, gemäß § 68 Abs. 2 EnWG i.V.m. §§ 402ff. ZPO als Sachverständigen bestellt.

Durch Einholung eines Sachverständigengutachtens soll Beweis zu folgenden Fragen im Zusammenhang mit angemessenen Betriebskostenpauschalen für Offshore-Anlagen erhoben werden:

- a. Welche Kostenkomponenten und Kostentreiber der Betriebskosten existieren?
- b. Welche Kostenkomponenten sind zu berücksichtigen?
- c. Wie hoch sind die durchschnittlichen Betriebskosten je Anlagegut?
- d. Wie hoch sind die durchschnittlichen Anschaffungs- und Herstellungskosten je Anlagegut?
- e. Welche Betriebskostenpauschalen ergeben sich unter Berücksichtigung der Antworten auf die Fragen a bis d?
- f. Sind die sich ggf. ergebenden Abweichungen zwischen den ermittelten Betriebskostenpauschalen und den Ergebnissen der Netzbetreiberabfrage der Beschlusskammer erklärbar?

Der Sachverständige wurde verpflichtet, unverzüglich die Beschlusskammer 4 zu informieren, sobald er feststellt, dass für die Erstellung des Gutachtens weitere Informationen und Kostendaten von den betroffenen Übertragungsnetzbetreibern erforderlich sind.

2.1 Leistungsbeschreibung zum Gutachten

Zur genaueren Spezifikation der Inhalte des von der Beschlusskammer 4 angeforderten Gutachtens wurde eine Leistungsbeschreibung erstellt, deren wesentliche Inhalte im Folgenden dargestellt sind.

2.1.1 Hintergrund

Nach § 23 ARegV können Strom- und Gasnetzbetreiber unter bestimmten Voraussetzungen bei der Bundesnetzagentur Investitionsmaßnahmen für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen beantragen. Diese Anträge sind von der Bundesnetzagentur hinsichtlich ihrer Genehmigungsfähigkeit zu prüfen und bei Vorliegen der Voraussetzungen zu genehmigen. Als Kosten einer genehmigten Investitionsmaßnahme können Kapital- und Betriebskosten geltend gemacht werden. Als Betriebskosten können dabei nach § 23 Abs. 1 S. 4 ARegV jährlich pauschal 0,8 Prozent der für die Investitionsmaßnahme ansetzbaren Anschaffungs- und Herstellungskosten geltend gemacht werden, soweit die Bundesnetzagentur nicht gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 8a ARegV für bestimmte Anlagegüter etwas Abweichendes festgelegt hat.

Die bei der Bundesnetzagentur hierfür zuständige Beschlusskammer 4 hat am 23.01.2017 gemäß § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 32 Abs. 1 Nr. 8a ARegV ein Verfahren zur Festlegung von § 23 Abs. 1 S. 3 und 4 ARegV abweichenden Betriebskostenpauschalen, die zur Bestimmung der ansetzbaren Betriebskosten im Rahmen der Genehmigung von Investitionsmaßnahmen für Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 23 ARegV angewendet werden sollen, für Offshore-Anlagen eingeleitet (BK4-17-002).

Für die sachgerechte und objektive Beurteilung der im Rahmen von Investitionsmaßnahmen anererkennungsfähigen Betriebskosten für Offshore-Anlagen hat die Beschlusskammer 4 bei Vorfeldermittlungen bereits

Ende 2016 eine erste Kostenabfrage bei den betroffenen Übertragungsnetzbetreibern durchgeführt sowie im Rahmen dieses Gutachtens im März 2017 und letztmalig zum 30.06.2017 weitere Kostendaten erhoben. Die Datenabfrage Mitte 2017 wurde zu Zwecken der Plausibilisierung der Daten der Jahre 2011 – 2016 ausgewertet, insbesondere vor dem Hintergrund, ob gegeben falls neue bzw. bisher nicht berücksichtigte Kostenarten bei den Netzbetreibern angefallen sind. Zur Plausibilisierung dieser Daten ist auch eine unabhängige Ermittlung der Betriebskosten und der Betriebskostenpauschale für Offshore-Anlagen durchzuführen. Dabei ist insbesondere nicht nur die Sachgerechtigkeit der Höhe der Betriebskosten für die einzelnen Anlagegüter zu ermitteln, auch die einzelnen Kostenkomponenten der Betriebskosten sind vor dem Hintergrund der Zielsetzung der Investitionsmaßnahmen kritisch durch den Gutachter auszuwählen und mit der Beschlusskammer 4 abzustimmen.

2.2 Geforderte Leistungen

Ziel des Gutachtens ist die Analyse und Überprüfung der Betriebskosten der Netzanschlussysteme zur Anbindung von Offshore-Windenergieanlagen an das Netz der allgemeinen öffentlichen Elektrizitätsversorgung zur Ermittlung der gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 8a ARegV i.V.m. 23 Abs. 1 S. 3 und 4 ARegV durch die Beschlusskammer 4 festzulegenden angemessenen Betriebskostenpauschale für Offshore-Anlagen. Ziel ist somit die Ermittlung durchschnittlicher Betriebskosten der betroffenen Offshore-Anlagegüter in Relation zu ihren durchschnittlichen Anschaffungs- und Herstellungskosten. Die Ermittlung dieser Betriebskostenpauschale ist detailliert und nachvollziehbar zu dokumentieren.

Im Einzelnen sind folgende Punkte zu bearbeiten:

2.2.1 Identifizierung von Kostenkomponenten und Kostentreibern der Betriebskosten

Um Betriebskosten bestimmen zu können, müssen zunächst die Kostenkomponenten identifiziert werden, die den Betriebskosten zuzurechnen sind. Zudem sind die Kostentreiber dieser Kostenkomponenten zu ermitteln. Als Ergebnis werden eine möglichst detaillierte und abschließende Aufzählung relevanter Kostenkomponenten inkl. relevanter Kostentreiber sowie eine nachvollziehbare Begründung erwartet.

2.2.2 Auswahl der zu berücksichtigenden Kostenkomponenten

Es ist zu untersuchen und zu begründen, welche der zuvor identifizierten Kostenkomponenten aus welchem Grund bei der Ermittlung einer von § 23 Abs. 1 S. 3 und 4 ARegV abweichenden Betriebskostenpauschale ganz oder teilweise berücksichtigt werden sollten. Hier ist u. a. auch zu untersuchen, ob und in welchem Maße die identifizierten Kostentreiber innerhalb der Genehmigungsdauer der Investitionsmaßnahme eine Wirkung auf die operativen Kosten entfalten. Zudem ist zu untersuchen, ob die aufgeführten Kostenkomponenten aufgrund der in der ARegV enthaltenen Regelungen nicht bereits in anderer Weise in der Erlösobergrenze ganz oder teilweise Berücksichtigung finden.

2.2.3 Ermittlung der durchschnittlichen Betriebskosten je Anlagegut

Ausgehend von allgemeinen Erfahrungswerten, Sicherheitsvorschriften, Herstellerangaben und sonstigen relevanten Vorgaben sind die durchschnittlichen Betriebskosten je Offshore-Anlagegut zu ermitteln. Hier kann es notwendig sein, vorab in AC- oder DC-Anlagegüter und / oder „Ostsee-“, oder „Nordseeanlagegüter“ sowie in Off- und Onshore-Anlagegüter (der Offshore-Maßnahme) zu unterteilen.

Zu untersuchen ist zudem, ob sich die Durchschnittsbildung auf den gesamten Zeitraum von der erstmaligen Aktivierung (Anlagen in Bau) bis zur vollständigen Abschreibung des Anlagegutes (20 Jahre kalkulatorische Nutzungsdauer bei Offshore-Anlagegüter) beziehen muss. Die zu ermittelnde jährliche Kostenpauschale kommt bekanntlich nur im Genehmigungszeitraum einer Investitionsmaßnahme zur Anwendung. In diesen

B E T

ersten Betriebsjahren der Anlagegüter dürften die jährlichen Betriebskosten bspw. aufgrund der kaum vorhandenen Instandhaltungsaufwendungen deutlich geringer ausfallen als gegen Ende der Lebensdauer.

Berücksichtigt werden sollten weiterhin unterschiedliche Ausführungen der Anlagegüter, beispielsweise Bauarten und Leistungsgrößen.

Bei der Ermittlung der durchschnittlichen Betriebskosten sollte weiterhin soweit möglich Berücksichtigung finden,

- dass bis zur vollständigen Abnahme der Anlagegüter durch den Übertragungsnetzbetreiber sowie in der Gewährleistungszeit möglicherweise der Hersteller Kostenkomponenten der Betriebskosten zu tragen hat,
- dass Anlagen im Bau, nicht in Betrieb befindliche Fertiganlagen und Anlagen während des Probebetriebs, möglicherweise keine oder nur geringe Betriebskosten verursachen.

2.2.4 Ermittlung der durchschnittlichen Anschaffungs- und Herstellungskosten je Anlagegut

Auch bei der Ermittlung der Anschaffungs- und Herstellungskosten je Anlagegut sind unterschiedliche Ausführungen der einzelnen Anlagegüter zu berücksichtigen, wie beispielsweise die Bauart und Leistungsfähigkeit des Anlagegutes. Bei den hier ermittelten Anschaffungs- und Herstellungskosten soll es sich um einen Durchschnittswert über die unterschiedlichen Typen der Anlagegüter handeln. Auch hier kann es notwendig sein, vorab in AC- oder DC-Anlagegüter und / oder „Ostsee-„ oder „Nordseeanlagegüter“ sowie in Off- und Onshore-Anlagegüter (der Offshore-Maßnahme) zu unterteilen.

2.2.5 Berechnung der Betriebskostenpauschalen

Für die Bestimmung der Betriebskostenpauschalen müssen die unter 2.2.3. ermittelten durchschnittlichen Betriebskosten des jeweiligen Anlagegutes ins Verhältnis zu dessen unter 2.2.4. ermittelten durchschnittlichen Anschaffungs- und Herstellungskosten gesetzt werden.

2.2.6 Plausibilisierung der vom Gutachter ermittelten von § 23 Abs. 1 S. 3 und 4 ARegV abweichenden Betriebskostenpauschalen mit den Ergebnissen der Netzbetreiberabfrage der Bundesnetzagentur

Die erhobenen Einzeldaten sind vom Gutachter bspw. mit Hilfe von Vergleichs- und Kennzahlen zu plausibilisieren. Die einzelnen Plausibilisierungsschritte sind hierbei ebenfalls hinreichend zu dokumentieren. Weiterhin ist eine auf Erfahrungswerten begründete Abschätzung durch den Gutachter abzugeben, ob die zwischen den im Gutachten ermittelten Betriebskostenpauschalen und den sich aus der Netzbetreiberabfrage der Beschlusskammer 4 ergebenden Betriebskostenpauschalen ggf. vorhandene Abweichungen plausibel sind, d. h. im Rahmen der zu erwartenden Abweichungen liegen. Zudem sind ein Vergleich und eine Plausibilisierung mit Daten aus dem europäischen Ausland vorzunehmen.

3 REGULATORISCHES UMFELD DER OFFSHORE-BETRIEBSKOSTEN-PAUSCHALE

In diesem Abschnitt wird das regulatorische Umfeld der Betriebskostenpauschale für Offshore-Anlagen sowie die bisherigen Grundlagen analysiert und Kommentare sowie Weiterentwicklungsmöglichkeiten erörtert.

3.1 Grundlagen gemäß Anreizregulierungsverordnung (ARegV) und Festlegung der Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur aus dem Jahr 2011 (BK4-11-026)

Mit Beschluss vom 12.12.2011 wurde (erstmalig) eine Betriebskostenpauschale¹ für Offshore-Anlagen in Höhe von 3,4 % festgelegt. Im Rahmen von Investitionsmaßnahmen (damals noch Investitionsbudgets) basiert diese auf den Anschaffungs- und Herstellungskosten. Die Berücksichtigung einer Pauschale statt Ansatz tatsächlicher Betriebskosten wird durch § 23 Abs. 1 S. 3 und 4, § 32 Abs. 1 Nr. 8a ARegV vorgegeben.

Die im Jahr 2011 festgelegte Höhe der Pauschale basierte auf Daten der Jahre 2009 und 2010, die vom damaligen Gutachter TU Clausthal² ausgewertet wurden, und die eine – von den grundsätzlich pauschal berücksichtigungsfähigen 0,8 % – abweichende Festlegung einer höheren Betriebskostenpauschale mit den strukturellen Besonderheiten von Offshore-Anlagen begründen.

Die Ermittlung der Betriebskostenpauschale erfolgte nach den Gesichtspunkten der Zweckmäßigkeit: Es wurden daher über die (gesamte) Nutzungsdauer durchschnittliche Betriebskosten im Verhältnis der durchschnittlichen Anschaffungs- und Herstellungskosten (AHK) berechnet. Sie beziehen sich – zugunsten des Betreibers – auf den gesamten Lebenszyklus des Anlagegutes (der erstmaligen Aktivierung – Anlagen im Bau (AiB) – bis zur vollständigen Abschreibung). Die Mittelung erfolgt auch über verschiedene Anlagentypen und -ausführungen.

Hinsichtlich der Abgrenzung der Anlagegüter der Netzanschlussysteme zur Anbindung von Offshore-Windenergieanlagen fallen unter den in der Festlegung BK4-11-026 verwendeten Begriff „Offshore-Anlage“ „alle Offshore-Anlagengüter sowie die Onshore-Anlagengüter vom Anlandepunkt bis einschließlich Konverter bzw. Kompensationsspule“³. Sie sind damit sehr unterschiedlichen Umweltbedingungen ausgesetzt, mit entsprechend unterschiedlicher Auslegung, verschiedenen Zugangsbedingungen und z. B. besonderen Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen.

Für die Einschätzung einer zu erwartenden betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer soll die Zweckgebundenheit des Netzanbindungssystems es gebieten, dass die Netzanbindung als Einheit in den Blick genommen werden muss. In der Folge ist der Ansatz einer einheitlichen Betriebsbenutzungsdauer möglich. Dies bedeutet jedoch nicht, dass auch die Betriebskosten des gesamten Anlagevolumens einer Netzanbindung mit ihren unterschiedlichen Anlagegütern einer besonderen Festlegung der Betriebskosten zugeführt werden muss. § 32 Abs. 1 Nr. 8a ARegV stellt auf eine zu einer von § 23 Abs. 1 S. 3 und 4 ARegV abweichenden Höhe der Betriebskostenpauschale für bestimmte Anlagegüter ab, soweit dies erforderlich ist, um strukturelle

¹ Gemäß § 23 Abs. 1 S. 3 ARegV können für eine genehmigte Investitionsmaßnahme auch Betriebskosten geltend gemacht werden. Diese Betriebskosten sind nach § 23 Abs. 1 S. 4 ARegV auf pauschal 0,8 % der für die Investitionsmaßnahme geltend gemachten ansetzbaren Anschaffungs- und Herstellungskosten begrenzt, soweit die Bundesnetzagentur nicht gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 8a ARegV für bestimmte Anlagegüter etwas Abweichendes festgelegt hat. Damit wird gegebenenfalls der pauschale Bemessungssatz in Höhe von 0,8 % mittels Festlegung durch einen Bemessungssatz ersetzt, der um angemessen zu sein, einer tatsächlichen Ist-Kosten Erstattung möglichst nahe kommen sollte.

² Gutachten der TU Clausthal zur „Ermittlung abweichender Betriebskostenpauschalen für Investitionsbudgets gemäß §23 ARegV“ im Auftrag der BNetzA aus dem Jahr 2011.

³ Indes ist der Begriff des Offshore-Anlagegutes als solches nicht in der Anlage zur StromNEV enthalten, sodass das in Bezug zu nehmende Anlagegut einer Festlegung der Betriebskosten Offshore zunächst zu definieren ist. In Analogie zur Rechtsprechung sind verschiedene Anlagegüter eines Netzanbindungssystems als technische Einheit zusammengefasst und einer einheitlichen Betrachtung zugeführt worden. So führt das OLG Düsseldorf aus, dass Anlagegüter, die zur Anbindung von Offshore Windparks notwendig sind, historisch bedingt nicht von den spezifischen Anlagegütern der Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 S. 1 StromNEV erfasst werden.

Besonderheiten von Investitionen, für die Investitionsmaßnahmen genehmigt werden können, angemessen zu berücksichtigen. Damit bringt der Ordnungsgeber zum Ausdruck, dass einzelne wie zusammengefasste Anlagegüter einer abweichenden Betriebskostenrückerstattung zugänglich sind.

Hinsichtlich der zu berücksichtigenden Kostenpositionen⁴ sind grundsätzlich alle Kosten außer den Kapitalkosten, den Kosten, die bereits in der Erlösobergrenze (dnbK⁵ und volatile Anteile) berücksichtigt werden, sowie den Verlustenergiekosten anzusetzen. Ansonsten werden direkt und indirekt zurechenbare Kosten, also Vollkosten, berücksichtigt.

Die Betriebskosten wurden im Gutachten mit einer bottom-up Kalkulation für eine typische Anlagenkonfiguration abgeleitet und im Beschluss BK4-11-026 wie folgt dargelegt: für einen typischen Offshore-Netzanschluss mit 695,2 MW (und durchschnittlichen AHK von 764,7 Mio. €) belaufen sich die Betriebskosten auf zwischen 23,425 Mio. € und 28,261 Mio. € für den Durchschnitt über 20 Betriebsjahre. Sie ergeben, in Verhältnis zu den durchschnittlichen Anschaffungs- und Herstellungskosten (AHK) gesetzt, zwischen 3,06 bis 3,7 %, woraus der Mittelwert von 3,4 % gebildet wird. Die größte Position davon bilden die Wartungs- und Instandhaltungsleistungen, die durch Dritte erbracht werden, und durchschnittlich zwischen [REDACTED] und [REDACTED] betragen. Dazu wurde eine detaillierte Kostenmodellierung auf Basis von Expertenbefragungen für alle relevanten Anlagengüter der Offshore-Anbindung und alle Kostenkategorien und Tätigkeiten in Anlehnung an DIN-Normen und VDN-Richtlinien vorgenommen. Sie beinhaltet auch eine Ermittlung von anwendbaren Stundensätzen und Überlegungen zur Eskalation der Kosten über die Zeit.

Diese Ergebnisse wurden mit den Kennzahlen, die aus den erhobenen Daten der Beschlusskammer 4 abgeleitet werden konnten, plausibilisiert. Die sich daraus ergebende Bandbreite der jährlichen Betriebskostenanteile zu Anschaffungs- und Herstellungskosten betrug zwischen 1 % und 6,6 %. Damit lagen die mittels der bottom-up Kalkulation ermittelten Werte in der Spanne der erhobenen IST-Daten.

Insofern gibt die Begründung des Beschlusses im Wesentlichen die Ergebnisse und das Vorgehen des Gutachtens der TU Clausthal wieder.

3.2 Bisherige Praxis basierend auf dem Gutachten der TU Clausthal zur „Ermittlung abweichender Betriebskostenpauschalen für Investitionsbudgets gemäß § 23 ARegV“ im Auftrag der BNetzA aus dem Jahr 2011

Das Gutachten der TU Clausthal, das die Basis für den Beschluss BK4-11-026 bildet, hatte zur Aufgabe, Betriebskostenpauschalen für Offshore Anlagen⁶ als durchschnittliche, über die Abschreibungsdauer⁷ ermittelte Betriebskosten der Anlagengüter im Verhältnis zu deren Anschaffungs- und Herstellungskosten zu bestimmen. Hinsichtlich der Kostenkomponenten wurde dabei geklärt, welche den Betriebskosten zuzurechnen sind und welche davon wiederum bei der Betriebskostenpauschale anzusetzen sind, nämlich ob sie nicht bereits ganz oder teilweise in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Dabei wurden auch bei den Anschaffungs- und Herstellungskosten verschiedene Anlagenkonfigurationen untersucht, über die ebenfalls Mittelwerte gebildet wurden.

Das Gutachten der TU Clausthal weist selbst auf Unsicherheiten hin; so konnte die Ermittlung von durchschnittlichen Betriebskosten je Anlagegut aufgrund eingeschränkter Daten nicht erfolgen. Zum einen wurde die geringe Zahl der realisierten Offshore-Anbindungen angeführt, zum anderen das relativ frühe technologi-

⁴ Als wesentliche Kostenpositionen werden Personal und Sozialkosten, Material-, Stoff- und Sachkosten sowie sonstige betriebliche Kosten (inkl. Dienstleistungen, Fremdrechte, Büro- und Geschäftskosten, Abgaben, Steuern und Versicherungskosten) bezeichnet

⁵ dnbK: dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. Hier sei angemerkt, dass in Projektgesellschaften – in den sich einige der Offshore Netzanschlussssysteme wiederfinden - der Ansatz von dnbK nahezu nicht möglich ist, da die Gesellschaften i. d. R. kein eigenes Personal vorhalten.

⁶ Neben den Betriebskosten für Offshore-Anlagen wurden auch die der Erdgasverdichter sowie die der Gasdruckregel- und Messanlagen bestimmt.

⁷ Expressis Verbis von der Aktivierung bis zur vollständigen Abschreibung - hier wurden vereinfachend pauschal 20 Jahre angesetzt.

B E T

sche Entwicklungsstadium mit einhergehenden starken Änderungen am Design (Lernkurve). Zudem wurde auch die Konsistenz der vorgelegten Erhebungsbögen bemängelt, die eine eindeutige Zuordnung der Kosten zu den einzelnen Netzanbindungen nicht erlaubt.

Hinsichtlich der Praxis zu Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV hat die Beschlusskammer 4 in 2012 einen – gegenüber der Vorversion von 2010 – überarbeiteten Leitfaden⁸ veröffentlicht, der 2015 und 2017 erneut überarbeitet wurde.

Die Fassung von 2012 trägt den Änderungen bezüglich Ansetzbarkeit von Betriebskosten und Beseitigung des Zeitverzugs bei der Genehmigung von Investitionsmaßnahmen gemäß § 23 ARegV Rechnung. Im Einzelnen wird festgelegt, wann, von wem, und in welcher Form (Struktur und Umfang von Anträgen) die Anträge gestellt werden müssen. Antragsberechtigt ist der Pächter bzw. Netzbetreiber, dessen Erlösbergrenze durch die Genehmigung der Maßnahme angepasst wird.

Als Zeitpunkt der Kostenwirksamkeit wird der Aktivierungszeitpunkt – sei es als Fertiganlage, Teilaktivierung oder als Anlage im Bau – definiert, der sich in den Bilanzen der Unternehmen nachweisen lässt.

Bei der Beantragung muss die gesamte Investition als konkretes Projekt (einheitlicher Gegenstand, z. B. Netzanbindung) dargestellt werden.

Die Genehmigungsdauer von Investitionsmaßnahmen zur Netzanbindung von Offshore-Anlagen richtet sich nach dem Ende der Regulierungsperiode, in der die bestimmungsgemäße Ingebrauchnahme der Anlagengüter der Investitionsmaßnahme vorgenommen wird. Wird die Kapazität der Anbindungsleitung erst in einem Verfahren nach § 17d EnWG zugewiesen oder übertragen, kann sich der Zeitpunkt der bestimmungsgemäßen Ingebrauchnahme der Anlagengüter verschieben, so dass gegebenenfalls ein Änderungsantrag gestellt werden kann.

Da die betrachteten Investitionskosten (als Bezugsgröße für die OPEX-Pauschale) bei den Offshore-Netzanbindungen eine beachtliche Höhe aufweisen, sollte bei einer sorgfältigen Unternehmensführung (seitens der ÜNB) die Planung und die Verfolgung der Kosten mindestens auf der Ebene der Hauptkomponenten (Anlagengruppen) durchgeführt werden, um eine angemessene Transparenz zu ermöglichen. B E T empfiehlt daher, die Abfrage der Erhebungsbögen bezüglich der Betriebskosten der vergangenen Jahre bei den betreffenden Übertragungsnetzbetreibern auf Grundlage mindestens einer entsprechenden Detaillierung, die die wesentlichen Hauptanlagenkomponenten⁹ unterscheidet, durchzuführen.

Bei Änderungen, die keine Anpassung des Genehmigungsbeschlusses erfordern, wie z. B. zeitlichen Verschiebungen, die keine Auswirkung auf die Genehmigungsdauer haben, reicht eine einfache Mitteilung an die Beschlusskammer 4. Ergeben sich jedoch technische Änderungen (Vermutung, falls Kosten um mehr als 20 % steigen) oder soll die Dauer der genehmigten Investitionsmaßnahme verlängert werden, ist ein Änderungsantrag notwendig. Dabei wird eine Neubewertung nur auf Basis tatsächlicher IST-Aktivierungen (nachweisbar durch Jahresabschlüsse) durchgeführt. Kostenanpassungen bis 20 % und zeitliche Verlängerungen sind demnach ohne großen Aufwand möglich.

Durch den Abzugsbetrag gemäß § 23 Abs. 2a ARegV wird sichergestellt, dass die in den letzten drei Jahren der Genehmigung der Investitionsmaßnahme entstandenen Betriebs- und Kapitalkosten nicht doppelt, also neben der Erlösbergrenze gemäß § 4 Abs. 1 ARegV zusätzlich auch im Rahmen der genehmigten Investitionsmaßnahme berücksichtigt wird. Eine Doppelverrechnung der Kosten in diesem Zeitraum ist demnach nicht möglich.

Die Leitfäden aus den Jahren 2015 und 2017 weisen hinsichtlich der Offshore-Netzanbindungen gegenüber der 2012-er Version kaum Veränderungen auf. Der Leitfaden aus dem Jahr 2015 stellt in dem Zusammen-

⁸ Leitfaden zu Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV, 2012, 2015 und 2017.

⁹ Im Einzelnen sollte z. B. zwischen folgenden Anlagengruppen unterschieden werden können: AC-Seekabel der OWP-Anbindung an den Offshore-Konverter, Offshore-Betriebsgebäude (Plattform), Offshore-Konverter (Anlagentechnik), Seekabel, Landkabel, Onshore-Konverter, Onshore-Betriebsgebäude.

hang lediglich klar, dass als Investitionsmaßnahme genehmigungsfähige Leitungen zur Netzanbindung von Offshore-Anlagen Leitungen sind, die der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber entsprechend den Vorgaben des Offshore-Netzentwicklungsplans zu errichten und zu betreiben hat.

3.3 Überlegungen zur Weiterentwicklung der Betriebskostenpauschale für Offshore-Anlagen

Aufbauend auf den Erkenntnissen des Gutachtens der TU Clausthal können folgende Ansatzpunkte bezüglich der Weiterentwicklung der Betriebskostenpauschale für Offshore-Anlagen identifiziert werden, die sowohl die Methodik allgemein als auch die genaue Bestimmung der Höhe betreffen.

Hinsichtlich der Kostenarten muss berücksichtigt werden, dass in den Kostenmodellierungsansätzen der TU Clausthal Plankosten angesetzt werden, was darauf zurückzuführen ist, dass zu dem Zeitpunkt nur eine geringe Zahl der Offshore-Anbindungen realisiert wurde und sie sich in einem frühen technologischen Entwicklungsstadium befanden. Plankosten basieren i. d. R. auf Mengen und Kostensätzen, also Sekundärkosten (wie z. B. Stundensätzen). So kann im Vergleich zu den Kostenerhebungen der Beschlusskammer 4, die sich auf die Primärkosten (GuV) beziehen, nicht im Einzelnen überprüft werden, welche Kostenarten in welcher Höhe berücksichtigt wurden. Zudem ist auch nicht ersichtlich, in welchem Maße die Kosten getrennt wurden, die bei den einzelnen Beteiligten anfallen. Da speziell bei den Stundensätzen erhebliche Zuschläge einberechnet werden müssen¹⁰, wodurch die Offshore-Stundensätze auf das über Fünffache der internen Stundensätze ansteigen, ist es – bei der Überleitung – entscheidend, ob diese Zusatzkosten beim Auftragnehmer (z. B. Wartungsfirma) oder beim Auftraggeber (Netzbetreiber, direkt als z. B. sonstige betriebliche Aufwendungen oder „indirekt“ in der Fremdleistung enthalten) anfallen.

Beim Ansatz der o. g. Plankosten werden i. d. R. keine Synergien zwischen den verschiedenen Tätigkeiten der anderen Anlagen im Offshore-Windpark (also z. B. zwischen den Tätigkeiten des ÜNB bezüglich des Netzanschlusses und den Tätigkeiten des Betreibers bezüglich der WEA und der Plattformen im OWP), als auch zwischen den Offshore Netzanbindungen (also zwischen ÜNBs) berücksichtigt (wie z. B. gemeinsame Rettungskonzepte oder Mannschafts-Logistik). Diese sollten aber künftig insbesondere mit der Zunahme der Zahl der Netzanbindungen dargestellt werden können.

Darüber hinaus kann unterstellt werden, dass in der Offshore-Technik eine deutliche Weiterentwicklung stattgefunden hat, die sich sowohl auf Technologiekonzepte als auch auf die Kosten für AKHK und OPEX auswirken dürfte¹¹.

Was die Annahme der TU Clausthal anbetrifft, die aktivierten Eigenleistungen wären in den Darstellungen „neutralisiert“ worden, ist festzustellen: Da kein eigener Spartenabschluss „Offshore“ bei den ÜNBs existiert, kann dies nicht objektiv festgestellt werden. In der Praxis ließe sich das lediglich über die Analyse der internen Kosten- und Leistungsrechnung überprüfen. Die aktivierten Eigenleistungen wirken aber „doppelt“ hinsichtlich der Pauschale, da sie einerseits – in der GuV – kostenmindernd wirken, und über die Erhöhung der AKHK die Bemessungsbasis der OPEX-Pauschale noch erhöhen (und natürlich die ansetzbaren Kapitalkosten).

Da die Betriebskostenpauschale i. d. R. nur in den Jahren der Errichtung der Anbindungen Anwendung findet, erscheint eine Mittelwertbildung über die Lebensdauer der Anlagen nicht sachgerecht. Dies betrifft mehrere Aspekte.

Zum einen unterscheiden sich die Betriebskosten in der Bau- und Inbetriebnahmephase qualitativ und quantitativ von denjenigen im „regulären“ Betrieb. So könnten die Betriebskosten in diesem Zeitraum der Höhe

¹⁰ Die TU Clausthal setzt 120 produktive Tage (von 224 Tagen p.a., abzüglich Fortbildung etc.) und einen Gemeinkostenaufschlag von 180 % an, wodurch die Offshore Stunde 5,23-mal so teuer wird wie eine intern kalkulierte.

¹¹ Die jüngsten Ergebnisse der Offshore-Auktion vom April 2017 lassen u. a. vermuten, dass durch die Erzielung von Synergieeffekten als auch technologische Fortschritte Kostensenkungen erzielbar sind.

B E T

nach vom Mittelwert im gesamten Lebenszyklus (inklusive Inflation) abweichen. Zum anderen fallen sie nicht zwangsläufig nur beim Betreiber, sondern auch beim Hersteller bzw. Errichter in nicht unwesentlicher Höhe an. Für die Betriebskostenpauschale sollten aber nur die Betriebskosten (OPEX) ausschlaggebend sein, die tatsächlich beim Netzbetreiber anfallen.

Wenn aber nur die ersten Jahre statt eines Zeitraums von über 20 Jahren Betrieb ausschlaggebend sind, würde in dem Gutachten der TU Clausthal die Wirkung der Inflation (mit 2 bzw. 4 % angesetzt) weit überschätzt werden.

So wäre auch die Unterstellung einer „Badewannenkurve“ (wenn auch im Gutachten quantitativ nicht erläutert) grundsätzlich zu hinterfragen; die Zunahme der Kosten in den späteren Betriebsjahren sollte für die Bemessung der Betriebskostenpauschale keine Rolle spielen.

Darüber hinaus stellt sich grundsätzlich die Frage, inwiefern die empirische „Badewannenkurve“ Auswirkungen auf die tatsächlichen Betriebskosten des Netzbetreibers haben könnte. Das Phänomen „Badewannenkurve“ stellt zunächst eine qualitative Darstellung von Ausfällen / Versagen von Anlagen dar. Diese Ausfälle haben dann i. W. Instandsetzungs- und Reparaturkosten, womöglich auch zusätzliche Ausfallkosten zur Folge. In der Anfangsphase werden aber womöglich die Kosten der Ausfälle über die Vollwartungsverträge, die Verfügbarkeiten garantieren, vom Wartungsnehmer (bzw. oft Hersteller) gedeckt. Die Ausfallkosten werden i. W. über die Offshore-Haftungsumlage gewälzt. Auf reguläre Wartungsarbeiten kann die Badewannenkurve daher nicht generell angewendet werden.

Zudem erfolgt das Versagen nach oben beschriebenem Konzept im Betrieb unter der (Betriebs-) Last. Da aber vor der regulären Inbetriebnahme, während der Errichtung, eine Belastung nur im Probebetrieb vorhanden ist, kann ein solches Versagen nur zeitlich eingeschränkt stattfinden. Daher muss der Ansatz eines Kostenverlaufs in Anlehnung an die „Badewannenkurve“ für die Bemessung Betriebskostenpauschale eines Netzbetreibers Offshore überprüft werden.

Schließlich gibt es noch eine weitere Frage, die sich aus der zeitlichen Abgrenzung der Kosten stellt: Die Pauschale findet ihre Anwendung in demjenigen Jahr, in dem die Investition - erstmalig – als Fertiganlage bzw. Anlage im Bau (AiB) aktiviert wurde. Während diese Praxis hinsichtlich der Kapitalkosten unstrittig ist, besteht hinsichtlich der Betriebskosten ein Bedarf zur Differenzierung. Eine Aktivierung auf ein AiB-Konto kann buchhalterisch auf Basis einer Erstrechnung erfolgen. Eine Erstrechnung kann auch über den Vorgang einer Anzahlung im Rahmen einer Bestellung entstehen. Im weiteren Ablauf kann beim Lieferanten/Hersteller zunächst die Beschaffung und Herstellung der Anlage stattfinden. Bei den in der Offshore-Industrie individuellen Spezifikationen und insbesondere den üblichen Zeiträumen¹² ist ein zeitlich starkes Auseinanderfallen zwischen Erstaktivierung und Inbetriebnahme zu erwarten. In der Zeit der Erstellung, vor dem regulären Betrieb, finden einige Aufgaben des Betriebs nicht statt – insbesondere dann nicht, wenn die Anlagen physisch noch gar nicht am Ort sind. In diesem Zug sollte ebenfalls überprüft werden, wann die Offshore-Plattform, speziell die Torside vor Ort errichtet wird, da sie wiederum der stärkste Kostentreiber unter den Großkomponenten der Netzanbindung ist. Andererseits können zusätzliche Betriebskosten während der Bauphase auftreten, z. B. der Betrieb von Netzersatzanlagen auf der Offshore-Plattform, soweit und solange der Offshore-Netzanschluss nicht betriebsfähig hergestellt ist¹³.

3.3.1 Änderungen im Regulierungsrahmen seit dem Jahr 2011

Durch die am 28.12.2012 in Kraft getretene EnWG-Novelle ergaben sich im Zusammenhang mit der Behandlung von Kosten für die Anbindung von Offshore-Anlagen einige Neuregelungen: Hinsichtlich der Planung von Offshore Netzanbindungen und Windparks wurde durch den Offshore-Netzentwicklungsplan eine bessere Koordination festgelegt und die Haftung bei verspätetem Netzanschluss und für Ausfälle wurde neu

¹² In Positionspapieren werden 30 Monate zwischen Beauftragung und Inbetriebnahme angesetzt.

¹³ Durch Verzögerungen bei der Fertigstellung der unterschiedlichen Gewerke Netzanbindung und Plattform, sowie durch sehr enge Zeitpläne bei Errichterschiffen, kann es zu Verschiebungen zu ursprünglich abgestimmten Zeitplänen kommen.

geregelt, was für die ÜNB – aber auch für die OWP-Betreiber - zu einer höheren Planungssicherheit (und einer Verminderung des Risikos) führte.

Die Änderung des Regulierungsrahmens hinsichtlich der Investitionsmaßnahmen erfolgte dahingehend, dass an Stelle von IST-Kosten nun zunächst Plankosten angesetzt werden, um eine zeitnahe Erlöswirksamkeit ohne Zeitverzug (t-0) zu erreichen. Dabei findet keine detaillierte Kostenprüfung statt; gleichzeitig wurde der Terminus von „Investitionsbudget“ zu „Investitionsmaßnahme“ abgeändert. Somit werden die Vorhaben in der Errichtungsphase dem Grunde nach, nicht aber der Höhe nach geprüft¹⁴.

Weitere fundamentale regulatorische Änderungen, die direkt im Zusammenhang mit dem Ansatz der Offshore-Betriebskostenpauschale zu sehen wären, liegen nach unseren Erkenntnissen (objektiv) nicht vor. Die Änderungen des Leitfadens (§ 23, s. o.) im Jahre 2015 und 2017 hatten keine weiteren Auswirkungen auf die Pauschale.

3.3.2 Diskussion des Gutachtens von Prof. Dr. Jochen Mohr (TU Dresden) zur „Optimierung der ARegV als Instrument für eine kosteneffiziente und beschleunigte Netzanbindung von Windenergieanlagen auf See“ im Auftrag der Stiftung Offshore-Windenergie aus dem Jahr 2016

Das Gutachten von Prof. Dr. Mohr¹⁵ hebt im Zusammenhang mit der Betriebskostenpauschale hervor, dass der Zeitraum der pauschalen Vergütung (von Aktivierung bis zum regulären Betrieb) und dem der Ermittlung der Betriebskosten (grundsätzlich über 20 Jahre Nutzungsdauer) zu unterschiedlich sei und dass damit auch die Berücksichtigung der Inflation¹⁶ zu einer zu hohen Pauschale führe. Dazu wird vermutet, dass bis zur Fertigstellung der Anlage wohl nur geringe Betriebskosten anfallen würden. Darüber hinaus wurde bei der Regulierungspraxis von Investitionsmaßnahmen das Fehlen einer Überprüfung der Kosten der Höhe nach bemängelt, wie auch eine Prüfung der Effizienz der Maßnahme.

Diese Kritikpunkte sind nach Meinung der B E T, wie oben angeführt, gerechtfertigt¹⁷. Somit wird im Gutachten nicht die Anwendung einer Kostenpauschale für den Betrieb an sich, sondern vielmehr seine konkrete Berechnung kritisiert.

3.4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen des Gutachters B E T Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH

Aus den bisherigen Ausführungen sowie aus Analysen der zitierten Gutachten der TU Clausthal als auch von Prof. Mohr ergeben sich eine Reihe von Fragen und Ansatzpunkten, die Betriebskostenpauschale für Offshore-Netzanbindungssysteme kritisch zu hinterfragen und zu prüfen. Darauf weist auch der Halbjahresbericht der TenneT aus dem ersten Halbjahr 2016 hin¹⁸. Er stellt eine – zumindest temporäre – positive Differenz zwischen der erhaltenen Vergütung [„fixed percentage reimbursement“] und den tatsächlichen Ausgaben bei den Betriebs- und Wartungstätigkeiten [„actual spend“] der deutschen Offshore-Plattformen fest.

¹⁴ Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung der BNetzA, 1/2015.

¹⁵ Optimierung der Anreizregulierung als Instrument für eine kosteneffiziente und beschleunigte Netzanbindung von Windenergieanlagen auf See, Prof. Dr. jur. Jochen Mohr im Auftrag der Stiftung Offshore Windenergie und des Wirtschaftsverbands Windkraftwerke e.V.

¹⁶ Siehe auch: Zusammenfassung des von Prof. Mohr erstellten Gutachtens, durch die Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE als Auftraggeberin.

¹⁷ Dagegen ist die Kritik hinsichtlich dem Ansatz einer Betriebszeit von nur 20 Jahren in unseren Augen nicht begründbar, da sie angeblich zu hohe Abschreibungen nach sich ziehen würde, was – die Länge des betrachteten Zeitraums - aber de facto bei der Bemessung der Betriebskosten Pauschale keine Rolle spielt.

¹⁸ TenneT Holding B.V., Half-year report 2016: “In addition, with many of our German offshore platforms coming into operation, operational and maintenance activities have increased, causing a reduction of the temporary positive difference between actual spend and fixed percentage reimbursement during construction and the testing phase.”

B E T

Der Ansatz der Regulierung, die Kapital- und Betriebskosten zeitlich kongruent anzusetzen, nämlich ab der Erstaktivierung (wenn auch nur Teile der Gesamtinvestition aktiviert werden und damit zunächst nur ein Teil der OPEX zur Anwendung kommt), sollte überprüft werden. Aus z. B. den Zahlungsplänen vergleichbarer Anlagen, die B E T vertraulich behandeln muss, geht hervor, dass z. T. bis 80 % der Zahlungen bereits vor der Installation erfolgen, wenn die Anlage also lediglich auf dem Reißbrett bzw. in den Werkshallen des Herstellers existiert. Diese Zahlungen erfolgen typischerweise in Zeiträumen von mehreren (etwa 2) Jahren. Somit entsprechen diese Zeiträume grob den zeitlichen Vorgaben zur Herstellung von Offshore-Netzanbindungen von 30 Monaten.

3.4.1 Betrachtung des Zeitraums für die Bemessung der Offshore-Betriebskostenpauschalen

Der tatsächlich betrachtete Zeitraum sollte vor der Inbetriebnahme der Offshore-Netzanbindung liegen, und die dort typischen Verhältnisse hinsichtlich Betriebskosten abbilden. Insofern sollten die Zeiträume der Bestimmung und Anwendung der Betriebskostenpauschale zeitlich kongruent sein.

Bei der Betrachtung des Zeitraums sollte beachtet werden, dass ein Betrieb – mit entsprechenden Betriebskosten - erst ab der Installation und somit der Fertigstellung der Anlagen vor Ort möglich ist. Dies kann zeitlich weit nach einer Erstaktivierung in der Bilanz der Fall sein.

Dennoch sollte überprüft werden, welche Kostenpositionen für die Erhaltung der Funktionsbereitschaft, die vor einem regulären Betrieb notwendig werden kann, anfallen können.

Unter der Bedingung, dass die Kostenposition für die Erhaltung der Funktionsbereitschaft, die für einen regulären Betrieb notwendig werden kann, kaum oder nicht ins Gewicht fallen, wäre für die Betrachtung einer besonderen Offshore-Betriebskostenpauschale auf einen Zeitraum abzustellen, in dem die Anlagen nicht nur installiert, sondern in den regulären Betrieb übernommen worden sind. Dieser Zeitpunkt ist in der Regel mit der vollständigen Abnahme der errichteten Wirtschaftsgüter durch den Übertagungsnetzbetreiber erreicht.

Demnach wäre im Wesentlichen auf einen Zeitraum abzustellen, in dem die Anlagen zwar bereits installiert, aber noch nicht in den regulären Betrieb übernommen worden sind.

3.4.2 Grundsätze für die Durchschnittsbildung im Betrachtungszeitraum

Die Durchschnittsbildung sollte nach der typischen Anlagenkonfiguration erfolgen, um ggf. die technischen Besonderheiten oder gar die technische Innovation abzubilden. Diesbezüglich könnte z. B. nach AC- und DC-Netzanschlüssen, nach Leistungsgrößen und womöglich nach der spezifischen Technologie unterschieden werden.

Die weitere Unterteilung sollte möglichst nach den Hauptanlagenkategorien erfolgen – dabei sollte insbesondere die „Top-Side“ der Konverterplattform nach Möglichkeit abgegrenzt werden, denn sie bildet einen wesentlichen Kostentreiber im Betrieb.

Idealerweise sollten die Betriebskosten an den Aufgaben bemessen werden, die sich weniger aus den Jahresscheiben sondern vielmehr aus den Projektphasen ergeben. Hier wäre die Bau- und Errichtungszeit der Netzanbindung ausschlaggebend. Die Aufgabenteilung würde sich für diese Zeiten aus den Projektverträgen ergeben.

Dabei sollte eine genauere Unterteilung in Aufgaben erfolgen, um z. B. offenzulegen, ob Aufgaben, die typischerweise in der Errichtungs- und Installationsphase beim BETREIBER anfallen, nicht überwiegend der Kategorie „Planung“ sowie „Baustellenüberwachung“ zugeordnet werden können. Dabei sollte überprüft werden, ob die Kosten in Zusammenhang mit diesen Tätigkeiten nicht als Anschaffungsnebenkosten aktiviert werden / können.

B E T

Des Weiteren sollte hinterfragt werden, ob typische Wartungsarbeiten – die üblicherweise im Rahmen eines Wartungsvertrags von Dritten erbracht und deren Kosten vom Betreiber übernommen werden – in der Errichtungszeit bis zur Inbetriebnahme überhaupt anfallen können. Zusätzlich wäre (anhand von Projekt- / Errichtungsverträgen) zu prüfen, ob diese Arbeiten in dem betrachteten Zeitraum nicht bereits durch den Bau- und Installationsvertrag mit dem Hersteller abgedeckt sind (und damit vom Hersteller übernommen würden, womit sie dann ggf. auch aktiviert würden).

Demnach gibt es für eine Durchschnittsbildung zwei grundsätzliche Möglichkeiten: Die Abgrenzung nach Tätigkeiten und Leistungen, die einzelnen Hauptkomponenten zugeordnet werden könnten. Die durchschnittlichen Kosten wären dann über unterschiedliche Netzanbindungen zu gleichen Leistungen und gleichen Komponenten zu ermitteln. Auf der anderen Seite könnte – falls die erste Möglichkeit aufgrund fehlender Daten nicht möglich ist – hilfsweise eine zeitliche Abgrenzung erfolgen. Hier sollten die Projektmeilensteine einer Netzanbindung als Hauptkriterium dienen, vergleichbare „Zeitabschnitte“ zu betrachten, über welche Mittelwerte gebildet werden könnten.

Grundsätzlich sollte überlegt werden, ob die Kosten nicht in feste und größenabhängige Anteile aufzugliedern wären. Dadurch ließen sich u. U. unterschiedliche Leistungsklassen besser vergleichen.

3.4.3 Weitere Aspekte

Sondereffekte, die nicht direkt aus den unterschiedlichen Aufgaben bzw. der unterschiedlichen Aufgabenintensität in den verschiedenen Projektphasen entstehen, und Effekte, die von der sogenannten „Badewannenkurve“ abgeleitet werden können, sollten außer Betracht gelassen werden.

Es bleibt derzeit noch offen, inwiefern der Fortschritt in Form einer technischen Innovation und der zunehmenden Effizienz bei Anwendung derselben Technologie (Lernkurve) eine Rolle spielen könnte. Der Punkt sollte getrennt erörtert werden, denn es geht um die Betriebskosten zukünftiger Investitionsmaßnahmen.

4 TECHNIK DER OFFHORE-NETZANSCHLUSSSYSTEME

4.1 Prinzipielle Struktur und Abschnitte von Offshore-Netzanbindungen

Die derzeitige Struktur deutscher Offshore-Netzanbindungen beruht auf einer Anpassung des EnWG vom 09. Dezember 2006. Die Einfügung des damaligen § 17 Abs. 2a EnWG verpflichtete die zuständigen Übertragungsnetzbetreiber zur Errichtung und zum Betrieb der Leitungen vom Umspannwerk der Offshore-Windparks bis zum technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt mit dem Übertragungs- oder Verteilernetz. Daraus resultierend wurden in den Folgejahren Einzelanbindungen und, wo es möglich war, Sammelanbindungen für mehrere Offshore-Windparks realisiert. Abhängig von der Entfernung zwischen den Netzanschlusspunkten und den potentiell zu übertragenen Leistungen war zunächst zu eruieren, welche Übertragungstechnologien in Frage kamen. Dabei wurden die Zweige Drehstromkabelübertragung und VSC¹⁹-Hochspannungsgleichspannungsübertragung gewählt. In der deutschen Nordsee entstanden hauptsächlich Hochspannungsgleichstrom-Netzanbindungen; in der deutschen Ostsee bisher ausschließlich Hochspannungsdrehstrom-Netzanbindungen.

Nach Anpassung des EnWG am 20. Dezember 2012 erfolgte eine Präzisierung bzw. Anpassung des technischen und rechtlichen Regulierungsrahmens durch die Einführung des Offshore-Netzentwicklungsplans und des Bundesfachplans Offshore. Die aktuellen technischen Rahmenbedingungen werden in den folgenden Abschnitten kurz beschrieben. Die Grundstruktur und die Anbindungsabschnitte²⁰ haben sich jedoch gegenüber den ersten realisierten deutschen Offshore-Netzanbindungen nicht verändert. Es handelt sich in der Regel um:

1. AC-Exportkabel (nur bei DC-(Sammel)Anbindungen: Hochspannungsdrehstrom-Seekabel zur Anbindung des UW des OWP an eine Offshore-Konverterplattform des ÜNB)
2. Topside Gebäudeteil (Betriebsgebäude Offshore, d. h. baulicher Teil der Offshore-Plattform: Tragkonstruktion + Topside)
3. Topside Anlagentechnik (elektrotechnische Ausrüstung der Offshore-Plattform/Primär-, Sekundärtechnik)
4. Seekabel (HVAC oder HVDC)
5. Landkabel (HVAC oder HVDC)
6. Onshore-UW bzw. -Konverter (Elektrotechnische Betriebsmittel und Anlagen am Netzverknüpfungspunkt)
7. Onshore-UW bzw. -Konverter (Gebäude am Netzverknüpfungspunkt)

4.2 Netzanbindungen mit Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ / HVAC)

Generell werden HDÜ eher bei kurzen Distanzen und geringen Übertragungsleistungen eingesetzt, wobei es keine veröffentlichten konkreten Schwellenwerte gibt. Auch scheint es im europäischen Umfeld durchaus unterschiedliche Philosophien zu geben. Planmäßig werden vor diesem Hintergrund zurzeit jedenfalls in der deutschen Ostsee HDÜ-Netzanbindungen realisiert. In der deutschen Nordsee dienen sie bisher als Ausnahmen für die OWP Riffgat, Nordergründe und Alpha Ventus.

¹⁹ Voltage Source Converter; selbstgeführte HGÜ (auch bekannt unter den Markennamen HVDC Light, HVDC Plus und HVDC MaxSi-ne).

²⁰ Anbindungsabschnitt bezeichnet eine Zusammenfassung von Anlagegütern eines Offshore-Anbindungssystems, die einen sinnvoll technisch abgrenzbaren Bereich bilden.

Abbildung 1 stellt eine typische Konfiguration einer Netzanbindung in der deutschen AWZ der Ostsee gemäß BFO-O 2013 dar.

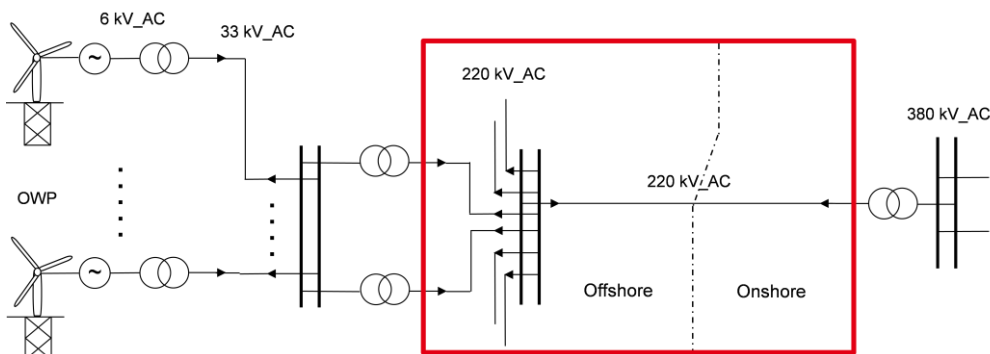


Abbildung 1: Typische Konfiguration in der deutschen AWZ der Ostsee gemäß BFO-O 2013 (HVAC 220 kV)

Zu berücksichtigen ist zunächst, dass Anbindungsabschnitt 1 bei der HDÜ-Netzanbindung entfällt. Die Windenergieanlagen auf See sind mittelspannungsseitig (33 kV) an ein 220-kV-/33-kV-Umspannwerk auf See eingebunden. Gemäß O-NEP 2013 gilt für die Eigentums- und Liefergrenzen der Höchstspannungsschaltanlage am Netzanschlusspunkt: „Die Bereitstellung und der Netzbetrieb der Höchstspannungsschaltanlagen am Netzanschlusspunkt inklusive aller notwendigen Nebenanlagen auf der Umspannplattform des OWP obliegen der Verantwortung des OWP-Betreibers.“²¹ Gleichwohl ist die Eigentumsgrenze am NAP in Abbildung 13 des O-NEP 2013 hinter dem höchstspannungsseitigen (220 kV) Leistungsschalter, aber innerhalb der Schaltanlage aufgezeigt.

Beschreibung der Anbindungsabschnitte HDÜ

Anbindungsabschnitt 1 - AC-Exportkabel

Bei dem Konzept gemäß Abbildung 1 entfällt Anbindungsabschnitt 1. Es gibt also kein Hoch- oder Höchstspannungs-Drehstrom-Seekabel des ÜNB vom OWP zu einer Plattform des ÜNB.

Anbindungsabschnitt 2 - Topside Gebäudeteil

Als Anbindungsabschnitt 2 ist der Teil des Offshore-Bauwerks des OWP zu sehen, den der ÜNB für seine Betriebsmittel und Anlagen benötigt.

Beispiele für OSS-Plattformen (Offshore-Bauwerke der OWP) sind in Abbildung 2 zu sehen.



Abbildung 2: OSS von Baltic 1, Baltic 2 (Quelle jeweils EnBW) und Wiking (Quelle Kühnpro offshore)

²¹ O-NEP 2013 Teil1 Seite 55.

Anbindungsabschnitt 3 - Topside Anlagentechnik

Der Anbindungsabschnitt 3 ist differenziert zu betrachten. Die Betriebsmittel und Anlagen auf der Topside stellen grundsätzlich die Funktion des Offshore-Umspannwerks (OSS) eines Windparks dar. Um keine gesonderte Plattform errichten zu müssen, kann der ÜNB diese Plattform für die Installation seiner Komponenten mitbenutzen. Die Planung, aber auch die Abgrenzung der Gewerke zwischen ÜNB und OWP muss daher in enger Abstimmung erfolgen. Wesentliche primärtechnische Anlage des ÜNB sind die Drosseln zur Blindleistungskompensation²² der 220-kV-Drehstromkabel. Abbildung 3 zeigt skizziert den Ausschnitt eines Netzanbindungssystems der 220-kV-2x250-MW-Klasse in Anbindungsabschnitt 3.

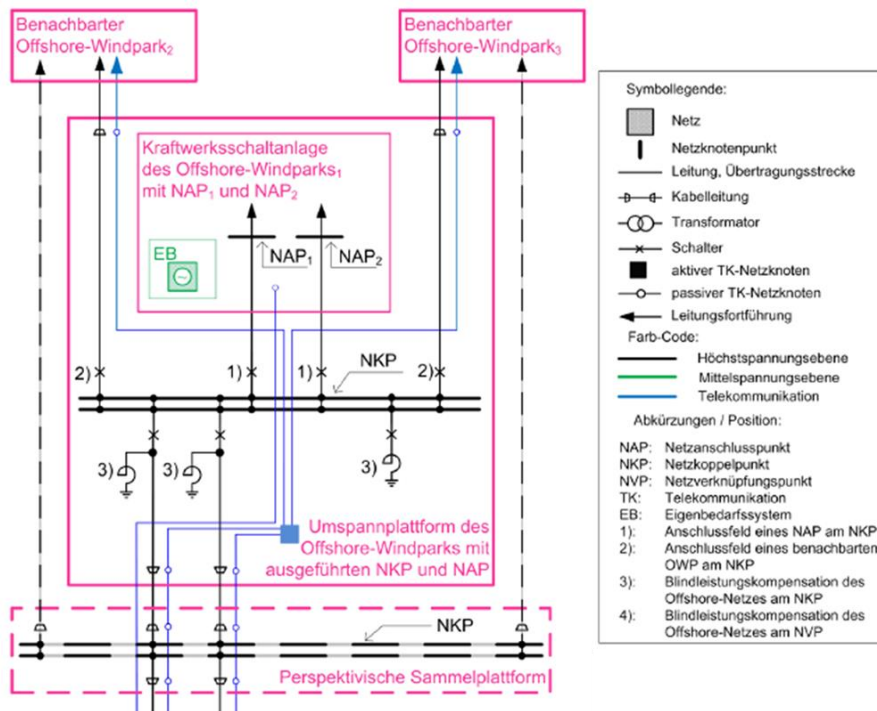


Abbildung 3: Ausschnitt aus „Netzgraph des Netzanbindungssystems der 220-kV-2x250-MW-Klasse“ (Quelle: ONEP 2013; ÜNB)

Anbindungsabschnitt 4 - Seekabel

Nach aktuellem Planungsstand bilden in der deutschen Ostsee 220-kV-Drehstromkabel den Anbindungsabschnitt 4. Bei den Kabeln für die ersten beiden Offshore-Netzanbindungen in der deutschen Ostsee (Baltic 1 etwa 60 km Entfernung zum Anlandungspunkt und Baltic 2 etwa 120 km Entfernung) handelt es sich dagegen noch um 150-kV-Kabel (dreiadrig). Die Anbindung von Baltic 2 stellt überdies eine Sonderrolle dar. Die beiden Kabelsysteme werden nicht unmittelbar von der OSS von Baltic 2 bis zum Anlandungspunkt verlegt. Es erfolgt eine Einführung in die OSS von Baltic 1. Hierdurch ergeben sich Vorteile wie die Einsparung eines Kabelsystems (Baltic 1 müsste ansonsten ein eigenes, gesondertes Netzanbindungssystem haben) sowie die Möglichkeit der Blindleistungskompensation des Netzanbindungssystems; gemäß den Ausführungen im ONEP 2013 beträgt die maximale Distanz zur Leistungsübertragung ohne Zwischenkompensation zwischen Netzanschlusspunkt und Netzverknüpfungspunkt etwa 100 km.

Die nun vorgesehenen 220-kV-Drehstromkabel verfügen je System gemäß O-NEP 2013 jeweils über eine maximale Übertragungskapazität von 250 MW. Für die Netzanbindungssysteme Ostwind 1 der 50Hertz (Ost 1-1 bis 1-4) wird beispielsweise jeweils ein etwa 90 km langes, dreiadriges Kupferkabel (Nennquerschnitt pro Ader 1.200 mm²) mit VPE-Isolierung und integrierten Lichtwellenleitern verwendet²³ (Abbildung 4). Die Kabel

²² Merkmal der Drehstromübertragung ist, dass entlang der Leitung ständig ein elektrisches und magnetisches Feld auf- und abgebaut wird. Der erforderliche Energietransport verursacht Blindleistung. Ab gewissen Größenordnungen (abhängig von der Konfiguration, der Leitungslänge, der Spannung und der Übertragungsleistung) ist eine Kompensation erforderlich.

²³ http://www.50hertz.com/Portals/3/Content/Dokumente/Netzausbau/Projekte%20auf%20See/Windparks/Ostwind%201/2016-09-00_DatenFakten_Ostwind1.pdf (zuletzt abgerufen am 10.05.2017).

B E T

werden mit Spezialschiffen verlegt und mit einer notwendigen Überdeckung in den Meeresboden eingebracht (bei Ostwind 1 1,5 m tief und bei Baltic 2 1,5 m oder 3 m tief).

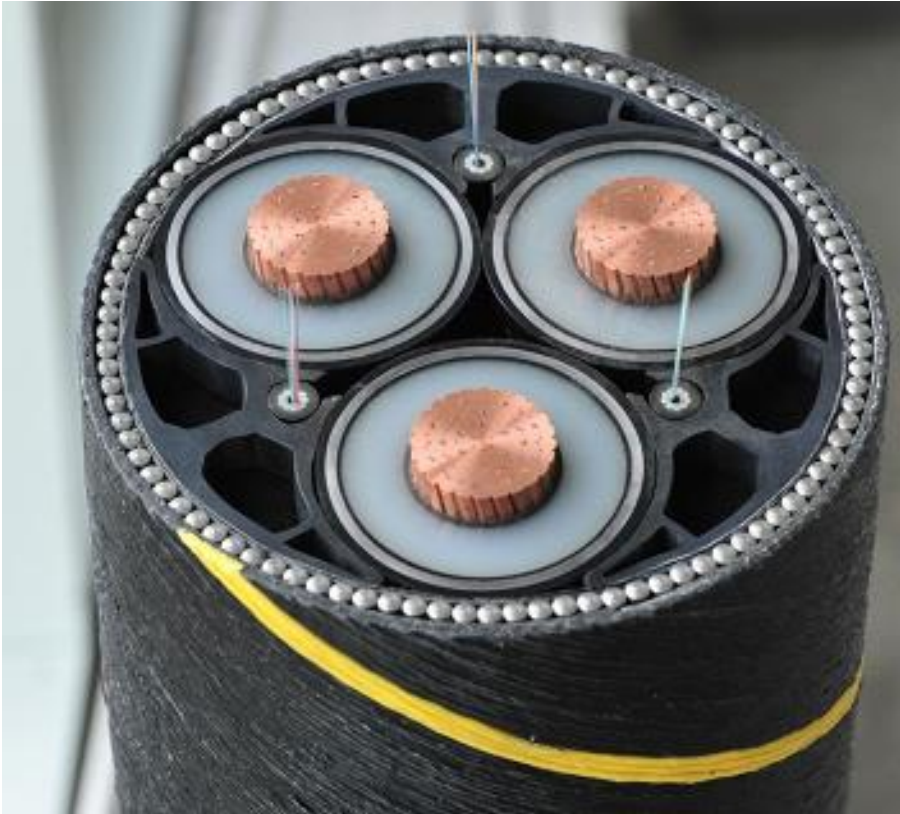


Abbildung 4: Dreiadriges 220-kV-HDU-Seekabel (Quelle 50Hertz)

In allen Fällen ist das sogenannte 2K-Kriterium einzuhalten. Das 2K-Kriterium (K steht für Kelvin) gibt Auskunft über eine zulässige Erd-Erwärmung, die durch Strom führende Kabel hervorgerufen wird. Konkret gilt, dass sich der Meeresboden in 20 cm Tiefe bei belastetem Kabel – also bei Windstromübertragung – im Vergleich zum nicht belasteten Zustand um nicht mehr als 2 K erwärmen darf. Bei der Kabelauslegung zur Einhaltung des 2K-Kriteriums werden gewisse Einspeisesituationen angenommen. Ausgegangen wird zunächst ein stationärer Zustand einer Einspeisung von 77 % der maximal übertragbaren Leistung. Dieser wird gefolgt von einer siebentägigen, andauernden Einspeisung von 99 % der maximal übertragbaren Leistung. Abgeschlossen wird das angenommene Einspeiseprofil von einem Zeitraum von 45 Tagen mit einer Einspeisung von 77 % der maximal übertragbaren Leistung²⁴.

Anbindungsabschnitt 5 - Landkabel

Der Anbindungsabschnitt 5 wird nicht einheitlich realisiert. Unabhängig von dem auch hier verschiedenen Spannungsniveau der Drehstromlandkabel wurden bei Baltic 1 und Baltic 2 die Kabel auf einer etwa 16 km langen Strecke ab dem Anlandungspunkt jeweils als Einleiterkabel ausgeführt (d. h. drei Kabel je System). Zudem erfolgte die Verlegung im offenen Graben. Die Anbindung der Dreileiterkabel der Netzanbindungssystem Ostwind 1 vom Anlandungspunkt bis zum 3 km entfernten Netzverknüpfungspunkt soll dagegen mittels HDD-Verfahren²⁵ erfolgen.

Anbindungsabschnitt 6 - Elektrotechnische Betriebsmittel und Anlagen am Netzverknüpfungspunkt

Die elektrotechnischen Betriebsmittel und Anlagen am Netzverknüpfungspunkt stellen Anbindungsabschnitt 6 dar. Die NVP liegen in küstennahen Umspannwerken des Höchstspannungsnetzes der 50Hertz.

²⁴ Quelle: Z. B. TenneT Offshore Symposium 2016.

²⁵ Horizontal Directional Drilling, d. h. Horizontalspülbohrverfahren.

B E T

Die Ausstattung entspricht also grundsätzlich den üblichen, aber jeweils individuellen Ausführungen der Primär- und Sekundärtechnik.

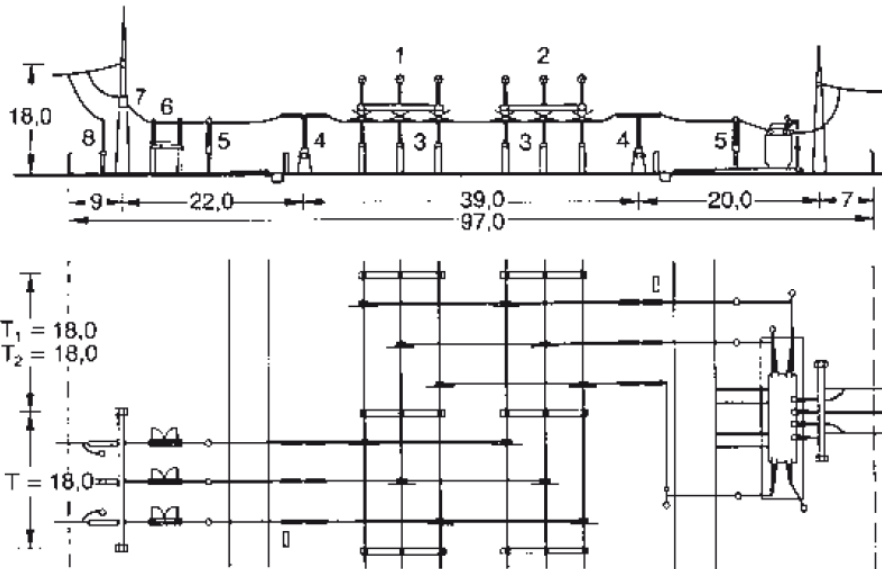


Abbildung 5: 420-kV-Freiluftanlage mit Doppelsammelschienen in Rohr, Diagonalbauweise, Sammelschienen (Quelle: ABB Schaltanlagenbuch)

Anbindungsabschnitt 7 - Gebäude am Netzverknüpfungspunkt

Die Umspannwerke der Netzverknüpfungspunkte sind mit luftisolierten Schaltanlagen ausgestattet (Abbildung 6). Eine spezielle Einhausung ist also bei Anbindungsabschnitt 7 der HDÜ-Netzanbindungen nicht erforderlich.



Abbildung 6: Satellitenaufnahme UW Lubmin (Quelle: Google Earth)

4.3 Netzanbindungen mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ / HVDC)

Offshore-HVDC-Netzanbindungen werden zurzeit in Deutschland nur in der Nordsee eingesetzt. Generell wurden bei der Festlegung der HGÜ als Standardnetzanbindung in der deutschen Nordsee unter anderem die hohen Leistungen (Standard derzeit 900 MW) bei einer Bündelung von Windparks in räumlicher Nähe (Sammelanbindungen) sowie hohe Entfernungen zu Netzverknüpfungspunkten (beispielsweise DoWin 1: 75 km Offshore-Kabeltrasse und 90 km Onshore) angeführt.

Die Ausführung erfolgt gemäß den Vorgaben aus ONEP und BFP als selbstgeführte sogenannte VSC-HGÜ. Im Gegensatz zur klassischen HGÜ ist die VSC-HGÜ nicht von einem externen Drehstromnetz abhängig. Die VSC-HGÜ ist schwarzstartfähig, was die Anbindung von Inselnetzen ohne Synchrongeneratoren ermöglicht. Bei Einsatz der VSC-Technik kann die Gleichspannung konstant gehalten werden, so dass die Kabel weniger beansprucht werden und die Verwendung von VPE-Kabeln möglich ist, die widerstandsfähiger sind und eine weniger aufwändige Installation ermöglichen als Massekabel mit ölprägnierten Papier als Iso-

liermedium. Auch soll mit ihr eine DC-seitige Vernetzung möglich sein, was bisher jedoch zumindest in der deutschen Nordsee nicht praktiziert wird. Wann und ob ein DC-Leistungsschalter in kommerziellen Projekten in der deutschen Nordsee eingesetzt wird, kann hier nicht beantwortet werden. Zurzeit gibt es gemäß eigenen Angaben der Hersteller jedoch nur einen Anbieter für einen DC-Leistungsschalter.

Abbildung 7 stellt eine typische Konfiguration einer Netzanbindung in der deutschen AWZ der Nordsee gemäß BFO-N 2013/2014 dar.

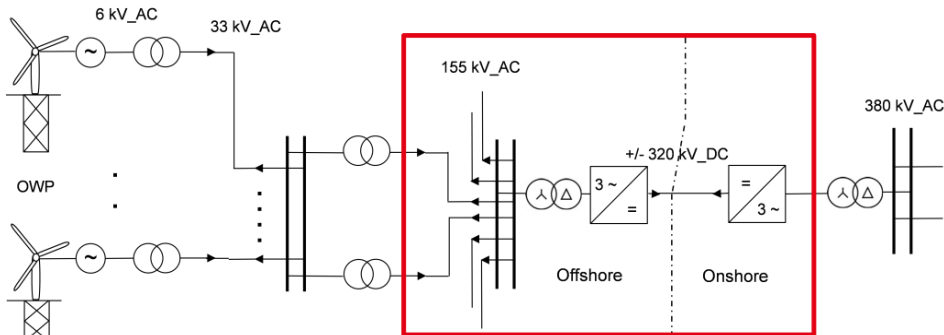


Abbildung 7: Typische Konfiguration in der deutschen AWZ der Nordsee gemäß BFO-N 2013/2014 (VSC -HVDC +/- 320 kV 900 MW; HVAC 155 kV)

Im Folgenden werden auch hier einzelne Anbindungsabschnitte beschrieben.

Anbindungsabschnitt 1 - AC-Exportkabel

Bei dem Konzept gemäß Abbildung 7 besteht der Anbindungsabschnitt 1 gemäß ONEP 2013 aus einem oder mehreren 155-kV-Drehstromsystemen. Hierbei handelt es sich um 155-kV-Dreileiterkabel zwischen der OSS und der sogenannten HGÜ-Kopfstation des ÜNB. Diese Dreileiterkabel haben gemäß ONEP 2013 jeweils eine maximale Übertragungskapazität von 200 MW. Zu berücksichtigen ist, dass die Kompensationspulen der AC-Exportkabel jeweils auf der OSS der angeschlossenen Offshore-Windparks installiert sind.

Anbindungsabschnitt 2 - Topside Gebäudeteil

Als Anbindungsabschnitt 2 ist das Offshore-Bauwerk zu sehen. Es besteht im Wesentlichen aus einer Gründungsstruktur (Fundament für den Plattformbau), die den dauerhaft sicheren Stand des Offshore-Bauwerks gewährleisten muss, und der sogenannten Topside (im eigentlichen Sinne der gesamte Teil einer Plattform über dem Meeresspiegel), welche das Betriebsgebäude darstellt. Alle notwendigen Betriebsmittel und Anlagen, zugehörige Nebenanlagen sowie ggf. Unterkünfte etc. sind in diesem Betriebsgebäude eingehaust. Es bietet zudem einen Helikopterlandeplatz und einen Kran.

Von der grundsätzlichen Funktionalität und den Grobbestandteilen (Gründungsstruktur und Betriebsgebäude) zeigt sich zunächst kein Unterschied zu HDÜ-Offshore-Netzanbindungen. Der erheblich größere Umfang an Betriebsmitteln und Anlagen (siehe Anbindungsabschnitt 3) insbesondere für den DC-Teil machen jedoch deutlich größere Betriebsgebäude (Fläche und Höhe) und damit verbunden auch größere Gründungsstrukturen erforderlich.



Abbildung 8: BorWin Alpha (linkes Bild rechts), Borwin Beta (linkes Bild links) und DolWin Alpha (Quelle jeweils TenneT)

Anbindungsabschnitt 3 - Topside Anlagentechnik

Der Anbindungsabschnitt 3 ist unter anderem wegen der erforderlichen Betriebsmittel und Anlagen zur Gleichrichtung (sichtbar in Abbildung 9) erheblich umfangreicher als bei einer HDÜ-Netzanbindung. Wesentliche primärtechnische Anlagen des Drehstromteils sind die 155-kV-Schaltanlage (die Export-Kabel aller angeschlossenen Offshore-Windparks wird über 155-kV-Kabel in die Schaltanlage eingeführt), 380-kV-/155-kV-Transformatoren, die Höchstspannungsschaltanlage sowie eine Drossel zur Blindleistungskompensation des Offshore-Netzes.

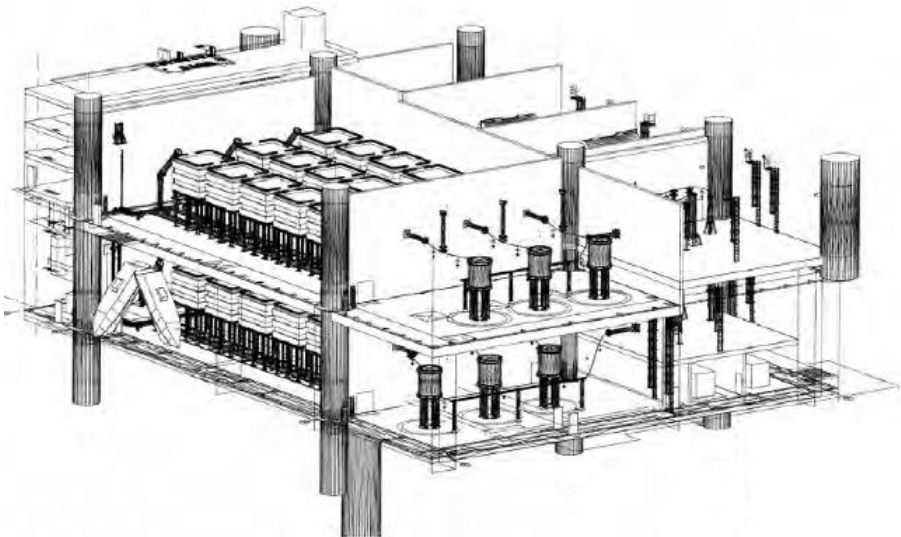


Abbildung 9: Querschnitt der Offshore-Plattform BorWin Beta (BorWin2) (Quelle: Cigré²⁶)

Die Anlagen der Gleichrichtung sind in Abbildung 10 praktisch nur als Blackbox zu erkennen. Daneben gibt es auch auf den Konverterplattformen Betriebsmittel und Anlagen zur Sicherstellung der Eigenbedarfsversorgung und sekundärtechnische Einrichtungen der Schutz- und Leittechnik sowie Telekommunikationseinrichtungen.

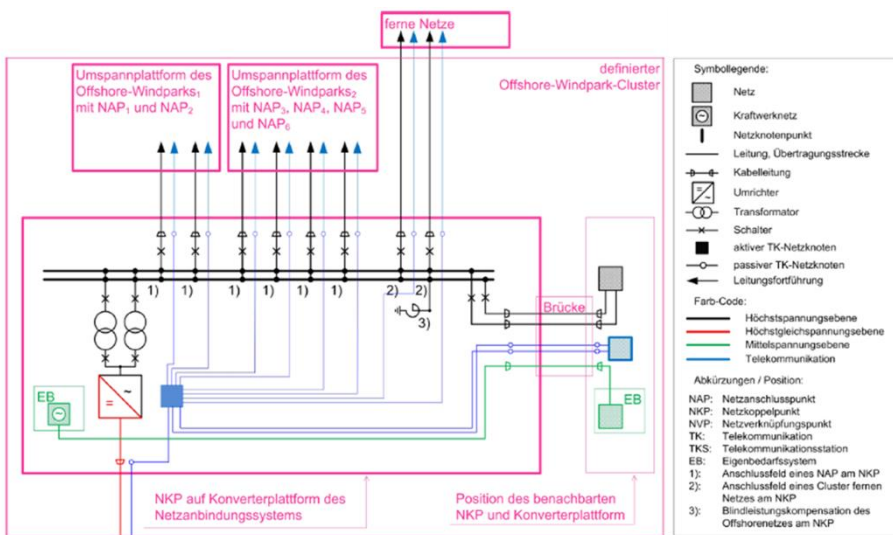


Abbildung 10: Ausschnitt aus „Netzgraph des Netzanbindungssystems der 170kV/+320kV-900-MW-Klasse“ (Quelle: ONEP 2013; ÜNB)

Zu berücksichtigen ist, dass sich seit der ersten HGÜ-Netzanbindung in der deutschen Nordsee (BorWin1) signifikante Änderungen bei den Vorgaben an die Ausstattung einer Plattform ergeben haben. Zudem hat sich die Technologie erheblich weiterentwickelt. Letztlich verdeutlicht der visuelle Vergleich von BorWin Al-

²⁶ "Projects BorWin2 and HelWin1 – Large Scale Multilevel Voltage-Sourced Converter Technology for Bundling of Offshore Windpower"; V. Hussennether, B. Hühnerbein, et. al., Cigré Session 2012, Paris.

pha und BorWin Beta in Abbildung 8 diese Entwicklungen. Die 400-MW-Netzanbindung BorWin1 (Plattform BorWin Alpha) war noch mit der ersten Generation der Technik der VSC-HGÜ ausgestattet. Zudem entfiel die Transformation auf 380 kV auf der Drehstromseite, da auf der Gleichstromseite mit einem Spannungsniveau von ± 150 kV gearbeitet wird (Abbildung 11).

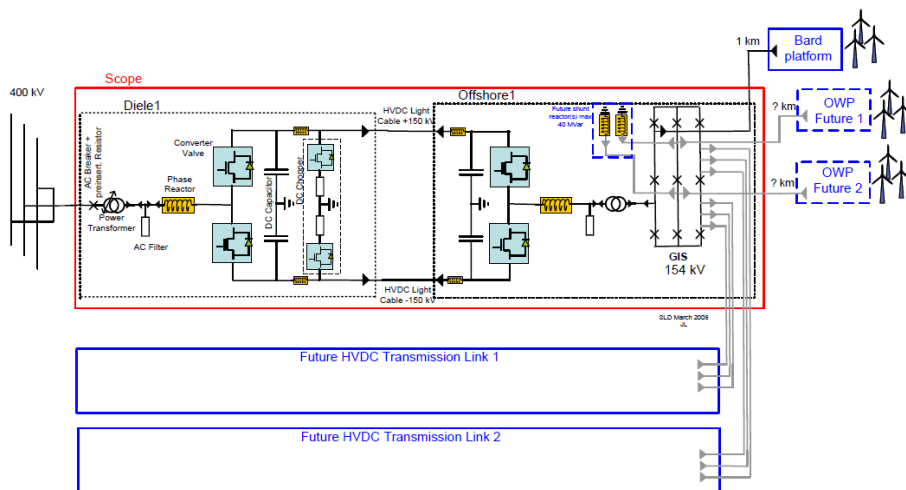


Abbildung 11: Ersatzschaltbild der HVDC Light-Netzanbindung BorWin1 (Quelle ABB)

Heutiger Standard der VSC-HGÜ ist ein Ansatz mit einem modularen Multi-Level-Konverter (MMC) oder dem ähnlichen Ansatz mit kaskadiertem Zwei-Level-Konverter (CTL). Hierdurch sollen im Netzanbindungssystem unter anderem weniger Oberwellen entstehen. Im Resultat können Filter eingespart werden.

Die Auslegung der HGÜ-Kopfstationen erfolgt in zwei verschiedenen Ausführungen. Entweder als sogenannte Mutterstation (bspw. DoWin Alpha) oder Tochterstation (bspw. DoWin Gamma). Neben AC-Anschluss-Schaltfeldern für die zugehörigen OWP verfügen Mutterstationen über zwei Schaltfelder zur Verbindung mit einer anderen Kopfstation. Tochterstationen können dagegen noch über zwei zusätzliche Schaltfelder verfügen. Dies ermöglicht theoretisch die Verbindung mit 2 anderen Kopfstationen. In der Praxis ist jedoch eher von 2 nebeneinander stehenden Plattformen auszugehen. Der Vorteil des Mutter-Tochter-Konzepts liegt dennoch darin, dass Hilfssysteme wie das Helikopterdeck, Unterkünfte und eingeschränkt auch die Notstromversorgung nur einfach vorzuhalten sind. Mutter und Tochter sind baulich und elektrotechnisch miteinander verbunden. Dies geschieht über die in Abbildung 10 sichtbare Brücken. Elektrotechnisch handelt es sich praktisch um eine Kupplungs-Option der Sammelschienen. Die Verbindung ist technisch bedingt auf ca. 950 bis 1.000 MVA limitiert.

Anbindungsabschnitt 4 - Seekabel

Nach aktuellem Standard besteht der Anbindungsabschnitt 4 aus zwei parallel verlegten HVDC-Kabeln entgegengesetzter Polarität (+320 kV und - 320 kV). Dadurch, dass die parallel zueinander verlegten Kabel den gleichen Strom entgegengesetzter Polarität führen, löschen die Magnetfelder der Kabel sich weitgehend aus. Das verbleibende Magnetfeld nimmt mit der Entfernung vom Kabel ab und ist zudem statisch, da es sich um Gleichstrom handelt. Daher werden keine Ströme in Objekten oder Körpern in der Nähe der Kabel induziert. Auch bei den DC-Seekabeln ist in allen Fällen das sogenannte 2K-Kriterium einzuhalten. Für den Bereich des Wattenmeeres gelten sogar höhere Anforderungen als in der AWZ. Im Wattenmeer gilt, dass sich der Meeresboden in 30 cm Tiefe bei belastetem Kabel im Vergleich zum nicht belasteten Zustand um nicht mehr als 2 Kelvin erwärmen darf.

Die geplante Offshore-Trasse verläuft generell von der Offshore-Konverter-Station bis zu einem Anlandungspunkt, bei dem der Übergang auf Landkabel erfolgt. Beispielsweise verliefen die ersten Trassen gemäß der Vorgabe des niedersächsischen Raumordnungs-Programms derart, dass eine Querung der Insel Norderney und eine Trassierung durch das Wattenmeer vorgesehen war (Abbildung 12).

B E T



Abbildung 12: Von der 10-Meter-Tiefenlinie auf See Richtung Strand wurde das Kabel mithilfe der „Nostag“ verlegt (Quelle: ABB/TenneT)

Anbindungsabschnitt 5 - Landkabel

Der Anbindungsabschnitt 5, das HVDC-Erdkabel wird auf der Onshore-Trasse im offenen Graben verlegt (Abbildung 13). Die einzelnen Kabelstränge²⁷ werden durch vorgefertigte Muffen in einer mobilen Station vor Ort miteinander verbunden. Im Gegensatz zu HVAC-Kabeln ist bei Gleichstrom kein Auskreuzen (Cross-Bonding) erforderlich, und es besteht kein Bedarf an Muffenbauwerken.

Die Verlegung der Erdkabel von BorWin1 erfolgte auf einer Verlegetiefe von 1-1,5 m. Während der Bauphase geht der benötigte Arbeitsbereich über die spätere Trassenbreite von 3 m hinaus. Aus Abbildung 13 wird ersichtlich, dass sowohl für das ausgehobene Erdreich als auch für Baufahrzeuge Platzbedarf besteht. Daher ist während der Errichtung eines Systems eine Breite von etwa 15-20 Metern zu erwarten.



Abbildung 13: Installation des Landkabels von BorWin1 im Sommer 2008. Quelle: ABB

²⁷ Die Länge der Kabelstränge ist abhängig von der maximal transportierbaren Kabellänge (750 m bei BorWin1).

B E T

Nach Fertigstellung der Trasse gilt, dass die Erdkabel jederzeit zugänglich sein müssen. Weiterhin ist die Trasse von tief wurzelndem Bewuchs freizuhalten.

Anbindungsabschnitt 6 - Elektrotechnische Betriebsmittel und Anlagen am Netzverknüpfungspunkt

Der Netzverknüpfungspunkt ist das landseitige Ende der Netzanbindung. Hier erfolgt der Anschluss an das landseitige, vermascht betriebene öffentliche Verbundnetz. Die Verknüpfung erfolgt in einer Höchstspannungsschaltanlage.

Die elektrotechnischen Betriebsmittel und Anlagen der Netzanbindung am Netzverknüpfungspunkt (Anbindungsabschnitt 6) spiegeln mit Blick auf die DC-Seite diejenigen auf der Seeseite. Wesentliche Unterschiede sind, dass die 155-kV-Schaltanlage sowie die 380-kV-/155-kV-Transformatoren entfallen und dass die AC-Seite hier mittels einer 380-kV-Freiluftschaltanlage realisiert wird. Die prinzipiellen Betriebsmittel und Anlagen der Konverterstation an Land zeigt Abbildung 14.

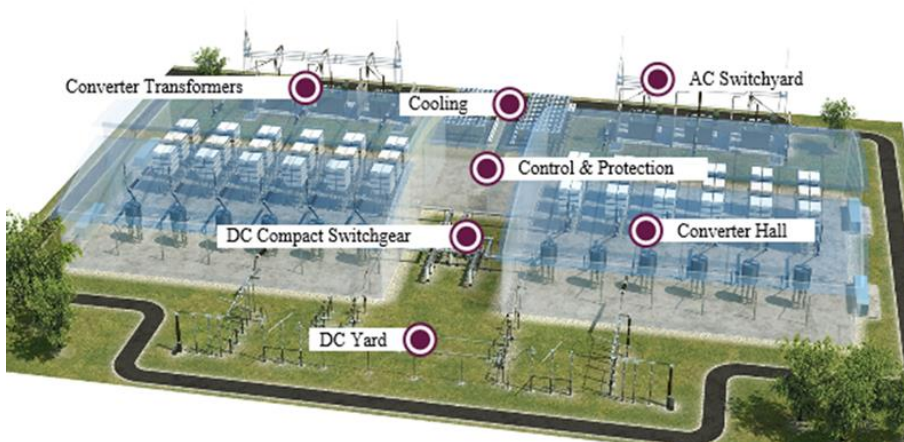


Abbildung 14: Bestandteile einer Konverterstation an Land (Quelle: Siemens)

Anbindungsabschnitt 7 - Gebäude am Netzverknüpfungspunkt

Anbindungsabschnitt 7 stellt jeweils die neu zu errichtende Konverterstation dar. Ein Großteil der Betriebsmittel und Anlagen des DC-Teils sind dabei auch onshore in Containern eingehaust (Abbildung 14, Abbildung 15).

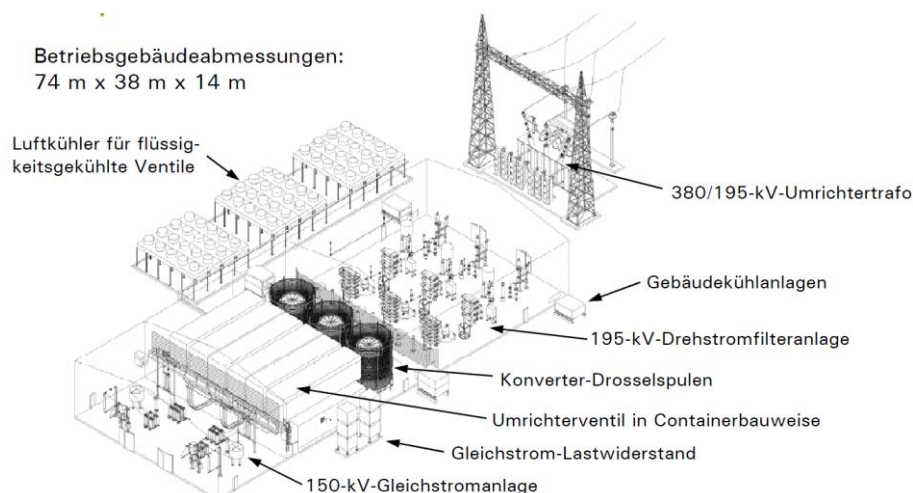


Abbildung 15: Umrichterstation für BorWin1. Quelle: Tennet

Insgesamt verdeutlichen die schematischen Darstellungen, aber auch die Satellitenaufnahmen den Unterschied von Anbindungsabschnitt 7 bei HGÜ-Netzanbindungen im Vergleich zu HDÜ-Netzanbindungen.

B E T



Abbildung 16: Satellitenaufnahme UW Dörpen/West (Quelle: Google Earth)

5 DEM GUTACHTEN ZUGRUNDE LIEGENDE DOKUMENTE UND DATENBASIS

Die derzeit gültige Betriebskostenpauschale für Offshore-Anlagen wurde mit dem Beschluss BK4-11-026 am 12.12.2011 durch die Beschlusskammer 4 der BNetzA auf 3,4 % der für eine Investitionsmaßnahme (damals: Investitionsbudget) ansetzbaren (damals: anererkennungsfähigen) Anschaffungs- und Herstellungskosten festgelegt. Im Rahmen des Festlegungsverfahrens wurde seinerzeit durch die TU Clausthal ein Sachverständigengutachten²⁸ zur Ermittlung abweichender Betriebskostenpauschalen für Investitionsmaßnahmen gemäß § 23 ARegV erstellt.

Im Jahr 2010 war das Offshore-Netzanschlussystem (OS-NAS) **alpha ventus** als erstes deutsches OS-NAS mit einer Hochspannungsdrehstromübertragung (HDÜ, englisch HVAC = High Voltage Alternating Current) in der Nordsee in Betrieb gegangen, im Jahr 2011 folgte in der Ostsee das OS-NAS **Baltic 1** mit Hochspannungsdrehstromübertragung.

Darüber hinaus wurde im Jahr 2010 mit der Errichtung von BorWin1 in der deutschen Nordsee und damit die erste Inbetriebnahme eines Offshore-Netzanbindungssystems mit einer Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ, englisch HVDC = High Voltage Direct Current), begonnen. Im Wesentlichen aufgrund eines sehr schwierigen und langwierigen technischen Inbetriebnahmeprozesses erfolgte die kommerzielle Abnahme und Inbetriebnahme des OS-NAS BorWin1 – entgegen den ursprünglich avisierten rund 30 Monaten²⁹ - jedoch erst im Dezember 2015.

Die Gutachter der TU Clausthal konnten bei ihren Arbeiten auf keine nennenswerte Datenbasis in Bezug auf buchhalterisch erfasste Betriebskosten sowie Anschaffungs- und Herstellkosten (AHK) von Offshore-Netzanbindungssystemen zurückgreifen und stützen sich daher ausschließlich auf Herstellerangaben, Expertenbefragungen, Vorschriften, Erfahrungswerte und Literaturrecherchen.

5.1 Datenerhebungen 2016

Im Rahmen von Vorermittlungen der Beschlusskammer 4 der BNetzA im Jahr 2016 wurden für die bis dahin in Betrieb genommenen Offshore-Netzanbindungssysteme bei den betroffenen Übertragungsnetzbetreibern Daten zu den Anschaffungs- und Herstellungskosten sowie zu den jeweils angefallenen Betriebskosten erhoben.

Für die Offshore-Netzanschlussysteme in der deutschen Nordsee ist als Übertragungsnetzbetreiber die TenneT TSO GmbH zuständig und verantwortlich. Für die Offshore-Netzanschlussysteme in der deutschen Ostsee ist als Übertragungsnetzbetreiber die 50Hertz Transmission GmbH zuständig und verantwortlich.

Die Anzahl der in Betrieb gegangenen Offshore-Netzanbindungssysteme war seit dem Jahr 2011 deutlich angestiegen:

Im Laufe des Jahres 2015 waren in der Nordsee die HVDC-Offshore-Netzanschlussysteme **BorWin1**, **BorWin2**, **DolWin1**, **HelWin1**, **HelWin2** sowie **SylWin1** regulatorisch in Betrieb gegangen.

Zudem waren im Jahre 2014 das HVAC-Offshore-Netzanbindungssystem **Riffgat** in der Nordsee sowie im Jahr 2015 das HVAC-Offshore-Netzanbindungssystem **Baltic 2** in der Ostsee in Betrieb gegangen.

Die von der Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur im Jahre 2016 für die Vorermittlungen verwendeten Erhebungsbögen fragten bei den zuständigen Übertragungsnetzbetreibern für die bislang abgeschlossenen

²⁸ TU Clausthal, Institut für Wirtschaftswissenschaft – Lehrstuhl für BWL, insbesondere Unternehmensrechnung sowie Institut für Erdöl- und Erdgastechnik – Lehrstuhl für Gasversorgungstechnik, Gutachten im Auftrag der BNetzA „Ermittlung abweichender Betriebskostenpauschalen für Investitionsbudgets gemäß § 23 ARegV“, Clausthal-Zellerfeld, 5. Oktober 2011

²⁹ Vgl. Seite 14 des „Positionspapiers zur Netzanbindungsverpflichtung gemäß § 17 Abs. 2a EnWG“ der Bundesnetzagentur vom Oktober 2009, Bonn, Stand: 14.10.2009

B E T

Betriebsjahre der verschiedenen Offshore-Netzanbindungssysteme sowie für eine Hochrechnung für das Jahr 2016 jeweils eine matrixartige Aufgliederung der Betriebskosten ab.

Dabei sollten die Betriebskosten für die verschiedenen Jahre von der betroffenen ÜNB einerseits in verschiedene Betriebskostenarten (Zeilen) und andererseits in verschiedene Anlagengruppen (Spalten) aufgeteilt werden. Die grundsätzliche Struktur dieser Erhebungsbögen orientierte sich sehr eng an der Struktur der Erhebungsbögen für die regulatorische Kostenprüfung der im jeweiligen Basisjahr einer Regulierungsperiode zu erhebenden Kostenbestandteile.

Die Aufgliederung in Haupt- und Unterpositionen der verschiedenen (Betriebs-)Kostenarten im Erhebungsbogen 2016 ist in der folgenden Tabelle 1 dargestellt:

Lfd. Nr.	Kostenarten
1.	Aufwandsgleiche Kosten
1.1.	Materialkosten
1.1.1.	Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe
1.1.2.	Aufwendungen für bezogene Leistungen
1.1.2.3.	davon Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung
1.1.2.4.	davon Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen
1.2.	Personalkosten
1.2.1.	Löhne und Gehälter
1.2.1.1.	davon Kosten/Erlöse der im gesetzlichen Rahmen ausgeübten Betriebs- und Personalratstätigkeit
1.2.1.2.	davon Kosten/Erlöse der Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen
1.2.2.	Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung
1.2.2.1.	davon für Altersversorgung
1.2.2.2.	davon soziale Abgaben und sonstige Aufwendungen
1.2.2.3.	davon Kosten/Erlöse der betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dez. 2008 abgeschlossen worden sind
1.2.2.4.	davon Kosten/Erlöse der Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen
1.5.	Sonstige betriebliche Kosten
1.5.1.	davon Konzessionsabgaben
1.5.2.	davon Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge
1.5.3.	davon Versicherungen
1.5.4.	davon Bürobedarf, Drucksachen und Zeitschriften
1.5.5.	davon Postkosten, Frachtkosten und ähnliche Kosten
1.5.6.	davon Rechts- und Beratungskosten
1.5.7.	davon Sponsoring, Werbung, Spenden
1.5.8.	davon Reisekosten und Auslösungen
1.5.9.	davon Bewirtung und Geschenke
1.5.10.	davon Wartung und Instandsetzung
1.5.11.	davon Einzelwertberichtigungen und Abschreibungen auf Forderungen
1.5.12.	davon Ausgleichszahlungen aufgrund grenzüberschreitender Stromflüsse
1.5.13.	Sonstiges
5.	Kostenmindernde Erlöse und Erträge
5.1.	Erhobene Konzessionsabgaben
5.8.	Sonstige Erlöse und Erträge
5.8.1.	Erlöse aus Ausgleichszahlungen für grenzüberschreitende Stromflüsse (Art. 3 VO [EG] 1228/2003)
5.8.1.1.	Erlöse aus Zuweisung von Verbindungen für grenzüberschreitende Stromflüsse
5.8.2.	Erlöse aus Ausgleichsenergie (§ 23 EnWG)
5.8.3.	sonstige betriebliche Erlöse und Erträge
5.8.4.	Erlöse aus ITC
5.8.5.	Erlöse aus Engpassmanagement
	SUMME

Tabelle 1: Aufgliederung der Kostenarten im Erhebungsbogen 2016

B E T

Die Aufgliederung in Haupt- und Unterpositionen der verschiedenen Anlagengruppen entsprechend der Vorgaben der StromNEV im Erhebungsbogen 2016 ist in der nachfolgenden Tabelle 2 dargestellt:

Anlagengruppennummer	Anlagengruppe
1	Grundstücke
2	Grundstücksanlagen, Bauten für Transportwesen
3	Betriebsgebäude
4	Verwaltungsgebäude
5	Gleisanlagen, Eisenbahnwagen
6	Geschäftsausstattung (ohne EDV, Werkzeuge/Geräte)
7	Werkzeuge / Geräte
8	Lagereinrichtung
9	Hardware
10	Software
11	Leichtfahrzeuge
12	Schwerfahrzeuge
13	Freileitungen 110-380 kV
14	Kabel 220 kV
15	Kabel 110 kV
16	Stationseinrichtungen und Hilfsanlagen inklusive Trafo und Schalter
17	Schutz-, Mess- und Überspannungsschutzeinrichtungen, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess- und Automatanlagen sowie Rundsteuerungsanlagen einschließlich Kopplungs-, Trafo- und Schaltanlagen
18	Sonstiges
19	Kabel Mittelspannungsnetz
20	Freileitungen Mittelspannungsnetz
21	Kabel 1 kV
22	Freileitungen 1 kV
23	380 / 220/110/30/10 kV-Stationen
24	Hauptverteilerstationen
25	Ortsnetzstationen
26	Kundenstationen
27	Stationsgebäude
28	Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen
29	ortsfeste Hebezeuge und Lastenaufzüge einschließlich Laufschiene, Außenbeleuchtung in Umspann- und Schaltanlagen
30	Schalteinrichtungen
31	Rundsteuer-, Fernsteuer-, Fernmelde-, Fernmess-, Automatanlagen, Strom- und Spannungswandler, Netzschutzeinrichtungen
32	Kabel Abnehmeranschlüsse
33	Freileitungen Abnehmeranschlüsse
34	Ortsnetz-Transformatoren, Kabelverteilerschränke
35	Zähler, Messeinrichtungen, Uhren, TFR-Empfänger
36	Fernsprechleitungen
37	Fahrbare Stromaggregate

Tabelle 2: Aufgliederung der Anlagengruppen im Erhebungsbogen 2016

Je Anlagengruppe enthielt der Erhebungsbogen 2016 eine weitere Untergliederung zur Erhebung von Informationen und Daten zu:

- Typ der Offshore-Anbindung: HVAC oder HVDC

B E T

- Lage des Anlagegutes: an Land (onshore) oder auf See (offshore)
- Anlagegutkategorie: Aufgliederung siehe nachfolgende Tabelle 3
- Bezeichnung des Anlageguts
- Technische Spezifikation (z. B. Spannung in kV etc.)
- Menge (z. B. in Stück, km, m² etc.)
- Anschaffungsjahr
- Anschaffungs- und Herstellkosten (AHK für Fertiganlagen in EUR)
- Anlagen in Bau (AiB in EUR)
- OPEX gesamt (in EUR)
- Direkte OPEX (direkt zugeordnete „Operational Expenditure“ = Betriebskosten in EUR)
- Geschlüsselte OPEX (über Schlüssel umgelegte „Operational Expenditure“ = geschlüsselte Betriebskosten in EUR)
- Beschreibung des verwendeten OPEX-Schlüssels.

In der nachfolgenden Tabelle 3 sind die in dem von der Beschlusskammer 4 im Jahr 2016 verwendeten Erhebungsbogen wählbaren Anlagegutkategorien dargestellt.

Anlagegutkategorien
Ablagegestelle
Betriebsgebäude
Betriebsstraße
Bremswiderstand
Drossel
Eigenbedarfsanlage
Freileitung
Fundament
Gebäude
Geschäftsausstattung
Grundstück
Grundstücksanlagen
Kabelumspuler
Kompensationsspule
Konverter
Konverterstation
Kran
Kühlung/Klima
Kupplung
Lager
Lagerböcke
Landkabel
Leistungsumspanner
Leittechnik
Leitungsschaltfeld
Nebenanlagen
Objektschutz/Umfriedung
Schaltanlage
Schwerfahrzeuge
Seekabel
Trafo
Trafoschaltfeld
Übertragungs-, Fernwirk, Schutz, Sekundärtechnik
Zuwegung
Sonstiges

Tabelle 3: Aufgliederung der Anlagegutkategorien im Erhebungsbogen 2016

Da sich die bei den Vorermittlungen im Jahr 2016 von der Beschlusskammer 4 verwendeten Erhebungsbögen sehr eng an die Struktur der Erhebungsbögen für die regulatorische Kostenprüfung im Basisjahr einer Regulierungsperiode anlehnten, waren die so erhobenen Daten dazu geeignet, der Beschlusskammer 4 einen ersten aggregierten Überblick über die Kostenentwicklung bei der Errichtung von Offshore-Netzanbindungssystemen seit der letzten Erhebung im Jahr 2011 zu verschaffen. Die Daten waren allerdings nur eingeschränkt dazu geeignet, die Besonderheiten von Offshore-Netzanschlussssystemen abzubilden. Die Projekte für Offshore-Netzanschlussssysteme wurden bisher in der Regel im Rahmen von Generalunternehmerverträgen realisiert.³⁰ Daher liegen Informationen über einzelne Kostenpositionen häufig nicht direkt vor, sondern können – so gefordert – nur über Schlüsselungen aufgegliedert werden. Im Falle von

³⁰ Für künftige Offshore-NAS hat TenneT die Ausschreibung auf Lose aufgeteilt und dadurch mehr Wettbewerb und in der Folge ca. 15 % geringere AHK realisiert, vgl. dazu die Meldung des Online-Magazins energate-messenger vom 17. Juli 2017 „DoIWin6: Anschluss von Offshore-Windparks wird billiger“

B E T

Kostenschlüsselungen sind jedoch i. d. R. keine detaillierten Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge identifizierbar, eine kausale Analyse führt somit i. d. R. nicht zu belastbaren Analyseergebnissen.

Die Erhebungsbögen 2016 wurden den beiden betroffenen Übertragungsnetzbetreibern 50Hertz Transmission GmbH und TenneT TSO GmbH von der Beschlusskammer 4 am 14. Juli 2016 zugesandt mit einer vierwöchigen Frist zur Datenlieferung. Kostenpositionen über 100.000,- EUR sollten dabei weiter heruntergebrochen und / oder näher erläutert werden.

Beide Übertragungsnetzbetreiber stellten wegen der Kurzfristigkeit der Datenanfrage und urlaubsbedingter knapper Personalressourcen zunächst nur eine reduzierte Analysetiefe beziehungsweise Detailtiefe der Daten in Aussicht. Im August 2016 wurden die ersten Daten von den Übertragungsnetzbetreibern an die Beschlusskammer 4 geliefert.

Die von 50Hertz Transmission für die beiden Offshore-Netzanschlussssysteme befüllten Datenerhebungsbögen (vgl. Tabelle 3) enthielten nur zwei Anlagengruppen, nämlich die Anlagengruppe 18 „Sonstiges“ sowie die Zusammenfassung der Anlagengruppen 1-17. Dabei enthielt die Anlagengruppe 18 nahezu die vollständigen Kosten, während die Zusammenfassung der Anlagengruppen 1-17 nur unwesentliche Anteile der Kosten enthielt.

Zur Erläuterung teilte 50Hertz Transmission darüber hinaus mit, dass die zwei Offshore-Netzanschlussssysteme Baltic 1 seit dem 29.03.2011 und Baltic 2 seit dem 21.09.2015 in Betrieb seien. Die Betriebskosten der beiden Anbindungssysteme seien nicht für jede Kostenart explizit den Anbindungssystemen zuordenbar. Tatsächlich den Anbindungssystemen entsprechend erfasst worden seien Kosten der Rückstellungsbildung für Rückbaukosten sowie kostenmindernde Erlöse aus der Auflösung von Rückstellungen für verjährte Gebührenansprüche.

Die Verteilung der weiteren Kosten sowie das Herunterbrechen auf die Bereiche Onshore-Assets und Offshore-Assets sei durch eine sachgerechte Aufteilung der Kosten gewährleistet worden. So seien zur präzisen Aufteilung der Kosten zunächst die Zeitpunkte der Inbetriebnahmen der beiden Anbindungssysteme berücksichtigt worden, so dass die Kosten bis zur Inbetriebnahme des Offshore-Netzanschlusssystems Baltic 2 am 21. September 2015 vollständig dem Anbindungssystem Baltic 1 zugeordnet worden seien. Ab diesem Zeitpunkt seien die Kosten entsprechend der Anschaffungs- und Herstellungskosten der Fertiganlagen auf beide Anbindungssysteme aufgeteilt worden und anschließend seien den Onshore-Assets Kosten in Höhe der allgemeinen Betriebskosten-Pauschale von 0,8 % angerechnet worden und sodann sei der verbleibende Teil den Offshore-Assets zugerechnet worden.

Die von der TenneT TSO GmbH im August 2016 befüllten Datenerhebungsbögen für die Offshore-Netzanschlussssysteme BorWin1, BorWin2, DolWin1, HelWin1, HelWin2, SylWin1 und Riffgat enthielten keinerlei Aufgliederung der Kosten in Anlagengruppen. TenneT TSO führte dazu in einem erläuternden Begleitschreiben aus, dass eine Zuordnung auf einzelne Anlagegüter nicht möglich sei, da diese Informationen in den Datenverarbeitungssystemen der TenneT TSO nicht erfasst würden und somit auch nicht abrufbar seien. Die entsprechenden Informationen würden der TenneT TSO auch größtenteils nicht vorliegen, da die Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten von Dienstleistern durchgeführt würden. In den zugehörigen Verträgen, die mit technischen Dienstleistern abgeschlossen wurden, seien die Wartungs- und Instandhaltungskosten nicht je Anlagegut, sondern je Offshore-Netzanschlussssystem beziehungsweise bezogen auf Mengenkontingente vereinbart worden. Ebenso sei der TenneT TSO eine Zuordnung der Betriebskosten zu Onshore- und Offshore-Anlagegegenständen in der zur Verfügung stehenden Zeit nicht möglich gewesen.

Nach Sichtung der eingegangenen Daten und Informationen wendete sich die Beschlusskammer 4 am 7. September 2016 an die beiden Übertragungsnetzbetreiber mit der Bitte, die Granularität der Daten innerhalb einer zweiwöchigen Frist entsprechend der ursprünglichen Abfrage deutlich zu erhöhen, so dass die ursprünglich von der Beschlusskammer 4 vorgesehene Detailtiefe der Datenerhebung erreicht werde. Gleichzeitig wurden die Übertragungsnetzbetreiber von der Beschlusskammer 4 aufgefordert zu bestätigen, dass keinerlei Betriebskosten in den im Rahmen der Ex-Post-Abrechnung angegebenen aktivierten Anschaffungs- und Herstellkosten (AHK) mittelbar oder unmittelbar enthalten sind oder waren.

B E T

Im Verlauf des September 2016 übermittelten die beiden Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission GmbH und TenneT TSO GmbH jeweils weitere Daten und Informationen.

TenneT TSO übermittelte einerseits einen Erhebungsbogen für das Offshore-Netzanschlussystem alpha ventus für die Betriebsjahre 2014 und 2015 sowie eine Hochrechnung für das Jahr 2016. Die Genehmigung der Investitionsmaßnahme für das Projekt alpha ventus endete allerdings schon mit dem Jahr 2013 als letztem Jahr der ersten Regulierungsperiode, da das Netzanschlussystem schon zum 01.01.2010 in Betrieb gegangen war. Die übermittelten Kosten fielen also in einem Zeitraum an, in dem das Offshore-Netzanschlussystem alpha ventus unter den Mechanismus der regulären Anreizregulierung fiel, nachdem die Genehmigung der Investitionsmaßnahme beendet war.

Andererseits übermittelte die TenneT TSO GmbH sogenannte Kostenaufrisse aller Kostenpositionen die gleich oder größer als 100.000,- EUR pro Jahr betragen. Derartige Kostenaufrisse wurden für das Jahr 2015 für alle in der Zuständigkeit der TenneT TSO GmbH fallenden Offshore-Netzanschlussysteme geliefert: alpha ventus, Riffgat, BorWin1, BorWin2, DoWin1, HelWin1, HelWin2 und SylWin1. Von diesen insgesamt acht Offshore-Netzanschlussystemen der TenneT TSO GmbH gingen fünf erst im Laufe des Jahres 2015 in Betrieb, so dass die übermittelten Betriebskosten in diesen Fällen nicht während des ganzen Jahres 2015 angefallen waren, sondern nur in der Zeit zwischen Inbetriebnahme und dem Jahresende. Die Aussagekraft der bereitgestellten Daten im Hinblick auf repräsentative Jahreskosten war dadurch für den Gutachter ebenfalls stark beeinträchtigt.

Die 50Hertz Transmission GmbH übermittelte im Laufe des September 2016 überarbeitete und ergänzte Erhebungsbögen für die beiden von ihr betriebenen Offshore-Netzanschlussysteme Baltic 1 und Baltic 2.

Die von 50Hertz Transmission für die beiden Offshore-Netzanschlussysteme befüllten Datenerhebungsbögen enthielten wiederum nur zwei Anlagengruppen, nämlich die Anlagengruppe 18 „Sonstiges“ sowie die Zusammenfassung der Anlagengruppen 1-17. Dabei enthielt die Anlagengruppe 18 nahezu die vollständigen Kosten, während die Zusammenfassung der Anlagengruppen 1-17 nur unwesentliche Anteile der Kosten enthielt.

Ergänzend wurden für alle Betriebsjahre Aufstellungen der Gesamtwerte der einzelnen per Schlüssel auf Baltic 1 und Baltic 2 verteilten Kostenarten vor der Schlüsselung mit entsprechenden Erläuterungen übermittelt. Weiterhin wurden für alle Betriebsjahre aufgegliederte Aufstellungen der Ist-Kosten für den Bereich der Fremdinstandhaltungskosten geliefert (Ausnahme für das Jahr 2016: Planwerte).

Zur Erläuterung der überarbeiteten Erhebungsbögen teilte 50Hertz Transmission wiederum mit, dass die zwei Offshore-Netzanschlussysteme Baltic 1 seit dem 29.03.2011 und Baltic 2 seit dem 21.09.2015 in Betrieb seien. Die Betriebskosten der beiden Anbindungssysteme seien daher auch in den überarbeiteten Erhebungsbögen nicht für jede Kostenart explizit den Anbindungssystemen zuordenbar. Tatsächlich den Anbindungssystemen entsprechend erfasst worden seien Kosten der Rückstellungsbildung für Rückbaukosten sowie kostenmindernde Erlöse aus der Auflösung von Rückstellungen für verjährte Gebührenansprüche.

Die Verteilung der anderen Kosten sowie das Herunterbrechen auf die Bereiche Onshore-Assets und Offshore-Assets sei durch eine sachgerechte Aufteilung der Kosten gewährleistet worden. So seien zur präzisen Aufteilung der Kosten zunächst die Zeitpunkte der Inbetriebnahmen der beiden Anbindungssysteme berücksichtigt worden, so dass die Kosten bis zur Inbetriebnahme des Offshore-Netzanschlussystems Baltic 2 am 21. September 2015 vollständig dem Anbindungssystem Baltic 1 zugeordnet worden seien. Ab diesem Zeitpunkt seien die Kosten entsprechend der Anschaffungs- und Herstellungskosten der Fertiganlagen auf beide Anbindungssysteme aufgeteilt worden und anschließend seien den Onshore-Assets Kosten in Höhe der allgemeinen Betriebskosten-Pauschale von 0,8 % angerechnet worden und sodann sei der verbleibende Teil den Offshore-Assets zugerechnet worden.

Erläuternd teilte die 50Hertz Transmission GmbH zudem mit, dass auch während der Errichtungsphase von Offshore-Netzanschlussystemen Betriebskosten anfallen würden. Diese beträfen insbesondere Aufgaben wie den Geschäftsbetrieb der 50Hertz Offshore GmbH, Buchführung und Jahresabschlüsse, Verwaltung der

Umlagen und Kostenwälzungsregelungen sowie weitere allgemeine und in der Regel projektübergreifende Aufgaben.

Alle anderen Kosten, die projektspezifisch bei der Errichtung von Offshore-Netzanschlussystemen anfielen, würden gemäß § 255 HGB und den Grundsätzen ordnungsgemäßer Buchführung den Anschaffungs- und Herstellkosten zugeordnet und aktiviert und seien somit keine Betriebskosten.

Zur Überleitung von den Jahresabschlüssen zu den Erhebungsbögen 2016 informierte die 50Hertz Transmission GmbH darüber, dass die Gesamtkosten nicht zu 100 % dem Aufwand im Jahresabschluss der 50Hertz Offshore GmbH entsprächen, da zur Ermittlung Daten aus dem SAP-System verwendet worden seien, welche unter Umständen letzte Anpassungen während der Erstellung des Jahresabschlusses nicht erfassen würden. Mögliche Differenzen seien allerdings sehr klein.

Zudem habe die 50Hertz Transmission bei der Aufstellung die tatsächlich anfallenden Kosten berücksichtigt, während im Jahresabschluss noch eine Sonderverrechnung per SLA (Service Level Agreement) zwischen der 50Hertz Transmission GmbH und der 50Hertz Offshore GmbH hinzukomme, welche die Kosten bis zur Höhe der gestatteten Betriebskostenpauschale auffülle.

Aufgrund der vorstehend ausführlich geschilderten Datenlage als Resultat der Vorermittlungen der Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur im Jahr 2016 und der von den beiden Übertragungsnetzbetreibern 50Hertz Transmission GmbH und TenneT TSO GmbH bereitgestellten Daten und Informationen war dem Gutachter eine angemessene sachliche und inhaltliche Analyse zur Ermittlung einer Offshore-Betriebskostenpauschale allein aus der Erhebung im Jahr 2016 nicht möglich. Zudem liegen nunmehr die Ist-Daten für das Gesamtjahr 2016 vor.

5.2 Datenerhebungen 2017

Um die Besonderheiten von Offshore-Netzanschlussystemen im Vergleich zu Onshore-Netzanschlussystemen besser abbilden zu können und eine höhere Detailtiefe der Kostendaten zu erreichen, hat die Beschlusskammer 4 auf Vorschlag und in Zusammenarbeit mit dem Gutachter die Struktur der Erhebungsbögen für die Datenerhebung 2017 verändert. Dabei wurde auch angestrebt, die Hinweise der beiden Übertragungsnetzbetreiber zu den direkt zuordenbaren und den über Schlüsselungen zugewiesenen Kostenanteilen zu berücksichtigen, um einerseits eine aussagefähige Aufgliederung der Kosten zu erhalten und andererseits Erhebungsaufwand zu vermeiden, dem aller Voraussicht nach kein nennenswerter Erkenntnisgewinn gegenüberstehen würde.

Die strukturelle Aufgliederung in Haupt- und Unterpositionen der verschiedenen (Betriebs-)Kostenarten aus den Erhebungsbögen 2016 wurde auch in den Erhebungsbögen 2017 beibehalten und ist in der folgenden Tabelle 4 (nochmals) dargestellt:

B E T

Lfd. Nr.	Kostenarten
1.	Aufwandsgleiche Kosten
1.1.	Materialkosten
1.1.1.	Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe
1.1.2.	Aufwendungen für bezogene Leistungen
1.1.2.3.	davon Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Betriebsführung
1.1.2.4.	davon Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen
1.2.	Personalkosten
1.2.1.	Löhne und Gehälter
1.2.1.1.	davon Kosten/Erlöse der im gesetzlichen Rahmen ausgeübten Betriebs- und Personalratstätigkeit
1.2.1.2.	davon Kosten/Erlöse der Berufsausbildung und Weiterbildung im Unternehmen
1.2.2.	Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung
1.2.2.1.	davon für Altersversorgung
1.2.2.2.	davon soziale Abgaben und sonstige Aufwendungen
1.2.2.3.	davon Kosten/Erlöse der betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen zu Lohnzusatz- und Versorgungsleistungen, soweit diese in der Zeit vor dem 31. Dez. 2008 abgeschlossen worden sind
1.2.2.4.	davon Kosten/Erlöse der Betriebskindertagesstätten für Kinder der im Netzbereich beschäftigten Betriebsangehörigen
1.5.	Sonstige betriebliche Kosten
1.5.1.	davon Konzessionsabgaben
1.5.2.	davon Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge
1.5.3.	davon Versicherungen
1.5.4.	davon Bürobedarf, Drucksachen und Zeitschriften
1.5.5.	davon Postkosten, Frachtkosten und ähnliche Kosten
1.5.6.	davon Rechts- und Beratungskosten
1.5.7.	davon Sponsoring, Werbung, Spenden
1.5.8.	davon Reisekosten und Auslösungen
1.5.9.	davon Bewirtung und Geschenke
1.5.10.	davon Wartung und Instandsetzung
1.5.11.	davon Einzelwertberichtigungen und Abschreibungen auf Forderungen
1.5.12.	davon Ausgleichszahlungen aufgrund grenzüberschreitender Stromflüsse
1.5.13.	Sonstiges
1.5.13.1	davon Zuführung zur Rückbauverpflichtungsrückstellung
5.	Kostenmindernde Erlöse und Erträge
5.1.	Erhobene Konzessionsabgaben
5.8.	Sonstige Erlöse und Erträge
5.8.1.	Erlöse aus Ausgleichszahlungen für grenzüberschreitende Stromflüsse (Art. 3 VO [EG] 1228/2003)
5.8.1.1.	Erlöse aus Zuweisung von Verbindungen für grenzüberschreitende Stromflüsse
5.8.2.	Erlöse aus Ausgleichsenergie (§ 23 EnWG)
5.8.3.	sonstige betriebliche Erlöse und Erträge
5.8.4.	Erlöse aus ITC
5.8.5.	Erlöse aus Engpassmanagement
	SUMME

Tabelle 4: Aufgliederung der Kostenarten im Erhebungsbogen 2017

Die in der Datenerhebung 2016 sehr fein aufgegliederte Struktur mit einer Vielzahl von Anlagengruppen und einer Vielzahl von Anlagegutkategorien wurde im Rahmen der Datenerhebung 2017 hingegen durch ein sehr schlankes Gliederungsgerüst mit nur acht sogenannten „Anbindungsabschnitten“ abgelöst, welches nachstehend aufgelistet ist. Ein Anbindungsabschnitt bezeichnet dabei eine Zusammenfassung von Anlagegütern eines Offshore-Netzanschlusssystems, die einen sinnvoll technisch abgrenzbaren Bereich bilden.

- **AC-Seekabel** (= OWP-Anbindung (Plattform zum Windpark))
- **Topside Gebäudeteil** (= Betriebsgebäude offshore - baulicher Teil der Offshore-Plattform: Tragkonstruktion + Topside)
- **Topside Anlagentechnik** (= elektrotechnische Ausrüstung auf der Offshore-Plattform: Primär- und Sekundärtechnik)
- **Seekabel (Abschnitt von der Topside bis zur Küste)**
- **Landkabel (Abschnitt von der Küste bis zum Netzverknüpfungspunkt)**
- **Konverter Anlagentechnik** (= elektrotechnische Betriebsmittel und Anlagen am Netzverknüpfungspunkt)
- **Konverter Gebäudeteil** (= Gebäude am Netzverknüpfungspunkt)
- **Sonstiges**

5.2.1 Datenlieferungen mittels Erhebungsbögen

Die 50Hertz Transmission GmbH lieferte die Kostendaten sowohl für die Betriebskosten als auch für die Anschaffungs- und Herstellungskosten für die beiden Offshore-AC-Netzanschlussysteme Baltic 1 und Baltic 2 aufgliedert auf die folgenden fünf Anbindungsabschnitte:

- Topside Plattform Gebäude
- Topside Plattform Anlagentechnik (= elektrotechnische Ausrüstung)
- AC-Seekabel
- AC-Landkabel
- Elektrotechnische Betriebsmittel und Anlagen am Netzverknüpfungspunkt

Bei diesen beiden Offshore-Netzanschlussystemen existieren keine AC-Seekabel zur Anbindung des Umspanntransformators des Offshore-Windparks an eine Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers. Der Übertragungsnetzbetreiber nutzt bei diesen beiden Systemen einen Teil der Umspannplattform des OWP für seine Hochspannungsschaltanlage, seine Kompensationsdrosseln und den Anschluss seiner 150-kV-AC-Seekabel (gegen ein vertraglich vereinbartes Nutzungsentgelt).

Landseitig erfolgt der Anschluss der 150-kV-Netzanschlussysteme an das Übertragungsnetz über ein Umspannwerk mit Außen-isolierter Schaltanlage, so dass hier kein landseitiger Gebäudeanteil existiert.

Für das Offshore-Netzanschlussystem Baltic 1 wurden die Kostendaten ab Inbetriebnahme am 29.03.2011 für das Jahr 2011, für die kompletten Jahre 2012 bis 2016 und für das erste Halbjahr 2017 bereitgestellt.

Für das Offshore-Netzanschlussystem Baltic 2 wurden die Kostendaten ab Inbetriebnahme am 21.09.2015 für das Jahr 2015, für das komplette Jahr 2016 und für das erste Halbjahr 2017 bereitgestellt.

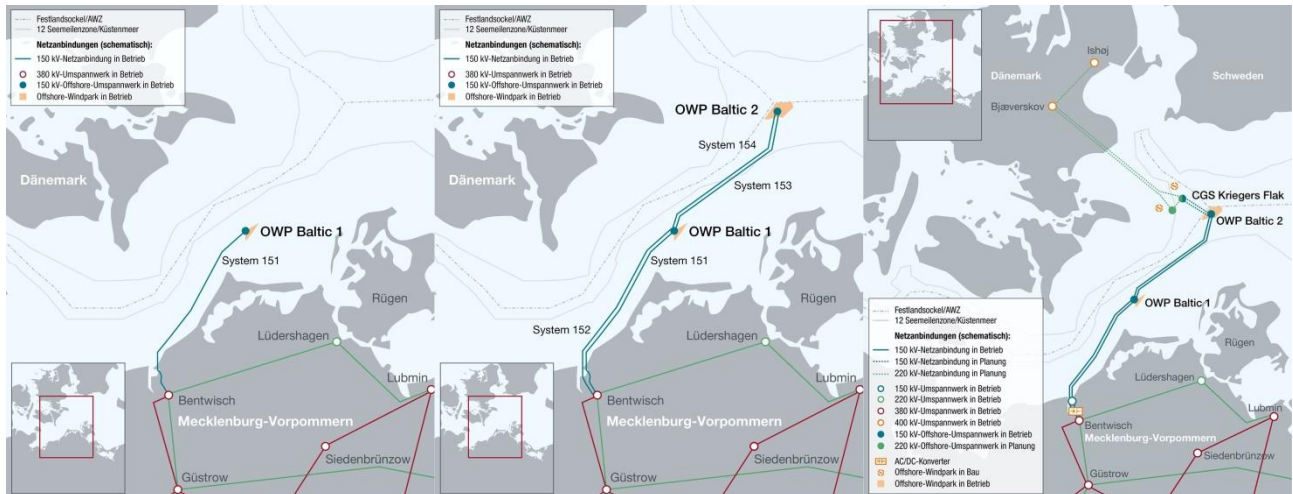


Abbildung 17: Netzpläne zu den Offshore-AC-Netzanschlusssystemen Baltic 1 und Baltic 2 sowie dem Untersee-Interkonnectors Kriegers Flak CGS – Combined Grid Solution (Quelle: Website der 50Hertz Transmission GmbH)

Aus der vorstehenden Abbildung 17 ist ersichtlich, wie eng die beiden Offshore-AC-Netzanschluss-Projekte Baltic 1 und Baltic 2 sowie das derzeit in der Realisierung befindliche Untersee-Interkonnectoren-Projekt zwischen Deutschland und Dänemark/Ost Kriegers Flak CGS (Combined Grid Solution) technisch miteinander verzahnt sind. Insofern ist eine separate Kostenbetrachtung und -auswertung für die beiden Offshore-AC-Netzanschlusssysteme Baltic 1 und Baltic 2 aus Sicht des Gutachters wenig aufschlussreich.

Die TenneT TSO GmbH lieferte für

- das am 01.01.2010 als erstes in Betrieb genommene und mit 110 kV betriebene Offshore-AC-Netzanschlusssystem alpha ventus und
- für das zweite von der TenneT TSO GmbH seit dem Februar 2014 mit 155 kV betriebene Offshore-AC-Netzanschlusssystem Riffgat

die Kostendaten für die Betriebskosten und für die Anschaffungs- und Herstellungskosten aufgliedert auf die folgenden vier Anbindungsabschnitte:

- AC-Seekabel und AC-Landkabel (110 kV)
- Elektrotechnische Betriebsmittel und Anlagen am Netzverknüpfungspunkt
- Gebäude am Netzverknüpfungspunkt
- Sonstiges

Auch bei diesen beiden Offshore-AC-Netzanschlusssystemen der TenneT TSO GmbH existieren keine AC-Seekabel zur Anbindung des Umspanntransformators des Offshore-Windparks an eine Konverterplattform des Übertragungsnetzbetreibers. Der Übertragungsnetzbetreiber nutzt auch bei diesen beiden Systemen einen Teil der Umspannplattform des OWP für seine Hochspannungsschaltanlage, seine Kompensationsdrosseln und den Anschluss seiner 110-kV- oder 155-kV-AC-Seekabel.

Aufgrund der gemeinsamen Vergabe der See- und Landkabelstrecken in beiden Projekten jeweils an einen Generalunternehmer ist der TenneT TSO GmbH nach ihren Angaben eine verursachungsgerechte Kostenaufteilung auf Seekabelabschnitte und Landkabelabschnitte nicht möglich.

Landseitig erfolgt der Anschluss der beiden Offshore-AC-Netzanschlusssysteme der TenneT an das Netz der öffentlichen Versorgung über Umspannwerke mit Außen-isolierter Schaltanlagen, so dass nur ein mar-

ginaler landseitiger Gebäudeanteil für Betriebsgebäude existiert. Die Sammelposition „Sonstiges“ enthält ebenfalls nur unwesentliche Kostenanteile.

Für das **Offshore-AC-Netzanschlussystem alpha ventus** wurden die Daten für die drei vollständigen Betriebsjahre 2014 bis 2016 und für das erste Halbjahr 2017 bereitgestellt. Die Genehmigung der Investitionsmaßnahme für das Projekt alpha ventus endete allerdings schon mit dem Ende der ersten Regulierungsperiode, das heißt mit dem Ende des Jahres 2013.

Für das Offshore-AC-Netzanschlussystem Riffgat wurden von TenneT TSO die Kostendaten ab Inbetriebnahme im Februar 2014 für das Jahr 2014, für die kompletten Jahre 2015 und 2016 und für das erste Halbjahr 2017 bereitgestellt.

Die TenneT TSO GmbH lieferte für die sechs bisher in Betrieb genommenen und abgenommenen **Offshore-DC-Netzanschlussysteme BorWin1, BorWin2, DolWin1, HelWin1, HelWin2 und SylWin1** die Kostendaten für die Betriebskosten und für die Anschaffungs- und Herstellungskosten aufgegliedert auf die folgenden sechs Anbindungsabschnitte:

- AC-Seekabel zur Anbindung der Offshore-Windparks (155 kV)
- Topside Konverterplattform (Gebäudeteil + elektrische Anlagentechnik und Betriebsmittel)
- DC-Seekabel und DC-Landkabel
- Konverter (elektrische Anlagentechnik und Betriebsmittel) am Netzverknüpfungspunkt
- Konverter-Gebäude am Netzverknüpfungspunkt
- Sonstiges

Die Abnahme aller dieser sechs Offshore-DC-Netzanschlussysteme gegenüber den Herstellern erfolgte im Laufe des Jahres 2015 (auch wenn sich die Abnahme des Projekts BorWin1 vom Beginn des Betriebs im April 2010 aufgrund technischer Probleme bis zum Ende der Abnahme im Dezember 2015 hinzog).

Für alle sechs Offshore-DC-Netzanschlussysteme wurden von TenneT TSO die Kostendaten ab der jeweiligen Abnahme im Jahr 2015 für das Jahr 2015, für das komplette Jahre 2016 und für das erste Halbjahr 2017 bereitgestellt.

Aufgrund der jeweils gemeinsamen Vergabe sowohl des Gebäudeteils und der elektrotechnischen Ausrüstung der Offshore-Konverterplattformen als auch der jeweiligen DC-See- und DC-Landkabelstrecken in allen sechs Projekten jeweils an einen Generalunternehmer ist der TenneT TSO GmbH nach ihren Angaben eine verursachungsgerechte Kostenaufteilung, auf einen Gebäudeanteil der Plattform-Topside und die elektrotechnische Ausrüstung der Plattform-Topside einerseits und auf DC-Seekabelabschnitte und DC-Landkabelabschnitte andererseits, nicht möglich.

5.2.2 Ergänzende und erläuternde Informationen und Daten zu den Erhebungsbögen

Ergänzend zu den von den Übertragungsnetzbetreibern übermittelten Erhebungsbögen 2017 stellte die 50Hertz Transmission GmbH ein 8-seitiges Erläuterungspapier sowie einen 6-seitigen Foliensatz zur Logik der Verrechnungsmethodik der Leistungsverrechnung zwischen der 50Hertz Transmission GmbH und der 50Hertz Offshore GmbH bereit. Die TenneT TSO lieferte als ergänzende Erläuterungen eine 17-seitige „Anlage zur Übermittlung der Kostendaten“ sowie für alle Offshore-Netzanschlussysteme der TenneT sogenannte Betriebskosten-Aufrisse für alle verfügbaren Betriebsjahre. In diesen Betriebskosten-Aufrissen wurden alle Kostenpositionen mit mindestens 100.000,- EUR pro Jahr detailliert aufgegliedert und jeweils erläutert.

B E T

Um die Informationen aus den Erhebungsbögen inhaltlich nachvollziehen zu können, hat B E T als Gutachter über die BNetzA die Bereitstellung wesentlicher Verträge erbeten. Die Vertragsdokumente wurden dem Gutachter daraufhin zum Teil vollständig, teilweise auszugsweise und teilweise geschwärzt zur Verfügung gestellt.

Die 50Hertz Transmission GmbH stellte für die beiden AC-Netzanschlussysteme Baltic 1 und Baltic 2

- den (Instandhaltungs-) Rahmenvertrag über Kabeldienstleistungen
- die Nutzungsverträge für die (Mit-) Nutzung der beiden Offshore-Umspannungsplattformen Baltic 1 und Baltic 2, welche im Eigentum von Tochtergesellschaften des EnBW-Konzerns stehen
- die (Rahmen-) Versicherungsverträge zu Sachsubstanz-, Ertragsausfall- und Terrorversicherung sowie
- die Projektverträge für die Land- und Seekabelinstallationen der Projekte Baltic 1 und Baltic 2 mit verschiedenen Lieferanten

dem Gutachter B E T zur Verfügung.

Die TenneT TSO GmbH stellte für das DC-Netzanschlussystem BorWin2 (Lieferant: Siemens als Generalunternehmer)

- den Rahmenvertrag über Instandhaltungsdienstleistungen
- den Rahmenvertrag über Kommunikationsdienstleistungen (Bereitstellung Bandbreiten)
- den Rahmenvertrag über Cateringdienstleistungen offshore
- den Rahmenvertrag über Helikopterflugdienstleistungen
- den Rahmenvertrag über Schiffstransportdienstleistungen
- den Rahmenvertrag über Dienstleistungen zur Lageüberwachung der Seekabel (Cable Survey)

dem Gutachter B E T zur Verfügung.

Ergänzend stellte die TenneT TSO GmbH dem Gutachter B E T³¹

- in großem Umfang geschwärzte Auszüge aus dem Projektvertrag HelWin1 (GU: Siemens)

zur Verfügung.

Die TenneT TSO GmbH stellte darüber hinaus für das DC-Netzanschlussystem DolWin1 (Lieferant: ABB als Generalunternehmer)

- den Rahmenvertrag über Instandhaltungsdienstleistungen
- den Rahmenvertrag über Kommunikationsdienstleistungen (Bereitstellung Bandbreiten)
- den Rahmenvertrag über Cateringdienstleistungen offshore
- den Rahmenvertrag über Helikopterflugdienstleistungen
- den Rahmenvertrag über Dienstleistungen zur Lageüberwachung der Seekabel (Cable Survey)

³¹ Der Gutachter B E T hatte die Vorgabe gemacht, je Generalunternehmer einen (typischen) Projektvertrag zur Verfügung zu stellen.

B E T

- die (Rahmen-) Versicherungsverträge zu Anschluss-Haftpflicht- und Maschinenversicherung
- einen Vertrag über die Übernahme der Betriebs- und Instandhaltungskosten während der Abnahmephase (Operations Costs Acceptance Period) sowie
- in großem Umfang geschwärzte Auszüge aus dem Projektvertrag DoWin1

dem Gutachter B E T zur Verfügung.

Die TenneT TSO GmbH stellte weiterhin für das AC-Netzanschlussssystem Riffgat

- den Rahmenvertrag über Kommunikationsdienstleistungen (Bereitstellung Bandbreiten)
- den Rahmenvertrag über Helikopterflugdienstleistungen
- den Rahmenvertrag über Dienstleistungen zur Lageüberwachung der Seekabel (Cable Survey) sowie
- verschiedene Vertragsunterlagen zur Kampfmittelräumung und -beseitigung (UXO Clearance)

dem Gutachter B E T zur Verfügung.

Im weiteren Verlauf der Begutachtung wurden diverse Fragen zu den Inhalten der Erhebungsbögen sowie Verständnisfragen zur Bedeutung bzw. Zusammenfassung einzelner Positionen in bestimmten Kostenarten in den Erhebungsbögen sowie in den Kostenaufzügen in insgesamt drei Runden von Telefonkonferenzen Ende März / Anfang April 2017, Ende Mai 2017 und Anfang Juli 2017 zwischen den betroffenen Übertragungsnetzbetreibern, der Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur und B E T als Gutachter diskutiert und geklärt.

Abschließend übermittelte B E T als Gutachter in der Kalenderwoche 27 / 2017 offen gebliebene Fragen sowie die Bitte um Bereitstellung von wesentlichen Daten zum technischen sowie finanziellen Ablauf der verschiedenen Netzanbindungsprojekte an die beiden betroffenen Übertragungsnetzbetreiber. Der Fokus lag bei diesen Nachfragen einerseits auf dem Hochlauf der kumulierten Anschaffungs- und Herstellungskosten und der Höhe der daraus resultierenden, genehmigten, Offshore-Betriebskostenpauschale vom Beginn der Kostenwirksamkeit eines Projekts bis zum Ende der Genehmigungsdauer der zugehörigen Investitionsmaßnahme. Andererseits sollten die ÜNB's die Betriebsdauer der Netzanschlussssysteme bis zum Ende ihrer jeweils genehmigten Investitionsmaßnahme in Relation zur Dauer der Gewährleistung für das jeweilige Offshore-Netzanschlussssystem zeitlich darstellen. Dies erfolgt vor dem Hintergrund zukünftig laut den Übertragungsnetzbetreibern potentiell zu erwartender Kostenerhöhungen nach Ablauf der Gewährleistung.

Die von den beiden ÜNB's auf diese Fragen übermittelten Informationen und Daten wurden dem Gutachter Mitte September von der Beschlusskammer 4 zugeleitet. Anfang Oktober 2017 übermittelte die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur dem Gutachter dann noch die tatsächlich angefallenen OPEX-Daten Offshore für die Jahre 2011 - 2014 der TenneT TSO GmbH zur gutachterlichen Bewertung einer angemessenen Betriebskostenpauschale für Offshore-Anlagen.

5.3 Datenbasis aus dem europäischen Ausland

Um einen Vergleich und eine Plausibilisierung der Ergebnisse des Gutachtens mit Daten aus dem europäischen Ausland vornehmen zu können, hat der Gutachter intensiv nach öffentlich verfügbaren Quellen zu Investitionskosten und Betriebskosten von Offshore-Netzanschlussssystemen recherchiert.

Neben Deutschland (Offshore-Windkraft-Nutzung seit 2009 und 4.108 MW installierte Leistung an Offshore-Windkraft-Anlagen am Jahresende 2016) wird Offshore-Windkraft insbesondere in folgenden europäischen Ländern genutzt (Quellen: www.offshore-windindustrie.de und www.4coffshore.com sowie www.WindEurope.org, Annual Offshore Statistics 2016, abgerufen am 13.07.2017):

B E T

- Dänemark: seit 1991: 1.271 MW OWP-Leistung Ende 2016
- Großbritannien (UK): seit 2003: 5.156 MW OWP-Leistung Ende 2016
- Belgien: seit 2013: 712 MW OWP-Leistung Ende 2016
- Schweden: seit 1998: 202 MW OWP-Leistung Ende 2016
- Niederlande: seit 1996: 1.118 MW OWP-Leistung Ende 2016

Die ersten Projekte in den verschiedenen europäischen Ländern waren in der Regel sogenannte „Near-Shore-Projekte“ in unmittelbarer Küstennähe oder Projekte mit kleinen Windturbinen mit unter 2 MW Leistung je Anlage. Die im Vergleich zu diesen Near-Shore Projekten erheblich größeren Entfernungen und Wassertiefen zwischen den Offshore-Windparks und den Anlandepunkten der Offshore-Netzanschlusssysteme sind bisher nur für Deutschland typisch. Offshore-Netzanschlusssysteme in HVDC-Übertragungstechnik existieren bislang ausschließlich in Deutschland. Eine Vergleichbarkeit beschränkt sich somit – wenn überhaupt - auf die deutschen AC-Offshore-Netzanbindungssysteme mit ähnlichen Entfernungen und Wassertiefen.

Insgesamt wurden am Ende des Jahres 2016 in Europa insgesamt 12.631 MW installierte Erzeugungslleistung für elektrische Energie aus Offshore-Windkraft betrieben. Versuchsanlagen oder kleine Offshore-Windparks wurden und werden noch in Finnland, Irland, Norwegen, Portugal und Spanien betrieben. In Frankreich steht die Entwicklung noch am Anfang, bislang ist noch kein französischer Offshore-Windpark in Betrieb, es gibt allerdings mehrere weit voran geschrittene Projekte für Offshore-Windparks in der Leistungsklasse von 400 MW bis 600 MW.

Die Recherchen des Gutachters lieferten keinerlei öffentliche zugängliche Quellen zu fundierten Investitions- und Betriebskostendaten für Offshore-Netzanschlusssysteme aus dem europäischen Ausland. Der Gutachter wendete sich daraufhin Anfang Mai 2017 an die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur und bat diese um Unterstützung bei der Informations- und Datenbeschaffung über die Kontakte der Beschlusskammer 4 oder der Bundesnetzagentur als deutsche Regulierungsbehörde zu anderen europäischen Regulierungsbehörden und / oder europäischen Netzbetreibern.

Für die elektrischen Versorgungsnetze der betroffenen europäischen Länder, wie UK – National Grid, NL – TenneT TSO B.V., BE – ELIA, DK – Energinet.dk, SE – Svenska Kraftnät, FR – RTE, bat der Gutachter um Unterstützung durch die Beschaffung folgender Daten für alle in den jeweiligen europäischen Ländern existierenden Netzanschlusssysteme von Offshore-Windparks:

- Name der Netzanbindung
- Jahr des Baubeginnes
- Jahr der IBN (COD)
- Errichter der Offshore-Netzanbindung
- Betreiber der Offshore-Netzanbindung
- Übertragungstechnologie HVAC oder HVDC
- Nennspannung in kV
- Nennleistung der jeweiligen Netzanbindung in MW
- Anbindungslängen offshore und onshore
- Regulatorische genehmigte Anschaffungs- und Herstellungskosten

B E T

- Regulatorisch genehmigte jährliche OPEX-Werte, absolut oder relativ zur Summe der AHK
- Landesspezifische regulatorische Rahmenbedingungen

Die Beschlusskammer 4 stellte dem Gutachter Ende Juli 2017 Informationen des britischen Regulierers OF-GEM zur Verfügung. Es handelte sich um zwei Studien zu den volkswirtschaftlichen Vorteilen des britischen OFTO-Regulierungsregimes (OFTO = Offshore Transmission Operator) sowie um Quellenhinweise auf die von den britischen OFTO's im Internet veröffentlichten sogenannten „Regulatory Accounts“ (regulatorische Geschäftsberichte).

B E T

6 GRUNDSÄTZLICHE GERECHTFERTIGTE BETRIEBSKOSTEN

Die gesamte verfügbare Datenbasis umfasst zehn Offshore Anbindungssysteme, vier Offshore-AC-Netzanschlussssysteme, davon je zwei in der Nordsee und der Ostsee sowie sechs Offshore-DC-Netzanschlussssysteme in der Nordsee. In der folgenden Tabelle 5 sind wesentliche Daten sowie einige abgeleitete technisch-wirtschaftliche Kennzahlen der vier analysierten Offshore-AC-Netzanschlussssysteme und in der nachfolgenden Tabelle 6 wesentliche Daten sowie einige abgeleitete technisch-wirtschaftliche Kennzahlen der sechs analysierten Offshore-DC-Netzanschlussssysteme zusammengestellt.

Bei den abgeleiteten technisch-wirtschaftlichen Kennzahlen sind die jeweils günstigsten Werte in grüner Fettschrift und die jeweils ungünstigsten Werte in roter Fettschrift dargestellt. Sowohl bei den Offshore-AC-Netzanschlussssystemen als auch bei den -DC-Netzanschlussssystemen streuen die technisch-wirtschaftlichen Kennzahlen in weiten Bereichen. Es hebt sich kein Projekt durch eine Häufung besonders günstiger oder besonders ungünstiger Kennzahlen hervor.

Netzanschlussystem	alpha ventus	Riffgat	Baltic 1	Baltic 2
Lage	Nordsee	Nordsee	Ostsee	Ostsee
Betreiber	TenneT	TenneT	50Hertz	50Hertz
IBN	Mai 2009 / Jan 2010	Feb 2014	Mai 2011	Sep 2015
Übertragungstechnik	AC	AC	AC	AC
AHK_gesamt / M€				
P_nenn [MW]	62	108	48	288
U_nenn [kV]	3 ~ 110	3 ~ 155	3 ~ 150	3 ~ 150
L_gesamt_Kabel [km]	66	80	77	136
L_Seekabel [km]	60	50	61	120
L_Landkabel [km]	6	30	16	16
Hersteller Kabel	Prysmian	NKT Group - nkt cables	NKT Group - nkt cables	General Cable - NSW / NKT Group - nkt cables
L_Seekabel / L_Landkabel	10,0	1,7	3,8	7,5
AHK_ges/P_nenn [M€/MW]				
AHK_ges/L_ges_Kabel [M€/km]				
AHK_ges/(P_nenn•L_ges) [k€/(MW•km)]				

Tabelle 5: Übersicht über die analysierten Offshore-AC-Netzanschlussssysteme

B E T

Netzanschlusssystem	BorWin1	BorWin2	DolWin1	HelWin1	HelWin2	SylWin1
Lage	Nordsee	Nordsee	Nordsee	Nordsee	Nordsee	Nordsee
Betreiber	TenneT	TenneT	TenneT	TenneT	TenneT	TenneT
IBN	Apr 2010/ Dez 2015	Jan 2015	Jul 2015	Feb 2015	Jun 2015	Apr 2015
Übertragungstechnik	DC	DC	DC	DC	DC	DC
AHK Gesamtsystem / M€						
P Nenn [MW]	400	800	800	576	690	864
U_nenn [kV]	+/- 150	+/- 300	+/- 320	+/- 250	+/- 320	+/- 320
L_ges_Kabel [km]	200	200	165	130	130	205
L_Seekabel [km]	125	125	75	85	85	160
L_Landkabel [km]	75	75	90	45	45	45
Hersteller Konverter	ABB	Siemens	ABB	Siemens	Siemens	Siemens
Hersteller Kabel	ABB	Prysmian	ABB	Prysmian	Prysmian	Prysmian
Werft Plattform	Heerema (NL)	Nordic Yards (DE)	Heerema (NL)	Nordic Yards (DE)	Heerema (NL)	Nordic Yards (DE)
m_total_platform [t]	5.000	16.000	13.400	12.000	18.000	25.000
- davon m_topside [t]	3.500	11.500	9.300	11.000	10.500	15.000
- davon m_foundation [t]	1.500	4.500	4.100	1.000	7.500	10.000
L_Seekabel / L_Landkabel	1,7	1,7	0,8	1,9	1,9	3,6
m_tot/P_nnenn [t/MW]	12,5	20,0	16,8	20,8	26,1	28,9
m_topside/P_nnenn [t/MW]	8,8	14,4	11,6	19,1	15,2	17,4
AHK_ges/m_total [k€/t]						
AHK_ges/m_topside [k€/t]						
AHK_ges/P_nenn [M€/MW]						
AHK_ges/L_ges_Kabel [M€/km]						
AHK_ges/(P_nenn*L_ges) [k€/(MW*km)]						

Tabelle 6: Übersicht über die analysierten Offshore-DC-Netzanschlusssysteme

Mit insgesamt zehn Offshore-Netzanschlusssystemen, davon sechs Offshore-DC-Netzanschlusssysteme in der Nordsee, zwei Offshore-AC-Netzanschlusssysteme in der Nordsee sowie zwei Offshore-AC-

B E T

Netzanschlussysteme in der Ostsee, ist die für eine statistische Auswertung verfügbare Grundgesamtheit für statistisch valide Aussagen grundsätzlich problematisch.


Eine aufgrund der Bodenbeschaffenheit und der Wassertiefen denkbare Aufspaltung des Gesamterhebungsumfangs in die drei Klassen DC-Nordsee, AC-Nordsee und AC-Ostsee verringert die statistische Aussagekraft für die einzelnen Klassen nochmals wesentlich. Die Identifikation möglicher Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge zum Beispiel auf Basis mittels einer Regressionsanalyse steht damit nicht zur Verfügung.

Die Unterschiede zwischen den zehn für eine Auswertung zur Verfügung stehenden Offshore-Netzanschlussystemen verdeutlichen die nachfolgend dargestellten Schwankungsbreiten verschiedener technisch-wirtschaftlicher Kenngrößen:

Verhältnis Länge des Seekabels zu Länge des Landkabels: 0,8 – 10,0

Verhältnis Anschaffungs- und Herstellkosten zu Übertragungsleistung: 

Verhältnis Anschaffungs- und Herstellkosten zu Übertragungsdistanz: 

Verhältnis AHK zu [Übertragungsleistung • Übertragungsdistanz]: 

Die vorstehenden aufgeführten Werte verdeutlichen, dass die technischen Übertragungsaufgaben der zehn analysierten Offshore-Netzanschlussysteme sehr unterschiedlich sind. Damit ist eine technisch-wirtschaftliche Vergleichbarkeit der analysierten Offshore-Netzanschlussysteme aufgrund der sehr unterschiedlichen Übertragungsaufgaben nicht gegeben. Perspektivisch verstärken sich die Unterschiede im Bereich der Offshore-DC-Netzanschlussysteme durch die fortschreitende technische Entwicklung insbesondere der Konverter und der Offshore-Plattformen. Beim ersten Offshore-DC-Netzanschlussystem BorWin1 wurde noch ein sogenannter Two-Level-Converter verwendet, in den folgenden Projekten kamen dann sogenannte Three-Level-Converter zur Anwendung und schließlich wurden als bislang letzte Entwicklungsstufe sogenannte Modular-Multi-Level-Converter eingesetzt.

Auch bei den Offshore-Plattformen ist eine technische Heterogenität der analysierten Offshore-Netzanschlussysteme festzustellen. Diese Unterschiede sind einerseits bedingt durch die Verwendung verschiedener Wert-spezifischer Konstruktionen und andererseits durch einfließende Projekterfahrungen und die Anwendung von Mutter-Tochter-Plattform-Konzepten.

Derzeit wird die größte Aggregation von Anlagegütern (Zusammenfassung aller Anlagegüter aller Offshore-Netzanbindungssysteme) der Betriebskostenpauschale zugrunde gelegt. Theoretisch denkbar sind auch Teilaggregationen, wie zum Beispiel die Unterscheidung in Übertragungstechnik oder Ort der Belegenheit (Nordsee oder Ostsee mit unterschiedlicher Bodenbeschaffenheit) oder auch in einzelne Anbindungsteilbereiche.

Aufgrund der oben dargestellt Heterogenität erscheint eine Zusammenfassung von Anlagegütern in sogenannte Anbindungsabschnitte (Teilgewerke) aussagefähiger. Ein Anbindungsabschnitt bezeichnet dabei eine Zusammenfassung von Anlagegütern eines Offshore-Netzanschlussystems. Für die Zwecke der Datenerhebung (vgl. auch näher Kapitel 6.2) wurden acht Anbindungsabschnitte technisch-wirtschaftlich bzw. geografisch abgegrenzt:

- 1- AC-Seekabel
- 2- Topside Gebäudeteil
- 3- Topside Anlagentechnik
- 4- Seekabel
- 5- Landkabel
- 6- Konverter Anlagentechnik
- 7- Konverter Gebäudeteil
- 8- Sonstiges

B E T

Damit ergeben sich neue Anlagenkategorien, die aus einer Zusammenfassung technisch zusammengehöriger Anlagegüter resultieren und eine Grundlage für die Bestimmung zugehöriger Betriebskosten bilden können.

6.1 Zeitlicher Abgleich von Offshore-Betriebskostenpauschalen und tatsächlich anfallenden Betriebskosten für Offshore-Netzanschlussysteme

Die Ablaufpläne der verschiedenen Offshore-Netzanschlussprojekte aus regulatorischer Sicht sind in der nachfolgenden Tabelle 7 zusammenfassend dargestellt. Als Zeitachse sind die einzelnen Regulierungsperioden mit ihren jeweiligen Basisjahren und Kostenprüfungsjahren dargestellt. Für die Offshore-Netzanschlussystem-Projekte sind jeweils das Jahr des Antrags und der Genehmigung der Investitionsmaßnahme angegeben sowie die Dauer der Genehmigung der jeweiligen Investitionsmaßnahme vom ersten Jahr der Kostenwirksamkeit bis zum Ende der entsprechenden Regulierungsperiode nach der Inbetriebnahme des jeweiligen Offshore-Netzanschlussystems.

In dieser Grafik (Gantt-Diagramm) sind sowohl die zehn in diesem Gutachten hinsichtlich ihrer Betriebskosten analysierten deutschen Offshore-Netzanschluss-Projekte dargestellt (alpha ventus, Riffgat, BorWin1, BorWin2, DoIWin1, HelWin1, HelWin2, SylWin1, Baltic 1, Baltic 2) als auch die zehn folgenden, derzeit noch in verschiedenen Entwicklungsstadien befindlichen, nicht fertiggestellten, Offshore-Netzanschlussprojekte

- Nordergründe (Nordsee HVAC-NAS)
- DoIWin2, DoIWin3, BorWin3, DoIWin6, DoIWin5, BorWin5, SylWin2 (Nordsee HVDC-NAS)
- Ostwind 1, Ostwind 2 (Ostsee HVAC-NAS).

Eine besondere Betrachtung ist hinsichtlich der letzten drei Jahren der Genehmigungsdauer der Investitionsmaßnahmen vorzunehmen. Gemäß § 23 Absatz (2a) ARegV gilt: *„Die in den letzten drei Jahren der Genehmigungsdauer der Investitionsmaßnahme entstandenen Betriebs- und Kapitalkosten, die auf Grund der Regelung nach § 4 Absatz 3 Satz 1 Nummer 2 sowohl im Rahmen der genehmigten Investitionsmaßnahme als auch in der Erlösobergrenze gemäß § 4 Absatz 1 der folgenden Regulierungsperiode berücksichtigt werden, sind als Abzugsbetrag zu berücksichtigen. Die Betriebs- und Kapitalkosten nach Satz 1 sind bis zum Ende der Genehmigungsdauer aufzuzinsen. Für die Verzinsung gilt § 5 Absatz 2 Satz 3 entsprechend. Die Auflösung des nach den Sätzen 1 bis 3 ermittelten Abzugsbetrags erfolgt gleichmäßig über 20 Jahre, beginnend mit dem Jahr nach Ablauf der Genehmigungsdauer der Investitionsmaßnahme.“*

B E T

Aus der vorstehenden Übersicht über die Dauer und den Ablauf der Investitionsmaßnahmen der zehn analysierten Offshore Netzanschlussprojekte geht hervor, dass schon vor den letzten drei Jahren der Genehmigungsdauer der Investitionsmaßnahmen nennenswerte Zeiträume bestehen, für die im Rahmen der Genehmigung der Investitionsmaßnahmen Betriebskostenpauschalen genehmigt wurden.

Insbesondere auch vor der Inbetriebnahme existieren nicht unwesentliche Zeiträume von einigen Jahren, in denen bei den Übertragungsnetzbetreibern keinerlei oder allenfalls geringe Betriebskosten anfallen, für die jedoch im Rahmen der Genehmigung Betriebskostenpauschalen genehmigt wurden, welche in die Erlösobergrenzen der Übertragungsnetzbetreiber einfließen und auch nicht über Abzugsbeträge abgeführt werden müssen.

Dieser Effekt ist darin begründet, dass die jährlich genehmigte Betriebskostenpauschale für ein Projekt als Prozentsatz aus den bis zum Ende eines Jahres aufgelaufenen kumulierten Anschaffungs- und Herstellkosten ermittelt wird. Da im Vorfeld der Inbetriebnahme schon wesentliche Anzahlungen geleistet werden (müssen) sowie zu aktivierende Planungs- und Genehmigungskosten etc. anfallen, resultieren dementsprechende genehmigte Betriebskostenpauschalen schon vor dem eigentlichen Betrieb.

Um diesen Effekt quantifizieren zu können, wurde eine entsprechende Datenabfrage an die Übertragungsnetzbetreiber gestellt. In der nachfolgenden Tabelle 8 sind die Ergebnisse für die jährlichen Betriebskostenpauschalen der zehn Offshore-Netzanschluss-Projekte zusammengefasst.

Angaben gerundet in [Mio. €]	2011	2012	2013	2014	Summe
Vereinnahmte OPEX-Pauschale TenneT					
IST-Kosten TenneT					

Tabelle 8: Übersicht über die jährlich geltend gemachten Beträge an Offshore-Betriebskostenpauschalen in den zehn analysierten Offshore-Netzanschluss-Projekten (Quellen: Datenübermittlung der BNetzA an den Gutachter vom 16.08.2017 und 05.10.2017)

Aus Tabelle 8 wird ersichtlich, dass speziell vor dem Hintergrund der andauernden Inbetriebnahme- und Errichtungsdauern die in diesem Zeitraum angefallene OPEX-Pauschale deutlich über die – naturgemäß – nur sehr geringen OPEX während dieser Phase liegt. Während 2011 bis 2014 waren nur die NAS Alpha Ventus (ab 2010) und Riffgat (ab 2014) in Betrieb. BORWIN 1 wurde kommerziell erst in 2015 vom ÜNB abgenommen, war jedoch schon seit 2010 in einer langandauernden technischen Inbetriebnahme-/ Probetriebsphase. Der weit überwiegende Anteil der NAS war hingegen in Bau, wo außer in-Gang-Setzungsaufwendungen keine OPEX anfallen.

Der Effekt dieser vor der Inbetriebnahme eines Projekts aus der Genehmigung der Investitionsmaßnahme resultierenden genehmigten Betriebskostenpauschalen stellt sich auf Basis der in diesem Gutachten analysierten Daten aus zehn Offshore-Netzanschluss-Projekten wie folgt dar:

Aus Sicht des Gutachters sind ab dem Beginn einer Investitionsmaßnahme und damit ab Beginn der Vereinnahmung einer OPEX-Pauschale durch den ÜNB die aufsummierten Ist-Kosten den aufsummierten OPEX-Pauschalen gegenüberzustellen. Anteile der Offshore-Betriebskostenpauschalen, denen keine tatsächlichen Aufwendungen gegenüberstehen, sind bei der Bemessung eines angemessenen Prozentsatzes für Offshore-Betriebskostenpauschalen zu berücksichtigen. Ziel der ARegV-Novelle 2012 (Übergang von Investitionsbudgets zu Investitionsmaßnahmen) war die Beseitigung eines zeitlichen Verzuges von zwei Jahren zwischen der Entstehung von Kosten und ihrer möglichen Geltendmachung in der Erlösobergrenze. Eine sachgerechte Bemessung der OPEX-Pauschale erfordert daher die Betrachtung ab dem Beginn einer Investitionsmaßnahme und nicht erst ab der kommerziellen Inbetriebnahme. Im Gutachten wird daher auf den Zeitraum 2011 bis 2016 abgestellt.

In der Begründung der ARegV-Novelle 2012 führte der Verordnungsgeber an, dass dieser zeitliche Verzug - insbesondere angesichts des Investitionsbedarfs in die Erweiterung der Netze - zu einer gegebenenfalls nicht unerheblichen Liquiditätslücke bei den Netzbetreibern führen könnte.

B E T

Vor diesem Hintergrund sah der Verordnungsgeber den grundsätzlich berechtigten Handlungsbedarf, der durch die Beseitigung des Zeitverzugs bei der Erlöswirksamkeit von Kosten aus Investitionsbudgets adressiert wurde. Kosten für Investitionsmaßnahmen, bei denen es sich um Plankosten (Schätzwerte) handelt, werden seit der ARegV-Novelle 2012 unmittelbar im Jahr ihrer Entstehung in der Erlösobergrenze des jeweiligen Netzbetreibers abgebildet.

Offshore-Netzanschluss-Projekte zeichnen sich dadurch aus, dass zwischen dem ersten Jahr der Kostenwirksamkeit und dem Jahr der bestimmungsgemäßen Ingebrauchnahme typischerweise mehrjährige Phasen der Planung, Genehmigung, Vergabe, Errichtung, Montage und Inbetriebsetzung liegen.

Während die Beseitigung des zweijährigen Verzugs bei der Geltendmachung von Kapitalkosten orientiert an den zum Ende eines Jahres festzustellenden kumulierten Anschaffungs- und Herstellkosten zu einer angemessenen Refinanzierung der Übertragungsnetzbetreiber führt, so erscheint dies dem Gutachter im Bereich der Betriebskostenpauschalen in den frühen Jahren einer Investitionsmaßnahme (vor der Inbetriebnahme) eher unangemessen. So führen beispielsweise Anzahlungen auf noch nicht existierende Anlagegüter zu Betriebskostenpauschalen, obwohl offensichtlich noch keinerlei oder nur geringe entsprechende Betriebskosten anfallen können.

Im Ergebnis wird daher in diesem Gutachten bei der Plausibilisierung der OPEX-Pauschale die Errichtungs- und Inbetriebnahmephase, in welcher bereits OPEX-Pauschalen ausgezahlt werden, konsequenter Weise in die Ermittlung mit einbezogen.

6.2 Erhobene Anbindungsabschnitte

Die Struktur der im Jahr 2017 verwendeten Erhebungsbögen wurde schon in Kapitel 5 erläutert. Die verschiedenen Positionen der Betriebskosten wurden dabei in einer Matrix-Struktur abgefragt.

Die Zeilen der Matrix bilden verschiedene aufwandsgleiche Hauptkostenarten wie Materialkosten, Personalkosten und sonstige betriebliche Kosten ab. Diese Hauptkostenarten werden darüber hinaus noch in diverse Unterkostenarten strukturiert erhoben.

In Kapitel 5.2 dieses Gutachtens wurde die der Datenerhebung 2017 zugrunde liegende Aufteilung der analysierten Offshore-Netzanschlussysteme erläutert. Die Beschlusskammer 4 und der Gutachter bildeten dazu technisch sinnvoll abgrenzbare Bereiche, die als Anbindungsabschnitte bezeichnet werden. Ein Anbindungsabschnitt bezeichnet dabei eine Zusammenfassung von Anlagegütern eines Offshore-Netzanschlusssystems.

Vom Gutachter wurden in Abstimmung mit der Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur die insgesamt acht Anbindungsabschnitte **AC-Seekabel, Topside Gebäudeteil, Topside Anlagentechnik, Seekabel, Landkabel, Konverter Anlagentechnik, Konverter Gebäudeteil** sowie **Sonstiges** in die Datenerhebung 2017 eingebracht. Die Spalten wurden im Rahmen der Erhebungen im Jahr 2017 durch die Anbindungsabschnitte als technisch sinnvoll abgrenzbare Bereiche gebildet. Die Anbindungsabschnitte fassen dabei verschiedene Wirtschaftsgüter eines Offshore-Netzanschlussystems zusammen.

Die in den Erhebungsbögen der Bundesnetzagentur abgefragten Betriebskosten entstammen der Gewinn und Verlustrechnung der 50Hertz und der TenneT. Die von den Übertragungsnetzbetreibern übermittelten Daten wichen von dieser Strukturierung ab. Die folgende Tabelle 9 veranschaulicht die Aufgliederung der von den Übertragungsnetzbetreibern in den Datenerhebungsbögen im Jahr 2017 bereitgestellten Daten. Anbindungsabschnitte für die abschnittsbezogene Daten bereitgestellt wurden, sind mit einem Haken (✓) gekennzeichnet; Anbindungsabschnitte, welche nicht existieren, wurden mit einer NULL (∅) gekennzeichnet; zusammengefasste Anbindungsabschnitte sind durch einen entsprechenden Text gekennzeichnet.

B E T

Anbindungsabschnitte	DC Nordsee	AC Nordsee	AC Ostsee
AC-Seekabel	✓	∅	∅
Topside Gebäude	✓	∅	✓
Topside Anlagentechnik	(gesamte Topside)	∅	✓
Seekabel	✓	✓	✓
Landkabel	(See- + Landkabel)	∅	✓
NVP Anlagentechnik	✓	✓	✓
NVP Gebäude	✓	✓	∅
Sonstiges	✓	✓	✓
Netzanschlussysteme total	✓	✓	✓

Tabelle 9: Übersicht über den Datenrücklauf im Hinblick auf die Strukturierung der Offshore-Netzanschlussysteme in Anbindungsabschnitte

Eine statische Betrachtung für alle im Erhebungsbogen 2017 spezifizierten Anbindungsabschnitte über alle zehn analysierten Offshore-Netzanschlussysteme kann offensichtlich nicht zu validen Erkenntnissen und Schlussfolgerungen führen. **Die Ermittlung von Offshore-Betriebskosten-Pauschalen für alle einzelnen oben aufgeführten Anbindungsabschnitte durch den Gutachter ist somit seriös nicht darstellbar.**

In der folgenden Tabelle 10 sind auf Basis der erhobenen Daten aus dem aktuellsten zur Verfügung stehenden Jahr 2016 die relative Verteilungen der summarischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (AHK) für die sechs Offshore-DC-Netzanschlussysteme in der Nordsee, die zwei Offshore-AC-Netzanschlussysteme in der Nordsee und die zwei Offshore-AC-Netzanschlussysteme in der Ostsee dargestellt.

Anbindungsabschnitte	DC Nordsee	AC Nordsee	AC Ostsee
AC-Seekabel		∅	∅
Topside Gebäude		∅	
Topside Anlagentechnik		∅	
Seekabel		█	
Landkabel		∅	
NVP Anlagentechnik			
NVP Gebäude			∅
Sonstiges			
Netzanschlussysteme total	100,0%	100,0%	100,0%

Tabelle 10: Prozentuale AHK-Anteile der verschiedenen Anbindungsabschnitte im Jahr 2016 für Offshore-Netzanschlussysteme der Klassen DC-Nordsee, AC-Nordsee und AC-Ostsee

B E T

Bei den sechs analysierten Offshore-DC-Netzanschlussystemen in der Nordsee dominieren mit etwa ████ der AHK die Offshore-Konverterplattformen inklusive der elektrischen Anlagentechnik sowie mit etwa ████ der AHK die See- und Landkabelverbindungen zwischen den Offshore-Konverterplattformen und den (landseitigen) Onshore-Konvertern die Anschaffungs- und Herstellungskosten (AHK).

Für die Offshore-AC-Anbindungen in der Nordsee zwischen den Offshore-Umspannplattformen der Offshore-Windparks und den Offshore-Konverterplattformen wurden etwa ████ der AHK aufgewendet, für die Onshore-Konverter inklusive Gebäuden etwa ████ und für Sonstiges etwa ████ der AHK. **Damit entfallen bei den sechs vom Gutachter analysierten Offshore-DC-Netzanschlussystemen etwa ████ der AHK auf Wirtschaftsgüter, die ausschließlich onshore installiert sind.**

Bei den zwei analysierten Offshore-AC-Netzanschlussystemen in der Nordsee dominieren mit etwa ████ der AHK die See- und Landkabelverbindungen zwischen den Offshore-Windpark-Plattformen und den Netzverknüpfungspunkten an Land (= Hochspannungs-Schaltanlagen onshore) die Anschaffungs- und Herstellungskosten. **Weiterhin entfallen bei diesen zwei Offshore-AC-Netzanschlussystemen etwa ████ der AHK auf Wirtschaftsgüter, die ausschließlich onshore installiert sind.**

Bei den zwei analysierten Offshore-AC-Netzanschlussystemen in der Ostsee dominieren mit etwa ████ der AHK die Seekabelverbindungen zwischen den Offshore-Windpark-Plattformen und den Netzverknüpfungspunkten an Land (= Hochspannungs-Schaltanlagen onshore) die Anschaffungs- und Herstellungskosten. Auf die Einmal-Entgelte für die Nutzung der Offshore-Windpark-Umspannplattformen entfallen bei diesen zwei Offshore-AC-Netzanschlussystemen etwa ████ der gesamten AHK. **Etwa ████ der AHK entfallen bei diesen zwei Offshore-AC-Netzanschlussystemen auf Wirtschaftsgüter, die ausschließlich onshore, das heißt an Land, installiert sind.** In der nachfolgenden Tabelle 11 ist die prozentuale Verteilung der summarischen Betriebskosten für die Jahre 2015 und 2016 jeweils für die sechs analysierten Offshore-DC-Netzanschlussysteme in der Nordsee, die zwei analysierten Offshore-AC-Netzanschlussysteme in der Nordsee und die zwei analysierten Offshore-AC-Netzanschlussysteme in der Ostsee dargestellt.

Anbindungsabschnitte	DC-Nordsee	AC-Nordsee	AC-Ostsee	
AC-Seekabel	100,0%	∅	∅	
Topside Gebäude		∅	100,0%	
Topside Anlagentechnik		∅		
Seekabel		███	100,0%	
Landkabel		∅		
NVP Anlagentechnik		███		
NVP Gebäude		100,0%	∅	∅
Sonstiges			███	███
Netzanschlussysteme total		100,0%	100,0%	100,0%

Tabelle 11: Prozentuale Betriebskosten-Anteile der verschiedenen Anbindungsabschnitte in den Jahren 2015 und 2016 für Offshore-Netzanschlussysteme der Netzanschlussystem-Klassen DC-Nordsee, AC-Nordsee sowie AC-Ostsee

Bei den sechs analysierten Offshore-DC-Netzanschlussystemen in der Nordsee dominieren mit etwa ████ der Betriebskosten die Offshore-Konverterplattformen inklusive der elektrischen Anlagentechnik. Der Anteil der Offshore-Plattformen in der Nordsee an den gesamten Betriebskosten ist damit ████ als ihr Anteil an den Anschaffungs- und Herstellungskosten, der im Gegensatz dazu ████ beträgt. **Der relative Betriebskosten-Anteil der Offshore-Konverterplattformen erreicht damit etwa das ████ des relativen Anteils an den Anschaffungs- und Herstellungskosten.**

Der prozentuale Anteil der Betriebskosten für die See- und Landkabelverbindungen zwischen den Offshore-Konverterplattformen und den Onshore-Konvertern der sechs betrachteten Offshore-DC-

B E T

Netzanschlussssysteme in der Nordsee in Relation zu den gesamten Betriebskosten beträgt etwa [REDACTED] wohingegen ihr Anteil an den Anschaffungs- und Herstellungskosten etwa [REDACTED] beträgt. **Der relative Betriebskosten-Anteil der See- und Landkabelverbindungen zwischen den Offshore-Konverterplattformen und den Onshore-Konvertern erreicht damit [REDACTED] des relativen Anteils an den Anschaffungs- und Herstellungskosten.**

Für die Offshore-AC-Anbindungen in der Nordsee zwischen den Offshore-Umspannplattformen der Offshore-Windparks und den Offshore-Konverterplattformen der sechs betrachteten Offshore-DC-Netzanschluss-systeme wurden etwa [REDACTED] der Betriebskosten aufgewendet, während ihr Anteil an der Anschaffungs- und Herstellungskosten etwa [REDACTED] beträgt. **Der relative Betriebskosten-Anteil der Offshore-AC-Anbindungen in der Nordsee zwischen den Offshore-Umspannplattformen der Offshore-Windparks und den Offshore-Konverterplattformen erreicht damit ebenfalls [REDACTED] des relativen Anteils an den Anschaffungs- und Herstellungskosten.**

Für die Onshore-Konverter inklusive Gebäuden und für Sonstiges fallen bei den sechs betrachteten Offshore-DC-Netzanschlussssystemen in den Jahren 2015 und 2016 etwa [REDACTED] der Betriebskosten an. Der Anteil dieser Anbindungsabschnitte an den Anschaffungs- und Herstellungskosten macht hingegen [REDACTED] aus. **Der relative Betriebskosten-Anteil der Onshore-Konverter inklusive Gebäuden und inklusive Sonstiges erreicht damit [REDACTED] des relativen Anteils an den Anschaffungs- und Herstellungskosten.**

Insgesamt ist damit zu konstatieren, dass bei den sechs analysierten Offshore-DC-Netzanschlussssystemen in der Nordsee die Offshore-Konverterplattformen die mit Abstand Betriebskosten-intensivsten Teilbereiche dieser DC-Netzanschlussysteme darstellen.

Bei den zwei analysierten Offshore-AC-Netzanschlussssystemen in der Nordsee dominieren mit etwa [REDACTED] der Betriebskosten die Seekabelverbindungen zwischen den Offshore-Windpark-Plattformen und den Netzverknüpfungspunkten an Land (= Hochspannungs-Schaltanlagen onshore). Der Anteil der Seekabelverbindungen an den AHK beträgt im Vergleich dazu rund [REDACTED]. **Die relativen Anteile der Seekabelverbindungen der Offshore-AC-Netzanschlussysteme in der Nordsee an den Betriebskosten und den Anschaffungs- und Herstellungskosten sind damit in etwa gleich groß.**

Daneben fallen bei den zwei analysierten Offshore-AC-Netzanschlussssystemen in der Nordsee in den Jahren 2015 und 2016 etwa [REDACTED] der Betriebskosten für die onshore, das heißt an Land am Netzverknüpfungspunkt, installierten und sonstigen Wirtschaftsgüter an. Der entsprechende Anteil an den AHK beträgt im Vergleich dazu nur rund [REDACTED]. **Der relativen Anteile onshore-installerter Wirtschaftsgüter der Offshore-AC-Netzanschlussysteme in der Nordsee an den Betriebskosten sind damit etwa [REDACTED] wie ihr Anteil an den Anschaffungs- und Herstellungskosten.**

Bei den zwei analysierten Offshore-AC-Netzanschlussssystemen in der Ostsee dominieren mit etwa [REDACTED] der Betriebskosten die Seekabelverbindungen zwischen den Offshore-Windpark-Plattformen und den Netzverknüpfungspunkten an Land (= Hochspannungs-Schaltanlagen onshore). Auch der Anteil an den Anschaffungs- und Herstellungskosten dieser Anbindungsabschnitte beträgt etwa [REDACTED]. **Die relativen Anteile der Seekabelverbindungen der Offshore-AC-Netzanschlussysteme in der Ostsee an den Betriebskosten und den Anschaffungs- und Herstellungskosten sind damit in etwa [REDACTED].**

Bei den Offshore-AC-Netzanschlussssystemen in der Ostsee entfallen in den Jahren 2015 und 2016 etwa [REDACTED] der Betriebskosten auf die (mit-)genutzten Bereich der Offshore-Windpark-Umspannplattformen, während die Einmal-Entgelte für die Nutzung der Offshore-Windpark-Umspannplattformen etwa [REDACTED] der gesamten AHK ausmachen. **Die relativen Anteile der Betriebskosten für die (Mit-)Nutzung der Offshore-Windpark-Umspannplattformen an den Betriebskosten und den Anschaffungs- und Herstellungskosten sind damit bei den Offshore-AC-Netzanschlussssystemen in der Ostsee ebenfalls in etwa [REDACTED].**

B E T

Die Betriebskostenanteile für Landkabel, technische Einrichtungen am Netzverknüpfungspunkt an Land und für Sonstiges der Offshore-AC-Netzanschlussysteme in der Nordsee betragen in den Jahren 2015 und 2016 etwa ████ wohingegen der entsprechende Anteil an den Anschaffungs- und Herstellungskosten etwa ████ beträgt. **Der relative Betriebskosten-Anteil der Landkabel, der technischen Einrichtungen am Netzverknüpfungspunkt an Land und inklusive Sonstiges erreicht damit nur etwa ████ des relativen Anteils an den Anschaffungs- und Herstellungskosten.**

Insgesamt ist damit zu konstatieren, dass bei den vier analysierten Offshore-AC-Netzanschlussystemen in der Nordsee und in der Ostsee die Seekabelabschnitte die mit Abstand Betriebskosten-intensivsten Teilbereiche dieser AC-Netzanschlussysteme darstellen.

Die vorstehenden Ausführungen verdeutlichen, dass es zwischen den Offshore-AC-Netzanschlussystemen in der Nordsee und den Offshore-AC-Netzanschlussystemen in der Ostsee in Bezug auf die Strukturen und die Relationen zwischen Betriebskosten sowie Anschaffungs- und Herstellungskosten große Ähnlichkeiten gibt. Die Offshore-AC-Netzanschlussysteme unterscheiden sich dagegen sowohl in Bezug auf die Struktur der Anschaffungs- und Herstellungskosten als auch in Bezug auf die Struktur der Betriebskosten signifikant von den Offshore-DC-Netzanschlussystemen.

Für die Anbindungsabschnitte der sechs Offshore-DC-Netzanschlussysteme in der Nordsee, der zwei Offshore-AC-Netzanschlussysteme in der Nordsee sowie der zwei Offshore-AC-Netzanschlussysteme in der Ostsee wurden auf Basis der für die Jahre 2015 und 2016 von den Übertragungsnetzbetreibern übermittelten Werte der Anschaffungs- und Herstellungskosten sowie der entsprechenden Werte der Betriebskosten – soweit verfügbar – abschnittsbezogene Relationen zwischen den Betriebskosten und den Anschaffungs- und Herstellungskosten gebildet. In der nachfolgenden Tabelle 12 sind die Ergebnisse zusammengestellt. Zur Klarstellung wird hier ergänzend ausgeführt, dass entsprechend Kapitel 6.1 auf die Jahre 2011 bis 2017 abzustellen ist, so dass die in Tabelle 12 ausgewiesene Werte noch keinen Rückschluss auf die gerechtfertigte OPEX-Pauschale zulassen.

Anbindungsabschnitte	DC-Nordsee	AC-Nordsee	AC-Ostsee
AC-Seekabel	████	∅	∅
Topside Gebäude	████	∅	████
Topside Anlagentechnik	████	∅	████
Seekabel	████	████	████
Landkabel	████	∅	████
NVP Anlagentechnik	████	████	████
NVP Gebäude	████	████	∅
Sonstiges	████	████	████
Netzanschlussysteme total	3,25%	2,76%	2,16%
	DC	AC	
Netzanschlussysteme total	3,25%	2,31%	
	DC und AC		
Netzanschlussysteme total	3,06%		

Tabelle 12: Prozentuale Betriebskosten im Verhältnis zu den Anschaffungs- und Herstellungskosten der verschiedenen Anbindungsabschnitte in den Jahren 2015 und 2016 für Offshore-Netzanschlussysteme der Netzanschlussystem-Klassen DC-Nordsee, AC-Nordsee sowie AC-Ostsee

B E T

Die prozentualen Werte der abschnittsbezogenen Betriebskosten bezogen auf die Anschaffungs- und Herstellungskosten besitzen aufgrund der geringen Anzahl an Offshore-Netzanschlussssystemen in den drei gebildeten Klassen statistisch nur eine sehr geringe Aussagekraft. Wenn überhaupt, so scheint aufgrund der strukturellen Unterschiede nur eine getrennte Betrachtung der sechs Offshore-DC-Netzanschlussssysteme und der vier Offshore-AC-Netzanschlussssysteme angebracht zu sein, nicht jedoch eine weitere Unterscheidung in Offshore-AC-Netzanschlussssysteme in der Nordsee und Offshore-AC-Netzanschlussssysteme in der Ostsee.

6.3 Erhobene Kostenarten

In der nachfolgenden Tabelle 13 sind zunächst als Übersicht alle in den Erhebungsbögen im Jahr 2017 aufgeführten Betriebskosten der sechs Offshore-DC-Netzanschlussssysteme in der Nordsee in den Jahren 2015 und 2016 für die verschiedenen Haupt- und Unterkostenarten summarisch dargestellt.

		Mio. €
1.	Aufwandsgleiche Kosten	
1.1.	Materialkosten	
1.1.1.	Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	
1.1.2.	Aufwendungen für bezogene Leistungen	
1.1.2.4.	davon Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und IH-Leistungen	
1.2.	Personalkosten	
1.5.	Sonstige betriebliche Kosten	
1.5.1.	davon Konzessionsabgaben	
1.5.2.	davon Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge	
1.5.3.	davon Versicherungen	
1.5.4.	davon Bürobedarf, Drucksachen und Zeitschriften	
1.5.5.	davon Postkosten, Frachtkosten und ähnliche Kosten	
1.5.6.	davon Rechts- und Beratungskosten	
1.5.7.	davon Sponsoring, Werbung, Spenden	
1.5.8.	davon Reisekosten und Auslösungen	
1.5.9.	davon Bewirtung und Geschenke	
1.5.10.	davon Wartung und Instandsetzung	
1.5.11.	davon Einzelwertberichtigungen und Abschreibungen auf Forderungen	
1.5.13.	Sonstiges	
1.5.13.1	davon Zuführung zur Rückbauverpflichtungsrückstellung	
5.	Kostenmindernde Erlöse und Erträge	
5.8.	Sonstige Erlöse und Erträge	
5.8.3.	Sonstige betriebliche Erlöse und Erträge	
Σ	Summe	

Tabelle 13: Übersicht über alle in den Erhebungsbögen im Jahr 2017 aufgeführten Betriebskosten der Offshore-DC-Netzanschlussssysteme in der Nordsee in den Jahren 2015 und 2016 (Beträge in Mio. EUR)

B E T

Im Weiteren sind in der Tabelle 14 als Übersicht alle in den Erhebungsbögen im Jahr 2017 aufgeführten Betriebskosten der vier Offshore-AC-Netzanschlussysteme in der Nordsee und in der Ostsee in den Jahren 2015 und 2016 für die verschiedenen Haupt- und Unterkostenarten summarisch dargestellt.

		Mio. €
1.	Aufwandsgleiche Kosten	
1.1.	Materialkosten	
1.1.1.	Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	
1.1.2.	Aufwendungen für bezogene Leistungen	
1.1.2.4.	davon Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und IH-Leistungen	
1.2.	Personalkosten	
1.5.	Sonstige betriebliche Kosten	
1.5.1.	davon Konzessionsabgaben	
1.5.2.	davon Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge	
1.5.3.	davon Versicherungen	
1.5.4.	davon Bürobedarf, Drucksachen und Zeitschriften	
1.5.5.	davon Postkosten, Frachtkosten und ähnliche Kosten	
1.5.6.	davon Rechts- und Beratungskosten	
1.5.7.	davon Sponsoring, Werbung, Spenden	
1.5.8.	davon Reisekosten und Auslösungen	
1.5.9.	davon Bewirtung und Geschenke	
1.5.10.	davon Wartung und Instandsetzung	
1.5.11.	davon Einzelwertberichtigungen und Abschreibungen auf Forderungen	
1.5.13.	Sonstiges	
1.5.13.1	davon Zuführung zur Rückbauverpflichtungsrückstellung	
5.	Kostenmindernde Erlöse und Erträge	
5.8.	Sonstige Erlöse und Erträge	
5.8.3.	Sonstige betriebliche Erlöse und Erträge	
Σ	Summe	

Tabelle 14: Übersicht über alle in den Erhebungsbögen im Jahr 2017 aufgeführten Betriebskosten der Offshore-AC-Netzanschlussysteme in der Nordsee und der Ostsee in den Jahren 2015 und 2016 (Beträge in Mio. EUR)

Sowohl bei den Erhebungsergebnissen für die Offshore-DC-Netzanschlussysteme als auch bei den Erhebungsergebnissen für die Offshore-AC-Netzanschlussysteme zeigen sich auffällige Konzentrationen sehr großer Kostenblöcke in einigen wenigen Kostenarten der Erhebungsbögen.

Bei den insgesamt sechs Offshore-DC-Netzanschlussystemen in der Nordsee fallen von den für die Jahre 2015 und 2016 summarisch etwa [REDACTED] erhobenen aufwandsgleichen Kosten etwa [REDACTED] in der Unter-Kostenart „Aufwendungen für bezogene Leistungen“ an, etwa [REDACTED] in der Unter-Kostenart „Versicherungen“ sowie etwa [REDACTED] in der Unter-Kostenart „Sonstiges“.

Die drei Unter-Kostenarten „Aufwendungen für bezogene Leistungen“, „Versicherungen“ sowie „Sonstiges“ umfassen damit etwa [REDACTED] der insgesamt für die sechs analysierten Offshore-DC-Netzanschlussysteme durch den Übertragungsnetzbetreiber übermittelten Betriebskosten. Die Aussagekraft der erhobenen Kostendaten für die Offshore-DC-Netzanschlussysteme ist damit durch die hohe Aggregation in einzelnen Positionen offensichtlich wesentlich eingeschränkt.

Bei den insgesamt vier Offshore-AC-Netzanschlussystemen in der Nordsee und der Ostsee fallen von den für die Jahre 2015 und 2016 summarisch etwa [REDACTED] erhobenen aufwandsgleichen Kosten etwa [REDACTED] in der Unter-Kostenart „Aufwendungen für bezogene Leistungen“ an, etwa [REDACTED] in der Unter-Kostenart „Versicherungen“ sowie etwa [REDACTED] in der Unter-Kostenart „Sonstiges“.

Die drei Unter-Kostenarten „Aufwendungen für bezogene Leistungen“, „Versicherungen“ sowie „Sonstiges“ umfassen damit etwa [REDACTED] der insgesamt für die vier betrachteten Offshore-AC-Netzanschlussysteme in der Nordsee und der Ostsee durch den Übertragungsnetzbetreiber übermittelten Betriebskosten. Die Aussagekraft der erhobenen Kostendaten für die Offshore-AC-Netzanschlussysteme ist damit durch die hohe Aggregation in einzelnen Positionen offensichtlich ebenfalls wesentlich eingeschränkt.

Im folgenden werden die von TTG und 50 Hertz geltend gemachten Betriebskosten dargestellt, und zwar gemäß Kapitel 6.1 für die Jahre 2011 bis 2016.

Kostenaufriss der TenneT und 50 Hertz Offshore-Netzanschlußsysteme für die Jahre 2011 bis 2016

Für die Offshore-NAS Baltic 1 und Baltic 2 ergeben sich die nach Tabelle 15 geltend gemachten OPEX:

	Position [alle Beträge in Mio. EUR]	2011 Baltic 1	2012 Baltic 1	2013 Baltic 1	2014 Baltic 1	2015 Baltic 1	2015 Baltic 2	2016 Baltic 1	2016 Baltic 2	Summe
1.	Aufwandsgleiche Kosten									
1.1.	Materialkosten									
1.1.1.	Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe									
1.1.2.	Aufwendungen für bezogene Leistungen									
1.1.2.4.	davon Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und Instandhaltungsleistungen									
1.2.	Personalkosten									
1.2.1.	Löhne und Gehälter									
1.2.2.	Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung									
1.2.2.1.	davon für Altersversorgung									
1.2.2.2.	davon soziale Abgaben und sonstige Aufwendungen									
1.5.	Sonstige betriebliche Kosten									
1.5.2.	davon Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge									
1.5.3.	davon Versicherungen									
1.5.6.	davon Rechts- und Beratungskosten									
1.5.13.	Sonstiges									
1.5.13.1	davon Zuführung zur Rückbauverpflichtungsrückstellung									
5.	Kostenmindernde Erlöse und Erträge									
5.8.	Sonstige Erlöse und Erträge									
5.8.3.	sonstige betriebliche Erlöse und Erträge									
	SUMMEN									

Tabelle 15: Summarische Darstellung der Kostenpositionen der 50 Hertz in der Ostsee für die Jahre 2011 bis 2016

Für die Offshore-Netzanschlussysteme in der Nordsee übermittelte die TenneT TSO GmbH zusätzlich zu den Inhalten der Erhebungsbögen 2017 weitere detailliertere Informationen zu den verschiedenen Kostenarten (Tabelle 16). Die Kostenarten aus den Erhebungsbögen wurden dazu in alle Einzelpositionen mit einem Volumen von mindestens 100.000,- EUR pro Jahr aufgegliedert. Die den einzelnen Kostenpositionen gegenüberstehenden Lieferungen und Leistungen wurden erläutert und gegebenenfalls kommentiert.

	Position [alle Beträge in Mio. EUR]	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Σ
1.1.1	Roh-, Hilfs-, Betriebsstoffe							
1.1.2	Helikopterflüge							
1.1.2	Schiffskosten für Personal-, Materialtransporte, Charter, BK Versorgungsschiffe							
1.1.2	Personal für Betrieb, IH, Betriebsführung, Arbeitsvorbereitung, Assetmanagement, Logistik, Betriebscontrolling							
1.1.2	Catering							
1.1.2	Plattform-Kosten für Telemedizin, Inspektion von Betriebsmitteln, Ersatzteile, Betriebsmaterial, etc.							
1.1.2	GU-Experten für Übernahme, Know-How-Transfer, Kosten für Aufrechterhaltung GU-Projektteam nach Abnahme für störungsfreien Übergang, externe Personalunterstützung							
1.1.2	Betriebskosten DolWin alpha für Zeit zwischen Ende Probebetrieb und Abnahme							
1.1.2	Rückstellung für Übernahme Betriebskosten zwischen Ende Probebetrieb und Abnahme gemäß Projektvertrag							
1.1.2	IH-Verträge Hersteller							
1.1.2	Kosten für Kabelreparaturkonzept, Kabellagesurveys							
1.1.2	Nachtrag Projektvertrag für IH während vorläufiger und endgültiger Abnahme							
1.1.2	Farbanstrich BorWin alpha (normale Korrosionsschutzarbeiten wegen langer Projektphase)							
1.1.2	Breitbandkommunikation, Satellitenverbindung							
1.1.2	Sonstiges (z.B. Rettungshelikopter, Telemedizin, Kommunikation, Entsorgung, Werkstattausrüstung, Dieselbunkerung, etc.)							
1.5.2	Mieten, sonstige Pachtzinsen, sonstige Leasingraten, Gebühren und Beiträge							
1.5.3	Versicherungen							
1.5.4 et al.	Bürobedarf, Drucksachen und Zeitschriften Post-/Frachtkosten/Kommunikation Bewirtung und Geschenke Wartung und Instandsetzung							
1.5.6	Rechts-/Beratungskosten							
1.5.7	Sponsoring, Werbung, Spenden							
1.5.13	Inter-Company Dienstleistungsaufwand							
1.5.13	Weiterbildung, IT-Dienstleistungen							
1.5.13	Sonstiges							
1.5.13	Kabelreparatur Riffgat: UXO-Clearance, Eigen- und Fremdleistungen Dritter (von nkt cables nicht anerkannte Kosten)							
1.5.13.1	Zuführung Rückbauverpflichtungsrückstellungen							
	Σ							

Tabelle 16: Summarische Darstellung der Kostenpositionen aus den sogenannten Kostenaufzissen der TenneT TSO GmbH in der Nordsee für die Jahre 2011 bis 2016

Diese Kostenaufzisse erlauben eine weniger formal geprägte Kostenanalyse als die Kostenartengliederung der Erhebungsbögen. Sie sind gezielt für eine Analyse der Betriebskosten der Offshore-DC-Netzanschlussysteme erstellt worden und geben einen tieferen Einblick in die zum Betrieb der analysierten Offshore-Netzanbindungen vom Übertragungsnetzbetreiber bezogenen Lieferungen und Leistungen.

B E T

Die Betriebskostendarstellungen der Unternehmen umfassen als wesentliche Kostenkomponenten die **Wartungs- und Instandhaltungskosten**, die meist vertraglich durch den Hersteller in den ersten Jahren nach Inbetriebnahme durchgeführt werden. Hierzu sind entsprechende Instandhaltungsverträge mit dem jeweiligen Generalunternehmer geschlossen worden, die bei den Offshore See- und Landkabeln insbesondere die Prüfung der genehmigungskonformen Kabeltiefenlage sowie Service-Level-Agreements (SLA) zur Behebung von Kabelreparaturen beinhalten. Hinzu treten die vertragsseitige Absicherung der Prüfung des Korrosionsschutzes an den Offshore-Konverterplattformen, die Plattformstrukturuntersuchungen und die Wiederherstellungen der Standhaftigkeit (Kolksschutz).

Als weitere wesentliche Kostenposition sind die **Personalkosten** anzuführen, die als Aufwendungen für bezogene Leistungen in der Regel durch die Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz und TenneT bereitgestellt werden. Diese Personalkosten umfassen zum einen technisches Bereitschaftspersonal, Personal welches die Wartungsarbeiten des Generalunternehmers erlernt und Personal, welches darüber hinausgehende Dienstleistungen wie zum Beispiel das Rechnungswesen, den Einkauf, das Controlling oder die Bereiche Recht und Steuern bearbeitet.

Daneben treten **Versicherungen** für die Abdeckung von Schäden an den Wirtschaftsgütern (Sachschadensversicherungen). Somit sind Schäden durch Betriebsfehler oder auch äußere Fehlerursachen wie Sturmschäden abgesichert (Allgefahrenversicherung). Als zweite Versicherungskategorie bestehen Haftpflichtversicherungen zur Abdeckung von Personen-, Sach-, Vermögens- und Umweltschäden, wie sie durch ein Feuer oder ähnliches beim Betrieb der Netzanbindung entstehen können. Die letzte Kategorie betrifft Versicherungen, die durch die Überlegung der Minderung der Offshore-Haftungsumlage heraus das Ziel haben, die Inanspruchnahme der Offshore-Haftungsumlage versicherungsseitig abzudecken.

Einen vergleichbaren Versicherungscharakter hat die Position **Rückstellung für Rückbauverpflichtungen**. Die Baugenehmigungen für die Offshore-Netzanbindungssysteme enthalten wie auch vergleichbare Bauten an Land die Verpflichtung im Falle der Außerbetriebnahme die verlegten Netzanbindungskomponenten zu den Offshore Windparks zurückzubauen. Die Unternehmen 50Hertz und TenneT sind der Auffassung, dass die Bildung einer Rückstellung für ungewisse Verbindlichkeiten zwingend geboten sei. Diese Rückstellungen wurden vom aktuellen Wirtschaftsprüfer (EY) der TenneT ausdrücklich testiert. Der vorhergehende Wirtschaftsprüfer (PWC) vertrat diese Auffassung noch nicht, der derzeitige Wirtschaftsprüfer beider Übertragungsnetzbetreiber sieht demgegenüber eine Passivierungspflicht. Eine weitere Aufklärung war im Rahmen dieses Gutachtens nicht leistbar.

Im Falle der DC-Anbindungssysteme ist die Offshore-Konverterplattform insbesondere aufgrund der Bemannung und der daraus resultierenden **Logistikkosten** als weitere Kostenkomponente genauer zu betrachten. Hier fallen grundsätzlich die Wartungsarbeiten an, die sich in den Instandhaltungs- und Wartungsvertrag des Generalunternehmers niederschlagen und nicht die bedarfsabhängigen Transporte von Material und Personal umfassen. Daher sind diese in der Regel einem besonderen Abrechnungsmechanismus unterworfen. Dies verursacht insbesondere Helikopterflüge- und Schiffskosten.

6.4 Identifikation gerechtfertigter Betriebskosten

Die Anreizregulierung sah ursprünglich in den Investitionsmaßnahmen (ehedem noch Investitionsbudgets) nur die Berücksichtigung von Kapitalkosten vor. Aufgrund der vertieften Diskussion der Erweiterung des Netzes sind im Zeitablauf zu den bestehenden operativen Kosten jedoch bestimmte hinzutretende, allein schon durch die zusätzlichen Wartungsanlässe verursachten operativen Kosten identifiziert worden, die neben den Kapitalkosten zu berücksichtigen sind. In § 23 ARegV ist daher neben der Kapitalkostenerstattung auch der Ansatz von Betriebskosten zugelassen worden.

B E T

Die Abgrenzung der Betriebskosten, die durch eine Investitionsmaßnahme verursacht werden, ist mit erheblichen Unsicherheiten behaftet³². Für die praktische Handhabung wurde daher eine Pauschale für die Betriebskosten angesetzt.

Typischerweise sind als Betriebskosten – den Funktionen nach – Wartungs-, und Instandhaltungskosten, Betriebsführungskosten (technisch und kaufmännisch, darunter Buchhaltung und Controlling aber auch Beschaffung), sonstige Kosten (darunter Gutachten, Prüfungen etc.), Versicherungen und Steuern anzusetzen. Im Falle der Offshore NAS werden die Kosten für Verlustenergie (ansonsten Eigenbedarf der Anlagen) nicht als Betriebskosten angesetzt (s. a. Kap 3.1).

Ferner sind die betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern (20 Jahre) der Maßstab, auf denen sich gerechtfertigte Betriebskosten in zeitlicher Hinsicht nur richten können. Dabei muss ergänzend der in Kapitel 6.1 beschriebene „Anspareffekt aus dem Zeitraum der Bau- und Inbetriebnahmephase, also mit Beginn der Investitionsmaßnahme, berücksichtigt werden. Allerdings bleibt festzuhalten, dass für die Offshore NAS, insbesondere die DC-Technik, weiterhin noch keine Langzeiterfahrungsdaten vorliegen. Kosten, die nach Ablauf der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer entstehen, sind nicht zu betrachten. Diese Kosten werden zukünftig über die Offshore-Umlage refinanziert. Dies wurde kürzlich durch das NEMOG mit der Einführung der Erweiterung des Belastungsausgleichs nach § 17f EnWG auf sämtliche Anbindungskosten geregelt. Das gilt auch für allgemeine Risiken, die zwar mit der Offshore-Thematik an sich in Zusammenhang stehen gleichwohl aber nicht durch die Investitionsmaßnahme verursacht werden (zum Beispiel Kosten zur Minderung der Offshore-Haftungsumlage).³³

6.5 Identifikation der Kostentreiber gerechtfertigter Betriebskosten

Aufgrund der in den vorherigen Abschnitten herausgearbeiteten strukturellen Unterschiede zwischen Offshore-DC-Netzanschlussystemen und Offshore-AC-Netzanschlussystemen werden diese im Weiteren getrennt dargestellt.

Durch eine Investitionsmaßnahme gerechtfertigte Betriebskosten müssen durch die Investitionsmaßnahme direkt verursacht werden. Betriebskosten im Sinne dieser Definition sind daher zunächst:

1. Zweifelsfrei dem Grunde nach die aus Instandhaltungsverträgen mit den Generalunternehmern resultierenden Betriebskosten nach der Inbetriebnahme.
2. Dies umfasst auch damit in Zusammenhang stehende Kosten, die durch einen Vertrag nicht abgedeckt sind aber aus dem Wartungszweck resultieren. Beispiele hierfür sind wartungsbedingte Zusatzkosten wie zum Beispiel Logistikkosten für Helikopterflüge und Schiffstransporte.
3. Gerechtfertigt sind dem Grunde nach ferner die nicht vermeidbaren Personalkosten für den Betrieb, die Instandhaltung, die Betriebsführung und die zusätzlichen Kosten für Vorbereitung, Assetmanagement und Betriebscontrolling, insofern diese sämtlich im Zusammenhang mit der Investitionsmaßnahme stehen.

Kostentreiber der Instandhaltungsverträge sind überwiegend die vereinbarten Laufzeiten und inhaltlichen Umfänge. So ist feststellbar, dass aufgrund des Pioniercharakters der Anbindungstechnik laufend kosten-trächtige Nachtragsverhandlungen nötig wurden, um der wandelnden technischen Herausforderung hinreichend Rechnung zu tragen. Neben dem inhaltlichen Umfang ist aber auch die Dauer, die Zeit bis zur Inbetriebnahme und die Laufzeit ab Inbetriebnahme der Wartungsverträge entscheidend. So ist mit Ende der Garantien perspektivisch ein Anstieg der Kosten für Wartung und Instandhaltung zu erwarten. Dem ist andererseits gegenüberzustellen, dass aufgrund der zunehmenden Lernkurve auch Einsparmöglichkeiten gegenüberstehen sollten. Insbesondere hinsichtlich der DC-Netzanschlussysteme ist aus gutachterlicher Sicht

³² Bundesrat-Drucksache_447-1-13: Hier wird konstatiert, dass die Abgrenzung der Kosten in der Regulierungspraxis unmöglich ist.

³³ BGBl. I S. 3106, Artikels 3 des Gesetzes zur Änderung der Bestimmungen zur Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung G. v. 22. Dezember 2016 erfolgte in Reaktion auf zuvor ergangene

B E T

fest zu halten, dass hinsichtlich zukünftiger Kostenverläufe keine belastbaren Aussagen getroffen werden können.

Um die wesentlichen Kostenkomponenten und die Kostentreiber der Betriebskosten der Offshore-Netzanschlussysteme herauszuarbeiten sind in der folgenden Tabelle 17 die prozentualen Anteile der Betriebskosten der sechs Offshore-DC-Netzanbindungssysteme in der Nordsee in den Jahren 2015 und 2016 für die wesentlichen Kostenarten dargestellt. Eine dementsprechende Darstellung für die prozentualen Anteile der Betriebskosten der vier Offshore-AC-Netzanbindungssysteme in der Nordsee und in der Ostsee in den Jahren 2015 und 2016 findet sich in Tabelle 18.

	Aufwandsgleiche Kosten	100,0%
1.1.	Materialkosten	
1.1.1.	Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	
1.1.2.	Aufwendungen für bezogene Leistungen	
1.1.2.4.	davon Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und IH-Leistungen	
1.5.	Sonstige betriebliche Kosten	
1.5.3.	davon Versicherungen	
1.5.13.	Sonstiges	
1.5.13.1	davon Zuführung zur Rückbauverpflichtungsrückstellung	

Tabelle 17: Prozentuale Anteile der Betriebskosten der sechs Offshore-DC-Netzanbindungssysteme in der Nordsee in den Jahren 2015 und 2016

Die übermittelten summarischen Betriebskosten der vier Offshore-AC-Netzanschlussysteme in der Nordsee und in der Ostsee teilen sich in den Jahren 2015 und 2016 auf in [REDACTED] der betrachteten Kosten für „Aufwendungen für bezogene Leistungen“, in [REDACTED] der analysierten Kosten für „Versicherungen“ und in [REDACTED] der übermittelten summarischen Kosten für „Zuführungen zur Rückstellungen aufgrund von Rückbauverpflichtungen“.

1.	Aufwandsgleiche Kosten	100,0%
1.1.	Materialkosten	
1.1.2.	Aufwendungen für bezogene Leistungen	
1.1.2.4.	davon Aufwendungen für durch Dritte erbrachte Wartungs- und IH-Leistungen	
1.5.	Sonstige betriebliche Kosten	
1.5.3.	davon Versicherungen	
1.5.13.	Sonstiges	
1.5.13.1	davon Zuführung zur Rückbauverpflichtungsrückstellung	

Tabelle 18: Prozentuale Anteile der Betriebskosten der vier Offshore-AC-Netzanbindungssysteme in der Nordsee und in der Ostsee in den Jahren 2015 und 2016

Bei den Betriebskosten der sechs Offshore-DC-Netzanschlussysteme in der Nordsee betragen in den Jahren 2015 und 2016 die „Aufwendungen für bezogene Leistungen“ [REDACTED] der übermittelten summarischen Betriebskosten, [REDACTED] der übermittelten summarischen Betriebskosten fielen für „Versicherungen“ an und die „Zuführungen zur Rückstellungen aufgrund von Rückbauverpflichtungen“ machten [REDACTED] der übermittelten summarischen Betriebskosten aus. Da die sechs von der TenneT TSO GmbH betriebenen Offshore-DC-Netzanschlussysteme in der Nordsee zudem den weitaus überwiegenden Anteil an den Betriebskosten aller Offshore-Netzanschlussysteme verursachen, wurden vom Gutachter und der Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur weitere Erläuterungen beim Übertragungsnetzbetreiber angefordert (siehe hierzu Kapitel 7).

6.6 Auswahl der zu berücksichtigten Kostenkomponenten

6.6.1 Abgrenzung der Betriebskosten von Anschaffungs- und Herstellungskosten

Anschaffungs- und Herstellungskosten werden von Wirtschaftsprüfern testiert und sind daher in der Regel aus dem Handelsrecht abzuleiten. Die Bildung von Anschaffungs- und Herstellungskosten bedeutet jedoch auch, dass ein Wirtschaftsgut entstanden ist, das die dahinterstehenden Material- und Personalansätze wertmäßig abbildet.

Betriebskosten zeigen sich als Aufwand in der GuV, und können nicht aktiviert werden.

Die reine Umwandlung von Kapital in Rohstoffe, beispielsweise die Anschaffung von Diesel, begründet folglich keine Betriebskosten – diese Vorgänge würden typischerweise im Umlaufvermögen der Bilanz abgebildet werden. Erst der Verbrauch der Dieselmenge kann Betriebskosten auslösen.

In Ihren zusätzlichen Erläuterungen zu den Erhebungsbögen 2017 führt die TenneT TSO GmbH dazu Folgendes aus (Zitat):

„Die Vorgaben des Handelsgesetzbuches (HGB) und die Grundsätze ordnungsgemäßer Buchführung sind bezüglich der Klassifizierung von Kosten als Anschaffungs- und Herstellungskosten (AHK) bzw. als Betriebskosten hinreichend konkret. So können Kosten gemäß § 255 Abs. 1 u. 2 HGB nur als AHK aktiviert werden, sofern diese in der Herstellungsphase anfallen und notwendig sind, den Vermögensgegenstand in einen betriebsbereiten Zustand zu versetzen. Demgegenüber können Kosten, die in der Herstellungsphase anfallen, jedoch allein für den späteren Betrieb der Anlage (Betriebskosten) notwendig sind (zum Beispiel Schulung von Mitarbeitern, Erstellung von Handbüchern) nicht aktiviert werden. TenneT bestätigt hiermit, dass gemäß den Vorgaben nach § 255 HGB keinerlei Betriebskosten in den im Rahmen der Ex-post-Abrechnung angegebenen AHK mittelbar oder unmittelbar enthalten sind oder waren.

*Des Weiteren müssen die Vorgaben zur Klassifizierung von Kosten als AHK bzw. als Betriebskosten aufgrund des Stetigkeitsgebots in verschiedenen Jahren identisch angewendet werden. Die Einhaltung dieser Vorgaben wird im Rahmen der Jahresabschlussprüfung vom Wirtschaftsprüfer geprüft und testiert. In diesem Zusammenhang verweisen wir auch auf die der Bundesnetzagentur vorliegenden sowie im Bundesanzeiger veröffentlichten Jahresabschlüsse der TenneT TSO GmbH sowie insbesondere der Offshore-Netzbetreiber TenneT Offshore 1. Beteiligungsgesellschaft (TOBW) und TenneT Offshore 9. Beteiligungsgesellschaft (TON6), deren Prüfung durch unseren Wirtschaftsprüfer Ernst & Young (EY) zu jeweils **uneingeschränkten Bestätigungsvermerken** geführt haben.*

Dass in den Ex-post-Abrechnungen von TenneT keine Betriebskosten enthalten sind, belegt TenneT schließlich auch im Rahmen der Mitteilungspflichten gemäß § 23 Abs. 5 S. 2 und § 28 ARegV mithilfe der Überleitung des testierten Anlagevermögens (SAP-Systemauszüge) und den in die EHB der Bundesnetzagentur eingetragenen Zugänge von Anlagen im Bau und Fertiganlagen.

Die in den jeweiligen Erhebungsbögen zur Erfassung der Betriebskosten aufgeführten AHK je Offshore-Netzanschlussystem wurden für die Jahre 2015 und 2016 mit Ausnahme der AC-Netzanbindung alpha ventus aus den dazugehörigen Werten der jährlichen Investitionsmaßnahmen-Abrechnung i. S. d. § 23 ARegV abgeleitet. Für die Ermittlung der AHK je Betriebsmittel wurden jeweils alle entsprechenden Positionen im EHB sachgerecht zusammengefasst.“

Aus Sicht des Gutachters bestehen keine begründeten Zweifel an einer sachgerechten, nach den handelsrechtlichen Vorschriften und regulatorisch korrekten Ermittlung der von den ÜNB im Rahmen der Erhebung 2017 übermittelten Anschaffungs- und Herstellungskosten. Der Gutachter verwendet daher diese Werte ohne Veränderungen in diesem Gutachten.

6.5.2 Einmalige und wiederkehrende Aufwendungen

Während 50Hertz Technik einsetzt, die bereits aus anderen betriebenen Seekabeln bekannt ist, ist für TenneT hinsichtlich ihrer Offshore-DC-Netzanschlussysteme festzustellen, dass einerseits noch Know-how-Transfer hinsichtlich der technischen Fahrweise notwendig ist und andererseits Vorsorge getroffen wird, in die Lage versetzt zu sein, Wartungsarbeiten selbst ausführen zu können. Diese Positionen sind teilweise als Aufwendungen für die Ingangsetzung des Geschäftsbetriebs eines Offshore-DC-Netzanschlussystems interpretierbar und als solche eher auf die gesamte Nutzungsdauer zu verteilen. Bis zum Geschäftsjahr 2009 durfte in der handelsrechtlichen Bilanz die Bilanzierungshilfe sogar in Anspruch genommen werden, Aufwendungen aus der Ingangsetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs gemäß § 269 HGB a.F. zu aktivieren. Mit der handelsrechtlichen Fassung des BilMoG wurde die Regelung indes gestrichen. Gleichwohl ist die Frage bedeutsam, ob Aufwendungen, die in dieser Form nicht wiederkehren für die Bildung einer künftigen Betriebskostenbetrachtung nicht eliminiert werden müssen, um keine Verzerrungen zu erzeugen. Sie sollten aber, z. B. bei einer gebotenen Betrachtung der Betriebskosten über die gesamte Nutzungsdauer, Berücksichtigung finden müssen, da sie ansonsten keine Refinanzierung erfahren können.

Dem Gutachter liegen keine ausreichend konkreten Informationen vor, welche Refinanzierungsmechanismen den Übertragungsnetzbetreibern neben dem regulatorischen Instrument der „Investitionsmaßnahmen“ zur Verfügung stehen und inwieweit hier zusätzliche Zahlungsrückflüsse für die Offshore-Netzanschlussysteme zu berücksichtigen sind. Eine weitere Betrachtung war im Rahmen dieses Gutachtens nicht leistbar.

6.5.3 Abgrenzungen zu sonstigen bereits in der Erlösobergrenze (EOG) berücksichtigten Kosten / Positionen

Durch die Erlösobergrenze abgedeckte Kosten sind keine im Rahmen von Investitionsmaßnahmen zu berücksichtigende Betriebskosten. Bei der Ermittlung der Betriebskosten sind in der Erlösobergrenze bereits angesetzte Betriebskosten wie möglicherweise bestimmte Versicherungen oder dauerhaft unterstellte Differenzen aus der Offshorekostenwälzung entsprechend abzuziehen.

Mögliche Ansatzpunkte für eine solche Betrachtung bilden offenbar insbesondere die Kosten für Versicherungen der Offshore-Netzanschlussysteme. Im Rahmen der Diskussionen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und der Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur wurden einerseits die in der Erlösobergrenze der Übertragungsnetzbetreiber übergreifend geltend gemachten Versicherungskosten (nicht spezifiziert auf die einzelnen Offshore-Netzanschlussysteme) angesprochen. Andererseits wurde die Wechselwirkung zwischen der Offshore-Haftungsumlage und der Refinanzierung von Versicherungskosten diskutiert.

Zudem sind nach Angaben der Beschlusskammer 4 Versicherungen, die die Sachschäden von Anbindungsleitungen abdecken, in den Erlösobergrenzen beider Übertragungsnetzbetreiber bereits berücksichtigt. 50Hertz hat darüber hinaus eine Versicherung zur Schonung der Offshore-Haftungsumlage abgeschlossen. Das System der Offshore-Haftungsumlage ist jedoch kein in Zusammenhang mit den Investitionsmaßnahmen stehendes System, sondern den allgemeinen Aufgaben eines Übertragungsnetzbetreibers zuzuordnen. Inanspruchnahmen oder geringere Inanspruchnahmen der Offshore-Haftungsumlage sind für die Betriebskosten einer Anbindungsleitung Offshore jedenfalls unbeachtlich.

Sollten einzelne Kosten / Positionen über andere Mechanismen neben den Offshore-Betriebskostenpauschalen refinanziert werden können, so ist das der Bemessung der Betriebskostenpauschalen zugrunde zu legende Gesamtkostenvolumen dementsprechend zu bereinigen.

7 GERECHTFERTIGTE UND EFFIZIENTE BETRIEBSKOSTEN

7.1 Identifikation und Quantifizierung von Ineffizienzen

Betriebskosten der 50Hertz und der TenneT sind für die Bestimmung einer OPEX-Pauschale gerechtfertigt berücksichtigungsfähig, wenn diese effizient sind. Zur Prüfung der Effizienz sind insbesondere Vergleichswerte vergleichbarer Projekte heranzuziehen. Im vorliegenden Fall treten folgende Schwierigkeiten auf:

- Für die ganz überwiegend in DC-Technologie ausgeführten Netzanbindungssysteme liegen keine internationalen Vergleichswerte vor.
- Die bisher vorliegenden und ausgewerteten Betriebskosten der DC-Netzanbindungssysteme umfassen nur 1 bis 2,5 Jahre. Das entspricht nur 5 bis 10 % der mindestens geplanten technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauer und ist somit schon in sich nicht repräsentativ.
- Lediglich für die AC-Netzanbindungssysteme liegen mehrjährige Erfahrungswerte und in begrenztem Umfang internationale Vergleichswerte vor.

Es ist daher nicht möglich, für die Effizienzbeurteilung belastbare Benchmarks für die Netzanbindungssysteme heranzuziehen, insbesondere nicht für die DC-Systeme. Daher kann im Rahmen der Datenbasis und dieses Gutachtens nur eine qualitative Plausibilisierung vorgenommen werden. So weit möglich, wurden dazu vom Gutachter einzelne Kostenblöcke näher plausibilisiert.

Der Gutachter geht davon aus, dass nicht die Zuwachskosten bei der Bemessung der Betriebskostenpauschale ausschlaggebend sind, sondern im Sinne der Verordnung (BK4-11-026, S. 7, vom 12.12.2011) die Vollkosten:

„Bei der Bemessung einer Betriebskostenpauschale ist zu berücksichtigen, dass insbesondere die Kostenarten, die der Funktionsfähigkeit des betrachteten Anlagengutes dienen, abgedeckt werden. Das sind im Wesentlichen:

- *Personalkosten*
- *Materialkosten/Stoffkosten/Sachkosten*
- *Sonstige betriebliche Kosten (z. B. Kosten für bezogene Dienstleistungen und Fremdrechte, Büro- und Geschäftskosten, Öffentliche Abgaben und Steuern, Versicherungskosten).*

Die Ermittlung der Betriebskosten erfolgt auf Vollkostenbasis, d. h. einschließlich aller direkt und indirekt zurechenbaren Kosten, um einer Betriebskostenunterdeckung im Rahmen der Genehmigung von Investitionsbudgets nach § 23 ARegV vorzubeugen. Es ist anzunehmen, dass insbesondere aus der Wartung und Instandhaltung des Anlagengutes Gemeinkosten anfallen.“ Im Ergebnis der Analyse dieses Kapitels bedeutet dies, dass einerseits die Vollkosten entsprechend der obigen Definition Grundlage der Betriebskostenpauschale sind. Zum anderen sind davon sämtliche anteilige Vollkostenanteile in Abzug zu bringen, die anderweitig, z. B. durch die Erlösobergrenze abgegolten wurden, oder für den Zweck des Betriebs der Anlagen nicht benötigt wurden. Ansonsten läge eine Überzahlung der gesamthaften Vollkosten vor.

7.2 Plausibilisierung einzelner Kostenblöcke

7.2.1 Helikopterflüge

Gemäß Kapitel 6.3 ist die Position Helikopterflüge ein Kostentreiber bei den Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen.

Diese entstehen laut 50Hertz aufgrund der Umsetzung eines Rettungskonzeptes. Dabei wird perspektivisch angestrebt, diese Kosten mit den anderen Windparks in der Ostsee gemeinsam zu reduzieren, da der Rettungshubschraubervertrag auch diese Transportkapazitäten mit umfassen könne. Man gehe bei einem Einvernehmen mit den anderen Windparks, die auch an einem Rettungskonzept interessiert sein dürften, zukünftig von einer symmetrischen Reduzierung aus.

TenneT hat gleichfalls hohe Kosten für Helikopterflüge. So ist TenneT Betreiber von Plattformen und nutzt im Gegensatz zu 50Hertz weniger Schiffstransporte zur Erreichung dieser Plattformen, sondern baut stattdessen – nach eigenen Angaben zur sichereren Beförderung des Personals und zur Verlängerung der Arbeitszeiten auf der Plattform – ausschließlich auf den Helikoptereinsatz. Demgegenüber ist in den vereinbarten Wartungsverträgen grundsätzlich die Versorgung der Plattform mit Material und Personal überwiegend durch Schiffe vorgesehen, zudem ist in manchen Verträgen explizit ein jährlicher Schiffstransport vorgesehen, der wirtschaftlich vom Hersteller getragen wird.

Nach Rückfrage hierzu hat TenneT Unterlagen³⁴ nachgereicht, die unter anderem die Offshore Transportparameter und stundengenaue Flugpläne zeigen. Es werden darin folgende Anbindungen aufgeführt:

1. BorWin1
2. BorWin2
3. DoWin1
4. DoWin2
5. HelWin1
6. HelWin2
7. SylWin1.

Aus diesen Unterlagen lassen sich die Flugkosten („flight costs“) für die Jahre 2015, 2016 sowie die Monate Januar bis April 2017 ersehen. Des Weiteren sind Angaben für detaillierte Flugzeiten für das Jahr 2016 angegeben. Auf dieser Grundlage wurde durch den Gutachter eine grobe Plausibilisierung für das Jahr 2016 vorgenommen. Laut Foliensatz vom 12.06.2017³⁵ beträgt die Summe der Werte (Flight costs) der letzten Zeile der Folie 2, die das Jahr 2016 abbildet (Stand 31.12.2016) ██████████. Dieser Wert korrespondiert mit der Angabe im Kostenaufriß Tabelle 16³⁶.

Zur Plausibilisierung wurden aus den Unterlagen auf Basis der verfügbaren Daten die durchschnittlichen Flugkosten 2016 hergeleitet. Diese betragen demnach für 2016 rund ██████████³⁷. Diese Position umfasst sämtliche Kosten, die mit dem Flugbetrieb anfallen (u. a. Flugkosten, Kerosin, Steuern und Abgaben, Flugplatzgebühren, Stand-by Zeiten und Vorhaltekosten für den erforderlichen Bereitschaftsdienst.

Dieser Wert ist differenziert zu betrachten, da

- a) Im vorliegenden Rahmenvertrag vom 01.01.2014 zwischen der TenneT Offshore GmbH und der HelService International GmbH, sowie der ebenfalls vorliegenden Abrufbestellung vom 13.12.2016 der

³⁴ TenneT, Transportkennzahlen, Präsentation vom 12.06.2017

³⁵ Präsentation vom 12.06.2017, vgl. Fußnote 34

³⁶ ██████████

³⁷ Vgl. Anhang, 9.1 Durchschnittliche Flugkosten der TenneT im Jahr 2016

B E T

TenneT Offshore 7. Beteiligungsgesellschaft drei verschiedene Helikoptermodelle abgerufen werden können. Diese unterscheiden sich im Preis / Stunde erheblich, so reicht die Spanne von [REDACTED] (Agusta Westland AW 139) bis zu [REDACTED] (Agusta Westland A109) und oben ein Mittelwert über alle eingesetzten Helikopter ermittelt wurde.

- b) Zudem gibt es eine Reihe von sonstigen Dienstleistungen, die in dem betrachteten Auswertungszeitraum (2016) ggf. vom Auftraggeber in Anspruch genommen worden sind. Eine aus den Flugplänen ersichtlich in Anspruch genommene Pauschale ist die Wartezeitpauschale Offshore in Höhe von ca. [REDACTED] für jede ab der 2. Stunde beginnende Stunde.

Aus den Flugplänen geht hervor, dass häufig Kombinationsflüge zu mehreren Konverterplattformen nacheinander durchgeführt wurden. Dadurch wird nach Einschätzung des Gutachters ein Beitrag geleistet, Synergien beim Transport von Personal und Material im Vergleich zu Einzelflügen zu jeweils einer Konverterplattform zu heben.

Zur Plausibilisierung hat der Gutachter die Helikopterkosten eines Offshorewindparkbetreibers mit einer Transitzeit (Hin- und Rückflug) von 90 Minuten abgefragt. Die Vertragspreise dieses Betreibers wurden im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens verhandelt. Nach Auskunft dieses OWP-Betreibers betragen die gesamten Flugkosten für eine AW 139 rund [REDACTED]. Für einen kleinen Helikopter (vergleichbar AW 109) wurden im Mittel [REDACTED] angegeben. Bei der Interpretation der Zahlen ist zu berücksichtigen, dass in dem zugrunde liegenden Vertrag des OWP-Betreibers keine kurzfristige Bereitschaftsvorhaltung enthalten ist.

Eine Gegenüberstellung zur Plausibilisierung der von TenneT geltend gemachten Helikopterkosten zeigt Tabelle 19.

Helikoptertyp	Durchschnittliche Kosten 2016	Quelle
	€/ Minute	
AW 139, 15 Personen, max . 1650 kg	[REDACTED]	Offshore-WP Betreiber (ohne Bereitschaft)
AW 109, 6-7 Personen	[REDACTED]	Offshore-WP Betreiber (ohne Bereitschaft)
Durchschnittswert TenneT-Flotte		TenneT-Foliensatz 12.06.2017

Tabelle 19: Plausibilisierung von Helikopterkosten

Nach Einschätzung des Gutachters waren im Betrachtungszeitraum eher große Helikoptermodelle wie die AW 139 im Einsatz, um entsprechend Material und Personen für Kombiflüge zu mehreren Konverterplattformen zu ermöglichen und entsprechende Synergien zu heben. Die abgeleiteten Helikopterkosten der TenneT von rund [REDACTED] liegen somit in einer plausiblen Größenordnung für den Betrachtungszeitraum 2016.

7.2.2 Kosten für Know-how Übergang vom Anlagenlieferanten auf den Übertragungsnetzbetreiber

Die Nutzungsdauer einer Anbindungsleitung-Offshore beträgt 20 Jahre. Die ersten fünf Betriebsjahre sind regelmäßig bereits durch Wartungsverträge mit den Herstellern abgedeckt. Um später Selbstbesorgungen, d. h. selbst ohne Herstellerunterstützung Wartungen durchzuführen gibt TenneT an, eigene Mannschaften ausbilden zu müssen. Die jährlichen Kosten hierfür übersteigen dabei aber die jährliche Wartungspauschale des Herstellers deutlich. Hier wäre ebenfalls abzuwägen, ob eine in ähnlicher Höhe bestehende und zu erwartende Wartungspauschale des Herstellers für die Jahre 6 bis 20 perspektivisch deutlich unterschritten werden kann, um die in den ersten Jahren noch die Jahresvergütung der Hersteller übersteigende Know-how-Transferprämie wieder aufzuholen. Ist dies der Fall, so sind die Kosten des Know-how-Transfers jedoch der Selbstbesorgung der Zukunft zuzurechnen und über die Restnutzungsdauer zu verteilen. Dem Effizienzgebot folgend dürfte es jedenfalls kalkulatorisch dann keine Zusammenballung in wenigen Einzeljahren geben.

7.2.3 Versicherungen

Soweit Aufwendungen für Versicherungen bereits im Rahmen der Erlösobergrenze berücksichtigt wurden, sind diese nicht nochmals in der OPEX-Pauschale zu berücksichtigen. Im Rahmen dieses Gutachtens konnte dieser Aspekt nicht abschließend geklärt werden. Insoweit wird im Gutachten eine Bandbreite ohne und mit den geltend gemachten Versicherungsbeträgen dargestellt.

7.2.4 Benchmarking / Plausibilisierung der Betriebskosten der deutschen Offshore-Netzanschlussysteme mit den Betriebskosten britischer Offshore-Netzanschlussysteme

Die beiden Studien befassen sich mit dem grundsätzlichen volkswirtschaftlichen Vergleich des britischen regulatorischen OFTO-Regimes mit den beiden alternativen regulatorischen Ansätzen „Licensed Merchant Generation Solution Approach“ sowie „Alternative Licensed Price Control Based Approach“. Aus diesen Dokumenten sind keine Einzeldaten für die britischen Offshore-Netzanschlussysteme zu gewinnen, ein Benchmarking oder eine Plausibilisierung der Betriebskosten der deutschen Offshore-Netzanschlussysteme ist daher auf dieser Basis unmöglich.

Aus einem Teil dieser im Internet auffindbaren „Regulatory Accounts“ können die jährlichen Betriebskosten je Geschäftsjahr (die Geschäftsjahre enden jeweils zum 31.3. eines Jahres) sowie die Werte der „Non-Current Transmission Owner Assets“ jeweils zum Ende eines jeden Geschäftsjahres entnommen werden. Die Position „Non-Current Transmission Owner Assets“ spiegelt dabei das jeweilige Sachanlagevermögen eines OFTO's zum jeweiligen Zeitpunkt wider.

Für eine Auswertung nutzbare „Regulatory Accounts“ konnten für die folgenden britischen Offshore-Netzanschlussysteme jeweils seit dem Beginn der Laufzeit der OFTO-Lizenz bis zum Abschluss des Geschäftsjahres 2016/2017 am 31. März 2017 recherchiert werden:

- London Array OFTO, Sheringham Shoal OFTO, Walney 1 OFTO sowie Walney 2 OFTO der Dachgesellschaft „Blue Transmission Investments“,
- Greater Gabbard OFTO, Gwynt y Môr OFTO, Humber Gateway OFTO, Thanet OFTO der Dachgesellschaft „Balfour Beatty Investments“ sowie
- West of Duddon Sands OFTO der Dachgesellschaft „Transmission Capital Partners“

Die veröffentlichten und im Internet recherchierten „Regulatory Accounts“ für die britischen Offshore-Netzanschlussysteme

- Barrow OFTO, Gunfleet Sands OFTO, Lincs OFTO, Ormonde OFTO, Robin Rigg OFTO, Westermost Rough OFTO der Dachgesellschaft „Transmission Capital Partners“

sind nur für die nicht operativ tätigen Holdings veröffentlicht worden.

Diese Gesellschaften sind reine Finanzholdings; sie nehmen Fremdkapital auf und reichen dieses an eine Tochtergesellschaft weiter. Die Gesellschaften haben kein Sachanlagevermögen. Sie haben aktiv Forderungen an Tochterunternehmen und passiv nur Kredite sowie einen geringen Eigenkapitalbestand. Die Ableitung einer Relation OPEX zu Sachanlagevermögen ist auf Basis dieser Jahresabschlüsse unmöglich.

Für ein Benchmarking waren die Daten der folgenden neun Offshore-Netzanschlussysteme aus den Tender Rounds 1 bis 3 (Versteigerungen von OFTO-Lizenzen) des britischen Regulierers OFGEM

- Greater Gabbard OFTO (OFTO-Lizenz erteilt am 26.11.2013 für 20 Jahre)
- Gwynt y Môr OFTO (OFTO-Lizenz erteilt am 11.02.2015 für 20 Jahre)

B E T

- Humber Gateway OFTO (OFTO-Lizenz erteilt am 07.09.2016 für 20 Jahre)
- London Array OFTO (OFTO-Lizenz erteilt am 09.09.2013 für 20 Jahre)
- Sheringham Shoal OFTO (OFTO-Lizenz erteilt am 26.06.2013 für 20 Jahre)
- Thanet OFTO (OFTO-Lizenz erteilt am 17.12.2014 für 20 Jahre)
- Walney 1 OFTO (OFTO-Lizenz erteilt am 21.10.2011 für 20 Jahre)
- Walney 2 OFTO (OFTO-Lizenz erteilt am 25.09.2012 für 20 Jahre)
- West of Duddon Sands OFTO (OFTO-Lizenz erteilt am 19.08.2015 für 20 Jahre)

verfügbar. Die veröffentlichten „Regulatory Accounts“ umfassen jeweils Geschäftsjahre vom 01.04. eines Jahres bis zum 31.03. des Folgejahres. Die Geschäftsberichte, welche kein vollständiges Geschäftsjahr oder gegebenenfalls mehr als 365 Tage umfassen, wurden nicht in die Auswertung mit einbezogen, um statistische Verzerrungen zu vermeiden.

Letztendlich standen insgesamt 24 Betriebsjahre der britischen Offshore-Netzanschlussysteme für eine statistische Auswertung zur Verfügung. Technisch können diese Systeme wie nachfolgend zusammengefasst, charakterisiert werden.

- Die analysierten britischen Offshore-Netzanschlussysteme sind sämtlich als HVAC-NAS ausgeführt.
- Das Netzanschlussystem für den OWP London Array wird mit 150 kV Drehstrom betrieben, alle anderen hier betrachteten Offshore-Netzanschlussysteme werden mit 132 kV Drehstrom betrieben.
- Die Übertragungsleistungen der Offshore-Netzanschlussysteme liegen zwischen 182 MW und 630 MW. Die gesamte Übertragungsleistung aller neun hier betrachteten Offshore-HVAC-Netzanschlussysteme beträgt circa 3.300 MW.
- Die Längen der seeseitigen Exportkabel schwankt zwischen 14 km und 54 km Länge.
- Die Längen der landseitigen Exportkabel schwankt zwischen 0,6 km und 30 km Länge.
- Die Gesamtlängen der Exportkabel (See- + Landkabel) schwankt zwischen etwa 29 km und etwa 55 km Trassenlänge.

Die vorstehenden technischen Daten zeigen, dass sich die in Großbritannien zu bewältigenden Übertragungsaufgaben signifikant von denen in der deutschen Nord- und Ostsee unterscheiden. Die relativ kurzen Gesamtentfernungen zwischen den Umspannplattformen der Offshore-Windfarmen und den Netzverknüpfungspunkten des National Grid Electricity Transmission (NGET) Systems erlauben bei beidseitiger Kompensation der kapazitiven Kabelladeleistungen HVAC-Übertragungssysteme einen technisch vergleichsweise einfachen und wirtschaftlichen Transport elektrischer Energie. Die verwendeten technischen Komponenten stellen langjährig bewährte Standardtechnologien dar.

- Die Summe der Sachanlagenvermögenswerte der hier betrachteten neun britischen Offshore-Netzanschlussysteme am letzten betrachteten Stichtag (31. März 2017) betrug rund [REDACTED].
- Die spezifischen Sachanlagevermögenswerte betragen am 31. März 2017 demnach etwa [REDACTED] pro MW. Mit einem Umrechnungsfaktor von etwa [REDACTED] für 1,00 GBP ergibt sich ein Wert von etwa [REDACTED] pro MW, der wesentlich unter den in Deutschland festzustellenden Werten liegt.

B E T

- Angesichts der wesentlich einfacheren Transportaufgabe ist der vorstehend beschriebene Befund für den Gutachter plausibel.
- Die ermittelten Relationen zwischen den jeweiligen jährlichen Betriebskosten (OPEX) und den jeweiligen Sachanlagevermögenswerten am Ende des entsprechenden Geschäftsjahres (Non-Current Transmission Owners Assets) schwanken für die neun betrachteten britischen Offshore-HVAC-Netzanschlussysteme zwischen etwa 0,8 % und etwa 6,2 %. Als gewichteter Mittelwert aller 24 Betriebsjahre ergibt sich ein Wert von rund 2,0 %, der wesentlich unter den in Deutschland festzustellenden Werten liegt.
- Angesichts der wesentlich einfacheren Transportaufgabe ist der vorstehend beschriebene Befund für den Gutachter plausibel. Allerdings liegt selbst der ermittelte britische Mittelwert der OPEX-Relation deutlich über dem Wert von 0.8 %, den die ARegV als allgemeine Betriebskostenpauschale im Rahmen von Investitionsmaßnahmen vorgibt.
- Insofern erscheint dem Gutachter die Festlegung einer von § 23 Absatz 1 Satz 3 ARegV abweichenden Höhe der Betriebskostenpauschale für Offshore-Anlagegüter während der Betriebsphase, das heißt nach der Abnahme des Offshore-Netzanschlussystems (Gefahrenübergang vom Lieferanten auf den Betreiber) vom Grundsatz her vor dem Hintergrund dieses Vergleichs-Benchmarks plausibel.

8 ERMITTLUNG DER DURCHSCHNITTlichen GERECHTFERTIGTEN UND EFFIZIENTEN BETRIEBSKOSTEN UND ANGEMESSENE OFFSHORE-BETRIEBSKOSTEN-PAUSCHALEN

Wie in Kapitel 6.1 ausgeführt, ist die Nutzungsdauer der gesamten Offshore-Anbindungsleitung von den ersten Anlagen im Bau angefangen bis hin zur Abschreibung auf Null nach Ablauf der 20 Jahre des zuletzt als Fertiganlage aktivierten Bauabschnitts maßgeblich. Durch die Investitionsmaßnahme sollen die für einen Offshore-Anbindungsleitungsbetrieb notwendigen Kosten abgedeckt werden. Es dürfen dabei über den Gesamthorizont des Betriebs einer Offshore-Anbindungsleitung durch ein pauschales System weder deutliche Überdeckungen noch deutliche Unterdeckungen entstehen. Dies würde sonst zu Anreizen führen, Verzögerungen herbeizuführen um etwaige Gewinne aus einer Pauschalierungsdifferenz zu generieren oder zu der Gefahr führen, dass Leitungsbauten eingestellt werden, da die Betriebskosten nicht gedeckt sind.

Aus Sicht des Gutachters gehören die

- Logistik-Kosten für Helikopterflüge und Schiffstransporte
- Personalkosten für Betrieb, Instandhaltung, Betriebsführung, Arbeitsvorbereitung, Assetmanagement, Logistik und Betriebscontrolling
- Kosten der Instandhaltungsverträge mit den Herstellern der Netzanschlussysteme

gerechtfertigt, zu den Betriebskosten der Offshore-DC-Netzanschlussysteme in der Nordsee. Eine Hochrechnung dieser Kosten auf 20 Jahre Nutzungsdauer erscheint allerdings seriös nicht möglich.

In Bezug auf die Kosten für den sogenannten „Inter-Company Dienstleistungsaufwand“, insgesamt etwa ██████ in 2015 und 2016 für alle sechs Offshore-DC-Netzanschlussysteme in der Nordsee, hat der Gutachter keine 100-prozentige Gewissheit erlangt, dass Doppelverrechnungen ausgeschlossen sind.

Gleiches gilt auch in Bezug auf die Kosten für Versicherungen in Höhe von etwa ██████ für alle sechs Offshore-DC-Netzanschlussysteme in der Nordsee in den Jahren 2015 und 2016 (siehe auch Kapitel 7.2.3).

Die Zuführungen zu Rückstellungen für Rückbauverpflichtungen aus Genehmigungsaufgaben wurden einerseits eindeutig vom Wirtschaftsprüfer testiert. Folgt man der Auffassung, dass diese Kosten erst nach Ablauf der 20 Jahre anfallen, und dieses ausserhalb des Betrachtungszeitraumes fällt, wären diese allerdings in Abzug zu bringen.

Der Gutachter zweifelt an, ob die Anlaufkosten in Höhe von etwa ██████ in den Jahren 2015 und 2016 für die sechs Offshore-DC-Netzanschlussysteme in der Nordsee in vollem Umfang effizient und damit gerechtfertigt sind. Die summarischen Anlaufkosten machen etwa ein Sechstel der gesamten übermittelten entsprechenden Betriebskosten (für die Jahre 2015 und 2016) aus.

„Als Anlaufkosten werden die Kosten, die nach Errichtung eines Betriebes durch Anlernen und Eingewöhnen der Belegschaft, Einrichten der Maschinen auf ein bestimmtes Fertigungsprogramm, Erschließung von Bezugsquellen und Absatzmärkten etc. im Rahmen von Lernkurven entstehen. Das ehemals in § 269 HGB enthaltene Aktivierungswahlrecht, die Anlaufkosten bzw. Aufwendungen für die Inangasetzung und Erweiterung des Geschäftsbetriebs ganz, teilweise oder gar nicht zu aktivieren, wurde durch das Bilanzrechtsmodernisierungsgesetz (BilMoG) für Geschäftsjahre, die nach dem 31.12.2009 beginnen, aufgehoben.“ (Zitat aus Gabler-Wirtschaftslexikon: <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Definition/anlaufkosten.html>).

Die Anlaufkosten umfassen hier die Kosten für Experten der Generalunternehmer für die Übernahme der Offshore-DC-Netzanschlussysteme, für den Know-how-Transfer von den Generalunternehmern zum Übertragungsnetzbetreiber sowie die Kosten für die Aufrechterhaltung des Projektteams der Generalunternehmer

nach den Abnahmen der Offshore-DC-Netzanschlussssysteme für einen störungsfreien Übergang und für allgemeine externe Personalunterstützung.

Die Anlaufkosten liegen damit praktisch in gleicher Höhe wie die Kosten für die Instandhaltungsverträge der Hersteller für dieselben Systeme und denselben Zeitraum. Insbesondere vor dem Hintergrund des schon in Kapitel 3 zitierten Halbjahresberichts 2016 der TenneT Holding B.V.³⁸ stellt sich dem Gutachter die Frage, inwieweit die „positive Differenz zwischen tatsächlichen Ausgaben und Offshore-Betriebskostenpauschalen“ einen möglichen Grund für eine unternehmerische Entscheidung darstellt.

Kampfmittelräumung und Kampfmittelbeseitigung als Kriegsfolgen stellen nach Ansicht des Gutachters außergewöhnliche und nicht vom Übertragungsnetzbetreiber zu beeinflussende Kostenanteile dar. Sowohl das grundsätzliche Auftreten als auch der Zeitpunkt solcher Kosten sowie auch die Höhe der jeweiligen Kosten für Kampfmittelbeseitigung und Kampfmittelräumung können vom Übertragungsnetzbetreiber weder beeinflusst noch vorhergesagt werden.

Derartige Kostenanteile für Kampfmittelräumung und –beseitigung sind nach Ansicht des Gutachters nicht mit einer Betriebskostenpauschale abzudecken und sollten daher zukünftig als „außergewöhnliche Kostenanteile“ auf anderem Wege finanziert werden. Der Gutachter schlägt daher vor, die Kosten für Kampfmittelräumung und Kampfmittelbeseitigung nicht bei der Festlegung der Offshore-Betriebskostenpauschale zu berücksichtigen und den Weg eines anderweitigen Zahlungsrückflusses zu eröffnen.

Die Ermittlung der durchschnittlichen gerechtfertigten und effizienten Betriebskosten erfolgt im Wege einer Verhältnisbildung:

1. Im Zähler stehen hierbei die Betriebskosten. Hierbei wird als Betrachtungszeitraum 2011 bis 2016 einschließlich zugrunde gelegt. Aufgrund der zuvor in den Kapiteln 0 und 7 dargestellten Unsicherheiten und Bewertungsbandbreiten werden folgende Varianten dargestellt:
 - a) Vollständige Höhe der geltend gemachten OPEX für die Jahre 2011 bis 2016
 - b) Wie a), aber zusätzlich ohne Anerkennung der Anlaufkosten für DC
 - c) Wie b), aber ohne Versicherungskosten
 - d) Wie c), aber zusätzlich ohne Rückstellung für Rückbauverpflichtungen
 - e) Wie d), aber ohne UXO-Clearance Kosten
- 2) Im Nenner sind die Anschaffungs- und Herstellungskosten der Jahre 2011 bis 2016 anzusetzen, die um korrespondierende Anlagen im Bau zu ergänzen sind.

Nachfolgend sind in den Tabellen und die Bandbreiten der denkbaren Betriebskostenpauschalen für Offshore-Netzanschlussssysteme bei verschiedenen Bewertungsansätzen gegenübergestellt.

³⁸ Zitat: “In addition, with many of our German offshore platforms coming into operation, operational and maintenance activities have increased, causing a reduction of the temporary positive difference between actual spend and fixed percentage reimbursement during construction and the testing phase.”

B E T

Angaben gerundet in [Mio. EUR]	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Summe
Anschaffungs- und Herstellungskosten der TTG							
Vereinahrnte OPEX-Pauschale TTG							
Geltend gemachte OPEX (Ist-Zahlen) TTG							
Verhältnis OPEX zu AHK in % der TTG	1,1 %	0,4 %	0,8 %	0,9 %	1,8 %	2,5 %	1,5 %
Anschaffungs- und Herstellungskosten der 50 Hertz							
Vereinahrnte OPEX-Pauschale 50 Hertz							
Geltend gemachte OPEX (Ist-Zahlen) Hertz							
Verhältnis OPEX zu AHK in % der 50 Hertz	2,5 %	1,4 %	1,1 %	0,9 %	1,0 %	1,3 %	1,2 %
Anschaffungs- und Herstellungskosten gesamt							
Vereinahrnte OPEX-Pauschale gesat							
Geltend gemachte OPEX (Ist-Zahlen) gesamt							
Verhältnis OPEX zu AHK in % der gesamt	1,3 %	0,5 %	0,8 %	0,9 %	1,7 %	2,3 %	1,5 %

Tabelle 20: Offshore-Betriebskostenpauschalen (alle Werte aufgerundet)

Bereinigte Werte relativer Offshore-Betriebskosten	Jahre 2011 bis 2016
OPEX zu AHK gemäß Tabelle 19	1,45 %
OPEX zu AHK abzgl. DC-Anlaufkosten	
OPEX zu AHK abzgl. DC-Anlaufkosten abzgl. Versicherungen	
OPEX zu AHK abzgl. DC-Anlaufkosten abzgl. Versicherungen abzgl. Rückstellungen	
OPEX zu AHK abzgl. DC-Anlaufkosten abzgl. Versicherungen abzgl. Rückstellungen abzgl. UXO-Clearance etc.	0,90 %

Tabelle 21: Bandbreiten von Offshore-Betriebskostenpauschalen (alle Werte aufgerundet)

Im Ergebnis ergibt sich somit eine mögliche Bandbreite für die Neufestlegung der OPEX-Pauschale im Bereich 1,5 % bis 0,9 %. Die Bandbreite ergibt sich aus dem Umfang, insofern und insoweit bestimmte Kostenteile bereits in der genehmigten EOG geltend gemacht werden konnten durch die ÜNB.

9 ANHANG

9.1 Durchschnittliche Flugkosten der TenneT im Jahr 2016

Aus den Flugplänen, die nicht für jeden Monat (es fehlten die Monate Juli, September und Dezember 2016) in der Präsentation beigefügt waren, wurden folgende Stundenzahlen für 9 Monate ermittelt:

	Januar	Februar	März	April	Mai	Juni	Juli	August	September	Oktober	November	Dezember
Stand by												
Cargo Port	32	32	27	20	45	20	k.A.	25	k.A.	20	25	k.A.
Transit	112	127	143	119	208	147		201		180	197	
Stand by Offshore	20	20	53	48	56	60		53		48	47	
Entladung Offshore	48	48	56	56	79	90		82		73	72	
	Angaben in Stunden											

Daraus ergab sich folgende Summendarstellung für die Datenlage der 9 ausgewerteten Monate und die Errechnung eines arithmetischen Jahresmittels pro Monat:

	Summe über 9 Monate	errechnetes arithmetisches Jahresmittel pro Monat
Stand by		
Cargo Port	246	27
Transit	1434	159
Stand by Offshore	405	45
Entladung Offshore	604	67
	Angaben in Stunden	

Die Standby Zeit wurde nicht ermittelt.

Aus den oben stehenden Angaben können nun vielmehr die Kosten für eine durchschnittliche Flugstunde für das Jahr 2016 errechnet werden, indem die jährlichen Gesamtkosten in Höhe von [REDACTED] durch die Jahresflugzeit 1908 h (159 h/Monat (arithmetisches Jahresmittel pro Monat) 12 Monate) dividiert wird. Daraus ergibt sich ein Durchschnittswert von [REDACTED], entsprechend rund [REDACTED].