



## Beschluss

Az. BK6-21-386

In dem Verwaltungsverfahren der

TenneT TSO GmbH,

Bernecker Straße 70, 95448 Bayreuth, vertreten durch die Geschäftsführung,

– Antragstellerin –

Verfahrensbevollmächtigte: Luther Rechtsanwaltsgesellschaft mbH, Graf-Adolf-Platz 15,  
40213 Düsseldorf,

unter Beteiligung

der Borkum Riffgrund 3 GmbH & Co. oHG,

Am Osthafen 2, 26506 Norden, gesetzlich vertreten durch die Gesellschafterinnen  
Borkum Riffgrund 3 Investor Holding GmbH und Borkum Riffgrund 3 Orsted Holding  
GmbH, Van-der-Smissen-Str. 9, 22767 Hamburg, diese jeweils gesetzlich vertreten  
durch die Geschäftsführung

– Beigeladene zu 1) –

Verfahrensbevollmächtigte: Chatham Partners LLP, Neuer Wall 50, 20354 Hamburg,

und der Gode Wind 3 GmbH,

Am Osthafen 2, 26506 Norden, gesetzlich vertreten durch die Geschäftsführung

– Beigeladene zu 2) –

Verfahrensbevollmächtigte: Chatham Partners LLP, Neuer Wall 50, 20354 Hamburg,

hat die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Klaus Müller,

durch den Vorsitzenden Christian Mielke,

den Beisitzer Andreas Faxel

und den Beisitzer Dr. Jochen Patt,

am 25.03.2022 beschlossen:

1. Der Antrag wird abgelehnt.
2. Die Entscheidung über die Gebühren bleibt einem gesonderten Verfahren vorbehalten.

## **Gründe**

### **I.**

Das Verfahren betrifft die Zustimmung zur Verschiebung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins für die Offshore-Anbindungsleitung NOR-1-1 (DoIWin 5) gemäß § 17d Abs. 2 S. 10 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG).

Die Aufgabe, einen voraussichtlichen Fertigstellungstermin zu veröffentlichen und bekannt zu machen, obliegt nach § 17d Abs. 2 S. 5 EnWG dem anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber. Nach Bekanntgabe des voraussichtlichen Fertigstellungstermins hat der Übertragungsnetzbetreiber nach § 17d Abs. 2 S. 7 EnWG mit dem Betreiber der Windenergieanlagen auf See einen Realisierungsfahrplan abzustimmen, der die zeitliche Abfolge für die einzelnen Schritte zur Errichtung der Windenergieanlagen auf See und zur Herstellung des Netzanschlusses enthält. Mögliche Verzögerungen oder Abweichungen sind nach § 17d Abs. 2 S. 9 EnWG unverzüglich mitzuteilen. Der bekannte voraussichtliche Fertigstellungstermin kann nur mit Zustimmung der Regulierungsbehörde im Benehmen mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie

(BSH) geändert werden (§ 17d Abs. 2 S. 10 EnWG). 30 Monate vor Eintritt der voraussichtlichen Fertigstellung wird der bekannt gemachte Fertigstellungstermin verbindlich (§ 17d Abs. 2 S. 11 EnWG). An das damit verbindliche Fertigstellungsdatum knüpfen die Rechtsfolgen der Entschädigungsregelung in § 17e EnWG an.

1. Die Antragstellerin ist die anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiberin für die Offshore-Anbindungsleitung DolWin 5.

Die Beigeladene zu 1) ist eine Projektgesellschaft, deren Unternehmensgegenstand die Entwicklung, die Errichtung und der Betrieb der Windenergieanlagen auf See des Offshore-Windparks Borkum Riffgrund 3 ist, der im Cluster 1 in der deutschen Nordsee entstehen soll.<sup>1</sup> Die Beigeladene zu 1) ist Inhaberin von Zuschlägen nach dem Windenergieauf-See-Gesetz (WindSeeG) über insgesamt 900.000 kW (Az. BK6-17-001-15, BK6-17-001-16, BK6-18-001-10). Die Zuschläge wurden jeweils mit einem Zuschlagswert von 0,00 Cent pro Kilowattstunde erteilt. Das BSH erließ am 13.10.2021 den Planfeststellungsbeschluss für den Offshore-Windpark Borkum Riffgrund 3 (Az. 5111/Borkum Riffgrund 3/PFV/O3105). Der Planfeststellungsbeschluss wurde auf 25 Jahre erteilt. In der Begründung des Planfeststellungsbeschlusses heißt es dazu, dass die Frist beginne, wenn der Anspruch auf Erhalt der Marktprämie nach § 19 dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) beginnt oder beginnen würde. Die Frist begönne damit grundsätzlich mit der Inbetriebnahme der jeweiligen Windenergieanlage. Unter Inbetriebnahme sei die erstmalige Inbetriebsetzung der Windenergieanlage ausschließlich mit Erneuerbaren Energien nach Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Windenergieanlage zu verstehen.

Die Beigeladene zu 2) ist eine Schwestergesellschaft der Beigeladenen zu 1), deren Unternehmensgegenstand die Entwicklung, die Errichtung und der Betrieb der Windenergieanlagen auf See des Offshore-Windparks Gode Wind 3 ist, der in Cluster 3 in der deutschen Nordsee entstehen soll. Die Beigeladene zu 2) ist Inhaberin von Zuschlägen nach dem WindSeeG über insgesamt 241.750 kW (Az. BK6-17-001-18, BK6-18-001-12). Die Antragstellerin hat den 15.12.2023 als Fertigstellungstermin für den Offshore-Windpark Gode Wind 3 bekannt gemacht. Der Termin ist bereits verbindlich.

---

<sup>1</sup> Vgl. Flächenentwicklungsplan 2020, S. 19.

Die Beigeladene zu 1) und zu 2) ließen die notwendigen Projektverträge für die Errichtung der jeweiligen Windparks durch ein verbundenes Unternehmen gemeinsam ausschreiben und abschließen. Die Vertragsunterzeichnung für die Beschaffung der Windturbinen erfolgte im vierten Quartal 2020, diejenigen für die Beschaffung der Fundamente, der Verkabelung und der Installationsschiffe Mitte bis Ende 2021. Anschließend wurden jeweils die Rechte und Pflichten an die Projektgesellschaften weitergegeben.

2. Die Antragstellerin erteilte am 06.05.2019 die Aufträge für die Errichtung der Offshore-Anbindungsleitung DoWin 5. Mit der Fertigung der seeseitigen Konverterplattform beauftragte die Antragstellerin ein Konsortium aus Aibel und Keppel FELS (im Folgenden: Konsortium). Die Plattform wird in der in Singapur gelegenen Werft von Keppel FELS gefertigt.

Nach Beauftragung der Offshore-Anbindungsleitung DoWin 5 schlossen die Antragstellerin und die drei Rechtsvorgänger der Beigeladenen zu 1) am 27.06.2019 einen „Vertrag über die Realisierung der Netzanbindung in der Ausführungsvariante eines 66 kV-Anschlusses auf der TenneT Offshore-Plattform im Netzanschlussystem DoWin 5 zum Anschluss der Verkabelung eines Offshore-Windparks“ (im Folgenden: Anschlussvertrag). Dieser Vertrag enthält als Annex 5 einen Meilensteinplan, der nach Ziffer 7.1 des Vertrags vorläufige Fristen und Termine vorsieht. Danach hat die Antragstellerin den Beginn möglicher Kabeleinzugsarbeiten von 66 kV-Kabeln in [REDACTED], den Beginn möglicher Inbetriebsetzung von 66 kV-Kabeln in [REDACTED] sowie den voraussichtlichen Netzanschluss an das Netzanbindungssystem DoWin 5 in [REDACTED] geplant. Die Vertragsparteien verpflichteten sich, sich gegenseitig unverzüglich über Änderungen der vereinbarten Fristen und Termine zu informieren. Die Parteien vereinbarten ferner, dass die im Annex 5 vereinbarten Fristen und Termine keine Auswirkungen auf gesetzlich vorgesehene Fristen und Termine haben.

Mit Schreiben vom 19.12.2019 teilte die Antragstellerin der Beigeladenen zu 1) mit, dass sie den Anschluss des Windparks Borkum Riffgrund 3 bis zum 01.10.2024 beabsichtige, sofern sie nicht durch Umstände, die sie nicht zu vertreten habe, daran gehindert werde. Den Termin veröffentlichte die Antragstellerin gemäß § 17d Abs. 2 S. 5 EnWG als voraussichtlichen Fertigstellungstermin auf ihrer Internetseite.

Die Antragstellerin beauftragte [REDACTED] mit der Erstellung eines Ozeanographischen Datenberichts, des sog. „MetOcean-Berichts“, der die ozeanographischen Rahmenbedingungen (Wind-, Wellen- und Strömungsdaten) für die Auslegung und den Entwurf der Offshore-Plattform enthält. Die [REDACTED] erstellte vergleichbare Berichte für alle von der Antragstellerin in der deutschen Nordsee errichteten Anbindungssysteme, die von den jeweiligen Zertifizierern bislang ohne Beanstandung akzeptiert worden waren. Bei dem MetOcean-Bericht für die Konverterplattform der DolWin 5 [REDACTED] [REDACTED]. Der [REDACTED] hielt diese Methode zwar für grundsätzlich zulässig, verlangte aber dennoch eine konservativere Berechnung ohne [REDACTED]. Daher beauftragte die Antragstellerin die [REDACTED] als weiteren Sachverständigen. Diese schloss sich zunächst der [REDACTED] an, um sich nach weiteren Diskussionen mit dem Zertifizierer schließlich doch dessen konservativerer Sichtweise anzuschließen. Anschließend beauftragte die Antragstellerin die [REDACTED] mit der Erstellung eines neuen MetOcean-Berichts, der vom Zertifizierer akzeptiert wurde. Die Änderungen führten zu [REDACTED] [REDACTED]. Die seeseitige Konverterplattform sollte den ursprünglichen Planungen zufolge nach [REDACTED] in Singapur im [REDACTED] ins norwegische Haugesund verschifft werden, wo der Einbau der [REDACTED] erfolgen soll. Die Verzögerungen im Zusammenhang mit dem [REDACTED] führten dazu, dass der Termin der Fertigstellung der Plattform in Singapur auf [REDACTED] verschoben werden musste. Die Antragstellerin plante aber weiter mit der Einhaltung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins am 01.10.2024.

Die Antragstellerin erwähnte die Verzögerungen bei der Konstruktion in Singapur erstmalig am 15.01.2021 gegenüber der Beigeladenen zu 1), hielt aber am voraussichtlichen Fertigstellungstermin fest. Auch in einem Termin am 07.05.2021 bestätigte die Antragstellerin die Verfügbarkeit der Netzanbindung ab Oktober 2024.

Infolge der Corona-Pandemie und der damit verbundenen behördlichen Vorgaben hinsichtlich der Einreise, des Aufenthalts und der Tätigkeit von ausländischen Arbeitskräften in Singapur kam es seit Juli 2021 zu einem Rückstand der tatsächlich verrichteten Arbeitsstunden bei der Fertigung der Plattform im Vergleich zum Zeitplan. Dabei war die ganze zweite Jahreshälfte 2021 ein wachsender Rückstand an Arbeitsstunden zu verzeichnen. [REDACTED] waren von den bis dahin geplanten ca. [REDACTED]

nur ca. [REDACTED] (entspricht ca. [REDACTED]) tatsächlich erbracht worden, was einem Rückstand von ca. [REDACTED] entspricht.

Anfang des Jahres 2022 setzte sich dieser Trend fort. Bis zum Ende der [REDACTED] [REDACTED] betrug der Rückstand insgesamt [REDACTED]. In den [REDACTED] [REDACTED] vergrößerte er sich um ca. [REDACTED].

Versuche des Konsortiums, der Antragstellerin sowie der Beigeladenen zu 1), eine Zuteilung zusätzlicher Arbeitskräfte durch die zuständigen Behörden zu bewirken, blieben bislang erfolglos. Vertreter des Konsortiums haben der Antragstellerin bei einer Besprechung am [REDACTED] mündlich lediglich mitgeteilt, dass je [REDACTED] ab [REDACTED] [REDACTED] zur Verfügung stehen werden.

Im Juli 2021 aktualisierte die Antragstellerin die Terminplanung. Die neue Terminplanung sah die Ausschiffung der seeseitigen Konverterplattform aus Singapur im Mai 2023, statt Juli 2022, vor. Die Konverterplattform sollte sodann nach Haugesund in Norwegen verschifft und von dort im April 2024 zum Installationsort in der Nordsee verbracht werden. Die Fertigstellung des Netzanschlusses plante die Antragstellerin zu diesem Zeitpunkt weiterhin zum 01.10.2024.

In einer Besprechung am 02.07.2021 wies die Antragstellerin auf pandemiebedingte Probleme bei der Herstellung der Konverterplattform hin. Der voraussichtliche Fertigstellungstermin wurde nicht in Frage gestellt.

Am 12.07.2021 wurden die Antragsunterlagen im Planfeststellungsverfahren der Offshore-Anbindungsleitung vom BSH bekannt gemacht. Dort war die Inbetriebnahme der Konverterplattform für den 19.08.2024 vorgesehen.

Im Rahmen einer weiteren Besprechung zwischen der Antragstellerin und der Beigeladenen zu 1) am 13.08.2021 informierte die Antragstellerin darüber, dass lediglich [REDACTED] gleichzeitig für Arbeiten an der Plattform zur Verfügung stünden, was hinter dem Plan zurückbleibt. Die Antragstellerin vermittelte weiterhin die Hoffnung, dass der voraussichtliche Fertigstellungstermin am 01.10.2024 gehalten wird.

In einer Besprechung am 01.10.2021 wies die Antragstellerin die Beigeladene zu 1) auf die Gefahr hin, bereits vor Verbindlichkeit des voraussichtlichen Fertigstellungstermins die finale Investitionsentscheidung über die Errichtung des Windparks zu treffen.

Am 02.11.2021 informierte die Antragstellerin die Bundesnetzagentur mündlich erstmals darüber, dass es zu Verzögerungen bei der Herstellung der Plattform komme und daher eine Verschiebung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins in Frage komme.

Am 11.11.2021 informierte die Beigeladene zu 1) die Antragstellerin in einer E-Mail auf oberer Managementebene, dass sie beabsichtige, Anfang Dezember die finale Investitionsentscheidung zu treffen. Die Beigeladene zu 1) beklagte ferner die Nachteile, die durch die Verschiebung der Installation der Plattform vom Herbst 2023 auf Frühjahr 2024 entstünden. Sie erwähnte, dass sie von Seiten der Antragstellerin auf mögliche weitere Verzögerungen hingewiesen worden sei. Dies sei eine unerwartete und kritische Situation, so dass ein weiterer Dialog diesbezüglich erforderlich sei.

Am [REDACTED] bezifferte die Antragstellerin gegenüber der Beigeladenen zu 1) den Rückstand auf [REDACTED] – wenn der Arbeitsrückstand nicht mehr aufgeholt werden könne – bis [REDACTED] – „worst case“ bei einer Covid-19-bedingten Schließung der Werft –, stellte den voraussichtlichen Fertigstellungstermin aber nicht in Frage.

Am 16.11.2021 antwortete die Antragstellerin auf die E-Mail der Beigeladenen zu 1) vom 11.11.2021. Sie stellte einen Termin auf Ebene des Projektmanagements in Aussicht. Die

Antragstellerin stellte den voraussichtlichen Fertigstellungstermin wiederum nicht in Frage.

Am [REDACTED] fand ein weiteres Treffen zwischen der Antragstellerin und der Beigeladenen zu 1) statt. Die Antragstellerin bestätigte den Plan, die Plattform im [REDACTED] aus Hugesund zu verschiffen. Die Antragstellerin informierte darüber, dass nur [REDACTED] auf der Werft tätig seien. Die drohende Verzögerung von [REDACTED] sei aber aufholbar, wenn ab [REDACTED] verfügbar wären.

Am [REDACTED] fand ein trilateraler Termin des Konsortiums, der Antragstellerin und der Beigeladenen zu 1) statt, bei dem Beschleunigungsmöglichkeiten bei der Fertigung der Plattform erörtert wurden. Die Antragstellerin stellte in dem Termin den voraussichtlichen Fertigstellungstermin nicht in Frage.

Am 01.12.2021 traf der Aufsichtsrat von Ørsted die finale Investitionsentscheidung für den Windpark Borkum Riffgrund 3 der Beigeladenen zu 1).

Am 22.12.2021 informierte die Antragstellerin die Beigeladene zu 1) telefonisch darüber, dass sie einen Antrag auf Zustimmung zur Verschiebung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins des Netzanschlussystems DolWin 5 vom 01.10.2024 auf den 01.10.2025 stellen werde.

3. Mit Schreiben vom 23.12.2021, eingegangen per E-Mail am 23.12.2021, per Brief am 27.12.2021, beantragt die Antragstellerin bei der Beschlusskammer sinngemäß,

die Zustimmung zur Verschiebung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins der Offshore-Anbindungsleitung DolWin5 vom 01.10.2024 auf den 01.10.2025 zu erteilen.

Die Antragstellerin ist der Ansicht, dass die starken Auswirkungen der Corona Pandemie auf fast alle Aktivitäten im Projekt DolWin 5 zu einem drohenden Projektverzug führten. Es sei ausgeschlossen, dass der Rückstand von [REDACTED] noch aufgeholt werden könne. Ein Netzanschluss zum 01.10.2024 sei daher ausgeschlossen.

Ausweislich der Gesetzesbegründung zu § 17d Abs. 2 EnWG handele es sich bei dem voraussichtlichen Fertigstellungstermin um eine erste Einschätzung. Eine Verschiebung des Termins solle immer dann erfolgen, wenn sich bei der Realisierung des Netzanbindungssystems Schwierigkeiten ergäben. Derartige Schwierigkeiten seien vorliegend vor



dem Hintergrund der Auswirkungen der Covid-Pandemie eingetreten, so dass die Beschlusskammer ihre Zustimmung zur Verschiebung erteilen müsse. Das Zustimmungserfordernis der Regulierungsbehörde diene lediglich einer objektiven behördlichen Überprüfung, ob derartige Schwierigkeiten tatsächlich eingetreten seien, führe aber nicht zu einer auch nur eingeschränkten Verbindlichkeit des vorläufigen Fertigstellungstermins. Die Regulierungsbehörde dürfe ihr Ermessen nicht in einer Weise ausüben, die dem voraussichtlichen Fertigstellungstermin vor Beginn des 30-Monatszeitraums eine irgendwie geartete Verbindlichkeit zukommen ließe. Die Regulierungsbehörde dürfe nur schützenswerte Interessen der Beteiligten berücksichtigen. Im Rahmen der Ermessensentscheidung dürfe die Regulierungsbehörde nicht berücksichtigen, wenn die Verzögerung fahrlässig vom Übertragungsnetzbetreiber verursacht worden sei. Denn in den Fällen einer fahrlässigen oder grob fahrlässigen Verzögerung gingen die Entschädigungszahlungen nach § 17f EnWG weit überwiegend zu Lasten der Zahler der Offshore-Umlage, die kein Verschulden treffe. Lediglich bei vorsätzlichem Verhalten des Übertragungsnetzbetreibers seien die Entschädigungszahlungen nach § 17f EnWG vollständig von ihm selbst aufzubringen. Jedenfalls könne ein Verschulden eines vom Übertragungsnetzbetreiber beauftragten Dritten nicht nach § 278 des Bürgerlichen Gesetzbuches (BGB) zugerechnet werden, da es an einer dem Betreiber der Windenergieanlagen auf See gegenüber bestehenden Verpflichtung zur Errichtung des Netzanbindungssystems fehle.

Ein schneller Einsatz weiterer Arbeitskräfte in Singapur, wie er vor Ort gemeinhin üblich sei, sei aufgrund erschwerter Regelungen hinsichtlich der Antragstellung zur Arbeitserlaubnis und der damit einhergehenden längeren Bearbeitungsdauern sowie aufgrund von Quarantäneregelungen mit einer Dauer von vier bis sechs Wochen nicht möglich. Weiterhin sei die Zusammenarbeit zwischen den Konsortialpartnern aufgrund von Reiserestriktionen erschwert worden. [REDACTED]

[REDACTED] Selbst wenn zusätzlich Arbeitskräfte zur Verfügung stehen würden, würde dies allenfalls dazu beitragen, den Rückstand nicht weiter zu vergrößern. Dabei sei auch zu berücksichtigen, dass [REDACTED]

Die Antragstellerin habe sich unter Berücksichtigung des geschlossenen Netzanschlussvertrags in der frühen Phase der Projektdurchführung im Oktober 2019 mit dem Konsortium auf den ersten vertraglichen Zeitplan geeinigt. Dieser sah die Offshore-Installation der Plattform für [REDACTED] und die Fertigstellung für den [REDACTED] vor. Um unvorhergesehene Verzögerungen auffangen zu können, habe der Zeitplan die üblichen Puffer enthalten.

Nach dem Start der Fabrikation im Dezember 2020 sei die Antragstellerin aufgrund der Besserung der pandemischen Lage im Frühjahr 2021 davon ausgegangen, den Projektverzug durch angepasste Planungen und Maßnahmen aufholen zu können. So sei bewertet worden, inwieweit die Ausrüstungs- und Inbetriebnahmephase in Norwegen beschleunigt werden könne. Zudem sei die Auslagerung von Teilen der Produktion in andere Länder bzw. Outsourcing an andere Partner geprüft worden. Bei allen Outsourcing-Maßnahmen ergebe sich jedoch die [REDACTED], so dass diese bisher nicht umgesetzt seien. Arbeiten an den Bereichen der Plattform, die für die Einrichtung der [REDACTED] erforderlich seien, seien priorisiert worden, um eine rechtzeitige Fertigstellung dieser Räume für die anschließenden Gewerke sicherzustellen. Schließlich sei die örtliche Regierung einbezogen worden, um bei der Migration von ausländischen Arbeitern zur Unterstützung des Arbeitsmarktes in Singapur zu helfen.

Die Antragstellerin betont, dass trotz aller Herausforderungen alle Anstrengungen unternommen würden, die drohende Verzögerung durch geeignete Maßnahmen zu reduzieren.

Die unvorhergesehene Verzögerung durch die Einwände des Zertifizierers [REDACTED] seien nicht relevant für die Einhaltung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins. Zwar habe dies zu einer Verschiebung der Fertigstellung der Plattform in Singapur von [REDACTED] [REDACTED] geführt. Eine Installation der Plattform hätte nach den Planungen jedoch noch im Jahr [REDACTED] erfolgen können, um den voraussichtlichen Fertigstellungstermin einzuhalten. [REDACTED]

[REDACTED] Die Antragstellerin ist der Ansicht, dass sie die Verzögerung nicht zu vertreten habe.

Im Anschluss an diese Verzögerung habe die Corona Pandemie zu signifikanten Verzögerungen bei der Errichtung in Singapur geführt. Im [REDACTED] habe das Konsortium der

Antragstellerin mitgeteilt, dass aufgrund von Beschränkungen zeitweise maximal [REDACTED] [REDACTED] für das Projekt zur Verfügung stehen würden, was in der Folgezeit zu einer Diskrepanz zwischen zu leistenden und geleisteten Arbeitsstunden geführt habe. Laut Prognose sei ab Dezember 2021 mit einer Lockerung dieser Beschränkungen zu rechnen und somit eine Beschleunigung des Projektfortschritts zu erwarten gewesen. Aufgrund der anhaltenden pandemiebedingten behördlichen Einschränkungen sei der Rückstand an Arbeitsstunden über das prognostizierte Ausmaß angewachsen.

Als Beleg für die behördlichen Einschränkungen verweist die Antragstellerin auf eine Verkündung des Ministry of Manpower vom 07.05.2021, wonach Einreiseanträge aus Ländern mit einem höheren Risiko ab sofort nicht mehr bewilligt würden. Diese Anordnung habe mit wenigen Ausnahmen alle Länder betroffen, wobei die nicht betroffenen Länder ihrerseits massive Reisebeschränkungen ausgesprochen hätten. Auch seien bestehende Einreisebewilligungen ausgesetzt bzw. verzögert worden. Zudem habe eine Quarantänepflicht von 21 Tagen bestanden. Ab Herbst 2021 sei es zusätzlich zu einem verschärften Wettbewerb um Arbeitskräfte gekommen. Die Antragstellerin, ihre Konsortialpartner und die Beigeladene zu 1) hätten sich deswegen gemeinsam an das [REDACTED]

[REDACTED] Es sei aber nicht absehbar, ob eine Zuteilung der dringend benötigten Arbeitskräfte durch die örtlichen Behörden erfolge. Die Antragstellerin bestreitet, dass die [REDACTED] [REDACTED] Behörden der Beigeladenen zu 1) gegenüber die höchstwahrscheinliche Zuweisung von zusätzlichen [REDACTED] zugesagt hat. Aus Sicht der Antragstellerin habe der Rückstand von [REDACTED] eine kritische Größenordnung erreicht. Die Antragstellerin habe die Beschlusskammer daher am 02.11.2021 erstmalig mündlich über die mögliche Verzögerung informiert.

Die Antragstellerin rechne mit einer um zwölf Monaten verzögerten Fertigstellung. Mit Schriftsatz vom 22.02.2022 hat die Antragstellerin einen aktualisierten Stand der Arbeiten auf der Werft in Singapur sowie einen Zeitplan bis zur Ausschiffung der Plattform übermittelt. Der Arbeitsrückstand habe sich zum Ende der [REDACTED] [REDACTED] erhöht. Die vom Konsortium in Aussicht gestellte Verbesserung der Situation führe lediglich dazu, dass der Arbeitsrückstand nicht noch weiter anwachse. Von einem vollständigen Aufholen der Verzögerungen oder auch nur dem Aufholen von drei Monaten könne nicht die Rede sein. Auf den am 19.01.2022 vom Konsortium vorgelegten Zeitplan sei in einer Besprechung mit dem Konsortium am 10.02.2022 erneut abgestellt

worden. Zwar erhöhe sich den Plänen des Konsortiums zufolge die [REDACTED] [REDACTED] dennoch bliebe eine Verzögerung von [REDACTED] bestehen, so dass die Arbeiten in [REDACTED] erst [REDACTED] abgeschlossen werden könnten und die Plattform erst dann nach [REDACTED] verschifft werden könne. Bei einer kritischen Prüfung des am 19.01.2022 vorgelegten Zeitplans habe die Antragstellerin Unstimmigkeiten festgestellt. Aufgrund dieser Unstimmigkeiten sei sogar zu befürchten, dass eine Verschiffung der Plattform nach Haugesund erst im [REDACTED] realistisch sei. Auch wenn dieser Fall einträte, bleibe eine Inbetriebnahme des Netzanbindungssystems bis zum 01.10.2025 aber möglich.

Das Szenario einer beschleunigten Fertigstellung sei aus Sicht der Antragstellerin nicht realistisch. Das Szenario lege eine Erhöhung der [REDACTED] (+20 Prozent) zugrunde, mit der aufgrund der anhaltenden Pandemie nicht zu rechnen und die von der Antragstellerin auch nicht zu beeinflussen sei. Auch enthielte diese Betrachtung keinerlei Puffer für etwaige Verzögerungen.

Die Antragstellerin ist der Ansicht, dass keine zusätzlichen Beschleunigungsmöglichkeiten mehr zur Verfügung stünden.

[REDACTED]  
[REDACTED] habe die Antragstellerin gemeinsam mit dem Konsortium nach Prüfung aufgrund umfangreicher Risiken verworfen. [REDACTED]

[REDACTED] Um die angespannte Situation dennoch zu entlasten, habe die Antragstellerin sich mit dem Konsortium eine [REDACTED] [REDACTED] Für diesen Umfang habe die Transportkapazität kontrahiert werden können und dafür lagen die notwendigen [REDACTED] [REDACTED] vor.

Zur Reduzierung des Verzugs sei zudem die [REDACTED] [REDACTED] Unternehmensgruppe, ausgelagert worden. Mit diesen Arbeiten habe man erst nach Wiedereröffnung der [REDACTED] [REDACTED] beginnen können.

Um die Übergabe der für die [REDACTED] erforderlichen Räume innerhalb der Konverterstation an den [REDACTED] nicht zu gefährden, [REDACTED]  
[REDACTED]

Inwieweit der von der Antragstellerin in Zusammenarbeit mit dem Konsortium und der Beigeladenen zu 1) gestellte Antrag beim [REDACTED]  
[REDACTED] zur einer Verbesserung der Situation führen kann, sei offen. Bisher habe die Antragstellerin bzw. ihre Partner jedoch keinen Erfolg erzielt.

[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]

Eine Installation der Plattform im Winter ist nach Auffassung der Antragstellerin unverantwortlich. Es sei auszuschließen, im Winter ein geeignetes Wetterfenster zu finden. Eine solche Vorgehensweise würde daher erhebliche Gefahren für Mensch und Material bedeuten, zum Wegfall des Versicherungsschutzes führen und sei auf Seiten der Antragstellerin und des Konsortiums mit strafrechtlichen Risiken verbunden. Die Plattform sei technisch nicht mit den um den Faktor drei bis vier kleineren Plattformen des Ørsted-Projekts „Changhua“ vergleichbar. Zudem seien auch die Wetterbedingungen vor Taiwan nicht mit den Wetterbedingungen in der deutschen Nordsee im Winter vergleichbar.

Die Antragstellerin verfolge mit dem Antrag vor allem das Ziel, Kosten für die Offshore-Umlage durch Entschädigungszahlungen nach § 17e EnWG zu vermeiden. Auf Grundlage einer Prognose der Marktwerte für Strom aus Windenergieanlagen auf See von 5 bis 25 Cent pro Kilowattstunde und unter der Annahme von 83 Windenergieanlagen je 11 Megawatt Leistung und historischen Einspeisedaten auf Monatsbasis seit 2009 ergebe sich unter Berücksichtigung eines Selbstbehalts von zehn Tagen eine Spannbreite möglicher Entschädigungszahlungen von 146 Mio. Euro bis 733 Mio. Euro. Die Antragstellerin verweist zudem auf mögliche Zwischenfinanzierungskosten, sollten die Entschädigungszahlungen den Höchstbetrag anteilig von 0,25 Cent pro Kilowattstunde an der Offshore-Netzumlage übersteigen.

Die Antragstellerin ist der Ansicht, der Beigeladenen zu 1) und zu 2) drohten durch die Zustimmung zur Änderung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins keine Schäden.

Die Schäden träten durch die Verzögerung als solche, aber unabhängig von der Entscheidung ein. Von der Zustimmung der Bundesnetzagentur hänge lediglich ab, ob entstehende Schäden von den Netznutzern über die Offshore-Umlage zu tragen sind. Das gelte auch für die von der Beigeladenen zu 1) behaupteten volkswirtschaftlichen Kosten.

Die von der Beigeladenen zu 1) geltend gemachten betriebswirtschaftlichen Schäden seien darauf zurückzuführen, dass sie unter Außerachtlassung kaufmännischer Sorgfalt die gesetzlichen Regelungen ignoriert und bereits vorbehaltlos verbindliche Verträge abgeschlossen habe, obwohl der Fertigstellungstermin noch nicht verbindlich gewesen sei. Die Antragstellerin habe die Beigeladene zu 1) rechtzeitig und mehrfach vor ihrer finalen Investitionsentscheidung über die drohende Verzögerung informiert. Dabei habe die Antragstellerin lange die Hoffnung gehabt, dass die Verzögerungen sich noch aufholen ließen. Als sich im Herbst 2021 abgezeichnet habe, dass dies zunehmend unwahrscheinlich wurde, habe die Antragstellerin die Beigeladene zu 1) hierüber unmissverständlich informiert. Die Antragstellerin habe bei einer Besprechung am 01.10.2021 ausdrücklich darauf hingewiesen, dass es ein erhebliches Risiko darstelle, die finale Investitionsentscheidung vor Verbindlichkeit des Fertigstellungstermins zu treffen. Trotzdem habe die Beigeladene zu 1) ihre finale Investitionsentscheidung Anfang Dezember getroffen. Darüber hinaus habe die Beigeladene zu 1) bereits lange zuvor wesentliche Beschaffungs- und Projektverträge geschlossen.

Die Höhe der geltend gemachten Schäden sei zudem spekulativ, nicht belegt und zum Teil widersprüchlich. Der Beigeladenen zu 1) würden auch keine Einnahmen entgehen, sondern diese würden lediglich ein Jahr später erzielt. Abhängig von den Preisregelungen könne darin sogar ein Vorteil für die Beigeladene zu 1) liegen.

Auch die von der Beigeladenen zu 1) behaupteten volkswirtschaftlichen Kosten seien rein spekulativ und weit überhöht.

Mit Schriftsatz vom [REDACTED] teilt die Antragstellerin mit, dass sich der Rückstand an Arbeitsstunden bis zum Ende der [REDACTED] weiter erhöht habe. Die von der Beigeladenen zu 1) vorgebrachte Zahl von [REDACTED] für das Projekt wird von der Antragstellerin bestritten.

4. Mit Schreiben vom 26.01.2022, 11.02.2022, 22.02.2022, 15.03.2022 und 24.03.2022 hat die Beigeladene zu 1) Stellung genommen. Sie beantragt

die Ablehnung des Antrags.

Der Antrag sei bereits unzulässig. Der Antragstellerin sei weder antragsbefugt noch habe sie ein Rechtsschutzinteresse. Aus Wortlaut und Systematik von § 17d Abs. 2 S. 9 und 10 EnWG ließe sich herleiten, dass die Verzögerung Grundlage des Antrags auf Zustimmung zur Verschiebung sei. Demnach müsse eine tatsächliche Verzögerung der Herstellung der jeweiligen Netzanbindung zumindest hinreichend möglich erscheinen. Der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber müsse die drohende Verzögerung durch den hinreichend substantiierten Vortrag von Tatsachen plausibel darlegen. Das sei vorliegend nicht der Fall. Eine Verschiebung des Fertigstellungstermins sei nicht erforderlich, da die Fertigstellung von DolWin 5 bis zum 01.10.2024 weiterhin möglich sei. Die Antragstellerin habe eingeräumt, dass der Eintritt einer Verspätung nicht sicher sei. Es läge lediglich ein Rückstand von drei Monaten vor und es deute alles darauf hin, dass diese Verspätung noch aufzuholen sei. Der Werft seien 1.600 zusätzliche Arbeitskräfte zugeteilt worden, von denen voraussichtlich 800 für das Projekt DolWin 5 eingesetzt werden würden. Ferner seien die Einreise- und Arbeitsbedingungen durch die Behörden in Singapur erleichtert worden. Zudem könne der Installationsablauf beschleunigt werden, indem beispielsweise die Arbeiten im Zusammenhang mit der Inbetriebnahme der elektrischen Komponenten auf der Offshore-Plattform nicht an Land in Haugesund, sondern offshore durchgeführt würden. Des Weiteren sei eine Installation der Offshore-Plattform im Winter möglich. Zwar sei aufgrund von ggf. längeren Wartezeiten auf Zeitfenster mit günstigen Wetterbedingungen mit Mehrkosten zu rechnen, die aber nach Erfahrungen der Beigeladenen zu 1) lediglich weniger als 5 Mio. Euro betragen. Es sei kein durchgängiges Wetterfenster von 25 bis 26 Tagen erforderlich. Vielmehr sei es möglich, bereits nach 7,5 Tagen zu pausieren, um ein günstigeres Wetterfenster abzuwarten.

Jedenfalls müsse der Antrag bei ordnungsgemäßer Ausübung des Ermessens der Bundesnetzagentur abgelehnt werden. Bei der Ausübung des Ermessen seien die Auswirkungen der beiden möglichen Entscheidungen in Bezug auf die zu beachtenden Belange gegenüberzustellen und im Rahmen einer Verhältnismäßigkeitsprüfung abzuwägen. Dabei sei unter anderem auch zu berücksichtigen, ob die Verschiebung des Fertigstellungstermins tatsächlich zu einer Verzögerung der Netzanbindung und der Projektrealisierung führe. Einziger Zweck, zu dessen Erreichung die Verschiebung des Fertigstellungstermins potenziell geeignet wäre, sei die Verringerung von Haftungsrisiken der Antragstellerin. Da

diese jedoch nur im Falle deren Fahrlässigkeit drohten, könne dies als legitim zu verfolgender Zweck nicht herangezogen werden. Die Verschiebung sei daher per se ungeeignet und damit unverhältnismäßig.

Es sei offensichtlich, dass die Antragstellerin nicht alle zur Verfügung stehenden Maßnahmen zur beschleunigten Fertigstellung ergriffen habe. Der Beigeladenen zu 1) sei nicht ersichtlich, weshalb die Antragstellerin über die von der Beigeladenen zu 1) wiederholt und über mehrere Monate hinweg ins Feld geführte Beschleunigungsmaßnahmen seit einem halben Jahr nur nachdenke, anstatt diese zu ergreifen. Ørsted sei beim Projekt „Changhua“ mit ähnlichen Hindernissen im Zusammenhang mit Covid-19 konfrontiert gewesen wie die Antragstellerin. Einen zwischenzeitlichen Rückstand von 1,2 Mio. Arbeitsstunden bei der Herstellung von zwei Offshore-Plattformen durch dieselbe Werft in Singapur habe man innerhalb kurzer Zeit aufgeholt. Die Antragstellerin habe ferner zu spät Maßnahmen zur Verhinderung der Rückstände ergriffen. Insbesondere hätte sich die Antragstellerin schon im Januar 2021 an die zuständigen Behörden in Singapur wenden können, um den Mangel an Arbeitskräften zu bekämpfen.

Die Beigeladene zu 1) erklärt, bis zu der telefonischen Information der Antragstellerin über den Verschiebungsantrag aufgrund der fortwährenden dahingehenden Bestätigungen der Antragstellerin und der aus ihrer Sicht ausschließlich lös- und aufholbaren Verzögerungen stets davon ausgegangen zu sein, dass der mitgeteilte Fertigstellungstermin im Oktober 2024 eingehalten werden könne und werde.

Die Beigeladene zu 1) habe das Projekt Borkum Riffgrund 3 parallel zur Abstimmung der Netzanbindung weiterentwickelt. Ørsted habe zwischen Dezember 2019 und November 2021 Stromabnahmeverträge mit den Unternehmen Covestro, Amazon, REWE, Google und BASF über insgesamt 786 MW geschlossen. Die Beigeladene zu 1) ist der Ansicht, dass das Beschaffungskonzept für den Offshore-Windpark Borkum Riffgrund 3 und insbesondere die Festlegung auf einen Turbinentyp frühzeitig umgesetzt werden musste, unter anderem aufgrund des Planfeststellungsverfahrens, des Vergabeverfahrens und der begrenzten Verfügbarkeit der erforderlichen Komponenten.

Die möglichen volkswirtschaftlichen Kosten im Falle des Beibehaltens des Fertigstellungstermins seien deutlich geringer als die sicheren volkswirtschaftlichen Kosten im Falle einer Verschiebung. Eine Beschleunigung der Fertigstellung, wie von der Beigeladenen zu 1) für die Umspannwerke des Projektes „Changhua“ vorgenommen, koste rund [REDACTED]



Euro pro 1,2 Mio. Arbeitsstunden. Wäre die Netzanbindung letztlich doch verspätet und könne der Offshore-Windpark Borkum Riffgrund 3 deshalb nicht einspeisen, entstünden durchschnittlich Kosten von [REDACTED] Euro pro Monat an Entschädigungszahlungen, hiervon 20 Prozent Eigenanteil, soweit der Antragstellerin Fahrlässigkeit vorgeworfen werden kann und wird. Diesen Beschleunigungskosten und eventuellen Verspätungskosten stünden sichere volkswirtschaftliche Kosten über ca. 680,7 Mio. Euro gegenüber. So dürfte der Grundlastpreis ohne eine Einspeisung durch den Offshore-Windpark Borkum Riffgrund 3 ca. [REDACTED] Euro/MWh höher liegen, was einen Schaden von ca. [REDACTED] Euro verursache. Höhere Risikoprämien bei der Errichtung von zukünftigen Offshore-Windparks verursachten Schäden von ca. 242 Mio. Euro. Zudem führten auch die erhöhten CO<sub>2</sub>-Emissionen zu Kosten von ca. 215 Mio. Euro.

Die Interessen der Beigeladenen zu 1) überstiegen die Interessen der Antragstellerin mit ca. [REDACTED] Euro um ein Vielfaches.

Das Risiko der Antragstellerin bestehe darin, dass sie für grob fahrlässig verursachte Verzögerungsentschädigungen einen Eigenanteil von höchstens 20 Prozent tragen müsse, ca. [REDACTED] Euro pro Monat. Da sie die Kosten selbst verursacht hätte, wären sie im Rahmen der Ermessensausübung nicht zu berücksichtigen.

Die Antragstellerin habe die Verzögerung zu vertreten, was im Rahmen der Betrachtung der Interessen der Beteiligten zu berücksichtigen sei. Verschulden von Unternehmen, deren sich die Antragstellerin zur Erfüllung ihrer Netzanbindungsverpflichtung bediene, müsse sie sich zurechnen lassen. Die Antragstellerin habe kein legitimes Interesse an einer Verschiebung, wenn sie die Gründe für die beantragte Verschiebung selbst herbeigeführt habe. Die gesetzliche Regelung des § 17f Abs. 2 EnWG, wonach der Übertragungsnetzbetreiber selbst bei grob fahrlässigem Verhalten lediglich 20 Prozent des entstehenden Schadens selber trage, begründe letztlich eine Einstandspflicht der Öffentlichkeit für ein Versagen des Netzbetreibers.

Allenfalls zu einem geringen Teil sei die Verzögerung in der Pandemie begründet. Die Verzögerung liege vor allem daran, dass die Antragstellerin [REDACTED] habe, was wegen der sodann [REDACTED] zu einer [REDACTED] geführt habe. Von dieser Verzögerung entfielen [REDACTED] auf den [REDACTED], die sich die Antragstellerin ausbedinge, da andernfalls eine [REDACTED] notwendig sei. Darüber hinaus

seien [REDACTED], nicht mehr der Pandemie, sondern dem Managementversagen der Antragstellerin zuzuordnen.

Die wirtschaftlichen Interessen der Beigeladenen zu 1) betragen ca. [REDACTED] Euro.

Im Falle einer Zustimmung zur Verschiebung müsse die Beigeladene zu 1) ihr Projekt um den gleichen Umfang verschieben. Denn es sei nicht damit zu rechnen, dass die Antragstellerin bei antragsgemäßer Verschiebung die Netzanbindung vor dem 01.10.2025 fertigstellen werde. Eine Errichtung des Windparks ohne Netzanbindung würde zu erheblichen Schäden an den technischen Komponenten führen. Da ohne Umspannplattform keinerlei Infrastruktur auf See bestünde, scheide die Installation der Anlagen und deren Trudelbetrieb gestützt auf Dieselgeneratoren aus. Im Falle der Ablehnung der Verschiebung werde die Beigeladene zu 1) die Errichtung des Offshore-Windparks Borkum Riffgrund 3 zunächst gemäß dem bisherigen Projektplan fortsetzen. Die Frage der Beschlusskammer, ob sie im Falle einer zwölfmonatigen Verspätung der Fertigstellung der Netzanbindung von der Möglichkeit des § 17e Abs. 2 S. 4 EnWG Gebrauch machen und auf die Errichtung der Windturbinen zunächst verzichten würde, hat die Beigeladene zu 1) nicht beantwortet. Hier seien die jeweiligen Kostenszenarien abzuwägen. Die Beigeladene werde auf dieser Grundlage entscheiden, welche Vorgehensweise zweckmäßiger ist.

Die Beigeladene zu 1) ist der Ansicht, durch die Verschiebung entgingen ihr Einnahme in Höhe von [REDACTED] Euro. Dabei lege sie für [REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED] werden.

Ferner ist die Beigeladene zu 1) der Ansicht, durch die Verschiebung entstünden ihr vertragliche Mehrkosten in Höhe von insgesamt [REDACTED] Euro. Im Einzelnen:

- Konzeption, Beschaffung und Installation der Windenergieanlagen: [REDACTED] Euro
- Konzeption, Beschaffung und Installation der Fundamente: [REDACTED] Euro
- Konzeption, Beschaffung und Installation der Windparkverkabelung: [REDACTED] Euro
- Bereitstellung der Baustelleninfrastruktur: [REDACTED] Euro

- Bereitstellung der Betriebsinfrastruktur: [REDACTED] Euro
- Versicherungskosten: [REDACTED] Euro
- Schadensersatzleistungen auf Grundlage von Stromlieferverträgen: [REDACTED] Euro

Hinzu käme ein Kosten für zusätzlichen Personalaufwand in Höhe von [REDACTED] Euro sowie weitere Auswirkungen in Folge von möglicherweise drohenden weiteren artenschutzrechtlichen Bewertungen in Höhe von [REDACTED] Euro.

Die vertraglichen Mehrkosten entstünden im Wesentlichen durch Erhöhung der vertraglichen Entgelte im Falle einer zeitweisen Aussetzung der Verträge sowie durch Kosten für Lagerung und Instandhaltung der Komponenten. Hinzu kämen weitere Risiken sowie Verkürzungen der Gewährleistungsfristen. Die Schadensersatzleistung auf Grundlage von Stromlieferverträgen beruhe darauf, dass [REDACTED]

Der Beigeladenen zu 2) werde durch den Wegfall von Synergien ein Schaden von [REDACTED] Euro entstehen.

Ferner ist die Beigeladene zu 1) der Ansicht, die Entscheidung habe mittelbare Auswirkungen auf die Versorgung von Unternehmen mit Strom, mit denen sie einen Stromliefervertrag abgeschlossen habe. Die Unternehmen müssten zwischen dem 01.10.2024 und 01.10.2025 anderweitig Strom erwerben und dafür vermutlich erheblich höhere Preise zahlen als bei einer Belieferung durch die Beigeladene zu 1). Zudem steige das Risiko, dass diese Unternehmen Verzögerungsschäden geltend machen, die Verträge kündigen oder es generell zu Streitigkeiten komme.

Schließlich sprechen nach Auffassung der Beigeladenen zu 1) die Ziele des EnWG – Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit der Energie und Umweltschutz – gegen eine Verschiebung des Fertigstellungstermins und für einen frühestmöglichen Anschluss des Offshore-Windparks Borkum Riffgrund 3 an das Netz. Auf Grundlage der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts sei fraglich, ob eine Entscheidung überhaupt rechtmäßig sein könne, die mögliche CO<sub>2</sub>-Einsparungen von 1,81 Mio. Tonnen verhindere, um verhältnismäßig geringe Eventualkosten auszuschließen und dem Netzbetreiber zu helfen, sich seiner Verantwortung für eigene Versäumnisse zu entziehen.

Die Antragstellerin habe ferner gegen die Beigeladene zu 1) schützende Vorschriften verstoßen. So habe sie sich entgegen ihrer Pflicht aus § 17d Abs. 2 S. 5 EnWG einen [REDACTED] bei der Nennung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins eingeräumt. Ferner habe die Antragstellerin gegen ihre Pflicht zur zügigen Umsetzung der Netzanbindung im Einklang mit dem O-NEP verstoßen, indem sie gebotene Beschleunigungsmaßnahmen unterlasse. Schließlich habe sie gegen ihre Pflicht zur unverzüglichen Information über Verzögerungen aus § 17d Abs. 2 S. 9 EnWG und Ziffer 7.1 des Netzanschlussvertrags verstoßen. Zwar habe die Antragstellerin von Problemen und Herausforderungen berichtet, allerdings immer wieder deutlich gemacht, dass der Fertigstellungstermin im Oktober 2024 nicht in Frage stehe.

5. Die Beschlusskammer hat die Borkum Riffgrund 3 GmbH & Co. oHG mit Beschluss vom 14.02.2022 und die Gode Wind 3 GmbH mit Beschluss vom 25.03.2022 auf ihren Antrag beigeladen. Die Beigeladenen hatten Gelegenheit zur Stellungnahme. Dem Wunsch der Verfahrensbeteiligten nach einem Termin vor Abgabe der Stellungnahme entsprechend hat am 21.01.2022 eine Besprechung unter Teilnahme der Verfahrensbeteiligten sowie Teilnehmern der Beschlusskammern 4 und 6 stattgefunden.

Beiladungsanträge der BASF Renewable Energy GmbH sowie die Covestro Deutschland AG hat die Beschlusskammer mit Beschlüssen vom 25.03.2022 abgelehnt.

Die Bundesnetzagentur hat das BSH am 18.03.2022 einen Beschlussentwurf zum Zweck der Herstellung des Benehmens übersandt. Das BSH hat wie folgt Stellung genommen.

Unter Bezugnahme auf etwaige Gutachter-Mehrkosten der Beigeladenen zu 1) im Falle einer Ablehnung gehe das BSH davon aus, dass mit der „weiteren artenschutzrechtlichen Bewertung des Offshore-Windparks Borkum Riffgrund 3 mit Blick auf Fische und Benthos“ eine erneute zweijährige Basisaufnahme nach StUK4 für die Schutzgüter Fische und Benthos gemeint sei. Eine solche erneute zweijährige Basisaufnahme gemäß Punkt 10.1 des StUK4 sei nur dann erforderlich, wenn zwischen dem Ende der Basisuntersuchung und dem Baubeginn mehr als fünf Jahre liegen, wenn sich also der Baubeginn über den Herbst 2024 hinaus verzögere.

Hinsichtlich des wirtschaftlichen Interesses der Beigeladenen zu 2) hält das BSH den Synergieverlust in Bezug auf die Fundamente für nicht plausibel. Es müsse mitberücksichtigt

werden, dass die Beigeladenen zu 1) und zu 2) die Fundamente sowohl im Fall der Ablehnung als auch im Fall der Zustimmung zur Verschiebung in Synergie errichten könnten. Dies entweder, um den Schadensersatz-Anspruch nach § 17e Abs.2 EnWG zu begründen, oder weil es doch entgegen der Ausführungen der Beigeladenen zu 1) wirtschaftlich sinnvoll sein könnte, aus Schadensminderungsaspekten die vertragliche Vereinbarung zur Errichtung der Fundamente in Synergie umzusetzen.

Das BSH weist explizit darauf hin, dass die Frage, ob die Errichtung der Fundamente ohne zeitnah folgende Installation von Turm und Turbine zugelassen werden könne, von verschiedenen Aspekten abhängig ist, deren Beurteilung für das BSH zum jetzigen Zeitpunkt nicht möglich sei.

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

## II.

Der Antrag auf Zustimmung zur Änderung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins für das Netzanschlussystem DoIWin 5 zum Anschluss des Windparks Borkum Riffgrund 3 vom 01.10.2024 auf den 01.10.2025 wird abgelehnt.

1 Rechtsgrundlage für die Entscheidung ist § 17d Abs. 2 S. 10 EnWG. Danach dürfen die bekanntgemachten voraussichtlichen Fertigstellungstermine für Offshore-Anbindungsleitungen nur mit Zustimmung der Regulierungsbehörde im Benehmen mit dem BSH geändert werden.

2 Die formellen Entscheidungsvoraussetzungen liegen vor.

2.1 Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur als Regulierungsbehörde für die vorliegende Entscheidung folgt aus § 54 Abs. 1 Hs. 1 EnWG. Die Beschlusskammer ist zur Entscheidung gemäß § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG ermächtigt.

2.2 Der notwendige Antrag des Übertragungsnetzbetreibers liegt vor. Zwar verlangt § 17d Abs. 2 S. 10 EnWG nicht ausdrücklich einen Antrag des Übertragungsnetzbetreibers. Aus dem Zusammenhang mit einer Verschiebung des voraussichtlichen Fertigstel-

lungstermins durch den Übertragungsnetzbetreiber ergibt sich aber, dass die Regulierungsbehörde die Zustimmung nicht von Amts wegen, sondern nur auf konkretes Begehren des Übertragungsnetzbetreibers aussprechen darf.<sup>2</sup>

Es kann offenbleiben, ob die Auffassung der Beigeladenen zu 1) zutrifft, dass eine Antragsbefugnis nur bei einer hinreichenden Möglichkeit einer tatsächlichen Verzögerung besteht. Denn die Zustimmung zur Verschiebung setzt als materielle Voraussetzung eine überwiegende Wahrscheinlichkeit einer Verzögerung um den beantragten Zeitraum voraus (s. 3.1.2.1). Das Erfordernis einer Antragsbefugnis hat somit keine Auswirkungen auf das Ergebnis.

2.3 Das Benehmen mit dem BSH ist durch dessen Stellungnahme vom 23.03.2022 hergestellt.

2.4 Die übrigen formellen Entscheidungsvoraussetzungen liegen ebenfalls vor. Insbesondere hatten die Beteiligten Gelegenheit zur Stellungnahme.

3 Die Zustimmung ist nicht geboten. Zwar liegen die tatbestandlichen Voraussetzungen für eine Zustimmung vor (3.1), die Abwägung der für und gegen eine Zustimmung sprechenden Belange und Interessen spricht jedoch gegen eine Zustimmung (3.2).

3.1 Die Tatbestandsvoraussetzungen des § 17d Abs. 2 S. 10 EnWG zur Änderung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins liegen vor.

3.1.1 Der von der Antragstellerin bekannt gemachte voraussichtliche Fertigstellungstermin für die Offshore-Anbindungsleitung DoWin 5 zum Anschluss des Offshore-Windpark Borkum Riffgrund 3 ist noch nicht verbindlich. Nach § 17d Abs. 2 S. 11 EnWG wird ein bekannt gemachter Fertigstellungstermin 30 Monate vor Eintritt der voraussichtlichen Fertigstellung verbindlich. Die Antragstellerin hat den 01.10.2024 als voraussichtlichen Fertigstellungstermin gegenüber der Bundesnetzagentur als zuständige Regulierungsbehörde bekannt gemacht und auf ihrer Internetseite veröffentlicht. Der Zeitraum bis zum 01.10.2024 beträgt mehr als 30 Monate. Es kann somit offenbleiben, ob eine Zustimmung zur Änderung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins auch nach Eintritt der Verbindlichkeit gemäß § 17d Abs. 2 S. 11 EnWG erteilt werden kann.

---

<sup>2</sup> Kritisch: Rohrer, in: Elspas/Graßmann/Rasbach, EnWG, 2018, § 17d Rn. 15.

3.1.2 [REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]

3.1.2.1 Bei der drohenden Verzögerung der geplanten Fertigstellung der Offshore-Anbindungsleitung um den im Antrag benannten Zeitraum handelt es sich um eine Tatbestandsvoraussetzung für die Zustimmung zu einer Verschiebung, nicht lediglich um einen Aspekt, der im Rahmen der Ermessensausübung zu berücksichtigen ist. Dem Wortlaut des § 17d Abs. 2 S. 10 EnWG sind explizit keine Tatbestandsvoraussetzungen zu entnehmen. Aus der Systematik zwischen § 17d Abs. 2 S. 9 und S. 10 EnWG lässt sich jedoch herleiten, dass das Vorliegen einer drohenden Verzögerung Voraussetzung für den Antrag auf Verschiebung des Fertigstellungstermins ist. Dies ergibt sich aus dem Erfordernis nach § 17d Abs. 2 S. 9 EnWG, zunächst mögliche Verzögerungen und Abweichungen unverzüglich mitzuteilen und der sich nach Satz 10 daran anschließenden Möglichkeit zur Verschiebung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins. Daraus lässt sich schließen, dass die Möglichkeit zur Verschiebung nur in Fällen eröffnet sein soll, in denen eine Verzögerung droht. Auch der Sinn und Zweck der Regelung des § 17d Abs. 2 S. 10 EnWG spricht für das Erfordernis einer drohenden Verzögerung. Eine Zustimmung zu einer Verschiebung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins ohne drohende Verzögerung entbehrt jeder Grundlage und kommt daher von vornherein nicht in Betracht. Dem widerspricht auch nicht der Beschluss der Beschlusskammer vom 29.10.2015 (BK6-15-066). Zwar hat die Beschlusskammer in diesem – unstreitigen – Verfahren nicht ausdrücklich eine drohende Verzögerung geprüft. Allerdings machten in diesen Fall schwerwiegende öffentliche Belange eine Änderung des Anbindungskonzepts erforderlich, die eine drohende Verzögerung begründeten. Daher steht der Beschluss im Einklang mit dem hier – nunmehr ausdrücklich vertretenen – Ansatz, dass eine drohende Verzögerung tatbestandliche Voraussetzung für eine Zustimmung ist.

Notwendig, aber auch ausreichend ist, dass aufgrund von Tatsachen die Annahme gerechtfertigt ist, dass sich die tatsächliche Fertigstellung der Anbindungsleitung mit überwiegender Wahrscheinlichkeit mindestens [REDACTED] verzögern wird.

Es müssen Tatsachen vorliegen, die die Annahme einer Verzögerung der tatsächlichen Fertigstellung [REDACTED] rechtfertigen. Für das Erfordernis einer auf

Tatsachen gestützten Annahme spricht, dass nach dem Wortlaut des § 17d Abs. 2 S. 9 EnWG mögliche Verzögerungen zunächst unverzüglich mitzuteilen sind. Diese Mitteilung schafft Transparenz im Hinblick auf die tatsächliche Umsetzung des abgestimmten Realisierungsfahrplans und erlaubt es den Beteiligten, die Situation frühzeitig zu analysieren sowie mögliche Abhilfemaßnahmen zu ergreifen. Ziel der engen Abstimmung ist es, Verzögerungen transparent zu machen und eine frühzeitige, verlässliche Abstimmung insbesondere bei Verzögerungen zu ermöglichen.<sup>3</sup> Schon hierbei dürfte ein allgemeiner Verweis auf die typischen Gefahren und Unwägbarkeiten bei der Errichtung von Anlagen auf See kein ausreichender Anlass für eine entsprechende Mitteilung sein. Einer Mitteilung über eine mögliche Verzögerung oder Abweichung vom Realisierungsfahrplan sollte ihrem Zweck entsprechend ein konkreter Anlass zugrunde liegen. Dieser Maßstab muss erst recht für eine Änderung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins gelten.<sup>4</sup> Das Instrument einer Änderung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins ist der Mitteilung über eine mögliche Verzögerung nachgelagert, d. h. die mögliche Verzögerung muss sich konkretisiert haben, um eine Verschiebung zu rechtfertigen.

Es ist nicht notwendig, dass die Verzögerung gesichert eintritt. Eine so enge Auslegung des Tatbestandsmerkmal lässt sich dem Regelungszusammenhang sowie Sinn und Zweck nicht entnehmen und würde das Risiko für die meisten Verzögerungen einseitig dem Übertragungsnetzbetreiber zuschreiben. Denn die Prognose des Termins der tatsächlichen Inbetriebnahme der Offshore-Anbindungsleitung ist naturgemäß mit Unsicherheiten und Annahmen behaftet. Würde man eine Verschiebung nur bei einem gesicherten Eintritt einer Verzögerung zulassen, käme sie nur noch in extremen Fällen in Betracht. Mit letzter Sicherheit ließe sich die Verzögerung erst nach Ablauf des vorläufigen Fertigstellungstermins feststellen. Eine so hohe Hürde wäre mit dem Ziel, die Belange der Beteiligten und die volkswirtschaftlichen Interessen gegeneinander abzuwägen, nicht vereinbar.

Es ist aber andererseits nicht ausreichend, dass eine Verzögerung nur als möglich, nicht aber als [REDACTED] erscheint. Projekten von dem Umfang und der Komplexität einer Offshore-Anbindungsleitung ist stets die Möglichkeit immanent, dass es zu

---

<sup>3</sup> Broeme, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Aufl. 2015, § 17d Rn. 28.

<sup>4</sup> Uibleisen, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Aufl. 2019, EnWG § 17d Rn. 30; vgl. auch Schink, in: Kment, EnWG, 2. Aufl. 2019, § 17d Rn. 35.



Verzögerungen kommt. Ein allgemeiner Verweis auf die typischen Gefahren und Unwägbarkeiten bei der Errichtung von Anlagen auf See ist daher nicht ausreichend.<sup>5</sup>

3.1.2.2 Maßgeblich für die [REDACTED] ist vorliegend der Rückstand der Arbeitsstunden (3.1.2.2.1). Weitere [REDACTED] stehen der Antragstellerin nicht zur Verfügung (3.1.2.2.2). Etwaige bisher aufgetretene sonstige Rückstände hinter dem Zeitplan sind im Rahmen der Ermessensausübung zu berücksichtigen (3.1.2.2.3).

3.1.2.2.1 Die [REDACTED] beruht auf der Tatsache des erheblichen Rückstands an Arbeitsstunden, der durch behördliche Maßnahmen zur Eingrenzung der pandemischen Lage in Singapur entstanden ist.

Ausweislich der von der Antragstellerin vorgelegten Personalplanungsdaten ergibt sich jedenfalls eine systematische Unterschreitung der geplanten Arbeitsstunden bereits ab der Kalenderwoche 27 (05.07.–11.07.) des Jahres 2021. Der Rückstand an Arbeitsstunden beläuft sich nach Angaben der Antragstellerin bis zum 13.03.2022 auf [REDACTED]. Um diesen Rückstand aufzuholen, bedarf es einer erheblichen Steigerung der monatlich eingesetzten Arbeiter bis zum Abschluss der Stahlbauarbeiten [REDACTED]. Mit den sich daran anschließenden Arbeiten führt der Rückstand in Summe zu einer Verzögerung beim Abschluss der Stahlbauarbeiten [REDACTED]. Der vom Konsortium nun vorgelegte Zeitplan zum Umgang mit diesem Rückstand an Arbeitsstunden sieht daher statt [REDACTED] nunmehr eine Verschiffung der Plattform aus Singapur [REDACTED] vor. Sodann wird für die Verschiffung der Plattform von Singapur nach Haugesund und für die in Haugesund vorzunehmenden Abschlussarbeiten [REDACTED]. D. h. diese Arbeiten sind frühestens im [REDACTED] abgeschlossen, mithin [REDACTED]. Aufgrund der Wintermonate kann eine Verschleppung der Plattform [REDACTED].

Auch eine Erhöhung der Arbeitsstunden auf den Durchschnitt der Kalenderwochen 27 bis 51, d. h. auf ca. [REDACTED] führt nicht zu einer Einhaltung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins, sondern allenfalls zu einer geringeren Verzögerung. Durch den zwischenzeitlichen Aufwuchs der rückständigen Arbeitsstunden wäre

---

<sup>5</sup> Ubeleisen, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Aufl. 2019, § 17d EnWG, Rn. 30.

diese Menge an Arbeitsstunden ab März 2022 nötig, um einen Rückstand von [REDACTED] [REDACTED] aufzuholen, für den [REDACTED] ausgereicht hätten. Die hierfür notwendigen Annahmen sind gleichwohl unwahrscheinlicher als die Annahmen für [REDACTED]. Zwar liegt eine mündliche Ankündigung des Konsortiums vor, wonach ab [REDACTED] [REDACTED] zur Verfügung stehen. Gesichert ist dieser Aufwuchs aber bislang nicht. Zudem ist unklar, ob die zusätzlichen Arbeitskräfte sofort einsatzbereit wären und welche Qualifikation sie aufweisen. Schließlich ist die Möglichkeit, zeitgleich an der Plattform zu arbeiten, begrenzt und nimmt im Laufe des Projektfortschritts ab. Daher ist ein Aufholen des aufgetretenen Rückstands und ein Netzanschluss zum 01.10.2024 auch im Fall [REDACTED] [REDACTED].

Ein Aufholen des Rückstands ist auch deswegen [REDACTED], da – wie die Beigela-dene zu 1) ausgerechnet hat – selbst bei einer sofort zur Verfügung stehenden Anzahl [REDACTED] die von der Antragstellerin bestritten und die für die Beschlusskammer nicht nachvollziehbar ist, es [REDACTED] brauchen würde, um den aktuellen Rückstand [REDACTED] wieder aufzuholen. Statt [REDACTED] [REDACTED] sofort stehen laut wiederholtem und glaubhaftem Vortrag der Antragstellerin voraussichtlich jedoch [REDACTED] [REDACTED]. Mit diesem verzögerten und schrittweisen Aufwuchs [REDACTED] [REDACTED] folglich [REDACTED]. Zusätzlich ist zu bedenken, dass das Wiederaufleben der Pandemie sowohl in Singapur als auch an potentiellen Auslagerungsstandorten, bspw. in China, jederzeit wieder zu Einschränkungen bei der Verfügbarkeit der Arbeitskräfte führen kann.

Nach Ansicht der Beschlusskammer hat die Antragstellerin plausibel dargelegt, dass der Rückstand der Arbeitsstunden [REDACTED] [REDACTED].

3.1.2.2.2 Es ist der Antragstellerin auch nicht möglich, weitere [REDACTED] [REDACTED] zu ergreifen.

Eine Auslagerung von Teilen der Produktion hat, soweit dies möglich war, stattgefunden. So hat die Antragstellerin der Auslagerung [REDACTED] [REDACTED] zugestimmt.

Andere Werften standen für die Übernahme von Auslagerungsarbeiten nicht zur Verfügung.

Priorisierungsarbeiten zur rechtzeitigen Herrichtung der für die Elektrotechnik notwendigen Bereiche hat die Antragstellerin [REDACTED]

Der Vortrag der Beigeladenen zu 1), die Antragstellerin habe konkret angebotene Unterstützung der Beigeladenen zu 1) für Beschleunigungsmaßnahmen nicht angenommen, überzeugt nicht. Zunächst sind dem Vortrag der Beigeladenen zu 1) keine konkreten Angebote zur Unterstützung zu entnehmen. Der Vortrag umfasst vielmehr Hinweise, welche Art von Maßnahmen zur Beschleunigung genutzt werden könnten. So schlägt die Beigeladene zu 1) bspw. vor, dass Arbeiten an andere Werften ausgelagert werden könnten. Diese Maßnahmen hat die Antragstellerin geprüft und soweit möglich ergriffen. Es erscheint vor dem Hintergrund fehlender Arbeitskräfte durch behördliche Maßnahmen auch unwahrscheinlich, dass die Beigeladene zu 1) andere Möglichkeiten zur Beschaffung solcher Arbeitskräfte haben sollte als die Antragstellerin.

Die von der Beigeladenen zu 1) vorgetragene Option einer Beschleunigung, die durch eine Installation in den Wintermonaten Oktober bis März erzielt werden könnte, steht nicht zur Verfügung. Zwar rühmt sich die Beigeladene zu 1) für die Projekte „Greater Changhua 1+2a“ und „Hornsea 2“ jeweils Offshore-Plattformen unter Wetterbedingungen installiert zu haben, die mit den Wetterbedingungen in der deutschen Nordsee in den Wintermonaten vergleichbar, wenn nicht sogar anspruchsvoller seien. Substantiierten Vortrag zu der Frage, inwieweit die Installation ihrer Offshore-Plattformen, gemeint sind vermutlich die Umspannwerke, mit der Installation einer HGÜ-Konverterstation vergleichbar ist, lässt die Beigeladene zu 1) trotz entsprechenden Vortrags der Antragstellerin jedoch ebenso vermissen, wie konkrete Ausführungen dazu, inwieweit die Wetterbedingungen vergleichbar sind.

Dagegen überzeugt der Vortrag der Antragstellerin, wonach eine Vergleichbarkeit aufgrund der Unterschiedlichkeit der Bauwerke schon nicht gegeben ist. So ist die Konverterplattform der DolWin 5 mit 27.000 t mehr als dreimal so schwer wie die beiden Plattformen des Changhua-Projekts mit je 8.000 t. Ferner unterscheiden sich die Gründungsverfahren. Die Plattformen des Changhua-Projekts weisen Jacket-Fundamente mit Topsite auf, die in zwei separaten Errichtungskampagnen von je vier bis sechs Tagen errichtet

werden. Dagegen wird die Konverterplattform der Antragstellerin mit Schwerlastfundamente errichtet werden, was eine gemeinsame Installation von Fundament und Topsite erfordert. Schleppvorgang und Installation erfordern nach überzeugender Darstellung der Antragstellerin ein Wetterfenster [REDACTED]. Andernfalls besteht nicht nur die Gefahr von Beschädigungen, sondern sogar des Totalverlustes der Plattform. Weitere [REDACTED] werden nach Angaben der Antragstellerin für die Vervollständigung des Kolksschutzes benötigt. Ferner werde ein Zeitfenster von [REDACTED] für den Einzug der Kabel benötigt. Die Notwendigkeit eines ausreichend großen Wetterfensters lässt sich auch nicht durch zusätzlichen Aufwand der Antragstellerin vermeiden. Es handelt sich um technische Rahmenbedingungen, deren Verletzung nicht nur eine ernsthafte Gefahr für die Plattform – bis hin zum Totalverlust – sondern vor allem für die an der Installation beteiligten Menschen darstellen würde. Schließlich erfolgte die Installation der Changhua-Plattformen ausweislich einer Pressemitteilung von Ørsted vom 19.03.2021 nicht im Winter, sondern startete im März 2021.

Die Wetterverhältnisse in der Nordsee lassen den überzeugenden Ausführungen der Antragstellerin zufolge eine Installation der Konverterplattform im Winter nicht zu. Auf Basis von historischen Wetterdaten hat die Antragstellerin dargelegt, dass nur im Zeitraum von frühestens März bis längstens September eine ausreichende Wahrscheinlichkeit für geeignete Wetterfenster besteht. Wellenhöhen, die einen Totalverlust der Plattform zufolge haben könnten, können statistisch nur zwischen der 14. und 39. Kalenderwoche ausgeschlossen werden.

3.1.2.2.3 Unerheblich für das Vorliegen des objektiven Tatbestandsmerkmal der drohenden Verzögerung ist, ob die aktuelle Verzögerung dadurch mitverursacht worden sein könnte, dass die Antragstellerin ihrer Auftragnehmerin für die Errichtung der Konverterplattform eine überarbeitete Fassung des ozeanographischen Berichts übersenden musste, [REDACTED]

[REDACTED] Soweit die Beigeladene zu 1) sich auf den Standpunkt stellt, dass dadurch ein zeitlicher Puffer beim voraussichtlichen Fertigstellungstermin verbraucht worden sei, der für die nun angeführten coronabedingten Verzögerungen nicht mehr zur Verfügung steht, mag dies im Rahmen der Ermessensausübung eine Rolle spielen, ändert aber nichts an der aktuell drohenden Verzögerung.

3.2 Liegen somit die tatbestandlichen Voraussetzungen für eine Zustimmungsentcheidung vor, steht diese Entscheidung im pflichtgemäßen Ermessen der Regulierungsbehörde. Sie hat dabei die Interessen der Beteiligten und die volkswirtschaftlichen Kosten zu berücksichtigen (§ 17d Abs. 2 S. 10 2. Hs. EnWG).

Die Zustimmung zur Verschiebung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins kommt dann in Betracht, wenn die gegen eine Zustimmung sprechenden Interessen und Belange die für eine Zustimmung sprechenden Interessen und Belange nicht deutlich überwiegen (3.2.1). Bei der Abwägung ist zu berücksichtigen, ob der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber die Verzögerung zu vertreten hat (3.2.2). Ferner sind die wirtschaftlichen und sonstigen Interessen der Antragstellerin und der übrigen Beteiligten sowie die Auswirkungen auf die Offshore-Umlage (3.2.3), die volkswirtschaftlichen Kosten (3.2.4) sowie sonstige Gründe, die für oder gegen eine Zustimmung sprechen (3.2.5), zu berücksichtigen und miteinander abzuwägen (3.2.6).

3.2.1 Die Zustimmung zur Verschiebung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins kommt dann in Betracht, wenn die gegen eine Zustimmung sprechenden Interessen und Belange die für eine Zustimmung sprechenden Interessen und Belange nicht deutlich überwiegen. Halten sich die für und gegen die Zustimmung sprechenden Belange in etwa die Waage, erteilt die Regulierungsbehörde die Zustimmung. Dies folgt aus der in der Gesetzessystematik hinterlegten Risikoverteilung. Die Festlegung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins stellt eine erste Einschätzung des Übertragungsnetzbetreibers dar.<sup>6</sup> Der voraussichtliche Fertigstellungstermin weist daher nur eine vorläufige Verbindlichkeit auf.<sup>7</sup> Erst mit Eintritt der Verbindlichkeit nach § 17d Abs. 2 S. 9 EnWG muss nicht mehr mit der Möglichkeit einer Anpassung des Fertigstellungstermins gerechnet werden, so dass Investitionssicherheit für den Betreiber der Windenergieanlagen auf See besteht.<sup>8</sup> Aus diesem Zeitablauf folgt, dass der Gesetzgeber grundsätzlich erst mit Eintritt der Verbindlichkeit den Betreiber der Windenergieanlagen auf See vom Risiko einer Verzögerung weitgehend freistellen wollte. Bis dahin muss der Betreiber der Windenergieanlagen auf See dagegen grundsätzlich mit der Möglichkeit einer Verschiebung rechnen.

---

<sup>6</sup> Uibleisen, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Aufl. 2019, § 17d EnWG, Rn. 25.

<sup>7</sup> Uibleisen, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Aufl. 2019, § 17d EnWG, Rn. 30; ähnlich Schink, in: Kment, EnWG, 2. Aufl. 2019, § 17d Rn. 24 und 34.

<sup>8</sup> Vgl. BT-Drs. 17/10754, S. 25.

Daraus folgt allerdings nicht, dass bis zum Eintritt der Verbindlichkeit das Risiko einer Verzögerung stets zu Lasten des Betreibers der Windenergieanlagen auf See geht oder das der voraussichtliche Fertigstellungstermin völlig unverbindlich wäre und ohne Weiteres verschoben werden könnte. Das Erfordernis der Zustimmung der Regulierungsbehörde und das Gebot der Abwägung der Interessen der Beteiligten und der volkswirtschaftlichen Kosten machen vielmehr deutlich, dass trotz Verzögerung der tatsächlichen Fertigstellung in Betracht kommt, den voraussichtlichen Fertigstellungstermin nicht zu verschieben, wenn die Belange, die gegen die Verschiebung sprechen, deutlich überwiegen. Entgegen der Ansicht der Antragstellerin genügt es also nicht, dass „Schwierigkeiten“ bei der Realisierung des Netzanbindungssystems vorliegen, um der Änderung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins zuzustimmen. Die von § 17d Abs. 2 S. 10 2. Hs. EnWG ausdrücklich gebotene Ermessensausübung unter Berücksichtigung der Interessen der Beteiligten und der volkswirtschaftlichen Kosten würde bei einem solchen Verständnis leerlaufen.

Umgekehrt kann entgegen der Ansicht der Beigeladenen zu 1) nicht argumentiert werden, eine Zustimmung zur Verschiebung sei von vornherein ungeeignet und damit unverhältnismäßig, weil sie keinen legitimen Zweck verfolgen könne. Anders als die Beigeladene zu 1) meint, ist Zweck des § 17d Abs. 2 S. 10 2. Hs. EnWG, im Falle einer Verzögerung der Herstellung der Offshore-Anbindungsleitung eine Verschiebung zur Entlastung der Offshore-Umlage zu ermöglichen, gleichzeitig aber den berechtigten Belangen der Beteiligten und den volkswirtschaftlichen Kosten angemessen Geltung bei der Entscheidung zu verschaffen.<sup>9</sup> § 17d Abs. 2 S. 10 2. Hs. EnWG verfolgt damit einen legitimen Zweck, so dass auch eine Zustimmung zu einer Verschiebung grundsätzlich in Frage kommt. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass die Identifikation und Bezifferung der für und gegen eine Verschiebung sprechenden Umstände teilweise Prognoseunsicherheiten unterliegen. Daher darf und muss die Regulierungsbehörde hier mit vernünftigen Annahmen und Bandbreiten arbeiten.

Es sind nur solche Interessen der Beteiligten und volkswirtschaftliche Kosten zu berücksichtigen, die durch die Entscheidung der Regulierungsbehörde über Zustimmung oder Ablehnung der Zustimmung beeinflusst werden. Daher spielen solche Aspekte keine

---

<sup>9</sup> Vgl. Uebeisen, in: Berliner Kommentar, 4. Aufl. 2019, EnWG § 17d Rn. 30.

Rolle, die durch die Verzögerung der tatsächlichen Fertigstellung der Offshore-Anbindungsleitung verursacht werden. Soweit die Beigeladene zu 1) anmerkt, dass im Falle der Zustimmung zur Verschiebung kein Anlass mehr bestünde, die Anbindungsleitung vor dem 01.10.2025 fertigzustellen, ist darauf hinzuweisen, dass die Antragstellerin unabhängig von der Entscheidung der Regulierungsbehörde im vorliegenden Verfahren zu einer Errichtung der Anbindungsleitung entsprechend den Vorgaben des Netzentwicklungsplans verpflichtet ist (§ 17d Abs. 1 S. 1 EnWG). Treten demgegenüber Verzögerungen auf, ist sie verpflichtet, zumutbare Maßnahmen zu ergreifen, die Verzögerung so gering wie möglich zu halten. Der Beschlusskammer liegen keine Anhaltspunkte dafür vor, dass die Antragstellerin dieser Pflicht nicht nachkommt.

3.2.2 Gegen eine Zustimmung würde mit erheblichem Gewicht sprechen, wenn die Verzögerung vom Übertragungsnetzbetreiber zu vertreten wäre.<sup>10</sup> Der Übertragungsnetzbetreiber hat Vorsatz und Fahrlässigkeit zu vertreten (§ 276 Abs. 1 S. 1 BGB). Fahrlässig handelt, wer die im Verkehr erforderliche Sorgfalt außer Acht lässt (§ 276 Abs. 2 BGB).

Entgegen der Auffassung der Antragstellerin hat die Regulierungsbehörde auch fahrlässiges Verhalten des Übertragungsnetzbetreibers bei der Ermessensausübung zu berücksichtigen. Zwar kann der Übertragungsnetzbetreiber bei fahrlässigem oder grob fahrlässigem Verhalten einen Großteil der Entschädigungszahlungen nach § 17f EnWG in die Offshore-Umlage wälzen. Zutreffend führt die Antragstellerin daher aus, dass das fahrlässige Fehlverhalten des Übertragungsnetzbetreibers zu Lasten der Umlagezahler ginge. Daraus lässt sich aber nicht der Schluss begründen, dass der Betreiber der Windenergieanlagen auf See stets das Risiko von fahrlässigem Verhalten des Übertragungsnetzbetreibers zu tragen habe. Im Gegenteil: § 17f EnWG liegt die gesetzliche Wertung zugrunde, dass die Offshore-Umlage für das fahrlässige Fehlverhalten des Übertragungsnetzbetreibers mithaftet. Diese für den Übertragungsnetzbetreiber günstige Regelung kann nicht zu Lasten des Betreibers der Windenergieanlagen auf See angeführt werden.

Es kann vorliegend offenbleiben, ob dem Übertragungsnetzbetreiber ein Verschulden eines Erfüllungsgehilfen in gleichem Umfang zuzurechnen ist wie eigenes Verschulden (vgl.

---

<sup>10</sup> Vgl. Böhme/Huerkamp, in: Spieth/Lutz-Bachmann, Offshore-Windenergie, 2018, § 17d EnWG Rn. 11; Schink, in: Kment, EnWG, 2. Aufl. 2019, § 17d Rn. 35.

§ 278 S. 1 BGB)<sup>11</sup> oder sich der Übertragungsnetzbetreiber allenfalls Auswahl- oder Überwachungsverschulden vorwerfen lassen muss. Ein Vertretenmüssen für Erfüllungsgehilfen wie für eigenes Verschulden gem. § 278 S. 1 BGB gilt nur innerhalb eines bestehenden Schuldverhältnisses.<sup>12</sup> Dafür genügt eine rechtliche Sonderverbindung, aus der sich Verbindlichkeiten ergeben.<sup>13</sup> Zwar vermittelt § 17d Abs. 2 EnWG dem Betreiber der Windenergieanlagen auf See keinen eigenen Anspruch auf Errichtung der Offshore-Anbindungsleitung. Er sieht aber nach Nennung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins ein gesetzliches Schuldverhältnis mit gegenseitigen Rechten und Pflichten zwischen dem anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber und dem Betreiber der Windenergieanlagen auf See vor, etwa hinsichtlich der Abstimmung eines Realisierungsfahrplans nach Satz 7. Die Einhaltung des verbindlichen Fertigstellungstermins ist zudem mit der Entschädigungsfolge des § 17e Abs. 2 EnWG bewehrt. Ob darin jedoch ein Schuldverhältnis zu sehen ist, das die Anwendung des § 278 S. 1 BGB begründet, kann vorliegend offenbleiben. Denn es liegt [REDACTED] vor.

Die Antragstellerin räumt zwar ein, dass Einwände des Zertifizierers betreffend den von ihr bereitzustellenden Ozeanographischen-Datenbericht zu einer Verschiebung der Fertigstellung der Plattform in Singapur [REDACTED] geführt haben. Diese Verschiebung ist auch mitursächlich für die drohende Verzögerung der Fertigstellung der Offshore-Anbindungsleitung. Denn ohne sie stünde ein zeitlicher Puffer von neun Monaten zur Verfügung, der mit überwiegender Wahrscheinlichkeit ausgereicht hätte, die pandemiebedingten Rückstände aufzufangen.

Der Antragstellerin ist aber [REDACTED].

Die Antragstellerin hat sich für die Erstellung des Berichts eines Dienstleisters, [REDACTED] bedient. Der Antragstellerin kann die Beauftragung [REDACTED] nicht vorgeworfen werden. [REDACTED] ist ein etabliertes und akkreditiertes Unternehmen, das über eine

---

<sup>11</sup> So zu § 17f EnWG: Broemel, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Aufl. 2015, § 17f Rn. 10; ablehnend dagegen: Böhme/Huerkamp, in: Spieth/Lutz-Bachmann, Offshore-Windenergierecht, 2018, § 17f Rn. 21 ff.

<sup>12</sup> Grüneberg, in: Grüneberg, BGB, 81. Aufl. 2022, § 278 Rn. 2.

<sup>13</sup> Grüneberg, in: Grüneberg, BGB, 81. Aufl. 2022, § 278 Rn. 2.



erhebliche einschlägige Kompetenz und Erfahrung verfügt. Dies wird auch von der Beigeladenen zu 1) nicht bezweifelt. Hinzu kommt, dass das Unternehmen bereits in der Vergangenheit mehrmals und ohne Beanstandungen die meteorologischen Daten für die Auslegung und Zertifizierung von Offshore-Konverterstationen der Antragstellerin erstellt hat.

Es liegt auch kein fahrlässiges Verhalten der [REDACTED] vor, indem sie bei der Zusammenstellung der meteorologischen Daten zweier Sturmereignisse der letzten Jahre statistisch geglättet hat. Das von der [REDACTED] gewählte Verfahren ist fachlich vertretbar und wurde in der Vergangenheit erfolgreich angewandt. Dies wird auch dadurch bestätigt, dass zwar der Zertifizierer [REDACTED] vorliegend einen vorsichtigeren Ansatz verfolgte und daher Bedenken gegen die von der [REDACTED] gewählte Methode äußerte, jedoch nicht an der grundsätzlichen Zulässigkeit der Methode zweifelte. Auch die als dritte Sachverständige hinzugezogene [REDACTED] bestätigte zunächst das von der [REDACTED] gewählte Vorgehen. Die [REDACTED] musste und konnte somit nicht vorab damit rechnen, dass das Zertifizierungsunternehmen vorliegend abweichende Anforderungen stellen würde.

Liegt schon kein fahrlässiges Verhalten der [REDACTED] vor, kann der Antragstellerin auch keine mangelhafte Überwachung der [REDACTED] vorgeworfen werden.

Schließlich kann es der Antragstellerin auch nicht vorgeworfen werden, dass sie letztlich die [REDACTED] mit der Erstellung eines weiteren MetOcean-Berichts beauftragt hat, der dem konservativen Ansatz des Zertifizierers folgt. Es ist nicht erkennbar, dass ein Festhalten an dem von der [REDACTED] gewählten Ansatz zu einer Beschleunigung geführt hätte. Im Gegenteil: Eine Fortsetzung des „Gutachterstreits“ hätte die Gefahr von weiteren Rückständen gegenüber dem Zeitplan mit sich gebracht.

Hinsichtlich des Auftretens der Corona-Pandemie ist sowohl der Antragstellerin als auch den von ihr beauftragten Unternehmen kein Verschulden zuzurechnen. Eine Pandemie ist höhere Gewalt. Auf die daraus resultierenden Einschränkungen, insbesondere was staatliche Maßnahmen zu deren Eindämmung betrifft, haben die Antragstellerin und ihre Erfüllungsgehilfen keine realistische Einflussmöglichkeit.

3.2.3 Die wirtschaftlichen Interessen der Antragstellerin wiegen weniger schwer als die wirtschaftlichen Interessen der Beigeladenen zu 1) und zu 2).

Zur Berücksichtigung der jeweiligen Interessen ist entscheidend und jeweils zu vergleichen, wie sich die Interessenlage mit und ohne Zustimmung zur Verschiebung darstellt. Keine Rolle spielen hingegen diejenigen Folgen, die sich aus der tatsächlichen Verzögerung selbst ergeben. Denn sie entstehen unabhängig von der Entscheidung der Beschlusskammer.

Unter den Interessen der Beteiligten sind in erster Linie die wirtschaftlichen Interessen der Beteiligten an der Entscheidung der Regulierungsbehörde über Zustimmung oder Ablehnung der Zustimmung zu verstehen.<sup>14</sup> Zur Bestimmung der wirtschaftlichen Interessen bildet die Beschlusskammer in einem ersten Schritt die Vermögenslage der Beteiligten jeweils für den Fall der Zustimmung zur Verschiebung und für den Fall der Ablehnung der Zustimmung zur Verschiebung. Die Bestimmung der Vermögenslage erfolgt dabei in beiden Fällen jeweils in Bezug auf den Fall einer fristgemäßen tatsächlichen Fertigstellung der Offshore-Anbindungsleitung. Im zweiten Schritt wird die Differenz dieser beiden Werte gebildet. Diese stellt das wirtschaftliche Interesse der jeweiligen Beteiligten an der Entscheidung der Beschlusskammer dar. Der Fall der fristgemäßen tatsächlichen Fertigstellung der Offshore-Anbindungsleitung stellt dabei gewissermaßen den gemeinsamen „Nullpunkt“ der Berechnungen dar. Effekte, die in beiden Fällen auftreten und somit nicht auf die Entscheidung im vorliegenden Verfahren zurückgehen, werden durch die Subtraktion eliminiert.

Es kann offenbleiben, ob unter „Beteiligte“ nur solche Unternehmen und Personen zu verstehen sind, die formell Beteiligte nach § 66 Abs. 2 EnWG sind, oder ob eine materielle rechtliche oder wirtschaftliche Betroffenheit ausreicht. Neben dem anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber, der als Antragsteller gemäß § 66 Abs. 2 Nr. 1 EnWG formell Beteiligter ist, kommen im Wesentlichen die Betreiber von Windenergieanlagen auf See in Betracht, die von der Zustimmung oder Ablehnung der Zustimmung rechtlich oder wirtschaftlich betroffen sind. Die vorliegend in Betracht kommenden Unternehmen hat die Beschlusskammer jeweils auf ihren Antrag hin beigelegt.

Soweit die BASF Renewable Energy GmbH sowie die Covestro Deutschland AG geltend machen, sie seien als Partner von Stromlieferverträgen für Strom aus den Windenergie-

---

<sup>14</sup> Vgl. Uebeisen, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Aufl. 2019, § 17d EnWG Rn. 30.

anlagen auf See der Beigeladenen zu 1) betroffen, überzeugt dies nicht. Die beiden Unternehmen machen Mehrkosten für die [REDACTED] geltend. Ursache für etwaige Mehrkosten ist jedoch die [REDACTED] der Fertigstellung der Offshore-Anbindungsleitung, nicht jedoch die Entscheidung der Regulierungsbehörde über Zustimmung oder Ablehnung der Zustimmung zur Verschiebung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins. Die [REDACTED] nicht Folge der Entscheidung der Regulierungsbehörde. Nicht die Entscheidung im vorliegenden Verfahren, sondern die [REDACTED] der Fertigstellung der Offshore-Anbindungsleitung wird ggf. die Beigeladene zu 1) daran hindern, Strom aus ihren Windenergieanlagen auf See einzuspeisen und zu liefern.

Hinsichtlich der wirtschaftlichen Belange des anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreibers ist zu berücksichtigen, dass die Entscheidung über die Zustimmung oder Ablehnung der Zustimmung Auswirkungen darauf hat, ab wann Ansprüche der Betreiber der Windenergieanlagen auf See nach § 17e Abs. 2 EnWG – bei Vorliegen der übrigen Voraussetzungen – entstehen können. Allerdings hat der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber nach § 17f EnWG die Möglichkeit, die dadurch entstehenden Belastungen größtenteils oder sogar vollständig auf alle Übertragungsnetzbetreiber und letztlich auf die Offshore-Umlage umzulegen. Die Belastungen durch mögliche Zahlungen nach § 17e Abs. 2 EnWG treten also entweder beim anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber oder bei der Offshore-Umlage auf. Beides ist bei der Abwägung der wirtschaftlichen Belange zu berücksichtigen, wobei die entsprechenden Belastungen nur einmal angesetzt werden können. Dabei kann offenbleiben, ob die in die Offshore-Umlage gewälzten Summen als „volkswirtschaftliche Kosten“<sup>15</sup> oder als „Belange der Beteiligten“ zu verstehen sind. Denn es besteht Einigkeit, dass diese Kosten bei der Abwägung Berücksichtigung finden müssen.<sup>16</sup>

Wie ausgeführt ist maßgeblich zur Bestimmung der wirtschaftlichen Belange der im vorliegenden Verfahren Beteiligten, ob diese durch die Zustimmung zur Verschiebung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins in ihren Interessen betroffen sind. Dies trifft vor-

---

<sup>15</sup> So Böhme/Huerkamp, in: Spieth/Lutz-Bachmann, Offshore-Windenergie, 2018, § 17d EnWG Rn. 11; Schink, in: Kment, EnWG, 2. Aufl. 2019, § 17d Rn. 35.

<sup>16</sup> Vgl. Rohrer, in: Elspas/Graßmann/Rasbach, EnWG, 2018, § 17d Rn. 15.

liegend auf die Antragstellerin zu (3.2.3.1). Die Antragstellerin ist verpflichtet, die Anbindungsleitung DolWin 5 unter Beachtung des Fertigstellungstermins zu errichten und den Windpark der Beigeladenen zu 1) anzuschließen. Spiegelbildlich trifft dies auf die Beigeladene zu 1) zu, die die Errichtung des Windparks Borkum Riffgrund 3 unter Beachtung der sich aus dem Fertigstellungstermin ergebenden Fristen vornehmen muss (3.2.3.2). Auch die Beigeladene zu 2) ist durch die Entscheidung der Beschlusskammer in ihren Interessen betroffen. Der Windpark Gode Wind 3 der Beigeladenen zu 2), einer Schwes-tergesellschaft der Beigeladenen zu 1), wird zwar an ein anderes Netzanschlussystem angeschlossen und unterliegt daher anderen Realisierungsfristen. Aufgrund der räumli-chen Nähe zwischen den Windparks und den sich aus den bisherigen Fertigstellungster-minen ergebenden eng aufeinanderfolgenden zeitlichen Vorgaben haben die Beigela-dene zu 1) und die Beigeladene zu 2) die Errichtung der Windparks aber unmittelbar auf-einanderfolgend geplant und dies auch vertraglich ausgestaltet (3.2.3.3).

3.2.3.1 Das wirtschaftliche Interesse der Antragstellerin bzw. der Offshore-Umlage be-trägt ca. [REDACTED] Euro.

Durch die Zustimmung zur Verschiebung würde sich die wirtschaftliche Lage der Antrag-stellerin im Vergleich zur planmäßigen Fertigstellung der Offshore-Anbindungsleitung nicht verändern. Denn sie müsste bis zum 30.09.2025 nicht mit Zahlungen nach § 17e Abs. 2 EnWG rechnen. Die Ablehnung der Zustimmung führt dagegen dazu, dass – bei Vorliegen der Voraussetzungen – bereits ab dem 01.10.2024 Zahlungen nach § 17e Abs. 2 EnWG drohen.

Die Beschlusskammer übersieht nicht, dass die Antragstellerin aufgrund der verzögerten Herstellung der Konverterplattform möglicherweise Pönalzahlungen ihrer Lieferanten ver-einnahmen kann. Diese Zahlungen sind aber nicht davon abhängig, welche Entscheidung im vorliegenden Verfahren getroffen wird, sodass diese Zahlungen das wirtschaftliche In-teresse der Antragstellerin an der gegenständlichen Entscheidung nicht beeinflussen.

Für den Windpark Borkum Riffgrund 3 der Beigeladenen zu 1) ist zur Bestimmung der Entschädigung 90 Prozent des Monatsmarktwerts im Sinne der Anlage 1 Nummer 2.2.3 EEG anzulegen, da ihre Zuschläge auf einer Ausschreibung nach Teil 3 des WindSeeG beruhen (§ 17e Abs. 3a EnWG). Zudem ist ein Selbstbehalt von zehn Tagen nach § 17e Abs. 2 S. 8 EnWG zu berücksichtigen. Die Höhe der Entschädigungszahlungen ergibt

sich im Wesentlichen aus der Dauer der Verzögerung, der erwarteten Einspeisung, resultierend aus der Leistung des Windparks und den Volllaststunden, sowie den für den maßgeblichen Zeitraum erwarteten Marktpreisen.

Vorliegend bestimmt sich die Prognose der Entschädigungszahlung auf Grundlage einer Verzögerung von zwölf Monaten, der Leistung des Windparks von 900 MW und der historischer Einspeisewerte von rund 3.700 Volllaststunden. Für den Zeitraum Oktober 2024 bis September 2025 liegen die anzulegenden Marktwerte für Strom aus Windenergieanlagen auf See naturgemäß noch nicht vor, sodass die Beschlusskammer bei der Bestimmung des Marktwertes nicht auf diese zurückgreifen kann. Für den maßgeblichen Betrachtungszeitraum können jedoch die an der Strombörse handelbaren Bänder für die Basislast der Jahre 2024 und 2025 herangezogen werden. Am 10.01.2022, [REDACTED], betrug der Preis für die Basislast 88,77 Euro/MWh für das Jahr 2024 und 93,75 Euro/MWh für das Jahr 2025. Daraus ergibt sich im gewichteten Mittel ein Preis von 90,02 Euro/MWh, der für den hier maßgeblichen Zeitraum von Oktober 2024 bis September 2025 genutzt wird. Damit werden die Erwartungen der Marktteilnehmer an die künftigen Entwicklungen des Strommarktes automatisch berücksichtigt. Die Beschlusskammer ist überzeugt, dass diese Markterwartungen eine gute Grundlage für die Prognose künftiger Preise darstellen, die jedenfalls der Fortschreibung historischer Werte deutlich überlegen ist. Das Basisband ist für die Abschätzung des Marktpreises für Windenergieanlagen auf See aufgrund der Gleichzeitigkeit der Einspeisung von Windenergieanlagen auf See besser geeignet als das Band für die Spitzenlast. Diese Annahme wird auch bestätigt, wenn man den von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten Wert der durchschnittlichen Strompreise mit den veröffentlichten Werten für die Preise aus Windenergieanlagen auf See<sup>17</sup> vergleicht. Diese liegen seit 2013 rund 10 Prozent unterhalb der durchschnittlichen Marktpreise.

Aus den so ermittelten Parametern ergibt sich eine Prognose der Entschädigungszahlungen in Höhe von voraussichtlich rund [REDACTED] Euro. Für den Fall, dass der voraussichtliche Fertigstellungstermin nicht verschoben wird, entstehen somit Kosten in derselben

---

<sup>17</sup> Abrufbar unter <https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/Marktwerte>.

Höhe. Im Falle einer Verschiebung werden diese Kosten dagegen eingespart. Die Differenz beträgt [REDACTED] Euro, sodass dieser Wert dem wirtschaftlichen Interesse der Antragstellerin bzw. der Offshore-Umlage entspricht.

Die Angaben der Antragstellerin zur Höhe der Entschädigungszahlungen überzeugen nicht. Die Antragstellerin verwendet für die Angabe möglicher Entschädigungszahlungen im Wesentlichen zwar die gleichen Parameter wie die Beschlusskammer. Zur Abschätzung der Höhe der erwarteten Entschädigungszahlungen bezieht sie sich jedoch zunächst auf beobachtete Monatsmarktwerte für Strom aus Windenergieanlagen auf See des Jahres 2021. Als arithmetisches Mittel gibt die Antragstellerin 8,535 Cent/kWh, bei einer Spannbreite von 3,892 Cent/kWh bis 18,426 Cent/kWh, an. Sodann verwendet die Antragstellerin beispielhafte Marktwerte von 5 Cent/kWh bis 25 Cent/kWh, um eine Spannbreite möglicher Entschädigungszahlungen von 146,7 Mio. Euro bis 733 Mio. Euro als Abschätzung anzugeben.

Der Ansatz der Antragstellerin zur Abschätzung der Entschädigungszahlungen überzeugt nicht. Historische Preise des Jahres 2021 sind keine validen Schätzer für die Strompreise der Jahre 2024 und 2025. Es erschließt sich aus den Angaben der Antragstellerin auch nicht, weshalb – wenn schon die historischen Preise des Jahres 2021 betrachtet werden – von diesen Preisen abweichende, beispielhafte Marktwerte mit einer gänzlich anderen Spannbreite verwendet werden. Es bleibt auch unklar, welches Szenario – innerhalb der Spannbreite von immerhin deutlich über einer halben Milliarde Euro – die Antragstellerin hinsichtlich der tatsächlich anfallenden Höhe der Entschädigungszahlungen für das wahrscheinlichste hält.

Auch die Berechnungen der Beigeladenen zu 1) zur Höhe der Entschädigung überzeugen im Ergebnis nicht. Zwar verwendet sie im Wesentlichen [REDACTED]  
[REDACTED] Für die Abschätzung der Preise zieht sie aber [REDACTED]  
[REDACTED]

[REDACTED] Darüber hinaus führt sie aus, dass nur betriebsbereite Anlagen einen Anspruch auf Vergütung hätten, das Niveau der Betriebsbereitschaft aus eigener Erfahrung jedoch bei rund 95 Prozent liege und daher eine Kürzung der Mengen um 5 Prozent vorzunehmen sei. Im Ergebnis schätzt die Beigeladene zu 1) die Höhe der Entschädigung auf [REDACTED] Euro.

Aus Sicht der Beschlusskammer ist ein Abzug von 5 Prozent auf das Niveau der Betriebsbereitschaft auf Basis von Erfahrungswerten von in Betrieb befindlichen Windparks für die Abschätzung der Entschädigungszahlungen nicht sachgerecht. Für den Anspruch auf Entschädigung reicht es nach § 17e Abs. 2 S. 4 EnWG aus, wenn die Fundamente der Windenergieanlagen auf See errichtet sind und von der Herstellung der tatsächlichen Betriebsbereitschaft zur Schadensminderung abgesehen wurde. In diesen Fällen kommt es auf die tatsächliche Betriebsbereitschaft nicht an.

Weiterhin hat die Beigeladene zu 1) ohne erkennbaren Grund für den Anspruchszeitraum Februar 2025 einen Abzug auf die anspruchsberechtigte Leistung vorgenommen.

Letztlich ist auch die Kalkulation der hier zugrundeliegenden Preise nicht nachvollziehbar, da die Beigeladene zu 1) die Kalkulation nicht vorgelegt hat.

3.2.3.2 Das wirtschaftliche Interesse der Beigeladenen zu 1) an einer Ablehnung der Zustimmung zur Verschiebung des Fertigstellungstermins beträgt [REDACTED] Euro. Dies entspricht der Differenz der Mehrkosten, die sich aus den berücksichtigten Mehrkosten für den Fall einer Zustimmung zur Verschiebung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins und dem Fall der Ablehnung zur Verschiebung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins ergeben.

Die Interessenlage der Beigeladenen zu 1) stellt sich hinsichtlich der Ansprüche aus § 17e Abs. 2 EnWG nahezu spiegelbildlich zum Interesse der Antragstellerin bzw. der Offshore-Umlage dar. Dabei ist ebenfalls die Situation bei einer Zustimmung mit der Situation bei einer Ablehnung zu vergleichen. Durch eine Verschiebung wäre ihr die Möglichkeit genommen, bereits ab dem 01.10.2024 Ansprüche nach § 17e Abs. 2 EnWG – bei Vorliegen der Voraussetzungen – geltend zu machen (3.2.3.2.1, 3.2.3.2.2). Daneben entstehen der Beigeladenen zu 1) vertragliche Mehrkosten und zusätzlicher Aufwand (3.2.3.2.3, 3.2.3.2.4).

Insgesamt beträgt das wirtschaftliche Interesse der Beigeladene zu 1) [REDACTED] Euro.

		Mehrkosten Zustimmung		Mehrkosten Ablehnung
<b>Mehrkosten Beigeladene zu 1)</b>				
entgangene Einnahmen abzgl. zusätzlicher Einnahmen	3.2.3.2.1	[REDACTED]	3.2.3.2.2	[REDACTED]
vertragliche und sonstige Mehrkosten BR03	3.2.3.2.3	[REDACTED]	3.2.3.2.4	[REDACTED]
<b>Summe Mehrkosten</b>		[REDACTED]		[REDACTED]
<b>Wirtschaftliches Interesse Borkum Riffgrund 3 (entspricht Differenz der Mehrkosten)</b>		[REDACTED]		

Tabelle 1: Wirtschaftliches Interesse der Beigeladenen zu 1) für den Windpark Borkum Riffgrund 3 in Mio. Euro.

3.2.3.2.1 Bei einer Zustimmung zur Verschiebung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins hat die Beigeladene zu 1) keinen Anspruch auf Entschädigung nach § 17e Abs. 2 EnWG für den Zeitraum 01.10.2024 bis 30.09.2025 (erste Jahresscheibe). Zugleich beginnt die 25-jährige Befristung des Planfeststellungsbeschlusses vom 13.10.2021 etwa ein Jahr später. Dem Planfeststellungsbeschluss des BSH zufolge ist die Betriebsdauer der Windenergieanlagen auf See auf 25 Jahre befristet (Tenorziffer 22 des Planfeststellungsbeschlusses). Die Frist beginnt, wenn der Anspruch auf Erhalt der Marktprämie nach § 19 EEG beginnt oder beginnen würde, grundsätzlich also mit der erstmaligen Inbetriebsetzung der Windenergieanlage auf See ausschließlich mit erneuerbaren Energien nach Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft (S. 259 des Planfeststellungsbeschlusses). Bei einer Verschiebung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins ist nach überzeugender Darlegung der Beigeladenen zu 1) davon auszugehen, dass dies erst mit einem Jahr Verspätung im Vergleich zur ursprünglichen Planung erfolgen wird. Die Einspeisung verschiebt sich also um ein Jahr. Die Einspeisung endet somit nicht voraussichtlich zum 30.09.2049, sondern voraussichtlich erst zum 30.09.2050 (26. Jahresscheibe). Auf die entgangene Entschädigung der ersten Jahresscheibe ist somit der Barwert der 26. Jahresscheibe anzurechnen. Der Barwert ergibt sich aus den prognostizierten Einspeisungen im Jahr 26 abgezinst mittels eines kalkulatorischen Zinssatzes. Anders formuliert: Die Einspeisung für den Zeitraum 01.10.2024 bis 30.09.2025 geht nicht verloren, sondern kann nachgeholt werden. Hierdurch wird, anders als bei dem



Ansatz der Beigeladenen zu 1), die die ihr entgehenden Einnahmen i. v. H. [REDACTED] Euro in voller Höhe geltend macht, der Schaden gemindert.

Der Schaden hinsichtlich entgangener Einnahmen im Falle der Zustimmung zur Verschiebung beträgt [REDACTED] Euro. Dieser Schaden ergibt sich aus der Differenz zwischen den von der Beigeladenen zu 1) für das erste Jahr veranschlagten Einnahmen i. H. v. [REDACTED] Euro und dem Wert der in der 26. Jahresscheibe nachgeholten Einspeisung. Der Wert der in der 26. Jahresscheibe nachgeholten Einspeisung wird auf Basis einer Prognose ermittelt. Dazu bestimmt die Beschlusskammer zunächst den Wert des nicht eingespeisten Stroms im regulären ersten Betriebsjahr (01.10.2024 bis 01.10.2025). Dies erfolgt – analog zur Bestimmung der Höhe der Entschädigung – auf Basis der aktuellen Terminmarktpreise (Baseload) für diesen Zeitraum und einer Jahresbenutzung von 3.700 Stunden. Daraus ergibt sich ein Wert des nicht eingespeisten Stroms im regulären ersten Betriebsjahr von [REDACTED] Euro. Darauf basierend wird der Wert der Einspeisung in der 26. Jahresscheibe unter Berücksichtigung einer angenommenen jährlichen Preissteigerung von 3,45 Prozent bestimmt. Die angenommene jährliche Preissteigerung ergibt sich auf Basis langer Preiszeitreihen bei Abgabe von Strom an gewerblichen Anlagen.<sup>18</sup> Hieraus ergibt sich ein Wert der Einspeisung in der 26. Jahresscheibe von [REDACTED] Euro. Für die Abzinsung des Wertes der Einspeisung in der 26. Jahresscheibe auf das erste Betriebsjahr setzt die Beschlusskammer den kalkulatorischen Eigenkapitalzins für Netzbetreiber in Höhe von 5,07 Prozent an, was einen Barwert von [REDACTED] Euro für die erste Jahresscheibe ergibt. Dabei ist der Beschlusskammer bewusst, dass der kalkulatorische Zinssatz zur Berechnung des Barwertes neben der Eigenkapitalverzinsung auch die Verzinsung des Fremdkapitals umfassen muss. Die Beschlusskammer geht allerdings davon aus, da es sich bei der Beigeladenen zu 1) nicht um ein reguliertes Unternehmen handelt, dass der kalkulatorische Zins mindestens der Höhe der Eigenkapitalverzinsung eines regulierten Netzbetreibers entspricht. Ein höherer kalkulatorischer Zinssatz würde den Barwert reduzieren und dadurch den Schaden für die Beigeladene zu 1) erhöhen. Die Verwendung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinses für Netzbetreiber in Höhe von 5,07 Prozent stellt auch deswegen eine den Wert der nachgeholten Einspei-

---

<sup>18</sup> Daten zur Energiepreisentwicklung – Lange Reihen von Januar 2005 bis Januar 2022, Statistisches Bundesamt 2022, erschienen am 25. Februar 2022, S. 43.

sung konservativ bestimmende Herangehensweise dar, da der aktuelle Eigenkapitalzinsatz für Netzbetreiber von 5,07 Prozent auf einem historisch niedrigen Niveau ist. Die Differenz zwischen den von der Beigeladenen zu 1) für das erste Jahr veranschlagten Einnahmen i. H. v. [REDACTED] Euro und dem für dieses Jahr ermittelten Wert der in der 26. Jahresscheibe nachgeholten Einspeisung i. H. v. [REDACTED] Euro ist der Schaden der Beigeladenen zu 1) durch entgangene Einnahmen im Falle der Zustimmung zur Verschiebung. Dieser Schaden beträgt [REDACTED] Euro.

3.2.3.2.2 Im Falle der Ablehnung entsteht der Beigeladenen zu 1) dagegen hinsichtlich der Entschädigung nach § 17e Abs. 2 EnWG kein Schaden, denn – bei Vorliegen der Voraussetzung – hat sie Anspruch auf Entschädigung nach § 17e Abs. 2 EnWG für den Windpark Borkum Riffgrund 3. Da die Höhe der Entschädigung die von der Beigeladenen zu 1) für das erste Betriebsjahr veranschlagten Einnahmen übersteigt, profitiert die Beigeladene zu 1) bei einer Ablehnung durch Mehreinnahmen.

Analog zur Berechnung des Schadens aus entgangenen Einnahmen bei einer Zustimmung zur Verschiebung sind auch die finanziellen Folgen der Beigeladenen zu 1) im Falle der Ablehnung einer Verschiebung hinsichtlich ihrer Einnahmesituation zu bewerten. Im Falle einer Ablehnung der Verschiebung hat die Beigeladene zu 1) Anspruch auf Entschädigung nach § 17e Abs. 2 EnWG. Die Höhe der Entschädigung ergibt sich aus dem Wert der regulären Einspeisung i. H. v. [REDACTED] Euro abzgl. eines Selbstbehalts in Höhe von zehn Prozent sowie abzgl. eines Selbstbehalts von zehn Tagen zu [REDACTED] Euro. Die gesetzliche vorgesehene Entschädigung übersteigt damit die von der Beigeladenen zu 1) im ersten Betriebsjahr vorgesehenen Einnahmen von [REDACTED] Euro um [REDACTED] Euro. Ihr entsteht damit in Bezug auf diese Kostenposition kein Schaden, sondern sie profitiert diesbezüglich von einer Ablehnung der Verschiebung. Dieser Nutzen kommt durch das negative Vorzeichen in Tabelle 1 zum Ausdruck.

Ferner besteht die Möglichkeit, dass die Beigeladene zu 1) ebenso wie im Falle der Zustimmung zur Verschiebung die Windenergieanlagen die vollen 25 im Planfeststellungsbeschluss genehmigten Betriebsjahre wird betreiben können. Nach Auffassung des zuständigen BSH beginnt die 25-jährige Geltungsdauer des Planfeststellungsbeschlusses auch im Falle des Bezugs von Entschädigung nach § 17e Abs. 2 EnWG erst zu dem Zeitpunkt, zu dem die jeweilige Windenergieanlage auf See in Betrieb genommen wird. Falls die Beigeladene zu 1) von der Möglichkeit des § 17e Abs. 2 S. 4 EnWG Gebrauch macht

und die Windturbinen zunächst nicht errichtet, ist von einer tatsächlichen Inbetriebnahme der Windenergieanlagen mit einem Jahr Verzögerung gegenüber den ursprünglichen Planungen auszugehen. Die Beigeladene zu 1) könnte in diesem Fall zusätzliche Einnahmen aus der 26. Jahresscheibe (ein Jahr Entschädigung plus 25 Jahre Betrieb) mit einem Barwert von [REDACTED] Euro erzielen. Da aber dieses Vorgehen seitens der Beigeladenen zu 1) nicht sicher ist und da eine endgültige Entscheidung über die Geltungsdauer des Planfeststellungsbeschlusses nicht vorliegt, legt die Beschlusskammer dieses Szenario lediglich als Möglichkeit zugrunde.

3.2.3.2.3 Für den Fall der Verschiebung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins entstehen der Beigeladenen zu 1) vertragliche Mehrkosten in Höhe von [REDACTED] Euro. Die Mehrkosten entfallen auf Verträge über die Turbinen der Windenergieanlagen auf See, die Fundamente, die Windparkverkabelung, die Bereitstellung der Baustellen- und Betriebsinfrastruktur, sowie auf Versicherungskosten und zusätzliche Aufwände.

Dabei hat die Beigeladene zu 1) überzeugend vorgetragen, dass ein Abschluss dieser Verträge bereits vor Ablauf der Frist von 30 Monaten zum voraussichtlichen Fertigstellungstermin geboten war. Zwar ist es dem Betreiber der Windenergieanlagen auf See grundsätzlich zuzumuten, verbindliche und kostenwirksame vertragliche Verpflichtungen erst nach Eintritt der Verbindlichkeit des Fertigstellungstermins einzugehen. Denn erst dann muss er nicht mehr mit einer Verschiebung des Fertigstellungstermins rechnen. Andererseits ist der Betreiber der Windenergieanlagen auf See aber auch gehalten, die Windenergieanlagen auf See pünktlich zum bekanntgemachten Fertigstellungstermin zu errichten. Dies ergibt sich aus dem Fristenkatalog des § 59 WindSeeG, der sich am jeweiligen Fertigstellungstermin für die Offshore-Anbindungsleitung ausrichtet. Soweit es erforderlich ist, verbindliche vertragliche Verpflichtungen bereits vor Eintritt der Verbindlichkeit des Fertigstellungstermins einzugehen, um die fristgemäße Fertigstellung der Windenergieanlagen auf See sicherzustellen, ist es dem Betreiber der Windenergieanlagen nicht zuzumuten, weiter abzuwarten. Die in § 60 WindSeeG geregelten Sanktionen bei Nichteinhaltung der Realisierungsfristen sind empfindlich und können im härtesten Fall den Entzug des Zuschlags zur Folge haben. Diese Annahme gilt jedenfalls solange, wie der Betreiber der Windenergieanlagen auf See keine belastbaren Hinweise des anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreibers erhalten hat, dass der voraussichtliche Fertigstellungstermin möglicherweise nicht eingehalten werden kann. Im Hinblick auf das Fristenkorsett des § 59 WindSeeG und die Sanktionen des § 60 WindSeeG ist es

dem Betreiber der Windenergieanlagen auf See aber auch in diesem Fall nicht zumutbar, auf unbestimmte Zeit mit dem Abschluss bzw. „Scharfschalten“ der Verträge abzuwarten. Für den Fall, dass sich mögliche Verzögerungen nach Wochen oder Monaten des Zuwartens dann doch nicht manifestieren und es bei dem ursprünglich bekanntgemachten Fertigstellungstermin bleibt, ist der gesetzliche „Puffer“ von sechs Monaten bis zur Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft nach § 59 Abs. 2 S. 1 Nr. 5 WindSeeG des Windparkbetreibers für die Errichtung der Windenergieanlagen auf See möglicherweise in einer nicht mehr zumutbaren Weise aufgebraucht oder gar überschritten. Der Betreiber des Windparks darf also darauf vertrauen, dass eine sich konkretisierende Verzögerung der Fertigstellung der Anbindungsleitung in absehbarer Zeit in einem Antrag auf Verschiebung des Fertigstellungstermins bei der Bundesnetzagentur mündet. Dementsprechende wirtschaftliche Dispositionen und Zwänge des Betreibers der Windenergieanlagen auf See hat die Regulierungsbehörde bei der Ermessensentscheidung zu berücksichtigen.<sup>19</sup>

Für ein Festhalten an den bestehenden Verträgen spricht auch, dass im Falle einer Zustimmung zur Verschiebung die Frist zur Erbringung der Finanzierungsnachweise nach § 59 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 WindSeeG zu knapp bemessen ist für eine Neuverhandlung und für einen Neuabschluss der zentralen Vertragswerke. Der frühzeitige Abschluss der Verträge war vorliegend zur Sicherung der Herstellungs- und Errichtungskapazitäten für den Zeitraum der Jahre 2024 und 2025 notwendig. Die Beigeladene zu 1) hat den Zeitraum von Anfang 2019 bis Ende 2021, d. h. fast drei Jahre, benötigt, um die Vertragsverhandlungen bis zur Vertragsunterschrift für alle wesentlichen Gewerke abzuschließen. Die nunmehr verbleibende Zeit von annähernd 30 Monaten benötigt die Beigeladene zu 1) für die Herstellung, Lieferung und Installation der Komponenten, um die Fristen nach dem § 59 WindSeeG einzuhalten. Diese Prozessdauern sprechen auch dafür, dass die Beigeladene zu 1) vorliegend auch für den Fall einer Zustimmung zur Verschiebung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins an den Verträgen festhalten müsste. Denn die Beigeladene zu 1) müsste in diesem Fall in rund 18 Monaten, und nicht bereits in sechs Monaten, den Nachweis einer Finanzierung gem. § 59 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 WindSeeG erbringen. Selbst die parallele Vertragsverhandlung für alle neuen Verträge über die Hauptgewerke würde annähernd zwei Jahre dauern und diesen Zeitraum bereits überschreiten. Auch die

---

<sup>19</sup> Vgl. auch Rohrer, in: Elspas/Graßmann/Rasbach, EnWG, 2018, § 17d Rn. 15.

Zeit zur Herstellung, Lieferung und Errichtung der Komponenten dürfte sodann nicht reichen, um die Fristen nach dem § 59 WindSeeG einzuhalten.

Zwar hatte die Antragstellerin Hinweise gegeben, dass es bei der Fertigung der Plattform Probleme gebe. So wies die Antragstellerin ausweislich von insoweit übereinstimmenden oder jedenfalls nicht bestrittenen Angaben der Antragstellerin und der Beigeladenen zu 1) erstmals am 15.01.2021 auf Rückstände hin und konkretisierte die Hinweise in weiteren Gesprächen am 02.07.2021, 13.08.2021, 01.10.2021, 12.11.2021 und 30.11.2021. Bei all diesen Gelegenheiten stellte die Antragstellerin jedoch nicht die Einhaltung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins in Frage. Noch im Rahmen eines trilateralen Termins zwischen der Antragstellerin, der Beigeladenen zu 1) und der Auftragnehmerin am 30.11.2021 wurden zwar Beschleunigungsoptionen erörtert, eine Verschiebung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins war dagegen den unwidersprochenen Angaben der Beigeladenen zu 1) zufolge kein Thema. Erst am 22.12.2021 informierte die Antragstellerin die Beigeladene zu 1) über ihren Antrag auf Zustimmung zur Verschiebung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins. Die Beigeladene zu 1) durfte sich angesichts dessen bis dahin auf frühere Aussagen der Antragstellerin verlassen, dass diese Rückstände wieder aufgeholt würde bzw. dass keine Änderung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins erfolgen werde. Zwar ist es dem Betreiber der Windenergieanlagen auf See trotz der Informationspflicht nach § 17d Abs. 2 S. 9 2. HS EnWG zuzumuten, sich bei Vorliegen entsprechender Anhaltspunkte vor der finalen Investitionsentscheidung oder dem Abschluss von bindenden Verträgen bei der Antragstellerin hinsichtlich der fristgerechten Errichtung der Anbindungsleitung zu informieren. Dem ist die Beigeladene zu 1) indessen nachgekommen, indem sie die Antragstellerin am 11.11.2021 über die bevorstehende finale Investitionsentscheidung informiert hat. Auch nach dieser Ankündigung erhielt die Beigeladene zu 1) keinen Hinweis dahingehend, dass eine Verschiebung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins erwogen werde oder beabsichtigt sei. Angesichts dessen kann es der Beigeladenen zu 1) nicht vorgeworfen werden, dass sie ihre finale Investitionsentscheidung am 01.12.2021 getroffen hat.

Nachvollziehbar ist, dass die Beigeladene zu 1) im Falle einer Zustimmung zur Verschiebung den Zeitplan zur Errichtung des Windparks Borkum Riffgrund 3 anpasst. Es ist der Beigeladenen nicht zuzumuten, den Windpark planmäßig zu errichten ohne Möglichkeit der Einspeisung und ohne Anspruch auf Entschädigung nach § 17e Abs. 2 EnWG. Zwar ist grundsätzlich denkbar, wie das BSH ausführt, dass im Falle einer Zustimmung zur

Verschiebung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins es für die Beigeladene zu 1) aus Schadensminderungsaspekten sinnvoll sein könnte, die vertragliche Vereinbarung zur Errichtung der Fundamente in Synergie mit dem Windpark Gode Wind 3 umzusetzen. Jedoch hat die Beigeladene zu 1) vorgetragen, dass es am ökonomisch und technisch sinnvollsten wäre, die Realisierung des Windparks Borkum Riffgrund 3 im Umfang der Verzögerung anzupassen, sodass die Beschlusskammer ein Festhalten an dem bisherigen Zeitplan für die Errichtung der Fundamente zur Hebung der Synergien mit dem Windpark Gode Wind 3 für nicht wahrscheinlich hält.

Die von der Beigeladenen zu 1) geltend gemachten Mehrkosten aufgrund eines Stromabnahmevertrags in Höhe von [REDACTED] Euro sind dagegen nicht zu berücksichtigen. Im Unterschied zu den Verträgen zur Errichtung der Windenergieanlagen auf See ist hinsichtlich des Stromabnahmevertrags nicht die Notwendigkeit zu erkennen, diesen bereits vor Ablauf der 30-Monats-Frist abzuschließen. Es erscheint auch nicht marktüblich gewesen zu sein, dass die Beigeladene zu 1) bereits zu diesem Zeitpunkt die [REDACTED]

[REDACTED] Dessen ungeachtet würde die Berücksichtigung der aus diesem Stromabnahmevertrag resultierenden Mehrkosten im Ergebnis nicht zu einem anderen wirtschaftlichen Interesse der Beigeladenen zu 1) an der vorliegenden Entscheidung führen. Denn die Mehrkosten wären sowohl für den Fall der Zustimmung als auch für den Fall der Ablehnung zu berücksichtigen, da diese Mehrkosten aufgrund der [REDACTED] [REDACTED] und nicht aufgrund der Entscheidung im vorliegenden Verfahren entstehen.

Ebenso sind die von der Beigeladenen zu 1) geltend gemachten Mehrkosten für artenschutzrechtliche Neubewertungen betreffend Fisch und Benthos in Höhe von [REDACTED] Euro nicht zu berücksichtigen. Das BSH geht davon aus, dass mit der „weiteren artenschutzrechtlichen Bewertung des OWP BKR03 mit Blick auf Fisch und Benthos“ eine erneute zweijährige Basisaufnahme nach StUK4 für die Schutzgüter Fische und Benthos gemeint ist und hat mitgeteilt, dass eine solche erneute zweijährige Basisaufnahme gemäß Punkt 10.1 des StUK4 nur dann erforderlich sei, wenn zwischen dem Ende der Basisuntersuchung und dem Baubeginn mehr als fünf Jahre liegen, wenn sich also der Baubeginn über den Herbst 2024 hinaus verzögere. Die Beigeladene zu 1) plant jedoch den Bau des Windparks nur bei einer antragsgemäßen Änderung des voraussichtlichen Fer-

tigstellungstermins im selben Umfang zu verschieben. Ausweislich des von der Beigeladenen zu 1) vorgelegten Zeitplans würde die Installation der Fundamente auch im Fall der Zustimmung zur Verschiebung spätestens im Sommer 2024 beginnen, sodass – entgegen den Ausführungen der Beigeladenen zu 1) – eine erneute Basisaufnahme nach StUK nicht erforderlich ist.

3.2.3.2.4 Für den Fall der Ablehnung entstehen der Beigeladenen zu 1) dagegen weniger Mehrkosten. Dies ergibt sich aus der Tatsache, dass die Errichtung des Windparks in diesem Fall weitgehend planmäßig durchgeführt wird. Dies ist auch notwendig, um die Voraussetzung zur Inanspruchnahme der Entschädigung nach § 17e Abs. 2 EnWG zu erfüllen. Allein für die Errichtung der Windturbinen, die für die technische Betriebsbereitschaft möglich, aber nicht zwingend ist, ergeben sich im Fall der Ablehnung weiterhin Mehrkosten. Zwar hat sich die Beigeladene zu 1) auch auf Nachfrage nicht festgelegt, ob sie von der Möglichkeit des § 17e Abs. 2 S. 4 EnWG Gebrauch machen wird, die Windturbinen erst später zu installieren. Sie hat vielmehr angekündigt, die Kosten einer frühen oder späten Installation abzuwägen. Gleichzeitig hat sie aber auch ausgeführt, dass eine frühzeitige Installation mit Trudelbetrieb aus technischen Gründen nicht in Betracht komme. Daher geht die Beschlusskammer davon aus, dass die Beigeladene zu 1) mit hoher Wahrscheinlichkeit von der Möglichkeit des § 17e Abs. 2 S. 4 EnWG Gebrauch machen wird. Dabei verkennt die Beschlusskammer nicht, dass die Errichtung der Fundamente ohne Turbine der Zulassung bedarf, deren Beurteilung dem zuständigen BSH derzeit nicht möglich ist. Der Beschlusskammer ist bewusst, dass § 17e Abs. 2 S. 4 EnWG keinen Anspruch auf Zulassung einer entsprechenden Vorgehensweise vermittelt. Zugleich macht die Stellungnahme des BSH aber auch deutlich, dass eine Zulassung nicht von vornherein ausgeschlossen ist.

Somit entstehen auch im Falle der Ablehnung der Beigeladenen zu 1) vertragliche Mehrkosten, die durch eine spätere Installation der Windturbinen begründet sind. Eine Verschiebung der Installation der Windenergieanlagen um zwölf Monate stellt dabei mit Mehrkosten i. H. v. [REDACTED] Euro den aus Sicht der Beigeladenen zu 1) größten Schaden dar. Diesen Fall legt die Beschlusskammer bei der Bestimmung des wirtschaftlichen Schadens bei einer Nicht-Zustimmung zu Grunde. Sollten Windturbinen gleichwohl früher errichtet werden und die Mehrkosten dadurch sinken, vergrößert dies den Kostenunterschied zum Fall der Zustimmung zur Verschiebung.

3.2.3.3 Wirtschaftliche Interessen der Beigeladenen zu 2) beträgt [REDACTED] Euro.

Die Interessenlage der Beigeladenen zu 2), bei der es sich um eine Schwestergesellschaft der Beigeladenen zu 1) handelt, ergibt sich aus der gemeinsamen Beschaffung der Projektverträge für Konzeption, Beschaffung, Installation und Betrieb der Windparks Gode Wind 3 und Borkum Riffgrund 3. Dabei ist wiederum die Situation bei einer Zustimmung mit der Situation bei einer Ablehnung zu vergleichen. Zwar ist die Beigeladene zu 2), anders als die Beigeladene zu 1), nicht in der Form betroffen, dass sich eine geänderte Anspruchslage hinsichtlich des Anschlusses des Windparks ergibt. Gleichwohl entstehen der Beigeladenen zu 2) vertragliche Mehrkosten und zusätzlicher Aufwand (3.2.3.3.1, 3.2.3.3.2).

Insgesamt beträgt das wirtschaftliche Interesse der Beigeladenen zu 2) [REDACTED] Euro. Dies entspricht der Differenz der Mehrkosten, die sich aus den berücksichtigten Mehrkosten für den Fall einer Zustimmung zur Verschiebung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins und dem Fall der Ablehnung zur Verschiebung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins ergeben.

		Mehrkosten Verschiebung		Mehrkosten Ablehnung
<b>Mehrkosten Beigeladene zu 2)</b>				
- Wegfall von Synergien	3.2.3.3.1	[REDACTED]	3.2.3.3.2	[REDACTED]
<b>Wirtschaftliches Interesse Gode Wind 3 (entspricht Differenz der Mehrkosten)</b>		[REDACTED]		

Tabelle 2: Wirtschaftliches Interesse der Beigeladenen zu 2) für den Windpark Gode Wind 3 in Mio. Euro

3.2.3.3.1 Bei einer Verschiebung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins kann die Beigeladene zu 2) entgegen ihrer bisherigen Planungen die Synergien aus der gemeinsamen Errichtung und des Betriebs der Windparks Gode Wind 3 und Borkum Riffgrund 3 nicht vollständig heben. Dies betrifft insbesondere die Bereiche der Windenergieanlagen, der Fundamente sowie der Betriebsinfrastruktur.

3.2.3.3.2 Im Falle einer Ablehnung fallen die zuvor beschriebenen Mehrkosten nicht an, da die Errichtung des Windparks der Borkum Riffgrund 3 der Beigeladenen zu 1), wie dargestellt, mit Ausnahmen der Windenergieanlagen planmäßig verläuft. Insoweit kann



die Beigeladene zu 2) in diesem Falle die Synergien, mit Ausnahme der Windenergieanlagen, wie geplant heben, weshalb die Mehrkosten im Falle der Ablehnung geringer ausfallen.

3.2.3.4 Das wirtschaftliche Interesse der Beigeladenen zu 1) und zu 2) an einer Ablehnung des Antrags übersteigt das wirtschaftliche Interesse der Antragstellerin bzw. der Offshore-Umlage an einer Zustimmung zur Verschiebung um [REDACTED] Euro.

Wie dargestellt unterscheiden sich die wirtschaftlichen Interessen der Antragstellerin sowie der Beigeladenen zu 1) und zu 2). Dem wirtschaftlichen Interesse der Antragstellerin bzw. der Offshore-Umlage in Höhe von [REDACTED] Euro für ersparte Zahlungen nach § 17e Abs. 2 EnWG steht das kumulierte Interesse der Beigeladenen zu 1) und zu 2) in Höhe von [REDACTED] Euro gegenüber. Das wirtschaftliche Interesse der Beigeladenen zu 1) und zu 2) übersteigt das Interesse der Antragstellerin somit um [REDACTED] Euro, sodass dies für eine Ablehnung des Antrags und somit die Beibehaltung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins spricht. Dabei ist die Möglichkeit, dass die Beigeladene zu 1) auch im Falle der Ablehnung der Zustimmung im 26. Jahr die Windenergieanlagen betreiben und dadurch Einnahmen erzielen wird, nicht berücksichtigt. Das Interesse der Beigeladenen zu 1) würde sich in diesem Fall um weitere [REDACTED] Euro erhöhen.

	Mehrkosten Zustimmung	Mehrkosten Ablehnung	wirtschaftliches Interesse
<b>3.2.3.1 Antragstellerin/Umlage</b>			
Kosten aus § 17e EnWG	[REDACTED]	[REDACTED]	
<b>Summe</b>	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
<b>3.2.3.2 Beigeladene zu 1)</b>			
Entgangene Einnahmen abzgl. zusätzlicher Einnahmen	[REDACTED]	[REDACTED]	
Vertragliche und sonstige Mehrkosten	[REDACTED]	[REDACTED]	
<b>3.2.3.3 Beigeladene zu 2)</b>			
Synergieverluste etc.	[REDACTED]	[REDACTED]	
<b>Summe</b>	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

Tabelle 3: Gegenüberstellung der Mehrkosten und wirtschaftlichen Interessen der Beteiligten bei Zustimmung und bei Ablehnung der Zustimmung zur Verschiebung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins; in Mio. Euro.

3.2.4 Unter volkswirtschaftlichen Kosten sind die Kosten zu verstehen, die der Volkswirtschaft insgesamt durch die Zustimmung oder die Ablehnung der Zustimmung entstehen, unabhängig davon, bei welchem Unternehmen oder bei welcher Person diese Kosten entstehen. Dabei sind in erster Linie die Kosten zu berücksichtigen, die den Beteiligten im Falle der Zustimmung oder der Ablehnung der Zustimmung jeweils entstehen, aber auch weitere volkswirtschaftliche Nachteile, soweit sie von der Entscheidung der Regulierungsbehörde abhängen.

Demnach entstehen im Fall der Zustimmung oder Ablehnung der Zustimmung folgende volkswirtschaftliche Kosten:

	Zustimmung	Ablehnung
Mehrkosten ÜNB/Umlage	0,0	■
Mehrkosten Beigeladen zu 1)	■	■
Mehrkosten Beigeladene zu 2)	■	■
<b>Summe</b>	■	■

*Tabelle 4: Gegenüberstellung der volkswirtschaftlichen Kosten bei Zustimmung und bei Ablehnung der Zustimmung zur Verschiebung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins; in Mio. Euro*

Soweit die Beigeladene zu 1) geltend macht, dass weitere volkswirtschaftliche Kosten dadurch entstünden, dass infolge der fehlenden Einspeisung der Windenergieanlagen auf See die Großhandelspreise für Elektrizität steigen würden und weniger CO<sub>2</sub> vermieden würde, kann offenbleiben, ob diese Effekte tatsächlich eintreten würden und wie sie zu beziffern wären. Denn sie sind nicht abhängig von der Entscheidung über die Zustimmung oder Ablehnung der Zustimmung zur Verschiebung des voraussichtlichen Fertigstellungstermins, sondern von der tatsächlichen Fertigstellung von Anbindungsleitung und Windenergieanlagen auf See.

Somit übersteigen die volkswirtschaftlichen Kosten einer Zustimmung die volkswirtschaftlichen Kosten der Ablehnung der Zustimmung um ■ Euro.

3.2.5 Neben den aufgeführten wirtschaftlichen Belangen, können auch sonstige Aspekte bei der Abwägung zu berücksichtigen sein.

Soweit in der juristischen Literatur angemerkt wird, dass die Belange des Betreibers der Windenergieanlagen auf See umso mehr ins Gewicht fallen, je näher der Eintritt der Verbindlichkeit ist<sup>20</sup>, kommt dem Aspekt keine eigenständige Bedeutung zu. Allein der Zeitablauf lässt das berechnete Interesse des Betreibers der Windenergieanlagen auf See nicht steigen. Notwendig, aber auch ausreichend ist es, dass es gute Gründe gibt, das Interesse als berechnete anzusehen. Das kann – wie ausgeführt – beispielsweise darin bestehen, dass der Abschluss von verbindlichen und kostenwirksamen Beschaffungsverträgen nicht mehr in zumutbarer Weise aufgeschoben werden kann.

Zwar hält die Beschlusskammer [REDACTED] (s. o. 3.1.2). Dies schließt indessen nicht aus, dass nur eine [REDACTED]. Auch wenn das [REDACTED] ist, ist der Beigeladenen zu 1) insofern zuzustimmen, dass ein solches Szenario nicht ausgeschlossen ist. [REDACTED].

Der Eintritt einer [REDACTED] hätte voraussichtlich nur moderate Auswirkungen auf die vertraglichen Mehrkosten der Beigeladenen zu 1) und 2). Denn es dürfte ihnen nicht zumutbar sein, die Errichtungskampagne kurzfristig auf ein neues Zieldatum auszurichten.

Dagegen hätte der Eintritt einer kürzeren Verzögerung erhebliche Auswirkungen auf die Entschädigung nach § 17e Abs. 2 EnWG. Denn der Anspruch auf Entschädigung endet mit der tatsächlichen Fertigstellung der Offshore-Anbindungsleitung. Dies würde sich senkend auf die wirtschaftliche Belastung der Antragstellerin bzw. der Offshore-Umlage im Falle der Ablehnung der Zustimmung auswirken und gleichzeitig das wirtschaftliche Interesse der Beigeladenen zu 1) senken.

Ebenfalls nicht ausgeschlossen ist, dass die [REDACTED]. Zwar liegen diesbezüglich bislang keine konkreten Hinweise vor, das allgemeine Risiko von Verzögerungen besteht aber gleichwohl. Weitere Verzögerungen würden sich zwar auf die wirtschaftliche Situation der Beteiligten auswirken. Dies wäre aber mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht durch die Entscheidung der Regulierungsbehörde über die Zustimmung oder Ablehnung der Verschiebung des voraussichtlichen

---

<sup>20</sup> Broemel, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Aufl. 2015, § 17d Rn. 26.

Fertigstellungstermins verursacht. Zwar würde die Zustimmung zur Verschiebung für ein Jahr die Möglichkeit eröffnen, eine weitere Verschiebung vor Eintritt der Verbindlichkeit durchzuführen. Dies würde aber voraussetzen, dass sich eine weitere Verzögerung innerhalb des nächsten Jahres konkretisieren würde. Dafür gibt es keinerlei Anzeichen, so dass dieses Szenario nur gering ins Gewicht fällt.

3.2.6 Die gegen eine Zustimmung sprechenden Interessen und Belange überwiegen deutlich die für eine Zustimmung sprechenden Interessen und Belange.

Dies gilt zunächst für die volkswirtschaftlichen Kosten. Während bei einer Zustimmung volkswirtschaftliche Mehrkosten im Vergleich zur planmäßigen Fertigstellung von [REDACTED] Euro drohen, sind es im Falle der Ablehnung der Zustimmung lediglich [REDACTED] Euro. Die Zustimmung würde also zu volkswirtschaftlichen Mehrkosten von [REDACTED] Euro führen.

Der Vergleich der wirtschaftlichen Interessen der Beteiligten bestätigt diesen Befund. Das wirtschaftliche Interesse der Beteiligten zu 1) und 2) an der Ablehnung der Zustimmung beträgt insgesamt ca. [REDACTED] Euro, während das wirtschaftliche Interesse der Antragstellerin bzw. der Offshore-Umlage an einer Zustimmung lediglich ca. [REDACTED] Euro umfasst.

Sprechen bereits die volkswirtschaftlichen Kosten und der Vergleich der wirtschaftlichen Interessen der Beteiligten gegen eine Zustimmung zur Verschiebung, stehen sonstige Belange dem nicht entgegen. Im Gegenteil: Würde das [REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED] würde sich dies senkend auf die wirtschaftliche Belastung der Antragstellerin bzw. Offshore-Umlage im Falle der Ablehnung der Zustimmung auswirken. Ferner würden sich die volkswirtschaftlichen Kosten im Falle der Ablehnung der Zustimmung verringern.

4 Die Erhebung von Kosten nach § 91 EnWG bleibt einem gesonderten Verfahren vorbehalten.

### **Rechtsbehelfsbelehrung**

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

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

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

Christian Mielke  
Vorsitzender

Andreas Faxel  
Beisitzer

Dr. Jochen Patt  
Beisitzer