



MITTEILUNG DER KOMMISSION

Leitlinien für Rahmen für kooperative Investitionen in Offshore-Energieprojekte

(C/2024/4277)

Inhalt

	<i>Buchseite</i>
I. EINLEITUNG	2
I.a. EU-Politik und TEN-E-Verordnung	2
I.b. Gründe für die Notwendigkeit von Rahmen für kooperative Investitionen	2
I.c. Anwendungsbereich der vorliegenden Leitlinien	3
II. KOSTEN-NUTZEN-ANALYSEN FÜR MEERESBECKEN	4
II.a. Kosten-Nutzen-Analyse für Meeresbecken als Grundlage für die Kostenaufteilung	4
i. Szenarien und Sensitivitätsanalysen	5
ii. Kontrafaktisches Szenario	5
iii. Referenznetz	6
iv. Gebotszonenkonfiguration	6
v. Verstärkung der Onshore-Netze	6
vi. Kosten-Nutzen-Modellierung	6
vii. Zeitliche und geografische Granularitäten	7
viii. Ergebnisse der SB-CBA	7
II.b. Nicht verbindliche grenzüberschreitende Kostenaufteilung für Meeresbecken	7
i. In die SB-CBCS einzubeziehende Kosten	7
ii. Erheblichkeitsschwelle für Begünstigte mit positiven Nettoauswirkungen	8
iii. Ergebnisse der SB-CBCS	8
III. EMPFEHLUNGEN FÜR PROJEKTSPEZIFISCHE BEWERTUNGEN	8
III.a. Projektspezifische Kosten-Nutzen-Analyse	8
i. Das Verfahren zur Erstellung einer PS-CBA	8
ii. Szenarien und Sensitivitätsanalysen für PS-CBA	9
iii. Kontrafaktische Szenarien für PS-CBA	9
iv. Gebotszonenkonfiguration	10
III.b. Projektspezifische grenzüberschreitende Kostenaufteilung	10
i. Erheblichkeitsschwelle für Begünstigte mit positiven Nettoauswirkungen	10
ii. Beiträge der Nicht-Ansiedlungsmittgliedstaaten	10
III.c. Andere Instrumente als PS-CBCA	11
i. Instrumente zur Erleichterung der vollständigen Nutzung des Instruments der PS-CBCA für Übertragungsprojekte	11
ii. Instrumente zur Schließung einer bestehenden Finanzierungslücke	12

I. EINLEITUNG

I.a. EU-Politik und TEN-E-Verordnung

Die Beschleunigung der Energiewende und die Bündelung der Kräfte zur Verwirklichung eines widerstandsfähigeren Energiesystems bilden die Grundlage des REPowerEU-Plans der Kommission zur raschen Verringerung der Abhängigkeit der EU von fossilen Brennstoffen aus Russland⁽¹⁾. In voller Übereinstimmung damit hat die EU die Erneuerbare-Energien-Richtlinie⁽²⁾ überarbeitet und das Gesamtziel der Union für Energie aus erneuerbaren Quellen bis 2030 auf mindestens 42,5 % angehoben. Erneuerbare Offshore-Energie wird bei der Unterstützung dieser Ziele eine Schlüsselrolle spielen. Sie wird in hohem Maße zur Verwirklichung der Ziele der EU im Bereich der Energie aus erneuerbaren Quellen beitragen, zu einer tragenden Säule ihres künftigen Strommixes werden und ist erforderlich, um bis 2040 den Übergang zu einem vollständig dekarbonisierten Energiesystem zu vollziehen⁽³⁾. Zudem wird durch erneuerbare Offshore-Energie die heimische Energieerzeugung in der EU gesteigert und ihre Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen verringert. Sie wird, wie die jüngsten Auktionsergebnisse bereits gezeigt haben, zu wettbewerbsfähigen Strompreisen führen und dadurch die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie fördern und zu erschwinglichen Preisen für die Verbraucher beitragen. Mit einer heute weitgehend EU-internen Lieferkette und einer wachsenden Nachfrage wird sie neue Möglichkeiten zur Schaffung hochwertiger Arbeitsplätze und zur Bewältigung der Herausforderungen im Hinblick auf die lokale Arbeitslosigkeit in der EU eröffnen.

Ein erstes Ziel der TEN-E-Verordnung (EU) 2022/869 wurde 2023 erreicht, als sich die Mitgliedstaaten auf regionaler Ebene auf kumulative Offshore-Ziele von rund 111 GW bis 2030 und 317 GW bis 2050 einigten⁽⁴⁾, was einem erheblichen Anstieg gegenüber dem im selben Jahr (2023) installierten Kapazität von 19,38 GW in der EU entspricht. Die Vorteile der vorgesehenen enormen Erzeugungskapazitäten dürften über die Grenzen der Mitgliedstaaten, in denen die Projekte physisch angesiedelt sein werden, hinausreichen. Daher werden neue grenzüberschreitende Projekte erforderlich sein, insbesondere hybride Verbindungsleitungen – Übertragungsleitungen zur Anbindung der erneuerbaren Offshore-Energie und zur Vernetzung der Mitgliedstaaten. Dies war eine der Schlussfolgerungen der ersten Ausgabe der Offshore-Netzentwicklungspläne, die von ENTSO-E (Europäischer Verbund der Übertragungsnetzbetreiber) für jedes der fünf Meeresbecken der EU im Januar 2024 entwickelt und veröffentlicht wurden, ein zweites Ergebnis der TEN-E-Verordnung, das auf den regionalen Vereinbarungen der Mitgliedstaaten aufbaut. Die spezifischen Infrastrukturprojekte, die dem in den Offshore-Netzentwicklungsplänen ermittelten Bedarf entsprechen, können im Anschluss daran in den Zehnjahresnetzentwicklungsplänen (TYNDP) berücksichtigt und in die nationalen Energie- und Klimapläne (NEKP) aufgenommen werden. Eine dritte, darauf aufbauende Anforderung der TEN-E-Verordnung besteht darin, dass die Kommission Leitlinien für Kosten-Nutzen-Analysen und die grenzüberschreitende Kostenaufteilung für die Entwicklung der Offshore-Netzentwicklungspläne für jedes Meeresbecken ausarbeitet. Dieser Anforderung kommt sie mit dem vorliegenden Dokument nach. Schließlich ist im Rahmen der TEN-E-Verordnung vorgeschrieben, dass ENTSO-E bis zum 24. Juni 2025 erstmals die Ergebnisse der Anwendung dieser Leitlinien vorlegt. Anschließend sind die regionalen Vereinbarungen, die Offshore-Netzentwicklungspläne und die Ergebnisse der Anwendung der Leitlinien für die Kostenteilung alle zwei Jahre zu aktualisieren. In bestimmten Bereichen, die in diesen Leitlinien zur Kostenaufteilung behandelt werden, kann die vollständige Anwendung ihrer Grundsätze eine Weiterentwicklung der Offshore-Netzentwicklungspläne erfordern. Für die erste Version der von ENTSO-E durchzuführenden Analyse der Anwendung der Kostenaufteilung können also gewisse Vereinfachungen notwendig sein.

I.b. Gründe für die Notwendigkeit von Rahmen für kooperative Investitionen

Die Notwendigkeit einer grenzüberschreitenden Kostenaufteilung für die Entwicklung der Offshore-Netzentwicklungspläne ergibt sich aus mehreren **Besonderheiten von Offshore-Projekten**, die spezielle Aufmerksamkeit erfordern.

Erstens erfordern sie aufgrund ihrer Größe, der Präsenz anderer Tätigkeiten auf See und möglicher grenzüberschreitender Auswirkungen **eine erhebliche Beteiligung der Mitgliedstaaten** bei der Durchführung eines Projekts in ihrem Meeresraum. Die Mitgliedstaaten beteiligen sich an der Entwicklung erneuerbarer Offshore-Energie, indem sie Vorstudien über die Meeresbodenoberfläche und die Meeresumwelt, strategische Umweltpfahrungen, maritime Raumordnungspläne zur Auswahl geeigneter Gebiete, Auktionen für erneuerbare Energie, Pachtverträge für den Meeresboden und politische Ziele für erneuerbare Offshore-Energie ausarbeiten. Da die Maßnahmen eines Mitgliedstaats Auswirkungen auf seine Nachbarn haben können, ist die zwischenstaatliche Zusammenarbeit von wesentlicher Bedeutung. Diese erfordert in den verschiedenen Phasen der Bereitstellung erneuerbarer Offshore-Energie eine starke regionale Zusammenarbeit zwischen den Mitgliedstaaten, auch bei der Kosten- und Nutzaufteilung.

Zweitens sind die regionalen Vereinbarungen der Mitgliedstaaten mit dem Ziel von etwa 317 GW bis 2050 ambitioniert, realistisch und notwendig, um den europäischen Energiesektor bis 2040 zu dekarbonisieren. Sie enthalten Aufschlüsselungen nach Mitgliedstaaten, aus denen hervorgeht, wie die kombinierten Ziele erreicht werden sollen. Allerdings **ist ein Teil dieser nationalen Aufschlüsselungen der regionalen Ziele möglicherweise nicht realisierbar, wenn die grundlegenden Voraussetzungen nicht gegeben sind**. Diese werden dadurch geschaffen, dass sichergestellt wird, dass das von den politischen Zielen erfasste Potenzial der erneuerbaren Offshore-Energie tatsächlich die Nachfrage in der Region erreichen kann, und zwar im Inland (Bereitstellung von Strom für die traditionelle, elektrifizierte und neue Nachfrage), grenzüberschreitend (Stromhandel über hybride Verbindungsleitungen und Onshore-Verbindungsleitungen) und bei der Umstellung auf andere Energieträger (Power-to-X, z. B. Wasserstoff und Ammoniak, für die Inlandsnutzung oder für den Export).

⁽¹⁾ https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/actions-and-measures-energy-prices/repowerEU-2-years_en

⁽²⁾ Richtlinie (EU) 2023/2413.

⁽³⁾ COM(2024) 63 final.

⁽⁴⁾ https://energy.ec.europa.eu/news/member-states-agree-new-ambition-expanding-offshore-renewable-energy-2023-01-19_en

Für eine angemessene Koordinierung der Planung auf EU-Ebene und auf regionaler Ebene sollten einige dieser Bereiche berücksichtigt werden, insbesondere bei künftigen Weiterentwicklungen der Offshore-Netzentwicklungspläne. Gleichwohl hängen einige der grundlegenden Voraussetzungen in hohem Maße von nationalen und lokalen Strategien sowie politischen Maßnahmen ab, z. B. in den Bereichen Industrie (z. B. Dekarbonisierung energieintensiver Industrien), Digitales (z. B. Rechenzentren) und Energie (z. B. Verbindungsleitungen und Wasserstoff). Ohne diese nachfrageorientierten Erwägungen könnte sich die Umsetzung der regionalen Offshore-Ziele in der Tat als nicht realisierbar erweisen: Kann die Erzeugung die Nachfrage nicht effizient erreichen, könnten die Vorteile für einen Mitgliedstaat, der weitere Projekte für erneuerbare Offshore-Energie einleiten möchte, letztlich geringer sein als die Errichtungskosten. Gleichzeitig ist von entscheidender Bedeutung, dass die heimische erneuerbare Offshore-Energie in Europa in vollem Umfang zur Dekarbonisierung Europas und seiner Regionen genutzt wird. Dies erfordert, dass die Mitgliedstaaten aller Regionen ein gemeinsames Verständnis hinsichtlich der Auswirkungen der Entwicklung ihrer regionalen Offshore-Ziele, der Risiken und Folgen für den Fall, dass ein Teil dieser Ziele nicht erreicht wird, sowie der damit verbundenen Kosten und entgangenen Vorteile haben.

Drittens ist der **Zugang zum Stromnetz** eine maßgebliche Besonderheit. Die Anbindung von Offshore-Windparks erfordert in der Regel erhebliche Neuinvestitionen in Stromnetze, da es im Gegensatz zur Situation an Land noch keine vermaschten Offshore-Netze gibt. Hier werden hybride Projekte eine grundlegende Rolle spielen, da sie die Bereitstellung weiterer Kapazitäten an erneuerbarer Energie ermöglichen, die regionale Versorgungssicherheit erhöhen und die Preise begrenzen. Darüber hinaus kann eine hybride Verbindungsleitung die Nutzung der Übertragungsanlagen – und damit ihren Wert – im Vergleich zu einem radial angebundenen Windpark (d. h. über eine direkte Verbindungsleitung zum Land) erhöhen, da der Windpark Zugang zu einem zusätzlichen Markt erhält und die Hybridverbindung bei geringem Wind weiterhin als Verbindungsleitung „dienen“ kann.

Ein gut geplantes Energienetz für erneuerbare Offshore-Energie, das den Meeres- und Landraum optimal nutzt und den Verbund fördert, verringert zudem die Umweltauswirkungen und senkt die Netzinvestitionskosten für den Anschluss derselben Menge an Kapazitäten erneuerbarer Energie. Die Erörterungen der Kostenaufteilung sollten daher auf Planung und Kosten-Nutzen-Analysen gestützt sein, in denen der Wert von hybriden Verbindungsleitungen und deren doppelte Rolle als Verbindungseinrichtung, die die Integration neuer erneuerbarer Offshore-Energie ermöglicht, sowie als reguläre Verbindungsleitung angemessen quantifiziert werden.

Angesichts der Komplexität von Offshore-Energieprojekten erfordert die rechtzeitige Behandlung dieser drei Besonderheiten eine **stärkere Zusammenarbeit** auf regionaler Ebene, die Einrichtung **neuer grenzüberschreitender Projekte** und ein **faires System für die Aufteilung der Investitionskosten, in dem sich die Verteilung der Vorteile niederschlägt**. Daher sind Rahmen für kooperative Investitionen erforderlich, die es den Mitgliedstaaten ermöglichen, ihre kombinierten Ziele zu erreichen und die Schaffung der notwendigen grundlegenden Voraussetzungen sicherzustellen.

I.c. Anwendungsbereich der vorliegenden Leitlinien

Um die enormen Vorteile zu nutzen, die erneuerbare Offshore-Energie mit sich bringt, muss die **Herausforderung** gemeistert werden, einen Konsens über eine **gerechte Aufteilung der Kosten** zu erzielen. Bei einem grenzüberschreitenden Projekt wird diese in der Regel im Rahmen bilateraler Verhandlungen vereinbart. Die letztendliche Vereinbarung über die Zuweisung von Kosten für Offshore-Projekte sollte in der Tat weiterhin projektspezifisch erfolgen, da dafür detaillierte Informationen vorliegen. Um die von den Mitgliedstaaten angestrebten mehr als 300 GW in den nächsten zweieinhalb Jahrzehnten bereitzustellen, ist es jedoch erforderlich, den projektspezifischen Bottom-up-Ansatz durch allgemeine Bewertungen je Meeresbecken zu ergänzen, um die rechtzeitige Einleitung von Erörterungen zu unterstützen, die maßgeblichen Parteien zu ermitteln und einzubinden sowie die Kostenauswirkungen der Umsetzung der regionalen Pläne zu prüfen.

Es sind **Rahmen für kooperative Investitionen** in Offshore-Projekte von grenzüberschreitender Bedeutung **erforderlich, um sicherzustellen, dass die regionalen Ambitionen nicht beeinträchtigt werden**. Mit den vorliegenden Leitlinien sollen die Mitgliedstaaten und die Regulierungsbehörden dabei unterstützt werden, Dialoge über die Grundsätze der Zusammenarbeit von Anfang an zu führen, um den Netzbedarf zu ermitteln, die Entstehung neuer grenzüberschreitender Projekte zu beschleunigen und die Umsetzung politischer Vereinbarungen zu fördern. Frühzeitige regionale Informationen auf der Grundlage gemeinsamer Grundsätze erleichtern es den Mitgliedstaaten, grenzüberschreitende Offshore-Energieprojekte, insbesondere hybride Verbindungsleitungen und gemeinsame Projekte für erneuerbare Offshore-Energie, zu prüfen und in diese zu investieren.

Mit den vorliegenden Leitlinien wird ein Rahmen für die neue **Kosten-Nutzen-Analyse für Meeresbecken** (SB-CBA) und die neue **grenzüberschreitende Kostenaufteilung für Meeresbecken** (SB-CBCS) geschaffen, mit denen die Auswirkungen der Entwicklung eines Offshore-Netzentwicklungsplans bewertet werden. Sie bauen auf den Offshore-Netzentwicklungsplänen auf und werden sie in Zukunft ergänzen. Im Laufe der Zeit werden sie weiterentwickelt, um künftigen Planungsentwicklungen, einschließlich der vektorübergreifenden Integration in Wasserstoffsysteme, Rechnung zu tragen und die Vorteile von hybriden Verbindungsleitungen, den Bedarf am Ausbau der Onshore-Netze und alle anderen relevanten Änderungen besser zu berücksichtigen. Die vorliegenden Leitlinien enthalten zwar die Grundsätze, die auf Entwicklungen des Offshore-Netzentwicklungsplans weitgehend anwendbar sein könnten, können aber im Einklang mit Artikel 15 Absatz 1 der TEN-E-Verordnung aktualisiert werden, wenn dies für notwendig erachtet wird. Neben der Unterstützung der Erörterungen über die Kostenaufteilung werden die SB-CBA und SB-CBCS ab 2026 die Mitgliedstaaten bei künftigen Überarbeitungen ihrer regionalen Ziele für erneuerbare Offshore-Energie unterstützen. Ferner ist zu betonen, dass die SB-CBCS keine verbindlichen Auswirkungen auf Entscheidungen über die projektspezifische grenzüberschreitende Kostenaufteilung (PS-CBCA) hat, die nach wie vor das wichtigste Instrument für die Durchführung tatsächlicher Verhandlungen über die Aufteilung von Investitionen in Vorhaben von gemeinsamem Interesse und Vorhaben von gegenseitigem Interesse sowie in gemeinsame Projekte zur Erzeugung von erneuerbarer Energie sind.

In den Leitlinien werden auch die Besonderheiten von projektspezifischen Kosten-Nutzen-Analysen und Ansätzen der Kostenaufteilung untersucht. Sie enthalten Empfehlungen zur Ergänzung der Leitlinien der Kommission zur Kosten-Nutzen-Aufteilung bei grenzübergreifenden Kooperationsprojekten im Bereich der erneuerbaren Energien ⁽⁵⁾ und der ACER-Empfehlungen über bewährte Verfahren für die Behandlung von Investitionsanträgen (einschließlich CBCA) für Vorhaben von gemeinsamem Interesse ⁽⁶⁾. Im Einklang mit Artikel 16 Absatz 11 der TEN-E-Verordnung sollte ACER sicherstellen, dass die in den vorliegenden Leitlinien der Kommission genannten Grundsätze bei künftigen Aktualisierungen ihrer Empfehlungen konsequent berücksichtigt werden. Schließlich werden in den Leitlinien sowohl für Übertragungs- als auch für Erzeugungsanlagen mögliche neue Instrumente für kooperative Investitionen in Offshore-Energieprojekte von grenzüberschreitender Bedeutung untersucht.

II. KOSTEN-NUTZEN-ANALYSEN FÜR MEERESBECKEN

ENTSO-E ist verpflichtet, auf der Grundlage bereits entwickelter Offshore-Netzentwicklungspläne, d. h. für diejenigen Mitgliedstaaten, die Ambitionen für erneuerbare Offshore-Energie verfolgen, für jeden der fünf **vorrangigen Offshore-Netzkorridore** der TEN-E-Verordnung Kosten-Nutzen-Analysen und Kostenaufteilungsbewertungen durchzuführen. Die SB-CBA und SB-CBCS müssen daher die Mitgliedstaaten einbeziehen, die von jedem der entsprechenden vorrangigen Offshore-Netzkorridore betroffen sind, und zwar:

- Korridor der Offshore-Netze der nördlichen Meere („NSOG“): BE, DE, DK, FR, IE, LU, NL, SE
- Offshore-Netz-Verbundplan für den baltischen Energiemarkt („BEMIP“): DE, DK, EE, FI, LV, LT, PL, SE
- Offshore-Netze im Süden und Westen („SW“): EL, ES, FR, IT, MT, PT
- Offshore-Netze im Süden und Osten („SE“): BG, CY, EL, HR, IT, RO, SI
- Atlantische Offshore-Netze: ES, FR, IE, PT

Der geografische Anwendungsbereich der Analysen und Bewertungen erstreckt sich also auf die an den jeweiligen Meeresbecken gelegenen Mitgliedstaaten. Bei Interesse könnten unter außergewöhnlichen Umständen und in hinreichend begründeten Fällen weitere Mitgliedstaaten, einschließlich Binnenstaaten, oder Drittländer in die Analysen und Bewertungen einbezogen werden, wozu eine Beurteilung im Einzelfall erforderlich wäre.

II.a. Kosten-Nutzen-Analyse für Meeresbecken als Grundlage für die Kostenaufteilung

Eine Kosten-Nutzen-Analyse hilft den Entscheidungsträgern, die erwarteten Ergebnisse der Umsetzung eines Plans oder Projekts zu ermitteln und so ein Fundament für die Gespräche zwischen den beteiligten Parteien zu schaffen. Die SB-CBA bezieht sich auf die Ermittlung von Kosten und Nutzen im Zusammenhang mit der Verwirklichung eines Offshore-Netzentwicklungsplans und enthält Informationen für die Mitgliedstaaten über die Auswirkungen ihrer Ambitionen im Hinblick auf erneuerbare Offshore-Energie.

⁽⁵⁾ Bekanntmachung der Kommission: Leitfaden zur Kosten-Nutzen-Aufteilung bei grenzübergreifenden Kooperationsprojekten im Bereich der erneuerbaren Energien – Europäische Kommission (europa.eu).

⁽⁶⁾ https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Recommendations/ACER_Recommendation_02-2023_CBCA.pdf

i. *Szenarien und Sensitivitätsanalysen*

Jede SB-CBA ist anhand der jüngsten gemeinsamen Szenarien durchzuführen, die im Einklang mit Artikel 12 der TEN-E-Verordnung im Rahmen des Zehnjahresnetzentwicklungsplan (TYNDP) festgelegt wurden. Die Verwendung mehrerer Szenarien trägt dazu bei, verschiedene mögliche Zukunftsszenarien zu berücksichtigen, z. B. eine mögliche höhere Nachfrage aufgrund anderer Erwartungen etwa in Bezug auf die Elektromobilität, Rechenzentren oder die Flexibilitätsverfügbarkeit. Alle TYNDP-Szenarien müssen den regionalen Zielen der Mitgliedstaaten für erneuerbare Offshore-Energie Rechnung tragen, aber bei den verschiedenen Szenarien könnten unterschiedliche Werte innerhalb der in den Vereinbarungen angegebenen Bandbreiten berücksichtigt werden.

Ungewissheit sollte in erster Linie durch die Verwendung der verschiedenen gemeinsamen TYNDP-Szenarien und nicht durch Sensitivitätsanalysen begegnet werden. In Bezug auf die einzelnen Pläne wird eine höhere Robustheit bei einem großen geografischen und zeitlichen Horizont in erster Linie durch die Einführung mehrerer Szenarien erreicht. Sensitivitäten gegenüber einzelnen Variablen können auf Projektebene relevant sein.

ii. *Kontrafaktisches Szenario*

Das kontrafaktische Szenario ist die Alternative, mit der die Vorteile und Kosten der Realisierung des Offshore-Netzentwicklungsplans verglichen werden, d. h. die andere realistische Entwicklung, die anstelle der im Offshore-Netzentwicklungsplan vorgesehenen Entwicklung eintreten könnte. Dies dient der Ermittlung des Mehrwerts, der sich aus der Verwirklichung des Offshore-Netzentwicklungsplans und der darin aufgezeigten Möglichkeiten der Zusammenarbeit ergibt. Für jede SB-CBA sollte mit kontrafaktischen Szenarien geprüft werden, inwieweit die regionalen Ziele für erneuerbare Offshore-Energie insgesamt realistischerweise ohne Zusammenarbeit verwirklicht werden können. So dürften beispielsweise einige radial angebundene Windparks für Standorte jenseits bestimmter Entfernungen zu teuer sein, weshalb sie durch hybride Verbindungsleitungen wirtschaftlich interessant gemacht werden müssen. In solchen Fällen ist die realistische Alternative zu einem bestimmten Hybridprojekt möglicherweise keine radiale Anbindung, sondern der gänzliche Verzicht auf ein Projekt. Ebenso kann das Interesse eines Ansiedlungsmitgliedstaats an der Auktion zusätzlicher Offshore-Erzeugung zurückgehen, wenn keine neuen Onshore-Verbindungsleitungen eingerichtet werden, die sicherstellen, dass der zusätzliche Strom große Nachfragezentren erreichen kann. Das kontrafaktische Szenario sollte dann von einer teilweisen Verringerung der einzurichtenden Offshore-Erzeugungskapazitäten ausgehen.

Die Ermittlung einer solchen realistischen alternativen Entwicklung im Rahmen des kontrafaktischen Szenarios ist allerdings nicht einfach. Bei der Festlegung ihrer regionalen Offshore-Ziele achten die Mitgliedstaaten genau auf Einschränkungen wie das verfügbare Offshore-Windenergiepotenzial, den verfügbaren Meeresraum, das Vorhandensein von Umweltschutzgebieten, die öffentliche Unterstützung usw. In den Offshore-Netzentwicklungsplänen wird dann die grenzüberschreitende (und radiale) Übertragungsinfrastruktur dargelegt, die erforderlich ist, damit die Ambitionen verwirklicht werden können. Im kontrafaktischen Szenario muss berücksichtigt werden, dass diese Einschränkungen die Offshore-Kapazität, die bereitgestellt werden kann, weiter begrenzen, wenn die im Offshore-Netzentwicklungsplan angenommene Zusammenarbeit nicht erfolgt. Insbesondere sind sowohl inländische als auch grenzüberschreitende Nachfragebeschränkungen von entscheidender Bedeutung, um zu quantifizieren, inwieweit das faktische Szenario unrealistisch ist, wenn keine neuen grenzüberschreitenden Projekte durchgeführt werden. Über ein bestimmtes Niveau des Ausbaus der Offshore-Erzeugung hinaus kann der Marginaleffekt neuer Offshore-Windparks angesichts der erwarteten Inlandsnachfrage in dem Mitgliedstaat, in dem der Ausbau erfolgt, sowie der zur Verfügung stehenden Handelsmöglichkeiten über die bereits bestehende grenzüberschreitende Energieinfrastruktur begrenzt sein, wenn keine Zusammenarbeit erfolgt.

Da die Mitgliedstaaten dafür zuständig sind, die Ambitionen, den Standort und die Auktionen für erneuerbare Offshore-Energie festzulegen, spielen sie auch eine Schlüsselrolle bei der Bewertung, welche Folgen es für die Verwirklichung der regionalen Offshore-Ziele hat, wenn eine neue grenzüberschreitende Infrastruktur, die im optimierten Offshore-Netzentwicklungsplan ermittelt wurde, fehlt. Daher sollten die Mitgliedstaaten in dem kontrafaktischen Szenario auch ihre Erwartung hinsichtlich der bei Ausfuhrbeschränkungen umsetzbaren Offshore-Ziele berücksichtigen und dabei weiterhin ambitioniert bleiben und in jeder Region einen kohärenten Ansatz anstreben. Das kontrafaktische Szenario sollte von radial angebundene Projekten bis zu dem als realistisch erachteten Erzeugungsniveau ausgehen und über diesem Niveau voraussetzen, dass kein Projekt umgesetzt wird.

Dieses Vorgehen sollte für die Mitgliedstaaten von großem Nutzen sein, da dadurch nicht nur sichergestellt wird, dass die SB-CBA mit einem geeigneten kontrafaktischen Szenario bewertet wird, sondern dass auch verstanden wird, dass ihre Ambitionen im Bereich der erneuerbaren Offshore-Energie von einer fruchtbaren regionalen politischen Zusammenarbeit abhängig sind. Darüber hinaus kann die Bestimmung des nicht umsetzbaren Teils von Zielen wie den regionalen Offshore-Zielen grenzüberschreitende Auswirkungen haben und sollte daher idealerweise regional auf der Grundlage nationaler Bewertungen und gemeinsam vereinbarter Grundsätze erfolgen. Die hochrangigen Gruppen^(?) oder die TEN-E-Regionalgruppen könnten als Foren zur Unterstützung dieses Prozesses dienen. Angesichts der zeitlichen Einschränkungen werden für die erste Ausgabe der SB-CBA Vereinfachungen in Bezug auf das kontrafaktische Szenario erforderlich sein.

(?) https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/high-level-groups_en

iii. Referenznetz

Das Referenznetz ist das Basisnetz, das bis zum jeweiligen Zeithorizont der SB-CBA voraussichtlich vorhanden sein wird. Kosten und Nutzen werden für das faktische (Offshore-Netzentwicklungsplan) und das kontrafaktische Szenario modelliert, wobei ein solches Referenznetz als das Netz betrachtet wird, das um faktische oder kontrafaktische Aspekte ergänzt oder reduziert wird. Das für alle SB-CBA verwendete Referenznetz sollte für jeden betreffenden Zeithorizont dem EU-weiten Modell entsprechen, das für die projektspezifischen CBA des TYNDP verwendet wird, um die Kohärenz mit den systemweiten Bewertungen des TYNDP sowie die Berücksichtigung anderer Meeresbeckenprojekte und -bedürfnisse sicherzustellen.

iv. Gebotszonenkonfiguration

Die Konfiguration der Gebotszonen kann sich auf die Aufteilung der Vorteile zwischen den Mitgliedstaaten auswirken. Für den in den Offshore-Netzentwicklungsplänen ermittelten Bedarf an hybriden Verbindungsleitungen sollte in der SB-CBA für die angebundene Erzeugung eine Offshore-Gebotszonenkonfiguration verwendet werden, da diese die Netzbedingungen im Rahmen der Kapazitätsberechnungs- und -zuweisungsverfahren besser widerspiegelt^(*).

v. Verstärkung der Onshore-Netze

Die Realisierung von Offshore-Netzentwicklungsplänen erfordert eine erhebliche Verstärkung der Onshore-Netze, wodurch entsprechende Kosten anfallen und sich Vorteile wie geringere Einschränkungen ergeben. Die SB-CBA sollte für die Mitgliedstaaten, die an den jeweiligen Meeresbecken gelegen sind, Bewertungen einer Verstärkung der Onshore-Netze umfassen. Die Ermittlung der für die Realisierung der Offshore-Netzentwicklungspläne erforderlichen Verstärkungen stellt eine Herausforderung bei der Modellierung dar, da eine im Offshore-Netzentwicklungsplan ermittelte Onshore-Verstärkung auch für den Bedarf eines anderen Onshore-Systems erforderlich sein könnte. Würden die Kosten und Nutzen von der Analyse des Bedarfs an Onshore-Verstärkung ausgenommen, erhielten die Mitgliedstaaten allerdings nur eine begrenzte Übersicht über die Folgen der Entwicklung der Offshore-Netzentwicklungspläne. Zudem können diese Faktoren entscheidend sein, um das Interesse der Mitgliedstaaten an der Einführung zu bekräftigen, da sie die Gewissheit betreffen, dass Strom aus erneuerbarer Offshore-Energie tatsächlich die Nachfrage erreichen wird. Überschneidet sich der Bedarf an einer Verstärkung des Onshore-Netzes hinsichtlich der Integration erneuerbarer Offshore-Energie und anderer Onshore-Anforderungen, sollte nur der Teil des Onshore-Verstärkungsbedarfs berücksichtigt werden, der allein aufgrund des Offshore-Bedarfs als eindeutig notwendig ermittelt werden kann. Ferner sollte berücksichtigt werden, dass eine geringere Bereitstellung von erneuerbarer Offshore-Energie infolge einer geringeren Zusammenarbeit zu einem noch höheren Bedarf an erneuerbarer Onshore-Energie führen würde, wodurch ebenfalls der Bedarf an Onshore-Netzen erhöht werden könnte.

ENTSO-E sollte transparente Informationen über die Annahmen bereitstellen, die zur Unterscheidung des Ausbaubedarfs im Zusammenhang mit Offshore-Erzeugungskapazitäten getroffen wurden. Falls erforderlich, sollte ENTSO-E Leitlinien von den hochrangigen Gruppen oder den TEN-E-Regionalgruppen einholen.

vi. Kosten-Nutzen-Modellierung

Die im Rahmen der SB-CBA bewerteten Auswirkungen sollten mindestens die folgenden Vorteile des TYNDP umfassen: sozioökonomischer Wohlstand, Veränderung der CO₂-Emissionen, Emissionen außer CO₂ (einschließlich Luftschadstoffen), Angemessenheit des Systems und Integration von erneuerbarer Energie. Soweit möglich, sollten auch die Auswirkungen auf die biologische Vielfalt und andere relevante externe Umwelteffekte (z. B. andere Arten der Umweltverschmutzung) bewertet werden. Was Letztere betrifft, ist die Bereitstellung von erneuerbarer Offshore-Energie ein offensichtlicher Vorteil der Entwicklung von Offshore-Hybrid- und radialen Übertragungsinfrastrukturen. Hybride Übertragungsleitungen bringen angesichts ihrer Rolle als Verbindungsleitungen zusätzlich Vorteile bei der Integration von erneuerbarer Onshore-Energie mit sich. Darüber hinaus werden durch die Bewertung des kontrafaktischen Szenarios die Vorteile der Offshore-Erzeugung, die andernfalls nicht verwirklicht würden, quantifiziert.

Die Kosten sollten nach Möglichkeit in erster Linie auf den CAPEX basieren. Es sollten nur die Übertragungskosten einbezogen werden, d. h. nicht die Erzeugung, deren Kosten kommerziell bestimmt sind und nur durch projektspezifische Ausschreibungen aufgezeigt werden, während die entsprechenden Vorteile wie oben beschrieben berücksichtigt werden. ENTSO-E sollte keine aktuellen und künftigen Entwicklungen der Investitionskosten für Offshore-Windparks schätzen. Alle im Offshore-Netzentwicklungsplan identifizierten Übertragungsanlagen sollten in der SB-CBA bewertet werden. Die Betriebskosten können einen erheblichen Teil der Gesamtkosten der Umsetzung von Offshore-Netzentwicklungsplänen ausmachen, sind jedoch häufig mit projektspezifischen Besonderheiten wie Netzverlusten oder Wartung verbunden und können auf Ebene der Meeresbecken nur schwer angemessen bewertet werden. Der Bedarf an Regelreserven kann ebenfalls durch die Bereitstellung von erneuerbarer Offshore-Energie beeinflusst werden, jedoch sind SB-CBA für solche Bewertungen möglicherweise nicht geeignet. In diesem Zusammenhang könnten die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in Erwägung ziehen, die regionalen Koordinierungszentren zu ersuchen, spezielle Bewertungen durchzuführen, für die im Rahmen ihrer Aufgaben bei der regionalen Dimensionierung Beschaffung die Offshore-Erzeugung berücksichtigt wird. ENTSO-E sollte prüfen, welche Betriebskosten solide in die SB-CBA integriert werden könnten. Bei der Zusammenarbeit an einem konkreten grenzüberschreitenden Projekt möchten die Mitgliedstaaten möglicherweise alle relevanten Betriebskosten, die über die vom ENTSO-E auf Ebene der Meeresbecken berücksichtigten Kosten hinausgehen, in die jeweilige projektspezifische Kosten-Nutzen-Analyse einbeziehen.

^(*) SWD(2020) 273 final.

vii. *Zeitliche und geografische Granularitäten*

Die mit der Durchführung der Offshore-Netzentwicklungspläne verbundenen Risiken nehmen im Laufe der Zeit zu, z. B. weil sich die Planungsergebnisse ändern können, wenn andere Entwicklungen in dem Land eintreten, oder weil möglicherweise alternative Projekte ermittelt werden. Aufgrund derartiger komplexer zeitbedingter Risiken ist eine zeitliche Unterscheidung erforderlich. Die SB-CBA sollte für 2040 und 2050 vorgenommen werden. Angesichts der Zeit, die für die Entwicklung eines Offshore-Energieprojekts erforderlich ist, und des Zeitpunkts, zu dem die ersten SB-CBA veröffentlicht werden, sollten 2030 keine Bewertungen vorgenommen werden, da sie den Mitgliedstaaten keine nützlichen Informationen bieten würden.

Die Ergebnisse der SB-CBA sollten für jeden Mitgliedstaat einzeln sowie in aggregierter Form je Meeresbecken bestimmt werden. Dadurch erhalten die Mitgliedstaaten in einer Region die Instrumente, um die Nettoempfänger der umgesetzten Offshore-Netzentwicklungspläne zu ermitteln und wiederum Projektkonzeptionen in die Wege zu leiten, in die abgesehen von den Mitgliedstaaten, in denen die Projekte physisch angesiedelt sind, weitere Mitgliedstaaten einbezogen werden. Ebenso erhalten sie dadurch die Möglichkeit, die vollständigen allgemeinen Auswirkungen der Verwirklichung eines Offshore-Netzentwicklungsplans gemeinsam zu erörtern. In späteren projektspezifischen Erörterungen kann bewertet werden, ob einige der Mitgliedstaaten, die ursprünglich in den SB-CBA-Ergebnissen berücksichtigt wurden, tatsächlich nicht von einem betreffenden Projekt profitieren (und wahrscheinlich von anderen Projekten des Offshore-Netzentwicklungsplans profitieren). Gleichzeitig können diejenigen Mitgliedstaaten, die davon profitieren, frühzeitig ermittelt und in das Verfahren einbezogen werden, wodurch das Risiko minimiert wird, dass eine späte Einbeziehung in eine projektspezifische Kostenzuweisung scheitert.

viii. *Ergebnisse der SB-CBA*

Die relevanten ÜNB und nationalen Regulierungsbehörden, ACER und die Kommission sollten angemessen in die SB-CBA-Verfahren von ENTSO-E einbezogen werden. ENTSO-E sollte seine Ergebnisse zu den vorrangigen TEN-E-Netzkorridoren in den jeweiligen regionalen Gruppen oder gegebenenfalls in hochrangigen Gruppen vorstellen. Die Ergebnisse sollten in Euro in Form einer besten Schätzung des TYNDP-Szenarios vorgelegt werden, in dem Unsicherheitsbereiche aufgezeigt werden, aus denen die anderen gemeinsamen TYNDP-Szenarien hervorgehen. In der SB-CBA sollten die Mitgliedstaaten mit positiven und negativen Nettoauswirkungen ermittelt werden. Zudem sollte sie eine Zusammenfassung des gesamten Infrastrukturbedarfs für die Entwicklung eines Offshore-Netzentwicklungsplans und, soweit möglich, seiner Auswirkungen auf die SB-CBA-Ergebnisse enthalten.

Um regionale Erörterungen weiter zu erleichtern, sollten die nationalen Regulierungsbehörden einer Region das von ENTSO-E durchgeführte SB-CBA-Verfahren bewerten und gegebenenfalls mit Blick auf deren Ergebnisse Unterstützung leisten. Dies kann dazu beitragen, im Vorfeld für regulatorische Unterstützung und Engagement zu sorgen, wodurch in projektspezifischen Schritten Reibungen und Zeitaufwand verringert werden. Darüber hinaus sollte ACER in Erwägung ziehen, für alle SB-CBA eine Stellungnahme vorzulegen.

Ergibt eine SB-CBA für bestimmte grenzüberschreitende Infrastrukturanforderungen positive Ergebnisse, sollten diese weiter untersucht werden. Daher ist zu erwarten, dass in die regionalen Investitionspläne (d. h. Projektstudien) oder in die TYNDP projektspezifische Bewertungen aufgenommen werden.

II.b. **Nicht verbindliche grenzüberschreitende Kostenaufteilung für Meeresbecken**

Die SB-CBCS sollte auf der Grundlage der Kosten und des Nutzens der Realisierung von Offshore-Netzentwicklungsplänen Informationen über Erwägungen zur Kostenaufteilung auf regionaler Ebene umfassen. Das Ergebnis dieses Verfahrens dient der Information und ist unverbindlich, führt also nicht zu einer tatsächlichen Kostenaufteilung.

i. *In die SB-CBCS einzubeziehende Kosten*

Die Einbeziehung des gesamten Netzbedarfs, der für die Verwirklichung der regionalen Offshore-Ziele erforderlich ist, in die SB-CBA ermöglicht es den Mitgliedstaaten (sowie den ÜNB und der Lieferkette), die erforderlichen Informationen über den Kooperationsbedarf, den Umfang der Ausrüstung, Hinweise zu den Vorteilen der Entwicklung grenzüberschreitender Übertragungsprojekte, die die Ausschöpfung eines sonst nicht umsetzbaren Offshore-Potenzials ermöglichen, sowie weitere Informationen, die für mögliche Überarbeitungen der regionalen Offshore-Ziele relevant sind, zu gewinnen.

Bei der Kostenaufteilung sollte nur ein Teil des Infrastrukturbedarfs, der in einem Offshore-Netzentwicklungsplan und einer SB-CBA enthalten ist, Gegenstand der SB-CBCS sein: derjenige, die eindeutig grenzüberschreitende Bedeutung hat. Was den Bedarf an hybrider Infrastruktur betrifft, umfasst dies das Offshore-Netzübertragungssystem von den Erzeugungsanlagen für Strom aus erneuerbarer Offshore-Energie in zwei oder mehr Mitgliedstaaten. Ein gewisses Maß des Bedarfs an Infrastruktur zur radialen Anbindung ist möglicherweise ebenfalls für die Kostenaufteilung relevant. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn er Teil eines Infrastrukturbedarfs ist, der im Rahmen eines Offshore-Netzentwicklungsplans ermittelt wurde und für den in einer späteren Phase der Ausbau zu einer Hybrideinrichtung vorgesehen ist. Einige Onshore-Netzverstärkungen sind für die Entwicklung von Offshore-Netzentwicklungsplänen ebenfalls relevant und haben eindeutig eine grenzüberschreitende Bedeutung. Um Fairness bei den Erörterungen über die Kostenaufteilung im Zusammenhang mit der Integration von erneuerbarer Offshore-Energie sicherzustellen, sollten diese grundsätzlich auch in die SB-CBCS einbezogen werden, soweit wie oben beschrieben eine geeignete Methode festgelegt werden kann.

Indem im SB-CBCS-Anwendungsbereich nur der Infrastrukturbedarf beibehalten wird, der eindeutig für die Integration von erneuerbarer Offshore-Energie relevant ist und grenzüberschreitende Bedeutung hat, können die Mitgliedstaaten in einer Region ermitteln, welcher Bedarf für die Konzeption und nach den Verhandlungen über die Kostenaufteilung konkreter grenzüberschreitender Projekte in einem bestimmten Zeithorizont (2040 oder 2050) am ehesten relevant ist. Dies wird dazu beitragen, den Umfang potenzieller Gruppen von zu bündelnden Projekten frühzeitig im Voraus festzulegen und die nationalen Regulierungsbehörden und ÜNB rechtzeitig einzubeziehen.

ii. *Erheblichkeitsschwelle für Begünstigte mit positiven Nettoauswirkungen*

Die Verhandlungen über konkrete Projekte haben direkte Auswirkungen auf die Kostenzuweisung, weshalb die Benennung von Begünstigten mit positiven Nettoauswirkungen für eine projektspezifische grenzüberschreitende Kostenzuweisung die Verwendung von Erheblichkeitsschwellen erfordert, um pragmatisch zu bleiben. Dadurch wird sichergestellt, dass die modellierten Beiträge von Nicht-Ansiedlungsmitgliedstaaten, die einen geringen Umfang haben, die Verhandlungs- und Verwaltungskosten für ein einzelnes Projekt nicht wesentlich erhöhen, d. h. die Zahl der beteiligten Parteien nicht übermäßig erhöhen.

Auf Ebene, die konzeptionell ohne verbindliche Kostenauswirkungen ist, gelten diese Argumente nicht, während Opportunitätskosten dadurch entstehen können, dass Begünstigte mit relativ geringeren positiven Nettoauswirkungen nicht hinreichend im Voraus ermittelt und einbezogen werden. Darüber hinaus könnte jeder kleine Schwellenwert auf Ebene zu erheblichen Lücken in Bezug auf den Gesamtbetrag der abgedeckten Kosten führen, wobei sich der Infrastrukturbedarf eines einzelnen Mitgliedstaats über ein ganzes Jahrzehnt hinweg potenziell auf eine große Zahl von Projekten und Investitionskosten erstrecken könnte. Daher sollte für die SB-CBCS keine Mindestschwelle für die Erheblichkeit positiver Nettoauswirkungen verwendet werden.

iii. *Ergebnisse der SB-CBCS*

Die relevanten ÜNB und nationalen Regulierungsbehörden, ACER und die Kommission sollten angemessen in die SB-CBA-Verfahren von ENTSO-E einbezogen werden, deren Ergebnisse im Hinblick auf die vorrangigen TEN-E-Netzkorridore ENTSO-E vorstellen sollte. ENTSO-E sollte den Antrag auf Kostenaufteilung für jeden Mitgliedstaat pro Meeresbecken, aufgeschlüsselt nach Jahrzehnt (2040 und 2050) in Euro auf der Grundlage einer in Bezug auf den Anteil des Nutzens proportionalen Verteilung melden. Die SB-CBCS sollte außerdem eine Zusammenfassung des gesamten für die regionale Kostenaufteilung maßgeblichen Infrastrukturbedarfs und, soweit möglich, seiner Auswirkungen auf die SB-CBCS-Ergebnisse enthalten.

III. EMPFEHLUNGEN FÜR PROJEKTSPEZIFISCHE BEWERTUNGEN

III.a. **Projektspezifische Kosten-Nutzen-Analyse**

i. *Das Verfahren zur Erstellung einer PS-CBA*

Bei der Aufnahme von Erörterungen und Verhandlungen über die Kostenaufteilung für konkrete grenzüberschreitende Offshore-Übertragungsprojekte stützen sich die nationalen Regulierungsbehörden auf projektspezifische Kosten-Nutzen-Analysen (PS-CBA). Dies kann auch der Fall sein, wenn die Mitgliedstaaten grenzüberschreitende gemeinsame Projekte für erneuerbare Offshore-Energie erörtern, möglicherweise um statistische Transfers auszuhandeln oder eine gemeinsame Förderregelung zur Schließung einer Investitionslücke zu schaffen. In beiden Fällen können die nationalen Regulierungsbehörden und/oder die Mitgliedstaaten beschließen, Modellrechnungen an ÜNB zu delegieren.

Die Gefahr eines Scheiterns der Verhandlungen über grenzüberschreitende Projekte kann begrenzt werden, indem das Verfahren von den beteiligten Parteien im Voraus vereinbart wird. Ein **koordinierter Ansatz für grenzüberschreitende Übertragungsanlagen** kann beispielsweise darin bestehen, dass

1. zwischen den betreffenden Mitgliedstaaten eine Absichtserklärung oder Ähnliches abgeschlossen wird,
2. zwischen den relevanten ÜNB eine Absichtserklärung oder Ähnliches abgeschlossen wird,
3. die relevanten nationalen Regulierungsbehörden gemeinsam Annahmen vereinbaren, die von den ÜNB zu berücksichtigen sind,
4. die ÜNB gemeinsam eine PS-CBA ausarbeiten,
5. die nationalen Regulierungsbehörden die Ergebnisse gemeinsam validieren oder gemeinsam um Änderungen der ÜNB ersuchen.

Die gemeinsame Vereinbarung von Annahmen, die in einer PS-CBA (z. B. Anzahl und Art der zu berücksichtigenden Szenarien) und bei der Durchführung gemeinsamer Modellierungen zu verwenden sind, kann die Meinungsverschiedenheiten, die sich aus der Verwendung divergierender Modellierungsansätze und -ergebnisse ergeben, weitgehend verringern. Es ist zu beachten, dass die Mitgliedstaaten gemäß den nationalen Gepflogenheiten auch in das Verfahren für die Übertragungsanlagen einbezogen werden können, z. B. in die Validierung der Annahmen oder Ergebnisse (beispielsweise wenn einige Mitgliedstaaten nationale Investitionspläne für die ÜNB in ihrem Hoheitsgebiet genehmigen). Das vorgeschlagene koordinierte PS-CBA-Verfahren sollte als Orientierungsrahmen dienen, bei dem je nach Bedarf Flexibilität geboten werden sollte. So könnte eine Gruppe von Mitgliedstaaten beispielsweise zu der Auffassung gelangen, dass Absichtserklärungen die erforderliche Verhandlungszeit verlängern könnten, anstatt sie zu verkürzen, und sie daher für unnötig halten oder beschließen, dass einige Schritte parallel dazu unternommen werden sollten.

Bei **grenzüberschreitenden Offshore-Erzeugungsprojekten** können die betreffenden Mitgliedstaaten die PS-CBA gemeinsam durchführen. Sie sollten zunächst über den Ansatz für die Entwicklung der gemeinsamen Modellrechnungen entscheiden (z. B. direkt selbst, Delegation an ihre jeweiligen Energieagenturen, Übertragung an relevante ÜNB oder durch Ausschreibung von Beratungsdiensten). Anschließend sollten sie gemeinsam über die zu verwendenden Annahmen entscheiden (z. B. Szenarien und mögliche Einbeziehung der Verstärkung der Onshore-Netze in die Bewertung) und wie zuvor vereinbart die PS-CBA gemeinsam entwickeln.

Können komplexe grenzüberschreitende Offshore-Projekte **sowohl ein Hybrid-Verbindungsleitungsprojekt als auch ein gemeinsames Projekt für erneuerbare Offshore-Energie** umfassen, sollten die betreffenden Mitgliedstaaten und nationalen Regulierungsbehörden für Kohärenz in den jeweiligen PS-CBA für die beiden Projekte sorgen. Sie sollten einerseits sicherstellen, dass die Annahmen für beide Projekte kohärent sind, und andererseits eine Doppelzählung von Kosten und Nutzen vermeiden. Gleichzeitig sollten sie das Risiko von Verzögerungen minimieren, insbesondere wenn die Investitionsentscheidungen für die betreffenden Projekte zu unterschiedlichen Zeiten getroffen werden. Beispielsweise könnte die endgültige Kostenzuweisung für die Übertragungsanlage früher entschieden werden müssen, wenn die Inbetriebnahme wesentlich länger dauern würde als für den Offshore-Windpark. Sie können auch beschließen, die beiden Projektbewertungen zu einer einzigen ganzheitlichen Bewertung zusammenzufassen. Ein solcher Ansatz sollte jedoch stets die Unterscheidung ermöglichen zwischen den infrastrukturenspezifischen Ergebnissen zur Prüfung der nationalen Regulierungsbehörden bei ihren Entscheidungen über die grenzüberschreitende Kostenaufteilung einerseits und den erzeugungsspezifischen Informationen, die für die Kosten-Nutzen-Aufteilung der Mitgliedstaaten maßgeblich sind, um die Kosten für Statistiken über erneuerbare Energie und Fördermaßnahmen aufzuteilen, andererseits.

Energieinseln sind eine weitere Art komplexer Projekte, die erhebliche Investitionen erfordern und sehr unterschiedliche Projektkonzepte, Eigentumsstrukturen und Finanzierungsmechanismen aufweisen können. Daher sollten das Verfahren und die Analysen für eine Energieinsel einzelfallabhängig unter Berücksichtigung ihrer Merkmale untersucht werden.

ii. Szenarien und Sensitivitätsanalysen für PS-CBA

Gemäß Artikel 16 Absatz 4 der TEN-E-Verordnung sollten bei den für die Projektanalysen zu verwendenden **Szenarien** zumindest die gemeinsamen TYNDP-Szenarien berücksichtigt werden. Die Einführung weiterer Szenarien, bei denen verschiedene mögliche zukünftige Entwicklungen berücksichtigt werden, könnte die Robustheit verbessern. Sie birgt aber auch die Risiken, dass sich Überschneidungen mit TYNDP-Szenarien ergeben, dass sich die Modellierungszeiten verlängern und sich möglicherweise die Verhandlungskosten erhöhen. Die TEN-E-Verordnung bietet einen Rahmen für die Entwicklung gemeinsamer TYNDP-Szenarien, der sicherstellt, dass die Interessenträger umfangreich einbezogen werden und Einfluss nehmen können. Die nationalen Parteien sollten sich daher aktiv beteiligen, damit die Szenarien hochwertig und vertrauenswürdig sind, sodass der Bedarf an zeitaufwendigen (und manchmal kontraproduktiven) zusätzlichen Szenarien minimiert wird.

Anstelle zusätzlicher Szenarien können **Sensitivitätsanalysen** zu TYNDP-Szenarien wirksame Instrumente sein, um die Robustheit der Projektbewertungen weiter zu erhöhen. Dabei wird bewertet, wie sich der Projektwert ändert, wenn eine wesentliche Annahme verändert wird, um zu ermitteln, welche Annahmen sich am stärksten auf die Ergebnisse der PS-CBA auswirken. Für den Fall, dass zusätzliche Szenarien über den TYNDP hinaus für notwendig erachtet werden, z. B. um neue lokale Informationen zu berücksichtigen, die nach der Entwicklung der TYNDP-Szenarien verfügbar wurden, erfordert die TEN-E-Verordnung, dass diese mit dem Unionsziel der Klimaneutralität bis 2050 sowie den energie- und klimapolitischen Zwischenzielen im Einklang stehen, dem gleichen Niveau an Konsultation und Kontrolle unterliegen wie die TYNDP-Szenarien und von ACER bewertet werden.

iii. Kontrafaktische Szenarien für PS-CBA

Bei der Entwicklung des kontrafaktischen Szenarios eines Offshore-Projekts sollten die Mitgliedstaaten und/oder gegebenenfalls die nationalen Regulierungsbehörden bewerten und vereinbaren, welche Folgen ein Scheitern der Verhandlungen über die Kostenaufteilung für das Projekt höchstwahrscheinlich hätte. Das vereinbarte **kontrafaktische Szenario sollte stets die realistischste Projektalternative darstellen**. Beispielsweise können zwei nationale Regulierungsbehörden bei der Bewertung eines **Hybrid-Übertragungsprojekts** in der Regel davon ausgehen, dass die wahrscheinlichste Alternative zur Entwicklung der Hybrideinrichtung eine mit der nächstgelegenen Küste verbundene radiale Leitung ist. Sind relativ häufige und große Strompreisunterschiede zwischen den Gebotszonen der Länder zu beobachten, könnte weiterhin eine herkömmliche Punkt-zu-Punkt-Verbindungsleitung eine wahrscheinliche Alternative sein.

Ebenso können für ein **gemeinsames Projekt zur Erzeugung** von erneuerbarer Offshore-Energie, das über eine Hybridanlage angebunden ist, unterschiedliche kontrafaktische Szenarien angebracht sein. Bei sehr großen Erzeugungsprojekten (z. B. im Zusammenhang mit einer Energieinsel) oder bei Projekten, die nur dann umsetzbar sind, wenn neue Verbindungskapazitäten geschaffen werden (siehe auch „kontrafaktisches Szenario“ für SB-CBA), können sinnvolle Alternativen darin bestehen, einen kleineren radial angebundenen Offshore-Windpark in Betracht zu ziehen oder auf einen Offshore-Windpark zu verzichten, wenn es zu teuer ist, ihn radial anzubinden.

iv. Gebotszonenkonfiguration

Die Gebotszonenkonfiguration für ein bestimmtes Projekt kann sich auf die Verteilung der Vorteile zwischen den Mitgliedstaaten sowie zwischen den Betreibern der Übertragungsanlagen und der Windparks auswirken. Daher sollten die Mitgliedstaaten bestrebt sein, die Gebotszonenkonfiguration für ein Projekt möglichst früh festzulegen, sie in den PS-CBA der Übertragungs- und Erzeugungsprojekte angemessen zu berücksichtigen und sie im Vorfeld von Auktionen offenzulegen. Bei Projekten mit Offshore-Windparks, die über eine hybride Verbindungsleitung miteinander verbunden sind, sollten die Mitgliedstaaten Offshore-Gebotszonen als solideres Instrument zur vollständigen Integration der Stromerzeugung in den europäischen Strommarkt prüfen.

III.b. Projektspezifische grenzüberschreitende Kostenaufteilung

Ergänzend zur ACER-Empfehlung zur Behandlung von Investitionsanträgen für Vorhaben von gemeinsamem Interesse sollten bestimmte Besonderheiten von Offshore-Übertragungsprojekten berücksichtigt werden. Insbesondere hybride Projekte weisen eine Reihe komplexer Aspekte auf, die sich auf die Verhandlungen über die Zuweisung von Investitionskosten auswirken können. Traditionelle Punkt-zu-Punkt-Verbindungsleitungen dienen dazu, die Preise grenzüberschreitend zu ermitteln und das Energiesystem insgesamt zu optimieren. Hybride Verbindungsleitungen können darüber hinaus potenziell sehr umfangreiche Kapazitäten an erneuerbarer Offshore-Energie integrieren und den Energiemix einer Region grundlegend verändern. Die Vorteile werden mit höherer Wahrscheinlichkeit als bei früheren Stromverbindungsleitungen nicht nur von den Ansiedlungsmitgliedstaaten wahrgenommen, sondern sich auch auf benachbarte Gebiete erstrecken.

Damit Projekte interessant bleiben, sollten sie insgesamt positive sozioökonomische Nettoauswirkungen haben, und einzelne Mitgliedstaaten sollten keine negativen Nettoauswirkungen erfahren. Eine PS-CBA, die negative Nettoauswirkungen auf ein Land zeigt, in dem ein Offshore-Projekt angesiedelt ist, stellt ein potenzielles Hindernis für dessen Entwicklung dar. Eine projektspezifische grenzüberschreitende Kostenaufteilung (PS-CBCA) ist ein Instrument mit einem strukturierten Verfahren, das in der TEN-E-Verordnung festgelegt ist und den nationalen Regulierungsbehörden und den Mitgliedstaaten hilft, Vereinbarungen über die Verteilung der Investitionskosten zu erzielen. Die Nutzung von PS-CBCA ist für Vorhaben von gemeinsamem Interesse und Vorhaben von gegenseitigem Interesse obligatorisch, bei denen Finanzhilfen für Arbeiten im Rahmen der Fazilität „Connecting Europe“ beantragt werden, während in anderen Fällen andere ähnliche Ansätze (die den TEN-E-Anforderungen nicht strikt entsprechen) angewandt werden können. Selbst wenn sie nicht obligatorisch sind, dürfte die Verwendung einfacher Aufteilungsschlüssel, die in keinem angemessenen Verhältnis zu den Vorteilen stehen und bei denen PS-CBCA vermieden werden, angesichts der hohen Investitionssummen und der relativen Komplexität eines hybriden Projekts ineffizient sein. PS-CBCA sind (für sich genommen) keine Anforderung für einen möglichen Antrag auf Finanzierung aus der Fazilität „Connecting Europe“ für Arbeiten im Zusammenhang mit einem Vorhaben von gemeinsamem Interesse oder Vorhaben von gegenseitigem Interesse, sondern ein wichtiges Verhandlungsinstrument mit einem klaren Verfahren und konkreten Zeitplänen, das die Verhandlungen erleichtern und beschleunigen kann. Daher sollten sie als einer der Vorteile der Berücksichtigung des Status eines Vorhabens von gemeinsamem Interesse oder Vorhabens von gegenseitigem Interesse betrachtet werden, der zur rechtzeitigen Bereitstellung grenzüberschreitender Infrastrukturen beiträgt.

i. Erheblichkeitsschwelle für Begünstigte mit positiven Nettoauswirkungen

Da eine PS-CBCA zu einer verbindlichen Entscheidung über die Aufteilung der Kosten führt, muss die Bestimmung der Mitgliedstaaten, die erhebliche positive Nettoauswirkungen durch die Umsetzung eines Projekts haben, pragmatisch bleiben, wobei keine grundlegenden Investitionen unerfasst bleiben dürfen. Da sich die Vorteile eher regional verteilen, kann für die Ermittlung von Begünstigten mit positiven Nettoauswirkungen von Hybrideinrichtungen eine niedrigere Erheblichkeitsschwelle erforderlich sein als bei herkömmlichen Verbindungsleitungen. Vor diesem Hintergrund sollte eine Erheblichkeitsschwelle von weniger als 10 % in Betracht gezogen werden.

ii. Beiträge der Nicht-Ansiedlungsmitgliedstaaten

Der Beitrag eines Nicht-Ansiedlungsmitgliedstaats, bei dem es sich um einen Begünstigten mit positiven Nettoauswirkungen handelt, kann für die Bankfähigkeit eines Projekts erforderlich sein, wenn davon ausgegangen wird, dass ein Ansiedlungsmitgliedstaat negative Nettoauswirkungen hat. Grundsätzlich sollte ein solcher begünstigter Mitgliedstaat einen finanziellen Beitrag leisten, um den Erfolg eines Projekts sicherzustellen und die Vorteile in seinem Hoheitsgebiet effizient zu verwirklichen. In der Praxis kann dies eine Herausforderung darstellen. So kann beispielsweise der Nicht-Ansiedlungsstaat zu spät in das Verfahren einbezogen werden, wodurch neue Fragen zu den durchgeführten Modellen und ihren Ergebnissen aufgeworfen werden, der geschätzte Nutzen als zu ungewiss eingestuft werden oder es aus praktischen Gründen für schwierig erachtet werden, einen grenzüberschreitenden Finanzbeitrag zu leisten. In allen Fällen, in denen ein Nicht-Ansiedlungsstaat erst dann in ein Projekt einbezogen wird, wenn er um einen Beitrag ersucht wird, können seine Wahrnehmung, Teil des Projekts zu sein, und seine Bereitschaft, einen Beitrag zu leisten, eingeschränkt sein. Die SB-CBCS sollte dazu beitragen, das Risiko im Hinblick auf eine zeitgerechte Einbeziehung zu mindern.

Darüber hinaus sollten die zuständigen nationalen Regulierungsbehörden bei den Verhandlungen über die Zuweisung von Investitionen für grenzüberschreitende Projekte Vereinbarungen über eine PS-CBCA und einen Investitionsantrag treffen. Scheitern diese Verhandlungen oder stellen die nationalen Regulierungsbehörden ein entsprechendes Ersuchen, sollte ACER eine Entscheidung treffen, mit der eine zeitnahe Abwicklung des Verfahrens sichergestellt wird. Zwar gibt es Fälle, in denen bei einer PS-CBCA einem Dritten Beiträge zugewiesen werden, allerdings wenige, die in der Regel die Gasinfrastruktur betreffen⁽⁹⁾.

Beiträge von Nicht-Ansiedlungsmitgliedstaaten sind möglich, und in Fällen, in denen es Begünstigte mit positiven Nettoauswirkungen gibt, während davon ausgegangen wird, dass ein oder mehrere Ansiedlungsmitgliedstaaten negative Nettoauswirkungen haben, kann erwartet werden, dass diese für künftige Offshore-Projekte benötigt werden. Gleichzeitig sollte klar bleiben, dass eine PS-CBCA lediglich ein Instrument ist. Um einen erfolgreichen Abschluss der Verhandlungen zu gewährleisten und Reibungen weitestgehend zu vermeiden, insbesondere wenn die Vorteile über die nationalen Grenzen der Ansiedlungsmitgliedstaaten hinausgehen, würden die PS-CBCA von der Festlegung koordinierter Ansätze profitieren, bei denen Grundsätze vorab vereinbart werden, bevor konkrete Verhandlungen aufgenommen werden. Die SB-CBCS und frühere Erfahrungen mit PS-CBCA könnten dazu dienen, solche Grundsätze auf regionaler Ebene abzuleiten. Darüber hinaus sollten ergänzende kooperative Anreize in Betracht gezogen werden, um die Bereitschaft der Nicht-Ansiedlungsmitgliedstaaten zur Beteiligung an den Investitionen für ein Projekt zu erhöhen.

III.c. Andere Instrumente als PS-CBCA

Bei der Prüfung zusätzlicher Regelungen und Instrumente für PS-CBCA sollte sorgfältig berücksichtigt werden, dass es schwierig ist, Infrastrukturkosten auf beaufsichtigte Unternehmen in Nicht-Ansiedlungsstaaten umzulegen. Zugleich gibt es in den verschiedenen europäischen Regionen unterschiedliche Methoden der Zusammenarbeit und Offshore-Ziele. Regionale Unterschiede können daher unterschiedliche Vereinbarungen zur Regelung der Aufteilung zusätzlicher Kosten zur Folge haben. Die hochrangigen Gruppen könnten nützliche Plattformen sein, um zu erörtern, ob und welche Art von Instrumenten in ihren jeweiligen Regionen für Projekte in Betracht gezogen werden könnten.

Es könnten zwei Arten zusätzlicher Instrumente weiter geprüft werden: Instrumente zur Erleichterung der vollständigen Nutzung der PS-CBCA und Instrumente zur Schließung einer bestehenden Finanzierungslücke.

i. Instrumente zur Erleichterung der vollständigen Nutzung des Instruments der PS-CBCA für Übertragungsprojekte

Aufteilungsschlüssel für Engpasserlöse

Eine PS-CBCA wird zum Zeitpunkt der Einigung über die endgültige Investitionsentscheidung für ein grenzüberschreitendes Projekt vorgenommen. Während des Betriebs der jeweiligen Anlage werden nach vereinbarten Methoden und Aufteilungsschlüsseln Engpasserlöse erwirtschaftet und aufgeteilt. Die Aufteilung von Engpasserlösen richtet sich in der Regel nach einem Standardaufteilungsschlüssel von 50:50 oder anderen spezifischen Aufteilungsschlüsseln, in denen die Eigentumsverhältnisse oder das Investitionsniveau berücksichtigt sind. Die Verwendung solcher spezifischen Aufteilungsschlüssel als Verhandlungsinstrument, das über das Niveau des Eigentums/der Investitionen hinausgeht, könnte im Allgemeinen kein sehr wirksames Instrument für künftige Offshore-Hybridprojekte sein, da die Unsicherheit hinsichtlich der Generierung von Engpasserlösen zunehmen kann, z. B. aufgrund von Kannibalisierungseffekten zwischen parallelen Übertragungsprojekten. Dennoch könnten sich die zuständigen nationalen Regulierungsbehörden auf andere spezifische Verteilungsschlüssel einigen wollen, die den Anforderungen des Projekts entsprechen (z. B. erwartete Betriebskosten), sofern dies mit den EU-Rechtsvorschriften und EU-Methoden im Einklang steht.

Bündelung von Projekten

Die Bündelung einer Gruppe von Projekten, die sich gegenseitig ergänzen und ähnliche Risiken aufweisen (z. B. wenn sie parallel oder kurzfristig in Auftrag gegeben werden sollen), kann die Transaktionskosten einer Verhandlung erheblich senken. Durch eine solche Bündelung kann sichergestellt werden, dass miteinander verbundene Projekte zusammen geprüft werden, z. B. bei mehreren Hybridanlagen in derselben Region oder bei Verstärkungen von Hybrid- und Onshore-Verbindungsleitungen, die erforderlich sind, damit die Offshore-Stromerzeugung ein bestimmtes Nachfragezentrum erreichen kann. Dies kann dazu beitragen, Unsicherheiten zu verringern, indem Projekte, die gegenseitige Auswirkungen haben, gemeinsam modelliert und Vereinbarungen getroffen werden, bei denen ein breiteres Bild beachtet wird, wodurch der Bedarf an grenzüberschreitenden Finanztransaktionen (z. B. aus einer PS-CBCA) verringert werden könnte, indem die Kosten und Nutzen für alle Projekte aufgerechnet werden und durch parallele Investitionen „Sachbeiträge“ ermöglicht werden, die allen Beteiligten zugutekommen. Angesichts der Notwendigkeit, umfangreiche Infrastrukturprojekte parallel zu entwickeln, damit die Offshore-Ziele der Mitgliedstaaten rechtzeitig verwirklicht werden können, könnte die Bündelung von Projekten zu einem unterstützenden Instrument werden. Eine SB-CBCS kann dabei helfen, sinnvolle Bündelungsoptionen zu ermitteln.

⁽⁹⁾ Was zum Beispiel die Stromverbindungsleitung LitPol Link zwischen Litauen und Polen betrifft, kam ACER zu dem Schluss, dass keine Ausgleichszahlungen von Nicht-Ansiedlungsstaaten erforderlich sind. Im Hinblick auf die Gasverbindungsleitung GIPL zwischen Polen und Litauen kam ACER zu dem Schluss, dass die Begünstigten mit positiven Nettoauswirkungen (LT, LV, EE) Polen, also dem Ansiedlungsmitgliedstaat, für den von negativen Nettoauswirkungen ausgegangen wurde, Ausgleichszahlungen leisten sollten.

Ex-post-Konditionalitäten

Eine PS-CBCA könnte vorab vereinbarte Bedingungen enthalten, unter denen eine bestimmte Korrektur (z. B. eine Änderung des Verteilungsschlüssels für Engpasserlöse) oder eine Finanztransaktion vorgenommen werden könnte, d. h., wenn sich die Bedingungen gegenüber den Bedingungen, die in der Phase der Kostenaufteilung bewertet wurden, wesentlich ändern. Dennoch kann es in der Praxis schwierig sein, solche Bedingungen umzusetzen, ohne neue Risiken für das Projekt zu schaffen, weshalb im Voraus klare Grundsätze für den Fall, dass von dieser Option Gebrauch gemacht wird, festgelegt werden sollten.

Innovative Planungs- und Eigentumsregelungen

Innovative Eigentumskonzepte könnten von den Mitgliedstaaten und Betreibern in den verschiedenen Regionen geprüft werden, z. B. *gemeinsames Eigentum* durch die Einrichtung regionaler Offshore-Übertragungsunternehmen, die für die Planung der Tätigkeiten im Meeresbecken und die Entwicklung der relevanten grenzüberschreitenden Offshore-Netzprojekte zuständig sind. Einerseits wären dabei zunächst Anstrengungen für die Einrichtung dieser Unternehmen und die Festlegung von Kostenaufteilungsvereinbarungen, die zu erheblichen Investitionen führen können, erforderlich. Andererseits wären sie mittelfristig von Vorteil, da sie sowohl die Transaktionskosten als auch das Risiko eines Scheiterns der Verhandlungen senken würden, da die betreffenden Parteien bereits Eigentümer des Unternehmens und somit stets an der Gestaltung und Entwicklung grenzüberschreitender Projekte beteiligt wären. Das gemeinsame Eigentum könnte durch die Schaffung regionaler regulierter Anlagevermögen unterstützt werden. Darüber hinaus müssten solche Unternehmen keine Auswirkungen auf den Systembetrieb der Offshore-Netze haben, die bei den benannten ÜNB verbleiben könnten.

Es könnten auch alternative Eigentumsstrukturen geprüft werden, um Anreize für die Entwicklung von Offshore-Infrastrukturen zu schaffen. So könnten sich die betreffenden Parteien bei mehreren gebündelten Projekten auf eine *Überkreuzbeteiligung* einigen, bei der sich ein Nettoimportland an der Offshore-Übertragungsanlage beteiligt. Dies kann dazu beitragen, bei den betreffenden Parteien in einer bestimmten Region ein starkes Interesse daran zu wecken, dass alle maßgeblichen Projekte wie geplant durchgeführt werden und der Nutzen wie eingeschätzt verwirklicht wird, sodass Risiken gemindert werden und gegenseitiger Nutzen entsteht.

Auch die *regionale Offshore-Planung* (nicht aber die Entwicklung) könnte gestärkt werden, indem etwa die zuständigen regionalen Koordinierungszentren aufgefordert werden, neue Aufgaben in der regionalen Planung wahrzunehmen.

Harmonisierung der Netzanschlussentgelte für die Offshore-Erzeugung

Unterschiedliche (oberflächliche oder tiefgehende) Ansätze für die Erhebung von Netzanschlussgebühren im Zusammenhang mit Projekten zur Erzeugung von erneuerbarer Offshore-Energie können das Ausschreibungsverfahren für Entwickler aus dem Bereich erneuerbare Energie sowie die Erörterungen über die über PS-CBCA zwischen den Mitgliedstaaten und/oder nationalen Regulierungsbehörden erschweren. Bei Offshore-Projekten für erneuerbare Offshore-Energie könnte eine Angleichung der regionalen Anschlussentgelte in Betracht gezogen werden, wobei die Grundsätze der Kostenorientierung im Hinblick auf die angefallenen Infrastrukturkosten und der Nichtdiskriminierung bei Netzentgelten zu berücksichtigen sind.

Regionale Vorlagen für Verhandlungen

Regionale Vorlagen, die als Beschreibung der allgemeinen Grundsätze dienen, die beim Übergang von einer SB-CBCS zu projektspezifischen Bewertungen und Verhandlungen zu befolgen sind, könnten entwickelt werden, wobei diese Vorlagen jedoch als unterstützendes und informatives Instrument zur Einleitung der Erörterungen beibehalten werden sollten. Die Flexibilität bei den eigentlichen Projektverhandlungen sollte stets beibehalten werden.

ii. *Instrumente zur Schließung einer bestehenden Finanzierungslücke*

a) Für die Offshore-Erzeugung

Mehrjährige Terminprodukte für den statistischen Transfer mit Zweckbindung für Offshore-Aktivitäten

Vereinbarungen über statistische Transfers können für das vergangene oder laufende Jahr, das Folgejahr oder die kommenden Jahre (Terminprodukte) geschlossen werden. Terminprodukte können insbesondere interessant sein, um Offshore-Projekte zu unterstützen, die aktuell geprüft werden. Der Ansiedlungsmitgliedstaat kann dann zusätzliche Mittel für die Durchführung seines Projekts für erneuerbare Offshore-Energie bereitstellen, um verbleibende strukturelle Kostenlücken zu schließen, während der erwerbende Mitgliedstaat künftige statistische Transfers sicherstellen und die Ziele der Offshore-Politik unterstützen kann. Statistische Vereinbarungen können auch Bedingungen für die Nutzung des finanziellen Austauschs über statistische Transfers enthalten, z. B. die Angabe, dass übertragene Beträge für die Offshore-Netze im Zusammenhang mit dem Projekt für erneuerbare Energie verwendet werden müssen. Beispiele für solche Konditionalitäten gibt es bereits bei durchgeführten statistischen Transfers.

EU-Unterstützung

Der Finanzierungsmechanismus für erneuerbare Energie bietet den Mitgliedstaaten die Möglichkeit, ihre nationalen Referenzwerte für den Anteil erneuerbarer Energie durch grenzüberschreitende Zusammenarbeit zu erreichen. Er ermöglicht es, neue Projekte im Bereich der erneuerbaren Energie in der EU durch Ausschreibungen zu unterstützen, um eine Lücke im indikativen Zielpfad der Union für erneuerbare Energie zu schließen oder einfach den Ausbau zu beschleunigen. Die beitragenden Länder beteiligen sich freiwillig finanziell an dem Mechanismus, wobei die Zahlung an neue Projekte im Bereich der erneuerbaren Energie gebunden ist, die im Hoheitsgebiet der Ansiedlungsmitgliedstaaten im Rahmen einer von der Kommission durchgeführten Ausschreibung errichtet werden, wodurch die Verwaltungskosten für die beteiligten Mitgliedstaaten⁽¹⁰⁾ gesenkt und die Effizienz der Bereitstellung und die öffentliche Akzeptanz durch grenzüberschreitende Finanzbeiträge im Zusammenhang mit konkreten Projekten im Bereich der erneuerbaren Energie gesteigert werden. Im Rahmen des Finanzierungsmechanismus für erneuerbare Energie besteht die Möglichkeit, den Wunsch nach einer Förderung einer bestimmten Art von Technologie (z. B. erneuerbare Offshore-Energie) zu spezifizieren, und Aggregationsebenen (z. B. für die verschiedenen Meeresbecken) aufzunehmen, auch wenn diese heute noch nicht umgesetzt sind. Sofern für die Ziele für 2040 und darüber hinaus wieder ein ähnliches System eingeführt wird, könnte der Finanzierungsmechanismus für erneuerbare Energie für Projekte im Bereich der erneuerbaren Offshore-Energie, die gefördert werden müssen, von besonderem Interesse sein. Die Offshore-Erzeugungskapazitäten, die ohne Rahmen für kooperative Investitionen als nicht realisierbar erachtet werden, könnten ideale Kandidaten sein.

Darüber hinaus können bis zu 15 % der gesamten für Energie vorgesehen Mittel der Fazilität „Connecting Europe“ für die Förderung grenzüberschreitender Projekte im Bereich der erneuerbaren Energie verwendet werden, sofern sie auf eine Kooperationsvereinbarung im Einklang mit der Erneuerbare-Energien-Richtlinie gestützt sind. Neben dem Finanzierungsmechanismus für erneuerbare Energie und der Fazilität „Connecting Europe“ stehen auch andere Instrumente⁽¹¹⁾ zur Verfügung, darunter der Europäische Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) und der Modernisierungsfonds.

b) Für die Offshore-Übertragung

Regionale Sparkonten für Engpasserlöse für künftige Investitionen

Engpasserlöse sind für die in der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943 festgelegten vorrangigen Ziele zu verwenden, darunter die Abdeckung von Netzinvestitionen, mit denen die grenzüberschreitende Kapazität erhöht wird. Die Engpasserlöse, die durch Marktaustausch erzielt werden, sind im Vergleich zum gesamten Investitionsbedarf in Offshore-Infrastruktur relativ begrenzt, mit dem Aufbau von Offshore-Netzen steigen die absoluten Beträge der regionalen Engpasserlöse allerdings.

Es sollten regionale Ansätze geprüft werden, um einen Teil der generierten Engpasserlöse auf speziellen Konten zu sammeln und zu verwenden, um einen Teil der Investitionen zu decken, die für neue Projekte erforderlich sind, die einen größeren Nutzen für eine Region bringen. Gemäß Artikel 19 der Elektrizitätsverordnung sollten Einnahmen aus Engpasserlösen nicht zur Senkung der Netzentgelte verwendet werden, es sei denn, die vorrangigen Ziele wurden erreicht, und die übrigen Einnahmen werden auf ein gesondertes internes Konto übertragen, bis sie für vorrangige Ziele verwendet werden können. Ein regionales Sparkonto könnte daher die Umsetzung dieser Bestimmungen unterstützen. Dies könnte beispielsweise darauf abzielen, ausschließlich die negativen Nettoauswirkungen auf die Ansiedlungsmitgliedstaaten für Projekte mit dem Status eines Vorhabens von gemeinsamem Interesse oder eines Vorhabens von gegenseitigem Interesse anzugehen. Regionale Sparkonten könnten Investitionslücken schließen, die nach wie vor schwer zu schließen sind, ohne sich ausschließlich auf die Verfügbarkeit von EU- oder anderen Mitteln zu stützen. Dies würde eine enge Koordinierung der Planung, der Kosten-Nutzen-Analyse sowie der Kostenaufteilungsvereinbarungen der nationalen Regulierungsbehörden (und ÜNB) in der Region erfordern. Überlegungen zu regionalen Sparkonten könnten mit Bewertungen der Notwendigkeit verstärkter regionaler Planungs- und Eigentumsregelungen kombiniert werden.

EU-Unterstützung

In den ersten Offshore-Netzentwicklungsplänen schätzt ENTSO-E⁽¹²⁾, dass sich der Investitionsbedarf für die Anbindung der europäischen Kapazitäten an erneuerbarer Offshore-Energie zwischen 2025 und 2050⁽¹³⁾ auf insgesamt rund 400 Mrd. EUR beläuft, wodurch den europäischen Verbrauchern jährlich 1 600 TWh saubere Energie bereitgestellt werden könnten und Offshore-Windenergie zur Energiequelle mit dem drittgrößten Anteil im europäischen Energiesystem würde.

Projektträger grenzüberschreitender Offshore-Infrastrukturprojekte, insbesondere solcher mit dem Status eines Vorhabens von gemeinsamem Interesse oder eines Vorhabens von gegenseitigem Interesse, sollten gemeinsam mit der Europäischen Investitionsbank prüfen, ob für ihre Projekte wettbewerbsfähige Finanzierungsbedingungen geschaffen werden können⁽¹⁴⁾.

⁽¹⁰⁾ Allerdings könnten sich dafür in bestimmten nationalen Rechtsordnungen, nach denen es derzeit eventuell verboten ist, die Durchführung von Ausschreibungen zu delegieren, praktische Herausforderungen ergeben.

⁽¹¹⁾ https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/financing/eu-funding-offshore-renewables_en

⁽¹²⁾ https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/ONDP2024/web_entso-e_ONDP_PanEU_240226.pdf

⁽¹³⁾ Einschließlich Norwegen und Großbritannien, radiale Anbindungen jedoch ausgenommen.

⁽¹⁴⁾ https://www.eib.org/attachments/lucalli/20230107_cross_border_infrastructure_projects_en.pdf

Schließlich kann die *Fazilität „Connecting Europe“* bei einer Reihe ambitionierter grenzüberschreitender Offshore-Infrastrukturprojekte mit dem Status eines Vorhabens von gemeinsamem Interesse oder eines Vorhabens von gegenseitigem Interesse eine entscheidende Rolle spielen. Insbesondere kann die *Fazilität „Connecting Europe“* sehr wirksam dazu beitragen, einen Teil der von einem Ansiedlungsmitgliedstaat wahrgenommenen negativen Nettoauswirkungen zu beheben. Die Mittel, die der *Fazilität „Connecting Europe“ – Energie* im aktuellen mehrjährigen Finanzrahmen (MFR) für den Zeitraum 2021-2027 zugewiesen sind, belaufen sich auf 5,84 Mrd. EUR, mit denen die Vorhaben von gemeinsamem Interesse oder Vorhaben von gegenseitigem Interesse verschiedener Infrastrukturkategorien gefördert werden können, darunter Stromnetze, Offshore-Netze, intelligente Stromnetze, intelligente Gasnetze, CO₂-Infrastruktur und Wasserstoffinfrastruktur. Sie sind also im Vergleich zum ermittelten Bedarf eher gering.
