

- 1 Einführung
- 2 Szenariorahmen und Marktmodellierung
- 3 Marktsimulationsergebnisse
- 4 Technologie und Innovationen
- 5 Offshore-Netz
- 6 Onshore-Netz
- 7 Interkonnektoren
- 8 Maßnahmenübersicht
- 9 Konsultation
- 10 Zusammenfassung



7 Interkonnektoren

Zusammenfassung

- Die politische und planerische Bedeutung von Interkonnektoren für ein kosteneffizientes, versorgungssicheres und robustes Energiesystem wächst im Zuge der fortschreitenden Energiewende kontinuierlich. Interkonnektoren bilden das zentrale Element des europäischen Verbundnetzes und des grenzüberschreitenden Stromhandels. Durch sie wird eine kosteneffiziente sowie zuverlässige Nutzung elektrischer Energie in Europa maßgeblich gefördert.
- Grundlage für die im NEP untersuchten Interkonnektoren ist der Ten-Year Network Development Plan, welcher alternierend zum NEP alle zwei Jahre veröffentlicht wird und den europäischen Bedarf neuer Interkonnektoren bewertet.
- Die ÜNB untersuchen stetig den Bedarf an weiteren Interkonnektoren und entwickeln in enger Abstimmung mit benachbarten europäischen ÜNB, Ministerien und Regulatoren neue Projekte. Im Rahmen dieses NEP werden die untersuchten Projekte detaillierter evaluiert und dargestellt.
- Erstmals überwiegen hybride Interkonnektoren unter den neuen Projekten, die sowohl die Funktion der Einbindung von Offshore-Erzeugung als auch die eines Interkonnektors vereinen. In den vergangenen Jahren haben verschiedene Studien¹² das Potenzial dieses Interkonnektortyps umfassend aufgezeigt.
- Die zunehmende Bedeutung von Interkonnektor-Projekten wird im NEP sichtbar. Die Kosten-Nutzen-Analysen (CBA) werden im vorliegenden NEP für alle Projekte umfassend über sämtliche Szenarien hinweg durchgeführt. Dieses Kapitel präsentiert die Projekte erstmals in einer übersichtlichen Darstellung und erläutert sowohl deren Modellierung als auch die Bewertung im aktuellen NEP.

Dieses Kapitel erläutert nach einer Einführung die Entwicklung neuer Interkonnektoren (s. Kapitel 7.2) und stellt im Kapitel 7.3 die Interkonnektor-Projekte des NEP 2037/2045 (2025) vor. Im Kapitel 7.4 folgen Darlegungen zur Modellierung hybrider Interkonnektoren. Wie Interkonnektoren bewertet und ausgewählt werden, zeigt Kapitel 7.5. Abschließend werden die Veröffentlichungszeitpunkte der Ergebnisse aufgeführt (s. Kapitel 7.6).

7.1 Einführung Interkonnektoren

Interkonnektoren sind grenzüberschreitende Verbindungen des deutschen Übertragungsnetzes mit europäischen Ländern und damit Kernelemente des europäischen Verbundsystems. Sie ermöglichen physikalisch den Stromhandel, verbessern dadurch die Versorgungssicherheit jedes integrierten Landes und tragen zur effizienten Nutzung elektrischer Energie in Europa bei.

Mit fortschreitender Energiewende in Europa und der Integration fluktuierender Erzeugung wächst die Bedeutung des europäischen Verbundnetzes für ein kosteneffizientes, zuverlässiges und robustes Energiesystem. In der Folge nimmt die politische und netzplanerische Bedeutung von Interkonnektoren in Deutschland kontinuierlich zu, nicht zuletzt aufgrund der sich verändernden Rolle Deutschlands zu einem Nettostromimporteur. Dieses Kapitel fasst deshalb die Entwicklung, Modellierung und Bewertung neuer Interkonnektoren im NEP zusammen.

¹² Siehe folgende Studien: „Nationale und internationale Offshore-Vernetzung“ und „Offshore Network Development Plans. European offshore network transmission infrastructure needs. Pan-European Summary“.

7.2 Entwicklung neuer Interkonnektoren

Die Entwicklung neuer Interkonnektor-Projekte orientiert sich an europäischen und nationalen Planungsprozessen. Sie wird in bilateralen und multilateralen Arbeitsgruppen sowie durch regelmäßige Austauschrunden durchgeführt – beteiligt sind europäische ÜNB, Regulatoren und Ministerien. Die gemeinsam identifizierten Interkonnektor-Projekte können in den Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) eingebracht und dort in Hinblick auf ihren Beitrag zu pan-europäischen Zielen bewertet werden. Die von den ÜNB erfolgreich geplanten, gebauten und in Betrieb genommenen Interkonnektoren werden nach dem marktlichen Bedarf bewirtschaftet. Die von den ÜNB erwirtschafteten Engpasserlöse werden u. a. zur Netzsicherung, Kapazitätserweiterung sowie Senkung der Netzbetriebskosten genutzt. Die Erlöse und deren Verwendung werden von der BNetzA im Engpasserlösbericht veröffentlicht. Diese Engpasserlöse ergeben sich nur aus den Erlösen von Interkonnektoren der ÜNB und nicht von Projektentwicklern.

Um die Entwicklung neuer Interkonnektoren bereits entlang der ersten Planungsschritte kontinuierlich zu evaluieren und im Dialog mit allen relevanten europäischen Interessensgruppen zu fördern, sind die deutschen ÜNB in mehreren grenzüberschreitenden regionalen Arbeitsgruppen aktiv. Im Folgenden werden der TYNDP sowie zwei dieser regionalen Gruppen aufgrund ihrer Bedeutung für die Entwicklung einer Vielzahl der aktuell in Entwicklung befindlichen Projekte kurz vorgestellt.

Ten-Year Network Development Plan

Auf europäischer Ebene sind die ÜNB im Verband European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) organisiert. ENTSO-E erstellt alle zwei Jahre einen Netzentwicklungsplan für das europäische Stromnetz, den sogenannten TYNDP. Der TYNDP 2024 wurde im April 2025 veröffentlicht. Ein Szenario aus dem TYNDP, das die BNetzA im Rahmen des genehmigten Szenariorahmens festlegt, wird zur Abbildung des europäischen Auslands in die Analysen des deutschen NEP einbezogen (vgl. § 12b Abs. 1 Satz. 6 EnWG). Die BNetzA hat hierfür das Szenario „National Trends+“ als Auslandsszenario für den vorliegenden NEP vorgesehen, wodurch eine enge Verzahnung der Planungsprozesse gewährleistet wird. Zusätzliche Interkonnektoren werden in der Regel aus dem TYNDP überführt. In diesem Kapitel sowie in den Projektsteckbriefen in der [digitalen Projektbibliothek](#) wird für Projekte des TYNDP explizit auf die Projektnummer des TYNDP sowie gegebenenfalls auf den Status als [Project of Common Interest \(PCI\)](#) gemäß der EU-Verordnung 347/2013 hingewiesen. Der PCI-Status dient der Förderung strategisch wichtiger Energieinfrastrukturprojekte, die zur Integration des europäischen Energiemarktes und zur Erreichung der Klimaziele beitragen, und eröffnet u. a. den Zugang zu europäischen Fördermitteln aus der Connecting Europe Facility (CEF). Voraussetzung für die Anerkennung ist eine positive Kosten-Nutzen-Analyse (Cost-Benefit Analysis, CBA). Ein positiver PCI-Status kann neben grenzüberschreitenden Interkonnektor-Projekten auch für nationale Projekte ermittelt werden. Für einen entsprechenden PCI-Status müssen Projekte eine erhebliche grenzüberschreitende Auswirkung haben, das heißt mindestens für eine Grenze eine Erhöhung der marktlich nutzbaren Übertragungskapazität (Net Transfer Capacity [NTC]) von über 500 MW bewirken. Weitere Informationen zum TYNDP 2024 finden sich unter tyndp.entsoe.eu.

Offshore TSO Collaboration

Die Offshore TSO Collaboration (OTC) ist eine gemeinsame Initiative der ÜNB der nördlichen europäischen Meere (Nordsee, Irische See und Keltische See), die daran arbeitet, die gemeinsamen Erklärungen der Energieminister im Rahmen der North Seas Energy Cooperation (NSEC) von [Esbjerg \(2022\)](#) und [Ostende \(2023\)](#) umzusetzen. Seit ihrer Gründung im Jahr 2022 arbeitet die OTC daran eine regionale Planungsgrundlage zu schaffen, indem sie politische Ambitionen in konkrete grenzüberschreitende Projekte umsetzt und somit das europäische Ziel, die Entwicklung der Nordsee zum „Grünen Kraftwerk Europas“ unterstützt. Aktuell werden in der Nordsee mehrere Projekte mit einer Verbindung nach Deutschland untersucht. In der OTC wird die Entwicklung dieser Projekte in Abstimmung mit den Ministerien, Regulatoren und weiteren relevanten Interessensgruppen der Nordsee-Länder koordiniert. Im aktuellen NEP werden mit den hybriden Interkonnektoren nach Dänemark, Großbritannien, den Niederlanden und Norwegen vier Projektvorhaben mit deutscher Beteiligung aus dem Projektset der OTC bewertet.

Baltic Offshore Grid Initiative

Die Baltic Offshore Grid Initiative (BOGI) ist ein Zusammenschluss aller acht ÜNB aus der Ostseeregion, der seit 2020 existiert, und darauf abzielt, die Entwicklung der Offshore-Windenergie und der damit verbundenen Netzinfrastuktur zu stärken. Auch hier bilden europäische energiepolitische Ziele die Grundlage für die Zusammenarbeit, die unter anderem in der [Marienborg-Erklärung \(2022\)](#) sowie der [Vilnius-Erklärung \(2024\)](#) verankert sind. Daher erfolgt eine enge Abstimmung mit den Ostsee-Energieministerien im Rahmen der Gruppe Baltic Energy Market Interconnection Plan (BEMIP) und der EU-Kommission.

Mit Kriegers Flak Combined Grid Solution ist bereits der weltweit erste hybride Interkonnektor in der Ostsee in Betrieb, ein weiterer ist mit dem Projekt Bornholm Energy Island (BEI) in der Umsetzungsphase und in diesem NEP wird darüber hinaus ein hybrider Interkonnektor ins Baltikum untersucht.

7.3 Interkonnektor-Projekte im NEP 2037/2045 (2025)

Bei der Berücksichtigung neuer Interkonnektoren wurde auf eine konsistente Abstimmung mit dem TYNDP 2024 sowie den aktuellen Projektentwicklungen geachtet. Im Rahmen des TYNDP arbeiten alle europäischen ÜNB gemeinsam daran, die grenzüberschreitende Vernetzung im europäischen Verbundsystem kontinuierlich weiterzuentwickeln und durch konkrete Vorhaben zu unterstützen. Projekte, die nicht im TYNDP enthalten sind, wurden im NEP 2037/2045 (2025) nicht berücksichtigt. Bestandteil des TYNDP und des NEP können auch neue Interkonnektor-Projekte sein, die von kommerziellen Projektentwicklern eingebracht werden. Im vorliegenden NEP befinden sich mit den Projektvorhaben Green Agean und dem Hybrid Interconnector Scotland-Germany zwei Interkonnektor-Projekte als Netzzuschlussanfragen durch Projektentwickler in der Prüfung. Weitere privatwirtschaftliche Projekte wie beispielsweise die Punkt-zu-Punkt-Interkonnektor-Projekte Baltic Cable, Tarchon und NeuConnect wurden bereits in früheren NEP bestätigt und befinden sich derzeit in der fortgeschrittenen Planung, im Bau oder im Betrieb.

Referenznetz – Berücksichtigte Interkonnektoren

Projekte, die bereits im NEP 2037/2045 (2023) bestätigt wurden, werden keiner erneuten Bewertung unterzogen. Diese Vorgehensweise entspricht der [Genehmigung des Szeniorahmens](#) durch die BNetzA. Im NEP 2037/2045 (2025) sind für die Verbindungen von und zum deutschen Marktgebiet alle bereits heute in Betrieb oder in Bau befindlichen, alle in den Bundesbedarfsplan aufgenommenen, falls nicht anders aufgeführt, sowie alle von der BNetzA im NEP 2037/2045 (2023) bestätigten Interkonnektoren einbezogen worden. Das Referenznetz umfasst bestehende Interkonnektoren und Projekte, deren Umsetzung bis 2037 angestrebt wird. In Tabelle11 aus Kapitel 2 sind die hierfür unterstellten NTC-Kapazitäten des Referenznetzes für das jeweilige Basisszenario aufgelistet. Zudem sind in der Tabelle die NTC-Kapazitäten zwischen den Offshore-Gebotszonen verschiedener ausschließlicher Wirtschaftszonen (AWZ) enthalten.

Kosten-Nutzen-Bewertung

Für die Kosten-Nutzen-Bewertung der neuen Interkonnektor-Projekte wird eine separate Markt- und Netzrechnung durchgeführt, die mit der Basisrechnung des jeweiligen Szenarios verglichen wird. In der Basisrechnung sind die Handelskapazitäten entsprechend dem Referenznetz der Tabelle 11 aus Kapitel 2 modelliert. Je nachdem wie die neuen Interkonnektoren im Referenznetz berücksichtigt werden, wird das Bewertungsvorgehen als PINT- oder TOOT-Ansatz bezeichnet. PINT („Put IN one at a Time“) bedeutet, dass die Interkonnektoren in der Basisrechnung beziehungsweise im Referenznetz des Szenarios nicht enthalten sind. Erst für die Simulationen der Kosten-Nutzen-Analyse wird der entsprechende Interkonnektor dem Referenznetz hinzugefügt. Der TOOT-Ansatz („Take Out One at a Time“) beschreibt das umgekehrte Vorgehen: Die Zielnetzentwicklung erfolgt unter Berücksichtigung des Projektes und das Projekt wird im Rahmen der Simulationen für die Kosten-Nutzen-Analyse aus dem Referenznetz entfernt.

Übersicht bewerteter Projekte im NEP 2037/2045 (2025)

Projekte, die bereits im NEP 2037/2045 (2023) bestätigt wurden, werden keiner erneuten Bewertung unterzogen. Die im vorliegenden NEP neu berücksichtigten Interkonnektoren sind in Tabelle 30, deren Bewertungsansätze je Szenario sind in Tabelle 31 aufgeführt. Bei allen aufgeführten Projekten handelt es sich um HGÜ-Projekte. Der Bewertungsansatz wurde in Abstimmung mit der BNetzA festgelegt. Fortgeschrittene Projekte werden einheitlich nach dem TOOT-Ansatz bewertet, während alle anderen Projekte mittels PINT bewertet werden. In der Tabelle 30 enthalten sind zudem die durch die Projekte verbundenen Partnerländer, die geplante Anbindungsart in Deutschland, sowie die geplante handelserhöhende Kapazität, die durch das jeweilige Projekt bereitgestellt würde. Bei den Anbindungsarten wird zwischen folgenden Projekttypen unterschieden: solche, die direkt an das Übertragungsnetz an Land (Onshore) angeschlossen werden; solche, die an bestehende Windparks angebunden sind und dadurch eine zusätzliche Vernetzung mit dem benachbarten Marktgebiet ermöglichen (Offshore); sowie Projekte, bei denen beide Varianten – Onshore oder Offshore – geprüft werden. Einen Sonderfall bildet die zweite Projektstufe des „Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase II“. Hier wird die Übertragungskapazität zwischen den durch den hybriden Interkonnektor verbundenen Heimat-Gebotszonen nicht erweitert; stattdessen wird ausschließlich die angeschlossene Windleistung erhöht.

Tabelle 30: Übersicht der im NEP 2037/2045 (2025) zu prüfenden Interkonnektoren

Grenzüberschreitenden Vorhaben	Interkonnektor-Konzept	Nord-/Ostsee	Partnerland	Anbindung in DE	Geplante Kapazität in MW	TYNDP Projekt-nummer	Regionale AG
UK – DE Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase I	Hybrider Interkonnektor	Nordsee	UK	Onshore	2.000	P1192	OTC
UK – DE Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase II	Hybrider Interkonnektor	Nordsee	UK	NN	0*	P1193	-
NL-DE Offshore Hybrid Interconnector	Hybrider Interkonnektor	Nordsee	NL	Offshore	2.000	P1213	OTC
Baltic WindConnector	Hybrider Interkonnektor	Ostsee	EE, LV	Onshore	2.000	P1211	BOGI
TYSDAN Hybrid Interconnector	Hybrider Interkonnektor	Nordsee	DK	Onshore	2.000	P1214	OTC
Hybrid Interconnector Norway Windfarm-Continent	Hybrider Interkonnektor	Nordsee	NO	On- oder Offshore	1.400 bzw. 2.000**	P1200	OTC
Green Aegean	Punkt-zu-Punkt-Interkonnektor	-	GR	Onshore	3.000	P1231	-
Netzausbau 2. Interkonnektor Deutschland – Belgien	Punkt-zu-Punkt-Interkonnektor	-	BE	Onshore	2.000	P225	-
Hansa PowerBridge 1	Punkt-zu-Punkt-Interkonnektor	Ostsee	SE	Onshore	700	P176	BOGI
Hansa PowerBridge 2	Punkt-zu-Punkt-Interkonnektor	Ostsee	SE	Onshore	700	P267	BOGI
DC-Interkonnektor Deutschland – Schweiz	Punkt-zu-Punkt-Interkonnektor	-	CH	Onshore	2.000	P1058	-

* Phase II wird beschrieben als planmäßige Erweiterung der Erzeugungsleistung um einen schottischen Windpark von 2 GW und ist ohne Erhöhung der Interkonnektorkapazität geplant.

** Anbindung des Windparks nach Norwegen mit 1,4 GW, Anbindung nach Deutschland mit 2 GW.

In den Projektsteckbriefen werden sämtliche genannten grenzüberschreitenden Projekte detailliert dargestellt. Dabei erfolgt eine Unterscheidung zwischen Punkt-zu-Punkt- und hybriden Interkonnektor-Projekten. Letztere umfassen neben der Erschließung neuer Handelskapazitäten auch inländische oder ausländische Anschlussleistungen zur Integration von Offshore-Erzeugung. Im vorliegenden NEP werden erstmals mehr hybride als Punkt-zu-Punkt-Interkonnektoren bewertet. In der [digitalen Projektbibliothek](#) befindet sich ein Steckbrief zum Projekt Bornholm Energy Island (BEI). Dieses Projekt dient als Beispiel für ein bereits in der Umsetzung befindliches hybrides Interkonnektor-Projekt. Eine Besonderheit bildet das Projekt OST-2-4 Plus. Dieses wird nicht als Interkonnektor eingestuft, sondern als Cross-Border-Radial, d. h. als grenzüberschreitender Anschluss von Erzeugungsleistung aus einem benachbarten Marktgebiet. Dieses Projekt wurde in der Bewertung der Interkonnektoren nicht berücksichtigt.

Tabelle 31: Bewertungsvorgehen für untersuchte Projekte

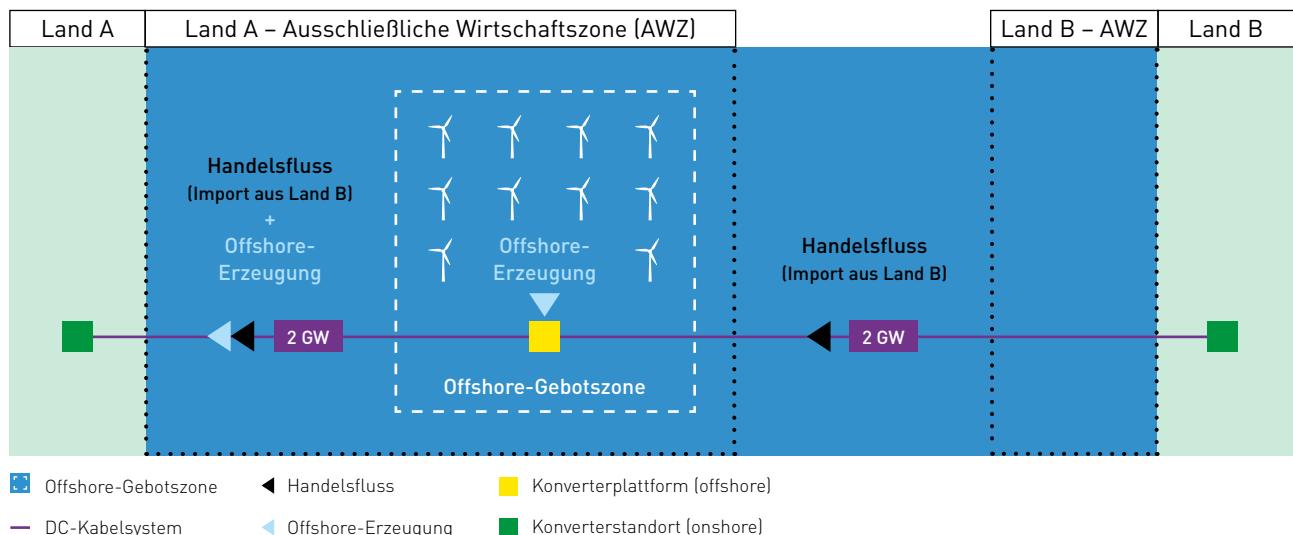
Grenzüberschreitenden Vorhaben	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
UK – DE Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase I	TOOT	TOOT	TOOT	TOOT	TOOT	TOOT
UK – DE Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase II		PINT	PINT	PINT	PINT	PINT
NL – DE Offshore Hybrid Interconnector				PINT	PINT	PINT
Baltic WindConnector			TOOT	TOOT	TOOT	TOOT
TYSDAN Hybrid Interconnector				TOOT	TOOT	TOOT
Hybrid Interconnector Norway Windfarm-Continent				PINT	PINT	PINT
Green Agean			PINT	PINT	PINT	PINT
Netzausbau 2. Interkonnektor Deutschland – Belgien				TOOT	TOOT	TOOT
Hansa PowerBridge 1				PINT	PINT	PINT
Hansa PowerBridge 2				PINT	PINT	PINT
DC-Interkonnektor Deutschland – Schweiz	PINT	PINT	PINT	PINT	PINT	PINT

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, Bundesnetzagentur

7.4 Modellierung von hybriden Interkonnektoren

Über einen hybriden Interktor werden Lastflüsse aus Handelsaustauschen und der Erzeugung von Offshore-Windparks (OWP) übertragen (s. Abbildung 78). Für den NEP 2037/2045 (2025) sind hybride Interkonnektoren so modelliert, dass die verfügbare Übertragungskapazität primär für die Integration der OWP-Erzeugung genutzt wird und die verbleibende Kapazität für den länderübergreifenden Handel.

Abbildung 78: Beispiel Modellierung hybrider Interkonnektor



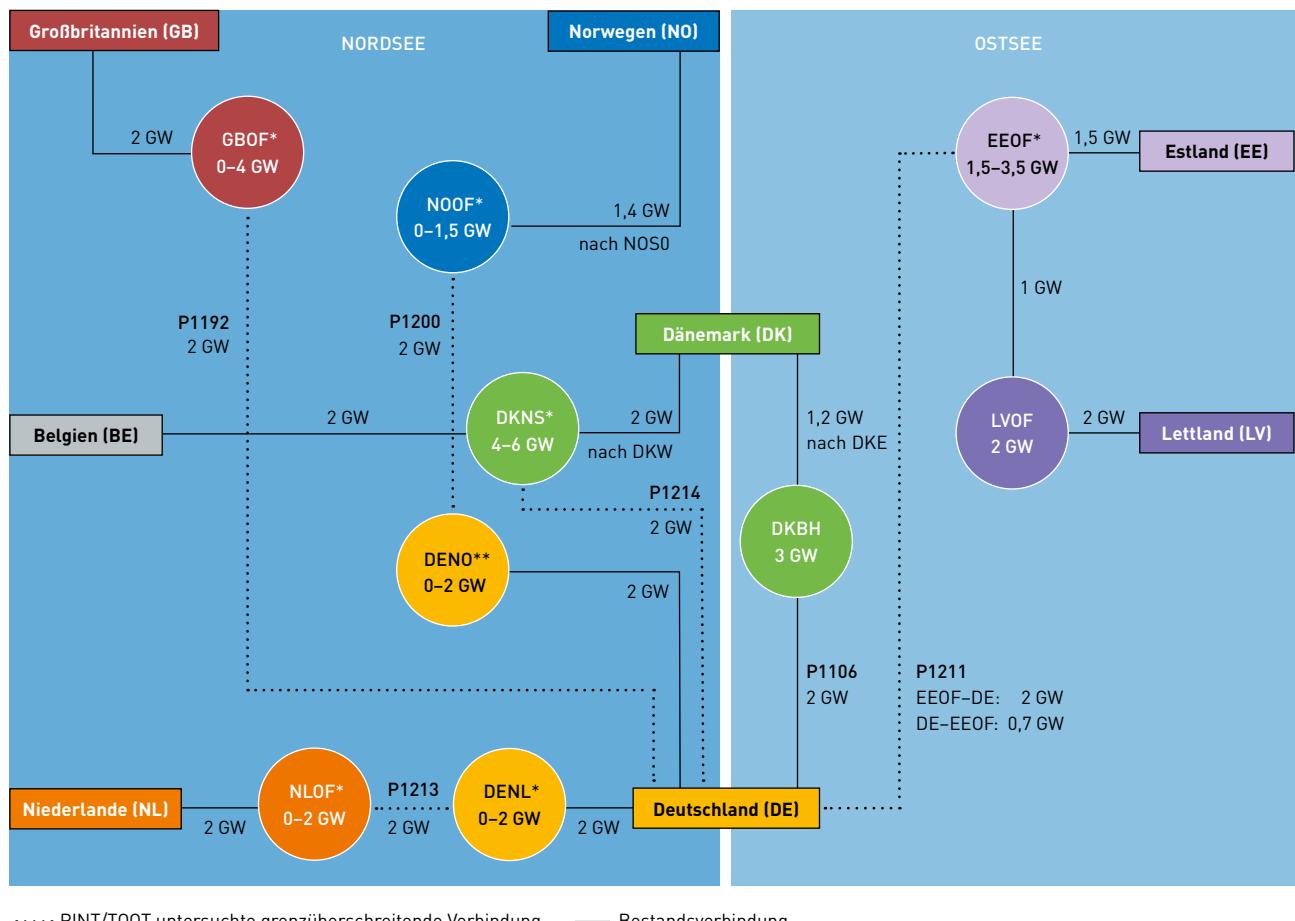
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Durch die Abbildung mittels Offshore-Marktgebotszonen wird automatisch die verbleibende Handelskapazität der hybriden Interkonnektoren unter Berücksichtigung der zeitabhängigen Offshore-Erzeugung berücksichtigt. Die Offshore-Marktgebotszonen enthalten die Offshore-Erzeugungskapazität des hybriden Interkonnektors, haben keine Last und sind an ihre Heimat-Gebotszonen angeschlossen. Die Offshore-Erzeugung des OWP wird dadurch als zusätzlicher Handelsfluss und damit bei der Ermittlung der verfügbaren Austauschkapazitäten im Marktmodell berücksichtigt. Ohne die Offshore-Gebotszone kann der Import aus dem Nachbarland plus die Offshore-Erzeugung sonst die Gesamtkapazität des hybriden Interkonnektors übersteigen.

Für die Nutzung der gebotszonenübergreifenden Austauschkapazitäten werden üblicherweise sehr kleine Modellkosten definiert. Diese Kosten sind für alle Austauschkapazitäten gleich. In der Folge ist die Integration von Erzeugungsleistung aus der heimischen (Offshore-)Gebotszone immer etwas günstiger als von Importen aus ausländischen Gebotszonen.

Die Modellierung der nach Deutschland untersuchten hybriden Interkonnektoren inklusive der Offshore-Gebotszonen ist in Abbildung 79 dargestellt. Mit Ausnahme von Dänemark ergeben sich die Kürzel der ausländischen Offshore-Gebotszonen aus den ersten Buchstaben des Heimatlandes ergänzt um die Buchstaben OF für Offshore. Bei Dänemark unterscheiden sich die letzten beiden Buchstaben zur eindeutigen Differenzierung zwischen der Nordsee (DKNS) und Ostsee/Bornholm Energy Island (DKBH). Für Deutschland indizieren dagegen die letzten beiden Buchstaben zu welchem anderen Land der hybride Interktor vernetzt wird. Eine Besonderheit ist dabei die Offshore-Gebotszone DENO (Deutschland-Norwegen), diese ist nur für die Szenarien A 2045 und C 2045 im NEP modelliert. Im Szenario B 2045 ist ein Direktanschluss von NOOF (Norwegen-Offshore) nach Deutschland unterstellt.

Abbildung 79: Übersicht der modellierten hybriden Interkonnektoren im NEP 2037/2045 (2025)



..... PINT/TOOT untersuchte grenzüberschreitende Verbindung — Bestandsverbindung

* Offshore-Leistung wird je nach PINT- oder TOOT-Ansatz zwischen der Offshore-Gebotszone und dem Heimatmarkt verschoben.

** In B 2045 ohne DENO als 2 GW Direktanschluss nach DE modelliert.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

7.5 Bewertungsvorgehen im NEP 2037/2045 (2025)

Im Folgenden werden die Bewertungsmethode sowie die Indikatoren der durchgeführten Kosten-Nutzen-Analyse kurz erläutert.

7.5.1 Bewertungsmethode

Für Interkonnektoren werden üblicherweise nur der Nutzen und die Kosten im Zusammenhang mit der Änderung der Interkonnektivität beziehungsweise Handelskapazität untersucht. Bei der Bewertung der hybriden Interkonnektoren besteht methodisch die Alternative, die Kosten-Nutzen-Änderung durch die zusätzliche Interkonnektivität und Offshore-Erzeugung gemeinsam zu bewerten. Eine ausführlichere Beschreibung beider Bewertungsansätze findet sich in der CBA-Guideline der ENTSO-E.

Im NEP 2037/2045 (2025) werden alle Interkonnektoren einheitlich nach der Methode bewertet, bei der ausschließlich der Nutzen und die Kosten der Änderung der Interkonnektivität beziehungsweise Handelskapazität untersucht werden. Dadurch wird die Vergleichbarkeit der Projekte untereinander sowie mit früheren NEP- und Studienergebnissen, wie beispielsweise der Offshore-Vernetzungsstudie zum NEP 2037/2045 (2023), sichergestellt.

Für hybride Interkonnektoren wird deshalb unterstellt, dass die Offshore-Erzeugung in der Referenz vollständig integriert ist. Das heißt, dass die Offshore-Mantelzahl eines Landes zwischen Basisrechnung und CBA-Variante unverändert bleibt. Dazu wird die Offshore-Erzeugung von hybriden Interkonnektoren bilanzneutral je nach PINT- oder TOOT-Ansatz zwischen der Offshore-Gebotszone und dem Heimatmarkt verschoben. Die Handelskapazität beziehungsweise Interkonnektivität wird dabei entweder erhöht (PINT) oder verringert (TOOT). Der marktliche Nutzen ergibt sich somit ausschließlich aus dem Mehrwert durch die Änderung der Handelskapazität. In den Projektkosten werden nur die Ausgaben für zusätzliche Infrastruktur zur Errichtung der Interkonnektivität berücksichtigt. Bei klassischen Interkonnektoren beinhaltet dies beispielsweise Konverter- und Kabelkosten, bei hybriden Interkonnektoren zusätzlichen den erforderlichen Platz auf Offshore-Konvertern, DC-Leistungsschaltern und Kabelkosten.

7.5.2 Bewertungsindikatoren

Zur Bewertung des Nutzens werden die in Tabelle 32 aufgeführten Indikatoren herangezogen, die im Anschluss näher beschrieben werden.

Tabelle 32: Übersicht über die ausgewerteten Indikatoren im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse

Indikator (gemäß ENTSO-E Bezeichnung)*	Berechnungsmethode bzw. Ursprung	Einheit
B1. Socioeconomic welfare	Marktsimulation und Engpassmanagement	EUR/Jahr
B2. Additional Societal benefit due to CO ₂ variation	Marktsimulation und Engpassmanagement	Tonnen/Jahr EUR/Jahr
B3. RES integration	Marktsimulation und Engpassmanagement	MW bzw. MWh/Jahr
B5. Variation in grid losses	Leistungsflussberechnungen	MWh/Jahr

* Für eine leichtere Vergleichbarkeit mit dem TYNDP wurde die englische Bezeichnung verwendet.
Die deutschen Entsprechungen sind in den jeweiligen Indikatorbeschreibungen gegeben.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

B1. Socioeconomic welfare (SEW) – Volkswirtschaftlicher Nutzen

Ohne Begrenzung von Kuppelkapazitäten ist eine bessere Optimierung des Einsatzes von Kraftwerken, Speichern und flexiblen Lasten möglich. Durch eine Begrenzung der Kuppelkapazitäten wird sich i.d.R von einem Optimum entfernt, was zu höheren Systemkosten führt. Die Systemkosten umfassen die variablen Erzeugungskosten (u. a. Brennstoffkosten, CO₂-Zertifikatspreis), Startkosten der Kraftwerke sowie die Abrufkosten von einsenkbaren Flexibilitäten. Darüber hinaus werden auch zuschaltbare Lasten berücksichtigt. So müssen beispielsweise in vielen Situationen in einem Marktgebiet Kraftwerke mit hohen Erzeugungskosten eingesetzt werden, während in anderen Marktgebieten deutlich günstigere Erzeugungsleistungen zur Verfügung stehen. Durch den Ausbau der Interkonnektoren zwischen den Marktgebieten und der damit verbundenen Reduzierung der einschränkenden Nebenbedingungen können kostengünstigere anstelle teurerer Kraftwerke eingesetzt werden, was sich durch eine Reduktion der variablen Kosten bemerkbar macht. Der SEW entspricht der Differenz zwischen den Systemkosten in Europa mit und ohne den jeweiligen Interkonnektor. In Marktgebieten mit internen Engpässen, wie beispielsweise Deutschland, muss Engpassmanagement eingesetzt werden, um die Systemsicherheit zu gewährleisten. Durch den geänderten Einsatz des Kraftwerksparks infolge eines zusätzlichen Interkonnektors – sowie gegebenenfalls durch den Einsatz des Interkonnektors selbst – ändert sich der Leistungsfluss, was direkten Einfluss auf die Engpässe und damit auf den allgemeinen Engpassmanagement-Bedarf hat. Der Bau eines Interkonnektors kann den Engpassmanagement-Bedarf sowohl senken (in diesem Fall erhöht sich der SEW) als auch erhöhen (in diesem Fall reduziert sich der SEW). In Situationen mit Einsatz von lastnahen Reserven werden diese nachträglich auf die Grenzkosten der modernsten Gasturbine gesenkt. Dadurch wird eine konservative beziehungsweise untere Abschätzung des volkswirtschaftlichen Nutzens (SEW) in Stunden mit knapper Erzeugungsleistung, also bei Einsatz lastnaher Reserven, vorgenommen.

B2. Additional Societal benefit due to CO₂ variation – Änderung des CO₂-Ausstoßes und der Klimafolgekosten

Wie zum Indikator B1 beschrieben, ändert sich durch neue Interkonnektoren der europäische Kraftwerkseinsatz im Allgemeinen, was sich dementsprechend auch auf die damit verbundenen CO₂-Emissionen niederschlägt. Diese Änderung kann sowohl positiv als auch negativ ausfallen: In Situationen, in denen beispielsweise günstige Kohlekraftwerke teure Gaskraftwerke verdrängen, steigt der CO₂-Ausstoß. Auf der anderen Seite kann es auch zu Situationen kommen, in denen z. B. CO₂-freie erneuerbare Energien, die ohne den neuen Interktor abgeregelt werden müssten, konventionelle Kraftwerke verdrängen und somit den CO₂-Ausstoß reduzieren. Es ist zu beachten, dass hier die Änderung und nicht der Nutzen angegeben ist. Ein positives Vorzeichen bedeutet eine Steigerung, ein negatives Vorzeichen eine Reduktion der CO₂-Emissionen.

Im Rahmen der Bewertung der Interkonnektoren berücksichtigen die ÜNB auch den gesellschaftlichen Nutzen, der durch vermiedene CO₂-Emissionen entsteht, dargestellt als Klimafolgekosten. Ziel ist es, den monetären Nutzen bzw. Schaden abzuschätzen, der der Gesellschaft durch verringerte oder erhöhte CO₂-Emissionen entsteht. Hierzu wird sich an den Kostensätzen für Kohlendioxid- und andere Treibhausgasemissionen gemäß „Methodenkonvention 3.2 zur Ermittlung von Umweltkosten“ des Umweltbundesamtes orientiert. Die dort veröffentlichten Werte von 335 EUR/t CO₂ beziehungsweise 435 EUR/t CO₂ beziehen sich auf die Jahre 2030 und 2050. Gemäß der Berechnungsvorschriften der Methodenkonvention ergeben sich für das Jahr 2037 Folgekosten von 370 EUR/t CO₂ und 410 EUR/t CO₂ für das Jahr 2045. Da bei der Berechnung des SEW bereits die Zertifikatspreise für CO₂ (152,7 bzw. 172,5 EUR/t CO₂) berücksichtigt sind, werden diese von dem anzusetzenden Kostensatz für die Klimafolgekosten abgezogen. Gemäß dem TYNDP 2024 wird für das Jahr 2037 im Rahmen der CBA für Erdgaskraftwerke im europäischen Ausland der Einsatz von 28,8 % erneuerbarem Methan als Brennstoff angenommen. Für das Jahr 2045 wird die Nutzung von 68 % erneuerbarem Methan unterstellt. Für Deutschland gilt die Annahme, dass 2037 eindeutig zwischen fossilen Erdgaskraftwerken und emissionsfreien Wasserstoffkraftwerken unterschieden wird. Ab 2045 gilt in Deutschland die Annahme, dass ausschließlich klimaneutrale Gase als Brennstoff für gasbefeuerte Kraftwerke verwendet werden. Etwaige Restemissionen, beispielsweise aus Abfallkraftwerken, sollen durch Kompensationsmaßnahmen ausgeglichen werden.

B3. RES integration – Integration erneuerbarer Energien

Übersteigt in einer Situation die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien und sonstigen Must-Run-Erzeugungseinheiten die Summe aus Verbrauch, Speicher- und Exportmöglichkeiten, muss die überschüssige Leistung abgeregelt werden. Durch einen neuen Interktor kann gegebenenfalls mehr exportiert werden und somit muss weniger erneuerbare Energie abgeregelt werden.

B5. Variation in grid losses – Veränderung der Netzverluste

Wie beim Indikator B1 ausgeführt, führen Netzausbaumaßnahmen zu einer Änderung des Einsatzes von Erzeugungseinheiten. Des Weiteren ändern sich die Impedanzverhältnisse im Netz, was zu einer Änderung der Lastflüsse führt, welche wiederum direkten Einfluss auf die Netzverluste haben. Die Veränderung der Netzverluste entspricht dem Delta zwischen Netzverlusten mit und ohne den jeweiligen Interktor und wird in MWh/Jahr ausgewiesen.

7.6 Ergebnisübersicht

Die Ergebnisse werden in der [digitalen Projektbibliothek](#) veröffentlicht und fortlaufend mit den neuen Veröffentlichungen des NEP aktualisiert. Eine detaillierte Einordnung erfolgt in den dazugehörigen Projektsteckbriefen. Tabelle 33 gibt einen Überblick über die Zeitpunkte der jeweiligen Veröffentlichung. Die Sonderveröffentlichung erscheint Ende April 2026.

Tabelle 33: Übersicht Veröffentlichungszeitpunkte der CBA-Ergebnisse

Projektsteckbriefe zu grenzüberschreitenden Vorhaben	Zeitpunkt der Veröffentlichung der Bewertungsindikatoren					
	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
<u>UK – DE Hybrid Interconnector</u> Scotland-Germany Phase I	1. Entwurf	1. Entwurf	Sonderver-öffentlichung	1. Entwurf	1. Entwurf	Sonderver-öffentlichung
UK – DE Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase II		2. Entwurf	Sonderver-öffentlichung	2. Entwurf	Sonderver-öffentlichung	Sonderver-öffentlichung
NL – DE Offshore Hybrid Interconnector				2. Entwurf	Sonderver-öffentlichung	Sonderver-öffentlichung
<u>Baltic WindConnector</u>			Sonderver-öffentlichung	1. Entwurf	1. Entwurf	Sonderver-öffentlichung
<u>TYSDAN Hybrid Interconnector</u>				1. Entwurf	1. Entwurf	Sonderver-öffentlichung
Hybrid Interconnector Norway Windfarm-Continent				2. Entwurf	Sonderver-öffentlichung	Sonderver-öffentlichung
Green Agean			Sonderver-öffentlichung	2. Entwurf	Sonderver-öffentlichung	Sonderver-öffentlichung
<u>Netzausbau 2. Interktor</u> Deutschland – Belgien				1. Entwurf	1. Entwurf	Sonderver-öffentlichung
Hansa PowerBridge 1				2. Entwurf	Sonderver-öffentlichung	Sonderver-öffentlichung
Hansa PowerBridge 2				2. Entwurf	Sonderver-öffentlichung	Sonderver-öffentlichung
DC-Interkonnektor Deutschland – Schweiz	2. Entwurf	2. Entwurf	Sonderver-öffentlichung	2. Entwurf	Sonderver-öffentlichung	Sonderver-öffentlichung

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, Bundesnetzagentur

Weiterführende Dokumente und Links

- > Institut für elektrische Anlagen & Netze, Digitalisierung & Energiewirtschaft (2023). Nationale und internationale Offshore-Vernetzung. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-06/Studie_Offshore-Vernetzung_2023_1.pdf [Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025]
- > ENTSO-E (2024). TYNDP 2024. Offshore Network Development Plans. European offshore network transmission infrastructure needs. Pan-European Summary. https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-containertyndp-documents/ONDPA2024/web_entso-e_ONDP_PanEU_240226.pdf [Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025]
- > Digitale Projektbibliothek der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan Strom: <https://www.netzentwicklungsplan.de/projektbibliothek>
- > Informationen zum Status der PCI-Projekte auf der PCI-PMI Transparency platform: https://ec.europa.eu/energy/infrastructure/transparency_platform/map-viewer/main.html [Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025]
- > Informationen zum TYNDP 2024 von ENTSO-E: <https://tyndp.entsoe.eu> [Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025]
- > Dänemark, Belgien, Niederlande, Deutschland (2022). The Esbjerg Declaration on The North Sea as a Green Power Plant of Europe 2022. <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/974430/2040932/b357fa6726099a0304ee97c3a64e411c/2022-18-05-erklaerung-nordsee-gipfel-data.pdf?download=1> [Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025]
- > Belgien, Dänemark, Frankreich, Deutschland, Irland, Luxemburg, Niederlande, Norwegen, Großbritannien (2023). Ostende Declaration of Energy Ministers on The North Sea as Europe's Green Power Plant delivering cross-border projects and anchoring the renewable offshore industry in Europe. <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/ostend-declaration-energy-ministers-north-seas-europe-s-green-power-plant.pdf?blob=publicationFile&v=4> [Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025]
- > Dänemark, Deutschland, Estland, Lettland, Litauen, Polen, Finnland, Schweden (2022). The Declaration of Energy Ministers. The Baltic Sea Energy Security Summit. https://www.en.kefm.dk/Media/637975454923038956/Declaration%20of%20Energy%20Ministers_310822.pdf [Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025]
- > Litauen, Dänemark, Estland, Finnland, Deutschland, Lettland, Polen, Schweden (2022). The Declaration of Energy Ministers: Baltic Sea High Level Energy Security Meeting. <https://enmin.lrv.lt/media/viesa/saugykla/2024/4/AEc-C4FexKdY.pdf> [Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025]
- > Bundesnetzagentur (2025). Genehmigung des Szenariorahmens 2025-2037/2045. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/DL_Szenariorahmen/Genehm_SR_2025Strom.pdf?blob=publicationFile&v=2 [Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025]
- > Matthey, A., Bünger, B., & Eser, N. (2024). Methodenkonvention 3.2 zur Ermittlung von Umweltkosten. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/methodological-convention-32-for-the-assessment-of> [Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025]