



**P715**

## **TYSDAN Hybrid Interconnector**

10.12.2025 Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf

### **Basisdaten**



Zubaunetz Onshore DC

### **Weitere Informationen**

TYNDP-Nr: 1214

### **Projektbeschreibung**

Das Projekt kombiniert die Netzanbindung von zwei Offshore-Windparks (2 x 2 GW) in der dänischen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ), die jeweils nach Dänemark und Deutschland angebunden sind, mit einer grenzüberschreitenden Handelskapazität von 2 GW zwischen Dänemark und Deutschland in einem Multiterminal-HGÜ-System (Hybrider Interkonnektor). In der dänischen AWZ umfasst das Projekt zwei Multiterminal-Konverterplattformen, die über eine DC-Schaltstation auf einer zusätzlichen Plattform seeseitig verbunden werden. Eine Konverterplattform wird mit Anbindung an das dänische Festland und die andere Konverterplattform mit Anbindung an das deutsche Festland geplant. Das Projekt wird mit der Technologie der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ bzw. DC) realisiert und für eine Übertragungsleistung von jeweils 2 GW an das deutsche und dänische Festland ausgelegt. Die Kostenteilung des Gesamtprojektes ist Bestandteil laufender Verhandlungen der zuständigen Ministerien, weswegen im Folgenden lediglich die Maßnahmen zum Anschluss an das deutsche Marktgebiet beschrieben werden. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme zur Anbindung an das deutsche Marktgebiet notwendig:

- M1115: Lippe - AWZ Dänemark

## Maßnahmen des geplanten Projektes

1 Maßnahme

## M1115 Lippe - AWZ Dänemark

5 Leitung

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

**Bundesländer:** AWZ/Küstenmeer Nordsee Niedersachsen Nordrhein-Westfalen Schleswig-Holstein

Ausführung:

Netzausbau 240 km

davon Neubau in neuer Trasse (mit MR) 240 km

Netzverstärkung 470 km

davon Leerrohrnutzung (mit MR) 470 km

Geplante Inbetriebnahme: 2039-2040

### Beschreibung der Maßnahme

Die HGÜ-Verbindung ist zwischen dem NVP Lippe in Nordrhein-Westfalen und einer Offshore-Konverterplattform in der dänischen AWZ geplant. Seeseitig als auch landseitig erfolgt die Umsetzung der Verbindung als DC-Kabelsystem. Für die HGÜ-Verbindung mit einer Übertragungskapazität von 2 GW ist der Neubau von einer Konverterstation nahe der Umspannanlage Lippe erforderlich (Netzausbau). Für den Anschluss zwischen der Konverterstation und der Umspannanlage Lippe ist ein 380-kV-Leitungsneubau erforderlich. Die UA Lippe ist entsprechend um die erforderlichen Schaltfelder zu erweitern. Die Grenzkorridore sowohl zur dänischen AWZ also auch zur deutschen Küste, die landseitige und seeseitige Führung des DC-Kabelsystems und die Netzverknüpfungspunkte sind maßgeblich von der Prüfung der Trassenrealisierbarkeit und dem Untersuchungsergebnis der laufenden Abstimmungen zwischen dem dänischen ÜNB Energinet und Amprion abhängig. Aufgrund des ausgedehnten Planungshorizonts bis zur geplanten Inbetriebnahme im Jahr 2040 können hierzu zum Zeitpunkt der Veröffentlichung noch keine genaueren Angaben gemacht werden. Beschleunigend kann die Nutzung der mit Korridor B/BBPLG Nr. 48 (Nord)/49 (Süd) bestätigten Leerrohrverbindung zwischen Heide und Hamm-Uentrop über den Großteil der zu überbrückenden Distanz wirken.

## Begründung des geplanten Projekts

## Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Nordsee-Region zwischen Deutschland und Dänemark ist durch einen erwartbaren Zubau von Offshore-Windenergieanlagen geprägt. In den deutschen Lastzentren wird parallel dazu der Anstieg des Bedarfes an CO<sub>2</sub>-armer Energie erwartet. An die Umspannanlage (UA) Lippe ist bislang das Kohlekraftwerk Datteln (1 GW) angeschlossen. Dort befindet sich mit einem Umrichter auch eine Verknüpfung zum regionalen Bahnstromnetz mit entsprechend langfristiger Nachfrage zu hohen Volllaststunden. Zugleich befindet sich neben der UA Datteln eine Großansiedlungsfläche des nordrhein-westfälischen Landesentwicklungsplanes in Entwicklung. In der dänischen Nordsee besteht ein erhebliches Potenzial für Offshore-Windleistung, die über die bestehende Netzinfrastruktur ohne zusätzliche Maßnahmen nur begrenzt in Richtung deutscher Verbrauchsschwerpunkte abtransportiert werden kann. Das Projekt integriert zwei dänische Offshore-Windparks (4 GW) in ein hybrides Interkonnektor-System, das sowohl Anbindung als auch grenzüberschreitenden Handel kombiniert. Dadurch kann durch Offshore-Wind erzeugter Strom effizient in Verbrauchszentren transportiert und Marktgebiete besser gekoppelt werden.

## **Netzplanerische Begründung**

Der hybride Interkonnektor stellt zusätzliche, steuerbare Marktkapazität für den europäischen Markt bereit, erhöht die Versorgungssicherheit in beiden Ländern, verringert Abregelungen und integriert zusätzliche Offshore-Windkapazität aus der dänischen AWZ. Der grenzüberschreitende Austausch mit Netzanbindung im Amprion-Gebiet liefert zusätzliche Flexibilitätsoptionen und ermöglicht, Offshore-Windleistung aus der dänischen Nordsee direkt in deutsche Lastzentren zu transportieren und alternative Netzverstärkungsmaßnahmen an Land vermeidet. Der positive volkswirtschaftliche Nutzen wurde bilateral mit dem dänischen ÜNB Energinet sowie in europäischen Planungsprozessen (ONDP, TYNDP 2024, OTC 2025) nachgewiesen.

## **Anderweitige Planungsmöglichkeiten**

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

### **Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative**

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich im Rahmen der technischen Alternativenprüfung für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2025), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, sieben unterschiedliche Szenarien und dem folgend sieben Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Wind onshore) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

### **Prüfung nach NOVA**

Das NOVA-Prinzip wurde bei der Maßnahmenermittlung berücksichtigt. Eine Verstärkung bestehender Infrastruktur ist für die grenzüberschreitende HGÜ-Seekabelverbindung mit

seeseitigen Multiterminal-Plattformen nicht möglich; der teilweise Neubau in einer neuen Trasse ist erforderlich, bereits geplante Trassen werden berücksichtigt und genutzt, sofern die Möglichkeit besteht.

## **Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer**

### **Alternativen**

Der deutsche Netzverknüpfungspunkt wird im Amprion-Netzgebiet festgelegt. Alternative Netzverknüpfungspunkte wurden unter Berücksichtigung der Einbindung ins umgebende Übertragungsnetz, Trassenrealisierbarkeit, räumlicher Inanspruchnahme und volkswirtschaftlicher Kosten geprüft. Vorbehaltlich der laufenden Abstimmungen mit Energinet und den Ergebnissen der Trassenprüfung hat sich die Anbindung im Amprion-Gebiet als wirksam und verhältnismäßig erwiesen. Finale Festlegungen erfolgen nach Abschluss der laufenden Untersuchungen.

### **Bisherige Bestätigung des Projekts**

Das Projekt P715 wird im NEP 2037/2045 (2025) erstmalig betrachtet.

### **Kosten-Nutzen-Analyse**

**Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios A 2045:  
TYNDP-Nr. P1214 Hybrid Interconnector (DK-DE)**

	SEW in M€	Vermiedener CO <sub>2</sub> -Ausstoß in kt/Jahr	Integration Erneuerbare in GWh/Jahr	Vermiedene Netzverluste in GWh	Vermiedener Redispatch in GWh	Vermiedene Klimafolgekosten in M€/Jahr
<b>Marktsimulation</b>	383,7	200,0	4.710,0			47,9
<b>innerdeutscher Redispatch</b>	-18,0	-2,2	46,0	105,0	-82,0	-0,9
<b>Gesamt</b>	<b>365,7</b>	<b>197,8</b>	<b>4.756,0</b>	<b>105,0</b>	<b>-82,0</b>	<b>47,0</b>

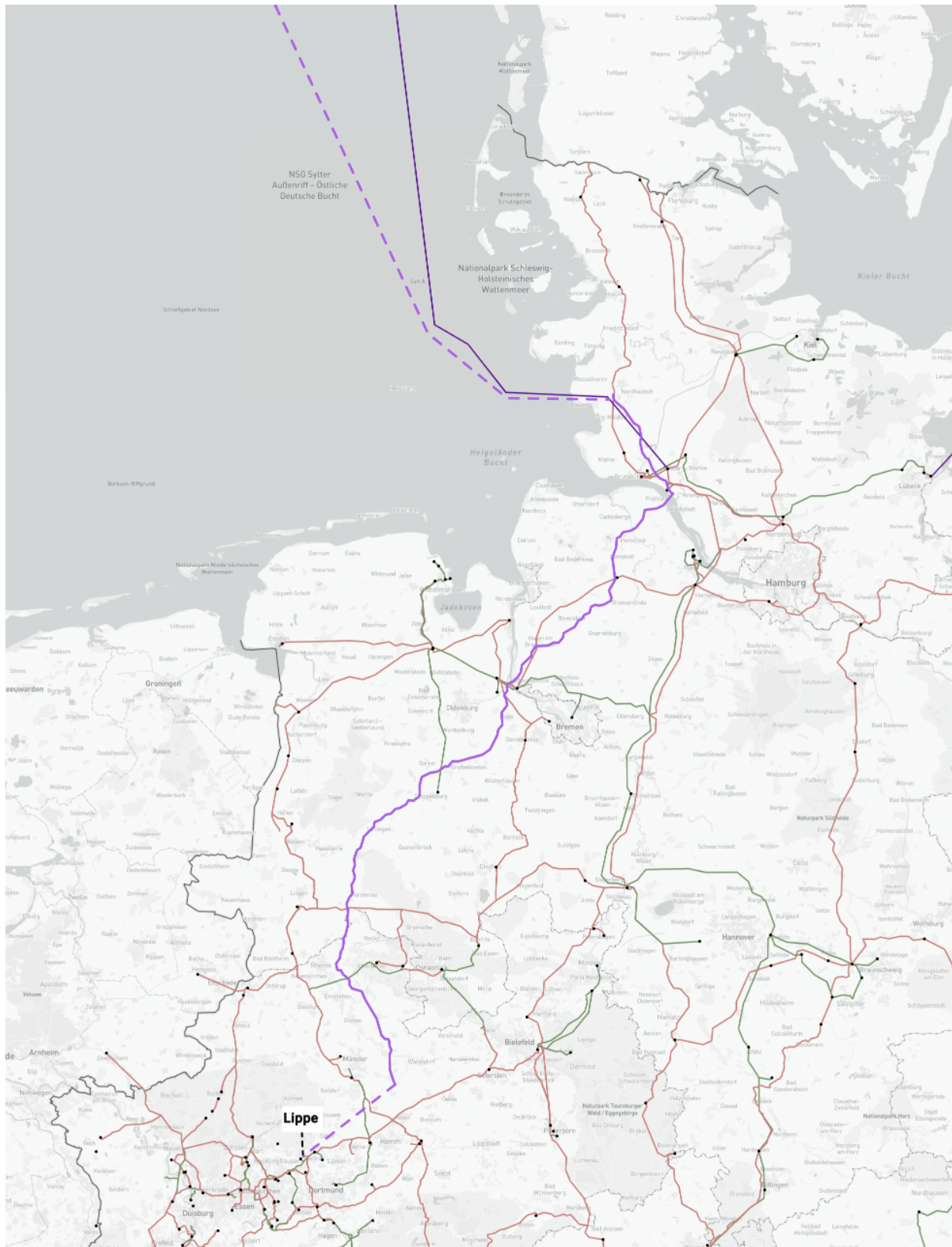
SEW: Socio-Economic Welfare. Positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung des SEW  
CO<sub>2</sub>: Positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes  
Integration Erneuerbare: Positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der EE-Integration  
Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion der Netzverluste  
Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge  
Klimafolgekosten: positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion der Klimafolgekosten

**Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B 2045:  
TYNDP-Nr. P1214 Hybrid Interconnector (DK-DE)**

	SEW in M€	Vermiedener CO <sub>2</sub> -Ausstoß in kt/Jahr	Integration Erneuerbare in GWh/Jahr	Vermiedene Netzverluste in GWh	Vermiedener Redispatch in GWh	Vermiedene Klimafolgekosten in M€/Jahr
<b>Marktsimulation</b>	435,8	170,0	5.800,0			39,6
<b>innerdeutscher Redispatch</b>	-50,0	0,1	-47,0	-353,0	-384,0	0,0
<b>Gesamt</b>	<b>385,8</b>	<b>170,1</b>	<b>5.753,0</b>	<b>-353,0</b>	<b>-384,0</b>	<b>39,6</b>

SEW: Socio-Economic Welfare. Positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung des SEW  
CO<sub>2</sub>: Positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes  
Integration Erneuerbare: Positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der EE-Integration  
Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion der Netzverluste  
Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge  
Klimafolgekosten: positives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion der Klimafolgekosten

# Karte des geplanten Projekts



Kartenansicht P715

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox | © OpenStreetMap