

Digitale Dialogveranstaltung zum ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037/2045 (2025)

16. Dezember 2025



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM



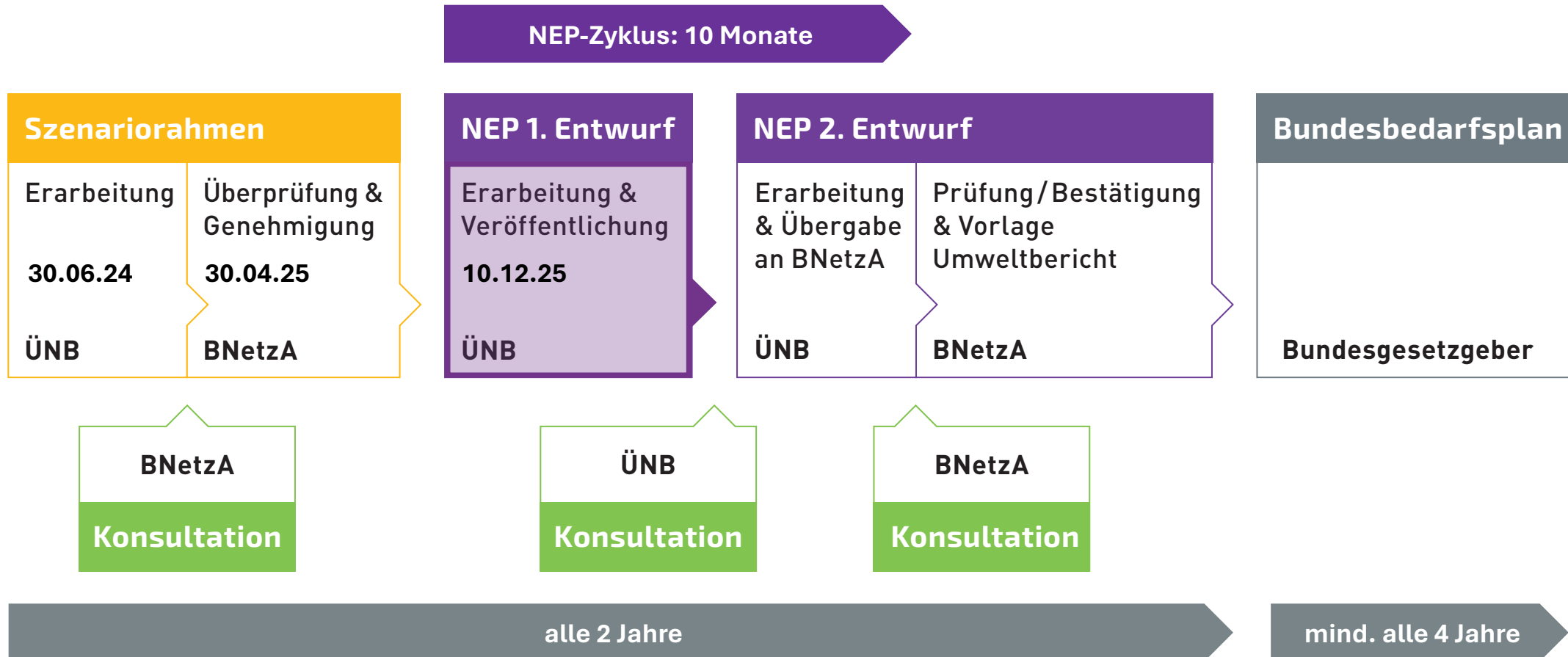
Agenda

- 1 Einleitung
- 2 Szenariorahmen und Marktmodellierung
- 3 Zielnetzentwicklung Offshore und Onshore
- 4 Ausblick

1 Einleitung

Gesamtprozess NEP Strom gem. § 12a/b EnWG

Konsultationszeitraum vom 10.12.25 bis 14.01.26



NEP Strom 2037/2045 (2025), erster Entwurf

Untersuchungsumfang



1. Entwurf

10.12.2025

Inhalte

1. Ergebnisse der Marktsimulation und Netzanalysen der Szenarien **A/B 2037 und A/B 2045**
2. Ergebnisse erster **Kosten-Nutzen-Analysen (CBA)** der noch nicht im NEP 2037/2045 (2023) bestätigten Interkonnektoren



2. Entwurf

vrsl. März 2026

Inhalte

1. Ergebnisse der Marktsimulation und Netzanalysen der Szenarien **C 2037 und C 2045**
2. Ergebnisse der **Spannungsberechnungen** auf Basis des Szenarios B 2037 und der Analysen zum Trendszenario 2032
3. Ergebnisse weiterer **Kosten-Nutzen-Analysen (CBA)** der noch nicht im NEP 2037/2045 (2023) bestätigten Interkonnektoren



Sonderveröffentlichung

vrsl. Ende April 2026

Inhalte

1. Ergebnisse der Marktsimulation und Netzanalysen des **Szenarios A2037+**
2. Ergebnisse weiterer **Kosten-Nutzen-Analyse (CBA)** der noch nicht im NEP 2037/2045 (2023) bestätigten Interkonnektoren

NEP Strom 2037/2045 (2025), erster Entwurf

Executive Summary 1/2

Die Marktverknappung bei technischen Komponenten und Dienstleistungen haben zu einer erheblichen Kostensteigerung von Netzausbauvorhaben gegenüber früheren Annahmen geführt:

› **Kostensteigerungen haben Einfluss auf die Zielnetzentwicklung**

Der neue NEP zielt stärker darauf ab, ein Optimum zwischen AC-, DC-Vorhaben und verbleibendem Engpassmanagementbedarf unter Wahrung der Netzsicherheit zu finden:

› **In den Zielnetzen verbleibt ein höherer Engpassmanagementbedarf mit geringerer Netzmenge**

Mit dem vorliegenden NEP gelingt eine kosteneffiziente Integration von Windenergie auf See:

› **Im Rahmen der Offshore-Optimierung werden Flächenneuzuschnitte, Überbauung von Windparks sowie die Steigerung der Übertragungsleistung betrachtet**

NEP Strom 2037/2045 (2025), erster Entwurf

Executive Summary 2/2

Die Bundesnetzagentur hat im April den Szenariorahmen mit einer deutlichen Spreizung der Szenarien bestätigt:

- › **Übertragungsnetzbetreiber schätzen die technologische und energiewirtschaftliche Ausrichtung im Szenario A als robust ein.**

Im Vergleich zum vorherigen NEP zeigen sich die HGÜ-Verbindungen DC42 und DC42plus in fast allen Szenarien robust (wenngleich nunmehr als Freileitung),...

- › **... wohingegen DC40, DC40plus und DC41 in diesem NEP nicht mehr Teil eines volkswirtschaftlich effizienten Klimaneutralitätsnetzes sind.**

Die Investitionskosten im Szenario A belaufen sich auf rund 360 Mrd. €:

- › **Wesentliche Einsparpotenziale ergeben sich insbesondere durch die Verringerung der Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) sowie der landseitigen HGÜ gegenüber dem NEP 2037/2045 (2023) in Höhe von ca. 80 Mrd. € bis 2045.**

2 Szenariorahmen und Marktmodellierung

Überblick Szenariorahmen

„Szenarien sollen für neue Bundesregierung anschlussfähig sein“

Genehmigter Szenariorahmen betrachtet erneut ein klimaneutrales Energiesystem 2045

- Vier Szenarien für 2037 und drei Szenarien für 2045
- Breiterer Szenariotrichter als im NEP 2037/2045 (2023)
- Zusätzliche Untersuchung eines Trendszenarios 2032 als Zwischenschritt zu den gesetzlichen Stützjahren

„Verlangsamte Elektrifizierung“: Entwicklungspfad A

- Geringste Dimensionierung des Stromsystems, Stromverbrauch unter dem Niveau des NEP 2037/2045 (2023)
- Höchster H2-Bedarf, größter H2-Import
- EE-Ausbau unterhalb der politischen Ziele

Überblick Szenariorahmen

„Szenarien sollen für neue Bundesregierung anschlussfähig sein“

„Sektorübergreifendes Szenario“: Entwicklungspfad B

- Abgestimmte Mantelzahlen für Kraftwerke und Elektrolyse zwischen den NEP Strom und Gas/H2
- Orientierung an den Ankerpunkten der Systementwicklungsstrategie, Fokussierung auf Elektrifizierung
- EE-Ausbau entlang der energiepolitischen Ziele im EEG/WindSeeG











Europäisches Ausland bildet aktuelle energiepolitische Entwicklungen in Nachbarländern ab

- Szenario „National Trends+“ aus TYNDP 2024 als Grundlage für das Ausland und Preise
- Umsetzung eines Flow-Based Market-Coupling-Ansatzes in 2037

Überblick Szenariorahmen

Ausgewählte Szenarioparameter



| Wesentliche Szenariokennzahlen | | Bestand 2024 | NEP 2037/2045 (2023) | | NEP 2037/2045 (2025) | | | |
|--------------------------------|--|-----------------|----------------------|---------------|----------------------------|-----------------|--|-----------------|
| | | | B 2037 | B 2045 | A 2037 | A 2045 | B 2037 | B 2045 |
| Last |  Bruttostromverbrauch [in TWh] | 518 | 961 | 1.106 | 845 | 948,2 | 1027,4 | 1.181,9 |
| |  Großverbraucher | | „100 % Planung“ | | „Fortgeschrittene Planung“ | | „Fortgeschrittene Planung“ + 25 % „Planung“ | |
| Stromerzeugung |  Onshore Wind [in GW] | 63,5 | 158,2 | 160 | 126,6 | 143,5 | 158,2 | 160 |
| |  Offshore Wind [in GW] | 9,2 | 58,5 | 70 | 50 | 60 | 56 | 70 |
| |  Photovoltaik [in GW] | 99,8 | 345,4 | 400 | 270 | 315 | 345,4 | 400 |
| |  Thermische Kraftwerke [in GW] | 75,8 | 39,4 | 35,6 | 48,2 | 62,5 | 64,2 | 83,5 |
| Flexi- bilitäten |  Batteriespeicher [in GW] (davon Großbatteriespeicher [in GW]) | 11,6 (1,7) | 91,1 (23,7) | 141 (43,3) | 87,8 (41,1) | 100,8 (41,1) | 127,1 (67,6) | 141,3 (67,6) |
| |  Elektrolyseure [in GW] | 0,2 | 26 | 50 | 20 | 31,6 | 42 | 58,5 |
| Sektoren- kopplung |  Wärmepumpen [Anzahl in Mio.] | 2 | 14,3 | 16,3 | 7,7 | 11,3 | 8,7 | 13,3 |
| |  Elektromobilität [Anzahl in Mio.] | 2,4 | 31,7 | 37,3 | 27,8 | 36,8 | 33,6 | 44,5 |

Energiewende-Monitoring

Der NEP erfüllt die Schlüsselmaßnahmen aus dem Energiewende-Monitoring des BMWF



Ehrliche Bedarfsermittlung und Planungsrealismus



Unterschreitung der Sektorziele in Pfad A – Nutzung des Pfads als „Referenz“-Pfad unter den 4 ÜNB



Netze, Erneuerbare Energien und dezentrale Flexibilität synchron ausbauen



Anwendung von Freileitungsmonitoring und Überbauung in Netzplanung – Prüfung von Kabel- und Freileitungsverlegung



Flexibilität und Digitalisierung des Stromsystems voranbringen



Marktgetriebener Einsatz von Batteriespeichern, E-KFZ und Wärmepumpen im NEP



Wasserstoff-Hochlauf pragmatisch fördern, überkomplexe Vorgaben abbauen



Abgestimmte Planungsdaten für Wasserstoffkraftwerke und Elektrolyseure zwischen ÜNB & FNB



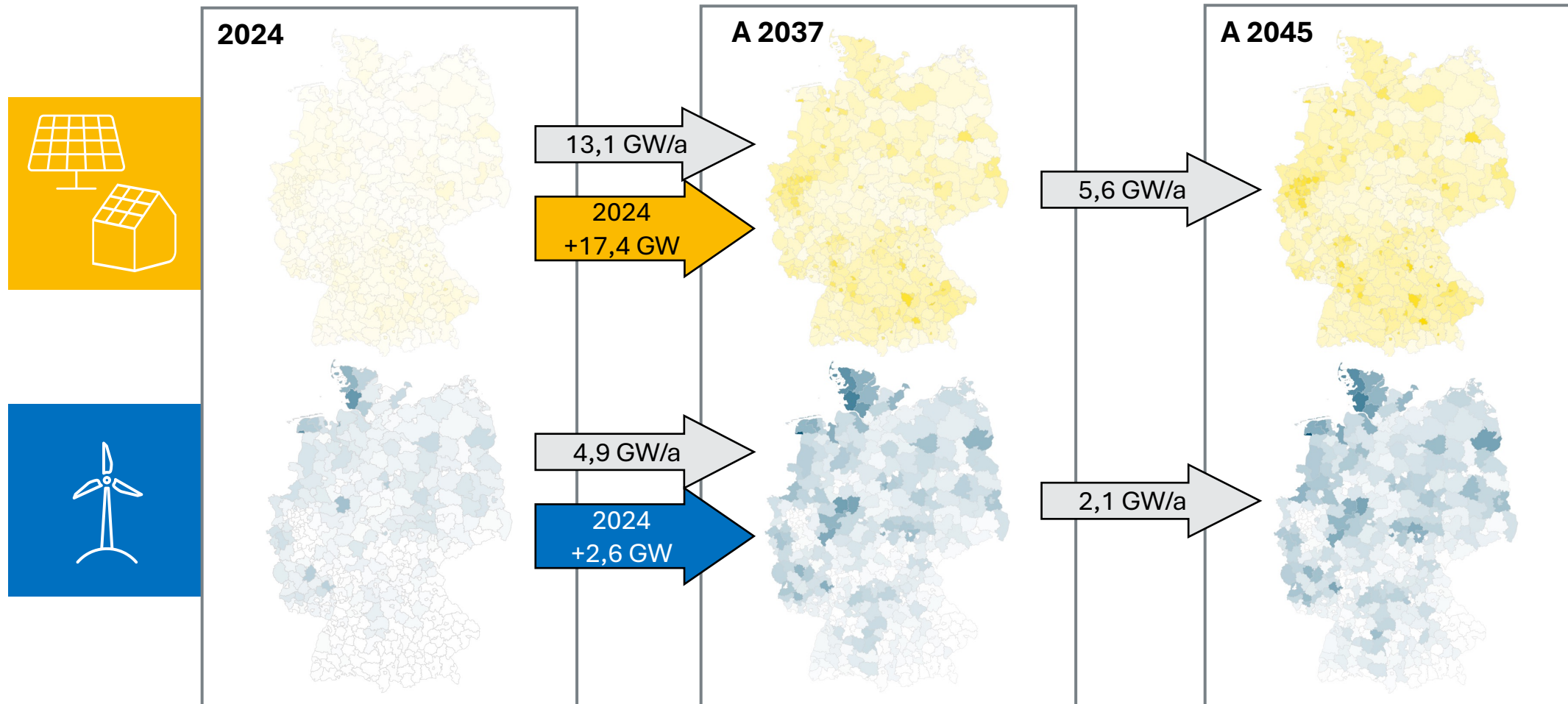
CCS/CCU als Klimaschutztechnologie etablieren



CCS/CCU in Szenario A implizit berücksichtigt zur Senkung der CO₂-Emissionen

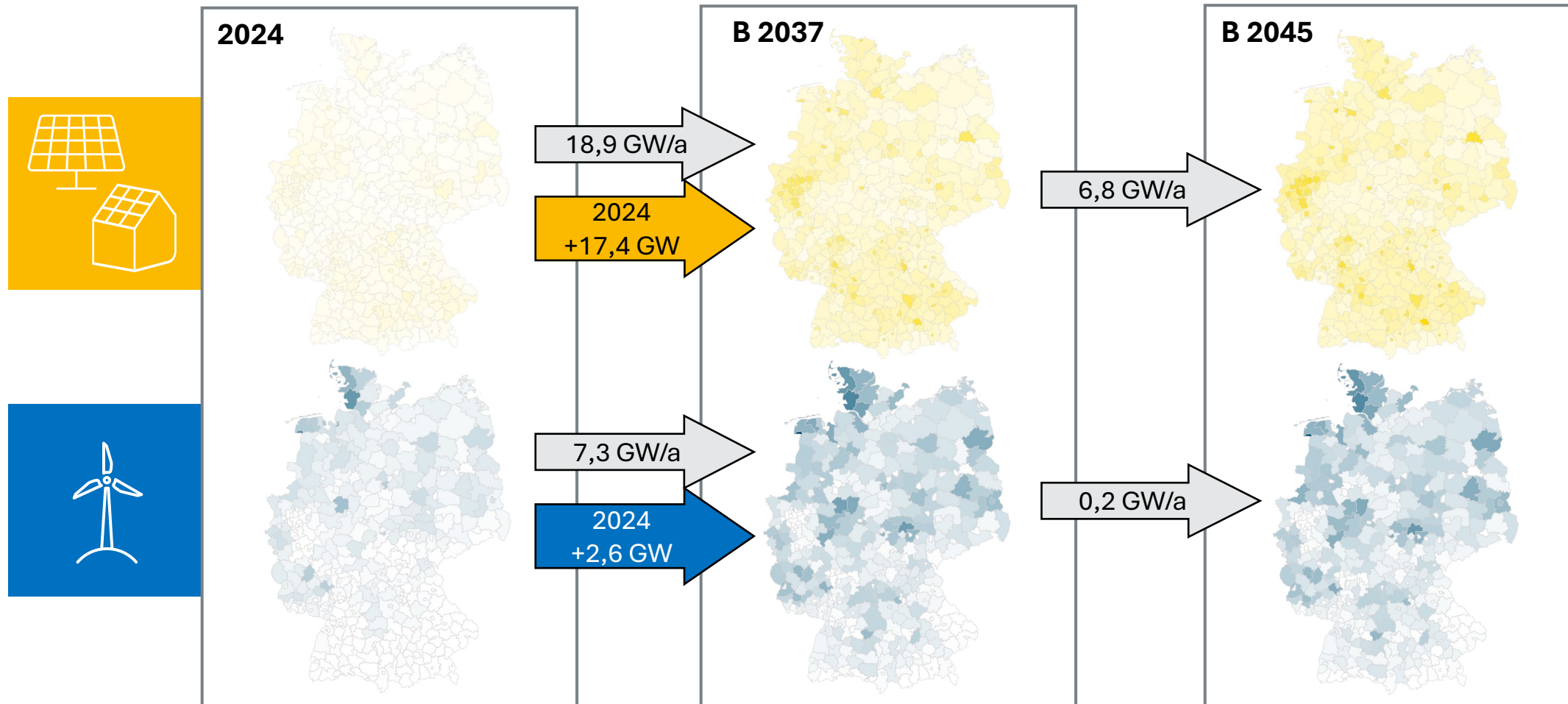
Regionalisierung von Onshore-Wind und PV-Anlagen

Entwicklung von heute bis 2045 – Szenariopfad A



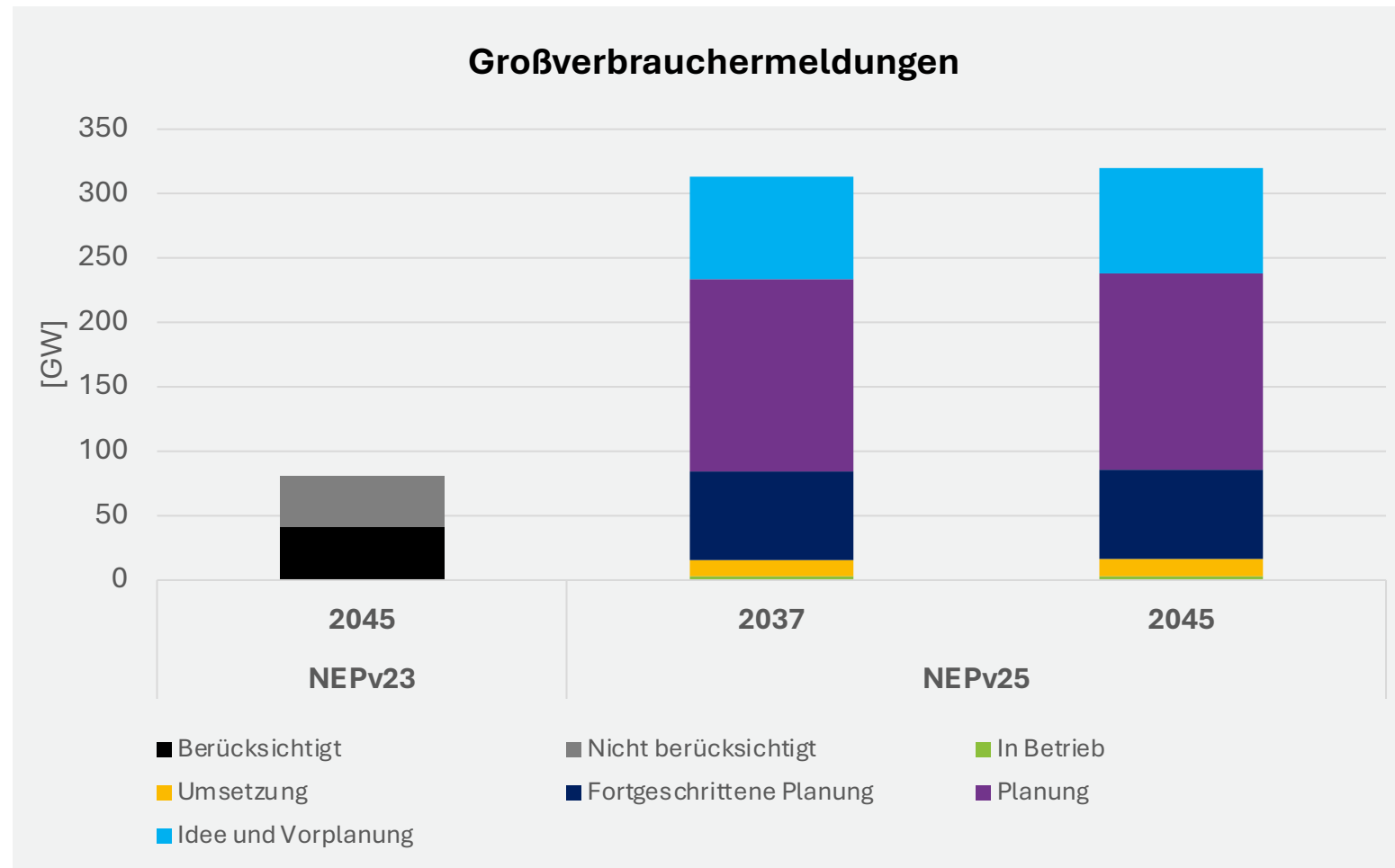
Regionalisierung von Onshore-Wind und PV-Anlagen

Entwicklung von heute bis 2045 – Szenariopfad B



Großverbraucherabfrage

Leistung übersteigt die des letzten NEP deutlich



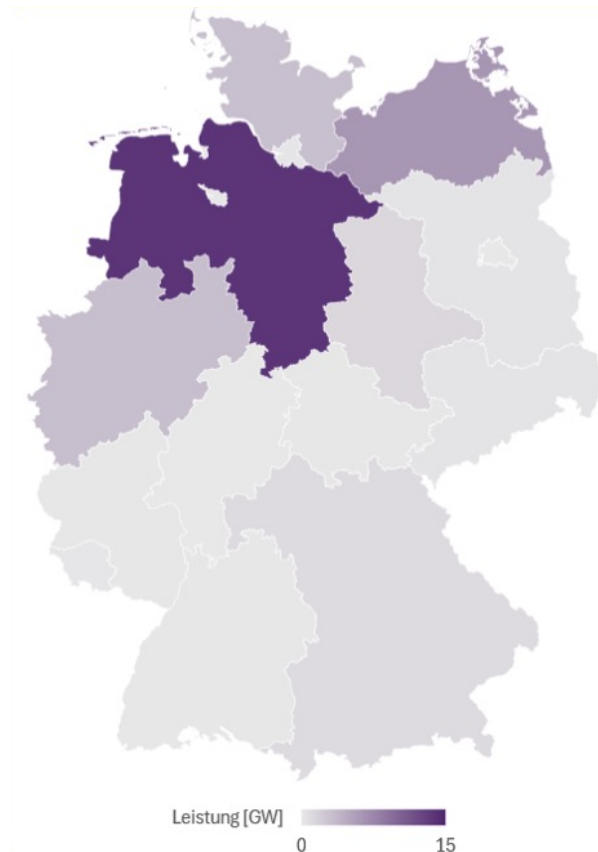
Online-Marktabfrage

- › Meldezeitraum erster gemeinsamer Marktabfrage: Februar bis März 2024
- › Weitere Aktualisierung im Rahmen der Konsultation zum Szenariorahmen
- › Letztes Update der ÜNB-Meldungen: März 2025

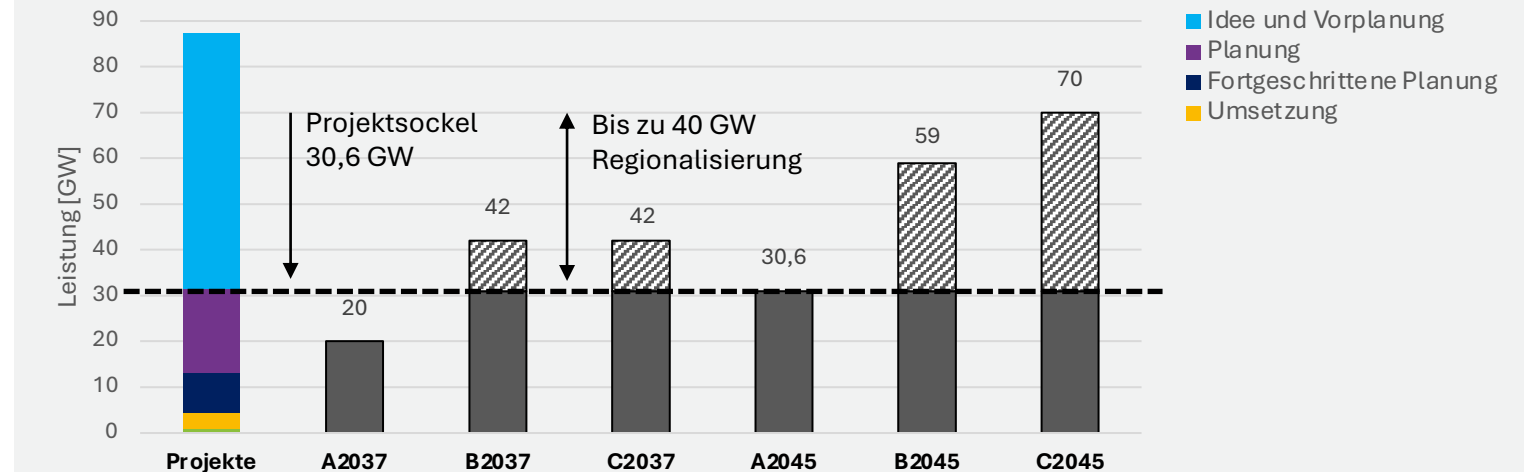
Power-to-Gas

Konsolidierte P2G-Liste mit FNB berücksichtigt
ausschließlich Projekte aus Marktabfrage

Projektsockel 30,6 GW



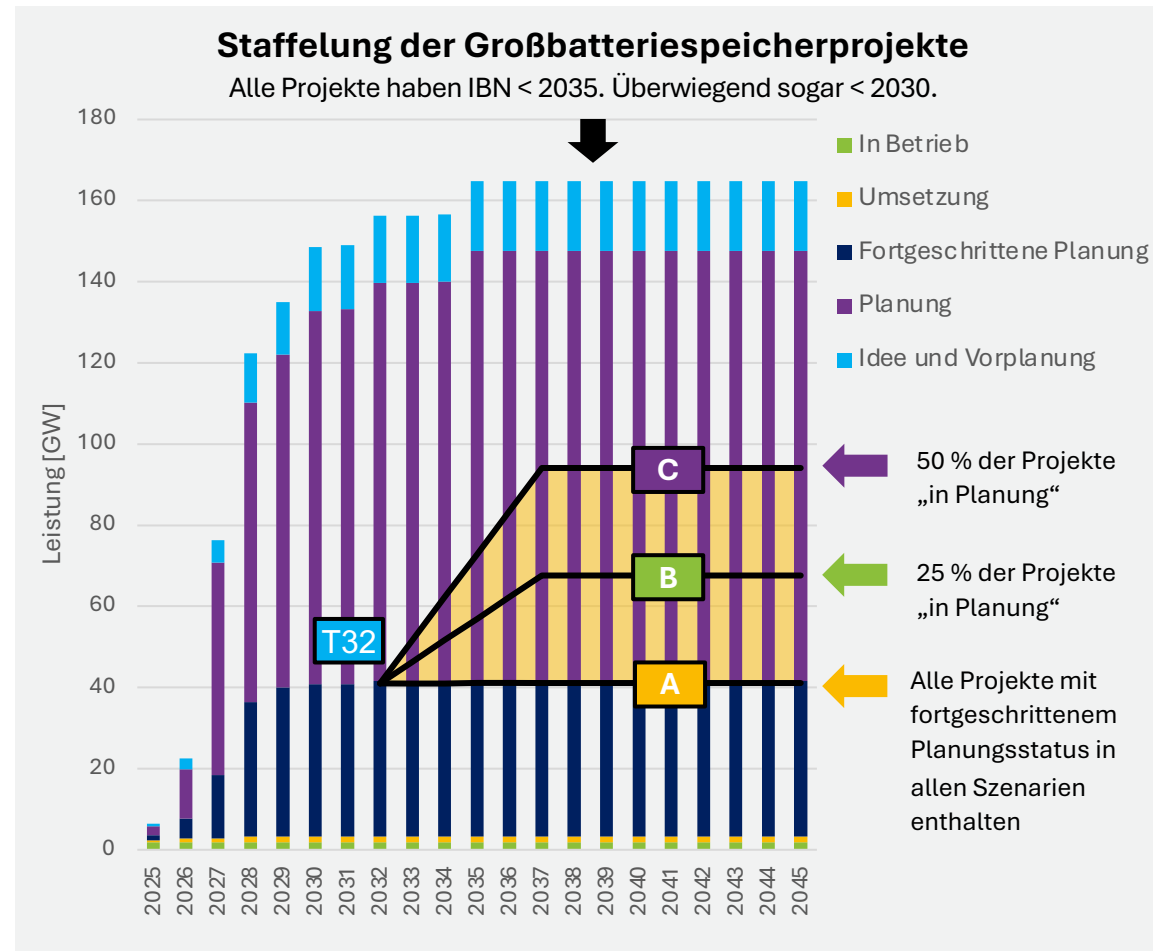
Mantelzahlen



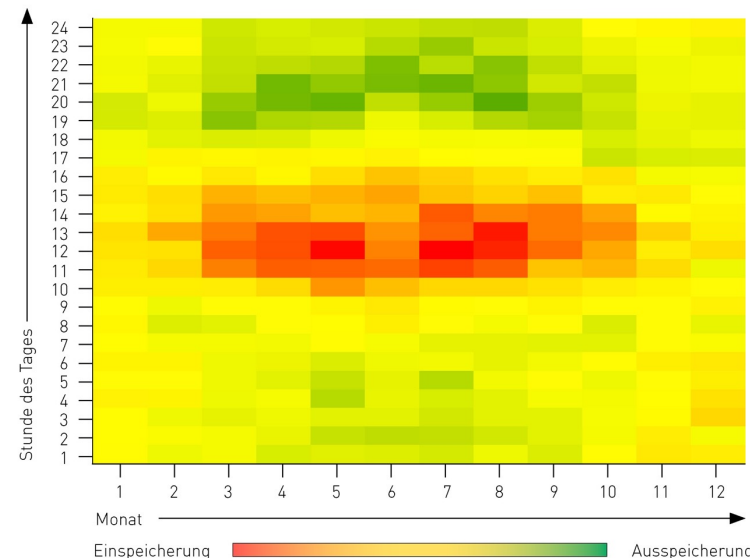
- > In Großverbraucher-Web-App (ÜNB/FNB) hinterlegte Projekte mit Status > Projektidee berücksichtigt als Projektsockel von **30,6 GW** für Mantelzahlen
- > **Projektsockel stark nördlich verortet + hohe Leistung in NRW**
- > Abbildung des Offshore-Elektrolyseprojekts Aquaventus (1 GW zusätzlich) lediglich im Gasnetz
- > Mantelzahl in A 2045 als Projektsockel
- > Über Projektsockel hinausgehende Leistung in B37/C37/B45/C45 **netzdienlich regionalisiert**

Großbatteriespeicher

Szenarien bilden hohe Zahl an Großbatteriespeicherprojekten ab



- › Mantelzahlen für Großbatteriespeicher im NEPv2025 ausschließlich auf Basis von Projektmeldungen
- › Lediglich Berücksichtigung von fortgeschrittenen Projekten im Trendszenario sowie im A-Pfad; kein Zubau zwischen den Szenariojahren durch frühe Inbetriebnahme
- › Verhältnis Speichervolumen zu Leistung wird mit 2 h in allen Szenarien angenommen



Durch Orientierung am Strompreis speichern Großbatteriespeicher überwiegend Mittags ein (PV-Überschüsse) und Abends aus und tragen damit zur zeitlichen Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch im EE-geprägten System bei.

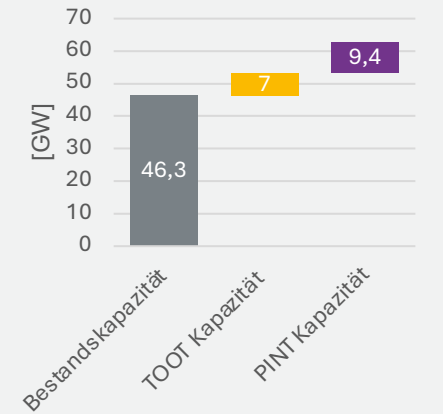
Interkonnektoren

Zunehmende Vernetzung von DE mit Nachbarn

| Grenzüberschreitende Vorhaben | Konzept | Nord-/ Ostsee | Partner land | Anbin- dung in DE | Geplante Kapazität [MW] | TYNDP Projekt- nummer | Regionale AG |
|---|-----------------|---------------|--------------|-------------------|-------------------------|-----------------------|--------------|
| UK – DE Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase I | Hybrid | Nordsee | UK | Onshore | 2.000 | P1192 | OTC |
| UK – DE Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase II | Hybrid | Nordsee | UK | NN | 0* | P1193 | - |
| NL-DE Offshore Hybrid Interconnector | Hybrid | Nordsee | NL | Offshore | 2.000 | P1213 | OTC |
| Baltic WindConnector | Hybrid | Ostsee | EE, LV | Onshore | 2000 | P1211 | BOGI |
| TYSDAN Hybrid Interconnector | Hybrid | Nordsee | DK | Onshore | 2.000 | P1214 | OTC |
| Hybrid Interconnector Norway Windfarm-Continent | Hybrid | Nordsee | NO | On- oder Offshore | 1.400 bzw. 2.000** | P1200 | OTC |
| Green Agean | Punkt- zu-Punkt | - | GR | Onshore | 3.000 | P1231 | - |
| Netzausbau 2. Interkonnektor Deutschland – Belgien | Punkt- zu-Punkt | - | BE | Onshore | 2000** | P225 | - |
| Hansa PowerBridge 1 | Punkt- zu-Punkt | Ostsee | SE | Onshore | 700 | P176 | BOGI |
| Hansa PowerBridge 2 | Punkt- zu-Punkt | Ostsee | SE | Onshore | 700 | P267 | BOGI |
| DC-Interkonnektor Deutschland – Schweiz | Punkt- zu-Punkt | - | CH | Onshore | 2.000 | P1058 | - |

Handelskapazitäten im NEPv25

- Annahme von 53 GW Handels-kapazitäten (inkl. TOOT-Projekte) nach Deutschland für 2045 im NEPv25
- **Bewertung von 16,4 GW** an neuen Handelskapazitäten in diesem NEP
- Erstmalige Untersuchung von mehr hybriden Interkonnektoren als Punkt-zu-Punkt-Projekten






- Systementwicklungsstrategie prognostiziert mit Langfristszenarien einen Bedarf an Handelskapazitäten in Größenordnung von 92,4 GW für Deutschland (allerdings Prognose eines geringeren Bedarfs an Batteriespeichern im NEPv25)
- Zwischen Modellrechnungen der BMW-Gutachter und TSO-Planung ergibt sich eine Differenz von 29,7 GW.

* 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

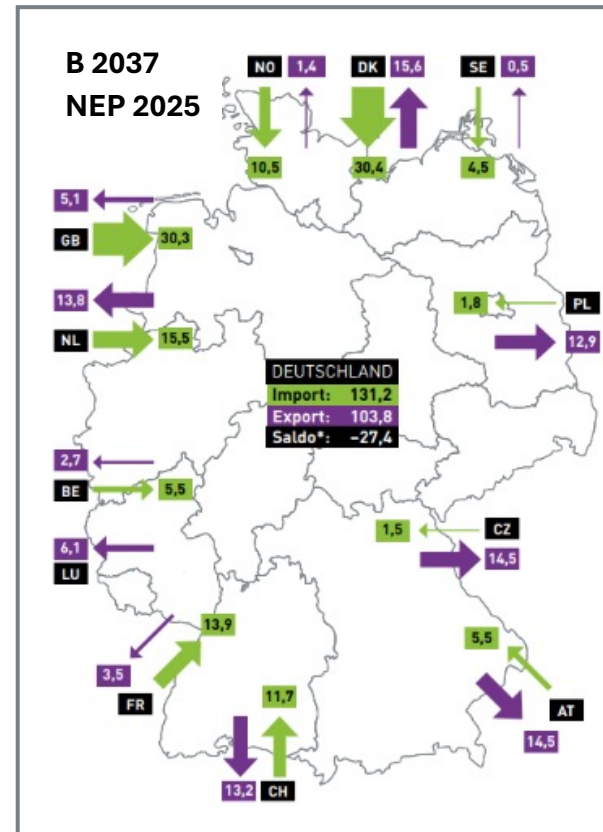
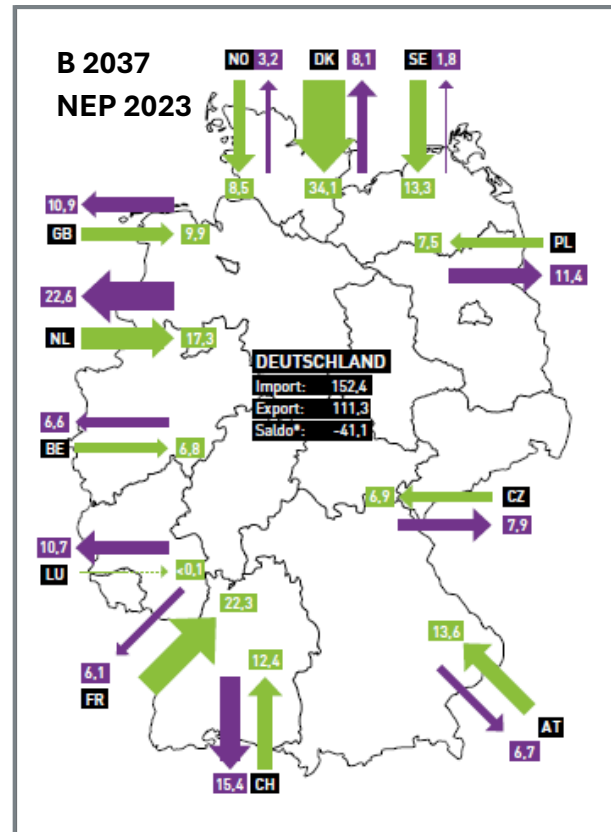
Interkonnektoren

Bewertungsmethodik aufgrund des Projektfortschritts
ggü. Szenariorahmen aktualisiert

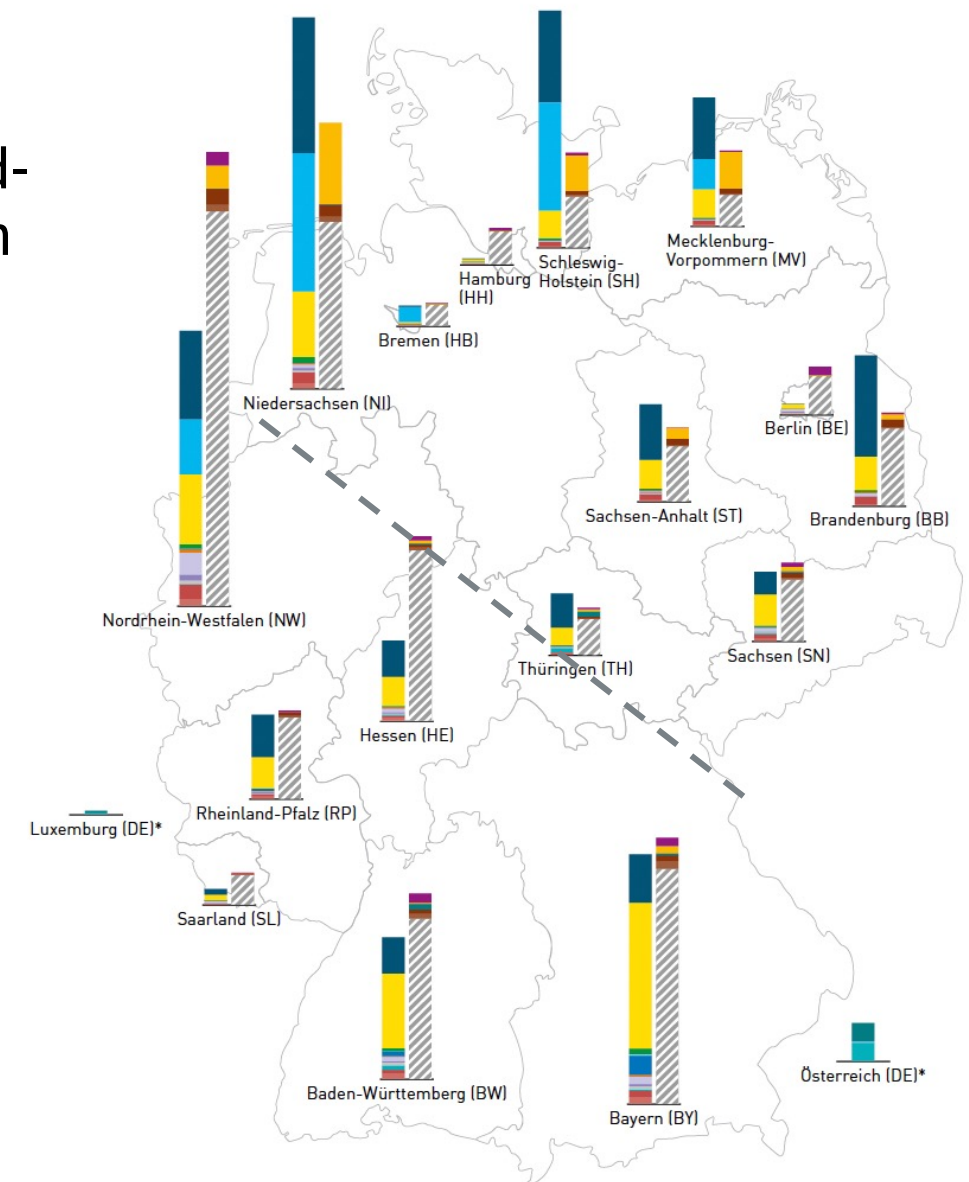
| Grenzüberschreitende Vorhaben | A 2037 | B 2037 | C 2037 | A 2045 | B 2045 | C 2045 |
|---|--|--------|--------|--------|--------|--------|
| UK – DE Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase I | TOOT | TOOT | TOOT | TOOT | TOOT | TOOT |
| UK – DE Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase II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

Marktsimulationsergebnisse

Deutschland bleibt Nettostromimporteur / Nord-Süd-Gefälle bei Erzeugung und Verbrauch bleibt bestehen



Handelsaustauschenergiemengen im Szenario B 2037 (NEP 2023 und NEP 2025)

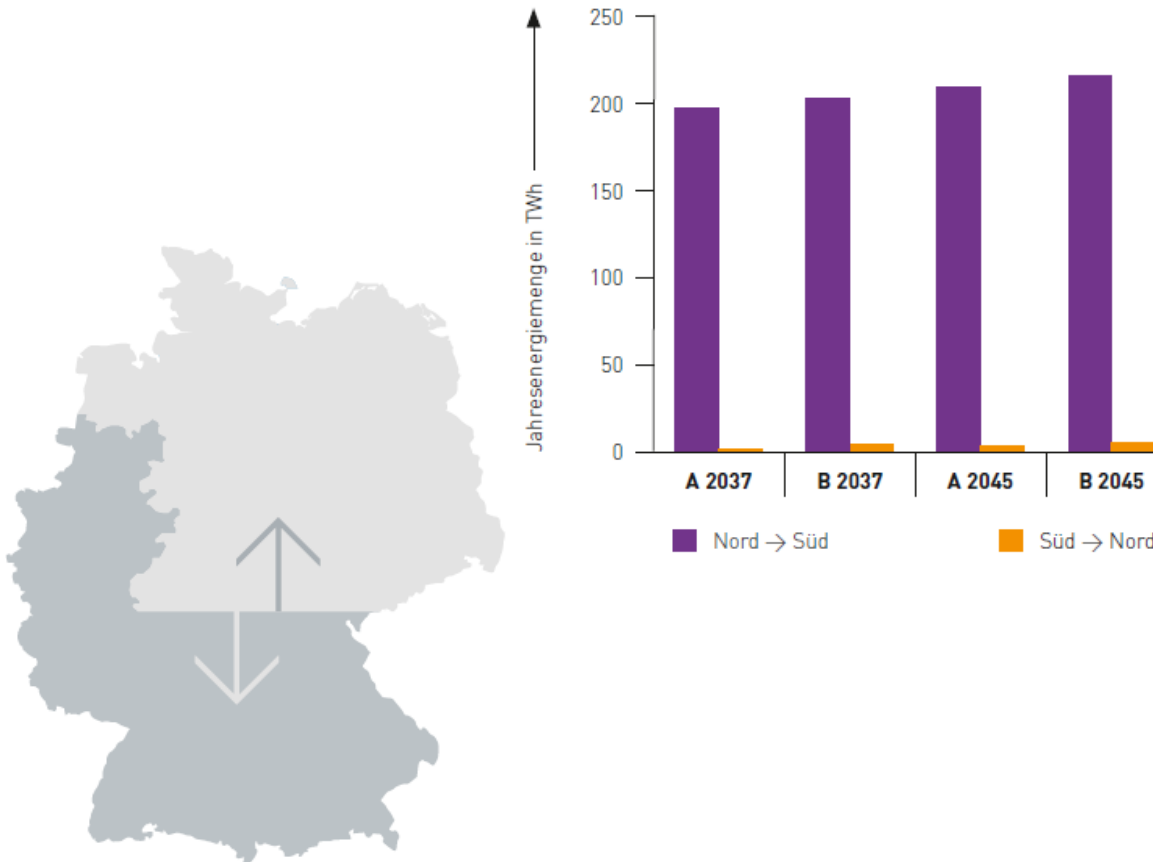


Energiebilanz der Bundesländer im Szenario B 2037

Marktsimulationsergebnisse

Reduzierter Nord-Süd-Transportbedarf in A-Szenarien

Nord-Süd-Transportbedarf



- › Der **Nord-Süd-Transportbedarf** ist erheblich und verdeutlicht den Ausbaubedarf entlang der Nord-Süd-Achsen.

Erklärung:

- Erzeugungsüberschuss im Norden Deutschlands mit viel EE, Erzeugungsdefizit im Süden mit hoher Last
 - TYNDP-Szenario fürs Ausland (NT+) mit aktuellen Planungen der EU-Staaten führt zu Handel von Nordeuropa nach Südeuropa
 - (häufig Import in DE aus Nord-West, häufig Export nach Süd-Ost)
 - Geringerer Nord-Süd-Transportbedarf in A-Pfad im Vergleich zum B-Pfad durch reduzierten Strombedarf
- › Wenige Stunden mit **Süd-Nord-Transportbedarf**, da nur in wenigen Stunden überschüssige PV-Leistung in den Norden transportiert wird.

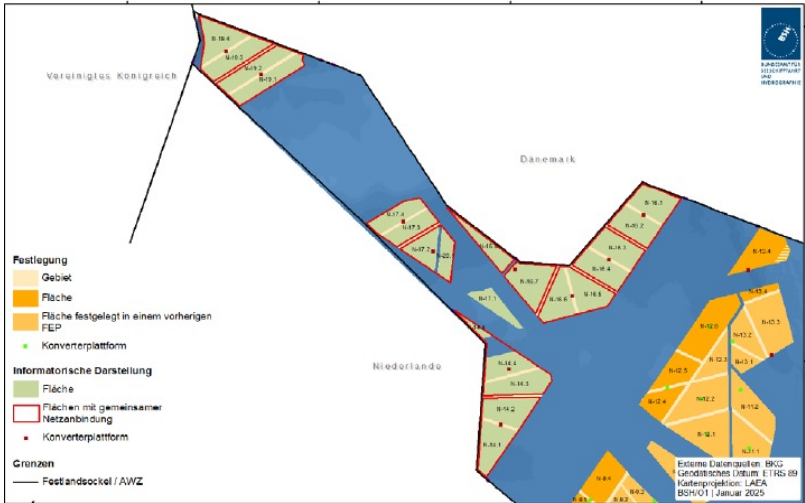
3 Zielnetzentwicklung Offshore und Onshore

Offshore-Optimierung

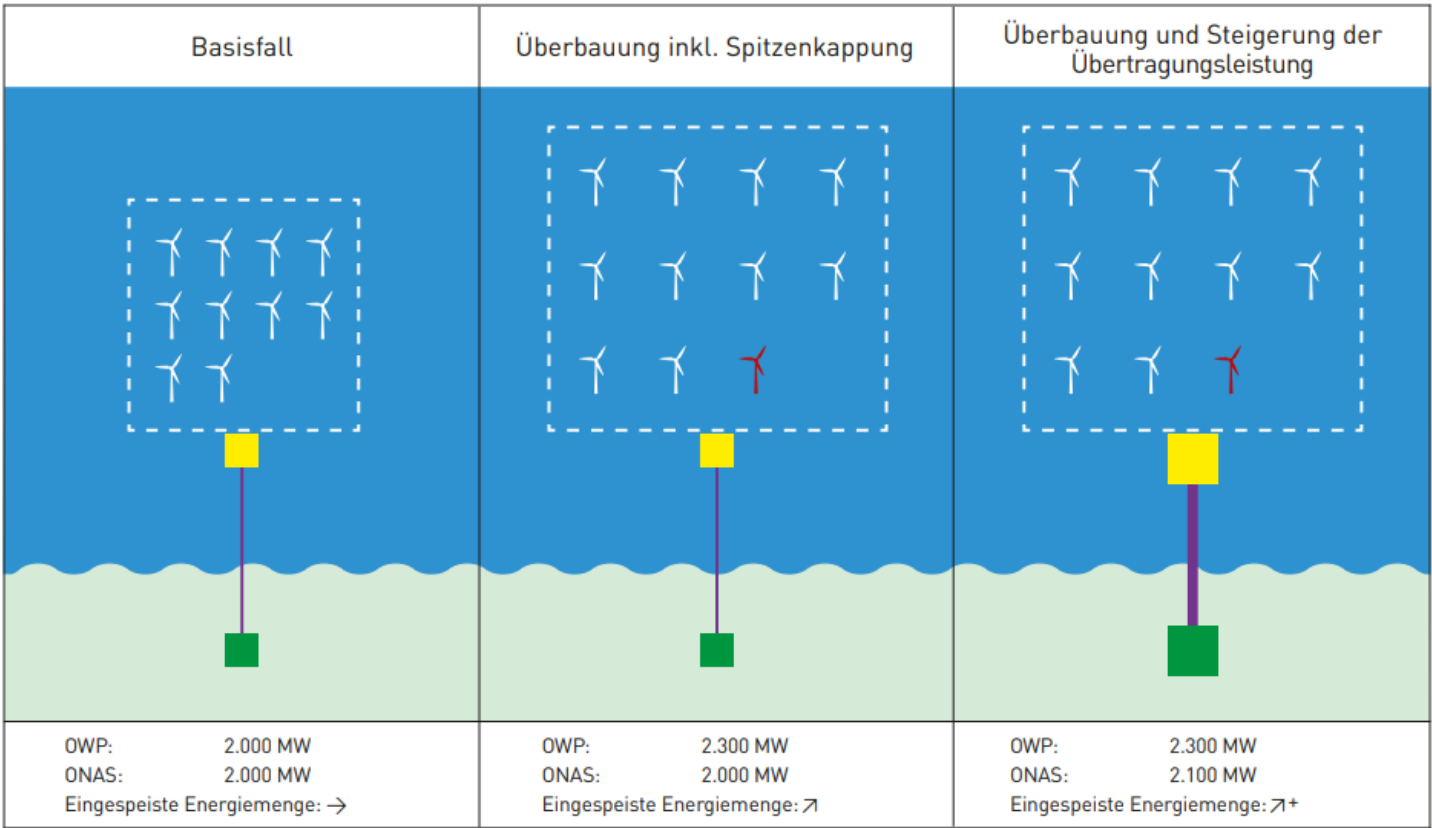
FEPv25 bildet die Grundlage für Genehmigung im Szenariorahmen

Schwerpunkte der BNetzA-Genehmigung:

- › Erhöhter Energieertrag pro Anlage durch Neuzuschnitt von OWP-Flächen
- › Überbauung der Windanlagen im Verhältnis zur Anbindungskapazität
- › Höherauslastung von 2 GW-ONAS um bis zu 10 % (= 2,2 GW)



Anwendung der ÜNB im NEP auf Basis Studie FH IWES:



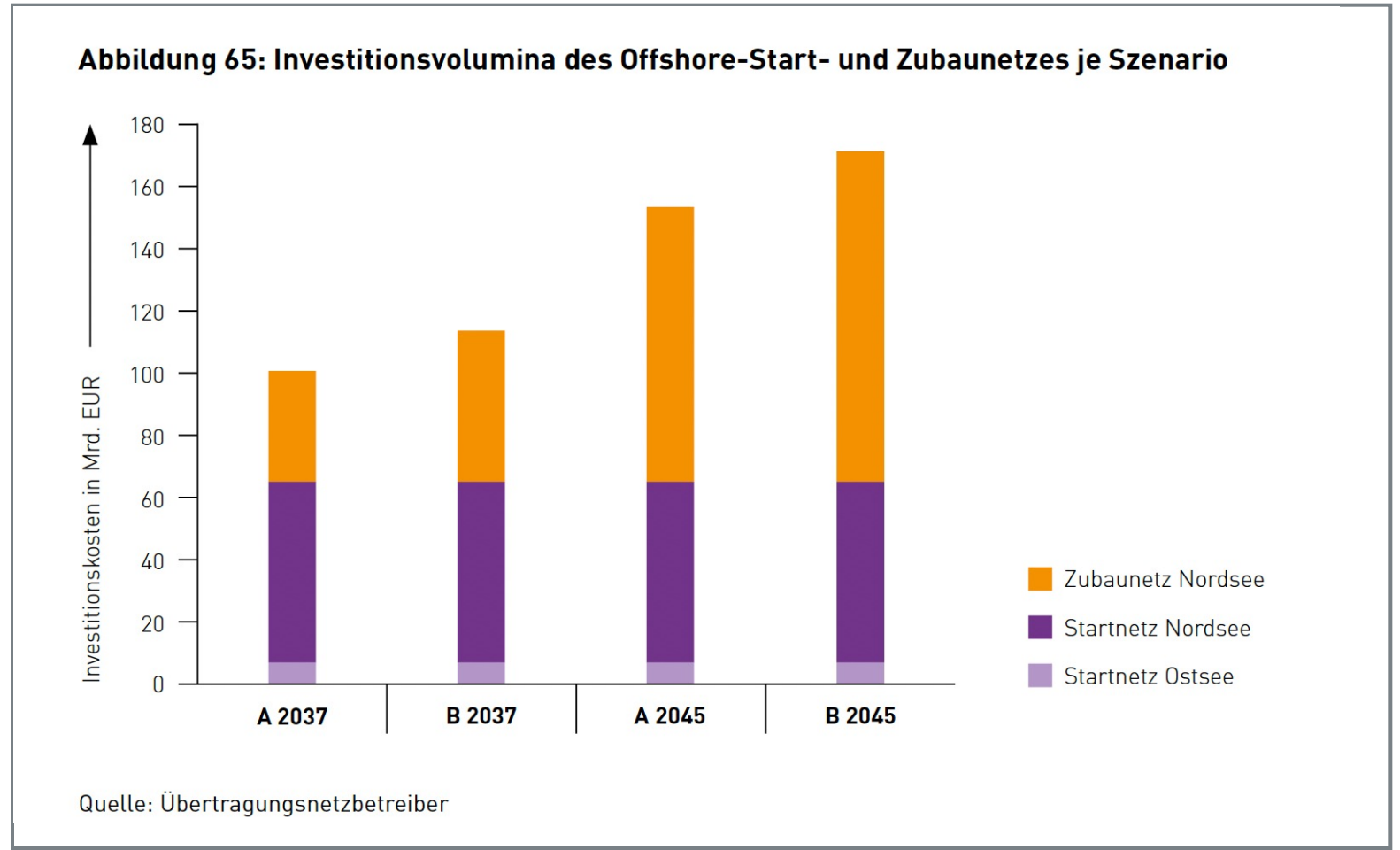
Offshore-Windparkflächen Konverterplattform [offshore] Konverterstandort [onshore] DC-Kabelsystem Überbauung

Offshore-Optimierung

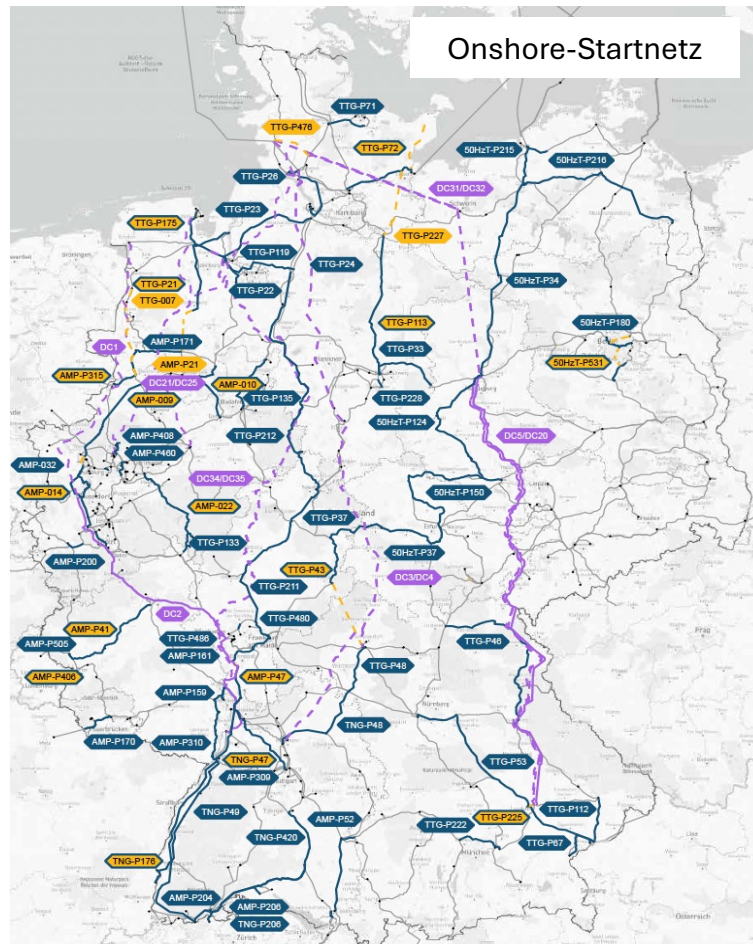
ÜNB legen Vorschlag zur kosteneffizienten Integration von Windenergie auf See vor → Volllaststunden ~ 3.900 h/a

| Offshore-Optimierungen | Szenario A | Szenario B | Szenario C |
|--|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|
| Durchschnittliche Überbauung | Ø 15 % (2.300 MW) | | Ø 9,5 % (2.300 MW) |
| Übertragungsleistung | 2.000 MW | | 2.100 MW (temporär) |
| Mantelzahlen für 2037 Leistung / Energieertrag | 50,0 GW / 165,0 TWh | 56,0 GW / 184,8 TWh | 56,0 GW / 184,8 TWh |
| Zubau ONAS bis 2037 auf Basis des FEP 2025 | + 3 | + 5 | + 5 |
| Insgesamte OWP-Leistung / Energieertrag (gekappt) | 50 GW / 172,8 TWh | 54,7 GW / 190,0 TWh | 54,7 GW / 194,8 TWh |
| Mantelzahlen für 2045 Leistung / Energieertrag | 60,0 GW (+ 7,7 GW) / 204,0 TWh | 70,0 GW (+ 3,7 GW) / 238,0 TWh | 70,0 GW (+ 3,7 GW) / 238,0 TWh |
| Zubau ONAS bis 2045 auf Basis des FEP 2025 | + 10 | + 13 | + 12 |
| Insgesamte OWP-Leistung / Energieertrag (gekappt) | 59,2 GW / 214,0 TWh | 70,2 GW / 256,6 TWh | 67,9 GW / 250,2 TWh |
| Einsparung ONAS ggü. NEP 2037/2045 (2023) | - 7 | - 4 | - 5 |

In 2037 macht Offshore-Startnetz über 50 % des Investitionsvolumens aus



Umfang wächst gegenüber NEP 2037/2045 (2023) um 3.100 km



- › Ist-Netz (Stand Ende 2025)
- › EnLAG-Maßnahmen
- › in Umsetzung befindliche Maßnahmen (mind. lfd. Planfeststellungsverfahren)
- › Maßnahmen aufgrund sonstiger Verpflichtungen (KraftNAV bzw. Industrie)

**480
km**

AC-Leitungsneubau in neuer Trasse

**4.225
km**

AC-Netzverstärkung und Neubau in bestehender Trasse

4.289
km

DC-Leitungs- neubau

**1.055
km**

DC-Netzverstärkung und Neubau in bestehender Trasse

114
Mrd. €

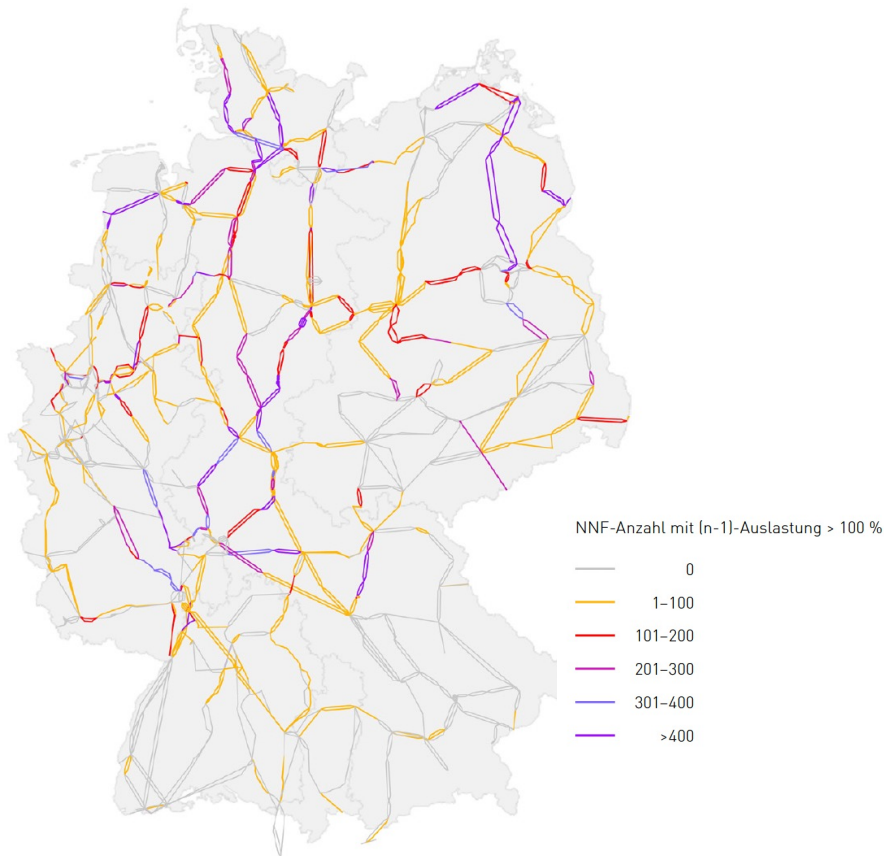
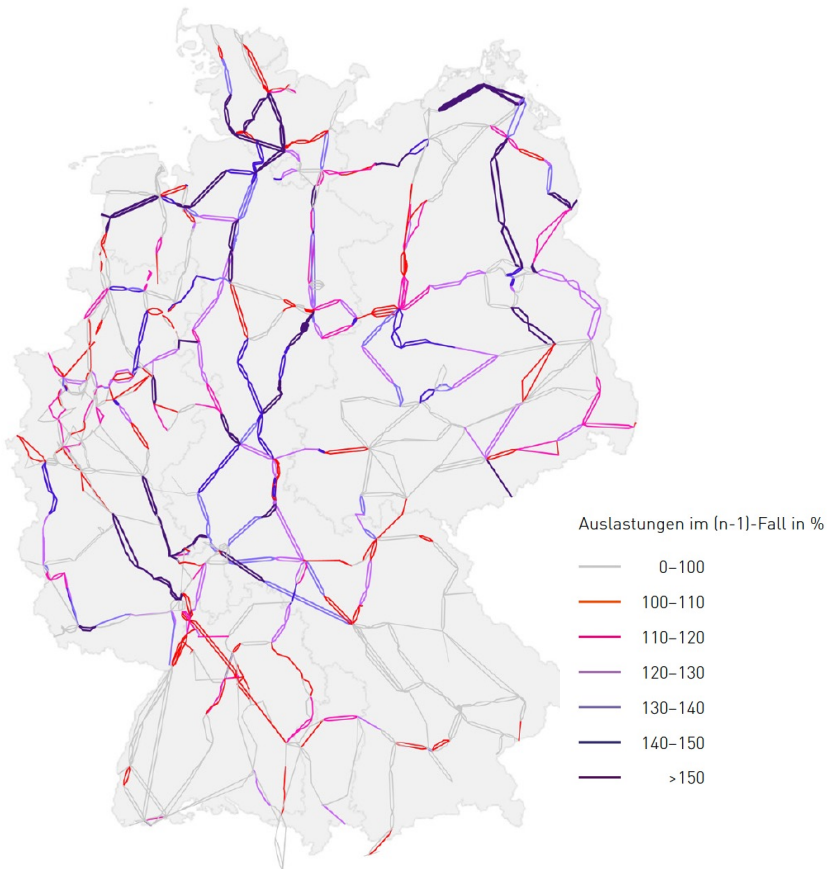
Investitions-
volumen

BBP-Netz nicht ausreichend

Massive Überlastungen bei Zuschaltung der Vorhaben des BBP 2024 im „kleinsten“ Szenario A 2037

Maximale zeitungeleiche n-1-Auslastung

Anzahl Stunden mit n-1-Auslastung > 100%



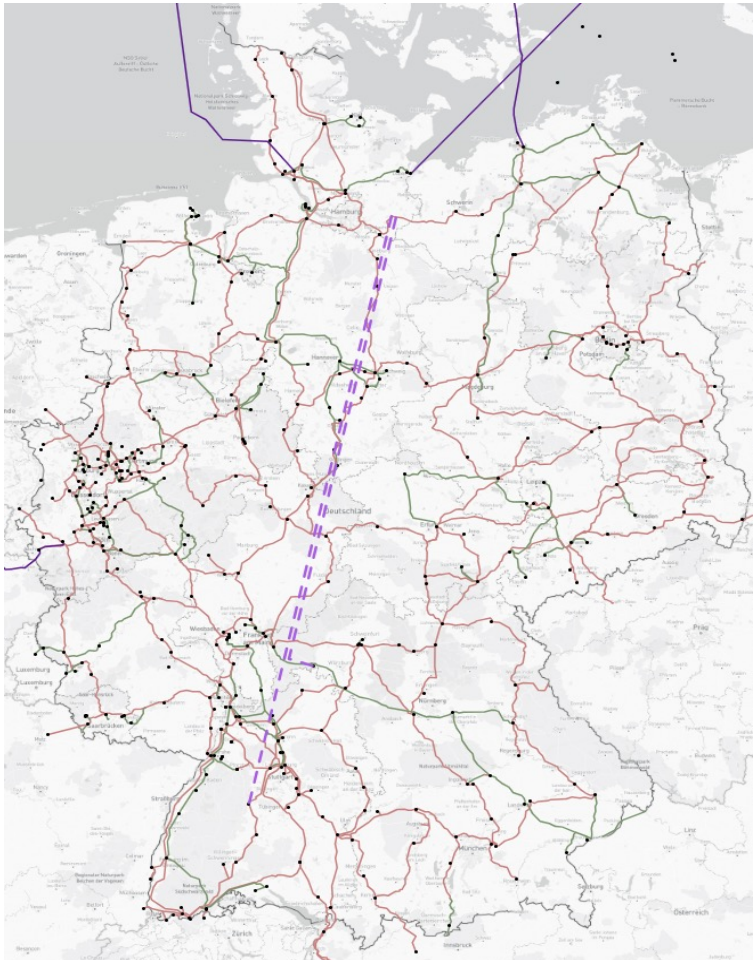
Im BBP-Netz ergeben sich großflächige Überlastungen, insbesondere auf den Nord-Süd-Achsen.

Das komplette BBP-Netz ist erforderlich, aber bei Weitem nicht ausreichend!

Identifizierung weiterer Netzausbaumaßnahmen notwendig – anhand des NOVA-Kriteriums unter Zuhilfenahme einer eigens dafür entwickelten Netzausbaueuristik

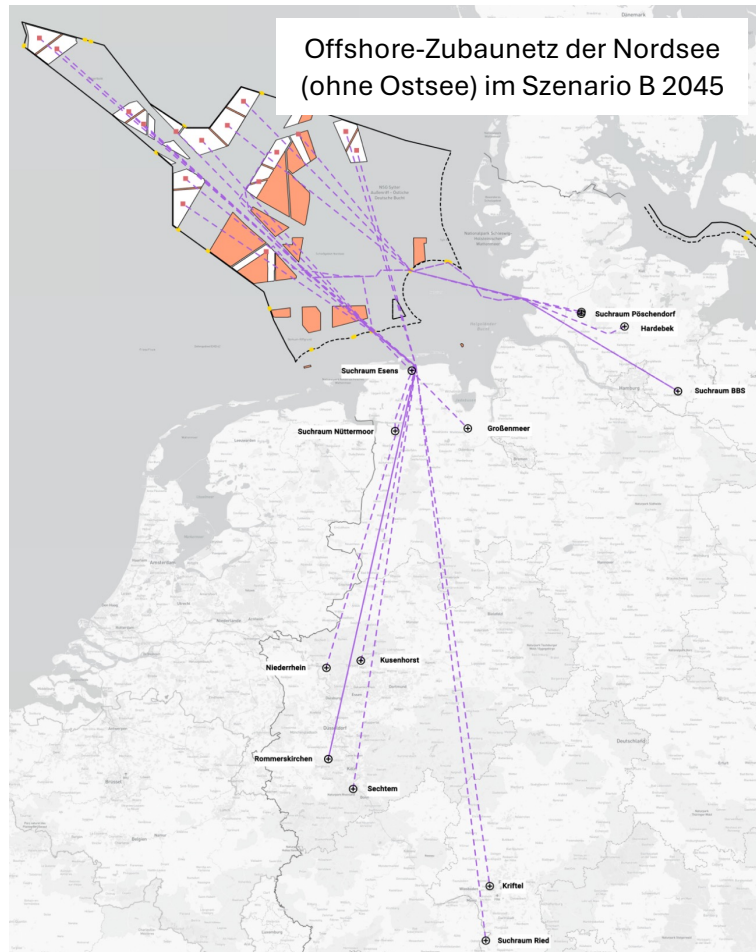
NEP Strom 2037/2045 (2025), erster Entwurf

DC-Onshore-Zubaunetz bis 2045: Einspareffekte bei landseitigen HGÜ



- › Zwei bestätigte HGÜ-Projekte des NEP 2023 mit je 2 GW sind weiterhin notwendig und werden in der Kostenkalkulation des NEP 2025 als **Freileitung** statt als Kabel berücksichtigt:
 - **DC42** Sahms/Nord – Jettingen (SuedWestLink; 707 km) in allen Szenarien des 1. Entwurfs
 - **DC42plus** Sahms/Nord – Suchraum Markt Triefenstein (531 km) in allen Szenarien des 1. Entwurfs *außer A 2037*
- › Drei bestätigte HGÜ-Projekte des NEP 2023 mit je 2 GW Übertragungsleistung sind **nicht** mehr Bestandteil eines volkswirtschaftlich sinnvollen Zielnetzes:
 - **DC40** SR Nüttermoor – Streumen (OstWestLink; 560 km)
 - **DC40plus** Dörpen/West – Klostermansfeld (402 km)
 - **DC41** SR Alfstedt – Obrigheim (NordWestLink; 628 km)
- › Aufgrund des Entfalls von DC40 voraussichtlich keine Weiterverfolgung eines Multiterminal-DC-Hubs in Nüttermoor

DC-Offshore-Zubaunetz bis 2045: Vier ONAS des NEP 2023 entfallen über alle Szenarien: Brunsbüttel, Kusenhorst2, Lippe, Sottrum

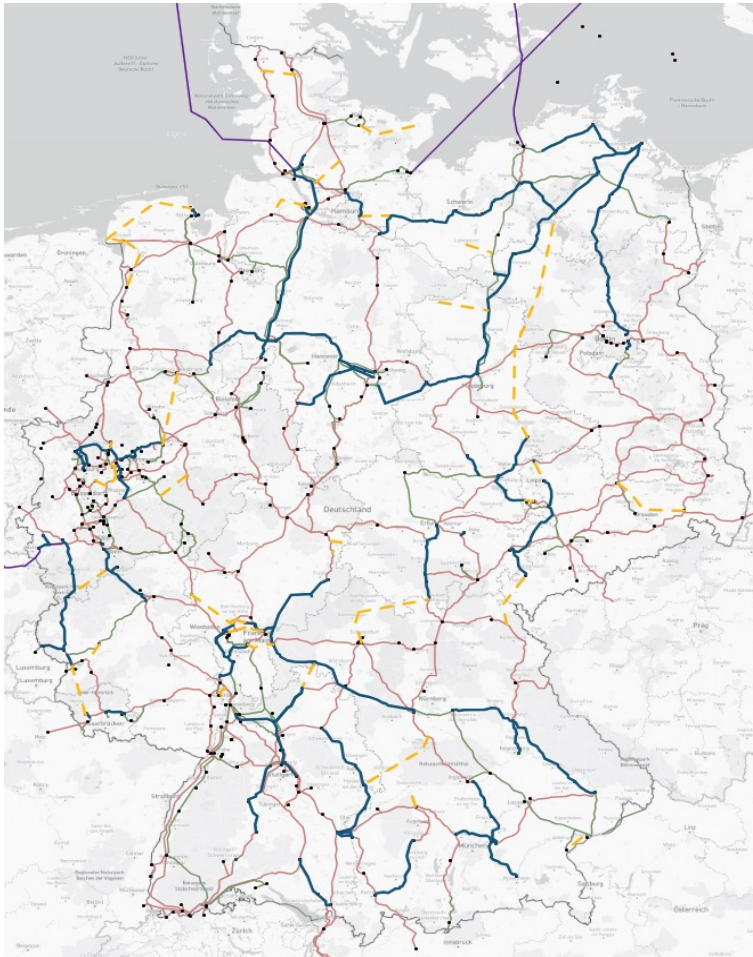


| ONAS | NVP | ÜNB | Szenario A | Szenario B |
|----------|----------------------|---------|------------|------------|
| NOR-6-4 | Kusenhorst | Amprion | 2034 | 2034 |
| NOR-9-4 | Werderland | TenneT | 2032 | 2032 |
| NOR-12-3 | Suchraum Pöschendorf | 50Hertz | 2034 | 2034 |
| NOR-12-4 | Suchraum Pöschendorf | TenneT | 2034 | 2034 |
| NOR-14-2 | Rommerskirchen | Amprion | 2036 | 2036 |
| NOR-16-1 | Hardebek | TenneT | 2036 | 2036 |
| NOR-16-2 | Sahms | 50Hertz | 2037 | 2037 |
| NOR-16-3 | Rommerskirchen2 | Amprion | 2038 | 2037 |
| NOR-14-1 | Rastede2 | TenneT | 2038 | 2037 |
| NOR-16-4 | Kriftel | Amprion | 2039 | 2038 |
| NOR-17-2 | Nüttermoor | TenneT | 2040 | 2039 |
| NOR-17-1 | Ried | Amprion | 2040 | 2039 |
| NOR-13-2 | Sahms2 | 50Hertz | 2041 | 2040 |
| NOR-5-2 | Niederrhein | Amprion | 2042 | 2041 |
| NOR-19-1 | Esens1 | TenneT | - | 2042 |
| NOR-19-2 | Esens2* | Amprion | - | 2043 |
| NOR-5-3 | Sechtem | Amprion | - | 2044 |

* Umstrukturierung des ONAS NOR-19-2 mit NVP in Oberzier: Errichtung eines **DC-Hubs in Esens** gemeinsam mit NOR-19-1 (ehem. Nüttermoor2) sowie Weiterführung einer 2GW-HGÜ-Leitung von Esens nach Oberzier im Rahmen der Windader West

NEP Strom 2037/2045 (2025), erster Entwurf

AC-Zubaunetz bis 2045: Leistungsfähiges AC-Netz erforderlich



- › Großteil der im NEP 2023 von der BNetzA bestätigten AC-Streckenmaßnahmen zeigt sich in allen Szenarien des ersten Entwurfs als **robust**
- › Einzelne bestätigte AC-Maßnahmen zeigen sich erst im Langfristhorizont 2045 → Kandidaten für **Projektstaffelung**
- › Weitere einzelne bestätigte AC-Streckenmaßnahmen zeigen sich im ersten Entwurf gar nicht!
- › Weiterer AC-Netzausbau über alle Szenarien erforderlich, um engpassfreie, lokale Versorgung sowie große Transportbedarfe zu bedienen
- › Es zeigt sich über nahezu alle Regionen hinweg in Deutschland ein gewisser Ausbaubedarf – größtenteils **Netzverstärkungen** und zu einem kleineren Teil Verstärkungsmaßnahmen, wobei auch AC-Neubau Teil der Lösung ist.

NEP Strom 2037/2045 (2025), erster Entwurf

Kostenvolumen Zubaunetz on-/offshore und landseitige Bündelung der DC-Maßnahmen

Tabelle 44: Trassenkilometer und Investitionen des Zubaunetzes im Szenario A 2037

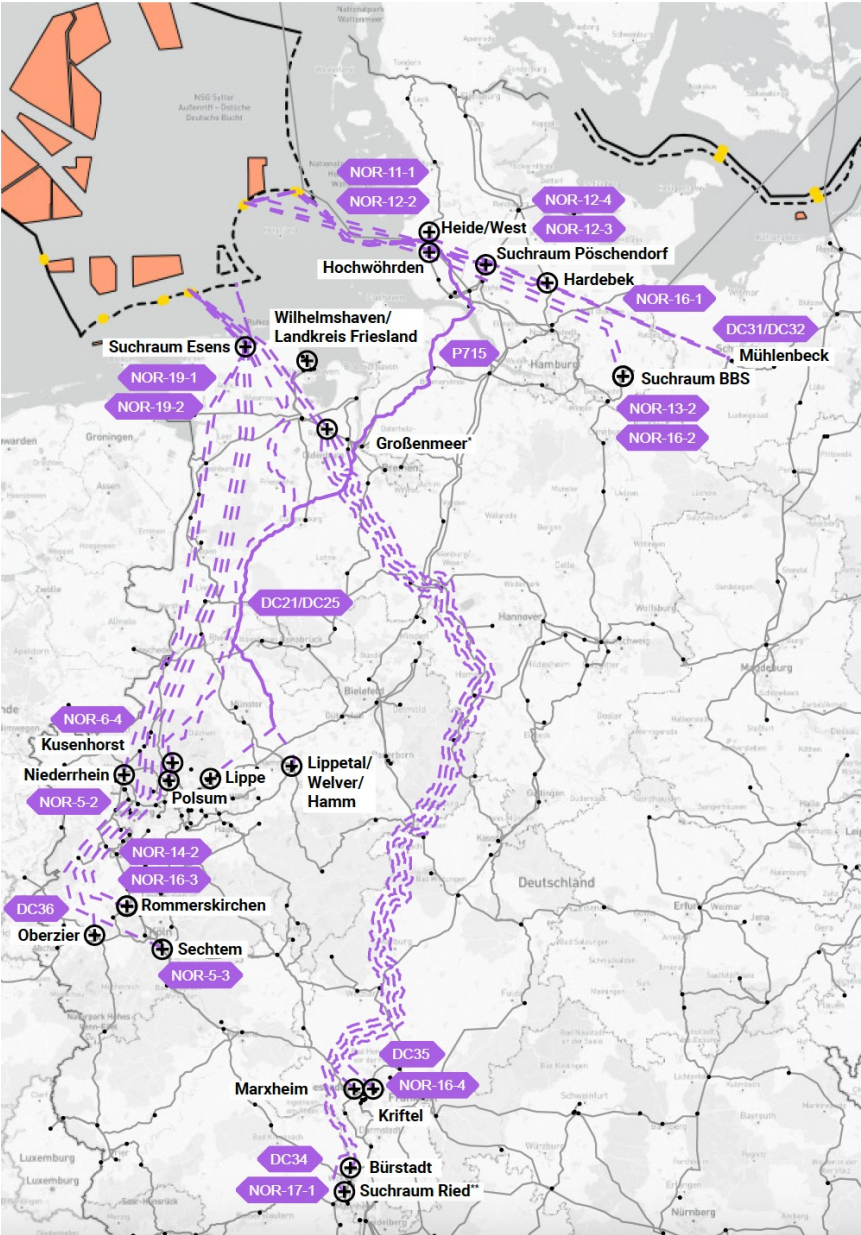
| | Trassenlänge in km | Investitionsvolumen in Mrd. EUR |
|----------|--------------------|---------------------------------|
| Offshore | 2.537 | 35,6 |
| Onshore | 4.999 | 68,6 |
| Summe | 7.536 | 104,2 |

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 47: Trassenkilometer und Investitionen des Zubaunetzes im Szenario B 2045

| | Trassenlänge in km | Investitionsvolumen in Mrd. EUR |
|----------|--------------------|---------------------------------|
| Offshore | 7.979 | 106,4 |
| Onshore | 9.168 | 101,4 |
| Summe | 17.147 | 207,8 |

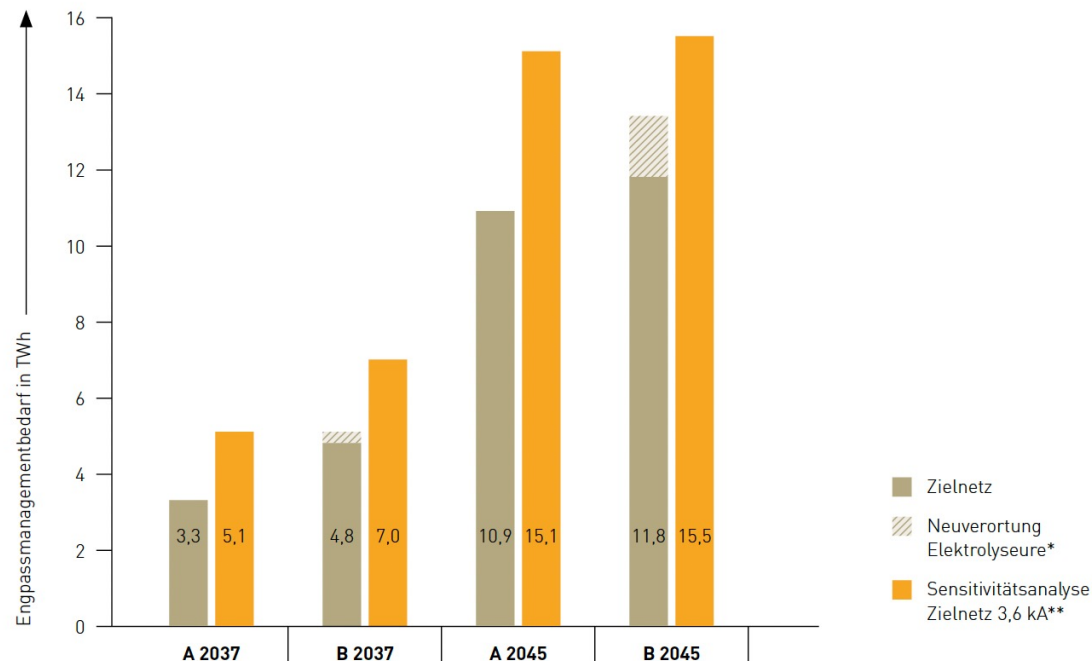
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



NEP Strom 2037/2045 (2025), erster Entwurf

Verbleibendes Engpassmanagement

Abbildung 77: Engpassmanagementbedarf nach Netzausbau in den Szenarien des NEP 2037/2045 (2025)



* Die nachgelagerte Optimierung der Elektrolyseure wirkt engpasssenkend.

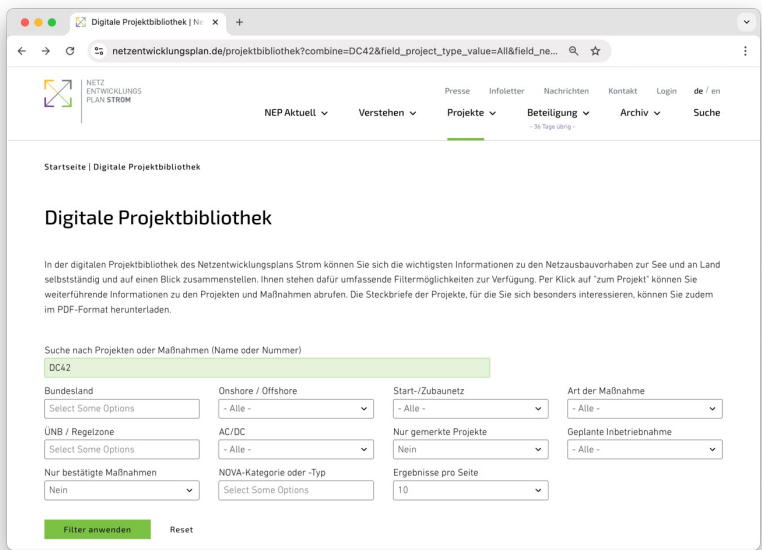
** Die Annahme geringerer Stromgrenzwerte wirkt engpassverschärfend.
Im B-Pfad ist die Neuverortung der Elektrolyseure hierbei berücksichtigt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

- › Wirtschaftlichkeitsbewertung von Netzausbaumaßnahmen rückt unter Berücksichtigung von Kostenentwicklung und Ressourcenknappheit deutlich mehr in den Vordergrund
- › Betrachtung von Kosten für DC-Freileitungen bei neuen HGÜ-Verbindungen (gemäß KoaV und Empfehlung Energiewende-Monitoring)
- › Zielnetze der ÜNB lassen im Vergleich zu vorherigen NEP deutlich höheres Volumen an Engpassmanagement stehen (NEP 2023: B 2037: 1,6 TWh, B 2045: 2,9 TWh)
- › Engpassoptimierte Neuverortung von „freien“ Elektrolyseuren reduziert Netzeingriffe – Rahmenbedingungen dafür müssen aber auch geschaffen werden!
- › (Voraussichtlich) weitere Maßnahmen durch Begrenzung der max. Transportkapazität auf 3.600 A.

Digitale Projektbibliothek

Neues digitales Format der Projektsteckbriefe



Suche nach Projekten oder Maßnahmen (Name oder Nummer)

DC42

Bundesland: Onshore / Offshore: Start-/Zubaunetz: Art der Maßnahme:

UNB / Regelzone: AC/DC: Nur gemerkte Projekte: Geplante Inbetriebnahme:

Nur bestätigte Maßnahmen: NOVA-Kategorie oder -Typ: Ergebnisse pro Seite:

- › Digitaler Zugang zu allen Steckbriefen des NEP
- › www.netzentwicklungsplan.de/projektbibliothek (ab Veröffentlichung des ersten Entwurfs)
- › Transparente Darstellung aller technischen Daten sowie Begründungstexte

DC42

SuedWestLink

HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg und Bayern

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

Projekt merken

Projekt teilen

Steckbrief herunterladen

Basisdaten

50Hertz

TransnetBW

TenneT

TRÄNSNET BW

Zubaunetz Onshore DC

Projektbeschreibung

Das netztechnische Ziel dieses Projektes ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg und Bayern. Das Projekt enthält die folgenden Maßnahmen:

- DC42: Sahms/Nord - Jettingen
- DC42plus: Sahms/Nord - Suchraum Markt Triefenstein

Der möglichst zügigen und effizienten Durchführung der Maßnahme dient die zwischen 50Hertz, TransnetBW und TenneT vereinbarte Zuständigkeit anhand folgender Eigentums- und Regelzongrenze:

50Hertz ist für Schleswig-Holstein und in Niedersachsen bis zu den Landkreisen Peine/Hildesheim zuständig, einschließlich Konverter in Sahms/Nord und DC-Schaltanlage. TransnetBW verantwortlich bei DC42 den südlichen Abschnitt in Niedersachsen ab den Landkreisen Peine/Hildesheim bis nach Baden-Württemberg inklusive des Konverters in Jettingen. Bei DC42plus verantwortet TenneT den südlichen Abschnitt ab den Landkreisen Peine/Hildesheim bis nach Bayern inklusive des Konverters im Suchraum Markt Triefenstein.

Erforderlichkeit in den Szenarien

| | A 2037 | A 2045 | B 2037 | B 2045 |
|----------|--------|--------|--------|--------|
| DC42 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| DC42plus | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |

Maßnahmen des geplanten Projektes

Begründung des geplanten Projektes

Karte des geplanten Projektes

Maßnahmen des geplanten Projektes

2 Maßnahmen

DC42

Leitung

Sahms/Nord - Jettingen

Übertragungsnetzbetreiber
50Hertz TransnetBW

Bundesländer
Baden-Württemberg Bayern Hessen Niedersachsen Schleswig-Holstein

Geplante Inbetriebnahme 2037

DC42plus

Leitung

Sahms/Nord - Suchraum Markt Triefenstein

Übertragungsnetzbetreiber
50Hertz TenneT

Bundesländer
Bayern Hessen Niedersachsen Schleswig-Holstein

Geplante Inbetriebnahme 2037

www.netzentwicklungsplan.de

16. Dezember 2025

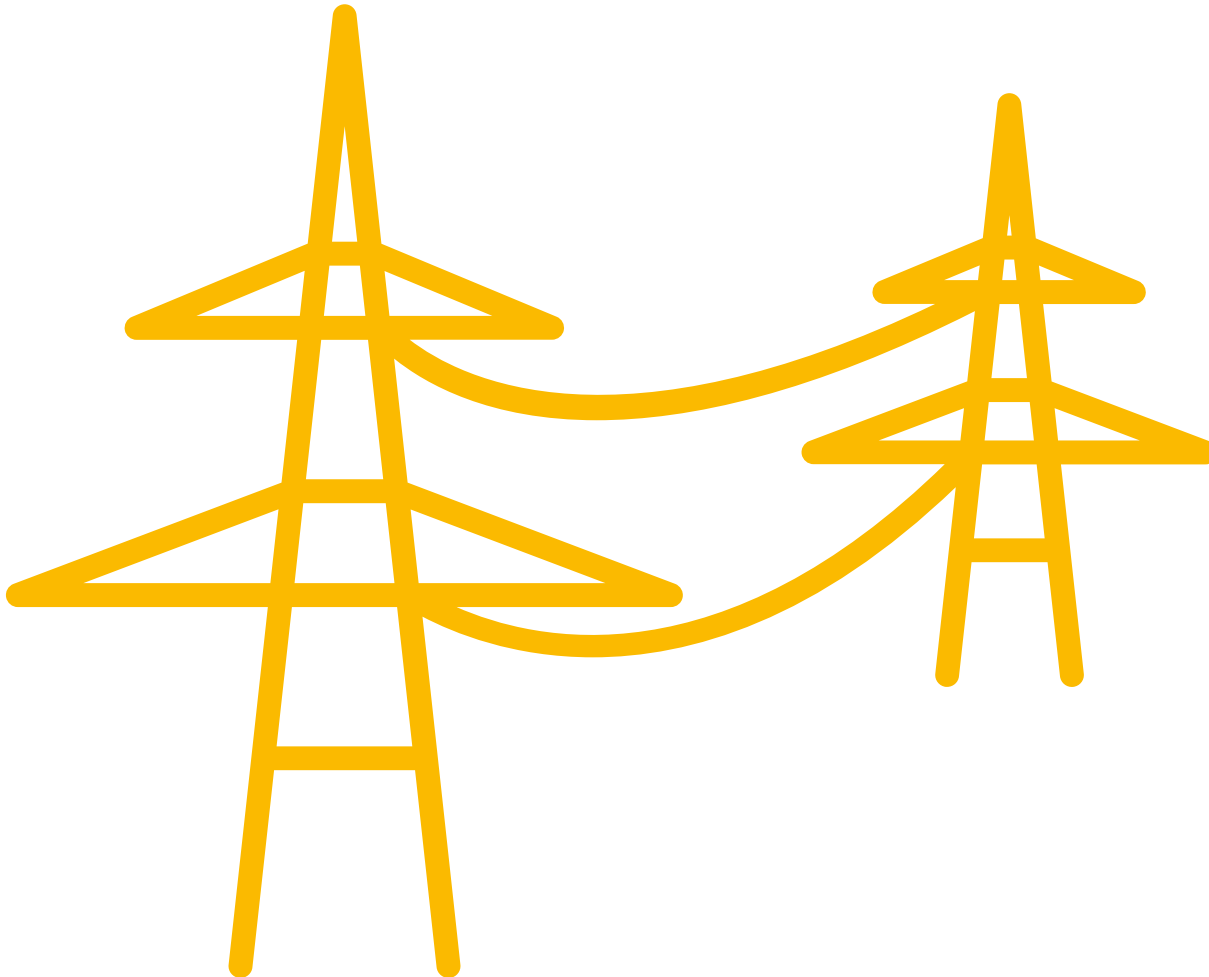
Digitale Dialogveranstaltung zum NEP 2037/2045 (2025), 1. Entwurf

33

4 Ausblick



NEP Strom 2037/2045 (2025), zweiter Entwurf



- › **Zielnetzanalysen für die Szenarien C 2037 und C 2045**
- › **Betrachtung des Trendszenarios 2032**
- › **Analyse des Einflusses von Höherauslastung der Offshore-Systeme auf 2,1 GW**
- › **Bestimmung von Blindleistungsbedarfen und der damit verbundenen Blindleistungskompensationsanlagen**
- › **Analyse der Kurzschlussströme und Identifizierung von Gegenmaßnahmen**

NEP Strom 2037/2045 (2025), erster Entwurf

Weiterer Prozess: Konsultation und 2. Entwurf

- › **Der erste Entwurf des NEP 2037/2045** steht noch bis zum **14.01.2026** zur Konsultation.
- › Alle Interessierten haben in dieser Zeit die Gelegenheit, sich schriftlich zu äußern.
- › Alle **über die Konsultationsmaske** eingegebenen oder **per E-Mail** eingesandten sachlichen Stellungnahmen, für die eine Einverständniserklärung vorliegt, werden online auf www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht.
- › Die Stellungnahmen werden **nicht individuell bestätigt oder beantwortet**, sondern angemessen in den zweiten Entwurf des NEP eingearbeitet.
- › Der zweite Entwurf des NEP 2037/2045 (2025) soll im **März 2026** veröffentlicht werden.
- › Die **Konsultation des zweiten Entwurfs** sowie des **Umweltberichts** durch die BNetzA erfolgt voraussichtlich im **Sommer 2026**.
- › Weitere Informationen zur Konsultation finden Sie auf www.netzentwicklungsplan.de.

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

