Bundesnetzagentur

Vorstellung Bundesnetzplanung

Energiepolitische Konferenz Ilmenau, 08.10.2015

Alexandra Kaatz | Netzentwicklung | Bundesnetzagentur

Warum Netzausbau? Randbedingungen

Wind offshore

Stand 2013: 0,5 GW
Zubau bis 2024:
9,2 GW

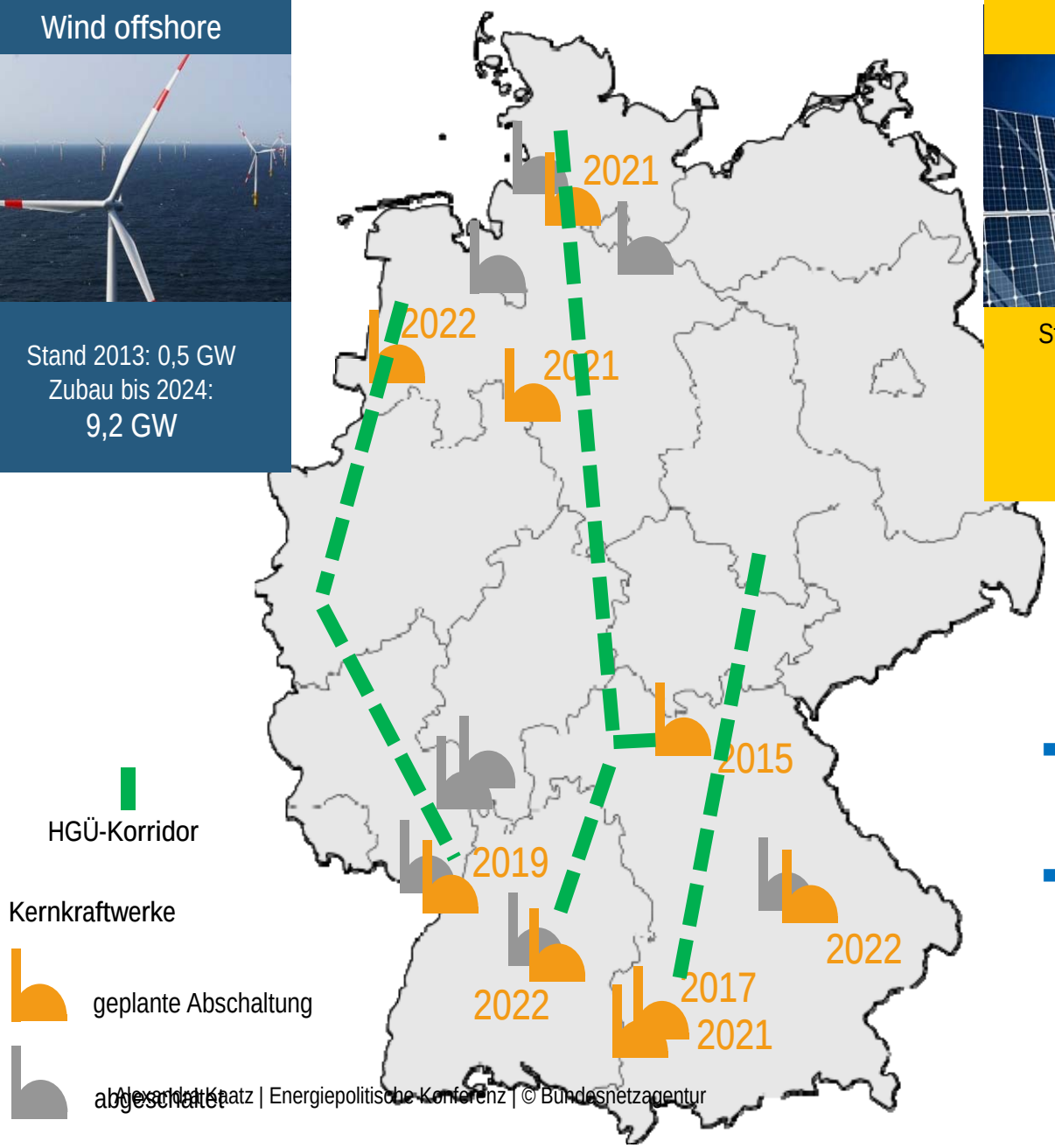
Photovoltaik

Stand 2013: 36,6 GW
Zubau bis 2024:
19,4 GW

Wind onshore

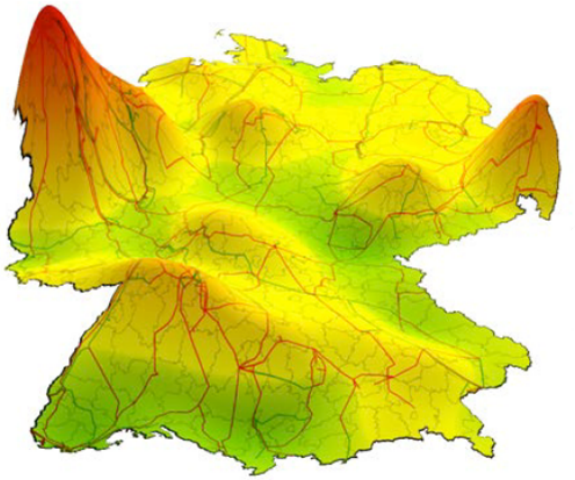
Stand 2013: 32,7 GW
Zubau bis 2024:
22,3 GW

(Zahlen entsprechen dem Szenario B2024 abzüglich der Offshore-Reduktion)

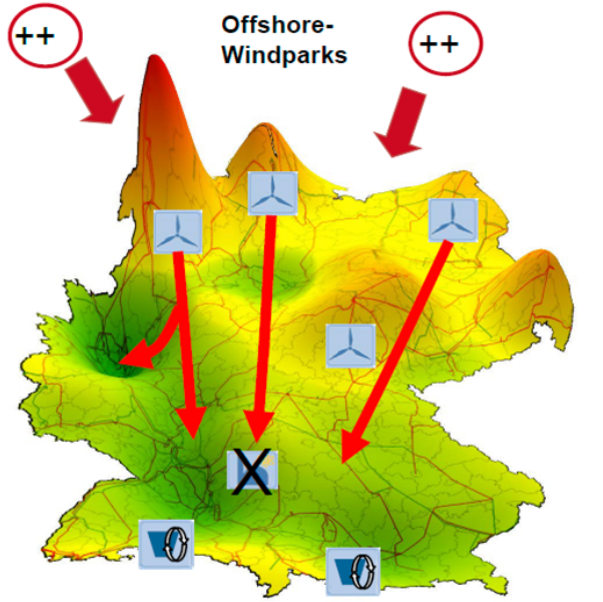


- Wegfall von 10,8 GW installierte Leistung
- Davon circa 8 GW im Süden

- Höherer Anteil an volatiler Erzeugung
- Wegfall gesicherte konventionelle Erzeugung
- Verlagerung der Erzeugungsschwerpunkte weg von den Verbrauchsschwerpunkten



Exemplarische Leistungsbilanz heute



Exemplarische Leistungsbilanz in 2024

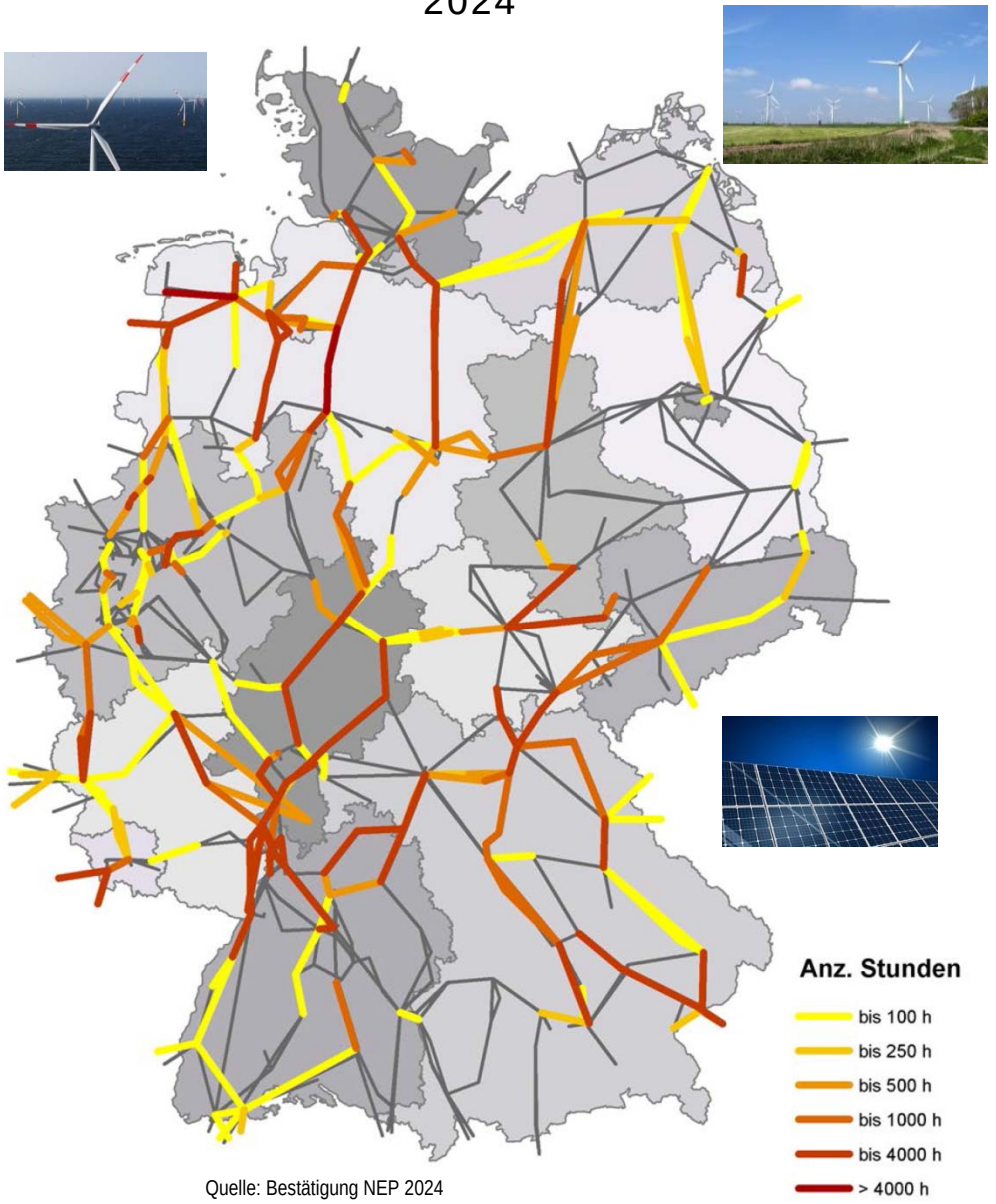
Folgen Energiewende

- Direkte Folge:
  Anstieg Transportbedarf
- Überlastung bestehender Infrastruktur

- -> EnLAG
  - 24 akute Maßnahmen

- -> Netzentwicklungsplan
  - Entwicklungspfade
  - Horizont 10 – 20 Jahre

Auslastung des Startnetzes (inkl. EnLAG) im Jahr 2024



Quelle: Bestätigung NEP 2024

Planungsschritte der Netzentwicklung

1. Entwurf durch Netzbetreiber

2. Genehmigung durch BNetzA

3. Entwurf durch Netzbetreiber

4. Bestätigung durch BNetzA

5. Entwurf der BNetzA

6. Gesetz von Bundestag und Bundesrat

7. Antrag durch Netzbetreiber

8. Entscheidung durch BNetzA

9. Antrag durch Netzbetreiber

10. Planfeststellung durch BNetzA

Energiewirtschaftliche Bedarfsermittlung

Planung konkreter Vorhaben

Definition der Szenarien (10-20 Jahre)

- Installierte Erzeugungskapazität der Erneuerbaren sowie konventioneller Kraftwerke
- Struktur und Zusammensetzung der Verbraucher
- Speicher
- Regionalisierung

Annahmen basieren auf

- Politischen Zielen (z.B. Atomausstieg, Aubaupfade der Erneuerbaren)
- Studien
- BnetzA Monitoring der konventionellen Kraftwerke
- Scenario Outlook der ENTSO-E

→ BNetzA: Konsultation von Stakeholdern

Der erste Szenariorahmen wurde im Dezember 2011 genehmigt

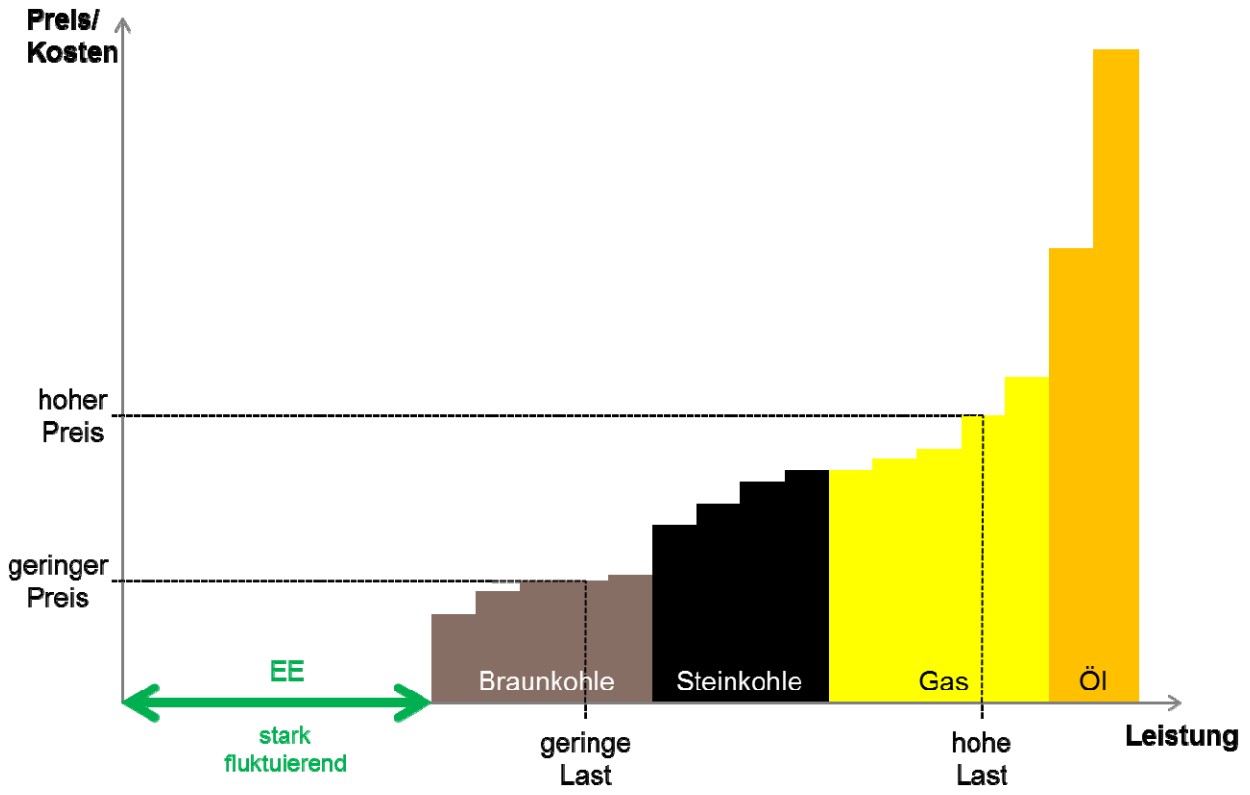
= wer würde wo wie viel Strom produzieren, wenn es keine Beschränkungen durch die Transportfähigkeit des Netzes gäbe (die sogenannte „Kupferplatte“)

Wesentliche Eingangsparameter:

- Deutscher Kraftwerkspark (genehmigter Szenariorahmen)
- Wetter und Lastkurve des Jahres 2011
- Brennstoffpreise / CO_2-Preise
- Berücksichtigung des europäischen Auslands:
  - Europäischer Kraftwerkspark, europäische Stromnachfrage
  - Grenzüberschreitende Kapazitäten

Ergebnis:

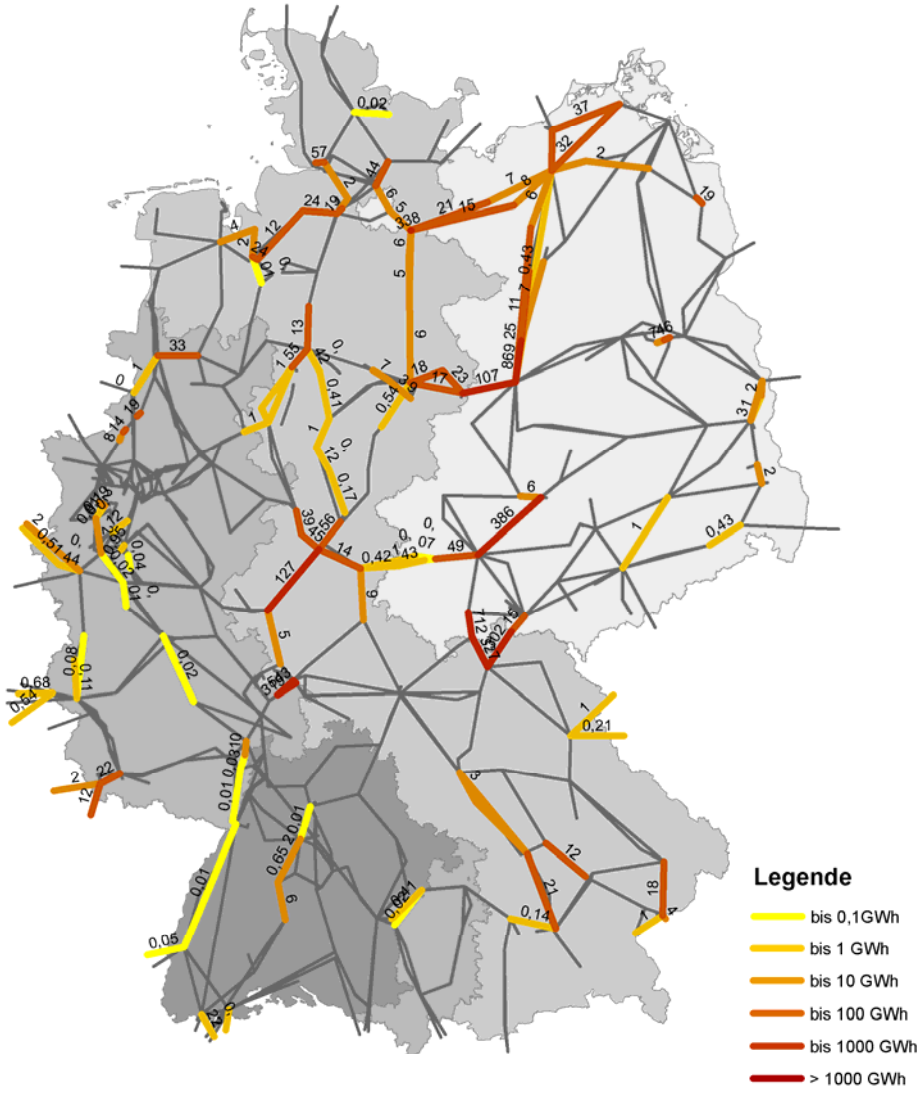
- Prognose des Kraftwerkseinsatzes **für jede** der 8.760 Stunden des Zieljahres
- Einspeise- und Lastsituation **für jede** der 8.760 Stunden des Zieljahres



Der Markt bestimmt den Energiemix
- das Netz unterscheidet nicht

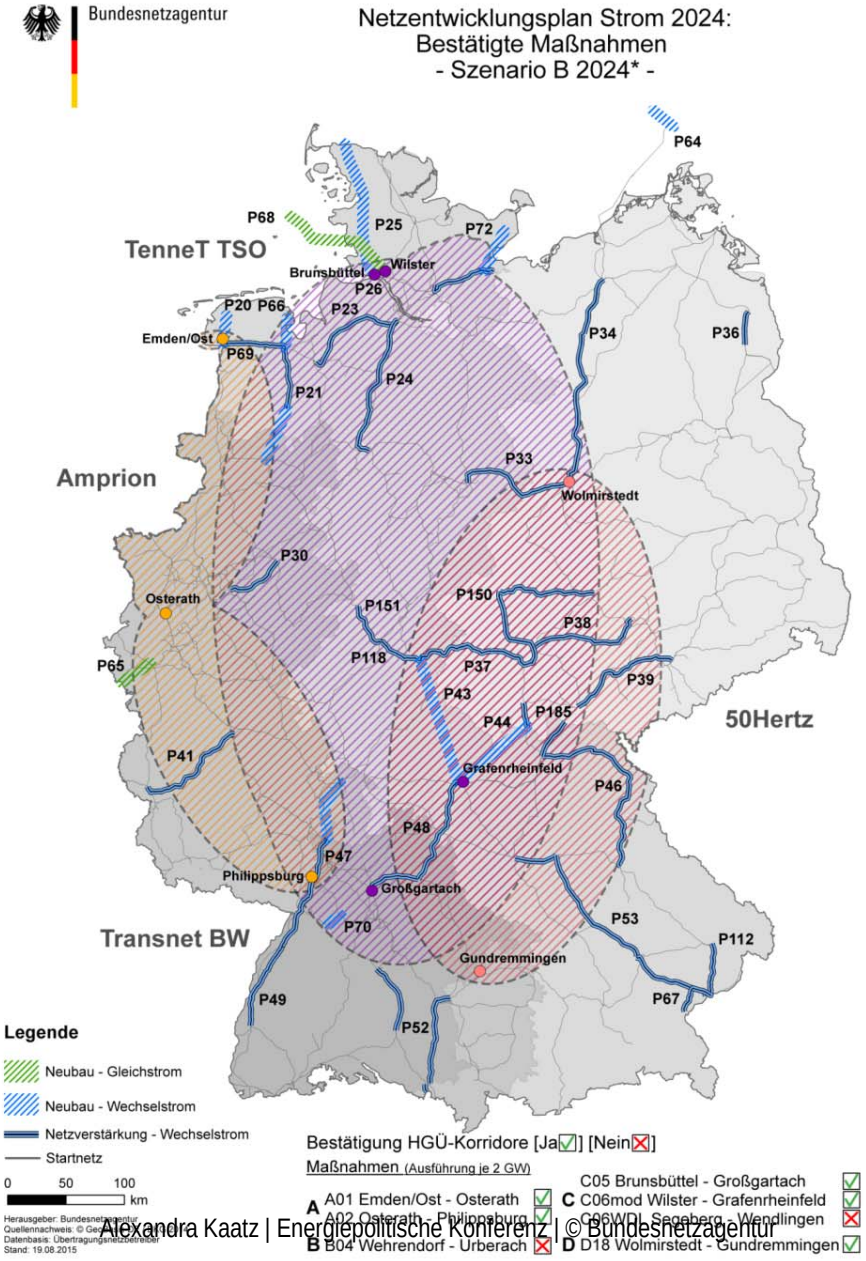
Das Netz ist auf das Tagesgeschehen (Markt) dimensioniert,
- **nicht auf Extremsituationen!**

Belastung des deutschen Übertragungsnetzes entsprechend Szenario B2024*



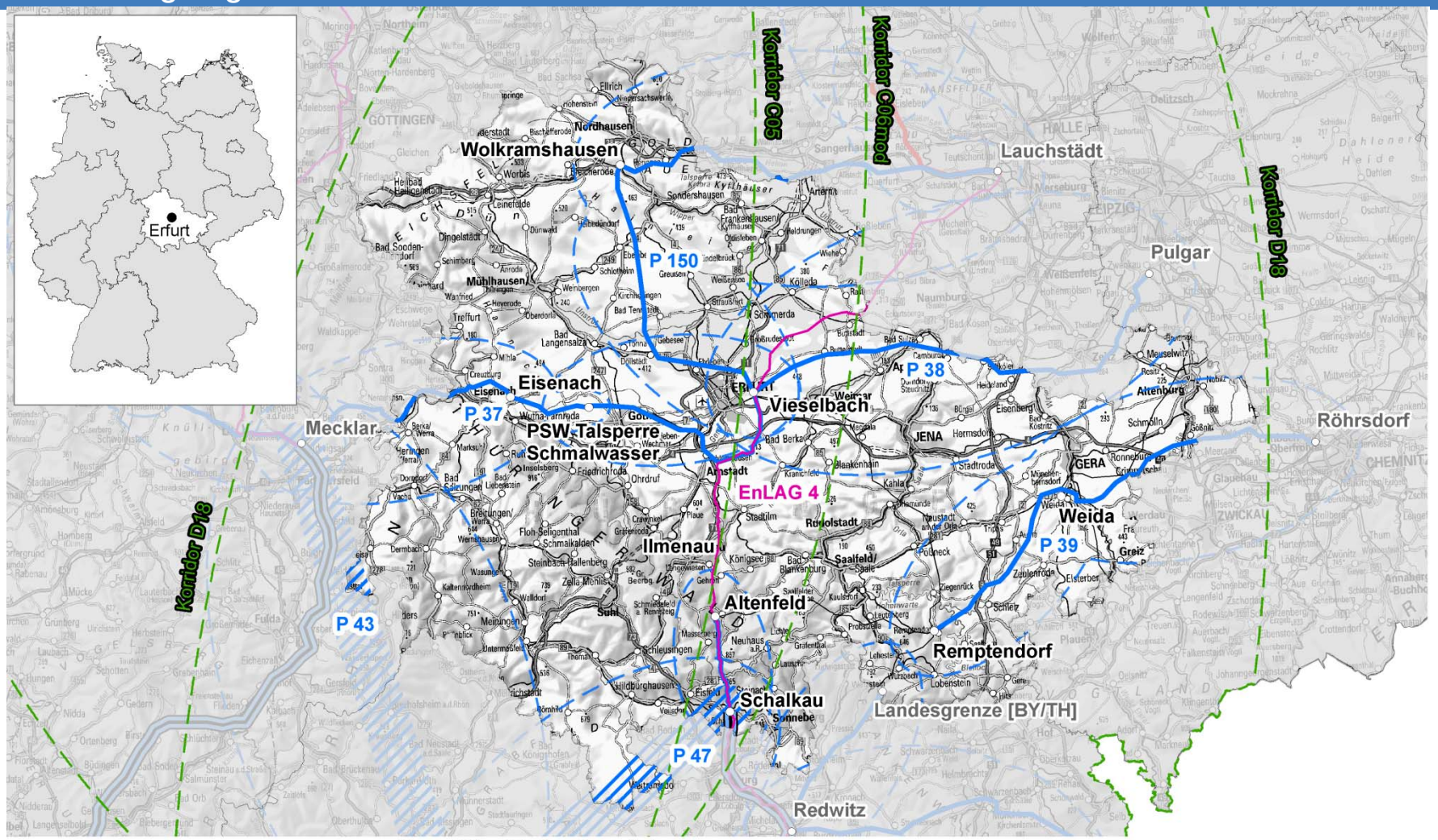
- Trotz Realisierung der BBP-Maßnahmen liegen noch umfangreiche Netzengpässe verteilt über das deutsche Übertragungsnetz vor

Bestätigter NEP 2024



- 63 von 92 Maßnahmen bestätigt
- entspricht ca. 5.800 km Aus- und Umbaumaßnahmen (BBP 2013: ca. 5.000 km)
- alle im BBPlG enthaltenen HGÜ-Korridore erneut bestätigt
- 20 Maßnahmen zusätzlich zum BBPlG bestätigt

Ausbauvorhaben mit Bezug zu Thüringen gemäß NEP Bestätigung 2024



Geprüfte Maßnahme(n)

- Neubau - Wechselstrom
- Neubau - Gleichstrom
- Derzeit keine Bestätigung
- EnLAG-Vorhaben
- Startnetz
- Untersuchungsraum - Wechselstrom
- Untersuchungsraum - Gleichstrom
- Netzverstärkung - Wechselstrom

Nachrichtlich:
Vorschlag ÜNB für nächste Planungsstufe

0 25 50 km

Herausgeber: Bundesnetzagentur
Quellennachweis: © GeoBasis-DE / BKG 2014
Datenbasis: Übertragungsnetzbetreiber
Stand: 06.10.2015

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Regionalisierung:

Verfahren zur räumlichen Verteilung der Stromerzeuger und Stromverbraucher

Die bestehende und zuzubauende Erzeugungsleistung und Last wird einem der rund 450 Netzknoten in Deutschland zugeordnet

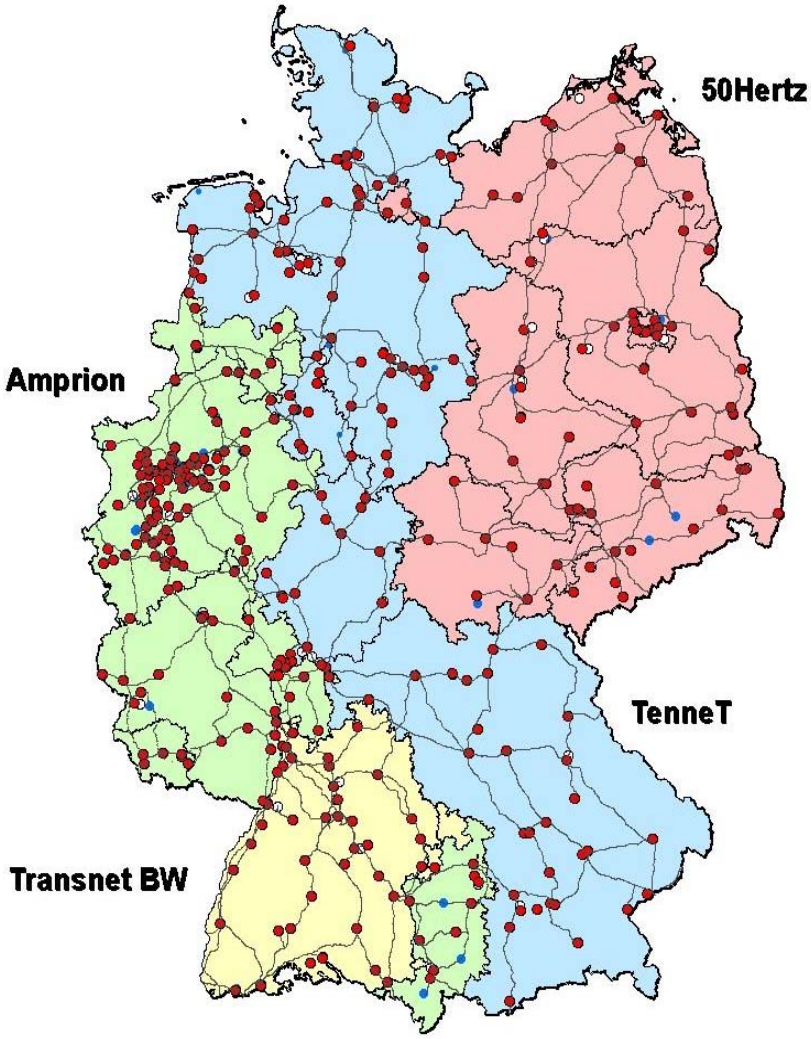
Konventionelle Erzeugung

Entsprechend der genehmigten Kraftwerksliste

Erneuerbare Energien

Flächenansatz bei Wind-Onshore und PV

Regionalisierung auf Basis von ausgewiesenen Windvorrangs- und Windeignungsflächen bzw. verfügbare Dach- und EEG geförderten Freiflächen



NEP-**Planung** durch **ÜNB**

- International anerkannte Planungsgrundsätze, z. B. (n-1)-Kriterium

NEP-**Prüfung** durch **BNetzA**

- über anerkannte Planungsgrundsätze hinausgehende, einschränkende Kriterien, z.B.
  - mindestens 20% Auslastung der Vorhaben
  - Sensitivitäts-Untersuchungen (u.a. Offshore-Reduktion, Spitzenkappung)

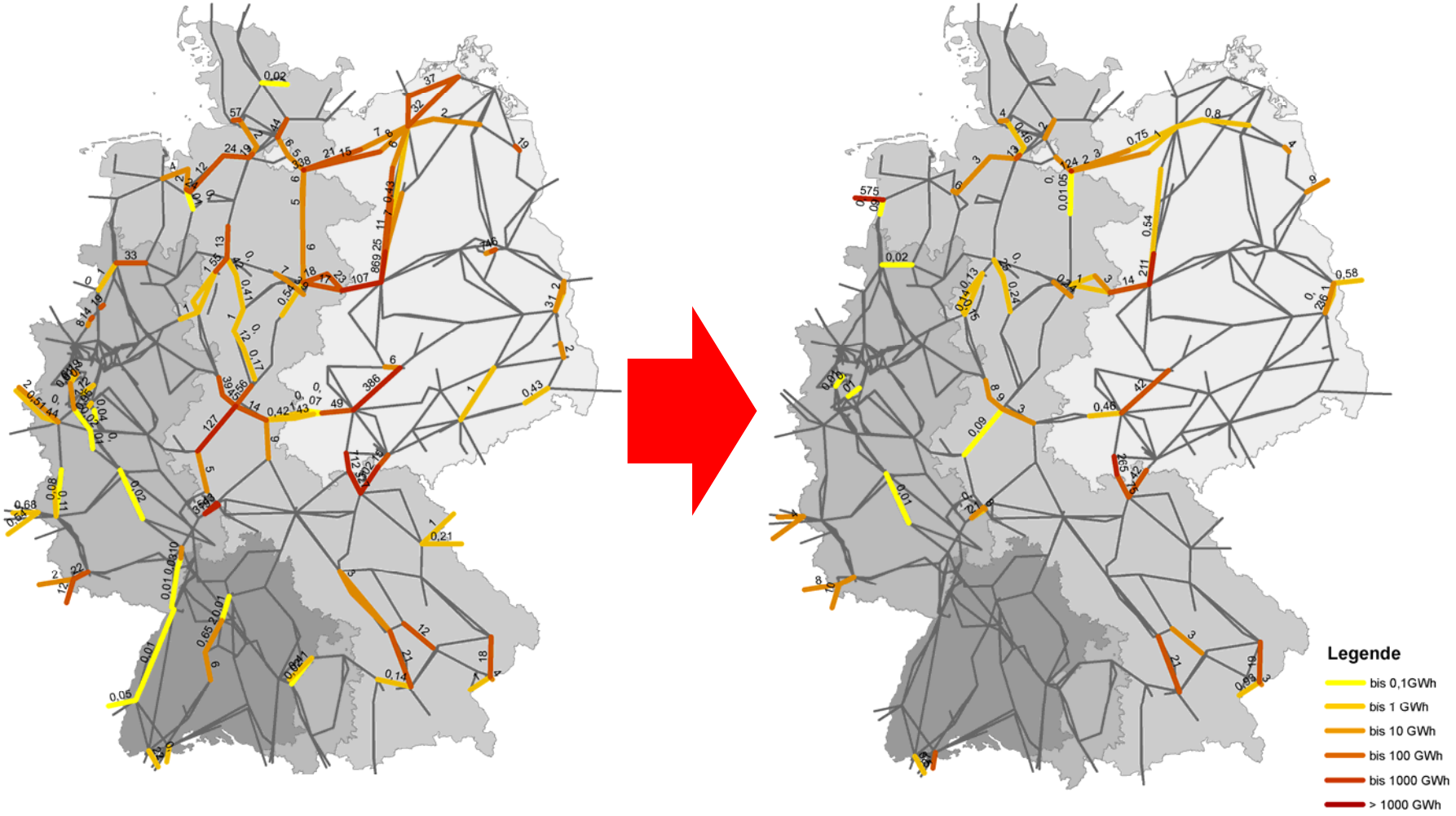
Wirksamkeit

- Eine Maßnahme ist wirksam, wenn mit der Maßnahme das Netz (n-1)-sicher ist, ohne sie jedoch nicht und sich dieser Zustand nicht mit milderen Maßnahmen (NOVA) erreichen lässt.

- Zur Untersuchung der Wirksamkeit einer Maßnahme wird die (n-1)-Sicherheit des Netzes vor und nach der Netzausbauplanung, d. h. mit und ohne Ergebnismaßnahmen, betrachtet.

- Können Überlastungen auf Leitungen, die in (n-1)-Situationen auftreten, durch Schalthandlungen (Trennung / Kupplung von Sammelschienen, u.ä.; sog. „Topologie-Änderungen“) behoben werden?

Netzentlastung durch Spitzenkappung und Offshorereduktion



Überlastungsindex als Basis zur Abschätzung Netzausbaubedarf

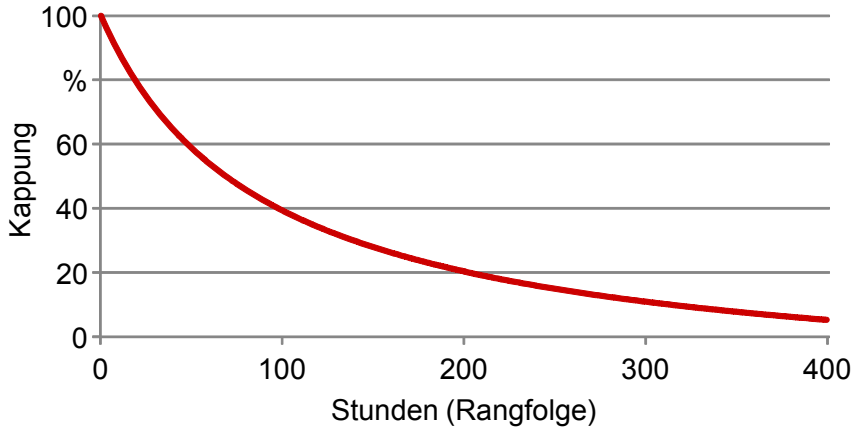
Herausforderung bei der Einschätzung von Netzausbaumaßnahmen und Netzzuständen:

- Räumlich und zeitlich übergreifende Einschätzung von Netzbelastungen des gesamten deutschen Übertragungsnetzes
- Vergleich der Entlastungswirkung von unterschiedlichen Maßnahmen

Im Rahmen des Gutachtens zum Netzentwicklungsplan 2024 (NEMO IV) wurde mit der BET der Überlastungsindex entwickelt

$$\ddot{U}Index\ [\text{GWkm}] = \sum_{Stunde\ i=1}^{n} \sum_{Leitung\ j=1}^{m} \left(\left(Belastung_{i,j} - Grenzbelastung \right) \cdot S_{n(i,j)} \cdot l_i \right)$$

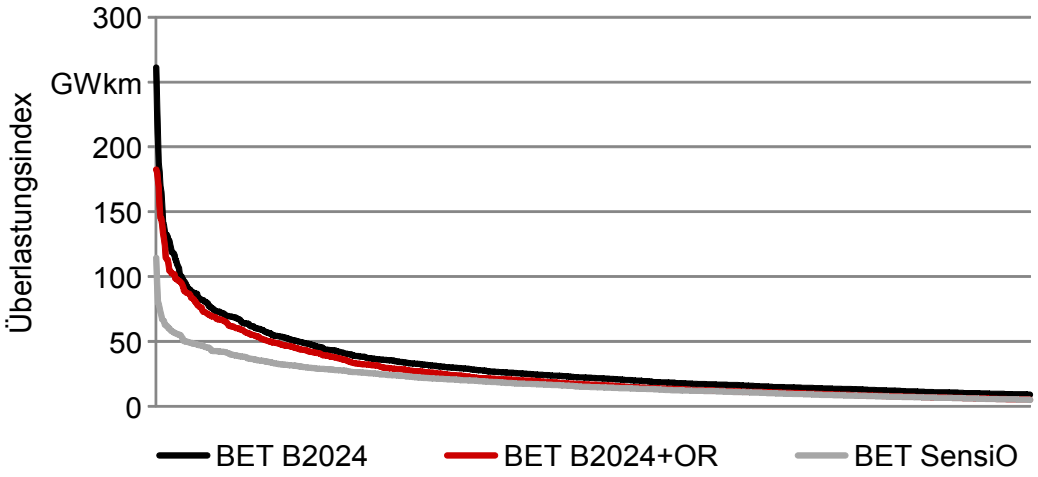
Methode Spitzenkappung

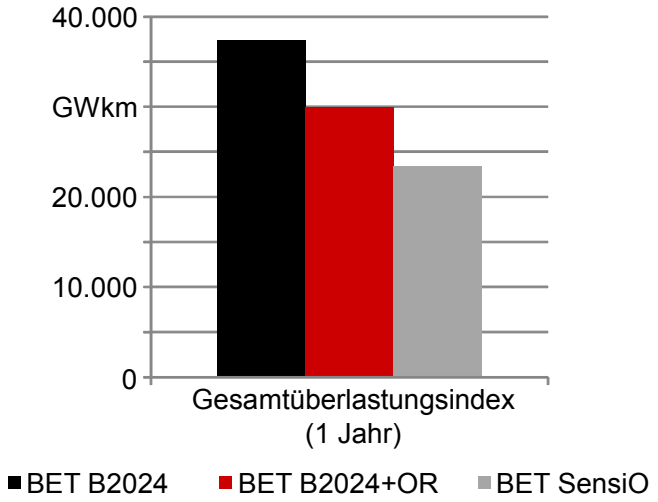


© BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung

- Identifizierung der Stunden mit höchster Überlastung auf Basis Überlastungsindex
- Für jede Region wird das Saldo aus Erzeugung und Verbrauch in der betrachteten Stunde bestimmt.
- Für alle Regionen mit Erzeugungsüberschuss wird anschließend ermittelt, wie hoch die Einspeisung aus Windenergieanlagen ab dem Jahr 2015 in der betrachteten Stunde ist.
- Analog wird für Regionen mit Verbrauchsüberschuss die mögliche Steigerung der Einspeisung der konventionellen Erzeugung ermittelt.
- Die Höhe der Kappung ergibt sich aus einer auf den Verlauf der Überlastungsdauerlinie angepassten Kappungsfunktion

Auswirkungen Spitzenkappung



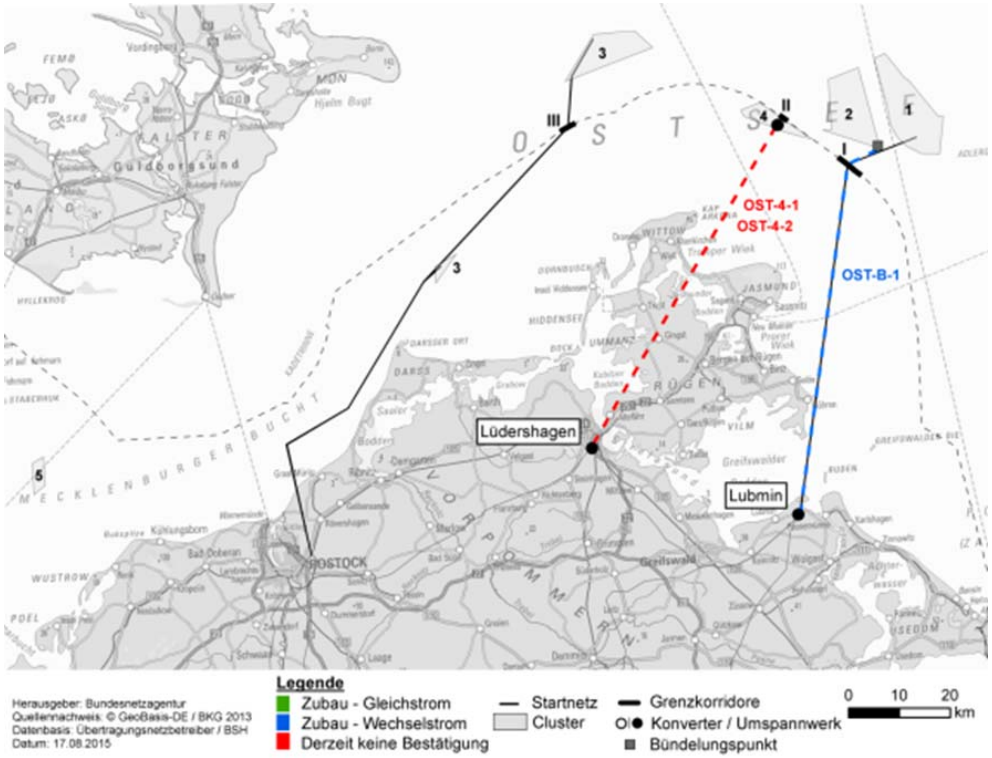


© BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung

- Anwendung der Methodik führt zu einer signifikanten Reduzierung der Überlastungen

- Potential der Spritzenkappung ist Vergleichbar mit der Reduzierung der Offshore-Kapazitäten um fast 3 GW

Übersicht Bestätigung O-NEP 2024 - Ostsee

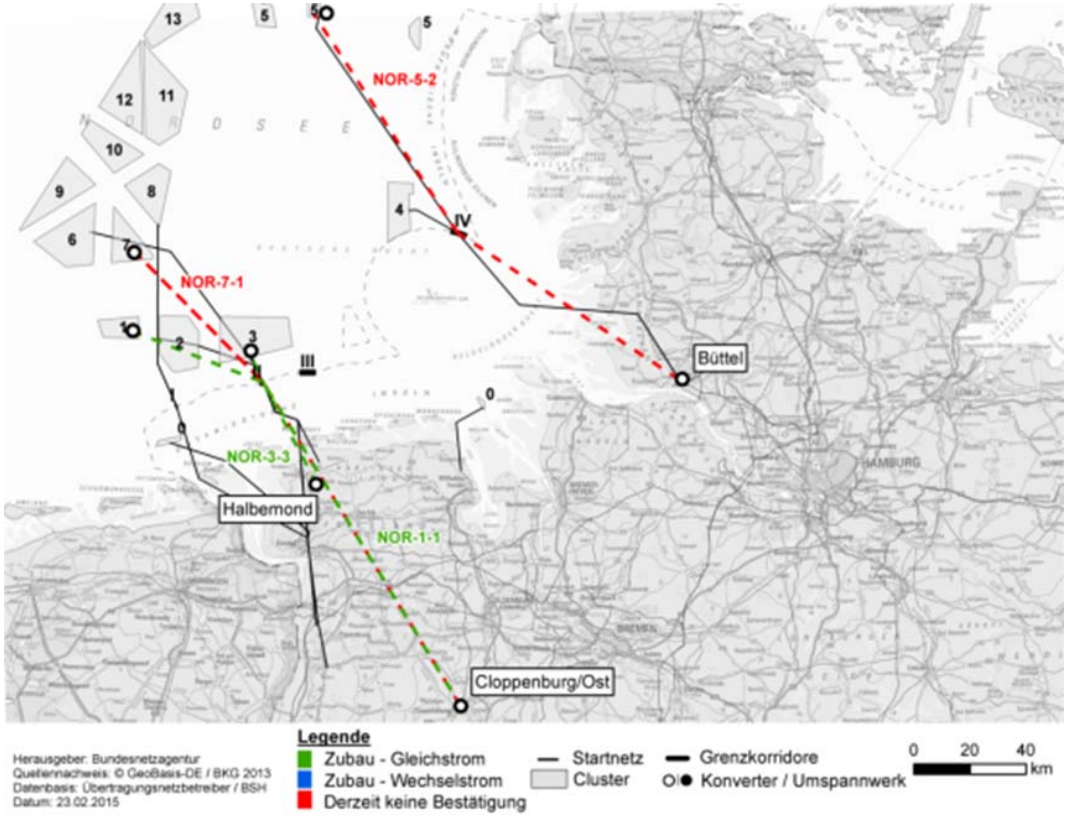


Bestätigung O-NEP 2024 Ostsee

- BNetzA hat in ihrer Prüfung im Gegensatz zum Entwurf des O-NEP die vorgesehene Reduzierung der Offshore-Kapazitäten berücksichtigt.
- Deshalb ist von drei beantragten Anbindungsleitungen nur das Anbindungssystem OST-1-4 bestätigt worden.
- Das Anbindungssystem ist jetzt als Sammelanbindung geplant und wurde in OST-B-1 umbenannt.

Anbindungssystem	Bestätigt	Beginn der Umsetzung	Geplante Fertigstellung	Netzverknüpfungs-punkt
OST-B-1	Ja	2020 (2017 beantragt)	2023 (2020 beantragt)	Lubmin
OST-4-1	Nein	-	-	Lüdershagen
OST-4-2	Nein	-	-	Lüdershagen

Übersicht Bestätigung O-NEP 2024 - Nordsee



Bestätigung O-NEP 2024 Nordsee

- BNetzA hat in ihrer Prüfung im Gegensatz zum Entwurf des O-NEP die vorgesehene Reduzierung der Offshore-Kapazitäten berücksichtigt.
- Deshalb sind von vier beantragten Anbindungsleitungen nur die Anbindungssysteme NOR-1-1 und NOR-3-3 bestätigt worden.

Anbindungssystem	Bestätigt	Beginn Umsetzung	Geplante Fertigstellung	Netzverknüpfungspunkt
NOR-3-3	Ja	2018 (2016 beantragt)	2023 (2021 beantragt)	Halbemond
NOR-1-1	Ja	2019 (2017 beantragt)	2024 (2022 beantragt)	Cloppenburg/Ost
NOR-7-1	Nein (im O-NEP 2023 bestätigt)	-	-	Cloppenburg/Ost
NOR-5-2	Nein (im O-NEP 2023 bestätigt)	-	-	Büttel