Bundesnetzagentur

Energiewirtschaftliche Bedeutung des Netzausbaus

Dr. Tim Fischer, Referent

Volkshochschule Erlangen, 02.03.2015

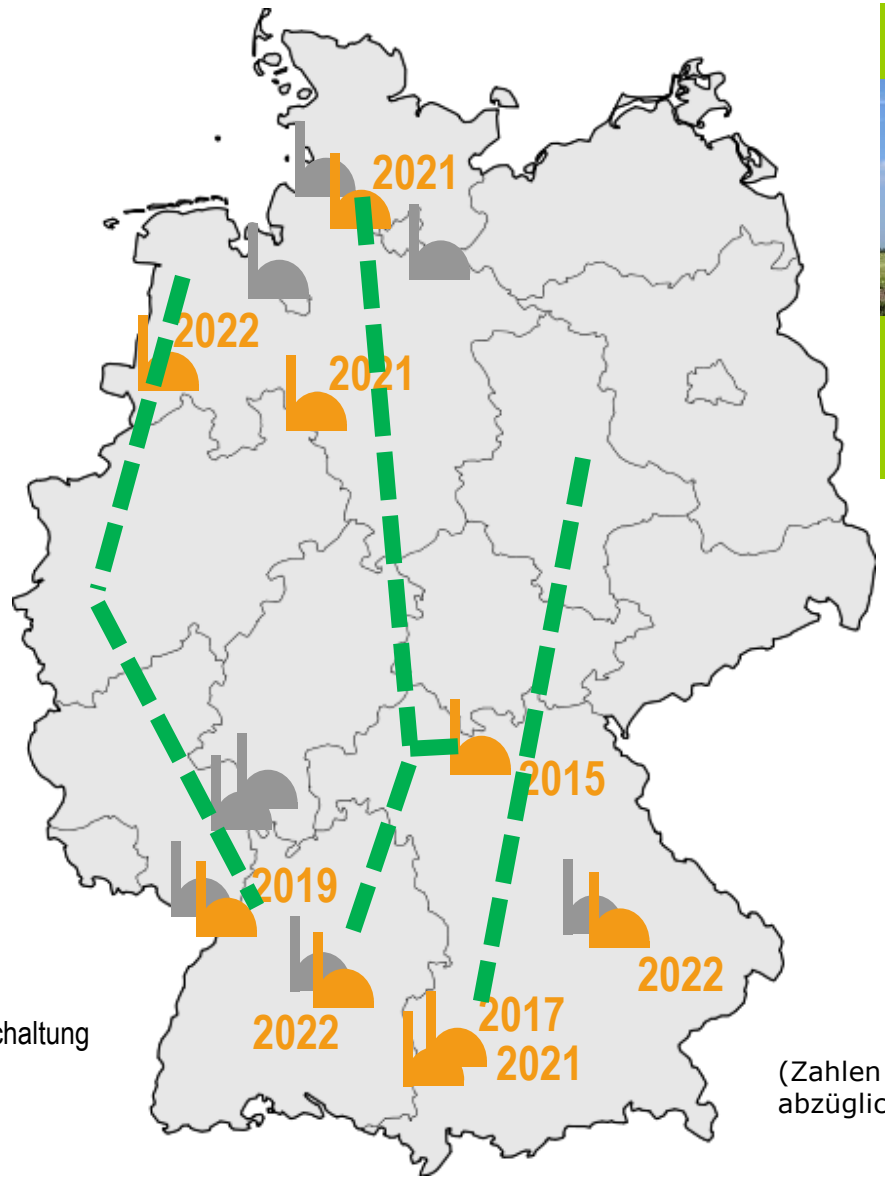
Warum Netzausbau?
Grundlegender Umbau der Erzeugungsstruktur

Wind offshore

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

Wind onshore

Stand 2013: 33,8 GW
Zubau bis 2024:
21,2 GW



Photovoltaik

Stand 2013: 36,3 GW
Zubau bis 2024:
19,7 GW

HGÜ-Korridor

Kernkraftwerke

geplante Abschaltung

abgeschaltet

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

Netzausbau: Verfahrensschritte

- **Szenariorahmen*:** Wie sehen die Erzeugungskapazitäten und der Verbrauch in 10 / 20 Jahren aus?
- **Netzentwicklungsplan Onshore und Offshore*:** Welches Netz benötigen wir in 10 / 20 Jahren?
- **Bundesbedarfsplangesetz**:** bildet die formale gesetzliche Grundlage des Netzausbaus
- **Bundesfachplanung:** Bestimmung von Korridoren für die spätere Trassenführung bei länderübergreifenden oder grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen
- **Planfeststellung:** Festlegung der konkreten Trassen durch BNetzA (nach Rechtsverordnung) oder betroffene Länder

* wird jährlich fortgeschrieben

** mindestens alle drei Jahre

Prozessablauf

1. Entwurf durch Netzbetreiber

2. Genehmigung durch BNetzA

Szenariorahmen

3. Entwurf durch Netzbetreiber

4. Bestätigung durch BNetzA

Netzentwicklungsplan Strom, Offshore-Netzentwicklungsplan

5. Entwurf der BNetzA

6. Gesetz von Bundestag und Bundesrat

SUP

Bundesbedarfsplan

7. Antrag durch Netzbetreiber

8. Entscheidung durch BNetzA

SUP

Bundesfachplanung / Raumordnung

9. Antrag durch Netzbetreiber

10. Planfeststellung durch BNetzA

UVP

Planfeststellungsverfahren

Beteiligungsmöglichkeiten im Gesamtverfahren

- Konsultation des Szenariorahmens
- Konsultation des Netzentwicklungsplans durch die ÜNB
- Konsultation des Netzentwicklungsplans und des Umweltberichts durch die Bundesnetzagentur
- Parlamentarisches Verfahren
- Antragskonferenz zur Bundesfachplanung
- Behörden - und Öffentlichkeitsbeteiligung zur Bundesfachplanung
- Erörterungstermin zur Bundesfachplanung
- Antragskonferenz zur Planfeststellung
- Anhörung zur Planfeststellung
- Erörterungstermin zur Planfeststellung

Prozessablauf

1. Entwurf durch Netzbetreiber

2. Genehmigung durch BNetzA

Szenariorahmen

3. Entwurf durch Netzbetreiber

4. Bestätigung durch BNetzA

Netzentwicklungsplan Strom, Offshore-Netzentwicklungsplan

5. Entwurf der BNetzA

6. Gesetz von Bundestag und Bundesrat

SUP

Bundesbedarfsplan

7. Antrag durch Netzbetreiber

8. Entscheidung durch BNetzA

SUP

Bundesfachplanung / Raumordnung

9. Antrag durch Netzbetreiber

10. Planfeststellung durch BNetzA

UVP

Planfeststellungsverfahren

Beteiligungsmöglichkeiten im Gesamtverfahren

- Konsultation des Szenariorahmens
- Konsultation des Netzentwicklungsplans durch die ÜNB
- Konsultation des Netzentwicklungsplans und des Umweltberichts durch die Bundesnetzagentur
- Parlamentarisches Verfahren
- Antragskonferenz zur Bundesfachplanung
- Behörden - und Öffentlichkeitsbeteiligung zur Bundesfachplanung
- Erörterungstermin zur Bundesfachplanung
- Antragskonferenz zur Planfeststellung
- Anhörung zur Planfeststellung
- Erörterungstermin zur Planfeststellung

Erstellung Netzentwicklungsplan – die fünf Arbeitsschritte

I **SZENARIO-RAHMEN**	II **REGIONALI-SIERUNG**	III **MARKT-MODELLIERUNG**	IV **NETZ-BERECHNUNG**	V **NETZAUSBAU-BEDARF**
Szenario A Szenario B Szenario C Koalitions-sensitivität (10 Jahre) Szenario B (20 Jahre)	Räumliche Zuordnung von Ein- und Ausspeisung	Stunden und knotengenaue Simulation von Einspeisung der Erzeuger	Berechnung und Analyse des Startnetzes	Maßnahmen für einen bedarfsgerechten Netzausbau iterierend

Wesentliche Fragestellung im jeweiligen Prozessschritt:

Wie werden die Erneuerbaren Energien ausgebaut? (EE-Quoten)	Wo speisen die Erneuerbaren Energien ein? (Nordwanderung)	Mit welchen konventionellen Kraftwerken wird die verbleibende Last gedeckt? (Brennstoffmix)	Wann und wo ist das Netz überlastet? (Netzengpässe)	Was sind die richtigen Maßnahmen? (NOVA-Prinzip, Technologieauswahl)

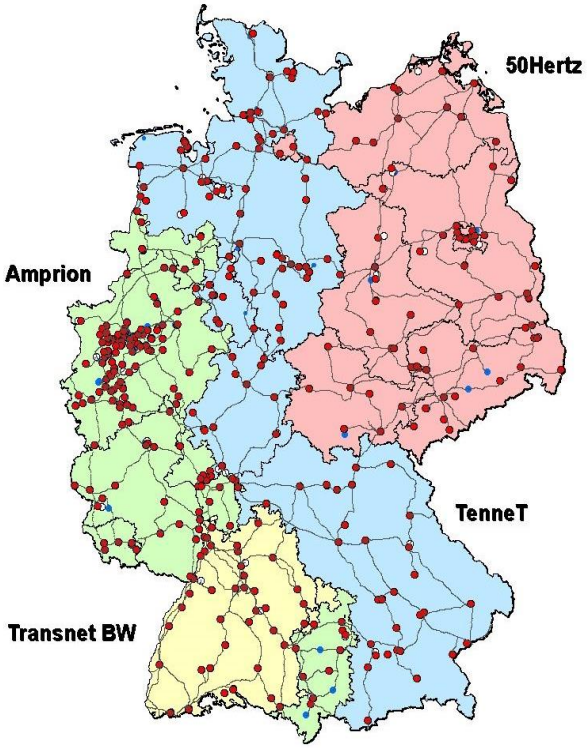
Szenariorahmen

- Spiegelt rechtlichen Handlungsrahmen wieder
- Wurde mit allen Beteiligten konsultiert

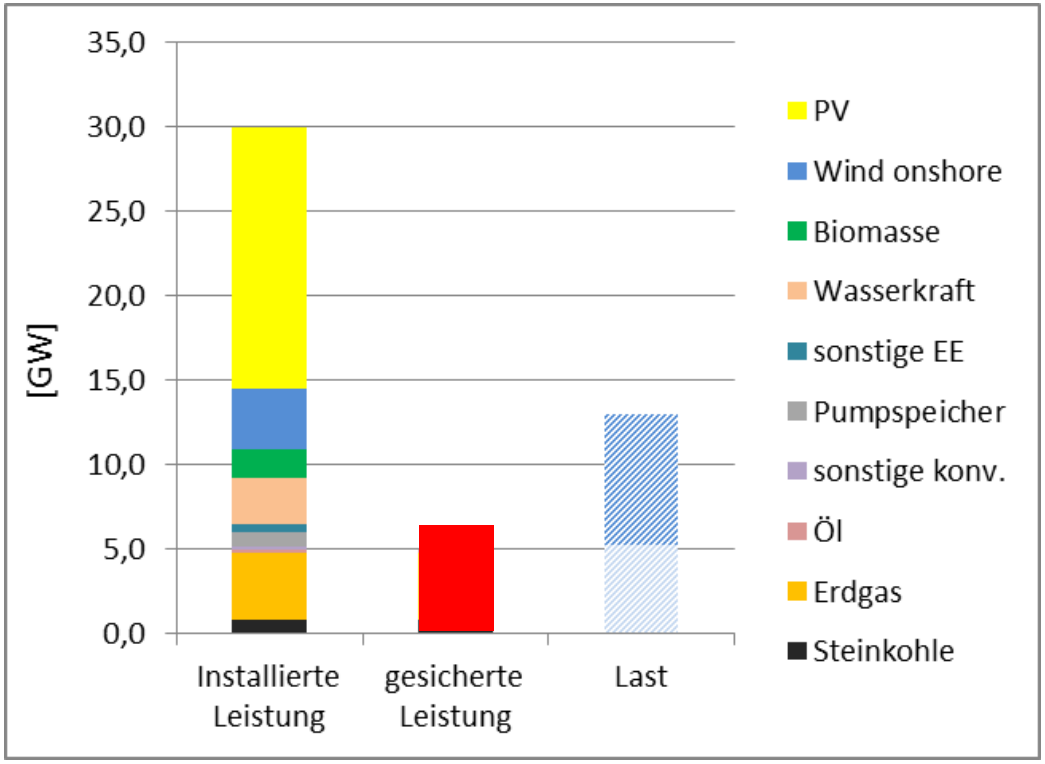
Installierte Leistung [GW]	2013	A2024	B2024	C2024
PV	36,3	54,8	56,0	58,6
Wind onshore	33,8	49,0	55,0	87,4
Wind offshore	0,5	11,5	12,7	16,1
Biomasse	6,2	8,3	8,7	7,8
Wasserkraft	3,9	4,5	4,7	4,2
EE-Anteil	**25 %**	**43 %**	**47 %**	**62 %**
Braunkohle	21,2	16,0	15,4	15,4
Steinkohle	25,9	27,2	25,8	25,8
Erdgas	26,7	23,3	28,2	28,2

Bundesnetzagentur prüft unter Berücksichtigung:

- Offshorereduktion auf 9,9 GW
- Spitzenkappung



Erzeugungsleistung in Bayern NEP 2024



Ergänzende Informationen:

KWK-BHKW 400 MW, neue Gaskraftwerke 900 MW

Marktmodellierung

= wer würde wo wie viel Strom produzieren, wenn es keine Beschränkungen durch die Transportfähigkeit des Netzes gäbe

Wesentliche Eingangsparameter:

- Deutscher Kraftwerkspark (genehmigter Szenariorahmen)
- Wetter und Lastkurve des Jahres 2011, skaliert auf das Jahr 2024
- Brennstoffpreise
- Berücksichtigung des **europäischen** Auslands:
  - Europäischer Kraftwerkspark, europäische Stromnachfrage
  - **Grenzüberschreitende** Kapazitäten

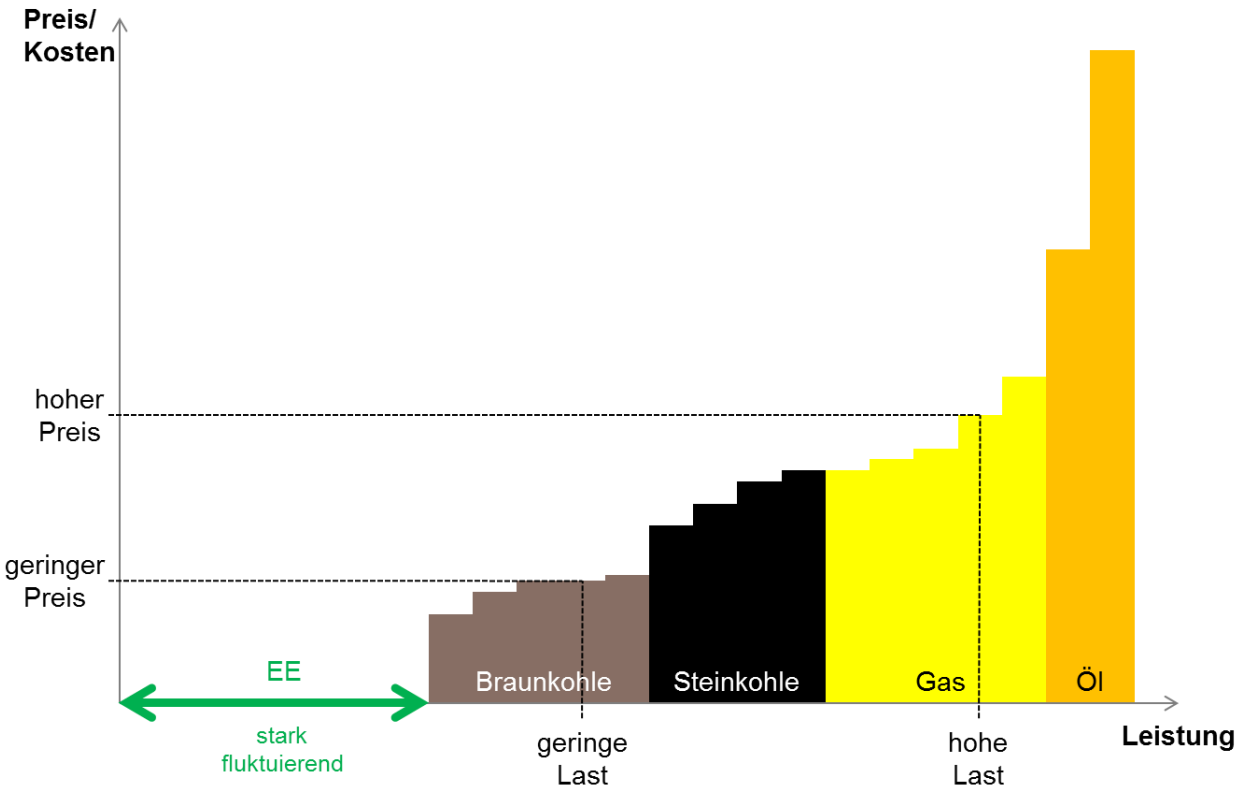
Vorgehen:

- Ökonomischer Vorrang der Erneuerbaren Energien
- Must-run Anlagen (z.B. Wärmeauskopplungen bei KWK)
- Last, die von Erneuerbaren Energien nicht bedient werden kann, wird durch Einsatz konventioneller Kraftwerke gedeckt

Ergebnis:

- Prognose des Kraftwerkseinsatzes **für jede** der 8760 Stunden des Jahres 2023
- Einspeise- und Lastsituation **für jede** der 8760 Stunden des Jahres 2023

Marktmodellierung



Der Markt bestimmt den Energiemix
- das Netz unterscheidet nicht –

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

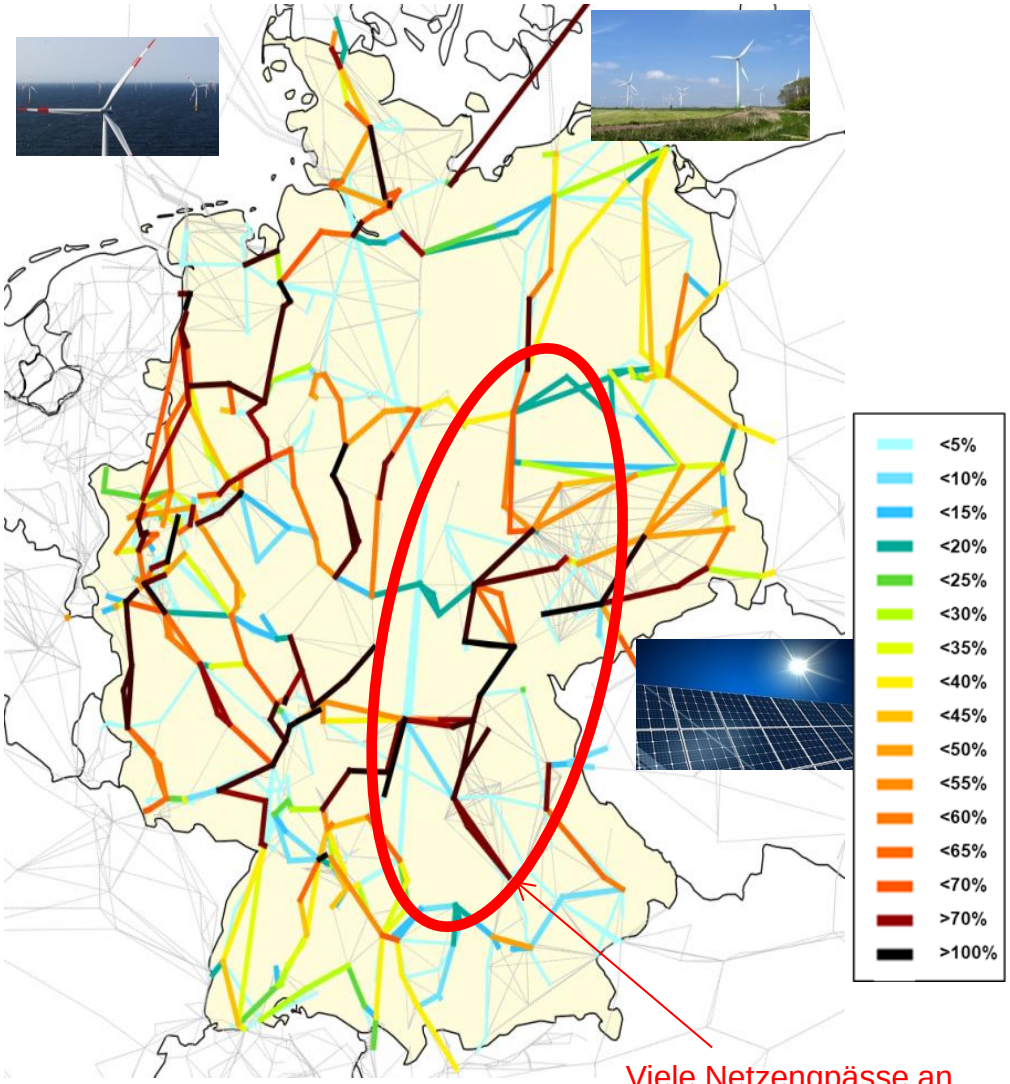
Überlastungen des Bestandnetzes ohne Netzausbau

- Das heutige Übertragungsnetz kann den zukünftigen Übertragungsbedarf nicht bewältigen.
- Ohne Netzausbau wäre es an vielen Stellen überlastet.

Situation (02.02.2023 / 19 Uhr) mit:

- Hoher Verbrauchslast
- Viel Winderzeugung
- Wenig PV-Einspeisung

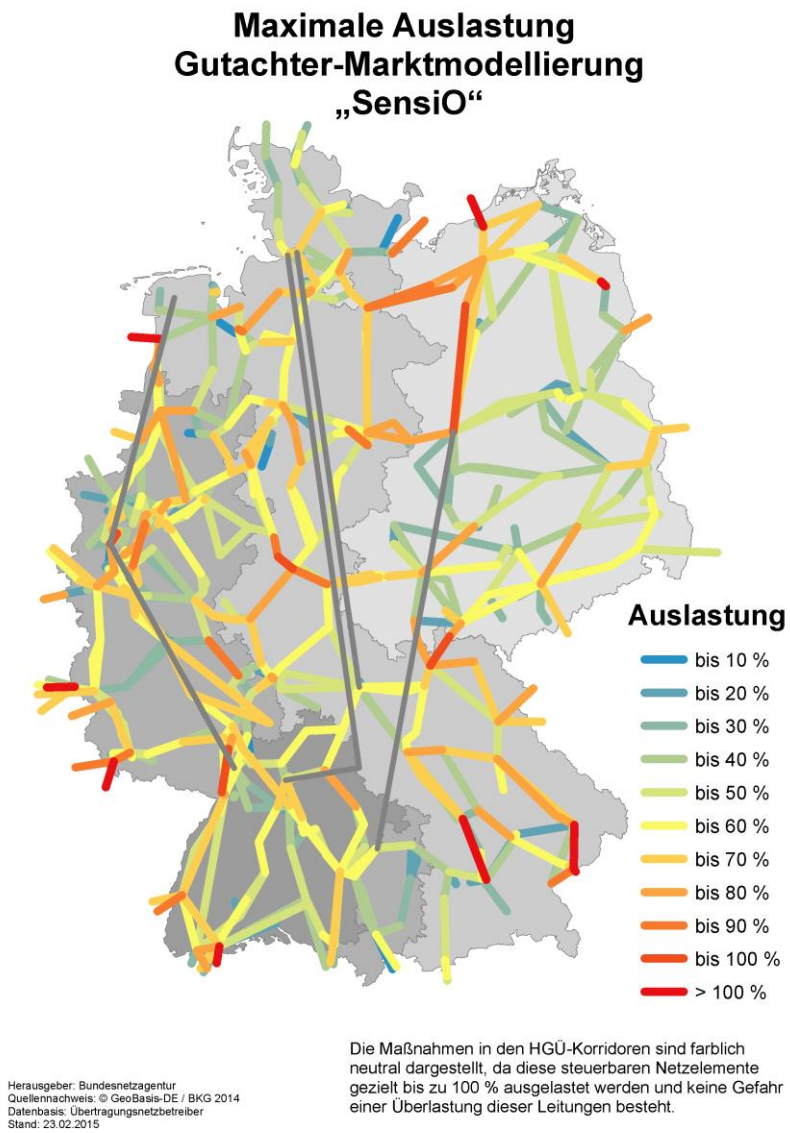
Auslastung des Bestandnetzes im Jahr 2023
(inkl. Südwest-Kuppelleitung)



Quelle: IFHT

Überlastungen im BBP-Netz

- Auch das BBP-Netz ist nicht ausreichend für das Szenario B2024*
- Dies gilt selbst bei einer Berücksichtigung von reduzierten Offshore-Ausbauzahlen und Spitzenkappung



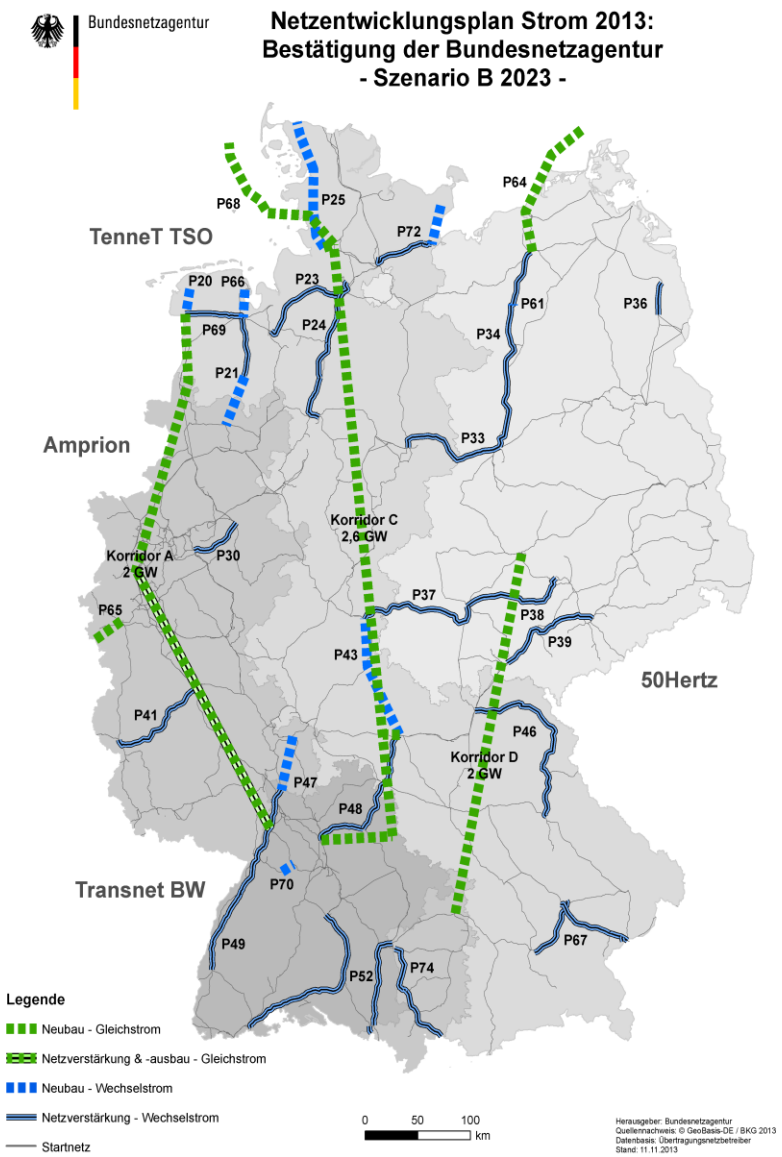
Die unterschiedlichen Rollen von ÜNB und BNetzA

- Die Übertragungsnetzbetreiber erarbeiten den Netzentwicklungsplan auf Basis von fachlich anerkannten Planungsgrundsätze (Beispiel (n-1)-Kriterium).

- Niemand weiß, ob die Welt in 10 Jahren so ist wie prognostiziert. Deshalb werden nur die Leitungen bestätigt, die auch bei einem von der Prognose abweichenden Verlauf der Entwicklung notwendig sind. Deshalb wendet die Bundesnetzagentur zusätzliche Prüfkriterien an (weiterhin werden korrektive Schaltmaßnahmen und Einstellungen von lastflusssteuernden Elementen berücksichtigt).

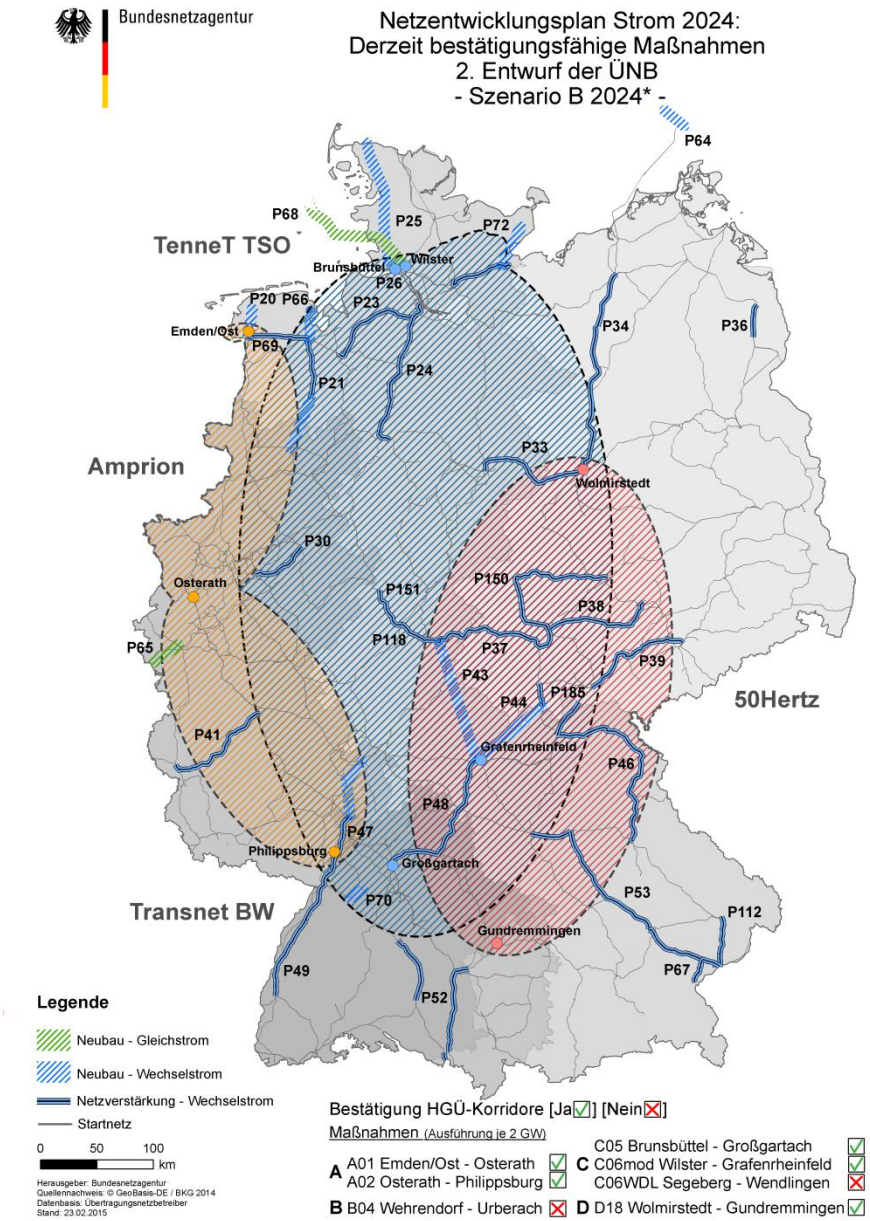
Ergebnis: → Es wurden von 90 vorgelegten Maßnahmen im NEP 2013 nur 56 bestätigt.

Der bestätigte NEP 2013



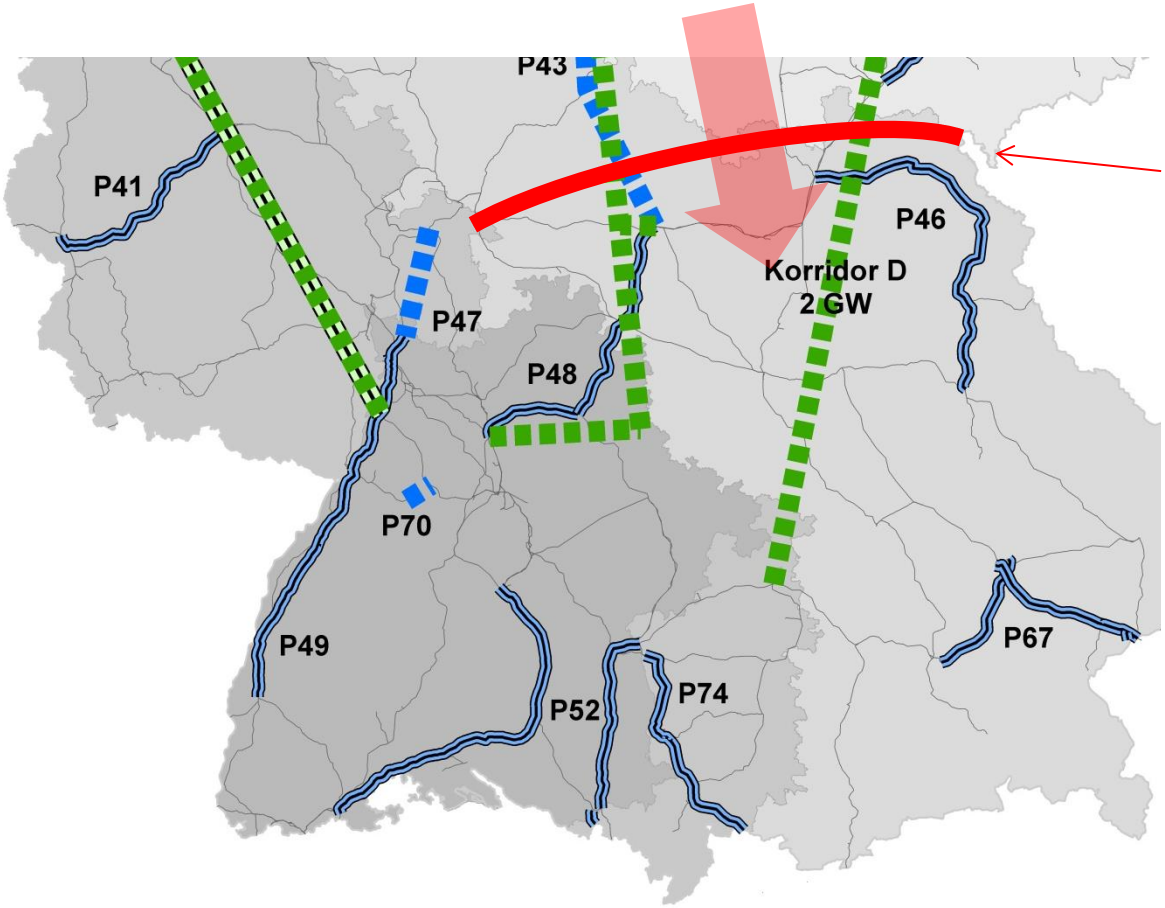
- rd. 2.650 km Neubautrassen
- rd. 2.800 km Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen
- von 4 HGÜ-Korridoren wurden **3 bestätigt**
- von insgesamt 90 vorgeschlagenen Maßnahmen wurden **56 bestätigt**
- geschätzter Investitionsbedarf: **16 Mrd. Euro**

Konsultation BNetzA NEP 2014



- rd. 2.750 km Neubautrassen
- rd. 3.050 km Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen
- von 4 HGÜ-Korridoren werden derzeit **3 als bestätigungsfähig** erachtet
- von insgesamt 92 vorgeschlagenen Maßnahmen werden derzeit **63 als bestätigungsfähig** erachtet

Netzübertragungskapazität nach Bayern



Netzübertragungskapazität
(wird durch das schwächst Element limitiert und berücksichtigt Leitungsausfall)

heute: (2014)	**ca. 4 GW**
mit Südwestkuppelleitung: (2015)	**ca. 5,8 GW**
mit allen Maßnahmen des Bundesbedarfsplangesetzes: (2022)	**ca. 10,3 GW**

Benötigte Transportleistung (marktbedingt) nach Bayern: ca. 13 GW

Für Lastdeckung in Bayern nach Kernenergieausstieg (2022) ca. 10 GW
sowie anteilige Lastdeckung in Österreich ca. 3 GW

Der Bundesbedarfsplan

- Für darin enthaltenen Vorhaben wird energiewirtschaftliche Notwendigkeit und vordringlicher Bedarf verbindlich festgestellt
- Bundesbedarfsplan ist Basis für Planungen der konkreten Trassenverläufe in sich anschließender Bundesfachplanung und in Planfeststellungsverfahren
- Tritt neben Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) aus 2009
- Erstmalig im Sommer 2013 auf Basis des bestätigten NEP für das Zieljahr 2022 erlassen

Wie geht es weiter?

Aktueller Prozess Zieljahr 2024:

- Start der Konsultation (27.02.2015)
- Bestätigung im Sommer 2015

Nächster Prozess Zieljahr 2025:

- Szenariorahmen 2025 wurde im Dezember 2014 bestätigt
  - EE-Ausbau entsprechend EEG 2.0
  - Spitzenkappung
  - Klimaschutzziele
- Erster Entwurf der ÜNB des NEP 2025 soll im Juli 2015 vorliegen

Vielen Dank!

Dr. Tim Fischer
Referent

tim.fischer@bnetza.de

BACKUP!

I Szenariorahmen zum NEP 2014

= drei wahrscheinliche Entwicklungspfade (Szenarien) der Energieerzeugung und des Energieverbrauchs für die nächsten zehn bzw. zwanzig Jahre

Szenario A: Moderater Ausbau der erneuerbaren Energien

Szenario B (Leitszenario): Mittlerer Ausbau der erneuerbaren Energien

Szenario C: Besonders hoher Anteil an Strom aus Windkraft

	Installierte Nettoleistung [GW]			
Szenarien / **Technologie**	**Szenario A 2024**	**(Leit-) Szenario B 2024**	**Szenario B 2034**	**Szenario C 2024**
Kernenergie	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	16,0	15,4	11,3	15,4
Steinkohle	27,2	25,8	18,4	25,8
Erdgas	23,2	28,2	37,5	28,2
Mineralölprodukte	1,8	1,8	1,1	1,8
Pumpspeicher	10,0	10,0	10,7	10,0
Sonstige	3,7	3,7	2,7	3,7
Summe konv. KW	**82,0**	**84,9**	**81,7**	**84,9**
Wind (offshore)	11,5	12,7	25,3	16,1
Wind (onshore)	49,0	55,0	72,0	87,4
Photovoltaik	54,8	56,0	59,5	58,6
Wasserkraft	4,5	4,7	5,0	4,2
Biomasse	8,3	8,7	9,2	7,8
andere reg. Erzeugung	0,9	1,5	2,3	1,3
Summe EE	**129,0**	**138,6**	**173,3**	**175,4**
Summe Erzeugung	**211,0**	**223,5**	**255,0**	**260,3**
Jahreshöchstlast (GW)	84	84	84	84
Nettostrombedarf (TWh)	535,4	535,4	535,4	535,4

Genehmigter Szenariorahmen für NEP 2025

Neuerungen:

- 6 statt 4 Szenarien
- Berücksichtigung EEG-Reform
- Einhaltung der Klimaschutzziele in der Hälfte der Szenarien
- Spitzenkappung in allen Szenarien
- Voraussichtliche Vorlage des Entwurfs durch ÜNB: Sommer 2015

Installierte Erzeugungsleistung [GW]							
Energieträger	**Referenz 2013**	**Szenario A 2025**	**Szenario B1 2025**	**Szenario B1 2035**	**Szenario B2 2025**	**Szenario B2 2035**	**Szenario C 2025**
Kernenergie	12,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,2	14,2	12,6	9,1	12,6	9,1	10,2
Steinkohle	25,9	25,8	21,8	11,0	21,8	11,0	14,9
Erdgas	26,7	26,5	29,9	40,7	29,9	40,7	29,5
Öl	4,1	1,3	1,1	0,8	1,1	0,8	1,1
Pumpspeicher	6,4	8,6	8,6	12,7	8,6	12,7	8,6
sonstige konv. Erzeugung	4,7	3,2	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
Summe konv. Erzeugung	**101,1**	**79,6**	**77,3**	**77,5**	**77,3**	**77,5**	**67,4**
Wind Onshore	33,8	53,0	63,8	88,8	63,8	88,8	59,0
Wind Offshore	0,5	8,9	10,5	18,5	10,5	18,5	10,5
Photovoltaik	36,3	54,1	54,9	59,9	54,9	59,9	54,1
Biomasse	6,2	6,4	7,4	8,4	7,4	8,4	6,4
Wasserkraft	3,9	3,9	4,0	4,2	4,0	4,2	3,9
sonstige reg. Erzeugung	0,4	0,5	0,8	1,2	0,8	1,2	0,5
Summe reg. Erzeugung	**81,1**	**126,8**	**141,4**	**181,0**	**141,4**	**181,0**	**134,4**
Summe Erzeugung	**182,2**	**206,4**	**218,7**	**258,5**	**218,7**	**258,5**	**201,8**
Nettostromverbrauch [TWh]							
Nettostromverbrauch[1]	543,6	543,6	543,6	543,6	543,6	543,6	516,4
Jahreshöchstlast [GW]							
Jahreshöchstlast[2]	82,8	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	79,8
Marktmodellierung							
Vorgaben zur Marktmodellierung					Einhaltung einer maximalen CO_2-Emmission von 187 Mio. t in 2025	Einhaltung einer maximalen CO_2-Emmission von 134 Mio. t in 2035	Einhaltung einer maximalen CO_2-Emmission von 187 Mio. t in 2025