



Bundesnetzagentur

Aktuelle Tätigkeitsschwerpunkte der Bundesnetzagentur im Energiebereich

Peter Franke, Vizepräsident der Bundesnetzagentur
50 Jahre IBER – Energienetze, EEG und Energiewende
Clausthal, 26. September 2013

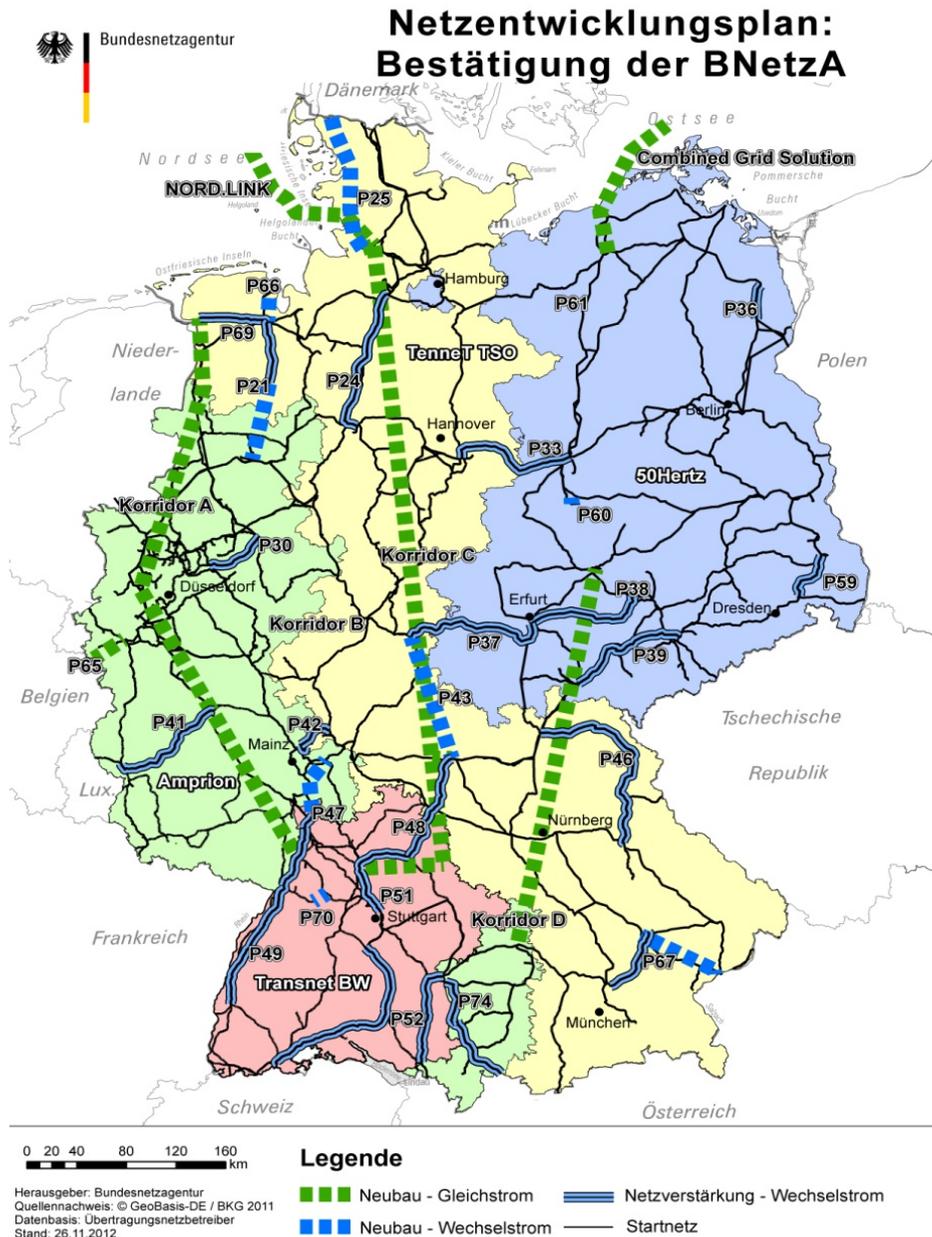


www.bundesnetzagentur.de



Netzausbau und Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien im nationalen Energiemix

- Erzeugung auf fossiler Basis und (während der Restlaufzeiten) aus Kernenergie wird verdrängt
- Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ist in erheblichem Umfang standortgebunden (vor allem Offshore-Windkraft)
 - Übertragungsnetz ist nicht auf diese Standorte, sondern auf die Standorte bestehender Großkraftwerke (Braunkohle, Kernenergie, Steinkohle) ausgerichtet
- großräumiger Netzausbau zur „Ableitung“ des Stroms aus Erneuerbaren Energien erforderlich, da die Erzeugungsstandorte überwiegend lastfern sind
 - großräumige Nord-/Südverbindungen erforderlich



- von insgesamt 74 vorgeschlagenen Maßnahmen wurden 51 bestätigt
- von 4 HGÜ-Korridoren wurden 3 bestätigt
- rd. 2.800 km komplette Neubautrassen
- rd. 2.900 km Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen

Gesamtablauf der Netzentwicklungsplanung



Szenarien



Netzentwicklungsplan und
Umweltprüfung



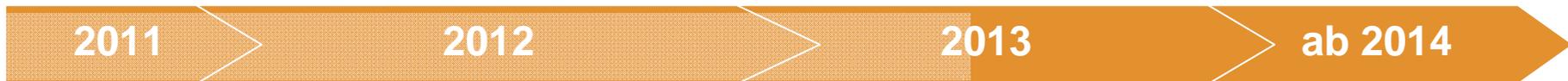
Bundesbedarfsplan



Trassenkorridore



Konkrete Trassen



12/11:
Genehmigung
Szenariorahmen

5/12:
Start Konsultation
1. Entwurf NEP

9/12:
Start Konsultation
2. Entwurf NEP
und Umweltbericht

Ende 2012:
Bestätigung NEP/
Entwurf BBP

7/2013:
Verabschiedung
BBP-Gesetz und
PlfZV

Erste Bundes-
fachplanungs-
anträge

 Bundesnetzagentur

 Übertragungsnetzbetreiber

 Bundesgesetzgeber
© Bundesnetzagentur



- Szenariorahmen 2012 am 30. November 2012 genehmigt
 - Grundlage für den NEP 2013
- Szenariorahmen 2013 am 30. August 2013 genehmigt
 - Grundlage für den NEP 2014



- ÜNB haben Entwürfe der beiden diesjährigen Netzentwicklungspläne am 02.03.2013 vorgelegt
- Neben dem landseitigen NEP auch erstmals den seeseitigen Offshore-NEP
- Start der Konsultation durch BNetzA: 13.09.2013

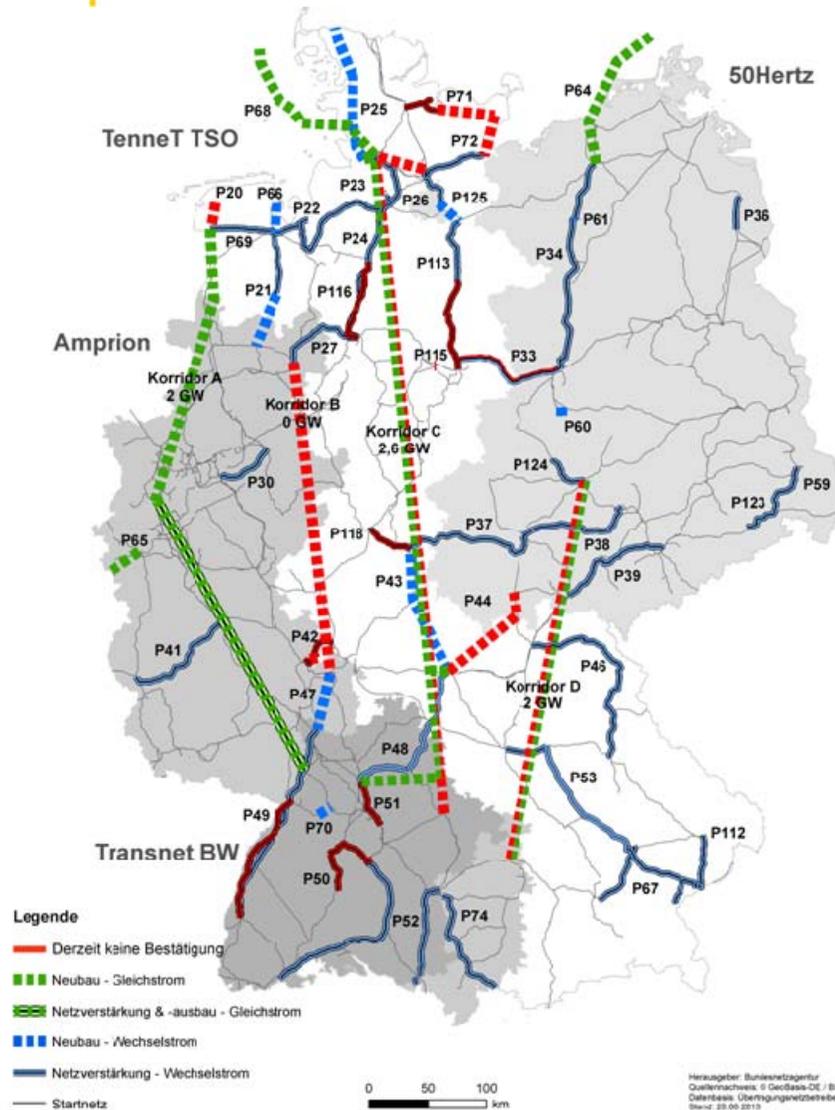


- Wesentliche Punkte des NEP-Entwurfs:
 - Leitszenario B 2023: 90 Netzausbau- bzw. Netzverstärkungsmaßnahmen
 - Darunter 21 neue Maßnahmen (ausschließlich Netzverstärkungen)
 - Geschätzter Investitionsbedarf: 22 Mrd. Euro
 - 70 der 90 Maßnahmen erscheinen derzeit bestätigungsfähig

Übersicht der derzeitigen Prüfungsergebnisse



Netzentwicklungsplan Strom 2013: Derzeit bestätigungsfähige Maßnahmen - Szenario B 2023 -





- Ziel: Planung des Ausbaus des Offshore-Netzes für die nächsten zehn bzw. zwanzig Jahre
- Ablösung des alten Systems, das dem OWP einen individuellen Anbindungsanspruch eingeräumt hatte
- Stattdessen: Anbindung von „Clustern“ statt von einzelnen Windparks
- „Cluster“ = Gebiet von mehreren räumlich benachbarten OWP, die über Sammelanbindungen angebunden werden können



Konsultationszeitraum für die betroffene Öffentlichkeit zu beiden Netzentwicklungsplänen und zum Umweltbericht

13.09.2013 - 08.11.2013

Informationsveranstaltungen

08.10.2013	Oldenburg
09.10.2013	Düsseldorf
10.10.2013	Würzburg
15.10.2013	Lübeck
16.10.2013	Magdeburg
17.10.2013	Kassel



Kraftwerke und Wintervorsorge



- Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) schreitet **massiv** voran (Anteil am Stromverbrauch in 2012 bei ca. 23%)
- **Einsatz der EE** wegen niedriger variabler Kosten sehr günstig:

1. erneuerbare Energien
2. Kern- und Braunkohlekraftwerke
3. Steinkohlekraftwerke
4. Gaskraftwerke



- **„Zusatzversorgung“ durch konventionelle Anlagen unter den Bedingungen witterungsabhängiger volatiler Einspeisung**



- **Rentabilität** konventioneller Kraftwerke **sinkt**
 - **Erlös** (€) konventioneller Kraftwerke **sinkt**
(= Strommenge (MWh) ↓ * Strompreis (€/MWh) ↓)
 - **Fixkosten** konventioneller Kraftwerke (z.B. für Personal) bleiben aber (nahezu) **konstant**

- **Ergebnis**
 - bestehende konventionelle Kraftwerke **werden früher stillgelegt**
 - Investitionen in neue konventionelle Kraftwerke **werden unattraktiver**
 - **Bestand an gesicherter Kraftwerksleistung sinkt**



■ 2 Herausforderungen – 2 Lösungen

■ kurzfristig

- Herausforderung:
 - Netzstabilität durch **lokalen Mangel an Erzeugungsleistung** gefährdet (z.B. bei Abschaltung eines Großkraftwerks in einer Region)
 - zur Nachfragedeckung aber insgesamt genug Erzeugungsleistung vorhanden
- Lösung:
 - Pflicht zur frühzeitigen Anzeige von Stilllegungen
 - mögliche Verpflichtung zum Weiterbetrieb bei nachgewiesenem Bedarf
 - Aufbau einer Netzreserve (einschließlich neuer Kraftwerke im Ausnahmefall)

■ mittel- bis langfristig

- Herausforderung:
 - „wenn der Wind nicht weht und die Sonne nicht scheint“ reicht die vorhandene „gesicherte“ Erzeugungskapazität zur Lastdeckung nicht aus
 - Netzstabilität ist wegen eines **bundesweiten Mangels an Leistung** gefährdet
- Lösung:
 - zu diskutieren
 - vss. nachhaltige **Anpassung des Strommarktdesigns** erforderlich



- **Bedarfsfeststellung** der BNetzA gem. § 3 ResKV am 16.9.2013
- max. Kaltreservebedarf: rund **2,5 GW** (->im „Starkwindfall“)
- Verfügbare Reserveleistung für ÜNB aus deutschen und österreichischen (rd. 785 MW) ReserveKW: rund **2,5 GW**
- im Vergleich zum letzten Winter 2012/2013 Situation aufgrund von **Außerbetriebnahmen** von süddeutschen Kraftwerken und **Zubau** von Windenergieanlagen **verschlechtert**
- Versorgungssicherheitslage im Winter 2013/2014 (wie im vergangenen Winter):
→ „**angespannt, aber beherrschbar**“



- In den Wintern 2011/12 und 2012/13 „freihändiges“ Kontrahieren von Reservekraftwerken durch den ÜNB unter Einbeziehung der Bundesnetzagentur
 - flankiert durch individuelle Vereinbarungen zur Abwendung von Kraftwerksstilllegungen
- **inzwischen auf gesetzlicher Grundlage (§§ 13-13c EnWG, Reservekraftwerksverordnung - ResKV)**
 - Ermächtigung zu Maßnahmen bei einer Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems (§ 13 III EnWG)
 - örtliche Ausfälle
 - kurzfristige Netzengpässe
 - Haltung von Frequenz, Spannung oder Stabilität durch den Netzbetreiber nicht im erforderlichen Maße gewährleistet



- **Eckpunkte der Reservekraftwerks-Verordnung**
 - Normierung bisheriger Praxis der Beschaffung von (Bestands-) Reservekraftwerken durch Bildung einer Netzreserve (→ Erhöhung Transparenz)
 - **keine Anreize** für Kraftwerksbetreiber für ein „Überwintern“ in der „Kaltreserve“
 - bei **vorläufiger Stilllegung** nur Erstattung der Erzeugungs- und Betriebsbereitschaftsauslagen, die durch die Bereitstellung zur Gewährleistung der Systemsicherheit verursacht werden
 - bei **endgültiger Stilllegung**: Kraftwerk ist so **zu erhalten**, dass **Herstellung** der Betriebsbereitschaft möglich ist
 - Einsatz ausschließlich außerhalb des Energiemarktes
 - **befristet bis 31.12.2017**



- Anreize zur Vorhaltung von Leistung oder Kapazität werden aktuell in zwei Grundansätzen diskutiert:
 - **Strategische Reserve**
 - umfassender Kapazitätsmechanismus mit sog. „**Verfügbarkeitsoptionen**“
- **Stromspeicher** als Patentrezept?
 - Stromspeicher können bei Starkwind oder hoher Sonneneinstrahlung überschüssig erzeugten Strom in Zeiträume mit geringerer EE- Erzeugung verlagern. - Das Energiedargebot aus EE wird damit besser genutzt.
 - Stromspeicher (z.B. Batteriespeicher) können sich an Mechanismen zur Kapazitätsabsicherung beteiligen - sind bislang allerdings großtechnisch nicht verfügbar.
 - „Power-to-Gas“ als Speichertechnologie macht weiterhin konventionelle Erzeugungskapazitäten erforderlich – kein Ersatz für gesicherte Erzeugungskapazitäten



	■ Vorteile	■ Nachteile
■ Strategische Reserve	<ul style="list-style-type: none"> ■ rel. geringe Eingriffsintensität in das Marktgeschehen ■ Mechanismus kann ohne Probleme wieder rückgängig gemacht werden 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Strategische Reserve als (zu) attraktives Geschäftsmodell („Sog vom Markt in die Reserve“?) ■ Ineffizienter Kraftwerkseinsatz ■ Probleme bei der Bestimmung des Reservebedarfs ■ Mögliche Marktmacht in extremen Knappheitssituationen ■ Bürokratie (z.B. Teilnahmebedingungen, Sanktionen bei Nichteinsatz)
■ Verfügbarkeitsoptionen	<ul style="list-style-type: none"> ■ Verbleib der Kapazitäten am Markt und effizienter Kraftwerkseinsatz ■ geringere Anforderungen bei Bestimmung des Reservebedarfs ■ Kein Marktmachtproblem durch Kapazitätzurückhaltung ■ geringere Anforderungen bei Präqualifikation 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Mechanismus nicht mehr rückgängig zu machen (Werden neue Kraftwerke angereizt, haben diese eine Lebensdauer von fast 50 Jahren.) ■ tiefgreifender Eingriff in die Marktstruktur ■ Komplexität des Mechanismus



Einzelfragen der Kostenkontrolle



- **Verordnung zur Änderung der Netzentgeltverordnungen und der ARegV**
 - Im Bundesgesetzblatt am 21.08.2013 verkündet

- **StromNEV und GasNEV**
 - Indexreihen zur Bestimmung des Wertes der Altanlagen
 - Anwendung rückwirkend zum 01.01.2013
 - Verdichtung auf wenige Indexreihen
 - Anzuwendende Indexreihen Gas auf der Internetseite der BNetzA
 - angemessene Verzinsung für das überschießende Eigenkapital (EK II)
 - Anwendung rückwirkend zum 01.01.2013
 - Erstmals Bestimmung des EK II detailliert geregelt
 - Gegenüber bisheriger Praxis Anstieg um ca. 0,4%



■ **StromNEV**

- Individuelle Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV
 - Keine vollständige Befreiung mehr
 - Rückwirkende Geltung ab dem 01.01.2012 (Ausnahme: bestandskräftige Genehmigungen)
 - Grundsätzlich Genehmigungserfordernis; jedoch nur Anzeigepflicht des Netzbetreibers, wenn die Regulierungsbehörde die Ermittlung individueller Entgelte durch Festlegung konkretisiert

■ **ARegV**

- Investitionsmaßnahmen für 110 kV-Netze (§ 23 Abs. 7 ARegV)
 - Neuregelung speziell für VNB zur Beseitigung des Zeitversatzes
 - Einschränkung des Erweiterungsfaktors
- Anerkennung von Kosten der Netzbetreiber für Forschung und Entwicklung (§ 25a ARegV)
- Zusammenfassung von Evaluierungsbericht und Bericht zum Investitionsverhalten (§ 33 Abs. 1 ARegV)



Aufwendungen im Zusammenhang mit der Bewerbung um eine Konzession

- Beispiele: Förderung des örtlichen Fußballvereins, kommunale Netzwerkbildung, Sponsoring
- Aufwendungen für die Bewerbung um eine Konzession fallen in Sphäre des Anteilseigners eines Netzbetreibers und sollten nicht vom Netznutzer finanziert werden
- Wettbewerbsneutralität zwischen Altkonzessionären und potenziellen Neukonzessionären sollte gesichert werden



Prozesskostenrechnung

- Trend zur verstärkten Auslagerung von Netzdienstleistungen an externe Auftragnehmer oder interne Servicegesellschaften, da die korrespondierenden Dienstleistungsverträge oftmals nur aggregierte Kostenpositionen enthalten
- Vorteil einer prozessbasierten Kostenerhebung und eines darauf aufbauenden Vergleichs der operativen Kosten: erste Anhaltspunkte für Ineffizienzen in einzelnen Bereichen
- 21. Juni 2013: Auftaktsitzung zu der genaueren Ausgestaltung, zum Zeitplan und zu klärenden Fragestellungen mit Vertretern der betroffenen energiewirtschaftlichen Unternehmen



Fortentwicklung der Netzentgeltstruktur

- **Entwicklung der Energiepreise und der Einspeisungsvergütungen gibt Anreize, vor allem den in Photovoltaik-Anlagen erzeugten Strom nicht mehr einzuspeisen, sondern zur Eigenversorgung zu nutzen**
 - Reserve- und Zusatzbedarf werden über das örtliche Netz bezogen
- **Bei sehr hohem Anteil von EEG-Anlagenbetreibern entfallen die Kosten für die Vorhaltung der Netzinfrastuktur nach der derzeitigen Entgeltstruktur überproportional auf die Kunden, die ihren gesamten Strom über das Netz beziehen**
- **Erhöhung des Leistungspreisanteils?**
- Göttinger Energietagung 2014 zu diesem Thema



Bundesnetzagentur

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit !

Peter Franke
Vizepräsident der Bundesnetzagentur

0228-14 4521
Peter.Franke@bnetza.de