

NEUE NETZE FÜR NEUE ENERGIEN



Der NEP 2012: Erläuterungen
und Überblick der Ergebnisse



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**



INHALT

01 NEUE NETZE FÜR NEUE ENERGIE

6 Der NEP 2012 – Aufbruch in das Zeitalter erneuerbarer Energien 8 NEP – Blick in die Zukunft mit vielen Variablen
10 Die Übertragungsnetzbetreiber – Verantwortung für Systemstabilität und Modernisierung

02 AUF DEM WEG ZUM NEP 2012

16 Die Prozessphasen im Überblick 19 Bedeutung von öffentlicher Beteiligung und NEP-Konsultationen

03 DIE ENTSTEHUNG DES NEP 2012 PROZESSPHASEN IM DETAIL

22 Der Szenariorahmen – Fundament für den NEP 24 Aufbereitung der Szenarien 26 Marktsimulation
27 Netzplanung und Technologieauswahl

04 DIE ERGEBNISSE DER SZENARIOBETRACHTUNGEN ENTWURF FÜR EINE MODERNE ENERGIEINFRASTRUKTUR

30 Das Startnetz als Grundlage für Modernisierung 32 NEP 2012 – 2022 Weiterer Netzentwicklungsbedarf in
unmittelbarer Zukunft 36 Investitionen in den Netzausbau

05 SCHLUSSFOLGERUNGEN

40 Schlussfolgerungen

www.netzentwicklungsplan.de



NEUE NETZE FÜR NEUE ENERGIEN

01

Dieser Überblick des ersten Netzentwicklungsplans (NEP) 2012 dient der interessierten Öffentlichkeit als Einstieg in die komplexe Materie der Netzplanung im Allgemeinen und der Entwicklung des ersten Berichts dieser Art für Deutschland im Besonderen. Ziel ist, den NEP in seinen wesentlichen Aspekten und Kernergebnissen in einer anschaulichen Form abzubilden. Der Leser soll einen Überblick über die Materie erhalten, ohne den gesamten Bericht lesen zu müssen. Im Sinne einer hohen Verständlichkeit wurde auf die eine oder andere Terminologie der Fachwelt und eine tiefe Detaillierung verzichtet. Im Zweifel gelten die Inhalte des offiziellen NEP 2012.

Wir wünschen Ihnen viel Spaß und neue Erkenntnisse beim Lesen!



DER NEP 2012 – AUFBRUCH IN DAS ZEIT- ALTER ERNEUERBARER ENERGIEN

Premiere. Der erste Entwurf für den deutschen Netzentwicklungsplan (NEP) 2012 ist geschrieben und der Öffentlichkeit zur Konsultation gestellt. Der NEP 2012 zeigt auf, welche Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des deutschen Höchstspannungsstromnetzes für die Jahre 2022 und 2032 für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz, Amprion, TenneT TSO und TransnetBW sind damit dem gesetzlich festgeschriebenen Auftrag gemäß novelliertem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) gefolgt. Mit dem Entwurf zum NEP 2012 ist ein Meilenstein auf dem Weg zu einer modernen und nachhaltigen deutschen Energieinfrastruktur erreicht worden.

ENERGIEWENDE: ENERGIEPIONIER DEUTSCHLAND

Die Entscheidung für den schnellen Atomausstieg und für die Energiewende hat dem Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland eine besondere Dynamik verliehen. Die Ziele sind ambitioniert: Bis 2022 sollen alle Atomkraftwerke in Deutschland abgeschaltet sein und bereits 35% des Stroms aus erneuerbaren Energien gewonnen werden. 2050 wird nach den Plänen der Bundesregierung 80% der in Industrie und in den deutschen Haushalten gebrauchten Energie aus regenerativen Energiequellen stammen. Damit ist Deutschland weltweit beachtetester und beobachteter Energiepionier. Kein anderes industrialisiertes Land gibt ein solches Tempo auf den Weg in das regenerative Zeitalter

vor. Die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende ist jedoch weit mehr als eine Imagefrage: Sie ist eng mit der Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Deutschlands verknüpft.

Der Abschied von der Kernenergie und der rasant wachsende Anteil an erneuerbaren Energien bedeuten zugleich eine umfassende Neugestaltung der deutschen Energieinfrastruktur. Davon ist nicht allein die neue Erzeugungsstruktur betroffen, sondern auch der Energieverbrauch und die Energieeffizienz sowie die Herausforderung der Energiespeicherung. Nicht zuletzt ergibt sich die Notwendigkeit, die deutschen Stromnetze zu optimieren und auszubauen.

VIELFALT: DIE ENERGIELANDSCHAFT VON MORGEN

Deutschlands Energieversorgung der Gegenwart basiert auf unterschiedlichen Energieträgern. Circa 80% der hierzulande verbrauchten Energie stammen heute noch aus fossilen und atomaren Quellen. Die Nettoerzeugung aus Erneuerbaren betrug 2011 bereits 21,8%. Der überwiegende Teil des in Deutschland produzierten Stroms wird von einzelnen großen und leistungsstarken Kraftwerken verbrauchernah erzeugt.

Eine Stromversorgung der Zukunft auf Basis erneuerbarer Energien impliziert eine veränderte Energieinfrastruktur und stellt dabei vollkommen neue Anforderungen an die Stromnetze. Die wichtigsten Faktoren, die die künftige Energieinfrastruktur prägen, sind:

1. Verbraucherferne: Wind wird auch in Zukunft der bedeutendste Energieträger unter den Erneuerbaren sein. Der Großteil der einheimischen Windenergie wird von vielen Windkraftanlagen an Land und auf See im Norden erzeugt. Große Energiemengen müssen von dort in die heutigen und auch zukünftigen Verbrauchertentren in Mittel- und Süddeutschland transportiert werden. Die derzeitigen Stromnetze sind für die Übertragung großer

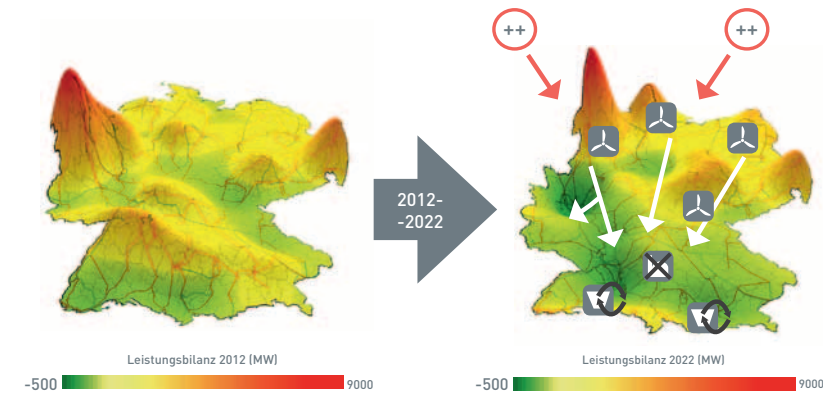


Abb. 1 / Zukünftig ist ein Großteil der Erzeugung lastfern.

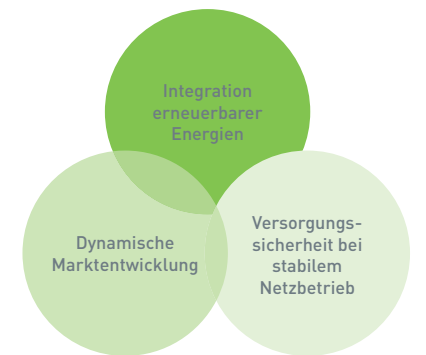


Abb. 2

Strommengen über solch lange Distanzen in Nord-Süd-Richtung nicht ausgerichtet (siehe Abb. 1).

2. Dezentralität und Vielfalt: Erzeugungsstarke, zentrale Anlagen (zu denen auch Windparks und große Photovoltaik-Anlagen gehören), werden ergänzt durch eine Vielzahl und Vielfalt unterschiedlicher kleinerer und mittlerer Energieerzeuger in ganz Deutschland. Das sind zum Beispiel die Solaranlagen, die Biogasanlagen in den landwirtschaftlichen Betrieben, die Windräder in der Fläche und auf Höhenzügen und viele weitere, auch neue innovative Energiequellen.

3. Volatilität: Im Gegensatz zu fossilen und atomaren Energiequellen, die einen stetigen Energiefluss und Transport in die Stromnetze ermöglichen, ist die Stromerzeugung durch alternative Energieträger wetterabhängig und damit teilweise extrem schwankend. Diese Volatilität der Energieerzeugung nimmt immer mehr zu und wird in Zukunft häufiger die Regel und nicht Ausnahme sein. Um das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch und damit die Netzstabilität auch in Zukunft zu gewährleisten, werden die Vielzahl der Erzeuger, Verbraucher und Speicher aktiv und intelligent in den Netzbetrieb eingebunden werden müssen.

Die ÜNB verfolgen diese neuen Technologieentwicklungen und integrieren sie in jeden neuen NEP. Die Energielandschaft von morgen wird vielfältiger und vernetzter sein, und sie stellt vollkommen neue Anforderungen an die Stromnetze.

NEUE NETZE FÜR NEUE ENERGIE

Stromnetze sind die Basis der Energieinfrastruktur, die Übertragungsnetze ihr Rückgrat. Als führende Industrienation Europas ist eine stabile und effiziente Energieversorgung für Deutschland unverzichtbar. Das deutsche Stromnetz gilt als eines der sichersten und zuverlässigsten weltweit, doch bereits heute bringt die wachsende Einbindung regenerativ erzeugter Energien und die damit einhergehende Zunahme fluktuierender Einspeisung die

Netze an ihre Kapazitätsgrenzen. Die Fälle, in denen es zur Vermeidung eines Netzzusammenbruchs bis zur Abschaltung von Erneuerbaren-Energie-Anlagen kommt, bilden leider keine Ausnahme mehr.

Der Netzausbau in Deutschland hält derzeit mit der Ausbaugeschwindigkeit der erneuerbaren Energien nicht Schritt. Neue Energien benötigen neue Netze. Die Modernisierung und ein dem Bedarf angemessener Ausbau der deutschen Stromnetze sind ein erster Schritt und Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende und damit Schlüssel zum regenerativen Zeitalter. Sie müssen zügig vorangetrieben werden, damit die Stromnetze nicht der vielzitierte Flaschenhals der Energiewende bleiben.

Der erste NEP 2012 skizziert aus Sicht der ÜNB den dringlichsten Handlungsbedarf beim Aus- und Umbau der Übertragungsnetze an Land in den nächsten zehn Jahren und bietet einen Ausblick für das Jahr 2032. Die aufgeführten Maßnahmen dienen im Wesentlichen der Integration erneuerbarer Energien, dem Treiber der Netzentwicklung in Deutschland. Sie stärken gleichermaßen die Versorgungssicherheit bei stabilem Netzbetrieb und tragen der dynamischen Marktentwicklung Rechnung (siehe Abb. 2).

Der NEP ist damit gleichermaßen eine zentrale Arbeits- und Diskussionsgrundlage für eines der ambitioniertesten und weltweit beachteten Infrastruktur- und Modernisierungsprojekte der Gegenwart. Die Wettbewerbs- und Zukunftsfähigkeit Deutschlands ist mit dem erfolgreichen Ausbau der Stromnetze aufs Engste verbunden.

Mit dem NEP 2012 wird der Grundstein für weitere gesetzgebende Prozesse gelegt, die den ÜNB die notwendige Planungssicherheit zur Realisierung dieses ehrgeizigen Projektes geben. Eine frühzeitig eingebundene Öffentlichkeit sowie transparente und kurze Planungs- und Genehmigungsverfahren sind ebenso zentrale Eckpfeiler, die letztlich neue Netze für neue Energien möglich machen.

NEP – BLICK IN DIE ZUKUNFT MIT VIELEN VARIABLEN

Der erste NEP 2012 wie auch die ihm folgenden spiegeln den Status quo aktueller gesellschaftlicher, politischer, technologischer und damit auch gesetzlicher Rahmenbedingungen wider. Die Entwicklung der deutschen Energieinfrastruktur ist von einer Vielzahl von Variablen abhängig, die per Definition nur schwer genau abzuschätzen sind.

STROMVERBRAUCH ...

Wie viel Strom werden die deutschen Stromkunden in zehn Jahren verbrauchen? Wie groß das Wachstum genau sein wird, hängt stark vom Wirtschaftswachstum in Deutschland, aber auch von der Marktentwicklung spezieller Technologien, z. B. auch der Elektromobilität, ab.

... UND STROMPRODUKTION

Welche Erzeugungstechnologie wird sich in zehn Jahren wie entwickelt haben? Wie schnell gewinnt der Ausbau der Offshore-Windparks an Fahrt? Werden alle Bundesländer ihre Ziele für den Photovoltaik- und den Windkraft-Ausbau erreichen? Welchen Beitrag werden neue, flexible Kraftwerke in Zukunft spielen? Für alle Arten der Erzeugung gibt es valide Prognosen, die auch in die Szenarien des Netzentwicklungsplans eingeflossen sind. Um noch genauer planen zu können, müssen diese Prognosen aber noch besser werden.

ENERGIE SPEICHERN – NICHT LEICHT GEMACHT

Ob mit Wasserstoff, Methan oder traditionellen Pumpspeicherkraftwerken: Die verlustarme Speicherung von Energie ist auch heute noch eine der größten energietechnischen Herausforderungen. Je besser die stark fluktuierenden, von Wind und Sonne abhängigen erneuerbaren Energien (zwischen-)gespeichert werden können, desto gleichmäßiger kann das Stromnetz ausgelastet werden. Das ist speziell für langfristige Betrachtungen eine wichtige Einflussgröße sein.

EFFIZIENZ IST TRUMPF

Der weitreichende Umbau unseres Energiesystems ist ohne große Fortschritte im Bereich der Energieeffizienz kaum zu schaffen. Gut gedämmte Häuser, sparsame Heizungen, energieeffiziente Fabriken und viele Maßnahmen, insbesondere in den privaten Haushalten, stehen auf der Agenda der Regierung. Der Bedarf an Strom in zehn Jahren hängt auch maßgeblich davon ab, inwieweit Deutschland seine ehrgeizigen Energieeffizienzziele erreicht.

CO₂-PREISE – ANTRIEB DER ERNEUERBAREN?

Auch die Kosten für CO₂-Emissionszertifikate spielen eine bedeutende Rolle bei der deutschen Energieinfrastruktur. Warum? Mit steigenden Kosten für CO₂-Zertifikate kann der Betrieb von Schadstoff emittierenden Kraftwerken teurer und damit der Anreiz für Investitionen in andere Technologien größer werden. Steigende CO₂-Preise können auch Unternehmen stimulieren, stärker in Energieeffizienztechnologien zu investieren.

EUROPA – ENERGIE OHNE GRENZEN

Der Austausch und der grenzübergreifende Handel mit Energie sind in Europa mittlerweile Normalität und bleiben auch in Zukunft wichtig. Die für das Jahr 2022 und das Jahr 2032 erwarteten Übertragungskapazitäten zwischen Deutschland und den Nachbarländern sowie die Erzeugungsstrukturen des europäischen Auslands werden im NEP berücksichtigt. Hintergrund ist, dass sich auch bei vielen unserer Nachbarn der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung steigt. Die daher zu erwartenden Veränderungen für die Erzeugung und den Bedarf an Strom müssen in Marktmodelle mit einbezogen werden. Beim grenzüberschreitenden Energieaustausch kommen auch die Speicher wieder ins Spiel. Sollten in Deutschland davon nicht genügend Kapazitäten zur Verfügung stehen, könnte zum Beispiel die Entwicklung neuer Speicher in anderen Ländern Auswirkungen auf Deutschland haben.

Diese Unwägbarkeiten machen die regelmäßige Überarbeitung des NEP sinnvoll und notwendig. Jeder neue NEP integriert die aktuellen Erkenntnisse und sorgt damit auch für eine adäquate Entwicklung des Netzes in Deutschland.





DIE ÜBERTRAGUNGSNETZ- BETREIBER – VERANTWORTUNG FÜR SYSTEMSTABILITÄT UND MODERNISIERUNG

Deutschland ist auf Höchstspannungsebene (220 bzw. 380 Kilovolt) in vier sogenannte Regelzonen unterteilt (siehe Abb. 3). Die ÜNB sind verantwortlich für die Höchstspannungsnetze in ihren Netzgebieten. 50Hertz betreibt das Höchstspannungsnetz im Norden und Osten Deutschlands. Das Netzgebiet von Amprion liegt schwerpunktmäßig im Westen und Südwesten. Das Netz der TenneT TSO durchzieht ganz Deutschland und reicht von der Grenze Dänemarks im Norden bis zu den Alpen im Süden. TransnetBW verantwortet den größten Teil des Höchstspannungsnetzes Baden-Württembergs. Insgesamt hat das Übertragungsnetz eine Länge von mehr als 35.000 km und sorgt mit dafür, dass allen 82 Millionen Einwohnern Deutschlands rund um die Uhr und ihrem individuellen Bedarf entsprechend Strom zur Verfügung steht.

Die Höchstspannungsebene ermöglicht die Netzeinspeisung für große Erzeugungseinheiten, die direkte Versorgung der Großabnehmer, den verlustarmen Transport über weite Distanzen und die überregionale Verteilung der elektrischen Energie in

ganz Deutschland. Auf dieser Spannungsebene wird auch der europäische Stromhandel und somit der Austausch von Strom über die Grenzen hinweg abgewickelt.

Die Aufgaben der ÜNB werden durch Bundesgesetze, vor allem durch das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) geregelt. Sie haben einen klaren gesellschaftlichen Auftrag, der in § 11 des EnWG festgeschrieben ist. Sie sind dafür verantwortlich ein „sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen“, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist. Die ÜNB sind damit verantwortlich für die Sicherheit, die Stabilität und die Modernisierung des deutschen elektrischen Systems.

FOKUS VERSORGUNGSSICHERHEIT

Versorgungssicherheit und Netzstabilität sind zentrale Faktoren beim Ausbau der Energienetze. Bereits kurze großflächige Stromausfälle können erheblichen volkswirtschaftlichen Schaden nach sich ziehen. In Deutschland garantierte bislang ein abgestuftes System von Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerken den ununterbrochenen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch, eine stabile Spannung und damit ein zuverlässiges elektrisches System. Das Verhalten von Windenergie und Photovoltaik, die eine immer bedeutendere Rolle spielen, sind hingegen in hohem Maße volatil. Der flexible Einsatz und die intelligente Vernetzung von Erzeugern, Verbrauchern, Speichern sowie dem Energieaustausch mit unseren europäischen Nach-

barn müssen in Zukunft die Systemstabilität gewährleisten. Zudem muss der Ausbau der Stromnetze mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien synchronisiert werden.

ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER: NETZEXPERTEN IN VERANTWORTUNG

Die ÜNB haben die deutsche Strominfrastruktur aufgebaut und kontinuierlich weiterentwickelt. Sie verfügen über einzigartiges technologisches, planerisches und betriebliches Fachwissen zu Höchstspannungsnetzen. Die Energiewende bedeutet für die ÜNB eine besondere Herausforderung und Verantwortung, denn sie machen diese Energiewende erst möglich. In den nächsten Jahren ist es ihre zentrale Aufgabe, die deutsche Energieinfrastruktur mit zeitgemäßen, effizienten und umweltschonenden Übertragungstechnologien zukunftsfähig zu machen.

Gemeinsam haben sie mit ihrem Know-how, ihrer Erfahrung und mit allen ihnen zur Verfügung stehenden Ressourcen den ersten Netzentwicklungsplan für die Bundesrepublik Deutschland entwickelt und damit einen wichtigen Grundstein für eine zukunftsfähige deutsche Energieinfrastruktur gelegt.

Die Energiewende ist ein Generationenprojekt, ein langfristiger gesellschaftlicher Transformationsprozess, in dem die ÜNB ein bedeutender Akteur sind. Auf Grundlage geltender Gesetze verstehen die ÜNB sich als aktive Dienstleister der Gesellschaft. Ihre Rolle im Prozess ist ebenso klar definiert, wie auch die Grenzen ihres Wirkens. Die Übertragungsnetzbetreiber verantworten Betrieb und Optimierung der Höchstspannungsnetze. Sie

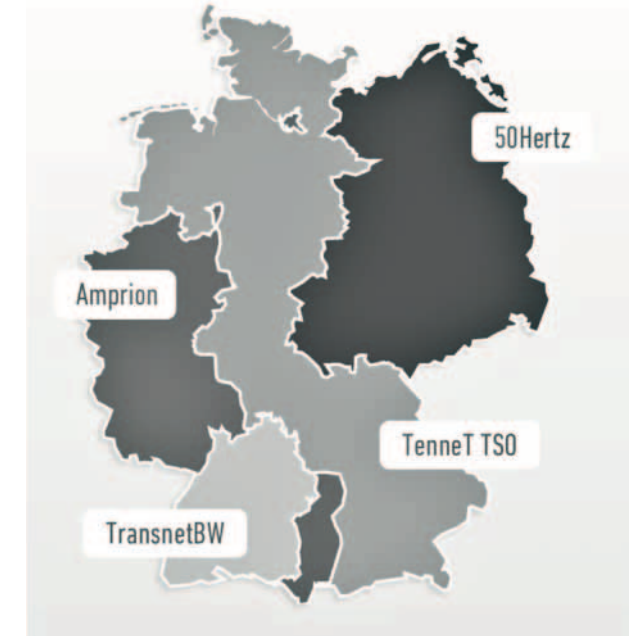


Abb. 3
Die Regelzonen des
deutschen
Übertragungsnetzes

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

legen aber weder zukünftige Kraftwerke und Standorte für die Energieerzeugung oder ein künftiges Marktdesign fest, noch geben sie dafür Empfehlungen oder Optimierungsvorschläge. Sie haben zudem keinen Einfluss auf Art, Umfang und Ort der Energieerzeugung oder des Verbrauchs.

Die ÜNB setzen im demokratischen Verfahren entstandene politische Entscheidungen um und entscheiden nicht über die Genehmigung von Stromtrassen. Welches Stromnetz am Ende entstehen soll, liegt somit nicht in der Hand der ÜNB, sondern wird durch die verantwortliche Regulierungsbehörde und den Gesetzgeber – und damit in letzter Konsequenz durch die deutsche Gesellschaft entschieden.

Es ist unbestritten, dass die Energiewende eine Modernisierung der Stromnetze notwendig macht. Unterschiedliche Perspektiven gibt es über den Weg, den Grad des Netzausbaus und den Einsatz von Übertragungstechnologien. Der NEP 2012 ist auch der institutionalisierte Startschuss und Plattform für eine gesellschaftliche Debatte über die Gestaltung der Energieinfrastruktur von morgen und damit über die Energiepolitik.

Der Weg in die Energiewende läuft entlang des Ausbaus der Stromnetze. Er ist ein über mehrere Jahrzehnte verlaufender Prozess, der nur dann zum Erfolg führen kann, wenn alle Teile der Gesellschaft, Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Zivilgesellschaft, konstruktiv daran mitwirken. Die ÜNB werden ihren Beitrag verantwortungsvoll und nach bestem Wissen und Gewissen heute und auch in Zukunft wahrnehmen.

AUF DEM WEG ZUM NEP 2012



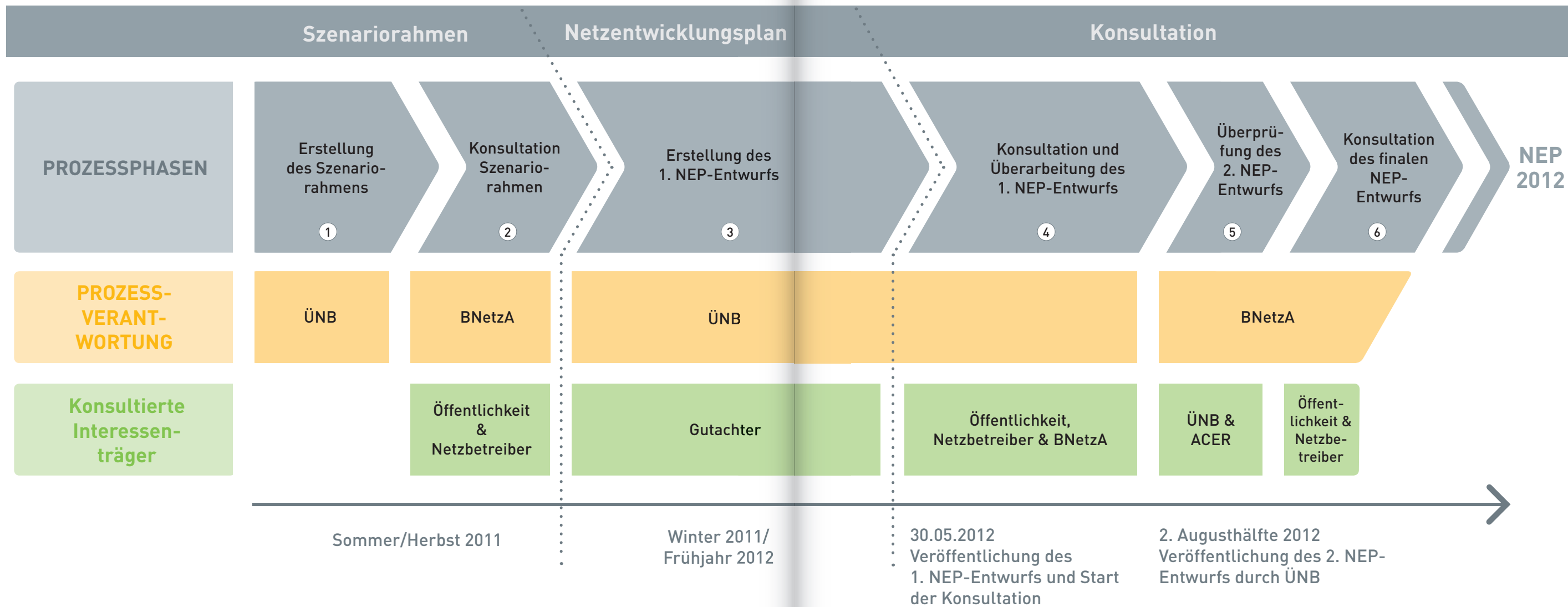
02

Bundestag und Bundesrat haben 2011 mit dem „13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes“ den Ausstieg aus der Kernkraft bis 2022 festgelegt. Gemeinsam mit der nahezu parallel erfolgten Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) wurden damit die gesetzlichen Grundlagen für die sogenannte Energiewende gelegt.

In diesem Kontext haben die Übertragungsnetzbetreiber den Auftrag, einen Netzentwicklungsplan (NEP) für den Ausbau und die Modernisierung der Übertragungsnetze zu erarbeiten. Erstmals geschieht dies 2012 – der NEP 2012 hat somit gewissermaßen Pilotcharakter. § 12 b des ebenfalls novellierten Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) definiert Aufgabe und wesentliche Inhalte des NEP:

Die Betreiber von Übertragungsnetzen legen der Regulierungsbehörde jährlich zum 3. März, erstmalig aber erst zum 3. Juni 2012 (...) einen gemeinsamen nationalen Netzentwicklungsplan zur Bestätigung vor. Der gemeinsame nationale Netzentwicklungsplan muss alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthalten, die in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.

DIE PROZESSPHASEN



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

DIE ENTSTEHUNG DES NEP 2012 – PROZESSPHASEN IM ÜBERBLICK

Das EnWG sieht vor, dass der erste NEP 2012 – wie auch alle jährlich erscheinenden zukünftigen Netzentwicklungspläne – bei ihrer Erstellung einen mehrstufigen Prozess durchlaufen. Dadurch wird gewährleistet, dass an der Entwicklung jedes NEPs neben den Übertragungsnetzbetreibern die Öffentlichkeit und die verantwortliche Regulierungsbehörde BNetzA aktiv beteiligt sind. Die wesentlichen Phasen des Erstellungsprozesses im Zusammenspiel mit der Öffentlichkeit und der Regulierungsbehörde BNetzA sollen hier kurz skizziert werden.

1. ERSTELLUNG DES SZENARIORAHMENS

Am Anfang jedes jährlich wiederkehrenden NEP-Prozesses steht der jeweils aktuelle Szenariorahmen. Er dokumentiert die zu erwartenden Entwicklungen von Energieerzeugung und Verbrauch in den nächsten zehn bzw. 20 Jahren und beschreibt damit die Randbedingungen künftiger Netznutzungssituationen. Die zentralen Eingangsdaten zu prognostiziertem Erzeugungsmix und Verbrauch wie auch die Nutzung konventioneller Kraftwerke werden darin gesetzt. Da die in den Szenariorahmen einfließenden Daten die Grundlage für Netzberechnungen bilden, sind an dieser Stelle die Politik und die Regulierungsbehörde in besonderer Verantwortung. Denn nur, wenn die zugrunde gelegten Daten realistisch sind, können es auch die Maßnahmen im NEP sein.

Im NEP 2012 beschreiben vier Szenarien die voraussichtlichen Entwicklungen in den Bereichen erneuerbare Energien, konventionelle Energien sowie Energieverbrauch und Erzeugung in Deutschland bis zum Jahr 2022 bzw. 2032. Grundlage des Leitszenarios B 2022 im NEP 2012 sind die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung (Leitstudie des BMU 2010). → siehe Kapitel 3.2 im NEP

2. KONSULTATION DES SZENARIORAHMENS

Der von den ÜNB erstellte Entwurf des Szenariorahmens wird der Bundesnetzagentur (BNetzA) als zuständiger Regulierungsbehörde vorgelegt. Hier beginnt die erste von drei Konsultationen im Rahmen des NEP-Prozesses. Die Öffentlichkeit und nachgelagerte Netzbetreiber können über einen Zeitraum von sechs Wochen Stellungnahmen zu den Szenarien einbringen. Die BNetzA ist verantwortlich für diese Konsultation und genehmigt unter Berücksichtigung der Konsultationsergebnisse den Szenariorahmen. Er bildet dann die offizielle Ausgangsbasis für die Erstellung des NEP. → siehe Kapitel 3.2.3 im NEP

3. DER ERSTE NEP-ENTWURF

Der erste NEP-Entwurf 2012 beschreibt alle Netzausbaumaßnahmen, die die ÜNB im deutschen Höchstspannungsnetz für die Jahre 2022 bzw. 2032 für notwendig erachten, um den Anforderungen der zunehmenden Integration erneuerbarer Energien bei gleichbleibend hoher Systemsicherheit und -stabilität gerecht zu werden. Er ist nicht das einzig mögliche Ergebnis einer mathematischen Netzoptimierungsaufgabe, sondern zeigt ein Maßnahmenpaket, das allen Anforderungen im gegebenen Rahmen effizient gerecht wird.

Der erste Schritt des NEP ist ein Rechenprozess. Auf der Basis der Szenariodaten erfolgt die rechnerische Simulation des Strommarktes der Zukunft, die sogenannte Marktsimulation. Die bereits vorhandenen, bereits geplanten und im Rahmen der energiepolitischen Ziele der Bundesländer und der Bundesregierung festgeschrieben und damit in zehn bzw. 20 Jahren zu erwartenden konventionellen Kraftwerke, Windparks, Photovoltaik- oder Biomasseanlagen erzeugen im Rahmen der Simulation in ihren Regionen die Energie der Zukunft. Gegenübergestellt wird der in zehn bzw. 20 Jahren zu erwartende regionale und überregionale Verbrauch von Energie. Auch hier fließen die energiepolitischen Ziele, wie z. B. zur Energieeffizienz, in die Berechnung mit ein. Als dritter wichtiger Faktor werden die bereits vorhandenen und bereits geplanten Speicher, wie z. B. Wasserkraftwerke in den Alpen, in die Simulation integriert. Dann wird gerechnet. Die ÜNB werden dabei durch einen externen Dienstleister, das Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen, unterstützt.

Im Rahmen der Marktsimulation wird lediglich die ökonomisch effizienteste Möglichkeit, elektrische Energie zu erzeugen, berechnet. Die in der Marktsimulation erzeugten Daten beziehen sich auf die Verbrauchs- und Erzeugungssituation in den jeweiligen Marktgebieten und im grenzüberschreitenden Energieaustausch, ohne direkt auf den physikalischen Übertragungsweg – das Netz – einzugehen.

Dem wird im nächsten Schritt, der Netzplanung und Technologieauswahl, Rechnung getragen. Dabei werden kritische, dimensionierungsrelevante Netznutzungsfälle stationär und dynamisch analysiert. Durch die Berechnungen wird auch überprüft, ob die in der Marktsimulation bestimmten Handelsflüsse durch das Netz transportiert werden können. Treten Engpässe auf – wird also sogenannter „netztechnischer Handlungsbedarf“ offenbar – müssen angemessene Maßnahmen entwickelt werden. Konkret: Es müssen Netze optimiert, verstärkt oder neu gebaut werden, um den Strom sicher aufzunehmen und in die Verbrauchszentren transportieren zu können sowie die Netzstabilität zu gewährleisten. Der



Kapitel 1.3 im NEP erklärt die verschiedenen Konsultationsphasen und beschreibt den Weg zum Bundesbedarfsplan. Die einzelnen Schritte der Erstellung des Netzentwicklungsplans sind Inhalt von Kapitel 2.1.

NEP dokumentiert für alle vier Szenarien konkrete Maßnahmenpakete für die bedarfsgerechte Optimierung, Verstärkung oder den Ausbau der entsprechenden Stromtrassen. Die Erstellung des ersten Entwurfs des NEP wird von einem unabhängigen Gutachter begleitet. → siehe Kapitel 4, 5, 6 im NEP

4. DER ZWEITE NEP-ENTWURF: KONSULTATION UND ÜBERARBEITUNG DES ERSTEN NEP-ENTWURFS

Nach Abschluss der Berechnungen und der daraus abgeleiteten Maßnahmen haben die Übertragungsnetzbetreiber den ersten Entwurf des NEP der BNetzA zur Prüfung übergeben und am 30.05.2012 der Öffentlichkeit zur Konsultation zur Verfügung gestellt. Die interessierte Öffentlichkeit und nachgelagerte Netzbetreiber haben nun sechs Wochen lang bis zum 10.07.2012 Gelegenheit dazu Stellung zu beziehen. Diese Konsultation wird durch die Übertragungsnetzbetreiber durchgeführt. Der erste NEP-Entwurf wird auf Basis der Stellungnahmen überarbeitet. Der zweite Entwurf dokumentiert klar, welche Anmerkungen aus den Stel-

lungen in die Überarbeitung eingeflossen sind. Dieser zweite Entwurf wird dann voraussichtlich in der zweiten Augushälfte der BNetzA zur Prüfung übergeben. → siehe Kapitel 7 im NEP

5. ÜBERPRÜFUNG DES ZWEITEN NEP-ENTWURFS

Die BNetzA überprüft den zweiten NEP-Entwurf. Bei Bedarf konsultiert sie die Agentur für die Zusammenarbeit der Regulierungsbehörden (ACER) und kann von den Übertragungsnetzbetreibern Änderungen verlangen. Zeitgleich erstellt die BNetzA eine strategische Umweltprüfung für die im NEP-Entwurf dokumentierten Übertragungsbedarfe).

6. KONSULTATION DES FINALEN NEP-ENTWURFS

Die interessierte Öffentlichkeit kann zu dem finalen Entwurf sowie dem Umweltbericht erneut im Rahmen eines dritten und letzten Konsultationsprozesses, diesmal von der BNetzA durchgeführt, acht Wochen lang Stellung beziehen. Unter Berücksichtigung der öffentlichen Stellungnahmen bestätigt die BNetzA den ersten Netzentwicklungsplan 2012.



www.netzentwicklungsplan.de/content/konsultation-2012

BEDEUTUNG VON ÖFFENTLICHER BETEILIGUNG UND NEP-KONSULTATIONEN

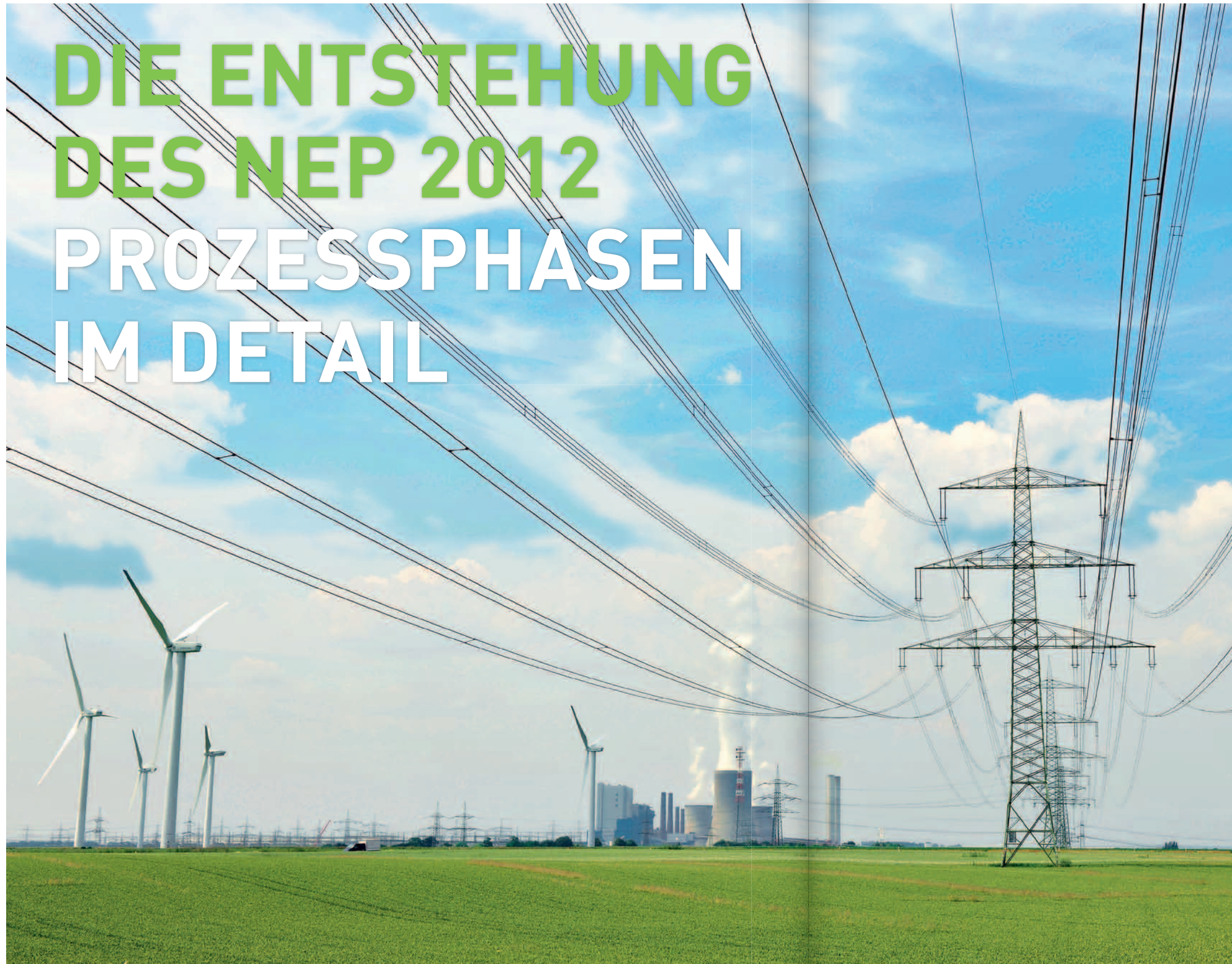
Die Modernisierung der Übertragungsnetze, wie auch alle anderen Pfeiler der Energiewende, können nur dann erfolgreich sein, wenn sie von der Gesellschaft mitgestaltet und mitgetragen werden. In diesem Bewusstsein erfolgt die Entwicklung des jetzigen wie auch der zukünftigen Netzentwicklungspläne. Die Konsultation stellt in diesem Prozess das wichtigste institutionalisierte Instrument gesellschaftlicher Partizipation dar. Bei der Erstellung des NEP werden drei Konsultationsverfahren durchgeführt – zwei davon während der Entstehung des Entwurfs zum NEP sowie eine abschließende bei der Veröffentlichung des bestätigten NEP. Alle Stellungnahmen werden von den ÜNB bzw. der BNetzA dokumentiert und bearbeitet. Die ÜNB überarbeiten den NEP nach der Analyse der Konsultationsergebnisse und machen transparent, wie diese in den zweiten Entwurf eingeflossen sind. Über die bereits durchgeführte Konsultation und die Rückmeldungen bei Informations- und Dialogtagen sind bereits Vorschlä-

ge und Anregungen unterschiedlicher gesellschaftlicher Akteure in den ersten NEP eingeflossen. Dies betrifft unter anderem die Betrachtung von Lastsensitivitäten, Zusammenhänge bei der Netzplanung, die Plausibilisierung von Startnetzmaßnahmen oder die Betrachtung von alternativen Technologien. Weitere Anmerkungen sollen in den NEPs der Zukunft stärker berücksichtigt werden, zum Beispiel die Entwicklung einer präziseren Methodologie für die Ermittlung und Regionalisierung der Erzeugungsszenarien sowie eine noch engere Zusammenarbeit mit den Verteilungsnetzbetreibern zur Ermittlung der Netzäquivalente für die Netzberechnungen.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben über die Konsultationen hinaus den gesamten Prozess der NEP-Erstellung transparent und proaktiv kommuniziert. Im Rahmen von Informationsveranstaltungen und zahlreichen Gesprächen mit Vertretern aus Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Zivilgesellschaft haben sie Wissen, Meinungen und Perspektiven zur Netzplanung ausgetauscht. Über die Website www.netzentwicklungsplan.de wird die Öffentlichkeit kontinuierlich und aktuell über die Netzplanung im Allgemeinen und den Status quo des NEP im Besonderen informiert. Dieses Verfahren gilt auch für die folgenden NEPs.

DIE ENTSTEHUNG DES NEP 2012 PROZESSPHASEN IM DETAIL

03





Kapitel 3.2.3 im NEP bietet einen Überblick, wie die Ergebnisse der Konsultation des Szenariorahmens in die genehmigte Fassung desselben eingeflossen sind.



DER SZENARIORAHMEN – FUNDAMENT FÜR DEN NETZENTWICKLUNGSPLAN

Der Szenariorahmen bildet das Fundament des Netzentwicklungsplans. Er beschreibt die nach jetzigem Kenntnisstand voraussichtliche Entwicklung der Energiewirtschaft in den nächsten zehn bzw. 20 Jahren. Abgebildet werden die Erzeugungsstruktur mit fossilen und erneuerbaren Energieträgern, der Energieverbrauch, die Primärenergiekosten sowie die voraussichtlichen CO₂-Zertifikatspreise.

Die Identifikation und Prognose möglichst aller Variablen, die die Entwicklung der nächsten Jahrzehnte angemessen bzw. so realistisch wie möglich abbilden, ist in gleich zweierlei Hinsicht schwierig: Zum ersten kann die Entscheidung für oder gegen Zahlen einer Studie bereits zu Unmut bei unterschiedlichen

Interessensgruppen führen. Zum zweiten sind Prognosen immer mit Unsicherheiten behaftet und erzeugen damit (berechtigte) Diskussionen.

Im Bewusstsein um die Bedeutung der Szenarien als Grundlage für die Netzberechnungen erfolgt die Auswahl der unabhängigen Studien, aus denen die Eingangsdaten für den Szenariorahmen stammen, nicht durch die ÜNB alleine sondern im Rahmen der Plattform „Zukunftsfähige Energienetze“. Diese vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie initiierte Plattform setzt sich aus Vertretern aus Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Zivilgesellschaft zusammen.

Der Szenariorahmen wird durch die regulierende BNetzA zur Konsultation gestellt und muss auch durch sie genehmigt werden. Mit der Konsultation der Szenarien wird noch vor Beginn seiner Erstellung die notwendige gesellschaftliche Auseinandersetzung über das Datenfundament des Netzentwicklungsplans in den Prozess integriert.

Die Unsicherheiten von Prognosen machen die Entwicklung verschiedener Szenarien erforderlich. Für den ersten Netzentwicklungsplan 2012 wurden drei Szenarien erstellt, die die voraussichtlichen energiewirtschaftlichen Entwicklungen in Deutschland bis zum Jahr 2022 abbilden. Eines dieser Szenarien wurde bis in das Jahr 2032 fortgeschrieben. Die Szenarien unterscheiden sich im Wesentlichen durch die Prognosen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien im Rahmen der künftigen Stromerzeugungsstruktur. Als sogenanntes Leitszenario bildet das Szenario B 2022 eine Entwicklung ab, die besonders robuste Erkenntnisse für die zukünftige Netzentwicklung liefert. Die wesentlichen Schwerpunkte der unterschiedlichen Szenarien sind in Kurzfassung:

SZENARIO A 2022 – „KLASSISCH“

- Die energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung hinsichtlich der Kapazitätsentwicklung der einzelnen Energieträger und des Energieverbrauchs für das Jahr 2022 werden umgesetzt.
- Es erfolgt ein moderater Anstieg der Stromerzeugung aus Steinkohle im konventionellen Bereich.

SZENARIO B 2022 (LEITSZENARIO)/B 2032 – „AUSGEWOGEN“

- Szenario B 2022 baut auf A 2022 auf, geht aber von einem höheren Anteil an erneuerbaren Energien aus.
- Die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken steigt an, um Versorgungssicherheit und Flexibilität im System zu wahren (Gas als „Brückentechnologie“).
- Das Szenario wird bis 2032 fortgeschrieben.

SZENARIO C – „ERNEUERBAR“

- Dieses Szenario geht von einem besonders hohen Anteil an Strom aus erneuerbaren Energien aus, der sich aus den regionalen Entwicklungsprognosen und den Zielen der Bundesländer ergibt.
- Es wird von keinem wesentlichen Zubau konventioneller, d.h. fossiler Kraftwerke in Deutschland bis 2022 ausgegangen.

Zu betonen ist, dass die Szenarien keine in sich geschlossenen Lösungsvarianten darstellen, sondern „Leitplanken“ definieren, die in gemeinsamer Betrachtung einen möglichen Entwicklungsrahmen für die erneuerbaren Energien und damit für den notwendigen Netzausbau in Deutschland bis 2022 bzw. 2032 aufzeigen.

Teil des Szenariorahmens sind neben der zukünftigen Erzeugungslandschaft auch Verbrauchsangaben sowie Preise für Brennstoffe und CO₂-Ausstöße. Die Ermittlung des Strombedarfs und der zugehörigen Höchstlast wurde mittels bestehender Daten geschätzt (Tabelle 1).

Der Entwurf des Szenariorahmens wurde der Bundesnetzagentur am 18.07.2011 vorgelegt und von ihr der Öffentlichkeit zur Konsultation gestellt. Die im Rahmen der Konsultation erforderlich gewordenen Anpassungen des Szenariorahmens hat die Bundesnetzagentur in die Genehmigung vom 20.12.2012 aufgenommen. Die Genehmigung bestätigt grundsätzlich die Szenariovorschläge der Übertragungsnetzbetreiber, sieht jedoch Veränderungen bei einzelnen Eingangsgrößen vor. Zudem wurde bei der Genehmigung des Szenariorahmens die Betrachtung der Auswirkung von geringerem Verbrauch auf den zukünftigen Netzbedarf mittels sogenannten Sensitivitätsbetrachtungen in Auftrag gegeben.

Die Sensitivitäten zu den Szenarien für 2022 berücksichtigen einen Rückgang von 10%, die Sensitivität zu B 2032 einen Rückgang von 16% gegenüber der Basisvariante. → siehe Kapitel 3.2.2 im NEP

Alle Szenarien	Einheit	2009	2013	2014	2015	2022	2032
Internationale Preise							
Ölpreis real	(USD ₂₀₀₉ /bbl)	62	88	89	90	102	111
CO ₂	(EUR ₂₀₀₉ /t)	13	17	18	19	26	43
Grenzübergangspreise Deutschland							
Rohöl	(EUR ₂₀₀₉ /t)	325	475	485	495	560	680
Erdgas	(Cent ₂₀₀₉ /kWh)	2,0	2,3	2,3	2,3	2,6	2,7
Kraftwerkssteinkohle	(EUR ₂₀₀₉ /t SKE)	78	80	81	82	79	84

Tabelle 1: Annahmen zu den Kosten für Brennstoffe und CO₂ in den Szenarien

Quelle: Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan der Fernleitungsnetzbetreiber, Prognos AG/BDEW, 15.08.2011

AUFBEREITUNG DER SZENARIEN

Die Genehmigung des Szenariorahmens bildet den Startschuss für die Erstellung des NEP-Entwurfs. Die Mantelzahlen des Szenariorahmens, das heißt die Basisannahmen aus den energie- und klimapolitischen Zielen der Bundesregierung und die Prognosen der einzelnen Bundesländer zu der in ihrem Land im Jahr 2022 zu erwartenden Erzeugung im Bereich erneuerbare Energien bilden die Basis für die sogenannte „Regionalisierung“ der Energieerzeugung.

Konventionelle Kraftwerke und Speicher wurden in einer Kraftwerksliste erfasst, die die Bestandskraftwerke, Kraftwerke im Bau, Kraftwerke in Planung und die Ersatzneubauten beinhaltet. Es war somit möglich, die installierten Leistungen je Energieträger und Technologieklasse aus dem genehmigten Szenariorahmen mit den jeweiligen Vorgaben vollständig einzelnen bekannten, von den Kraftwerksbetreibern festgelegten Standorten zuzuordnen.

Für die regionale Zuordnung der Erzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energiequellen zu den Bundesländern wurde eine regionale Verteilungsmethodik angewendet, die sich aus den Zahlen ableitet, die von den Bundesländern an die BNetzA für das Szenario C 2022 gemeldet wurden. Aus der Differenz zum Stand Ende 2010 ergab sich ein Zubau je Bundesland für das Szenario C 2022. Die Differenz zwischen dem Ist-Wert der installierten Leistung je Typ der erneuerbaren Energiequellen Ende 2010 und dem Zielwert je Bundesland für 2022 wurde für die Verteilung des in den Szenarien A und B für Deutschland angegebenen Zubauwertes auf die Bundesländer genutzt. Für die Szenarien A und B wurde der Zubau gegenüber dem Jahr 2010 proportional zum Anteil des jeweiligen Bundeslandes am Zubau für das Szenario C 2022 aufgeteilt. Die durch die BNetzA vorgenommene Kürzung um 10% für Windenergieanlagen an Land und auf See wurde auf die einzelnen von den Bundesländern gemeldeten Zielwerte des Szenarios C pauschal angewandt.

Als Basisjahr für die Ermittlung der Verbrauchsprofile wurde – wie auch für die meteorologischen Grunddaten, die in die

Simulation einfließen werden – das Jahr 2007 gewählt. Aus diesem Basisjahr wurden den einzelnen Netzknoten des deutschen Stromnetzes regionalisierte Profile des Verbrauchs zugeordnet. Die Zeitreihe des gesamten deutschen Verbrauchs wurde anschließend auf die von der BNetzA genehmigten Kennwerte Höchstlast und Energiemenge skaliert.

Im Ergebnis bildet die Regionalisierung die zu erwartenden installierten Energieerzeugungsleistungen und den Verbrauch je Bundesland in 2022 und im erweiterten Szenario B auch bis 2032 ab.

Die Erzeugungsdaten und die Verbrauchsprofile werden dann weiter lokal auf einzelne Netzknoten aufgeteilt. Nach Anwendung des Verfahrens liegen die Daten für jeden Netzknoten in einer Form vor, die eine Verwendung in der Marktsimulation ermöglicht und die Prämissen des konsultierten und genehmigten Szenariorahmens bezüglich Erzeugungsanlagen, Höchstlast und Gesamtverbrauch einhält.

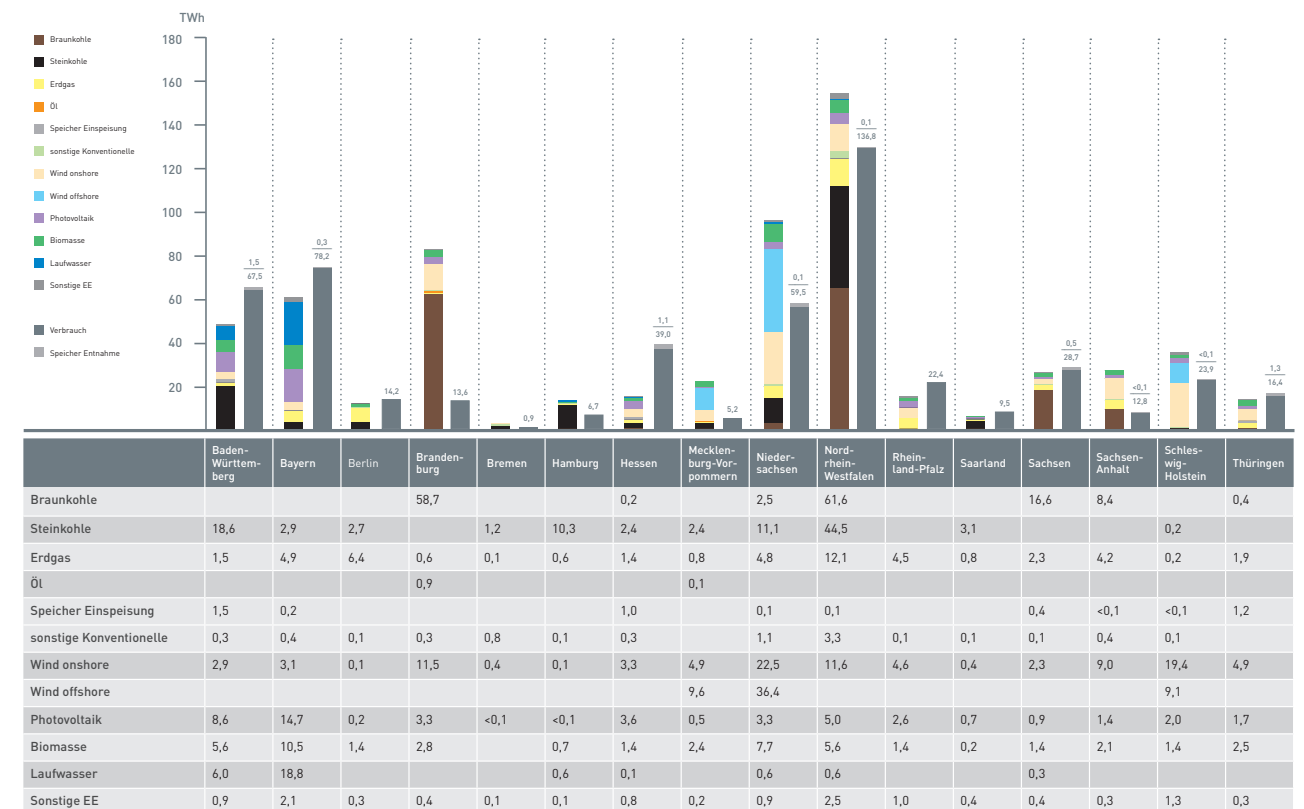
Das europäische Energieversorgungssystem ist schon heute durch bestehende Übertragungskapazitäten zwischen den einzelnen Ländern eng miteinander verknüpft. Dadurch wird Stromhandel ermöglicht, der den Kraftwerkseinsatz in unterschiedlichen Ländern jeweils beeinflusst. Der zukünftige Einsatz des Erzeugungssystems in Deutschland – und damit auch die Transportaufgabe für das Übertragungsnetz – ist daher von den Entwicklungen in den Nachbarländern abhängig. Demzufolge sind für den Netzentwicklungsplan auch die Entwicklungen der Last und der Erzeugungslandschaft im europäischen Verbundnetz zu berücksichtigen zu können, wurden alle 35 Länder des ENTSO-E-Netzverbundes auf Basis einer Simulation des zukünftigen Energiemarktes miteinbezogen.

Dadurch, dass – unter Einbeziehung aller relevanten Größen – Stromerzeugung und -verbrauch (Importe/Exporte der Bundesländer) regional nicht übereinstimmen, schon gar nicht zu jedem Zeitpunkt des Jahres, entstehen in allen Szenarien Transportbedarfe zwischen den Netzknoten in den Bundesländern und von und zu ausländischen Märkten. → siehe Kapitel 3.3 im NEP



Kapitel 3.2.3 des NEP zeigt die genehmigten Daten zu Erzeugungskapazitäten und Nettostromverbrauch.

Informationen, wie sich installierte Leistung und Verbrauch pro Bundesland gestalten und welche Transportbedarfe sich ergeben, bietet Kapitel 3.3.



Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2022

Kapitel 5 im NEP informiert über die Ergebnisse der Netzanalysen. Die Eigenschaften unterschiedlicher Technologieoptionen mit ihren jeweiligen Vor- und Nachteilen werden erläutert.



MARKTSIMULATION

Aus der Regionalisierung ergeben sich die Eingangsdaten für die Marktsimulation. Die Marktsimulation simuliert deutschland- und europaweit sowohl alle konventionellen und auf erneuerbaren Energien basierenden Erzeugungseinheiten als auch Speicher und Verbrauchsverhalten. Eingangsdaten wie der Kraftwerkspark, Kostenkomponenten, Erzeugungsdaten und Übertragungskapazitäten fließen in ein mathematisches Optimierungsverfahren mit dem Ziel der Minimierung der Erzeugungskosten ein. Ergebnis der Marktsimulation sind Aussagen zu den volkswirtschaftlichen Kosten der Stromerzeugung, zum Kraftwerkseinsatz sowie zum grenzüberschreitenden Austausch.

In weiteren Marktsimulationen wurden darüber hinaus auch die Auswirkungen von Verbrauchsreduktion in Deutschland, z. B. durch Energieeffizienzmaßnahmen, auf den Kraftwerkseinsatz im In- und Ausland untersucht. Bei diesen sogenannten Sensitivitätsbetrachtungen bleiben die installierte Leistung im konventionellen Kraftwerkspark und die Einspeisung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energiequellen bei gleichzeitiger Reduktion des Verbrauchs unverändert. Die Sensitivitätsszenarien zeigen unter anderem, dass eine Verbrauchsreduktion dazu beiträgt, die Erzeugung aus Kohle zu reduzieren und Energieimporte vermindern zu können. Die Ergebnisse von Marktsimulation und Sensitivitätsbetrachtung dienen als Eingangsgrößen für die Netzberechnungen.

Die Marktsimulation ist nicht nur für die Entwicklung des NEP, sondern auch für die politische Diskussion zur zukünftigen Energieinfrastruktur von Relevanz. Erstmals bildet sie den gesamten Kraftwerkspark aus konventionellen und erneuerbaren Kraftwerken in ihrer regionalen Verteilung und dessen Verhalten ab und gibt Auskunft über die Einhaltung energie- und klimapolitischer Ziele. → Siehe Kapitel 4. im NEP

KLIMAPOLITISCHE ZIELE DER BUNDEREGIERUNG

Die klimapolitischen Ziele der Bundesregierung stammen im Wesentlichen aus dem Eckpunktepapier der Bundesregierung zur Energiewende von 2011. Sie können im Rahmen der Marktsimulation quantifiziert werden, da hierin der Kraftwerkseinsatz 2022 und die daraus resultierenden Emissionsmengen abgebildet werden. Das Ergebnis der Marktsimulation wurde deshalb entsprechend den Anforderungen der Bundesnetzagentur auf das Erreichen der folgenden Ziele überprüft:

- Minderung der Treibhausgasemissionen um 40 % bis 2020 und 55 % bis 2030 sowie um 70 % bis 2040 im Vergleich zu 1990,
- Senkung des Primärenergieverbrauchs um 20 % bis 2020 und 50 % bis 2050 gegenüber 2008,
- Erhöhung des Anteils der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf 35 % in 2020, 50 % in 2030, 65 % in 2040 und 80 % bis 2050,
- Verdopplung des Anteils von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung von 2008 bis 2020 auf etwa 25 %,
- Minderung des Stromverbrauchs um 10 % bis 2020 sowie 25 % bis 2050 gegenüber 2008 sowie
- Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie gemäß der Neuregelung des Atomgesetzes aus 2011.

Die Ergebnisse der Marktsimulation zeigen, dass die klimapolitischen Ziele der Bundesregierung, die simulierbar waren, nahezu alle erreicht werden. Die Ausnahme ist dabei Szenario A 2022, bei dem nicht alle Ziele vollständig erreicht werden. Szenario A 2022 führt zwar zu einer zielgerechten Erhöhung des Anteils der Erzeugung aus regenerativen Energieträgern, kann aber insbesondere durch den hohen Anteil der Kohleverstromung die Treibhausgasemissionen nicht ganz auf den angestrebten Zielwert senken und auch nicht den Primärenergieverbrauch entsprechend reduzieren. Der Zielanteil der Kraft-Wärme-Kopplung an der Stromerzeugung wird für das Szenario A 2022 durch die prognostizierten hohen Nettoexporte und die geringe Biomasseerzeugung knapp verfehlt. → siehe Kapitel 4.2.6 im NEP

NETZPLANUNG UND TECHNOLOGIEAUSWAHL

Die Übertragungsnetzbetreiber haben für die Netzausbauplanung gemeinsame „Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes“ festgelegt (www.netzentwicklungsplan.de/system/files/documents/Planungsgrundsaeetze_UeNB.pdf). Diese Grundsätze gelten auch für die Planungen im Rahmen des NEP 2012. Sie legen die Untersuchungsmethodik der Netzplanung fest, definieren Beurteilungskriterien für ein bedarfsgerechtes sicheres, stabiles und steuerbares Übertragungsnetz und leiten Maßnahmen zur Einhaltung dieser Beurteilungskriterien ab. Vor diesem Hintergrund wurden unterschiedliche Technologieoptionen und deren Kombinationen analysiert.

Die Planung von Übertragungsnetzen, die den Anforderungen einer von erneuerbaren Energien geprägten Energieinfrastruktur entsprechen, muss:

- die Versorgungssicherheit gewährleisten
- ökonomische Effizienz anstreben
- und gleichzeitig die optimale Lösung hinsichtlich einer minimalen Rauminanspruchnahme darstellen.

Die öffentliche Akzeptanz ist zentral für die Realisierung des Netzausbaus. Daher haben die Übertragungsnetzbetreiber neben den Optimierungs- und Flexibilisierungspotenzialen für das bestehende Netz, auf Grundlage ihrer Planungsgrundsätze und der gesetzlichen Rahmenbedingungen, alle aus ihrer Perspektive für die Strominfrastruktur relevanten Technologien hinsichtlich ihres optimalen Einsatzes für die Modernisierung und des Ausbaus der Übertragungsnetze geprüft.

TECHNOLOGIEOPTIONEN IM KÜNFTIGEN DEUTSCHEN ÜBERTRAGUNGSNETZ

Das deutsche Stromnetz ist historisch gewachsen und basiert heute mit wenigen Ausnahmen in den Übertragungs- und Verteilungsnetzen auf stark vermaschten Wechselstromleitungen. Das

Wechselstromnetz gerät auf Grund der erhöhten Übertragungskapazität an seine physikalischen Grenzen. Das Stromnetz der Zukunft wird für große Distanzen durch den Einsatz von Gleichstrom- oder sogenannten HGÜ (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs)-Leitungen ergänzt.

Bei der HGÜ-Technologie handelt es sich um eine vergleichsweise junge technische Entwicklung, die erst seit ca. zehn Jahren im Einsatz ist. HGÜ-Leitungen können große Mengen Strom über weite Strecken optimal transportieren und entsprechen damit den Anforderungen, den ein massiver Zubau regenerativer Energieerzeugung mit sich bringt. HGÜ-Leitungen können sowohl als Freileitungen wie auch abschnittsweise als Erdkabel verlegt werden.


Der Bau von Höchstspannungs-Erdkabeln im Wechselstrombereich in Deutschland befindet sich im Rahmen von vier EnLAG-Maßnahmen noch im Pilot-Stadium. Die hier gewonnenen Erfahrungen müssen im Sinne eines sicheren Betriebs sorgfältig ausgewertet werden.

Erdkabel im Höchstspannungsbereich sind unterirdische Bauwerke. Sie weisen Unterschiede zur Freileitung in Bezug auf Wirtschaftlichkeit, Eingriff in den Boden- und Wasserhaushalt, Sichtbarkeit und Verfügbarkeit aufgrund der Wartungs- und Reparaturarbeiten auf. All diese Aspekte müssen bei der Entscheidung für oder gegen (Teil-)Verkabelung im jeweils konkreten Projektfall berücksichtigt werden. Im NEP werden keine Aussagen zu konkreten Verkabelungsabschnitten gemacht. Eine Entscheidung darüber ist nicht Inhalt des NEP 2012, sondern wird erst im Rahmen der weiteren Trassenplanung bzw. der Bundesfachplanung oder im Genehmigungsverfahren getroffen.

Die Potenziale der unterschiedlichen Technologien werden bei der Gestaltung der künftigen Energieinfrastruktur genutzt und aufeinander abgestimmt. Neben den HGÜ-Leitungen für den Stromtransport in der Distanz wird das etablierte weit verzweigte System der Wechselstromleitungen weiterhin Garant für Netzstabilität sein und den Strom der wachsenden Zahl unterschiedlicher regionaler Energieerzeuger aufnehmen.

DIE ERGEBNISSE DER SZENARIO- BETRACHTUNGEN ENTWURF FÜR EINE MODERNE ENERGIE- INFRASTRUKTUR

04





DAS STARTNETZ ALS GRUNDLAGE FÜR MODERNISIERUNG

Grundlage für die weiteren Berechnungen und Planungen des ersten NEP ist das Startnetz. Das Startnetz bildet den Status quo des deutschen Stromnetzes ab und beinhaltet darüber hinaus die Leitungen, die bereits im Bau oder genehmigt sind oder sich schon im öffentlichen Antragsverfahren befinden. Das Startnetz dokumentiert damit den faktischen, unmittelbar dringlichsten und angestoßenen Ausbaubedarf in den nächsten Jahren.

Das Startnetz des NEP 2012 besteht aus:

1. dem heutigen Netz (Ist-Netz),
2. Maßnahmen, die im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) enthalten sind,
3. den bereits in der Umsetzung befindlichen Netzausbaumaßnahmen (planfestgestellte Vorhaben, teilweise bereits in Bau) sowie
4. weiteren Maßnahmen mit genehmigten Investitionsbudgets, die weder im EnLAG enthalten noch planfestgestellt sind, deren Planungsstand aber bereits sehr weit fortgeschritten ist und die sich bereits im öffentlich-rechtlichen Genehmigungsverfahren oder in Vorbereitung auf dieses befinden.

Zur vollständigen Darstellung der geplanten Vorhaben wurden im NEP die Maßnahmen des Startnetzes einzeln beschrieben und begründet. Insbesondere wurde ihr wesentlicher Beitrag für die zukünftige Energieversorgung analysiert. Darüber hinaus haben die Übertragungsnetzbetreiber die Plausibilität der im Netzentwicklungsplan enthaltenen Startnetzmaßnahmen überprüft und transparent dargestellt (Abb. 4).

Abbildung 4 zeigt die im Startnetz enthaltenen Verstärkungs- und Neubaumaßnahmen. Dabei markieren die Schraffuren diejenigen Bereiche, in denen durch einen Neubau Übertragungsbedarfe abgedeckt werden sollen. Hier ist kein konkreter Trassenverlauf abzulesen, da die Planungen erst in späteren Prozessschritten, beispielsweise nach abgeschlossener Raumordnung, erfolgen können. Ursprünglich waren im Startnetz auch der Neubau der Leitung Weier – Villingen und die Umbeseilung der Leitung Hamburg/Nord – Hamburg/Ost enthalten. Durch weitere Maßnahmen, die sich aus der Netzentwicklung für alle Szenarien ergeben haben, werden die Funktionalitäten dieser beiden Startnetzmaßnahmen von anderen Netzelementen übernommen, sodass diese entfallen können.

Auf der Ebene des Startnetzes sind für rund 1.400km Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen in bestehenden Trassen sowie rund 1.000km Trassenneubau geplant. Die geschätzten Investitionen zur Umsetzung dieser Optimierungs-, Verstärkungs- und Neubaumaßnahmen betragen ca. 7 Mrd. Euro und sind in den Kosten der Szenarien bereits enthalten.



Abb. 4/Startnetzübersicht

Quelle: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V./Übertragungsnetzbetreiber

NEP 2012 – 2022 WEITERER NETZENTWICK- LUNGSBEDARF IN UNMITTELBARER ZUKUNFT

Die Übertragungsnetzbetreiber haben sich bei der Netzplanung dem sogenannten NOVA-Prinzip verschrieben. Es verlangt, dass Optimierungsmaßnahmen wie Freileitungsmonitoring, und Verstärkungsmaßnahmen, beispielsweise Umrüstung von Leitungen von 220kV auf 380kV, Vorrang vor Neubaumaßnahmen haben.

Die Optimierung und Verstärkung vorhandener Leitungen und die Nutzung bestehender Trassen sind in diesem ersten NEP 2012 wie auch bei künftigen Netzentwicklungsplänen stets erste Option zur Abdeckung des Übertragungsbedarfs. Erst wenn diese Möglichkeiten ausgeschöpft sind, werden neue Trassen geplant.

Die Netzentwicklungsmaßnahmen für die drei Szenarien für den Zeitpunkt 2022 und den Ausblick B 2032 werden in den folgenden Übersichtskarten dargestellt. Auch in diesen Karten zeigen die Schraffuren, zwischen welchen Punkten Übertragungsbedarfe entstehen, die nur durch einen Neubau in dieser Region gedeckt werden können. Gelbe Schraffuren stehen dabei für AC-Neubau. Die HGÜ-Korridore werden durch die lilafarbenen Schraffuren angedeutet. Auch hier handelt es sich lediglich um eine Markierung der Übertragungsbedarfe und nicht um eine konkrete Trassenplanung. Deckend blaue Linien zeigen, wo im bestehenden Netz Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen ergriffen werden müssten. Schwarze Linien bzw. Schraffuren zeigen die bereits im Startnetz enthaltenen Maßnahmen.

Das Leitszenario B 2022 weist eine Reihe von Maßnahmen zur optimierten Nutzung bestehender Trassen auf. Auf einer Länge von rund 1.300km ist eine Um- bzw. Zubeseilung auf bestehenden Gestänge erforderlich. In bestehenden Trassen von rund 2.800km werden neue Leitungen benötigt. Eine Umstellung von AC- auf DC-Betrieb ist auf einer Strecke von rund 300km geplant.

Zusätzlich werden vier DC-Übertragungskorridore mit einer Trassenlänge von rund 2.100km und einer Übertragungskapazität in Nord-Süd-Richtung von 10GW vorgesehen. Der Trassenneubau für das AC-Netz beträgt rund 1.700km.

Die Investitionen für die Netzmaßnahmen inklusive des Startnetzes belaufen sich auf rund 20 Mrd. € (ohne Verkabelungsanteil). Der Haupttreiber des überregionalen Netzausbaubedarfs ist wie auch in den anderen Szenarien die küstennahe Windenergieerzeugung an Land und auf See in den Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Schleswig-Holstein und Niedersachsen mit einer prognostizierten installierten Leistung von rund 32GW (Abb. 5).

Das Szenario B 2032 als Ausblick des Leitszenarios B 2022 weist im Vergleich zu allen anderen Szenarien den insgesamt höchsten Netzausbaubedarf aus. Durch deutlich höhere prognostizierte küstennahe Windenergieerzeugung von rund 54GW ist gegenüber dem Leitszenario B 2022 im Wesentlichen ein zusätzlicher DC-Trassenneubau von 1.000km notwendig (Abb. 6).

Das Szenario A 2022 weist im Vergleich zu B 2022 einen leicht erhöhten Bedarf an Netzverstärkungsmaßnahmen auf. So werden laut dieser Planung 100 km Leitung mehr durch Um- bzw. Zubeseilung optimiert als im Leitszenario B 2022. Dafür sind 320 bzw. 480 km weniger DC-Trassenneubau geplant als in den Szenarien B 2022 bzw. C 2022 (Abb. 7).

Als Szenario mit dem höchsten Zubau an erneuerbaren Energien weist C 2022 den größten Bedarf an HGÜ-Übertragungsleistung für die nächsten zehn Jahre auf. So wird in diesem Szenario von insgesamt 20 GW benötigter Übertragungskapazität auf den DC-Korridoren A, B, C und D ausgegangen, wozu 160 km mehr DC-Leitung benötigt würden als im Leitszenario B 2022 (Abb. 8).

In diesem Szenario ist der geringste Bedarf an Netzoptimierung bzw. -verstärkung festzustellen. So werden nur 2.700 km Leitung als Neubau in bestehenden Trassen benötigt, für 1.200 km wird eine Um- bzw. Zubeseilung auf bestehendem Gestänge vorgesehen.

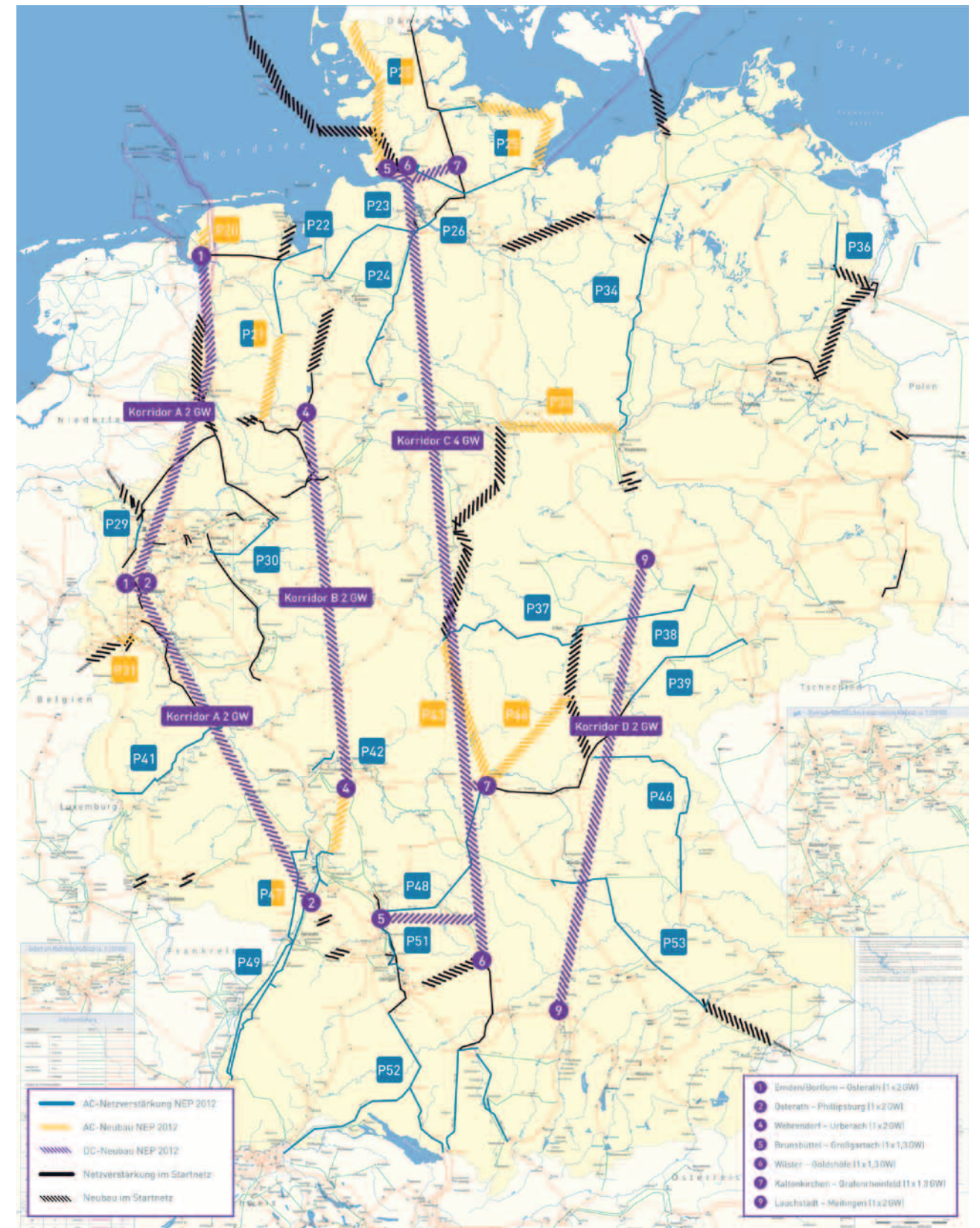


Abb. 5/Leitszenario B2022

Quelle: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V./Übertragungsnetzbetreiber

WINDKRAFT: TREIBER FÜR DEN NETZAUSBAU

Die für den Netzausbau wesentlichen Unterschiede in den drei Szenarien des NEP sind die prognostizierten Leistungsentwicklungen der Wind- und Solarenergie in Deutschland. So variiert die installierte Leistung der Windenergie an Land und auf See zwischen 45 GW in Szenario A 2022 und 88 GW in Szenario C 2022. Für die Photovoltaik liegt die Spannweite zwischen 34 GW in Szenario A 2022 und 54 GW in Szenario B 2022 (Abb. 5).

DER NORDEN: REGENERATIVES ENERGIEKRAFTWERK DEUTSCHLANDS

Das prognostizierte Wachstum der küstennahen Windenergieerzeugung an Land und auf See in den Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Schleswig-Holstein und Niedersachsen ist ohne Zweifel – in allen Szenarien – der größte Treiber des überregionalen Netzausbaubedarfs. Sie variiert in den Szenarien 2022 zwischen 27 (A), 32 (B) und 44 (C) Gigawatt. Dies bedeutet, dass in naher Zukunft je nach Szenario voraussichtlich ein Drittel bis zur Hälfte des deutschen Energiebedarfs von Windkraftwerken in Norddeutschland gedeckt werden sollen.

KONSEQUENZEN FÜR DEN NETZAUSBAU

Der weiträumige Transport, die Aufnahme und die Verteilung großer Mengen Strom von den neuen Erzeugungsgebieten in die Verbrauchszentren Deutschlands im Süden und Westen ist damit eine der zentralen Herausforderungen bei der Modernisierung der Stromnetze. Die regionale Verschiebung und Konzentration der deutschen Stromproduktion wird die zukünftige deutsche Energieinfrastruktur nachhaltig prägen. Die konkreten netzplanerischen Konsequenzen, die auf Basis von Szenarien, Marktsimulation und Netzberechnungen hervorgehen, sollen an dieser Stelle kurz skizziert werden:

1. OPTIMIERUNG UND VERSTÄRKUNG

Die Optimierung und Verstärkung in bereits bestehenden Trassen stehen im Sinne des NOVA-Prinzips an erster Stelle bei der Modernisierung der Stromnetze. Hier handelt es sich um Um- oder Zubeseilungen sowie auch um den Neubau von Leitungen (z. B. 380- statt 220-kV-Leitung) in bestehenden Trassen. Die Länge der berechneten notwendigen Leitungsumbaumaßnahmen variiert je nach Szenario zwischen rund 4.200 und 4.500 km.

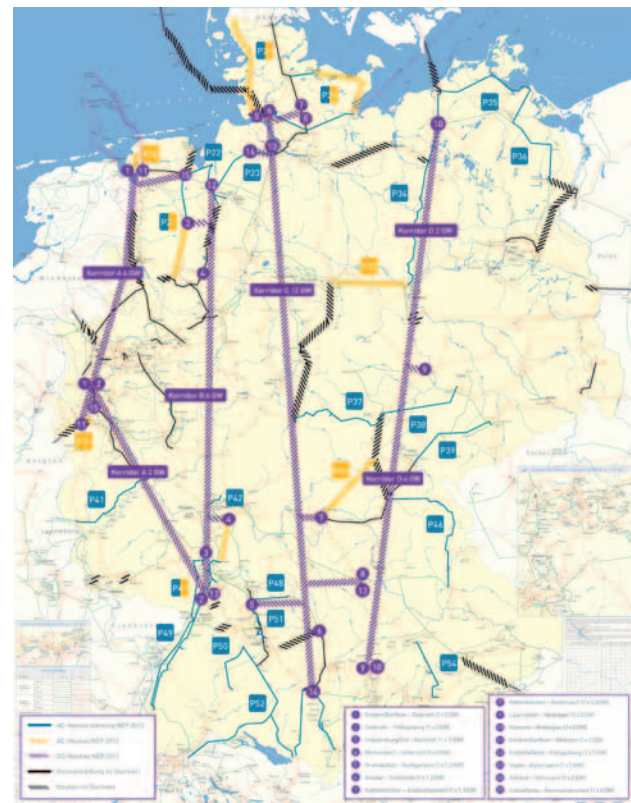


Abb. 6/Szenario B2032



Abb. 7/Szenario A2022

2. WECHSELSTROMLEITUNGEN IM TRASSENEUBAU

Der Trassenneubau für Wechselstromleitungen ist bei allen drei Szenarien identisch und beträgt rund 1.700 km. Diese Maßnahmen sorgen dafür, dass das Übertragungsnetz auch in allen Regionen Deutschlands in der Lage bleibt, den Strom aufzunehmen und sicher zu verteilen.

3. HGÜ-TECHNOLOGIE ALS NEUER PFEILER FÜR DEN WEITRÄUMIGEN TRANSPORT

Neue HGÜ-Trassen, die den Strom von den Erzeugern im Norden auf vier zentralen Korridoren zu den Verbrauchszentren in Deutschland transportieren, werden einen zentralen Pfeiler der neuen deutschen Netzinfrastruktur bilden. Dabei wird auf bestehende Infrastruktur an den Einspeisepunkten der Kernkraftwerksstandorte zurückgegriffen. Für die unterschiedlichen Szenarien wurde ein HGÜ-Trassenneubaubedarf zwischen 1.800 km bei einer Übertragungsleistung von 10 GW (Szenario A) und 2.400 bei einer Übertragungsleistung von bis zu 20 GW (Szenario C) berechnet.



Abb. 8/Szenario C2022

Die im NEP abgebildeten Schraffierungen sind keine final festgelegten Trassenkorridore. Sie dokumentieren lediglich den Übertragungsbedarf zwischen Anfangs- und Endpunkten. Die konkreten und endgültigen Trassenverläufe werden erst nach der Genehmigung des NEP durch die Bundesnetzagentur im Rahmen des Bundesbedarfsplans, der Bundesfachplanung bzw. in der Raumordnung durch Bund bzw. Länder festgelegt.

INVESTITIONEN IN DEN NETZAUSBAU

Wirtschaftlichkeit und Kosteneffizienz sind wesentliche Grundsätze der Netzplanung, denen sich die Übertragungsnetzbetreiber verschrieben haben. Die im Rahmen des NEP vorgeschlagenen Maßnahmen werden von der Bundesnetzagentur unter anderem auch auf ihre Wirtschaftlichkeit und Kosteneffizienz geprüft. Bei allen im NEP dokumentierten Kosten handelt es sich um grobe Schätzungen auf Basis gegenwärtiger Personal-, Material- und Logistikkosten für die Optimierung, Verstärkung und den Neubau.

Für die drei Szenarien A, B, und C 2022 variieren die geschätzten Investitionskosten in das deutsche Übertragungsnetz bis 2022 zwischen 19 und 23 Mrd. €. Die Investitionen in das Startnetz (rund 7 Mrd. €) sind hier jeweils integriert, sie müssen

also nicht nochmals vom Verbraucher getragen werden. Die im NEP ermittelten Investitionssummen spiegeln die große Zahl der notwendigen Entwicklungsmaßnahmen wider. Kosten des Offshore-Netzes und des Verteilungsnetzes sind darin nicht enthalten. Im Rahmen der Gesamtkosten der Energiewende stellen die

Netzentwicklungskosten einen vergleichbar geringen Anteil dar, der allerdings als absolut notwendig für deren erfolgreiche Umsetzung anzusehen ist. Die ÜNB sind bereit, ihren gesetzlichen Auftrag zu Bereitstellung und Betrieb eines sicheren und zuverlässigen Elektrizitätsversorgungssystems als Grundlage einer erfolgreichen Energiewende zu erfüllen. Für die Umsetzung dieses ambitionierten Investitionsprogramms werden sowohl eine breite gesellschaftliche und politische Unterstützung auf allen Ebenen als auch der planungsrechtliche und regulatorische Rahmen entscheidend sein. Die Notwendigkeit des Netzausbaus für das Gelingen der Energiewende ist Konsens in Bund und Ländern. Auch das "Wie", die Technologien sowie die beschleunigten öffentlichen Verfahren, beispielsweise durch die Durchführung von Raumordnungsverfahren innerhalb der gesetzlichen Frist von sechs Monaten oder, wo möglich, der Verzicht darauf, sind unstrittig. Dazu gehört ebenfalls eine gute Zusammenarbeit von Bundesfachplanung und Landesplanungsbehörden. Bei grenzüberschreitenden Projekten soll durch enge Koordinierung bis hin zu einem Planfeststellungsverfahren auf Bundesebene ein Zeitverlust vermieden werden. Auch die Unterstützung für die Behörden vor Ort und deren ausreichende Personalausstattung fördern das Gelingen.

Abbildung 9 zeigt die geschätzten Investitionskosten, aufgeteilt auf die notwendigen Investitionsbereiche.

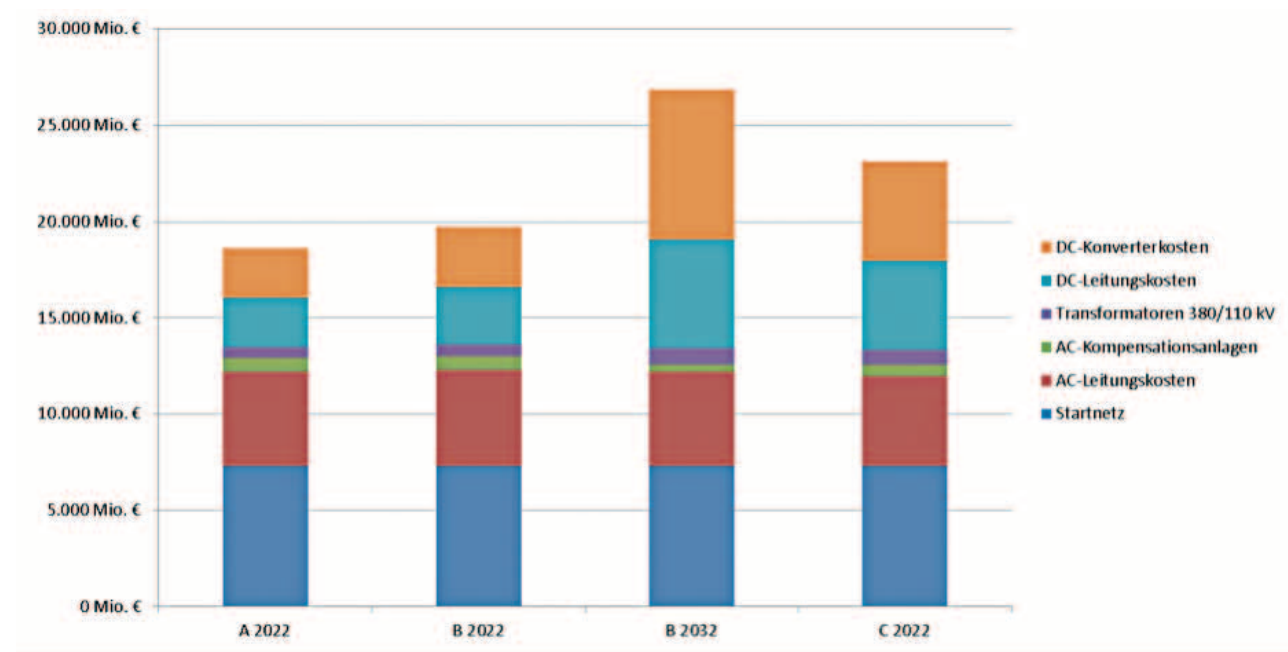


Abb. 9/Abschätzung der Investitionskosten in Abhängigkeit der Szenarien

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



SCHLUSS- FOLGERUNGEN

05



SCHLUSSFOLGERUNGEN

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) leisten einen wesentlichen Beitrag zur Umsetzung der Energiewende in Deutschland und zeigen mit diesem Entwurf des Netzentwicklungsplans 2012 den dafür benötigten Netzausbau in den nächsten zehn Jahren auf.

Der Netzentwicklungsplan bezieht sich auf den Ausbaubedarf im deutschen Onshore-Stromtransportnetz und basiert auf den gesetzlichen Grundlagen im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG § 12 a-d). Die ÜNB legen mit diesem Plan die Grundlage für Versorgungssicherheit und stabilen Netzbetrieb in den nächsten zehn Jahren unter Berücksichtigung der Integration erneuerbarer Energien und der Entwicklung eines europäischen Strommarktes unter den festgesetzten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Netzoptimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen wurden gegenüber Ausbaumaßnahmen priorisiert. Bundesweit ergibt sich ein erheblicher Entwicklungsbedarf. Der Schwerpunkt sind leistungsstarke Nord-Süd-Verbindungen. Erforderlich sind Netzverstärkungen und -optimierungen in vorhandenen Trassen auf einer Länge von 4.400 km. Die Neubauerfordernisse umfassen 1.700 km Drehstromleitungstrassen und 2.100 km Korridore für Hochspannungsgleichstromleitungen. Die Gesamtinvestitionen in den nächsten zehn Jahren für den Ausbau des Transportnetzes betragen ca. 20 Mrd. Euro.

Der NEP zeigt für vier von der Bundesnetzagentur genehmigte und vorher öffentlich konsultierte Erzeugungs- und Verbrauchsszenarien Maßnahmen auf, die allen vom Gesetzgeber und der Regulierungsbehörde gesetzten Anforderungen gerecht werden. Den Netzausbaubedarf bestimmen maßgeblich Eingangsgrößen wie Art, Menge und geographische Verteilung der regenerativen Erzeugung, die verfügbaren konventionellen Kraftwerke und die Verpflichtung zur vollständigen Aufnahme und zum Weitertransport der regenerativ erzeugten Energie. Drei der vier Szenarien beziehen sich auf das Zieljahr 2022. In einem der Szenarien (A 2022) werden der angestrebte Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung an der Stromerzeugung, die Senkung des Primärenergieverbrauchs sowie die Reduktion der Treibhausgasemissionen nicht vollständig erreicht. Szenario B 2022

basiert in seinen Annahmen auf der Leitstudie 2010 des BMU und wurde zusätzlich in einem Ausblick auf das Zieljahr 2032 (Szenario B 2032) untersucht, um festzustellen, inwieweit sich die Netzausbaumaßnahmen in der längerfristigen Perspektive bestätigen. Szenario B erfüllt alle Anforderungen für das Jahr 2022. Der aus Szenario B 2022 resultierende Netzausbau stellt deshalb das Ergebnis des NEP dar und das diesbezügliche Maßnahmenpaket wird zur Konsultation gestellt. Szenario C bildet die Aggregation der energiepolitischen Ziele der Länder ab. Es geht über die Ausbauerwartungen für erneuerbare Energien des Szenarios B 2022 hinaus, wird aber von der Fortschreibung des Szenarios B bis 2032 hinsichtlich der Nutzung regenerativer Energien übertroffen. Folgerichtig bildet Szenario B 2022 einen verlässlichen Entwicklungspfad für den Netzausbau ab. Von diesem Leitszenario dürfte mit hoher Wahrscheinlichkeit keine der berechneten Maßnahmen entbehrlich sein.

Der NEP 2012 zeigt den Übertragungsbedarf zwischen Anfangs- und Endpunkten auf. Anfangspunkte liegen in der Regel in Regionen mit Erzeugungsüberschuss, Endpunkte in solchen mit hohem Verbrauch bzw. an Standorten von Kernkraftwerken, die bis zum Jahr 2022 stillgelegt sein werden. Konkrete Trassenkorridore werden erst in der Bundesfachplanung durch die BNetzA bzw. in der Raumordnung durch die Bundesländer festgelegt. Der NEP 2012 legt weder zukünftige Kraftwerke und Standorte für EE-Anlagen oder ein künftiges Marktdesign fest, noch gibt er dafür Empfehlungen oder Optimierungsvorschläge.

Der berechnete Übertragungsbedarf entsteht unter den gegebenen Voraussetzungen und den Eingangsgrößen, die durch das jeweilige Szenario bestimmt sind. Die Maßnahmenpakete sind aufeinander abgestimmt. Die Ergebnisse des NEP sind nicht frei kombinierbar oder untereinander austauschbar. Eine Schnittmenge aus den Szenarien wäre nicht zwingend ein sicheres Netz. Transportkapazität, Systemstabilität und -sicherheit wären so nicht gewährleistet.

Leitungsbaumaßnahmen, die bereits konkret geplant sind, wurden als realisiert angenommen. Soweit sie sich noch nicht im Bau befinden, wurden sie hinsichtlich ihrer Notwendigkeit noch

einmal plausibilisiert. Dabei haben sich die Funktionalität einer EnLAG-Neubaumaßnahme (Weier – Villingen) und einer Neubeseilung (Hamburg/Nord – Hamburg-Ost) aufgrund der neuen Netztopologie als nicht mehr nötig herausgestellt. Diese Maßnahmen wurden folgerichtig aus dem NEP 2012 entfernt.

Neben dem Ausbau des 380-kV-Drehstromnetzes werden Hochspannungs-Gleichstrom-Verbindungen (HGÜ) für den hohen Übertragungsbedarf von Norden nach Süden vorgesehen. Sie ermöglichen auf den langen Strecken eine verlustarme Übertragung und stabilisieren bei Einsatz moderner Technologie das Drehstromnetz. Die abschnittsweise Verkabelung von HGÜ-Verbindungen ist technologisch möglich. Eine Entscheidung darüber ist nicht Inhalt des NEP 2012, sondern wird erst im Rahmen der weiteren Trassenplanung bzw. der Bundesfachplanung oder im Genehmigungsverfahren getroffen. Für die weiträumige Übertragung ist neben dem Einsatz der Gleichstromtechnologie die zusätzliche Optimierung und Erweiterung des 380-kV-Drehstromnetzes notwendig. Zur Minimierung des Bedarfs an neuen Trassen wird dieser Ausbau soweit möglich in den Trassen des heutigen 220-kV-Netzes angestrebt. Der im NEP vorgeschlagene kombinierte Einsatz von DC- und AC-Technologie ermöglicht eine gesamthafte Optimierung des Übertragungsnetzes für die historisch gewachsenen Versorgungsaufgaben und den künftigen Ferntransportbedarf im Hinblick auf Netzstabilität, Wirtschaftlichkeit und Rauminanspruchnahme.

Die im NEP ermittelten Investitionssummen spiegeln die große Zahl der notwendigen Entwicklungsmaßnahmen wider. Kosten des Offshore-Netzes sind darin nicht enthalten. Im Rahmen der Gesamtkosten der Energiewende stellen sie aber einen vergleichbar geringen Anteil dar, der allerdings als absolut notwendig für deren erfolgreiche Umsetzung anzusehen ist. Die ÜNB sind bereit, ihren gesetzlichen Auftrag zu Bereitstellung und Betrieb eines sicheren und zuverlässigen Elektrizitätsversorgungssystems als Grundlage einer erfolgreichen Energiewende zu erfüllen. Für die Umsetzung dieses ambitionierten Investitionsprogramms werden sowohl eine breite gesellschaftliche und politische Unterstützung auf allen Ebenen wie auch der planungsrechtliche und regulatorische Rahmen entscheidend sein.

Der Netzausbau ist elementarer Bestandteil eines Gelingens der Energiewende. Das Tempo des Netzausbaus bestimmt das Tempo der Energiewende. Wenn er weiterhin hinter der Ausbaugeschwindigkeit der auf erneuerbaren Energien basierenden Erzeugungsanlagen zurückbleibt, sind die Ziele der Energiewende und die Versorgungssicherheit gefährdet. Ein Verzicht auf Optimierung, Verstärkung und Ausbau des Übertragungsnetzes würde darüber hinaus an anderer Stelle hohe Kosten verursachen, beispielsweise durch das Auseinanderfallen des gemeinsamen Marktgebietes in Deutschland und die Herausbildung von Zonen mit unterschiedlichen Großhandelspreisen für Strom (sog. Market-Splitting), zunehmende regionale Abschaltungen von regenerativen Erzeugern und Verbrauchern (Einspeisemanagement) und immer höhere Kosten für Redispatch. Zusätzlich zum Übertragungsnetz ist Netzausbau auch für die Verteilungsnetzebene und für die Offshore-Anbindung nötig.

Der NEP 2012 bildet die Basis für den Bundesbedarfsplan. Erfolgsfaktoren für dessen rasche Umsetzung sind zügige und zielgerichtete Genehmigungsverfahren, eine klare Rollenverteilung mit Übernahme von Verantwortung durch alle Beteiligten – vor allem aus Politik und Verwaltung – sowie breite Akzeptanz durch ehrliche Information, Dialog und eine frühzeitige Einbindung der betroffenen Öffentlichkeit. Bereits der durch die BNetzA bestätigte NEP ist die verbindliche Grundlage für die Netzausbauplanung, ein Bundesbedarfsplangesetz wird dann zusätzlich analog zum EnLAG die energiewirtschaftliche Notwendigkeit festlegen.

Der vorliegende Entwurf des Netzentwicklungsplans 2012 wird von den Übertragungsnetzbetreibern bis zum 10. Juli 2012 öffentlich zur Konsultation gestellt (siehe Kapitel 7) und durch zahlreiche Informations- und Dialogveranstaltungen für Stakeholder begleitet. Rückmeldungen aus den Konsultationen fließen in den NEP 2012 ein. Die Übertragungsnetzbetreiber hoffen auf eine engagierte Konsultation dieses Entwurfs und sind überzeugt, dass ein vom Konsens getragenes Ergebnis erreicht werden kann, wobei der NEP-Prozess auch die gesellschaftliche Debatte über eine zukünftige Energiepolitik befördern wird.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben auf Basis ihres Know-hows und ihrer Erfahrung den ersten Entwurf zum Netzentwicklungsplan erarbeitet. Nun stellen sie ihn zur Konsultation, damit auch die Expertise von Bürgern, Politik, Wissenschaft und Wirtschaft einfließen kann.

Die Übertragungsnetzbetreiber hoffen, durch eine vielfältige und rege Beteiligung sowohl von Privatpersonen als auch von Organisationen wertvolle Hinweise und konstruktive Anregungen zu erhalten, die die Qualität des NEP 2012 weiter steigern und damit auch zu einer größeren Akzeptanz der Modernisierung des Höchstspannungsstromnetzes beitragen. Nutzen wir den NEP-Prozess auch für die gesellschaftliche Debatte über die zukünftige Energiepolitik.

Wir freuen uns auf Ihre Rückmeldungen im Rahmen der nun anstehenden Konsultation.



www.netzentwicklungsplan.de/content/konsultation-2012

IMPRESSUM

50Hertz Transmission GmbH

Eichenstraße 3A
12435 Berlin

Geschäftsführung:
Boris Schucht (Vorsitz), Udo Giegerich, Hans-Jörg Dorny,
Dr. Frank Golletz, Dr. Dirk Biermann
Handelsregister:
Amtsgericht Charlottenburg, HRB 84446
Umsatzsteuer-ID: DE 813473551

www.50hertz.com

Amprion GmbH

Rheinlanddamm 24
44139 Dortmund

Geschäftsführung:
Dr. Hans-Jürgen Brick, Dr. Klaus Kleinekorte
Handelsregister:
Amtsgericht Dortmund, HRB 15940
Umsatzsteuer-ID: DE 813761356

www.amprion.net

TenneT TSO GmbH

Bernecker Straße 70
95448 Bayreuth

Geschäftsführer:
Martin Fuchs (Vorsitz), Dr. Markus Glatfeld,
Alexander Hartman, Bernardus Voorhorst
Handelsregister:
Amtsgericht Bayreuth, HRB 4923
Umsatzsteuer-ID: DE 815073514

www.tennetso.de

TransnetBW GmbH

Kriegsbergstraße 32
70174 Stuttgart

Geschäftsführer:
Rainer Joswig, Dr. Rainer Pflaum
Handelsregister:
Registergericht Stuttgart, HRB 740510
Umsatzsteuer-ID: DE 191008872

www.transnetbw.de

Verfasser

Olivier Feix (50Hertz Transmission GmbH),
Ruth Obermann (Amprion GmbH),
Mike Hermann (TenneT TSO GmbH),
Stefan Zeltner (TransnetBW GmbH)

Telefon: +49 30 5150 2335
E-Mail: info@netzentwicklungsplan.de
www.netzentwicklungsplan.de

Gestaltung

CB.e Clausecker | Bingel AG
Agentur für Kommunikation
www.cbe.de

Bildnachweis

50Hertz Transmission GmbH
Amprion GmbH
TenneT TSO GmbH
TransnetBW GmbH
Fotolia
Corbis
GettyImages

Druck

Buch- und Offsetdruckerei
H. Heenemann GmbH & Co. KG

www.heenemann-druck.de



