

Vorwort

Sehr geehrte Leserin, sehr geehrter Leser,

50Hertz, Amprion, TenneT Germany und TransnetBW – die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mit Regelzonenverantwortung – veröffentlichen hiermit den zweiten Entwurf zum neunten Netzentwicklungsplan (NEP) Strom. Damit erfüllen wir eine gesetzlich verankerte Aufgabe: Wir bewerten den zukünftigen Transportbedarf für Strom und ermitteln den notwendigen Netzausbau auf Höchstspannungsebene unter Wahrung der Netzsicherheit. So leisten wir einen wesentlichen Beitrag dazu, dass Deutschland seine nationalen und europäischen Klimaschutzverpflichtungen einlösen kann.

Auch dieser NEP beinhaltet – wie sein Vorgänger – eine Langfristplanung und richtet den Blick erneut auf das „Klimaneutralitätsnetz 2045“. Er ist also nicht nur ein technisches Dokument, sondern ein strategisches Instrument für die Umsetzung der Energiewende. Daher spiegelt er auch aktuelle Entwicklungen bei den politischen, technologischen, energiewirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen wider.

Diese Rahmenbedingungen haben sich im Vergleich zum NEP 2037/2045 (2023) teilweise stark verändert. Insofern begrüßen die ÜNB die von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenarien für den vorliegenden NEP. Die vielfältige Bandbreite der Szenarien führt zu einem unterschiedlichen Bedarf an Netzausbaumaßnahmen. Im ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans wurden die Ergebnisse der Szenarien A und B vorgestellt.

Mit diesem zweiten Entwurf legen die ÜNB die Ergebnisse des Szenarios C vor und damit ein erweitertes Bild des Netzausbaubedarfs bis 2037 und 2045. Die wahrscheinliche Entwicklung wird sich nach Auffassung der ÜNB allerdings im Bereich der bereits im ersten Entwurf veröffentlichten Szenarien A und B einstellen, die eine verlässliche Grundlage für die weitere Planung des Netzausbaus bilden. Die zentralen Ergebnisse der Analysen und Empfehlungen zum Netzausbau sind:

- Die Marktverknappung bei technischen Komponenten und Dienstleistungen hat zu einer erheblichen Kostensteigerung von Netzausbauvorhaben gegenüber früheren Annahmen geführt.
- Diese Kostensteigerungen führen zu einem neuen Optimum zwischen DC-Ausbau, AC-Ausbau und verbleibendem Engpassmanagement. Die ÜNB gehen davon aus, dass auch zukünftig ein Engpassmanagement in höherer Größenordnung unter Einbeziehung neuer Flexibilitäten gut beherrschbar sein wird, und weisen in den Zielnetzen daher einen höheren verbleibenden Bedarf an Engpassmanagement als im vergangenen NEP aus.
- Einzelne, im vorherigen NEP bestätigte oder erstmals in diesem NEP identifizierte Netzausbaumaßnahmen zeigen ihre Robustheit in der Langfristperspektive. Sie bieten somit die Möglichkeit zur Staffelung der Ausbauvorhaben bis 2045, sodass eine zeitliche Entzerrung des erforderlichen Netzausbaubedarfs ermöglicht wird. Dadurch ergibt sich ein unterschiedlicher Umfang des Netzausbaus zwischen den Zeithorizonten 2037 und 2045.
- Im Vergleich zum vorherigen NEP zeigt sich die HGÜ-Verbindung DC42 in allen Szenarien als robust und die Erweiterung DC42plus in allen Szenarien mit Ausnahme von A 2037 (wenn gleich nunmehr als Freileitung), wohingegen DC40, DC40plus und DC41 in diesem NEP nicht mehr Teil eines volkswirtschaftlich effizienten Klimaneutralitätsnetzes sind. Im zweiten Entwurf des NEP wurden die Projekte DC43 und DC44 im Szenario C 2045 identifiziert. Obwohl gemäß dem NEP 2037/2045 (2025) ein negatives Kosten-Nutzen-Verhältnis vorliegt, weisen beide Projekte eine hohe Wirkung zur Minderung von Engpässen auf. Daher werden diese beiden DC-Verbindungen von den ÜNB als Planungsoptionen für zukünftige Netzentwicklungspläne berücksichtigt.
- Im Rahmen der Offshore-Optimierung (u. a. Flächenneuzuschnitt und Windpark-Überbauung) haben die ÜNB unter guter Begleitung des Fraunhofer IWES einen Vorschlag ausgearbeitet, der einen positiven Beitrag zur kosteneffizienten Integration von Windenergie auf See hat.
- Die Aktualisierung der europäischen Szenariendatenbasis („National Trends+“) bildet die aktuellen energiepolitischen Entwicklungen in den Nachbarländern ab.

- Um dem Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD sowie dem Bericht zum Energiewende-Monitoring Rechnung zu tragen, haben die ÜNB neue HGÜ-Vorhaben als Freileitung berücksichtigt. Dementsprechend wurden neue HGÜ-Vorhaben hinsichtlich der Kosten als Freileitung kalkuliert. Die Investitionskosten für das Jahr 2045 belaufen sich auf eine Spanne von etwa 365 Mrd. bis 392 Mrd. Euro. Wesentliche Einsparpotenziale ergeben sich insbesondere durch die Verringerung der Offshore-Netzanbindungssysteme sowie der landseitigen HGÜ.

Der vorliegende zweite Entwurf zum NEP zeigt erneut, wie groß die Herausforderungen im Zusammenhang mit der Transformation der Energiesysteme sind. Gleichzeitig zeigt der vorliegende Entwurf, dass dieser Weg gangbar ist. Kernvoraussetzung für einen gesellschaftlich legitimierten gemeinsamen Weg zur Klimaneutralität ist die breite Akzeptanz der Planung durch relevante Stakeholder. Rund einen Monat lang stand der erste Entwurf des NEP zur Konsultation. Wir bedanken uns für die konstruktiven Hinweise und Anregungen aus Wirtschaft, Wissenschaft, Gesellschaft und Politik, die für den NEP-Prozess von besonderer Bedeutung sind und die wir geprüft, bewertet und, soweit möglich, aufgegriffen haben.



Dr. Dirk Biermann
50Hertz Transmission GmbH



Dr. Hendrik Neumann
Amprion GmbH



Tim Meyerjürgens
TenneT TSO GmbH



Michael Jesberger
TransnetBW GmbH

1 Einführung

2 Szenariorahmen und
Marktmodellierung

3 Marktsimulationsergebnisse

4 Technologie und Innovationen

5 Offshore-Netz

6 Onshore-Netz

7 Interkonnektoren

8 Maßnahmenübersicht

9 Konsultation

10 Zusammenfassung



1 Einführung: Prozess und Methodik

Konsultation des Netzentwicklungsplans 2037/2045 (2025)

Der erste Entwurf des NEP 2037/2045 (2025) wurde am 10.12.2025 auf www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht und stand bis zum 14.01.2026 zur öffentlichen Konsultation. Die Öffentlichkeit, einschließlich tatsächlicher oder potenzieller Netznutzer nachgelagerter Netzbetreiber sowie der Träger öffentlicher Belange und der Energieaufsichtsbehörden der Länder, hatte in dieser Zeit gemäß § 12b Abs. 3 S. 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) die Möglichkeit, eine Stellungnahme abzugeben. Alle eingegangenen Stellungnahmen wurden auf www.netzentwicklungsplan.de/beteiligung/laufende-beteiligung-und-einsicht veröffentlicht, sofern eine Zustimmung vorlag. Die Stellungnahmen wurden von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) inhaltlich geprüft und der NEP 2037/2045 (2025) auf dieser Basis überarbeitet. Im vorliegenden zweiten Entwurf werden zur Umsetzung von § 12b Abs. 4 EnWG zu Beginn jedes Kapitels die zentralen Themen aus der Konsultation und die daraus resultierenden Erläuterungen und Änderungen kurz zusammengefasst. Änderungen und Ergänzungen gegenüber dem ersten Entwurf sind in den jeweiligen Kapiteln kursiv dargestellt und somit transparent nachvollziehbar. Das Kapitel 9 fasst die Ergebnisse der Konsultation zusammen.

Die Anforderungen an das Stromübertragungsnetz werden immer komplexer. Die Dekarbonisierung mittels Elektrifizierung sorgt dafür, dass immer größere Mengen an Strom verbraucht und teilweise über längere Strecken transportiert werden. Zudem muss auf eine wetterbedingt volatile Erzeugung erneuerbarer Energien reagiert und das Netz immer flexibler betrieben werden können. Die Weiterentwicklung des Stromnetzes ist somit wichtiger Bestandteil einer gelingenden Energiewende.

Daran arbeiten die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), indem sie alle zwei Jahre einen Netzentwicklungsplan (NEP) Strom erstellen. Auf Grundlage des NEP legt die Bundesnetzagentur (BNetzA) fest, welche Maßnahmen erforderlich sind, damit das deutsche Stromübertragungsnetz seinen zukünftigen Aufgaben gerecht werden kann. Die Grundlage für die Berechnungen im NEP bildet der zuvor von den ÜNB erstellte und durch die BNetzA geprüfte, konsultierte und genehmigte Szenariorahmen.

Der dem letzten NEP zugrunde liegende Szenariorahmen betrachtete neben dem Zieljahr 2037 auch das Jahr 2045 und bildete damit ein Stromübertragungsnetz für ein klimaneutrales Energiesystem¹ in Deutschland ab. Grundlage hierfür ist die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) aus dem Jahr 2022. § 12a EnWG wurde wie folgt ergänzt: „Drei weitere Szenarien müssen das Jahr 2045 betrachten und eine Bandbreite von wahrscheinlichen Entwicklungen darstellen, welche sich an den gesetzlich festgelegten sowie weiteren klima- und energiepolitischen Zielen der Bundesregierung ausrichten.“ Der vorliegende NEP betrachtet damit zum zweiten Mal den Zeithorizont bis zum gesetzlich festgelegten Jahr 2045, in dem gemäß Klimaschutzgesetz das Ziel der Netto-Treibhausgasneutralität erreicht werden soll.

Das Ziel eines klimaneutralen Energiesystems bis 2045 steht im Mittelpunkt. Dazu zeichnet der genehmigte Szenariorahmen einen breiten Trichter verschiedener Entwicklungspfade, die sich beispielsweise im Hinblick auf den Ausbau erneuerbarer Energien, des Elektrifizierungsgrades bei der Dekarbonisierung des Energieverbrauchs und in der Rolle von Wasserstoff unterscheiden. Die Ausgestaltung eines breiten Szenariotrichters stellt einen zentralen Unterschied gegenüber dem NEP 2037/2045 (2023) dar.

Für die Jahre 2037 und 2045 wurden jeweils drei Szenarien erstellt: A, B und C sowie ein zusätzliches Szenario für A 2037+, das von einer höheren installierten Leistung von Onshore-Wind ausgeht (141 GW statt 127 GW). Der NEP 2037/2045 (2025) berechnet also in sieben unterschiedlichen Szenarien die notwendigen Netzentwicklungen. Die Marktsimulationsergebnisse und die Netzentwicklungen im Onshore- wie Offshore-Netz für die Szenarien C 2037 und C 2045 werden mit Zustimmung der BNetzA im *jetzt vorliegenden* zweiten Entwurf veröffentlicht. Das zusätzliche Szenario A 2037+ wird nach dem zweiten Entwurf in einem Sonderbericht eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert.

¹ Mit dem NEP bilanzieren die ÜNB die CO₂-Emissionen im inländischen Stromsektor. Die Zielerreichung in anderen Sektoren wie z. B. Industrie, Verkehr oder Wärme liegt außerhalb des Untersuchungsrahmens. Zudem werden Importe von Energieträgern oder anderweitig zum Einsatz kommende Treibhausgase nicht in die CO₂-Bilanz für Deutschland eingerechnet.

Die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analysen der Interkonnektoren (Cost-Benefit Analyses, CBA) werden in der digitalen Projektbibliothek unter www.netzentwicklungsplan.de/projektbibliothek mit den jeweiligen Veröffentlichungen des Netzentwicklungsplans aktualisiert. Die neue Projektbibliothek ermöglicht Nutzenden einen intuitiveren und zeitgemäßen Zugriff auf die Projektsteckbriefe.

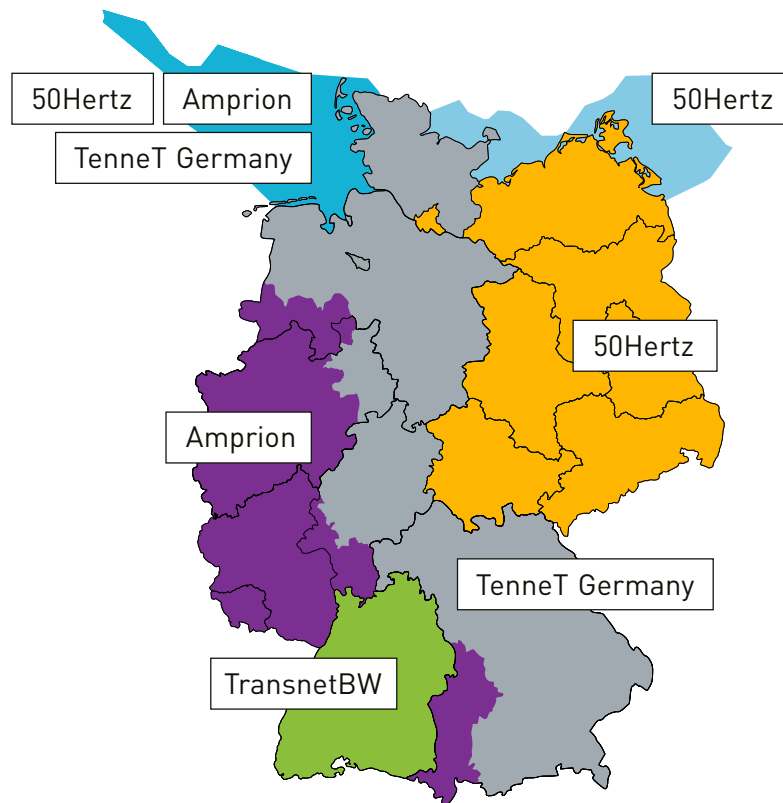
Erstmals wurden die Prozesse zur Erstellung der Szenariorahmen zum NEP für Strom sowie für Gas und Wasserstoff parallel gestartet. Beide betrachten die Zieljahre 2037 und 2045 und ermöglichen durch einen abgestimmten Szenariopfad B eine Harmonisierung sektorkoppelnder Elemente wie Gas- und Wasserstoffkraftwerke sowie Elektrolyseure. Damit unterstützt der NEP die integrierte Transformation des Energiesystems durch eine zunehmend koordinierte Netzplanung für Strom-, Gas- und Wasserstoffinfrastrukturen (§ 15b EnWG).

Neben den Szenarien für die langfristigen Planungshorizonte 2037 und 2045 ist im aktuellen NEP zusätzlich das Trend-szenario 2032 enthalten. Es spiegelt die Fortsetzung von sich aktuell abzeichnenden Entwicklungen bis 2032 wider. Zum einen dient dieses Szenario im aktuellen NEP (neben dem Szenario B 2037) zur Bedarfsermittlung erforderlicher Blindleistungskompensationsanlagen, zum anderen stützt sich auch der Systemstabilitätsbericht 2027 darauf. Im Systemstabilitätsbericht wird geprüft, ob kurz- bis mittelfristig Maßnahmen für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Bisherige Untersuchungen zur Bewertung der Systemstabilität waren Teil des NEP und sind im Begleitdokument „Bewertung der Systemstabilität“ der vorherigen NEP dokumentiert. Seit dem 01.01.2025 sind die vier ÜNB verpflichtet, der BNetzA alle zwei Jahre über die Sicherheit, Zuverlässigkeit, Stabilität und Leistungsfähigkeit ihres Energieversorgungsnetzes sowie des Elektrizitätsversorgungssystems zu berichten (§ 12i EnWG). Im Juni 2025 wurde der Systemstabilitätsbericht erstmals als eigenständiges Dokument veröffentlicht.

1.1 Die Rolle der Übertragungsnetzbetreiber

In § 11 des EnWG sind die Pflichten der ÜNB beschrieben: „Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.“ Als regulierte Unternehmen müssen sich die ÜNB dabei nach den Rahmenvorgaben der BNetzA richten.

Die vier ÜNB 50Hertz, Amprion, TenneT Germany und TransnetBW sind für den sicheren Netzbetrieb in ihren Regelzonen verantwortlich. Diese Regelzonen sind jedoch keine isolierten Inselnetze, sondern ein Verbundnetz.

Abbildung 1: Regelzonen

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Nach § 12b EnWG sind die ÜNB mit Regelzonenverantwortung (vgl. § 3 Nr. 10a EnWG) verpflichtet, einen gemeinsamen NEP zu erstellen und der BNetzA zur Bestätigung vorzulegen. Zu den wesentlichen Schritten der gemeinsamen NEP-Erstellung gehören insbesondere die gemeinsame Marktsimulation und gemeinsame Netzanalysen. Zur Netzentwicklung durch die ÜNB gehört auch der Anschluss von Offshore-Windenergie in Nord- und Ostsee an das landseitige Höchstspannungsnetz. Im Zuge der Energiewende wird Leistung längst nicht mehr nur im Höchstspannungsnetz aufgenommen. Auch im Verteilnetz wird Strom zumeist aus erneuerbaren Energien eingespeist. Mit der zunehmenden Verbreitung kleiner, dezentraler Erzeugungsanlagen wachsen die Aufgaben und die Verantwortung der Verteilnetzbetreiber (VNB). In der Konsequenz arbeiten die Betreiber von Verteil- und Übertragungsnetz im Rahmen der gesetzlichen Kooperationspflichten nach § 12 Abs. 2 und § 12b Abs. 3 S. 4 EnWG immer intensiver zusammen – auch bei der Erstellung dieses Netzentwicklungsplans. Beispielsweise wurden die VNB bei der Marktabfrage für Großverbraucher eingebunden. Die dem NEP zugrunde liegenden Szenario- und Marktinformationen werden während der Erstellung des NEP den VNB für die Regionalszenarien bereitgestellt, auf denen wiederum die Netzausbaupläne der VNB basieren. Die ÜNB beabsichtigen, die Erkenntnisse der VNB aus dem laufenden Netzausbauplan-Prozess im Szenariorahmen des nächsten NEP im Jahr 2027 aufzugreifen.

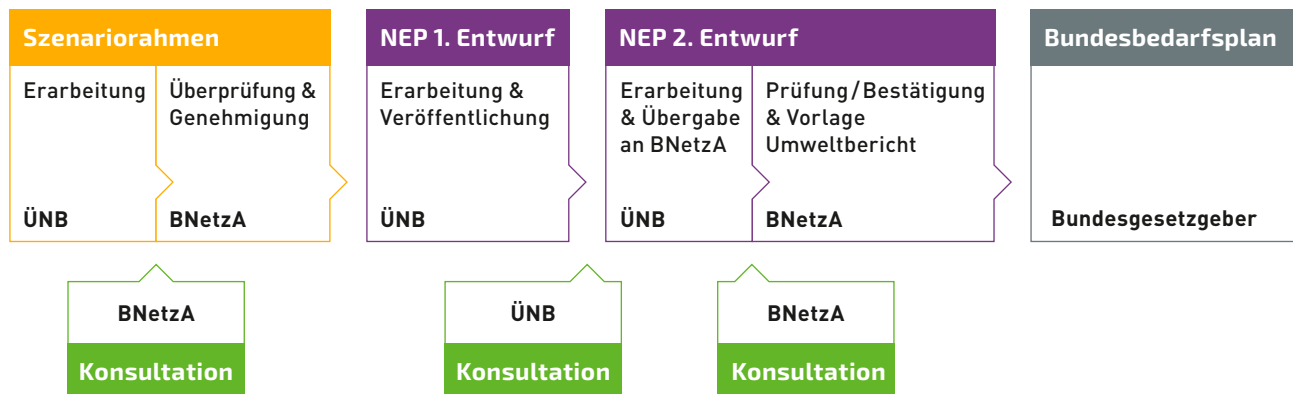
1.2 Vom Szenariorahmen zum Bundesbedarfsplangesetz

Die ÜNB haben am 28.06.2024 den Szenariorahmenentwurf für diesen NEP an die BNetzA übergeben. Diese hat den Szenariorahmenentwurf im September 2024 veröffentlicht und zur öffentlichen Konsultation gestellt. Am 30.04.2025 hat die BNetzA den Szenariorahmen für die Netzentwicklungsplanung genehmigt. Auf Grundlage dieses genehmigten Szenariorahmens haben die ÜNB zunächst den ersten Entwurf des NEP 2037/2045 (2025) *sowie den nun hier vorliegenden zweiten Entwurf des NEP 2037/2045 (2025) erstellt.*

Der erste Entwurf wird von den ÜNB öffentlich zur Konsultation gestellt (s. Kapitel 9 „Konsultation“). Nach seiner Überarbeitung wird er in zweiter Fassung an die BNetzA übermittelt. Zehn Monate nach der Genehmigung des Szenariorahmens müssen die ÜNB den konsultierten und überarbeiteten zweiten Entwurf des NEP der BNetzA vorlegen. Die BNetzA prüft den NEP, erstellt dazu einen Umweltbericht und führt eine weitere Konsultation durch.

Die Bestätigung des NEP erfolgt durch die BNetzA im Rahmen eines Prüf- und Genehmigungsprozesses. Die von der BNetzA bestätigten Maßnahmen des NEP bilden die Basis für den Bundesbedarfsplan (BBP). Der Entwurf des BBP wird von der Bundesregierung dem Gesetzgeber übermittelt, der auf dieser Basis das Bundesbedarfsplangesetz (BBPLG) anpassen soll. Mit Aufnahme der Vorhaben in das BBPLG werden die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf verbindlich festgestellt.

Abbildung 2: Der Prozess vom Szenariorahmen zum Bundesbedarfsplan



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

1.3 Methodik

Um den zukünftigen Übertragungsbedarf des Höchstspannungsnetzes zu ermitteln, bedarf es mehrerer methodischer Schritte. Zunächst wird der zugrunde liegende Szenariorahmen festgelegt, welcher die Entwicklung der nationalen und europäischen Energieversorgung abbildet. Auf dieser Basis erfolgt eine Szenarioausdetaillierung durch Modelldaten, die anschließend in einer Simulation des europäischen Strommarktes verarbeitet werden. Die Marktsimulationsergebnisse bilden die Grundlage für die nachfolgenden stationären Netzanalysen. Im Rahmen einer Zielnetzentwicklung werden potenzielle Maßnahmen im Höchstspannungsnetz identifiziert und bewertet.

1.3.1 Szenariorahmen

Der Szenariorahmen zeigt eine Bandbreite an möglichen Entwicklungen des Stromsystems unter Berücksichtigung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung auf. Dabei werden Szenarien betrachtet, die die Entwicklung der nächsten 12 Jahre bis 2037 abbilden. Im Zentrum steht das Ziel, bis 2045 ein klimaneutrales Energiesystem zu gestalten. Der Szenariorahmen bildet hierfür einen breiten Szenariotrichter mit unterschiedlichen Entwicklungspfaden ab, die sich hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien, des Elektrifizierungsgrades bei der Dekarbonisierung des Energieverbrauchs und in der Rolle von Wasserstoff unterscheiden.

Vor dem Hintergrund zahlreicher Studien und Analysen, die Vorschläge für Kosteneinsparungen beim Umbau des Energiesystems und einem sich abzeichnenden langsameren Anstieg des Strombedarfs enthalten, haben die ÜNB für den aktuell vorliegenden NEP den Szenariopfad A eingebracht, der im Vergleich zum NEP 2037/2045 (2023) einen weniger starken Anstieg des Stromverbrauchs und eine hohe Quote an Wasserstoffimporten berücksichtigt. Der Ausbau erneuerbarer Energien bleibt dabei unter den gesetzlichen Ausbauzielen. Dennoch erreicht der Szenariopfad A das Ziel der Klimaneutralität bei insgesamt geringster Elektrifizierung durch einen hohen Grad an Wasserstoffimporten sowie den Einsatz synthetischer Energieträger. Der Szenariopfad B wird von einem höheren Stromverbrauch geprägt, da die Dekarbonisierung durch eine hohe Direktelektrifizierung erreicht wird. Das Szenario orientiert sich an den energie- und klimapolitischen Vorgaben der Bundesregierung sowie den Leitplanken der Systementwicklungsstrategie. Das Szenario C ist von einer höheren Direktelektrifizierung, einem hohen Stromverbrauch sowie von einer steigenden inländischen Wasserstoffproduktion geprägt.

Die Erstellung des NEP basiert auf dem von der BNetzA genehmigten Szenariorahmen. Da der vorliegende NEP auf Grundlage dieser Genehmigung erstellt wurde, ist gewährleistet, dass die Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung zum Szenariorahmen im NEP Berücksichtigung finden. Hinsichtlich der nach § 12b Abs. 4 EnWG erforderlichen Erklärung wird auf die Berücksichtigung der Beteiligungsergebnisse nach § 12a Abs. 2 S. 2 EnWG verwiesen. Die Genehmigung des Szenariorahmens erfolgt gemäß § 12a Abs. 3 EnWG unter Einbeziehung der eingegangenen Stellungnahmen.

Anregungen aus den Konsultationsbeiträgen zum vorliegenden NEP, die sich auf die im genehmigten Szenariorahmen festgelegten Werte oder die zugrunde liegende Methodik beziehen, können demzufolge im aktuellen NEP nicht mehr berücksichtigt werden. Sie dienen jedoch als wertvolle Hinweise für den Szenariorahmen zum nächsten NEP (Version 2027). Spätestens bis zum 30.06.2026 werden die ÜNB ihren Szenariorahmenentwurf für den kommenden NEP vorlegen, der anschließend durch die BNetzA zur Konsultation gestellt wird.

1.3.2 Marktsimulation

Ziel der Marktsimulation ist die Nachbildung des bestehenden europäischen Strommarktes. Dieser sorgt dafür, dass in allen angeschlossenen Ländern der Kraftwerkseinsatz zu jedem Zeitpunkt so gewählt wird, dass der Strombedarf europaweit kostenoptimal gedeckt und die Kapazität des grenzüberschreitenden Energieaustauschs nicht überschritten wird.

Die Marktsimulation bildet alle konventionellen und erneuerbaren Erzeugungsanlagen im europäischen Verbundnetz ab. Aufgrund ihrer geringen variablen Kosten erfolgt die Einspeisung aus erneuerbaren Energien vorrangig zu allen anderen Kraftwerken im In- und Ausland. Einspeist wird – unter Berücksichtigung technischer Restriktionen – nach dem sogenannten Merit-Order-Prinzip. Das ist die Reihenfolge der Erzeugungsanlagen nach ihren variablen Grenzkosten², beginnend mit den Anlagen mit den niedrigsten Kosten.

Die Marktsimulation betrachtet bei der Stromerzeugung auch mögliche Speicherkapazitäten. In Zeiten, in denen mehr Strom erzeugt als nachgefragt wird, werden mit der überschüssigen Energie z. B. Großbatteriespeicher geladen oder Speicherseen von Pumpspeicherkraftwerken befüllt. Diese können die gespeicherte Kapazität dann zu einem späteren Zeitpunkt bei höherem Strombedarf erneut in das Netz einspeisen.

Ergebnis der Marktsimulation sind die Einspeise- und Nachfrageprofile der Stromerzeugungsanlagen und Lasten in allen betrachteten Marktgebieten als Grundlage für die folgenden Netzanalysen.

1.3.3 Offshore-Netz

Der NEP und der Flächenentwicklungsplan (FEP) des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrografie (BSH) bilden ein zusammenhängendes und miteinander verzahntes Planungssystem. Der FEP dient als Planungsinstrument und enthält für den Ausbau der Windenergie auf See und deren Netzanbindungen Festlegungen für eine effiziente Nutzung und Auslastung der Offshore-Anbindungsleitungen.

Die Integration der Darstellung der Offshore-Maßnahmen im NEP ist in § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 6 des EnWG geregelt. Danach enthält der NEP alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) und im Küstenmeer einschließlich der Netzverknüpfungspunkte an Land. Dies betrifft die Maßnahmen, die bis zum Ende der jeweiligen Betrachtungszeiträume nach § 12a Abs. 1 EnWG für einen schrittweisen, bedarfsgerechten und wirtschaftlichen Ausbau sowie einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der ONAS sowie zum Weitertransport des auf See erzeugten Stroms oder für eine Anbindung von Testfeldern im Sinne des § 3 Nr. 9 des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) erforderlich sind. Für diese Maßnahmen werden Angaben zum geplanten Zeitpunkt der Fertigstellung vorgesehen. Hierbei müssen die Festlegungen des zuletzt bekannt gemachten FEP nach den §§ 4 bis 8 WindSeeG zugrunde gelegt werden.

² Bestehend u. a. aus Brennstoffkosten, Brennstofftransportkosten und CO₂-Preisen.

1.4 Onshore-Netz

Auf Grundlage der Marktsimulation wird in den Netzanalysen für jedes Szenario der Netzentwicklungsbedarf untersucht. Die Ausgangsbasis ist das sogenannte Startnetz. Es umfasst das bestehende Netz und bereits fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Bei den Netzanalysen werden Lastflussberechnungen durchgeführt, der Übertragungsbedarf zwischen Netzknoten identifiziert und bei Verletzung netztechnischer Kriterien Maßnahmen ergriffen.

Notwendige Leitungsmaßnahmen werden im NEP in der Regel anhand konkreter (n-1)-Nachweise identifiziert: Das (n-1)-Kriterium bezeichnet den Grundsatz, dass bei Ausfall einer Komponente durch Redundanzen der Ausfall des Gesamtsystems verhindert wird. Die identifizierten Maßnahmen beheben weitgehend die im jeweiligen Szenario auftretenden (n-1)-Verletzungen. Ausnahmen bilden z. B. vertikale Punktmaßnahmen, die zusammen mit den betroffenen VNB identifiziert werden, sowie horizontale Punktmaßnahmen und Interkonnektoren. Letztere werden aus dem Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) des Verbands der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E übernommen. Zeigt die Analyse Überlastungen auf, werden Netzentwicklungsmaßnahmen nach dem NOVA-Prinzip eingeplant: Netzoptimierung vor -verstärkung vor -ausbau.

1.5 Internationale Netzplanung

Auf europäischer Ebene sind die ÜNB in einem Verband organisiert, dem European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). ENTSO-E erstellt alle zwei Jahre einen Netzentwicklungsplan für das europäische Netz, den TYNDP. Der TYNDP 2024 ist im Januar 2025 veröffentlicht worden. Ein Szenario aus dem TYNDP, das die BNetzA im Rahmen des genehmigten Szenariorahmens bestimmt, fließt zur Abbildung des europäischen Auslands in die Analysen des deutschen NEP ein (gemäß § 12b Abs. 1 S. 6 EnWG). So wird eine Verzahnung der nationalen und europäischen Prozesse ermöglicht. Die BNetzA hat das Szenario „National Trends+“ wie von den ÜNB vorgeschlagen als Auslandsszenario zur Nutzung im vorliegenden NEP genehmigt. Dieses Szenario bildet die nationalen Planungen der jeweiligen europäischen Staaten für ihr Energieversorgungssystem ab und erreicht gleichzeitig die europäischen Klimaschutzziele.

Zusätzliche Interkonnektoren werden i. d. R. aus dem TYNDP übernommen. Erstmals in diesem NEP werden die Interkonnektoren, die bisher in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Offshore-Netz“ dargestellt wurden, in ein eigenes Kapitel überführt (s. Kapitel 7 „Interkonnektoren“).

Weiterführende Dokumente und Links

- Stellungnahmen zum ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2037/2045 (2025):
<https://www.netzentwicklungsplan.de/beteiligung/laufende-beteiligung-und-einsicht>
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2025). Nationale Klimaschutzpolitik.
<https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/nationale-klimaschutzpolitik.html>
(Zuletzt abgerufen am: 09.03.2026)
- Digitale Projektbibliothek der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan Strom:
<https://www.netzentwicklungsplan.de/projektbibliothek>
- 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2025). Systemstabilitätsbericht 2025.
https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NEP/Strom/Systemstabilitaet/2025.pdf (Zuletzt abgerufen am: 09.03.2026)
- Bundesnetzagentur (2025). Genehmigung des Szenariorahmens 2025-2037/2045.
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/DL_Szenariorahmen/Genehm_SR_2025Strom.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (Zuletzt abgerufen am: 09.03.2026)
- ENTSO-E (2025). TYNDP 2024: Europe's electricity infrastructure plan.
<https://www.entsoe.eu/outlooks/tyndp/2024/> (Zuletzt abgerufen am: 09.03.2026)