

- 1 Einführung
- 2 Szenariorahmen
- 3 Marktsimulation
- 4 Offshore-Netz
- 5 Onshore-Netz
- 6 Innovationen
- 7 Übersicht Maßnahmen
- 8 Konsultation
- 9 Zusammenfassung



9 Zusammenfassung

Die Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung planen, bauen und betreiben neue Netze für neue Energien. Im Netzentwicklungsplan Strom stellen sie die Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau im deutschen Stromübertragungsnetz dar. Dies umfasst Maßnahmen an Land sowie die Offshore-Netzanbindungssysteme in der ausschließlichen Wirtschaftszone und im Küstenmeer gemäß den gesetzlichen Vorgaben des EnWG.

Der vorliegende NEP 2037/2045 (2023) blickt auf die Jahre 2037 und 2045 und damit auch auf das gesetzliche Zieljahr zum Erreichen der Klimaneutralität in Deutschland. Er analysiert für diese Jahre den Netzentwicklungsbedarf für drei unterschiedliche Szenarien. Wesentliche Grundlage dieses Szenariorahmens sind die Ausbauziele der erneuerbaren Energien des novellierten EEG 2023. Die Szenarien unterscheiden sich in ihren Annahmen zum Wasserstoffeinsatz, dem Grad der direkten Elektrifizierung sowie der Effizienzsteigerung und bilden damit eine Spannweite möglicher Entwicklungen ab. Zusätzlich wurden Ad-hoc-Maßnahmen für das Jahr 2030 analysiert, um auch kurz- und mittelfristig auf den stärkeren EE-Ausbau und den ebenfalls steigenden Bruttostromverbrauch reagieren zu können.

In Deutschland wie Europa werden in den kommenden Jahren ein beschleunigter EE-Ausbau und eine stark steigende und zunehmend flexiblere Stromnachfrage den Weg in eine dekarbonisierte Gesellschaft prägen. Wesentlich hierfür ist, dass Strom zuverlässig zur Verfügung steht und möglichst direkt und effizient genutzt werden kann. Der entsprechende Aus- und Umbau des Übertragungsnetzes ist somit eine zentrale Voraussetzung für eine klimaneutrale Zukunft. Der NEP zeigt die dafür erforderlichen Weiterentwicklungen im Übertragungsnetz hin zu einem Klimaneutralitätsnetz.

Der Transportbedarf wächst mit dem Ausbau erneuerbarer Energien deutlich

Die Ziele, Deutschland klimaneutral und auch im Energiebezug unabhängiger zu machen, schlagen sich in den politischen Vorgaben und damit im Szenariorahmen als Ausgangspunkt des NEP nieder. Im Vergleich zum letzten NEP mit den Betrachtungshorizonten 2035 und 2040 sind die Zielwerte beim EE-Ausbau wie auch bei der Nachfrage für die aktuellen Zieljahre 2037 und 2045 deutlich gestiegen. Der wesentliche Anteil des EE-Ausbaus soll gemäß EEG-Novelle 2023 bis Mitte der 2030er Jahre umgesetzt sein, damit eine treibhausgasneutrale Stromversorgung als Grundlage für die Dekarbonisierung weiterer Sektoren möglich ist. Die Entwicklung wird sprunghaft beschleunigt. Die Anforderungen an das Übertragungsnetz erhöhen sich dadurch enorm: Der innerdeutsche Stromtransportbedarf steigt bis 2037 deutlich auf rund 87,7 GW an, wohingegen zwischen 2037 und 2045 in den Szenarien der Transportzuwachs auf einem ähnlichen Niveau bleibt bzw. nur moderat zunimmt. Der weitere Zubau der erneuerbaren Energien kann weitgehend über den Ausbau von Flexibilitäten kompensiert werden.

Durch die zunehmende Elektrifizierung des Gebäude-, Verkehrs- und Industriesektors steigt der Bruttostromverbrauch insgesamt von etwa 650 bis 700 TWh im Zieljahr 2035 des vorherigen NEP auf 899 bis 1.053 TWh im Zieljahr 2037 des aktuellen NEP. Im Vergleich zum letzten NEP entspricht dies einer Erhöhung von rund 40 bis 44 %. Nach 2037 steigt der Bruttostromverbrauch gemäß Szenariorahmen weiter an auf 1.079 bis 1.303 TWh im Jahr 2045. Um ihn zu decken, wird die installierte EE-Leistung auf 638 bis 703 GW ausgebaut werden müssen. Dies entspricht nahezu einer Verfünfachung der installierten Leistung aus erneuerbaren Energien bis 2045 gegenüber heute.

Tabelle 42: Ausbau erneuerbarer Energien

Installierte Leistung in GW	Bestand (Referenzjahr 2020/2021)	Zieljahr 2035 (NEP 2021)	Zieljahr 2037 (NEP 2023)	Zieljahr 2045 (NEP 2023)
Photovoltaik	59	110 – 120	345	400 – 445
Offshore-Windenergie	8	28 – 34	51 – 59	70
Onshore-Windenergie	56	8 – 91	158 – 162	160 – 180

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Bei der regionalen Verteilung zeigt dieser NEP neue Tendenzen auf. Wie bisher weisen südliche und neu auch zunehmend westliche Bundesländer in den Szenarien tendenziell ein Erzeugungsdefizit auf, wohingegen in nördlichen und nord-östlichen Bundesländern ein Erzeugungsüberschuss vorliegt. Der innerdeutsche Transportbedarf wird nach wie vor maßgeblich durch eine hohe Windenergieeinspeisung im Norden und Nordosten und die Lage der Verbrauchszentren im Westen und Süden bestimmt. Neu ist, dass zeitweise Lastflüsse in umgekehrter Richtung auftreten – teils bedingt durch hohe Einspeisungen durch Photovoltaik im Süden.

Um eine Einordnung im europäischen Kontext zu ermöglichen, erfolgt eine Einbettung der nationalen Entwicklungspfade für Deutschland in das europäische Szenario „Distributed Energy“ des Ten-Year Network Development Plan 2022. Dieses berücksichtigt die auf europäischer Ebene verankerte Senkung der EU-weiten Emissionen mit dem Ziel einer Klimaneutralität bis 2050. Der europaweite Ausgleich von Stromerzeugung und -verbrauch ist von zentraler Bedeutung für eine verlässliche und bedarfsgerechte Ausgestaltung eines klimaneutralen Energiesystems. Dadurch wird auch der Bedarf an Flexibilitäten und Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland reduziert.

Wasserstoff gewinnt an Bedeutung

Im Vergleich zu früheren NEP sind auch die Annahmen zum Umfang des Einsatzes von Wasserstoff und zum Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur deutlich gestiegen. Bereits 2037 wird gemäß genehmigtem Szenariorahmen eine umfassende Wasserstoffinfrastruktur unterstellt. In 2045 sind bis zu 80 GW an Elektrolyseleistung für die inländische Wasserstoff-erzeugung ins System zu integrieren. Die zukünftige Ausgestaltung der Wasserstoffinfrastruktur hat große Auswirkungen auf den Entwicklungsbedarf des Stromübertragungsnetzes. Das zeigt schon die Verortung der Elektrolyseure, die in einem mehrstufigen Prozess erfolgt ist. Dieser NEP nimmt netzdienliche Elektrolysestandorte an – ein Vorgehen, für das es bisher keinen ordnungsrechtlichen Rahmen gibt. Dadurch können Engpässe im Übertragungsnetz minimiert und die Abregelung von erneuerbaren Energien in Zeiten hoher Einspeisung weitestgehend reduziert werden. *Da entsprechende Rahmenbedingungen derzeit nicht gegeben sind, ist der Ansatz aus heutiger Sicht mit hohen Unsicherheiten verbunden. Sind für die Allokation zukünftig andere Kriterien ausschlaggebend, ist die Entstehung zusätzlicher Engpässe im Übertragungsnetz wahrscheinlich.*

Fortschreitende Vernetzung

Mit dem Ziel, die steigenden Transportbedarfe zu möglichst geringen Investitions- und Redispatchkosten zu bewältigen, wurde bei den Netzanalysen erstmalig ein übergeordneter steuernder Algorithmus eingesetzt. Diese sogenannte Metaheuristik machte den Vergleich mehrerer hundert Kombinationen von Ausbauoptionen möglich – weitaus mehr als sonst. Es wurden Kombinationen von Maßnahmen aus den Kategorien Netzverknüpfungspunkte, Korridore für HGÜ-Leitungen, Vernetzung von HGÜ-Standorten, netzdienliche Verortung von Offsite-Power-to-Gas-Anlagen (Elektrolyseure) sowie Lastflusssteuerung und AC-Projekte im Umfeld von HGÜ und NVP gebildet.

Die vier ÜNB setzen weiterhin auf eine Bandbreite an bewährten und innovativen Lösungen und Technologien. Sie berücksichtigen mögliche Potenziale zukünftiger innovativer Technologien wie moderne Systemführungskonzepte und Netzbooster. In diesem Sinne wurden in den Szenarien identifizierte Engpässe nicht vollständig durch Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen beseitigt, sodass je nach Szenario zwischen 1,5 und 5,9 TWh Redispatchvolumen übrigbleiben. Auf eine Spitzenkappung wurde allerdings verzichtet. Dieses Vorgehen entspricht der Genehmigung des Szenariorahmens der BNetzA.

Um auf die steigenden Anforderungen flexibel und verlässlich zugleich reagieren zu können, vernetzen die ÜNB das Übertragungsnetz noch weiter: Seit dem ersten NEP 2012 setzen die ÜNB auf die Verknüpfung von AC- und DC-Maßnahmen. Dieser NEP schlägt nun weitere Maßnahmen zu vermaschten DC-Strukturen an Land wie auch von Offshore-Maßnahmen untereinander vor. Zusammen mit der europäischen Vernetzung können so erneuerbare Energien für flexible Nachfrager umfassend integriert und Redispatch-Bedarfe gesenkt werden. Das begrenzt Engpassmanagementkosten und trägt zu einer sicheren Energieversorgung bei. Darüber hinaus erhöht die durch die DC-Vermaschung gewonnene Flexibilität im Netzbetrieb die Versorgungssicherheit.

Weiterer Ausbaubedarf für ein Klimaneutralitätsnetz bereits bis 2037

Das Klimaneutralitätsnetz als Ergebnis dieses NEP weist einen erheblichen Zuwachs an erforderlichen Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen aus. Die im aktuellen Bundesbedarfsplan verankerten Maßnahmen sind für ein bedarfsgerechtes Netz angesichts der steigenden Transportaufgabe bei Weitem nicht ausreichend.

Der Umfang sowie das Kostenvolumen des Zubaunetzes vergrößern sich daher gegenüber dem vorherigen NEP deutlich. Gegenüber dem im NEP 2035 (2021) *vorgeschlagenen Projektportfolio* identifiziert der vorliegende NEP 2037 / 2045 (2023) neue Onshore-Projekte mit einer Trassenlänge von **5.620 km** und zusätzlichen Investitionen in Höhe von **52,3 Mrd. EUR**. Dies liegt insbesondere an der Ausweisung von fünf zusätzlichen DC-Projekten, die zur Sicherstellung der erforderlichen Transportaufgabe notwendig und im aktuellen BBP noch nicht enthalten sind. Bündelungsoptionen untereinander oder mit bestehenden DC-Projekten sind größtenteils möglich bzw. werden geprüft. Die neuen DC-Projekte erhöhen die Nord-Süd-, aber auch Ost-West-Transportkapazität. Weitere wesentliche Treiber für die zusätzlichen Netzentwicklungsmaßnahmen sind der starke Ausbau der erneuerbaren Energien im Norden, der Rückbau konventioneller Kraftwerke, der vernetzte Energieaustausch mit dem Ausland sowie die steigenden Lasten im Zuge der Erreichung der Klimaneutralität in allen Sektoren.

Die Ergebnisse der Netzentwicklung zeigen, dass die Zielnetze für *die Jahre 2037 und 2045 nahezu identisch sind*. Das liegt vor allem daran, dass onshore der EE-Ausbau zwischen 2037 und 2045 bereits weitestgehend vollzogen ist. Der moderate Anstieg der EE-Kapazitäten onshore bis 2045 kann zwar zusätzliche Engpässe im Onshore-Netz verursachen, diese können aber durch die dann vorhandenen Netzstrukturen und eine entsprechend flexible Nachfrage insbesondere von Elektrolyseuren, zentralen und dezentralen Batteriespeichern und durch Demand Side Management weitgehend kompensiert werden. Der überwiegende Anteil des Klimaneutralitätsnetzes *muss somit* bereits im Zieljahr 2037 umgesetzt sein.

Das Zielnetz besteht unter den getroffenen Annahmen aus einem robusten Portfolio an Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen, die sich für alle Szenarien als erforderlich erweisen. Alle im NEP 2037/2045 (2023) ausgewiesenen Projekte sind somit als „no-regret“ zu verstehen. Das ausgewiesene Zielnetz unterscheidet sich in den Szenarien nur hinsichtlich des verbleibenden Redispatch-Bedarfs. Es bestehen derzeit noch hohe Unsicherheiten durch die noch nicht vollständig abgeschlossenen gesetzlichen Planungen zum Ausbau der erneuerbaren Energien (u. a. auf Ebene der Bundesländer), der Dekarbonisierungsstrategien der Industrie oder die Planungen zur zukünftigen Wasserstoffwirtschaft. Inwieweit der verbleibende Redispatch weiter reduziert werden kann, ist in den folgenden NEP-Zyklen zu klären, insbesondere, ob dies zusätzlichen moderaten Netzausbau oder andere technische Maßnahmen erfordert.

Das Onshore-Startnetz umfasst AC- und DC-Maßnahmen in Summe von **rund 6.950 km** bei einem geschätzten Investitionsvolumen von **50 Mrd. EUR**. Für das Onshore-Zubaunetz ergeben sich Netzverstärkungen im AC-Bereich von **6.125 km**. Hinzu kommen **rund 180 km** an DC-Verstärkungsmaßnahmen. Weitere **1.714 km** entfallen auf AC-Neubaumaßnahmen und **4.396 km** auf DC-Neubaumaßnahmen. In Summe ergibt sich ein Onshore-Zubaunetz für alle Szenarien von **12.413 km** Länge. Für *die Szenarien A/B/C 2037* beläuft sich das Investitionsvolumen auf **rund 106,1 Mrd. EUR**. Die Investitionskosten für das Onshore-Zubaunetz der Szenarien A/B/C 2045 liegen um 0,1 Mrd. EUR höher.

Die Analysen zur Systemstabilität weisen erhebliche Mehrbedarfe zur Blindleistungskompensation sowie zur Beherrschung von Netzauftrennungen in Form von Momentanreserve auf, die bereits im analysierten Zwischenszenario 2030 auftreten. Als Konsequenz müssen sowohl bereits geplante Anlagen vorgezogen, als auch über netzdienliche Beiträge Dritter (z. B. Bereitstellung aus den Verteilnetzen, von Großverbrauchern wie Elektrolyseuren und weiteren Systemteilnehmern ggf. durch marktliche Beschaffung) bereitgestellt werden. Die Untersuchungen zur transienten Stabilität weisen darauf hin, dass die Beherrschbarkeit in einzelnen Stunden im Falle von Störungen nach konzeptgemäßer Fehlerklärung nicht mehr sicher gewährleistet werden könnte. Daher sind zur Wahrung der Systemstabilität über die ausgewiesenen Maßnahmen weitere Lösungskonzepte zu erarbeiten. Im Begleitdokument der Stabilitätsanalysen werden die zugehörigen Untersuchungsergebnisse dargelegt sowie erforderliche Maßnahmen aufgezeigt.

Gegenüber dem ersten Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) sind im zweiten Entwurf des NEP die Investitionskosten um 12,5 Mrd. EUR angestiegen. Dies ist im Wesentlichen durch die Berücksichtigung weiterer Projekte auf Basis zusätzlicher Bedarfe an Transformatoren und Umspannwerken zwischen Verteil- und Übertragungsnetz, einer Aktualisierung des Umfangs und der Kosten bestehender Projekte sowie die Aktualisierung des Bedarfs an Anlagen zur Blindleistungskompensation sowie zur Bereitstellung von Momentanreserve begründet.

Die im Vergleich zum vorherigen NEP stark angestiegenen Investitionskosten sind neben dem geänderten Umfang an Projekten und Maßnahmen auf die Anpassung der Standard- und Projektkosten als Folge der wirtschaftlichen Gesamtentwicklung zurückzuführen.

Offshore-Potenziale umfassend erschließen

Offshoreseitig geht der Ausbau der erneuerbaren Energien auch nach 2037 kontinuierlich weiter: Im Vergleich zu heute (7,8 GW) steigt die in den Szenarien angenommene installierte Leistung aus Offshore-Windenergie um das bis zu 7,5-fache auf bis zu 58,5 GW in 2037. Bis 2045 wird dann noch einmal auf 70 GW installierter Erzeugungsleistung gesteigert.

Für den Anschluss der angenommenen installierten Erzeugungsleistung haben die ÜNB Offshore-Netzanbindungssysteme in Nord- und Ostsee mit einer Länge von etwa 6.600 km im Szenario A 2037 bei einer Übertragungsleistung von rund 36 GW, einer Länge von etwa 9.300 km in den Szenarien B 2037 und C 2037 bei einer Übertragungsleistung von rund 44 GW ermittelt. Für die Langfrist-Szenarien A 2045, B 2045 und C 2045 ergeben sich bei einer Übertragungsleistung von rund 60 GW Netzanbindungssysteme mit einer Länge von 13.310 km (exkl. Startnetz). Auch nach 2037 werden noch acht weitere Systeme mit einer Übertragungskapazität von 16 GW angebunden.

Erstmalig wird die nationale Offshore-Vernetzung untersucht, deren Nutzen aufgezeigt und ein Projekt mit zwei Maßnahmen ausgewiesen. Insgesamt zeigt sich die nationale Offshore-Vernetzung als netzdienliche und kosteneffiziente Ausbaumaßnahme zur Minimierung von weiträumigen Netzengpässen.

Das Investitionsvolumen für das Offshore-Zubaunetz *im Szenario A* 2037 liegt bei rund 77 Mrd. EUR. Die Szenarien B 2037 und C 2037 erfordern Investitionen von etwa 103,5 Mrd. EUR (inkl. Vernetzung). Für die Langfrist-Szenarien A 2045, B 2045 und C 2045 beträgt das geschätzte Investitionsvolumen rund 145,1 Mrd. EUR (inkl. Vernetzung). Das Investitionsvolumen für die bereits in der Realisierung befindlichen Offshore-Netzausbaumaßnahmen des Offshore-Startnetzes beträgt darüber hinaus für alle Szenarien rund 12,4 Mrd. EUR bei einer Trassenlänge von 1.580 km.

Ausgehend von den im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigten ONAS wurde in diesem NEP 2037/2045 (2023) der weitere Bedarf von 20 neuen ONAS mit einer Trassenlänge von ca. 8.455 km und einem Investitionsvolumen in Höhe von 86,7 Mrd. EUR identifiziert.

Energiekorridore für geringere Rauminanspruchnahmen

Gemäß § 12b Abs. 3a EnWG weisen die ÜNB erstmalig Bündelungsoptionen für neu identifizierte DC-Netzausbaumaßnahmen und den länderübergreifenden landseitigen Teil der Offshore-Anbindungsleitungen aus. Dabei ist aufzuzeigen, wie diese mit bestehenden oder zumindest verfestigt geplanten Trassen ganz oder weitgehend in einem Trassenkorridor realisiert werden können. Die Bündelung ermöglicht die Führung sowohl von Offshore-Anbindungssystemen als auch von neu identifizierten DC-Projekten in derselben Trasse und damit eine möglichst geringe Rauminanspruchnahme. Entsprechend den im NEP 2035 (2021) bereits bestätigten bzw. im NEP 2037/2045 (2023) zur Bestätigung eingebrachten HGÜ-Vorhaben, ergeben sich nach aktuellem Planungsstand drei zentrale Energiekorridore.

Tabelle 43: Trassenkilometer und Investitionen des Zubaunetzes für B/C 2037 (A 2037) offshore und A/B/C 2037 onshore

	Trassenlänge in km	Investitionsvolumen in Mrd. EUR
Offshore	9.250 (6.610)	103,5 (77)
Onshore	12.413	106,1
Summe	21.663 (19.023)	209,6 (183,1)

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Tabelle 44: Trassenkilometer und Investitionen des Zubaunetzes in den Szenarien A/B/C 2045

	Trassenlänge in km	Investitionsvolumen in Mrd. EUR
Offshore	13.310	145,1
Onshore	12.413	106,2
Summe	25.723	251,3

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Entschlossen die Zukunft gestalten

Die Transformation zur Klimaneutralität einer der größten Industrienationen der Welt kann nur als gesamtgesellschaftliches Projekt gelingen. Es liegt an Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Bürgerinnen und Bürgern dieses gemeinschaftlich erfolgreich zu gestalten.

Ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Übertragungsnetz, das mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien Schritt hält, trägt wesentlich zum Gelingen der Transformation bei.

Der NEP zeigt klar auf, was diese Transformation bedeutet: Zahlreiche Netzentwicklungsprojekte in ganz Deutschland, an Land wie auf See, als Verstärkung bestehender Leitungen und als Neubau, wollen erklärt, entschieden, geplant, gebaut und betrieben werden. Engagierte Fachkräfte, verfügbare Materialien zu angemessenen Preisen und stabile Lieferketten sind dafür eine Voraussetzung.

Die Umsetzung des Klimaneutralitätsnetzes erfordert somit entschlossenes Handeln und ein gemeinsames Einstehen – von ÜNB und Genehmigungsbehörden, von Politik in Bund, Ländern und Kommunen wie auch weiteren Akteuren der Energiewende.

Es braucht:

- > Mehr **Umsetzungsgeschwindigkeit** beim Netzausbau. Erste wichtige Weichen zur Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsprozessen wurden gestellt. Diese müssen nun zügig in die Praxis umgesetzt werden. Dieser NEP weist das Klimaneutralitätsnetz aus, das schon im Jahr 2037 weitestgehend umgesetzt sein muss, um die sehr hohen Leistungen erneuerbarer Energien bis 2037 ins Stromnetz zu integrieren.
- > Mehr **Innovationen**, um den erforderlichen Netzausbaubedarf zu reduzieren. Ein Beispiel ist die erstmalige Erschließung von Potenzial durch eine nationale Offshore-Vernetzung.
- > Mehr **Flexibilität**. Es müssen entsprechende regulatorische Rahmenbedingungen und ausreichend Anreize geschaffen werden, damit die Flexibilitätspotenziale von neuen Technologien wie zum Beispiel Elektrolyseuren optimal genutzt werden können. Dazu gehören u. a. auch systemdienliche Standorte und Einsatzweisen. Gleiches gilt für dezentrale Technologien wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen. Neben der Bereitstellung von Kommunikationstechnologien zur Steuerung sind insbesondere geeignete Markt- und Netzentgeltstrukturen vonnöten.
- > Eine **integrierte Systemplanung** für Strom, Gas und Wasserstoff. Auch wenn separate Netzplanungsprozesse weiterhin sinnvoll sind, sollten diese zukünftig auf gemeinsam abgestimmten Szenariokennzahlen basieren.

Der NEP bietet mit seinen Analysen nicht nur einen konkreten Ausblick auf das Stromnetz der nächsten Jahrzehnte, sondern auch eine kontinuierlich aktualisierte und fundierte Informationsbasis für zentrale energie- und wirtschaftspolitische Weichenstellungen. Der zweijährige Rhythmus stellt sicher, dass die jeweils aktuellen Entwicklungen abgebildet werden, sei es bei Fragen des Marktdesigns, der Preisentwicklung, der Ausgestaltung von Flexibilitäten oder des Tempos beim Ausbau von erneuerbaren Energien. So wird auch das in diesem NEP vorgestellte Klimaneutralitätsnetz in den folgenden NEP weiterentwickelt werden.