

Vorwort

**Sehr geehrte Leserin,
sehr geehrter Leser,**

vor Ihnen liegt der zweite Entwurf zum siebten Netzentwicklungsplan (NEP) der deutschen Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW. Während die Vorgänger, der NEP in den Versionen von 2017 und 2019, noch das Jahr 2030 anvisierten, steht in diesem NEP das Jahr 2035 im Fokus.

Mit Blick auf den Prognosehorizont 2035 orientiert sich der vorliegende NEP entsprechend des durch die Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmens an den energie- und klimapolitischen Zielstellungen der Bundesregierung. Konkret spiegelt die Szenarienausprägung für 2035 ein Energiesystem ohne Kernenergie, weitgehend ohne Kohlestrom, mit einem fortgeschrittenen Ausbaustand erneuerbarer Energien zu Land und auf See sowie einer immer flexibler reagierenden Stromnachfrage wider.

Im genehmigten Szenariorahmen wird der Ansatz der ambitionierten Weiterentwicklung der Sektorenkopplung und deren Integration in das Stromsystem weiter fortgesetzt. Bei der gewählten Ausgestaltung der Szenarien führt die zunehmende Dekarbonisierung der deutschen Volkswirtschaft zu einem gesteigerten Stromverbrauch, der im Jahr 2035 zu über 70 % aus erneuerbaren Energien gedeckt werden würde. Gleichzeitig gehen die Annahmen davon aus, dass Sektorenkopplungstechnologien im zukünftigen System nicht nur eine relevante Größe als zusätzliche Verbraucher darstellen, sondern auch zusätzliche Flexibilität bieten, die die Integration der erneuerbaren Energien unterstützt. Die vorliegenden Szenarien bilden diese Entwicklungen durch differenzierte Pfade ab und berücksichtigen unter anderem die Entwicklung der Elektromobilität in Deutschland sowie die Ziele der nationalen Wasserstoffstrategie.

Schon die geografische Verteilung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und die der bestehenden und teilweise neu entstehenden Verbrauchszentren machen einen zusätzlichen Bedarf an Stromübertragungskapazitäten deutlich. Um diesen zusätzlichen Netzentwicklungsbedarf auf das erforderliche Minimum zu reduzieren, kombinieren die Übertragungsnetzbetreiber bei Marktsimulation und Netzanalysen bewährte Instrumente und den Einsatz innovativer Technologien.

Hervorzuheben ist: Der für eine sichere Stromversorgung im Einklang mit der Energiewende erforderliche Netzausbau ist eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Diese erfordert das Zusammenwirken vieler Beteiligten und einen breiten Konsens in der Bevölkerung. Gut einen Monat lang hatten Sie die Möglichkeit, sich an der Konsultation zu diesem NEP zu beteiligen. Wir bedanken uns für die rege und konstruktive Beteiligung, denn der NEP lebt von den Perspektiven, dem Wissen und den Vorschlägen aus Wirtschaft, Wissenschaft, Gesellschaft und Politik.

Unser Dank gilt darüber hinaus unseren Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern, die mit großer Expertise und hohem Einsatz an der Erstellung dieses zweiten Entwurfs des NEP 2035 (2021) mitgewirkt haben.



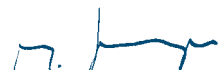
Dr. Dirk Biermann
50Hertz Transmission GmbH



Dr. Hendrik Neumann
Amprion GmbH



Tim Meyerjürgens
TenneT TSO GmbH



Michael Jesberger
TransnetBW GmbH

1 Einführung

2 Szenariorahmen

3 Offshore-
Netzausbaubedarf

4 Marktsimulation

5 Netzanalysen

6 Übersicht Maßnahmen

7 Konsultation

8 Zusammenfassung



1 Einführung: Prozess und Methodik

Konsultation des Netzentwicklungsplans 2035 (2021)

Der erste Entwurf des Netzentwicklungsplans 2035 (2021) wurde am 29.01.2021 auf www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht und stand von da an bis zum 05.03.2021 zur öffentlichen Konsultation. Jeder, egal ob Privatperson, Organisation oder Institution, hatte in dieser Zeit die Möglichkeit, eine Stellungnahme abzugeben. Alle elektronisch eingegangenen Stellungnahmen, für die eine Einverständniserklärung zur Veröffentlichung vorliegt, wurden auf www.netzentwicklungsplan.de/de/stellungnahmen-nep-2035-2021 veröffentlicht.

Die Stellungnahmen wurden von den Übertragungsnetzbetreibern inhaltlich geprüft und der Netzentwicklungsplan 2035 (2021) auf dieser Basis überarbeitet. Im vorliegenden zweiten Entwurf werden zu Beginn jedes Kapitels die zentralen Themen aus der Konsultation und die daraus resultierenden Änderungen kurz zusammengefasst. Änderungen und Ergänzungen gegenüber dem ersten Entwurf sind in den jeweiligen Kapiteln kursiv dargestellt und somit transparent nachvollziehbar. Darüber hinaus widmet sich das Kapitel 7 den eingegangenen Stellungnahmen und fasst die Konsultationsergebnisse zusammen.

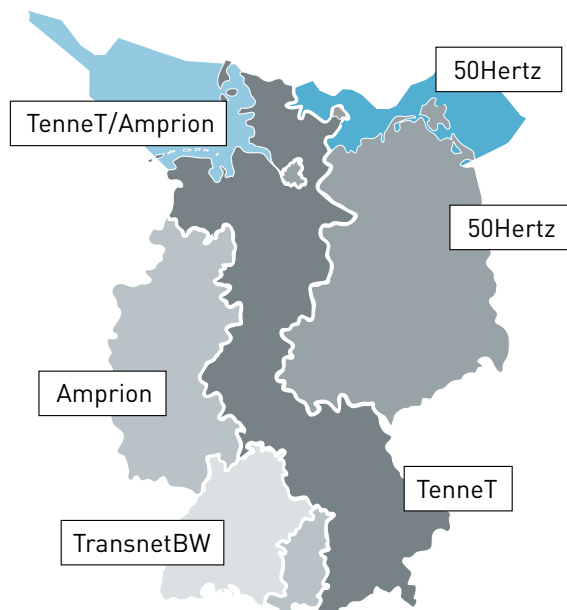
1.1 Die Rolle der Übertragungsnetzbetreiber

Das Strom-Übertragungsnetz in Deutschland besteht aus vier Regionen, sogenannten Regelzonen. In jeder Regelzone ist einer der vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zuständig: 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW.

Zentrale Aufgabe der ÜNB ist es, Systemsicherheit und -stabilität zu gewährleisten. Dazu müssen sie jederzeit Erzeugung und Verbrauch in Einklang bringen. Dies erreichen sie durch eine aktive Steuerung des Höchstspannungsnetzes. Die ÜNB betreiben ihre Netze diskriminierungsfrei und schaffen damit die Voraussetzung für einen funktionierenden, freien Strommarkt in Deutschland und Europa.

Darüber hinaus sind die ÜNB für den Anschluss von Offshore-Windenergie in Nord- und Ostsee an das landseitige Strom-Höchstspannungsnetz verantwortlich. Für die Nordsee sind hierfür die ÜNB Amprion und TenneT zuständig, für die Ostsee ist dies 50Hertz.

Abbildung 1: Regelzonen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die ÜNB sind zentrale Akteure bei der Integration von Strom aus erneuerbaren Energien in die deutsche Netzinfrastruktur. Gerade beim Stromtransport wachsen die Anforderungen an die ÜNB, da erneuerbare Energien häufig verbrauchsfern erzeugt werden.

Die ÜNB bringen die politischen Vorgaben zur Energiewende in Einklang mit aktuellen und zukünftigen Anforderungen an das Übertragungsnetz. Dies tun sie, indem sie das Netz der Zukunft innerhalb der politischen Rahmenbedingungen planen. Dazu zählen neben dem Ausstieg aus Kohle und Kernkraft unter anderem auch die nationale Wasserstoffstrategie sowie ein stärker zusammenwachsender europäischer Strombinnenmarkt.

Die Planung für die Netzentwicklung in den nächsten 20 Jahren ist gesetzlich klar geregelt. In § 12b des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) ist festgelegt, dass die ÜNB mit Regelzonenverantwortung der Bundesnetzagentur (BNetzA) als zuständiger Behörde alle zwei Jahre einen gemeinsamen nationalen Netzentwicklungsplan (NEP) Strom zur Bestätigung vorzulegen haben. Dieser NEP „muss alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthalten, die spätestens zum Ende des Betrachtungszeitraums im Sinne des § 12a Abs. 1 S. 2 für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.“

Grundlage für die Entwicklung des deutschen Übertragungsnetzes der Zukunft ist der gemeinsame Prozess der vier ÜNB bei der Erstellung und Fortschreibung des NEP. Hierbei besteht ein enger Austausch und Informationsfluss zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern. Entsprechend der gesetzlich festgelegten Verantwortung planen die ÜNB ihre Netze so, dass sie jederzeit zuverlässig, sicher und leistungsfähig zu betreiben sind. Aufgabe der BNetzA ist es, diese Planungen unter Beteiligung der Öffentlichkeit zu prüfen und zu bestätigen.

Der Netzausbau selbst ist jedoch eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe, die nur durch das Zusammenwirken vieler Akteure gelingen kann. Die ÜNB stehen dabei als kompetenter Partner im Austausch mit der Öffentlichkeit. Im Dialog sorgen sie für ein besseres Verständnis und damit für mehr Akzeptanz von Netzinfrastrukturprojekten.

Die deutschen ÜNB

- ermitteln in ihrem Entwurf des NEP den Netzausbaubedarf und legen die Netzverknüpfungspunkte für Offshore-Netzanbindungssysteme fest. Dies tun sie auf Basis des von der BNetzA genehmigten Szenariorahmens und der anerkannten Grundsätze der Netzplanung;
- definieren im NEP Optionen für den Ausbau eines sicheren und bedarfsgerechten Übertragungsnetzes für das Jahr 2035 auf Basis unterschiedlicher Szenarien;
- verwenden dafür Methoden und Simulationsprogramme, die dem neuesten Stand der Technik entsprechen, und entwickeln diese kontinuierlich weiter.

1.2 Vom Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan

1.2.1 Erstellung des Szenariorahmens

Der Szenariorahmen enthält mehrere Szenarien, in denen eingeschätzt wird, wie sich Stromerzeugung und -verbrauch in Zukunft entwickeln könnten. Dabei werden unterschiedliche Transformationspfade des Energiesystems und unterschiedliche Zeiträume betrachtet. Im Bereich der Erzeugung werden Stromspeicherkapazitäten ebenso einkalkuliert wie der Stromhandel mit unseren Nachbarländern. Beim Verbrauch werden künftige Entwicklungen berücksichtigt, beispielsweise eine steigende Elektrifizierung im Verkehrssektor. Die Zeiträume für die einzelnen Szenarien sind in § 12a EnWG geregelt: Mindestens drei Szenarien sollen einen Zeitraum von mindestens zehn und höchstens 15 Jahren abdecken. Ein Szenario soll die Entwicklung von mindestens 15 und höchstens 20 Jahren darstellen.

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) entwerfen alle zwei Jahre einen Szenariorahmen. Diesen Entwurf übermitteln sie gemäß § 12a EnWG bis zum 10. Januar eines geraden Jahres an die Bundesnetzagentur (BNetzA). Zu diesem Szenariorahmenentwurf findet dann eine Konsultation statt, in der sich die interessierte Öffentlichkeit zu Wort melden kann. Erst wenn der Szenariorahmen durch die BNetzA genehmigt wurde, wird er zur Grundlage für den Netzentwicklungsplan (NEP). *Im Rahmen der Konsultation stellte sich heraus, dass der Eindruck vorherrscht, die BNetzA würde den Szenariorahmenentwurf der ÜNB unverändert genehmigen. Es verhält sich aber so, dass die BNetzA den Szenariorahmenentwurf der ÜNB in der Regel in veränderter Form genehmigt.*

Am 26.06.2020 hat die BNetzA den Szenariorahmen für den NEP 2035 (2021) genehmigt und veröffentlicht. In diesem Szenariorahmen werden Annahmen zum Energiesystem in den Jahren 2035 und 2040 getroffen: Drei Szenarien blicken auf das Jahr 2035, und ein Szenario bildet die Entwicklung bis in das Jahr 2040 ab. Alle Szenarien gehen von dem Ziel aus, dass die Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2050 nahezu klimaneutral ist.

In allen Szenarien wird ein im Vergleich zu heute steigender Stromverbrauch angenommen. Dieser ergibt sich unter anderem aus der zunehmenden Elektrifizierung im Wärme- und Verkehrssektor sowie aus der zunehmenden Nutzung von Elektrolyseuren zur Wasserstoffherzeugung (Power-to-Gas). Auch Dekarbonisierungsmaßnahmen im Industriesektor und der durch die Digitalisierung bedingte Mehrbedarf an IT-Rechenleistung tragen dazu bei.

Bei der Stromerzeugung werden in allen Szenarien sowohl der Kernenergieausstieg bis Ende 2022 als auch der Kohleausstieg bis spätestens 2038 berücksichtigt. Zwei Szenarien sehen bereits für das Jahr 2035 einen abgeschlossenen Kohleausstieg vor. Der Ausbau der erneuerbaren Energien schreitet weiter voran, und die installierte Leistung steigt von rund 124 GW in 2019 auf zwischen 233 und 270 GW je nach Szenario und Zeithorizont. Wie auch die BNetzA betont, müsste sich der Ausbau der erneuerbaren Energien im Vergleich zu heute erheblich beschleunigen, um diese Werte zu erreichen.

Die Szenarien unterscheiden sich in zwei Dimensionen: Unter **Netzorientierung** werden im Rahmen des NEP 2035 (2021) allgemein Entwicklungen bzgl. der Verortung und der Betriebsweise von Anlagen verstanden, die dazu beitragen können, Netzengpässe im Verteil- oder Übertragungsnetz zu reduzieren oder zu vermeiden, ohne ausschließlich diesem Zweck zu dienen. Die **Sektorenkopplung** verbindet u. a. die Bereiche Strom, Mobilität, Wärme und Gas sowie industrielle Anwendungen (z. B. in der Chemie- oder Stahlindustrie). Ein wichtiger Baustein zur Erreichung der Klimaschutzziele ist dabei der zunehmende Einsatz von Strom als Endenergieträger, um die Integration von erneuerbaren Energien in allen Sektoren zu ermöglichen. Die anhand dieser Dimensionen von den ÜNB vorgenommene Szenarienausgestaltung wurde von der BNetzA genehmigt.

Die Szenarien lassen sich grob wie folgt charakterisieren:

- **Szenario A 2035** beschreibt eine Transformation des Stromsektors, in der die Sektorenkopplung und das stromnetzorientierte Einsatzverhalten von Erzeugern und Verbrauchern niedrig ausgeprägt sind. Der Ausbaupfad der erneuerbaren Energien ist im Vergleich zu den anderen Szenarien am geringsten. Der Kohleausstieg wird im Jahr 2035 als noch nicht vollständig abgeschlossen angenommen, sodass dieses Szenario noch rund 8 GW installierte Leistung aus Braunkohle aufweist.
- **Szenarien B 2035 und B 2040** beschreiben eine Transformation des Stromsektors, in der die Sektorenkopplung und das stromnetzorientierte Einsatzverhalten von Erzeugern und Verbrauchern eine größere Rolle spielen. Der Ausbaupfad der erneuerbaren Energien liegt zwischen den Szenarien A und C. So wird ein mittlerer Bruttostromverbrauch in Kombination mit einem mittleren Anteil der erneuerbaren Energien angenommen. Der Kohleausstieg wird im Szenario B als bis 2035 vollzogen angenommen.
- **Szenario C 2035** beschreibt eine stetig voranschreitende Transformation des Stromsektors, in der die Sektorenkopplung und das stromnetzorientierte Einsatzverhalten von Erzeugern und Verbrauchern eine entscheidende Rolle spielen. Der Ausbaupfad der erneuerbaren Energien bewegt sich im Vergleich zu den anderen Szenarien am oberen Ende der zu erwartenden Entwicklung. So wird ein hoher Bruttostromverbrauch in Kombination mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien angenommen. Wie in Szenario B wird auch im Szenario C davon ausgegangen, dass der Kohleausstieg bereits im Jahr 2035 abgeschlossen ist.

Details des von der BNetzA genehmigten Szenariorahmen für den NEP 2035 (2021) werden in Kapitel 2 ausführlich dargestellt.



1.2.2 Erstellung des Netzentwicklungsplans

Der Szenariorahmen ist die verbindliche Grundlage für die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) bei ihrer schrittweisen Erstellung des Netzentwicklungsplans (NEP): Nach der Marktsimulation, die die vier ÜNB gemeinsam durchführen, erfolgen die Netzanalysen, bei denen die vier ÜNB ebenfalls eng zusammenarbeiten.

> Marktsimulation

Ziel der Marktsimulation ist die Nachbildung des bestehenden europäischen Strommarktes. Dieser sorgt dafür, dass in allen angeschlossenen Ländern der Kraftwerkeinsatz zu jedem Zeitpunkt so gewählt wird, dass der Strombedarf europaweit gerade gedeckt und die Kapazität des grenzüberschreitenden Energieaustauschs nicht überschritten wird. Ergebnis der Marktsimulation sind die Einspeise- und Nachfrageprofile der Stromerzeugungsanlagen und Lasten in allen betrachteten Marktgebieten als Grundlage für die folgenden Netzanalysen.

Die Marktsimulation bildet alle konventionellen und erneuerbaren Erzeugungsanlagen im europäischen Verbundnetz ab. Aufgrund ihrer sehr geringen variablen Kosten erfolgt die Einspeisung aus erneuerbaren Energien vorrangig zu allen anderen Kraftwerken im In- und Ausland. Eingespeist wird – unter Berücksichtigung technischer Restriktionen – nach der sogenannten Merit-Order-Liste. Das ist die Reihenfolge der Erzeugungsanlagen nach ihren variablen Grenzkosten¹, beginnend mit den niedrigsten.

Eine weitere gesetzliche Vorgabe ist die Spitzenkappung (§ 11 Abs. 2 EnWG). Sie sorgt dafür, dass das Netz nicht für Extremsituationen ausgebaut wird, nämlich für die wenigen Stunden im Jahr, in denen die Sonne besonders intensiv scheint und der Wind besonders stark weht. Die Spitzenkappung findet Eingang in die Marktsimulation, indem Einspeisespitzen von bis zu 3 % der Jahresenergiemenge für jede Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlage gekappt werden.

Die Marktsimulation betrachtet bei der Stromerzeugung auch mögliche Speicherkapazitäten. In Zeiten, in denen mehr Strom erzeugt als nachgefragt wird, werden mit der überschüssigen Energie zum Beispiel Speicherseen von Pumpspeicherkraftwerken befüllt. Diese Kraftwerke können die gespeicherte Kapazität dann zu einem späteren Zeitpunkt bei höherem Strombedarf zur Stromerzeugung nutzen.

In der Marktsimulation wird das Wetter ebenso berücksichtigt wie die Einbettung Deutschlands in den europäischen Strombinnenmarkt. Die Ergebnisse der Marktsimulation werden in Kapitel 4 detailliert erläutert.

> Netzanalysen

Auf Grundlage der Marktsimulation wird in den Netzanalysen für jedes Szenario der Netzentwicklungsbedarf untersucht. Dabei wird geprüft, ob das Startnetz in der Lage ist, die in der Marktsimulation berechneten Leistungsflüsse zu transportieren. Das Startnetz umfasst das bestehende Netz und bereits fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Ausschlaggebend für die Netzdimensionierung sind die kritischen Stunden, damit die Systemstabilität in Zukunft jederzeit aufrechterhalten werden kann. Zeigt die Analyse Überlastungen auf, werden Netzentwicklungsmaßnahmen nach dem **NOVA-Prinzip** eingeplant: **Netz-Optimierung** vor **-Verstärkung** vor **-Ausbau**. Das so ermittelte Ergebnisnetz wird abschließend auf Systemstabilität untersucht. Die Ergebnisse der Netzanalysen werden in Kapitel 5 detailliert erläutert.

So entwickeln die ÜNB im NEP für jedes Szenario ein Übertragungsnetz, das durch Netzentwicklungsmaßnahmen und unter Berücksichtigung zukünftiger Innovationen (siehe Kapitel 5.2) eine bedarfsgerechte Stromübertragung und ein stabiles Netz im Zieljahr 2035 sicherstellt.

¹ Bestehend u. a. aus Brennstoffkosten, Brennstofftransportkosten und CO₂-Preisen.



1.3 Der Netzentwicklungsplan als Grundlage für das Bundesbedarfsplangesetz

Der erste Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) **wurde** nach Fertigstellung von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) öffentlich zur Konsultation gestellt (siehe Kapitel 7). Nach seiner Überarbeitung **wurde diese zweite Fassung** an die Bundesnetzagentur (BNetzA) übermittelt. Die BNetzA prüft den NEP, erstellt einen Umweltbericht zum NEP und führt anschließend eine weitere Konsultation durch. Die Bestätigung des NEP erfolgt durch die BNetzA mittels Verwaltungsakt.

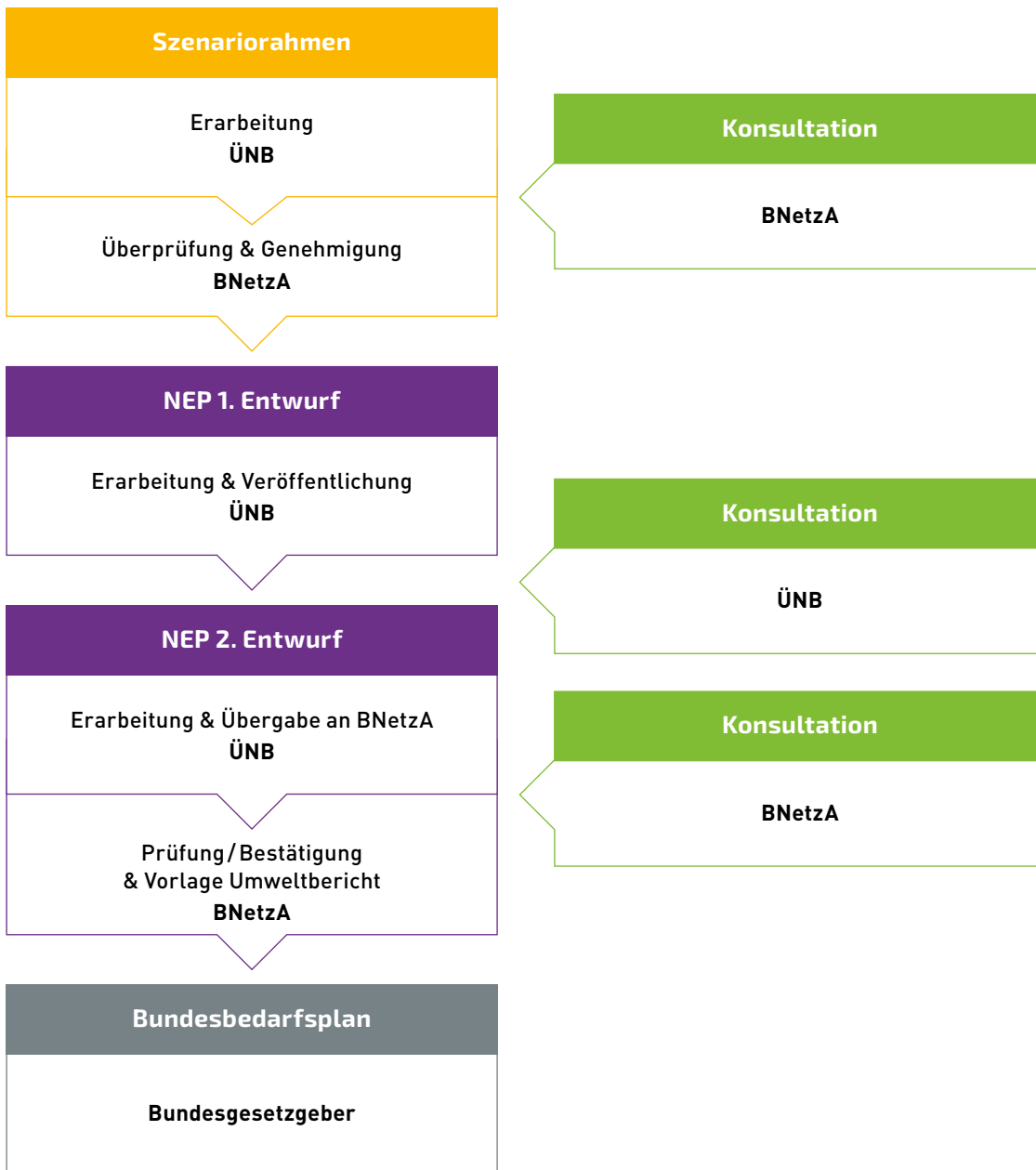
Die Konsultation zum ersten Entwurf des NEP 2035 (2021) dauerte vom 29.01. bis zum 05.03.2021. In diesem Zeitraum fanden mehrere Dialogveranstaltungen statt. Nach der Übergabe des zweiten Entwurfs des NEP 2035 (2021) an die BNetzA lädt diese zu einer weiteren Konsultation im Rahmen ihrer Prüfung ein. Alle vier Jahre wird der jeweils aktuelle NEP gemäß § 12e EnWG von der BNetzA an die Bundesregierung übermittelt.

Diese von der BNetzA bestätigten Maßnahmen des NEP bilden die Basis für den Bundesbedarfsplan (BBP). Der Entwurf des BBP wird dem Bundesgesetzgeber (Bundestag und Bundesrat) zur Beschlussfassung vorgelegt. Mit Verabschiedung des BBP werden die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf für die in ihm enthaltenen Vorhaben im Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) verbindlich festgestellt.

Die **letzte** Anpassung des BBPlG erfolgte **am 04.03.2021**. Dabei wurden sowohl das Erreichen eines Anteils von mindestens 65 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien als auch ein Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2038 als Basis für den ermittelten Netzausbaubedarf berücksichtigt.



Abbildung 2: Der Prozess vom Szenariorahmen zum Bundesbedarfsplan



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



1.4 Zusammenhang zwischen nationaler und europäischer Netzplanung

Auf europäischer Ebene sind die Übertragungsnetzbetreiber (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 Ten-Year Network Development Plan (TYNDP). Ein Szenario aus dem TYNDP, das die BNetzA im Rahmen des genehmigten Szenariorahmens bestimmt, fließt (gemäß § 12b Abs. 1 S. 6 EnWG) zur Abbildung des europäischen Auslands in die Analysen des deutschen Netzentwicklungsplans (NEP) ein. So wird eine Verzahnung der Prozesse ermöglicht. Im TYNDP sind neben den grenzüberschreitenden Projekten (Interkonnektoren) auch innerdeutsche Projekte aus dem NEP enthalten, wenn sie eine überregionale, pan-europäische Bedeutung haben.

Im NEP werden Leitungsmaßnahmen in der Regel über konkrete (n-1)-Nachweise identifiziert. Das (n-1)-Kriterium bezeichnet den Grundsatz, dass beim Ausfall einer Komponente durch Redundanzen der Ausfall des Gesamtsystems verhindert wird. Die Maßnahmen beheben weitgehend in den jeweiligen Szenarien ansonsten auftretende (n-1)-Verletzungen im Höchstspannungsnetz. Ausnahmen bilden z. B. vertikale Punktmaßnahmen, die zusammen mit den betroffenen Verteilnetzbetreibern identifiziert werden, sowie horizontale Punktmaßnahmen und Interkonnektoren. Die im NEP berücksichtigten Interkonnektoren werden entsprechend des genehmigten Szenariorahmens aus dem TYNDP entnommen bzw. für das jeweilige Zieljahr abgeleitet (ebenfalls gemäß § 12b Abs. 1 S. 6 EnWG).

Anders als im NEP findet im TYNDP kein eigenständiger (n-1)-Nachweis der Projekte und Maßnahmen statt. Die Netzausbaumaßnahmen werden im TYNDP mittels einer Kosten-Nutzen-Analyse (Cost Benefit Analysis – CBA) bewertet. Für Interkonnektoren und Maßnahmen mit grenzüberschreitendem Einfluss wird ein NTC-Beitrag (Net Transfer Capability Increase) ermittelt und ausgewiesen. Der NTC-Beitrag beschreibt, in welchem Umfang durch eine Maßnahme die Transportkapazität insbesondere an identifizierten Grenzen bzw. Engpässen ansteigt.

Gemäß den Vorgaben des genehmigten Szenariorahmens wird im Rahmen des NEP für insgesamt sechs zusätzliche, über den Bundesbedarfsplan hinausgehende Interkonnektoren aus dem TYNDP eine CBA für die Szenarien B 2035 und B 2040 durchgeführt, wie es sie z. B. im TYNDP gibt (siehe Kapitel 5.4). Die konkreten projektspezifischen Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse werden als Teil der jeweiligen Projektsteckbriefe veröffentlicht. Da die genannten Interkonnektoren gemäß Genehmigung des Szenariorahmens nicht im Ausgangsnetz enthalten sind, ist aktuell keine Zuordnung zu den Szenarien des NEP 2035 (2021) möglich.

In der Zubaunetz-Tabelle in Kapitel 6.2 und in den Projektsteckbriefen im Anhang zu diesem NEP wird explizit darauf hingewiesen, wenn Projekte des NEP ebenfalls Teil des jeweils aktuellsten TYNDP sind oder einen Status als PCI-Projekt (Project of Common Interest gemäß EU-Verordnung 347/2013) haben. Einen Status als PCI-Projekt können nur Projekte des TYNDP bekommen, wenn sie entweder grenzüberschreitend sind oder einen NTC-Beitrag über 500 MW ausweisen. Darüber hinaus ist eine positive Kosten-Nutzen-Analyse Voraussetzung für die Aufnahme in die PCI-Liste der Europäischen Union.

In der Konsultation wurde eine Kosten-Nutzen-Analyse für alle Projekte des NEP gefordert. Die Kosten-Nutzen-Analyse ist ein europarechtliches Instrument, das nur für den TYNDP gilt, nicht aber für den NEP. Mehr hierzu in Kapitel 7.6.

1.5 Neue Inhalte im zweiten Entwurf

Wegen des Umfangs der Analysen im NEP und des vorgegebenen engen Zeitplans von zehn Monaten für die Bearbeitung durch die Übertragungsnetzbetreiber *waren* zum Zeitpunkt der Veröffentlichung *des* ersten Entwurfs des NEP 2035 (2021) noch nicht alle Arbeiten abgeschlossen. Aufgrund von neuen Berechnungswerkzeugen und methodisch verfeinerten Datenmodellen hat die Erstellung dieses ersten Entwurfs mehr Zeit beansprucht als erwartet. Die Ergebnisse der noch ausstehenden Analysen werden mit *diesem* zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021) veröffentlicht:

- › Ergebnisse der Netzanalysen des Langfristszenarios B 2040 (siehe Kapitel 5.3.6),
- › Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse (CBA) der noch nicht im Bundesbedarfsplan 2021 enthaltenen zusätzlichen Interkonnektoren (siehe Kapitel 5.4),
- › Ergebnisse der Stabilitätsberechnungen sowie der Berechnungen des Bedarfs an Anlagen zur Blindleistungskompensation auf Basis des Szenarios B 2035 (*siehe Kapitel 5.5*),
- › Ergebnisse der Sensitivität zum Szenario C 2035 unter Berücksichtigung eines alternativen Anschlusses von 6 GW Offshore-Windenergie am North Sea Wind Power Hub (siehe Kapitel 3.3).

Weiterführende Dokumente und Links

- › Stellungnahmen zum NEP 2035 (2021), erster Entwurf:
www.netzentwicklungsplan.de/de/stellungnahmen-nep-2035-2021
- › Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, erster Entwurf:
www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2035-2021
- › Information zum TYNDP 2020 von ENTSO-E: tyndp.entsoe.eu
- › Gesetz über den Bundesbedarfsplan (Bundesbedarfsplangesetz 2021): www.gesetze-im-internet.de/bbplg/