

Vorwort

Sehr geehrte Leserin, sehr geehrter Leser,

die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW mit Regelzonenverantwortung legen Ihnen hiermit den ersten Entwurf zum achten Netzentwicklungsplan Strom (NEP) vor. Dieser NEP-Entwurf ist ein ganz besonderer. Erstmals beschreiben wir ein Stromnetz, das die Erreichung der Klimaneutralität ermöglicht. Dies wird gemäß des Koalitionsvertrages der Bundesregierung „Klimaneutralitätsnetz“ bezeichnet. Damit schaffen wir eine verlässliche Planungsgrundlage, um die Klimaschutzziele der Bundesregierung erreichen zu können.

Strom spielt eine zentrale Rolle, um diese Ziele zu erreichen. Insbesondere bei der Dekarbonisierung der Industrie wird Strom zum Gamechanger, sei es durch direkte Nutzung oder durch Umwandlung in „grüne“ Gase. Strom wird auch bei der Reduzierung der Emissionen im Verkehrs- und Gebäudesektor von entscheidender Bedeutung sein.

Die Infrastruktur der Stromversorgung muss daher in den kommenden Jahrzehnten modernisiert, mit innovativen Technologien ausgestattet und weiter ausgebaut werden. Konkret bedeutet dies, dass zum Erreichen der Klimaneutralität noch einige tausend Kilometer Freileitungen und Erdkabel optimiert, verstärkt und neu gebaut werden müssen. Das ist notwendig, um Strom vom windreichen Norden und von der Nord- und Ostsee in jene Regionen Deutschlands zu transportieren, in denen es einen Mangel an Erzeugungskapazitäten bei gleichzeitig hohem Strombedarf gibt. Eine stärkere Einbettung in den europäischen Strombinnenmarkt ermöglicht einen weiträumigeren Energieaustausch über Ländergrenzen hinweg.

Basierend auf dem von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmen haben wir Szenarien für das Übertragungsnetz in den Jahren 2037 und 2045 gerechnet. Der NEP orientiert sich dabei an den Zielstellungen der Bundesregierung, die die Vorgaben beim Ausbau der erneuerbaren Energien an Land und auf See noch einmal deutlich angehoben hat.

Mit dem Klimaneutralitätsnetz beschreiben wir eine Stromwelt von morgen. In dieser Welt wird die Stromversorgung nahezu ausschließlich auf erneuerbaren Energien basieren. Fossile Energieträger spielen in dem klimaneutralen Energiesystem keine Rolle mehr. Es kommen in dem volatilen System nur noch regelbare Wasserstoff-Kraftwerke zum Einsatz, um bei geringer Einspeisung von Strom aus Wind- oder Solarenergie Versorgungssicherheit und Netzstabilität zu gewährleisten. Die Sektorenkopplung von Strom und Wasserstoff wird in diesem Netzentwicklungsplan ebenso abgebildet wie die Notwendigkeit technisch sehr unterschiedlicher Speichersysteme. Diese dienen dazu, Schwankungen in der Stromspeisung auszugleichen und Reserven flexibel für die Systemstabilität zu nutzen.

Eine Transformation in dieser Dimension ist nur möglich, wenn der Ausbau der Erneuerbaren Hand in Hand mit dem Netzausbau geht. Klimaneutralität bis 2045 kann nur erreicht werden mit:

- 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.
- Mit einer **stärkeren Verzahnung** der Sektoren Strom, Gas und Wasserstoff. Dafür ist eine integrierte Systemplanung sinnvoll. Zudem sollten die Planungsprozesse zukünftig auf gemeinsam abgestimmten Szenariokennzahlen basieren. Aufgrund der hohen Komplexität sollten die Netzplanungsprozesse der jeweiligen Infrastrukturen weiterhin individuell erfolgen.



Der Netzausbau ist eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Er benötigt große und weiter steigende Investitionen sowie Akzeptanz in der Bevölkerung. Daher ist es wichtig, diesen Entwurf intensiv zu diskutieren und die Expertise von Wissenschaft, Interessengruppen, Verbänden, Politik und auch einzelnen Bürgerinnen und Bürgern einzuholen. Hiermit stellen wir den Bericht zur Konsultation und laden die Öffentlichkeit zur Beteiligung ein.



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 Marktsimulation

4 Offshore-Netz

5 Onshore-Netz

6 Innovationen

7 Übersicht Maßnahmen

8 Konsultation

9 Zusammenfassung



1 Einführung: Prozess und Methodik

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 (EE) 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 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 und genehmigte Szenariorahmen.

Der diesem NEP zugrunde liegende Szenariorahmen betrachtet neben dem Zieljahr 2037 den Zeithorizont 2045. Das Jahr 2045 markiert das Zieljahr zur Erreichung der Klimaneutralität¹ in Deutschland. Der hier vorliegende NEP bildet somit zum ersten Mal ein Stromübertragungsnetz für ein klimaneutrales Energiesystem¹ in Deutschland ab.

Grundlage hierfür ist die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG). §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.“ Deshalb wurden für beide Zieljahre jeweils drei Szenarien erstellt: A, B und C. Der NEP 2037/2045 (2023) berechnet also die in sechs unterschiedlichen Szenarien notwendigen Netzentwicklungen. Die Marktsimulationsergebnisse und die Netzentwicklungen im Onshore-Netz für die Szenarien A 2037 und C 2037 werden allerdings erst im zweiten Entwurf veröffentlicht.

Der vorliegende NEP ist folgendermaßen strukturiert: Im weiteren Verlauf dieser Einführung werden Prozess und Methodik der NEP-Erstellung erläutert. Das Kapitel „Szenariorahmen“ erklärt die Berechnungsgrundlagen für den Onshore-Netzausbau. Die Marktsimulation liefert eine Nachbildung des europäischen Strommarktes. Die Berechnungsgrundlagen für das Offshore-Netz finden sich im gleichnamigen Kapitel. Darauf aufbauend folgen die Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ mit einem Überblick über Planungsgrundsätze, technologische Umsetzungsmöglichkeiten, Netzverknüpfungspunkte und Lastflussberechnungen. Im Kapitel „Innovationen“ werden Erkenntnisse aus besonders innovativen Netzausbauprojekten vorgestellt. Es folgt eine Übersicht aller sich als notwendig erwiesenen Netzausbaumaßnahmen und deren Umsetzungsstand. Das Kapitel „Konsultation“ informiert darüber, wann und wo sich in den Beteiligungsprozess zum NEP eingebracht werden kann. Den Abschluss bildet eine Zusammenfassung.

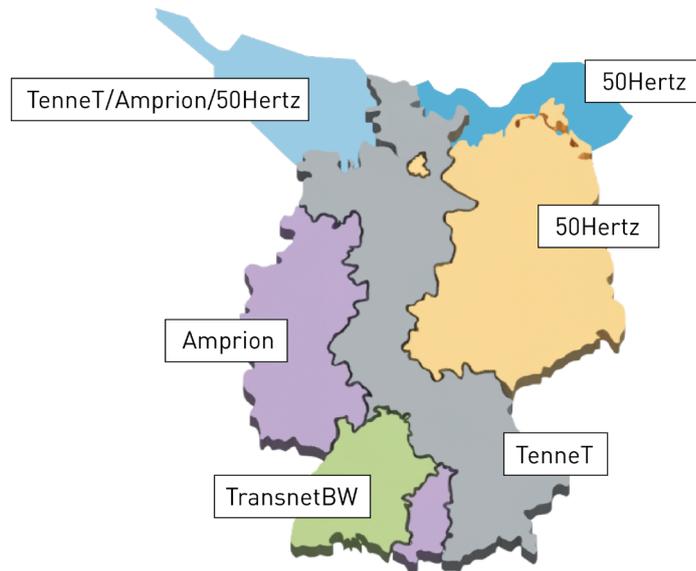
1.1 Die Rolle der Übertragungsnetzbetreiber

In §11 des Energiewirtschaftsgesetzes 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 und TransnetBW sind für den sicheren Netzbetrieb in ihren Regelzonen verantwortlich. Diese Regelzonen sind aber keine isolierten Inselnetze, sondern ein Verbundnetz.

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



Abbildung 1: Regelzonen

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Nach § 12b EnWG sind die ÜNB mit Regelzonenverantwortung 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 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.

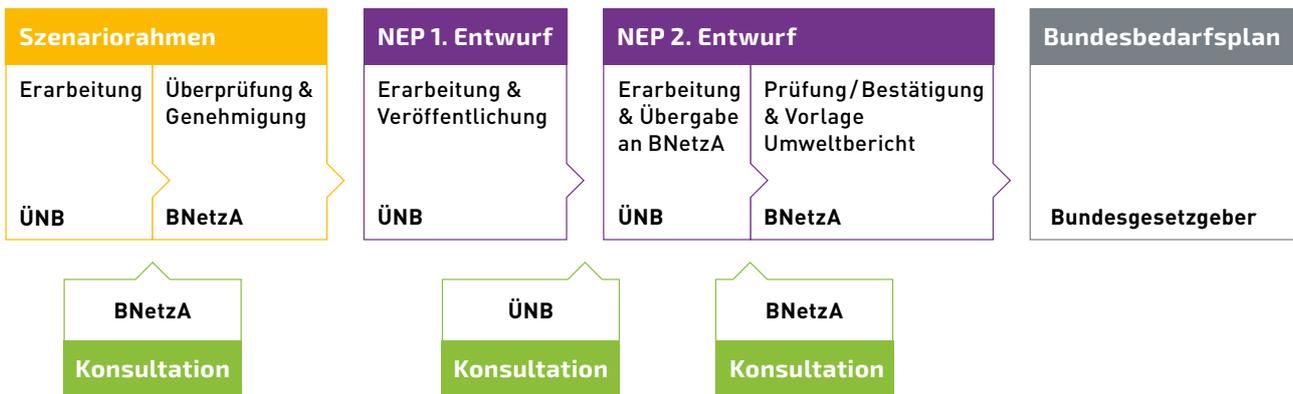
1.2 Vom Szenariorahmen zum Bundesbedarfsplangesetz

Die ÜNB haben am 10.01.2022 den Szenariorahmenentwurf für diesen NEP an die BNetzA übergeben. Diese hat den Szenariorahmenentwurf am 17.01.2022 veröffentlicht und zur öffentlichen Konsultation gestellt. Am 08.07.2022 hat die BNetzA den Szenariorahmen für die Netzentwicklungsplanung genehmigt. Auf Grundlage dieses genehmigten Szenariorahmens haben die ÜNB nun den hier vorliegenden ersten Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) erstellt.

In diesem NEP-Erstellungszyklus legen die ÜNB den ersten Entwurf des NEP erstmals im Frühjahr vor. Das hängt mit Sonderaufgaben wie der Erstellung der ersten und zweiten Sonderanalyse Winter 2022/2023 zusammen, die die Übertragungsnetzbetreiber im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) im Jahr zuvor durchgeführt und die zu dieser zeitlichen Verschiebung geführt haben.

Dieser erste Entwurf wird von den ÜNB öffentlich zur Konsultation gestellt (s. Kapitel „Konsultation“). Nach seiner Überarbeitung wird er in zweiter Fassung an die BNetzA übermittelt. Die BNetzA prüft den NEP, erstellt dazu einen Umweltbericht und führt eine weitere Konsultation durch. Die Bestätigung des NEP erfolgt durch die BNetzA mittels Verwaltungsakts. Die von der BNetzA bestätigten Maßnahmen des NEP bilden die Basis für den Bundesbedarfsplan (BBP). Der Entwurf des BBP wird von der Bundesregierung 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.

Abbildung 2: Der Prozess vom Szenariorahmen zum Bundesbedarfsplan



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

1.3 Methodik

1.3.1 Szenariorahmen

Der Szenariorahmen zeigt eine Bandbreite an möglichen Entwicklungen des Stromsystems unter Berücksichtigung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung auf. Dabei werden drei Szenarien betrachtet, die die Entwicklung der nächsten 15 Jahre bis 2037 betrachten. Diese Entwicklungspfade werden so fortgeschrieben, dass für 2045 in drei Szenarien ein klimaneutrales Stromsystem unterstellt wird. Damit liefert der Szenariorahmen erstmalig die Grundlage für die Berechnungen eines Klimaneutralitätsnetzes.

Im Szenario A kommt verstärkt Wasserstoff zum Einsatz. Die Szenarien B und C sind Pfade mit einer stärkeren Direktelektrifizierung. Ihnen liegen unterschiedlich hohe Annahmen zu Effizienzgewinnen und der Höhe des Stromverbrauchs zugrunde. Im Szenario B wird die höchste Effizienz unterstellt.

Information zur Genehmigung des Szenariorahmens 2023 – 2037 / 2045:

https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2037_Genehmigung.pdf

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 gedeckt und die Kapazität des grenzüberschreitenden Energieaustauschs nicht überschritten wird.

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 Grenzkosten², beginnend mit den niedrigsten.

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

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.

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

Die früher im Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) getroffenen Festlegungen werden seit 2018 im NEP und im Flächenentwicklungsplan (FEP) dargestellt. Damit bilden der NEP und FEP ein zusammenhängendes und miteinander verzahntes Planungssystem.

Die Integration der Darstellung der Offshore-Maßnahmen im NEP ist in § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 7 des EnWG geregelt. Danach enthält der NEP alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Offshore-Netzanbindungssysteme in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) und im Küstenmeer einschließlich der Netzverknüpfungspunkte (NVP) an Land. Dies betrifft die Maßnahmen, die bis zum Ende der jeweiligen Betrachtungszeiträume nach § 12a Abs. 1 für einen schrittweisen, bedarfsgerechten und wirtschaftlichen Ausbau sowie einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der Offshore-Netzanbindungssysteme 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. Die jüngste Novellierung des WindSeeG ist am 01.01.2023 in Kraft getreten und wurde soweit möglich bereits in diesem ersten NEP-Entwurf berücksichtigt.

1.3.4 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. Ausschlaggebend für die Netzdimensionierung sind die kritischen Stunden, damit die Systemstabilität in Zukunft jederzeit aufrechterhalten werden kann.

Notwendige Leitungsmaßnahmen werden im NEP in der Regel über konkrete (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 auftretende (n-1)-Verletzungen. Ausnahmen bilden z. B. vertikale Punktmaßnahmen, die zusammen mit den betroffenen VNB identifiziert werden sowie horizontale Punktmaßnahmen und Interkonnektoren. Letztere werden in der Regel aus dem Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) der europäischen Übertragungsnetzbetreiber übernommen. Zeigt die Analyse Überlastungen auf, werden Netzentwicklungsmaßnahmen nach dem NOVA-Prinzip eingeplant: Netzoptimierung vor -verstärkung vor -ausbau. Das so ermittelte Ergebnisnetz wird abschließend auf Systemstabilität untersucht. Die Ergebnisse folgen im zweiten Entwurf.



1.4 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 Ten-Year Network Development Plan. Der TYNDP 2022 ist im Januar 2023 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). Die BNetzA hat das Szenario „Distributed Energy“ als Auslandsszenario zur Nutzung im vorliegenden NEP vorgesehen. So wird eine Verzahnung der Prozesse ermöglicht.

Zusätzliche Interkonnektoren werden i. d. R. aus dem TYNDP übernommen. In den Projektsteckbriefen im Anhang wird für diese Projekte explizit auf die Projektnummer des TYNDP sowie auf den PCI-Status (Project of Common Interest gemäß EU-Verordnung 347/2013) hingewiesen. Einen Status als PCI-Projekt können nur Projekte des TYNDP bekommen, wenn sie entweder grenzüberschreitend sind oder einen NTC³-Beitrag von über 500 MW ausweisen. Darüber hinaus ist eine positive Kosten-Nutzen-Analyse Voraussetzung für die Aufnahme in die PCI-Liste der Europäischen Union. Information zum TYNDP 2022 von ENTSO-E: tyndp.entsoe.eu

Weiterführende Dokumente und Links

- › Information zur Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045:
https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2037_Genehmigung.pdf
- › Information zum TYNDP 2022 von ENTSO-E: tyndp.entsoe.eu

³ Net Transfer Capacities.

