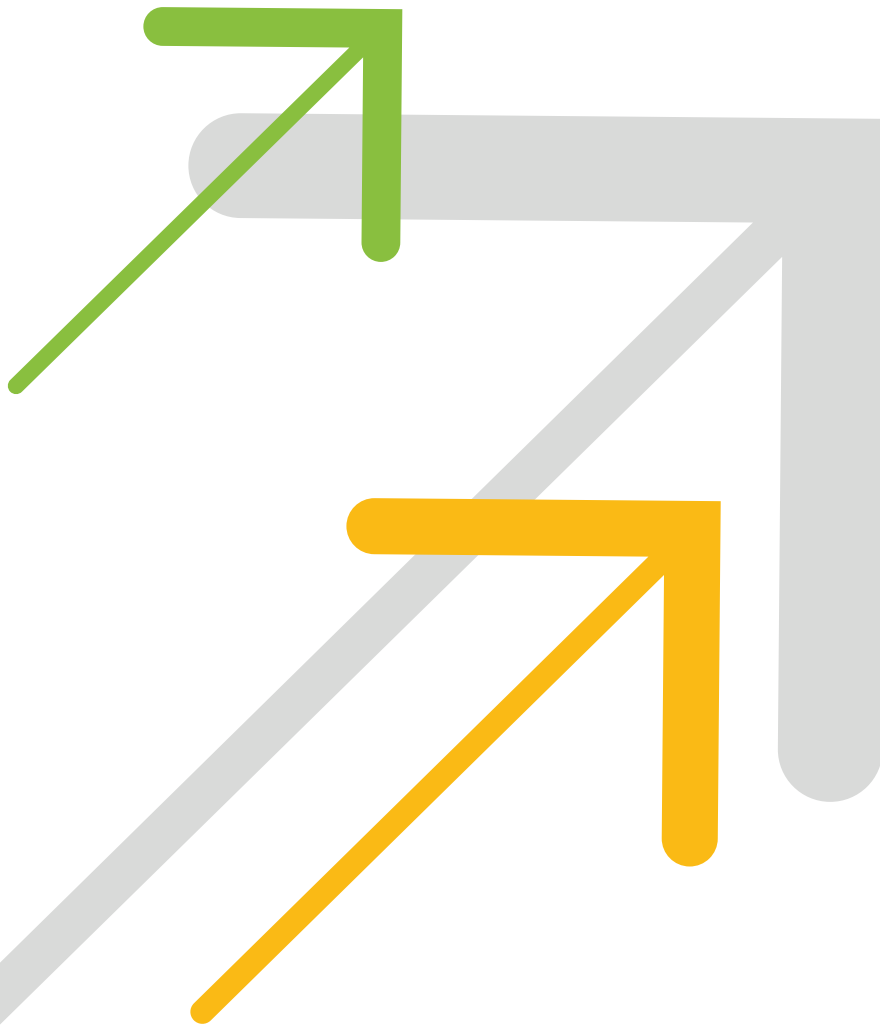




NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**



Zweiter Entwurf

NETZENTWICKLUNGSPLAN
STROM 2030, VERSION 2017



ZWEITER ENTWURF DER
ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER

4.2.7 Ergebnisse der Netzanalysen

Die wesentlichen Prämissen der Netzplanung sind neben der Systemsicherheit die bedarfsgerechte Auslegung des Übertragungsnetzes, die Minimierung zusätzlicher neuer Netztrassen, die Wirtschaftlichkeit und die Nachhaltigkeit.

Auch für den Netzentwicklungsplan 2030 wurden in einem integrierten Gesamtkonzept zusätzlich zu den Maßnahmen des Startnetzes und den AC- sowie den DC-Maßnahmen des BBP 2015 jeweils für die Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 sowie für das vorrangig der Nachhaltigkeitsprüfung dienende Szenario B 2035 Maßnahmen zur Netzoptimierung, zur Netzverstärkung und zum Netzausbau ermittelt.

Wichtige Treiber für weiträumige Leistungstransporte in den Szenarien sind der Ausbau der Onshore-Windenergie insbesondere in Nord- und Ostdeutschland, die Offshore-Windenergie sowie der Energieaustausch mit dem Ausland.

Mit diesem Netzentwicklungsplan wurde in allen Szenarien einschließlich des Langfristszenarios B 2035 die Notwendigkeit aller Maßnahmen des BBP 2015 nachgewiesen. Mit ihnen allein ergibt sich jedoch in keinem Szenario ein engpassfreies Netz. Im folgenden Kapitel 5 werden alle für einen bedarfsgerechten, weitgehend engpassfreien Netzausbau in den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 erforderlichen Maßnahmen tabellarisch dargestellt.

In allen Szenarien wurde die Übertragungskapazität der im BBP 2015 enthaltenen HGÜ-Verbindungen zugrunde gelegt. Diese hat sich überall gleichermaßen als erforderlich erwiesen. Neben dem Einsatz der HGÜ-Technologie ist der weitere Ausbau bzw. die Verstärkung des 380-kV-Drehstromnetzes in erheblichem Umfang erforderlich. Die in den Szenarien ermittelten Maßnahmen sind konsistent mit den Ergebnissen der vorangegangenen Netzentwicklungspläne, ihr Umfang steigt jedoch wegen des um fünf Jahre auf 2030 fortgeschrittenen Zielhorizonts weiter an. Dies gilt grundsätzlich auch für die alternative Betrachtung des Szenarios B 2030 mit Zuschaltung zusätzlicher DC-Verbindungen über die im BBP 2015 enthaltenen Vorhaben hinaus. Auch in dieser Variante, die von den ÜNB nicht vollständig betrachtet wurde, zeichnete sich trotz Berücksichtigung zusätzlicher HGÜ-Verbindungen ein erheblicher AC-Netzverstärkungsbedarf über die im BBP 2015 enthaltenen Maßnahmen hinaus ab.

Die von den ÜNB im NEP 2030 gewählte Kombination aus den DC-Vorhaben des BBP 2015 mit einer AC-Netzverstärkung unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Netzbetriebsmittel erweist sich im Hinblick auf das Zieljahr 2030 als eine grundsätzlich praktikable Alternative zum Zubau zusätzlicher DC-Verbindungen. Die gewählte Kombination stellt sowohl in ökonomischer Hinsicht als auch in Bezug auf das NOVA-Prinzip eine sinnvolle Option dar. Mit Blick auf 2035 zeigt sich, dass eine Fokussierung auf die Verstärkung des AC-Netzes zusätzlich zu den im BBP 2015 enthaltenen AC- und DC-Maßnahmen an ihre Grenzen stößt und im Sinne eines nachhaltigen und effizienten Gesamtkonzepts zusätzliche DC-Verbindungen erforderlich werden. Vor diesem Hintergrund werden die ÜNB insbesondere die nicht vorschlagswürdigen Maßnahmen im kommenden Netzentwicklungsplan, der voraussichtlich ebenfalls die Zieljahre 2030 und 2035 betrachten wird, einer Überprüfung unterziehen.

Im Zusammenhang mit der von der BNetzA im Zuge der Bestätigung des NEP 2014 geforderten Prüfung von Alternativen für die Projekte P43 (Mecklar – Bergheinfeld/West) und P44 (Altenfeld – Grafenheinfeld) haben die ÜNB zwischen dem ersten und dem zweiten Entwurf des NEP 2030 eigenständige Netzanalysen mit diesen Alternativen anstelle von P43 und P44 anhand des Szenarios B 2030 durchgeführt. An der bereits im NEP 2025 formulierten Aussage, dass die Projekte P43 und P44 aufgrund der netztechnischen Effizienz vorzuziehen sind, hat sich nichts geändert. Die Netzanalysen im NEP 2030 zeigen sogar eine deutlichere Nachteilhaftigkeit der Alternativen P43mod und P44mod, als dies im NEP 2025 der Fall war.

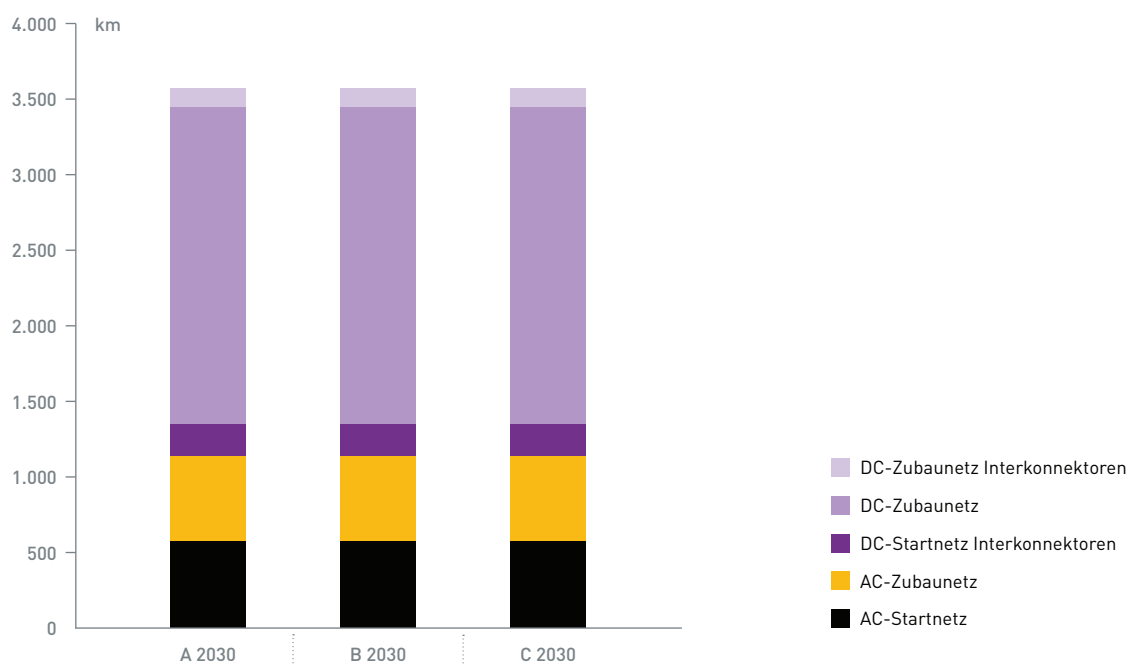


Beim Einsatz von P43mod (Mecklar – Dipperz – Urberach) und/oder P44mod (Altenfeld – Würgau – Ludersheim) treten im Gegensatz zu P43 und P44 regional erhebliche Überlastungen auf, beispielsweise auf der Leitung Vieselbach – Mecklar (135 km). Zur Beseitigung dieses Engpasses wäre eine Netzverstärkung, z. B. in Form eines 3. Stromkreises, erforderlich, die über den bisher in P37 skizzierten Umfang hinausgeht.

P43mod verursacht darüber hinaus südlich von Urberach weitere Überlastungen, die bis nach Daxlanden in Baden-Württemberg reichen. In diesem Bereich wären mit P43mod anstelle von P43 zusätzliche Netzverstärkungen auf einer Strecke von 140 km erforderlich. Im Gegenzug könnten mit Realisierung von P43mod anstelle von P43 die Projekte P300/P330/P332 (Zu- und Umbeseilung zwischen Grafenrheinfeld und Höpfingen), P316 (Netzausbau und -verstärkung zwischen Karben und Kriftel) sowie P161 (Netzverstärkung zwischen Großkrotzenburg und Urberach) entfallen.

Zusätzlich zu P44mod wurden weitere Alternativen untersucht, die sowohl im Vergleich zu P44 als auch im Vergleich zu P44mod einerseits länger sind und andererseits wegen der Verursachung weiterer Engpässe netztechnisch deutlich schlechter einzustufen sind. Weitere Details finden sich im Projektsteckbrief zu P44mod im Anhang.

Abbildung 42: Neubautrassen im NEP 2030



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

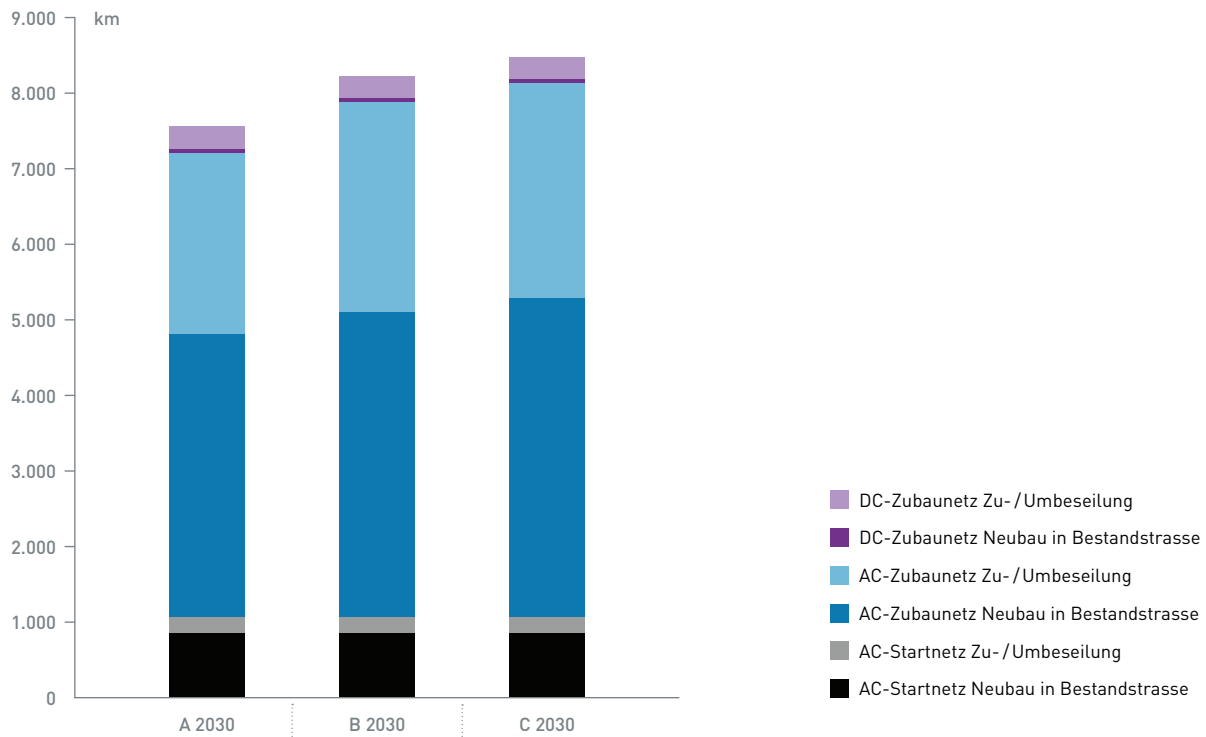
In den Abbildungen 42 und 43 ist für alle drei Szenarien mit dem Zieljahr 2030 der Umfang an Netzverstärkungen in Bestandstrassen und an Neubautrassen dargestellt, wobei zwischen AC-Technik und DC-Technik unterschieden wird. Der Umfang an AC- und DC-Neubauvorhaben ist in allen Szenarien gleich.

Ohne Berücksichtigung der nicht vorschlagswürdigen Maßnahmen (siehe Kapitel 4.2.5) reduziert sich die erforderliche AC-Netzverstärkung (Zu- / Umbeseilung sowie Neubau in Bestandstrasse) im Szenario A 2030 um rund 500 km, im Szenario B 2030 um rund 650 km und im Szenario C 2030 um ca. 800 km.

Die spezifischen Kosten sind auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/ZU6 hinterlegt.



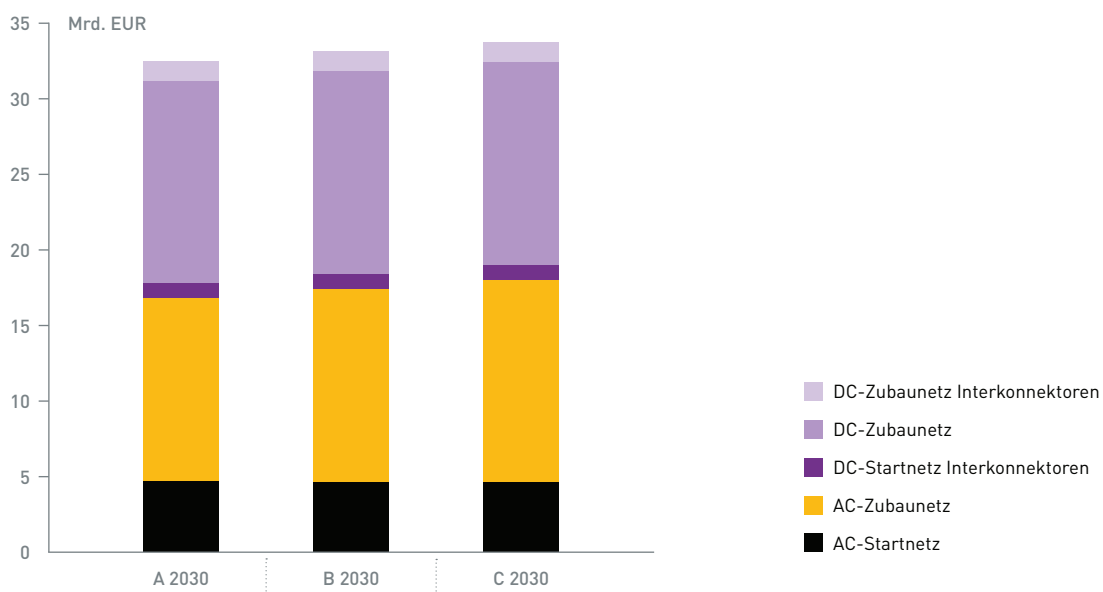
Abbildung 43: Trassenverstärkung im Bestand im NEP 2030



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In Abbildung 44 sind für alle Szenarien mit Blick auf 2030 die geschätzten Investitionskosten bei Vollverkabelung der DC-Verbindungen abgebildet.

Abbildung 44: Investitionskosten im NEP 2030 bei Vollverkabelung der DC-Verbindungen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



6 KONSULTATION

Für eine erfolgreiche Energiewende müssen die Stromübertragungsnetze in Deutschland um- und ausgebaut werden. Dieses gesamtgesellschaftliche Projekt kann nur gelingen, wenn eine breite Öffentlichkeit es akzeptiert und unterstützt. Um die Perspektiven, das Wissen und die Vorschläge aller gesellschaftlichen Gruppen bei der Erstellung der Netzentwicklungspläne mit einzubeziehen, haben die ÜNB die ersten Entwürfe des Netzentwicklungsplans Strom 2030 (NEP) und des Offshore-Netzentwicklungsplans 2030 (O-NEP) am 31.01.2017 auf www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht. Anschließend wurden beide Pläne vom 31.01. bis zum 28.02.2017 zur öffentlichen Konsultation gestellt.

Jedermann (Privatpersonen, Unternehmen, Organisationen oder Institutionen) konnte in dieser Zeit Stellung nehmen zu beiden Netzentwicklungsplänen. Alle elektronisch eingegangenen Stellungnahmen, für die eine Einverständniserklärung seitens der Verfasser vorlag, wurden auf www.netzentwicklungsplan.de/de/stellungnahmen-nep-o-nep-2030-version-2017 veröffentlicht.

Die Stellungnahmen zu den ersten Entwürfen haben die ÜNB kategorisiert und eingehend geprüft. Anschließend haben sie die Netzentwicklungspläne entsprechend überarbeitet und ergänzt. So wurden in den jeweiligen Kapiteln weitergehende Erläuterungen zu den angesprochenen Themen eingefügt sowie die Projektsteckbriefe im Anhang ergänzt. Ergänzungen gegenüber dem ersten Entwurf sind kursiv dargestellt und somit deutlich sichtbar. Zusätzlich wurden die betreffenden Eingaben aus der Konsultation und die dadurch veranlassten Änderungen zu Beginn jedes Kapitels zusammengefasst. Darüber hinaus dient dieses Kapitel der zusammenfassenden Erläuterung.

Aufgrund der zeitlichen Enge des NEP-Verfahrens sowie der Anzahl und des Umfangs der Konsultationsbeiträge ist es leider nicht möglich, die einzelnen Stellungnahmen individuell zu bestätigen und zu beantworten.

Teilnehmer und Stellungnahmen

Insgesamt sind 2.133 Stellungnahmen während der Konsultationsphase bei den ÜNB eingegangen, davon 2.116 zum NEP und 17 zum O-NEP. Eine gemeinsame Stellungnahme zu beiden Netzentwicklungsplänen war nicht vorgesehen. Stellungnahmen, die sich auf beide Pläne bezogen, wurden daher doppelt gezählt und einmal dem NEP sowie einmal dem O-NEP zugeordnet. Serienbriefe wurden einzeln je Absender gezählt. Doppelte Einsendungen derselben Beiträge, auch über verschiedene Kanäle, wurden herausgefiltert. Nachfolgend wird eine Übersicht über die Teilnehmer an der Konsultation des NEP sowie deren Themen gegeben. Eine detaillierte Auswertung der Stellungnahmen zum O-NEP ist im zweiten Entwurf des Offshore-Netzentwicklungsplans in Kapitel 5 zu finden.

Von den 2.116 Stellungnahmen zum NEP wurden 1.916 von **Privatpersonen** eingereicht, die damit wie in den vergangenen Konsultationen den überwiegenden Teil der Einwender stellen. 200 Stellungnahmen wurden von **Institutionen** eingereicht. Zum Vergleich: Zum vorhergehenden NEP 2025 nahmen 287 Institutionen Stellung.

Im Vergleich zum NEP 2025 (15.636 Stellungnahmen) ist die Gesamtzahl an Konsultationsbeiträgen zum NEP 2030 um rund 85 % zurückgegangen. Dabei ist zu beobachten, dass der Umfang an Stellungnahmen von Privatpersonen zu den Projekten DC5 und P44/P44mod, zu denen in der Konsultation zum NEP 2025 der weitaus größte Anteil an Stellungnahmen eingegangen war, dieses Mal deutlich kleiner ausfiel. Das zeigt auch die erheblich niedrigere Zahl an Serienbriefen (elf mit insgesamt über 1.600 Stellungnahmen). Ein weiterer Faktor für den deutlichen Rückgang der Konsultationsbeiträge stellt wahrscheinlich auch der Anfang 2016 in Kraft getretene Erdkabelvorrang für die im Bundesbedarfsplan enthaltenen HGÜ-Vorhaben dar. Auch die ebenfalls Anfang 2016 in Kraft getretene Ausweitung der Pilotprojekte zur Teil-Erdverkabelung im Wechselstromnetz hat einen dämpfenden Effekt gehabt. Trotzdem waren die Projekte P44/P44mod und DC5 (SuedOstLink) neben P53 (Raitesaich – Ludersheim – Sittling – Altheim) erneut Schwerpunkte der Konsultation.



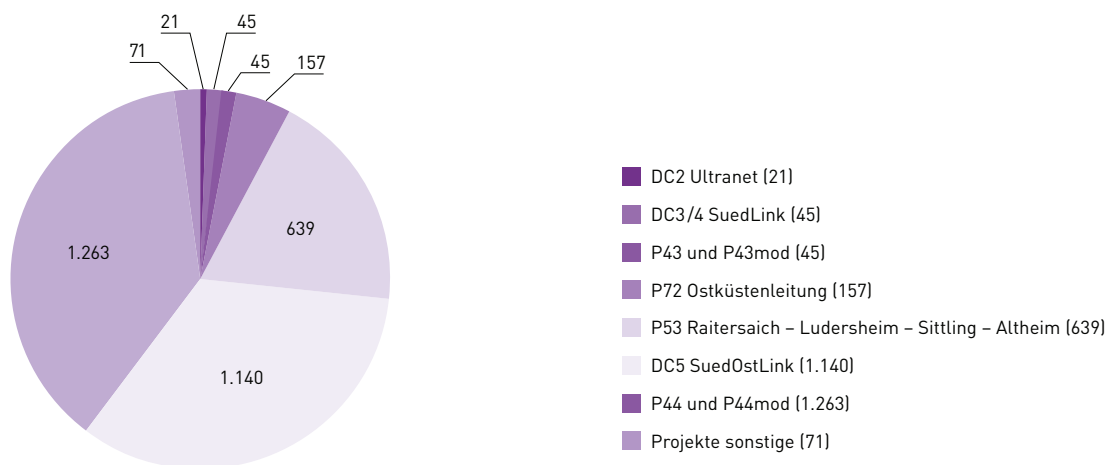
Thematische Schwerpunkte der Konsultation

Die weit überwiegende Zahl der Stellungnahmen von Privatpersonen bezieht sich auf **konkrete Projekte**. Hierbei wurden mit 1.206 Stellungnahmen besonders häufig die drei großen HGÜ-Verbindungen von Nordrhein-Westfalen nach Baden-Württemberg (DC2: 21 Stellungnahmen), von Schleswig-Holstein nach Bayern (DC3/DC4: 45 Stellungnahmen) und von Sachsen-Anhalt nach Bayern (DC5: 1.140 Stellungnahmen) angesprochen. **Wie beim NEP 2025 wurden mit P43/P43mod (45 Stellungnahmen) und P44/P44mod (1.263 Stellungnahmen) die Alternativen zur Entlastung des Netzknotens Grafenrheinfeld häufig thematisiert. Insbesondere das Projekt P44mod (Altenfeld – Schalkau – Würgau – Ludersheim) ist dabei fast durchgängig – besonders aus dem Raum Coburg – mit Hinweisen auf eine hohe regionale Infrastrukturbelastung sehr kritisch oder ablehnend kommentiert worden. In dieser Aufzählung sind auch Doppelzählungen enthalten, da sich zahlreiche Stellungnahmen auf mehrere Projekte bezogen haben.**

Die Häufung der Stellungnahmen auf einige wenige, sehr konkrete Projekte führt dazu, dass mit rund 2.000 Beiträgen fast 95 % aller eingereichten Stellungnahmen aus der Regelzone von TenneT – und hiervon wiederum der weitaus größte Anteil aus Bayern – kommen.

Eine Übersicht über die Projekte, zu denen die meisten Konsultationsbeiträge eingegangen sind, gibt die nachfolgende Abbildung. Zahlreiche Konsultationsteilnehmer haben sich in ihrer Stellungnahme zu mehreren Projekten geäußert. Daher übersteigt die Zahl der Nennungen in Abbildung 48 die insgesamt eingegangene Zahl an Stellungnahmen.

Abbildung 48: Stellungnahmen nach Projekten



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Zahlreiche Stellungnahmen von Privatpersonen zeigen, dass der Prozess der Konsultation des NEP dazu genutzt wird, die Zweifel an der Notwendigkeit des Netzausbaus im Allgemeinen oder die Ablehnung einzelner Vorhaben, häufig bei einer möglichen regionalen Betroffenheit, zum Ausdruck zu bringen. Konkrete Antworten auf verschiedene in diesen Stellungnahmen aufgeworfene Aspekte werden – soweit eine inhaltliche Auseinandersetzung im NEP möglich ist – zusätzlich zur Erläuterung in diesem Kapitel in den Kapiteln 2, 3 und 4 sowie in den Projektsteckbriefen gegeben. Hinweise aus den Stellungnahmen zu konkreten Projekten, die innerhalb des NEP nicht bearbeitet werden können, werden von den jeweils für die Projekte zuständigen ÜNB aufgenommen und individuell berücksichtigt.

In der Konsultation zum NEP 2025 nahm das Thema Erdverkabelung breiten Raum ein. Nachdem zwischenzeitlich bei insgesamt vier HGÜ-Projekten der Erdkabelvorrang gesetzlich verankert wurde, war dies in der aktuellen Konsultation kein zentrales Thema mehr.

Die ÜNB haben die neuen gesetzlichen Grundlagen zur Erdverkabelung (Erdkabelvorrang bei bestimmten DC-Projekten, Ausweitung der Pilotprojekte zur AC-Verkabelung) im NEP 2030 berücksichtigt und in den Steckbriefen der jeweiligen Projekte im Anhang entsprechende Hinweise aufgenommen. So ist anhand der Steckbriefe erkennbar, welche Projekte und Maßnahmen prioritär (DC) oder teilweise (AC) erdverkabelt werden dürfen.

Volumen des Um- und Ausbaubedarfs des Strom-Höchstspannungsnetzes

Das Volumen der Netzverstärkungen auf Bestandstrassen (Stromkreisauflagen oder Umbeseilung, Neubau einer leistungsfähigeren Leitung in bestehenden Trassen) beträgt einschließlich Startnetz

- im Szenario A 2030 rund 7.600 Trassenkilometer (davon *gut 2.900 km Stromkreisauflagen/Umbeseilung* und rund 500 km nicht vorschlagswürdige Maßnahmen),
- im Szenario B 2030 gut 8.200 km (davon *3.300 km Stromkreisauflagen/Umbeseilung* und rund 650 km nicht vorschlagswürdige Maßnahmen) und
- im Szenario C 2030 rund 8.500 km (davon *knapp 3.400 km Stromkreisauflagen/Umbeseilung* und rund 800 km nicht vorschlagswürdige Maßnahmen).

Der Ausbaubedarf neuer Leitungstrassen liegt in den Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 jeweils gleichermaßen bei rund *3.600 km*, davon sind *gut 2.400 km* HGÜ-Verbindungen und knapp 1.200 km AC-Verbindungen. Auch der deutsche Anteil der Gleichstrom-Interkonnektoren nach Belgien, Dänemark, Norwegen und Schweden mit einer Länge von rund 330 km ist darin enthalten. Die Übertragungskapazität der DC-Verbindungen beträgt in den Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 jeweils in Summe 8 GW. *Veränderungen in den Längenangaben im Vergleich zum ersten Entwurf des NEP 2030 resultieren im Wesentlichen aus der Anpassung der Längen der DC-Verbindungen an die Angaben im BBPIG-Monitoring Q1/2017. Dies führt bei Berücksichtigung der Standardkosten ebenfalls zu verringerten Kosten (s. u.).*

Investitionskosten

Die Investitionskosten für die Zubaunetz-Maßnahmen werden im NEP 2030 überwiegend auf Basis von Standardkosten ermittelt und haben einen vorläufigen Charakter. Für die Startnetz-Maßnahmen werden in der Regel Projektkosten angenommen. Das Gesamtvolumen der Investitionen liegt in den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 in einer Bandbreite von *32 bis 34 Mrd. €* unter der Annahme, dass die HGÜ-Verbindungen DC1 sowie DC3-5 vollständig als Erdkabel ausgeführt werden. Darin sind rund 6 Mrd. € für das Startnetz bereits enthalten. Werden die genannten HGÜ-Verbindungen z. B. als Folge von Vorgaben im Genehmigungsverfahren lediglich zu 75 % als Erdkabel ausgeführt, liegen die Schätzkosten rund *1,5 Mrd. €* niedriger. Ohne Berücksichtigung der nicht vorschlagswürdigen Maßnahmen liegen die Kosten in den Szenarien um rund 600 Mio. € (A 2030), 900 Mio. € (B 2030) bzw. 1,2 Mrd. € (C 2030) niedriger.

Alternativen zur Entflechtung von Grafenrheinfeld

Im Zusammenhang mit der von der BNetzA im Zuge der Bestätigung des NEP 2014 geforderten Prüfung von Alternativen für die Projekte P43 (Mecklar – Bergheinfeld/West) und P44 (Altenfeld – Grafenrheinfeld) haben die ÜNB zwischen dem ersten und dem zweiten Entwurf des NEP 2030 eigenständige Netzanalysen mit diesen Alternativen anstelle von P43 und P44 anhand des Szenarios B 2030 durchgeführt. An der bereits im NEP 2025 formulierten Aussage, dass die Projekte P43 und P44 aufgrund der netztechnischen Effizienz vorzuziehen sind, hat sich nichts geändert. Die Netzanalysen im NEP 2030 zeigen sogar eine deutlichere Nachteilhaftigkeit der Alternativen P43mod und P44mod, als dies im NEP 2025 der Fall war.

Beim Einsatz von P43mod (Mecklar – Dipperz – Urberach) und/oder P44mod (Altenfeld – Würgau – Ludersheim) treten im Gegensatz zu P43 und P44 regional erhebliche Überlastungen auf, beispielsweise auf der Leitung Vieselbach – Mecklar (135 km). Zur Beseitigung dieses Engpasses wäre eine Netzverstärkung, z. B. in Form eines 3. Stromkreises, erforderlich, die über den bisher in P37 skizzierten Umfang hinausgeht.

Während P44mod sowie zwei weitere untersuchte Alternativen zu P44 ausschließlich zusätzliche Engpässe auf anderen Leitungen verursachen, können bei P43mod neben weiteren Überlastungen zwischen Urberach und Daxlanden (140 km) auch einige Projekte an anderer Stelle entfallen (P161, P300/P330/P332, P316). Diese wiegen jedoch aus Sicht der ÜNB den Nachteil von P43mod gegenüber P43 nicht auf.



Öffentliche Konsultation des NEP 2030

Im Rahmen der öffentlichen Konsultation des ersten Entwurfs des NEP 2030 vom 30.01. bis zum 28.02.2017 wurden zahlreiche Stellungnahmen an die ÜNB gerichtet. Schwerpunkte der Beiträge waren grundsätzliche Fragen zu in den Szenarien getroffenen Eingangsgrößen, die Ergebnisse der Marktsimulation und die Erfordernisse der Netzentwicklung sowie regionale Betroffenheit rund um die Entflechtung des Netzknotens Grafenrheinfeld (insbesondere P44/P44mod) sowie entlang der HGÜ-Verbindung von Sachsen-Anhalt nach Bayern (DC5). Weitere Details werden in den einzelnen Kapiteln sowie zusammenfassend im Konsultationskapitel 6 dargestellt.

Die eingegangenen Stellungnahmen wurden von den ÜNB geprüft und in den vorliegenden zweiten Entwurf des NEP 2030 eingearbeitet. Der transparente und auf den Dialog ausgerichtete Prozess stellt sicher, dass alle den NEP betreffenden Interessen öffentlich zur Sprache kommen und der NEP das Ergebnis eines gegenseitigen Erkenntnis- und Entwicklungsprozesses wird.

Pilotprojekt Projektcharakterisierung

Im NEP 2030 wenden die ÜNB die im Zuge des NEP 2025 vorgestellte und öffentlich zur Konsultation gestellte Methodik zur *Charakterisierung von Projekten* in einer weiterentwickelten Version an. Die *Projektcharakterisierung* ist ein Pilotprojekt und wird auf alle Maßnahmen des Zubaunetzes des Szenarios B 2030 mit Ausnahme von Punktmaßnahmen und Grenzkuppelleitungen angewendet. Die *Projektcharakterisierung* baut auf den Netzanalysen auf und wurde parallel zur Veröffentlichung und Konsultation des ersten Entwurfs des NEP 2030 durchgeführt. Die Ergebnisse wurden in Form von Spinnengrafiken sowie beschreibenden Texten in die Projektsteckbriefe im Anhang eingefügt. Das Vorgehen wird in Kapitel 4.3 erläutert.

Anhand von verschiedenen Kriterien, die unterschiedliche Perspektiven abdecken, wird eine *Charakterisierung* von (n-1)-nachgewiesenen Maßnahmen vorgenommen. Diese ermöglicht einen relativen Vergleich zwischen den Maßnahmen in dem jeweiligen Kriterium. So lassen sich Aussagen treffen, wie eine Maßnahme in den unterschiedlichen Kriterien abschneidet und wodurch sie charakterisiert ist. Alle im NEP 2030 ausgewiesenen Maßnahmen wurden über einen (n-1)-Nachweis identifiziert und sind für ein bedarfsgerechtes, weitgehend engpassfreies Netz erforderlich. Insofern dient die *Projektcharakterisierung* des NEP 2030 der Charakterisierung und Veranschaulichung des Nutzens einer Maßnahme – und ausdrücklich nicht dem Nachweis ihrer Erforderlichkeit.



Übersicht Links

- Begleitdokument Punktmaßnahmen zum NEP 2030:
www.netzentwicklungsplan.de/Begleitdokument_NEP_2030_2_Entwurf_Punktmassnahmen.pdf ↗