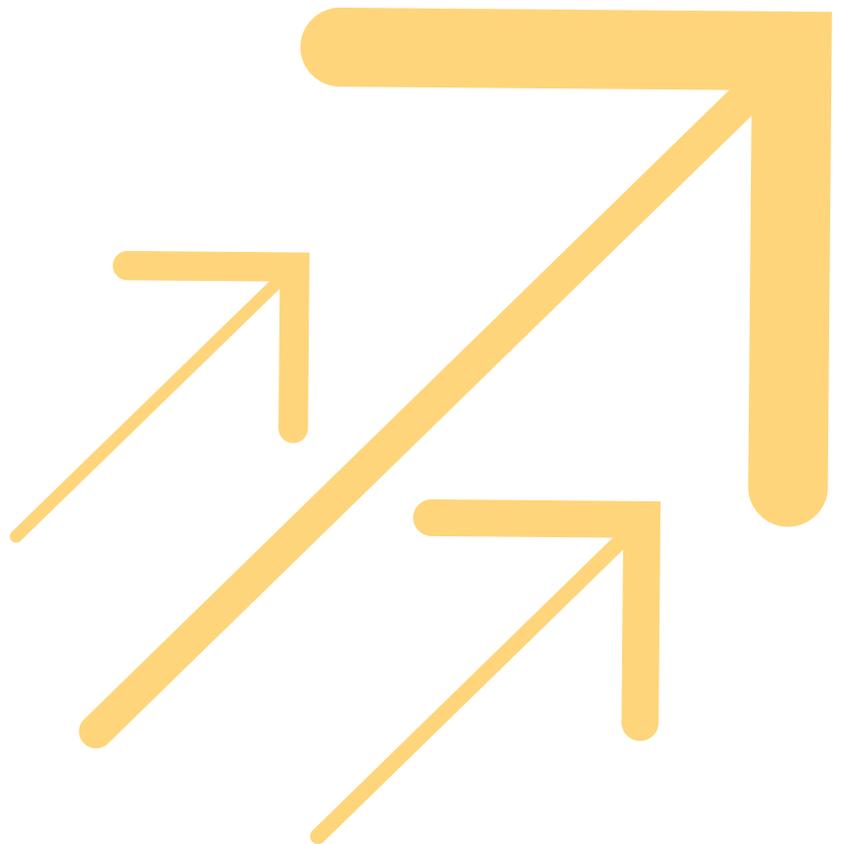


# 7 FAZIT



# 7 FAZIT

Der Netzentwicklungsplan 2030, Version 2017 (NEP 2030) stellt den Um- und Ausbaubedarf im deutschen Onshore-Stromtransportnetz vor dem Hintergrund der gesetzlichen Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes (§ 12a–d EnWG) dar. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) planen, entwickeln und bauen das Netz der Zukunft. Sie zeigen mit dem NEP, wie der Umbau der Erzeugungslandschaft in Deutschland und die Integration erneuerbarer Energien bis 2030 bzw. 2035 gelingen kann.

## Szenariorahmen

Indem die Annahmen zur Erzeugungs- und Nachfragestruktur, die verwendete Berechnungsmethode und der daraus resultierende Netzausbaubedarf offen dargestellt werden, wird der Prozess der Netzentwicklungsplanung transparent. Der NEP 2030 folgt der in den vorherigen Netzentwicklungsplänen angewandten und weiterentwickelten sowie durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) bestätigten Methodik. Der am 30.06.2016 von der BNetzA genehmigte Szenariorahmen ist der Ausgangspunkt für die Erstellung des NEP sowie des Offshore-Netzentwicklungsplans (O-NEP) 2030 gemäß den Vorgaben von § 12b EnWG (NEP) bzw. § 17b EnWG (O-NEP) – insbesondere hinsichtlich zukünftig angenommener Erzeugungskapazitäten und der Verbrauchssituation. Die ÜNB haben keine Möglichkeit, den von der BNetzA genehmigten Szenariorahmen nachträglich anzupassen. *Insofern sind zwischen dem ersten und diesem zweiten Entwurf des NEP 2030 keine Veränderungen an den Eingangsdaten und keine neuen Marktsimulationen vorgenommen worden.*

Der Szenariorahmen 2030 enthält insgesamt vier Szenarien: drei Szenarien mit dem Zieljahr 2030 und ein längerfristiges Szenario mit dem Zieljahr 2035. Die einzelnen Szenarien unterscheiden sich darin, wie stark und wie schnell sich die Energiewende im Hinblick auf den Stromerzeugungsmix, den Stromverbrauch sowie die Durchdringung mit innovativen Technologien, Speichertechnologien und Flexibilitätsoptionen vollzieht.

## Ergebnisse der Marktsimulation

Die Marktsimulationen zum NEP 2030 verdeutlichen, wie weit die Transformation des Energiesektors in Bezug auf die Integration erneuerbarer Energien bereits fortgeschritten ist.

Es ist ein starkes innerdeutsches Erzeugungsgefälle in allen Szenarien mit einem Erzeugungsüberschuss in Norddeutschland und einem Erzeugungsdefizit in Süddeutschland zu beobachten. Zwischen rund einem Viertel und der Hälfte des jährlichen Bedarfs werden in den südlichen Bundesländern aus in- und ausländischen Importen gedeckt. Die Erzeugung in nord- und ostdeutschen Bundesländern übersteigt dagegen die lokale Nachfrage um mehr als das Doppelte. Die Bedeutung erneuerbarer Energien nimmt weiter zu, Wind (on- und offshore) ist der Energieträger mit dem größten Anteil am Energiemix in allen Szenarien. Wesentliche Treiber für die innerdeutsche Übertragungsaufgabe sind der weitere Ausbau erneuerbarer Energien sowie die starke und zentrale Einbindung Deutschlands in den europäischen Binnenmarkt.

Die Nebenbedingung in der Marktmodellierung zur Begrenzung der CO<sub>2</sub>-Emissionen kann zu einer Veränderung des Handelssaldos führen, sodass Deutschland von einem Nettoexporteur zu einem Nettoimporteur werden kann. Eine Beschränkung des Kraftwerkseinsatzes aufgrund der im Szenariorahmen festgelegten Emissionsobergrenzen ist nur in den Szenarien B 2030 und B 2035 notwendig. Im Szenario C 2030 reicht die Größe und Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerksparks aus, um bei einer kostenoptimierten Einsatzweise die CO<sub>2</sub>-Vorgaben des Szenariorahmens einzuhalten.

Die sicher zur Verfügung stehende Leistung ("gesicherte Leistung") nimmt bis zum Jahr 2030 bzw. 2035 aufgrund des Rückgangs der thermischen Erzeugungleistung und der Zunahme der volatilen Einspeisung aus erneuerbaren Energien ab. Die Bedeutung von Importen für die Versorgungssicherheit in Deutschland nimmt dadurch tendenziell zu.



Der im November vom Bundeskabinett beschlossene Klimaschutzplan 2050 war noch nicht Grundlage der Vorgaben des Szenariorahmens *und konnte insofern im aktuellen NEP noch nicht berücksichtigt werden. Ein Vergleich der Vorgaben aus dem Szenariorahmen mit den sektoralen Zwischenzielen des Klimaschutzplans für 2030 ist wegen unterschiedlicher Abgrenzungen (u. a. Wärmeerzeugung, zusätzlich einbezogene Treibhausgase) schwierig. Insofern ist nicht auszuschließen, dass die Ziele des Klimaschutzplans bei entsprechender Abgrenzung unterhalb der Vorgaben des Szenariorahmens liegen könnten.*

### **Verbindung von Netzverknüpfungspunkten**

Der NEP 2030 zeigt wie seine Vorgänger den Übertragungsbedarf zwischen Anfangs- und Endpunkten auf. Anfangspunkte liegen in der Regel in Regionen mit Erzeugungsüberschuss, Endpunkte in solchen mit hohem Verbrauch bzw. nahe Standorten von Kernkraftwerken, die bis Ende 2022 stillgelegt sein werden. Der NEP 2030 beschreibt keine konkreten Trassenverläufe von neuen Übertragungsleitungen, sondern er dokumentiert den notwendigen Übertragungsbedarf zwischen Netzknoten.

Genannte Ortsnamen zur Bezeichnung von Anfangs- und Endpunkten sind rein technische Aussagen, die der Identifikation bestehender Netzverknüpfungspunkte dienen. Konkrete Trassenkorridore bzw. Trassen werden erst in den nachgelagerten Verfahrensschritten (z. B. Bundesfachplanung, Planfeststellung) festgelegt. Der NEP legt weder Standorte für zukünftige Kraftwerke oder EE-Anlagen fest, noch definiert er das zukünftige Marktdesign oder gibt dafür Empfehlungen oder Optimierungsvorschläge.

### **Optimierte Kombination von Gleich- und Wechselstrom**

Neben dem weiteren Ausbau des 380-kV-Drehstromnetzes sind als Teil eines integrierten Gesamtkonzeptes Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsverbindungen (HGÜ- bzw. DC-Verbindungen) für den weiträumigen Übertragungsbedarf vom Norden in den Süden Deutschlands sowie teilweise als Interkonnektoren zum benachbarten Ausland vorgesehen. Sie ermöglichen auf langen Strecken eine verlustarme Stromübertragung und stabilisieren bei Einsatz moderner Technologie das Drehstromnetz. Zur Ein- und Ausspeisung des DC-Stroms in das 380-kV-Drehstromnetz sind Umrichteranlagen (Konverter) erforderlich, die die Anzahl möglicher Abspannpunkte zur Versorgung von Regionen und Städten bzw. zur Aufnahme von regional erzeugtem Strom auf der Strecke erheblich begrenzen.

Der im NEP 2030 vorgeschlagene kombinierte Einsatz von Gleichstrom- und Wechselstrom-Technologie ermöglicht eine gesamthafte Optimierung des Übertragungsnetzes für die historisch gewachsenen Versorgungsaufgaben und den künftigen, sich ändernden Übertragungsbedarf im Hinblick auf Netzstabilität, Wirtschaftlichkeit und Rauminanspruchnahme.

Ausgehend vom Startnetz sowie den Maßnahmen des Bundesbedarfsplans (BBP) 2015 wurde in den Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 analysiert, inwieweit der darüber hinausgehende Übertragungsbedarf durch zusätzliche AC-Netzverstärkungen in Kombination mit leistungsflusssteuernden Punktmaßnahmen wie Serienkompensationsanlagen, Phasenschiebertransformatoren sowie HGÜ-Kurzkupplungen abgebildet werden kann. Die Netzanalysen zeigen, dass sich diese von den ÜNB im NEP 2030 gewählte Kombination aus den DC-Vorhaben des BBP 2015 mit einer AC-Netzverstärkung unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Netzbetriebsmittel im Hinblick auf das Zieljahr 2030 als eine grundsätzlich praktikable Alternative zum Zubau zusätzlicher DC-Verbindungen erweist. Die gewählte Kombination stellt sowohl in ökonomischer Hinsicht als auch in Bezug auf das NOVA-Prinzip eine sinnvolle Option dar.

Mit Blick auf 2035 zeigen die Netzanalysen im NEP 2030 allerdings, dass der für das Zieljahr 2030 eingeschlagene Weg einer Verstärkung des AC-Netzes in Kombination mit leistungsflusssteuernden Punktmaßnahmen zusätzlich zu den im BBP 2015 enthaltenen AC- und DC-Maßnahmen an seine Grenzen stößt. Im Sinne eines nachhaltigen und effizienten Gesamtkonzeptes werden im Szenario B 2035 wegen des weiter zunehmenden großräumigen Nord-Süd-Übertragungsbedarfs über die im Szenario B 2030 identifizierte Verstärkung des AC-Netzes hinaus zusätzliche DC-Verbindungen in einem Umfang von 6 GW in Kombination mit zusätzlichen AC-Maßnahmen erforderlich. *Für die zusätzlichen DC-Verbindungen werden im Kapitel 4.2.6 zwei unterschiedliche Varianten dargestellt.*



Die Nachhaltigkeit der von den ÜNB im NEP 2030 gewählten Lösung wird im kommenden Netzentwicklungsplan, der voraussichtlich ebenfalls die Zieljahre 2030 und 2035 betrachten wird, einer erneuten Überprüfung unterzogen. Aus diesem Grund haben die ÜNB einige der im NEP 2030 erstmals bzw. zusätzlich zum BBP 2015 identifizierten Maßnahmen, deren Nachhaltigkeit noch nicht hinreichend erkennbar ist, als sogenannte nicht vorschlagswürdige Maßnahmen gesondert gekennzeichnet. Abweichend von den anderen Projekten und Maßnahmen werden diese Maßnahmen nicht in ausführlichen Steckbriefen im Anhang zum NEP 2030 beschrieben.

### Anwendung des NOVA-Prinzips

Wie bereits in den vorherigen Netzentwicklungsplänen wurden **Netzo**ptimierungs- und **-verstärkungsmaßnahmen** gegenüber reinen **Ausbaumaßnahmen** priorisiert. Dies bedeutet, dass grundsätzlich immer das vorhandene Netz optimiert oder verstärkt wird. Erst wenn alle technischen Optionen zur Optimierung oder Verstärkung überprüft wurden und sich als nicht ausreichend oder genehmigungsrechtlich nicht erlaubt erwiesen haben, wird ein Leitungsneubau in neuer Trasse vorgeschlagen. Das dem NEP zugrunde liegende NOVA-Prinzip (siehe Kapitel 4.1.2) orientiert sich an der Nutzung vorhandener Trassen. *In diesem zweiten Entwurf des NEP 2030 werden die Stromkreisauflagen und Umbeseilungen auf bestehenden Masten als mildestes Mittel der Netzverstärkung gesondert ausgewiesen (vgl. Tabelle 15 in Kapitel 4.2.7).* Auch in den zeitlich nachgelagerten Planungs- und Genehmigungsverfahren werden – soweit möglich – Trassen des heutigen Netzes berücksichtigt. Im NEP können jedoch keine Vorfestlegungen für das formelle Genehmigungsverfahren gemacht werden. So kann es im späteren Genehmigungsverfahren auch bei einem Neubau in bestehender Trasse zu Abweichungen von der Bestandstrasse, z. B. aus Gründen des Anwohnerschutzes oder des Naturschutzes, kommen.

### Punktmaßnahmen

Durch die Bandbreite von drei Szenarien für 2030 plus eines Ausblicks auf 2035 decken die ermittelten Netzmaßnahmen eine Vielzahl möglicher zukünftiger Entwicklungen ab. Die sogenannten vertikalen Punktmaßnahmen (Bedarf an zusätzlichen 380/110-kV-Transformatoren) sind dabei in den Datensätzen enthalten, aber nur noch teilweise im Zusammenhang mit einzelnen Leitungsbaumaßnahmen im NEP-Bericht selbst dargestellt. Sie werden ergänzend in einem gesonderten Begleitdokument unter [www.netzentwicklungsplan.de/Begleitdokument\\_NEP\\_2030\\_2\\_Entwurf\\_Punktmassnahmen.pdf](http://www.netzentwicklungsplan.de/Begleitdokument_NEP_2030_2_Entwurf_Punktmassnahmen.pdf) zusammengefasst.

### Ergebnisse der Netzanalysen

Die Ergebnisse der Netzanalysen zeigen, dass der Umfang des Netzentwicklungsbedarfs (Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen) im NEP 2030 gegenüber dem NEP 2025 ansteigt. Dies ist insbesondere auf den fünf Jahre weiter in die Zukunft reichenden Zielhorizont zurückzuführen. Bis zum Jahr 2030 wird mit einem deutlichen Zuwachs an Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie sowie Photovoltaik gerechnet, während die Entwicklung bei Onshore-Windenergie durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2017 gedämpft wird und 2030 in etwa auf dem Niveau des NEP 2025 liegt. Auf dieser Grundlage entsteht ein anwachsender, großräumiger Übertragungsbedarf zwischen den Regionen mit Erzeugungüberschüssen in Nord- und Ostdeutschland sowie den Regionen mit Erzeugungsdefiziten in Süddeutschland.

Wie bereits im NEP 2025 erweisen sich die Maßnahmen des BBP 2015 als robust gegenüber den veränderten Rahmenbedingungen. Das gilt sowohl in Bezug auf die Veränderungen zwischen dem NEP 2025 und dem NEP 2030 (Kraftwerkspark, Zubau erneuerbarer Energien als Folge des EEG 2017, Berücksichtigung von Speichern und weiteren Flexibilitäten) als auch innerhalb der Bandbreite der Szenarien des NEP 2030. In allen Szenarien einschließlich dem Szenario B 2035 zeigt sich die Notwendigkeit aller Maßnahmen des BBP 2015. Gleichzeitig wird der kombinierte Einsatz von Gleich- und Wechselstromtechnologie zur sicheren Gewährleistung der Stromübertragung erneut als notwendig nachgewiesen.



### 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 – Berggrheinfeld/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 Nachteilehaftigkeit 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](http://www.netzentwicklungsplan.de/Begleitdokument_NEP_2030_2_Entwurf_Punktmassnahmen.pdf) ↗