



Bundesnetzagentur

# Bedarfsermittlung 2019-2030

## Zusammenfassung zum Konsultationsstart



**AUGUST 2019**



**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,  
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Telefon: 0800 638 9 638

[www.netzausbau.de](http://www.netzausbau.de)

Folgen Sie uns auf [twitter.com/netzausbau](https://twitter.com/netzausbau)

Besuchen Sie uns auf [youtube.com/netzausbau](https://youtube.com/netzausbau)

Besuchen Sie uns auf [facebook.com/netzausbau](https://facebook.com/netzausbau)

Abonnieren Sie den [netzausbau.de/newsletter](http://netzausbau.de/newsletter)

August 2019

# **Bedarfsermittlung 2019-2030**

## Zusammenfassung zum Konsultationsstart

# Inhalt

<b>Einleitung</b>	<b>7</b>
<b>Gesamtverfahren</b>	<b>8</b>
1. Szenariorahmen	8
2. Netzentwicklungsplan	8
3. Bundesbedarfsplan	9
4. Bundesfachplanung	9
5. Planfeststellung	9
<b>A Zum Netzentwicklungsplan Strom 2019-2030</b>	<b>10</b>
<b>1. Methodik</b>	<b>10</b>
1.1 Szenariorahmen	10
1.2 Regionalisierung	10
1.3 Marktmodellierung	10
1.4 Netzplanung	12
<b>2. Prüfung</b>	<b>12</b>
2.1 Wirksamkeit	12
2.2 Erforderlichkeit	13
<b>3. Vorläufige Prüfungsergebnisse</b>	<b>13</b>
<b>B Prüfung Offshore-Anbindungssysteme</b>	<b>23</b>
<b>1. Methodik</b>	<b>23</b>
<b>2. Prüfung</b>	<b>23</b>
2.1 Berücksichtigung des Szenariorahmens	23
2.2 Berücksichtigung der Bundesfachpläne Offshore	23
2.3 Ausbaubedarf	24
2.4 Realisierungsreihenfolge und Zeitpunkt der Fertigstellung der Anbindungssysteme	24
2.5 Testfeldanbindung	25
2.6 Netzverknüpfungspunkte	25
2.6.1 Konsistenz landseitiger Ausbau	25
<b>3. Vorläufige Prüfungsergebnisse</b>	<b>26</b>

<b>C</b>	<b>Zum Entwurf des Umweltberichts</b>	
	<b>Strategische Umweltprüfung auf Grundlage des 2. Entwurfs des NEP Strom</b>	<b>28</b>
	<b>Zum Hintergrund</b>	<b>28</b>
	Was umfasst die Strategische Umweltprüfung	28
	Werden Alternativen geprüft?	28
	Was ist der Umweltbericht?	28
	Was hat sich im Vergleich zum letzten Umweltbericht geändert?	28
	Was hat die Bundesnetzagentur für den Umweltbericht genau geprüft?	29
	<b>Zur Methode: Wie ist die Bundesnetzagentur bei der Umweltprüfung vorgegangen?</b>	<b>29</b>
	Berücksichtigung der Schutzgüter Fläche und Wechselwirkung	34
	<b>Zu den Ergebnissen: Welche erheblichen Umweltauswirkungen sind voraussichtlich zu erwarten?</b>	<b>36</b>
	Vergleich alternativer Maßnahmen	38
	Alternative Gesamtpläne	38
	Alternativer Gesamtplan: Szenario A 2030	41
	Alternativer Gesamtplan: Szenario C 2030	41
	Vergleich der Szenarien B 2030, A 2030 und C 2030	42



## Einleitung

Der Netzentwicklungsplan Strom (NEP) ist ein wesentlicher Baustein der deutschen Energiewende. Er ist das Ergebnis einer Vielzahl rechtlicher, politischer, ökonomischer und technischer Rahmenbedingungen. Er setzt sich mit vielfältigen Themen auseinander, die im Zuge der Energiewende bedeutsam sind und diskutiert werden. Aktuell ist es wieder soweit: Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben erneut die Bedarfsermittlung für den Netzausbau mit dem Zieljahr 2030 erarbeitet. Sie haben in ihrem Netzentwicklungsplan ermittelt, welche Ausbaumaßnahmen für das Übertragungsnetz und welche Anbindungsleitungen für Offshore-Windparks aus ihrer Sicht bis 2030 notwendig werden. Grundlage für den Plan ist der aktuell gültige Szenariorahmen. Diesen hat die Bundesnetzagentur am 15. Juni 2018 genehmigt.

Der Netzentwicklungsplan ist das behördliche Planungselement für den Ausbau des Stromübertragungsnetzes. Er beschränkt sich darauf, die mögliche Bandbreite der künftigen Energieversorgung in Deutschland aufzuzeigen. Auf Basis dieser Annahmen entwickelt er einen angemessenen Ausbau des bestehenden Übertragungsnetzes. Zur Vorbereitung eines nachfolgenden Bundesbedarfsplans führt die Bundesnetzagentur zudem eine Strategische Umweltprüfung (SUP) auf Grundlage des Netzentwicklungsplans durch. Die SUP beginnt mit der Festlegung des Untersuchungsrahmens, der unter anderem die Methode und die Detailschärfe der Prüfung festlegt. Nach Beteiligung insbesondere der Behörden, deren umwelt- und gesundheitsbezogener Aufgabenbereich durch den Plan berührt wird, wurde der Untersuchungsrahmen festgelegt und im April 2019 veröffentlicht. Auf dieser Basis wurde der Entwurf des Umweltberichts erstellt und wird gemeinsam mit dem Netzentwicklungsplan vom 6. August bis zum 16. Oktober 2019 mit der Fachöffentlichkeit und betroffenen Öffentlichkeit konsultiert. Die Bundesnetzagentur begleitet die Konsultation zusätzlich mit fünf Informationstagen in Bremen, Mannheim, Münster, Erfurt und Regensburg.

Die Bundesregierung hat das Ziel, bis zum Jahr 2050 mindestens 80 Prozent des deutschen Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energien zu decken. Bis zum Jahr 2030 sollen es bereits 65 Prozent sein, die sich als Ziel im Netzentwicklungsplan 2019-2030 wiederfinden.

Die Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung, auch bekannt unter dem Namen „Kohlekommission“, hat ihren Abschlussbericht am 26.01.2019 veröffentlicht. Diese Ergebnisse sind im Netzentwicklungsplan 2019-2030 insoweit berücksich-

tigt, dass das Szenario C 2030 den Ausstiegspfad aus der Kohleverstromung bis zum Zieljahr 2030 abbildet. Um auch den langfristigen Effekt des vollständigen Kohleausstiegs zu berücksichtigen, verwendet die Bundesnetzagentur ein zusätzliches Szenario. Dieses C 2038\* genannte Szenario geht über die Annahmen des Szenariorahmens hinaus.

Entwicklungen zum Beispiel bei Speichern, der Sektorkopplung zwischen Strom, Wärme und Verkehr und bei der flexiblen Nutzung und Bereitstellung von Strom finden Berücksichtigung. Dass elektrische Energie immer effizienter genutzt wird, spielt ebenfalls eine Rolle.

Nach derzeitigem Stand der Prüfung deutet alles darauf hin, dass die bisher bereits im Bundesbedarfsplangesetz ausgewiesenen Vorhaben unter der Annahme von 65 Prozent erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 und eines vollständigen Kohleausstiegs bis zum Jahr 2038, unverändert wichtig sind.

Der erste Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern am 04.02.2019 veröffentlicht und zur Konsultation gestellt. Den anschließend von ihnen überarbeiteten zweiten Entwurf hat die Bundesnetzagentur am 15.04.2019 erhalten und prüft ihn seitdem.

Alle Beteiligten sind aufgerufen, ihre Einschätzungen, Ideen und Hinweise einzubringen. Dazu werden der Entwurf des Umweltberichts, der zweite Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030, sowie die vorläufigen Prüfungsergebnisse der Bundesnetzagentur zum zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans vom 6. August bis zum 17. September 2019 am Sitz der Bundesnetzagentur (Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) ausgelegt und im Internet veröffentlicht unter: <https://www.netzausbau.de/2019-2030-nep-ub> Stellungnahmen können bis zum 16. Oktober 2019 eingereicht werden.

Mit Start der Konsultation sind die Prüfungen und die Meinungsbildung der Bundesnetzagentur keineswegs abgeschlossen. Die Bundesnetzagentur ist offen für Hinweise, neue Argumente und andere Lösungen. Ihre eigenen Berechnungen und Begleituntersuchungen setzt sie während der Konsultation fort.

Im Anschluss an die Konsultation wertet die Bundesnetzagentur die eingegangenen Stellungnahmen aus und berücksichtigt sie in ihrer Bestätigung des Netzentwicklungsplans und bei der Überarbeitung ihres Umweltberichts.

## Gesamtverfahren

Abbildung 1: Fünf Schritte zum Netzausbau



Um den bundesweit erforderlichen Netzausbau voranzutreiben, wird in einem transparenten Verfahren regelmäßig mit fünf aufeinander aufbauenden Schritten und unter breiter Beteiligung der Öffentlichkeit der bundesweite Ausbaubedarf für die Höchstspannungsnetze geprüft und festgelegt. Ziel ist es, das Stromnetz möglichst effektiv für den Umstieg auf erneuerbare Energien zu rüsten und dabei die erforderlichen Entscheidungen gemeinsam mit der Gesellschaft zu treffen.

### 1. Szenariorahmen

Wie viel Strom werden wir in den kommenden Jahren verbrauchen? Welche Rolle spielen künftig Kohlekraftwerke und Windenergieanlagen? Mögliche Antworten liefert der Szenariorahmen, den die Übertragungsnetzbetreiber regelmäßig erstellen. Er beschreibt die wahrscheinlichen Entwicklungen der deutschen Energielandschaft. Der Szenariorahmen wird von den vier Übertragungsnetzbetreibern Amprion, Transnet-BW, 50Hertz und TenneT gemeinsam entwickelt. Die Bundesnetzagentur konsultiert die Öffentlichkeit zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, verändert den Szenariorahmen entsprechend den begründeten Anregungen aus der Konsultation oder aufgrund eigener Erkenntnisse und genehmigt den Szenariorahmen schließlich.

### 2. Netzentwicklungspläne

Auf dem Szenariorahmen aufbauend erstellen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) einen Netzentwicklungsplan (NEP), um den Ausbaubedarf im Übertragungsnetz zu ermitteln. Der NEP enthält die notwendigen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Stromnetzes und gilt für das gesamte Bundesgebiet. Der NEP 2019-2030 beinhaltet erstmalig die Planung der Offshore-Anbindungssysteme und ersetzt den O-NEP. Dabei legt er die Vorgaben des Flächenentwicklungsplans (FEP) zugrunde. Der FEP wiederum legt die Reihenfolge der Flächen fest, die zur Ausschreibung für Offshore-Windparks kommen sollen. Gleiches gilt für den Zeitpunkt der Inbetriebnahme von Anbindungssystemen, die für die rechtzeitige Erschließung der jeweiligen Flächen erforderlich sind. Der NEP ermittelt auf Basis dieser Vorgaben die erforderlichen Offshore-Anbindungssysteme einschließlich der jeweiligen Jahre der Inbetriebnahme und der landseitigen Netzverknüpfungspunkte. Die Bundesnetzagentur prüft die vorgeschlagenen Maßnahmen hinsichtlich ihrer energiewirtschaftlichen Notwendigkeit. Bürgerinnen, Verbände und Behörden können in mehreren Beteiligungsrunden Stellungnahmen zum NEP abgeben.



Neben der Prüfung des NEP werden von der Bundesnetzagentur die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen in einer Strategischen Umweltprüfung (SUP) ermittelt, beschrieben und bewertet. Die SUP ist eine Art Frühwarnsystem, um schon zu Beginn des Prozesses potenzielle Konflikte mit den berechtigten Schutzbelangen von Mensch und Natur zu identifizieren und in der Folge möglichst wirksam zu verringern oder am besten ganz zu vermeiden. Die Ergebnisse werden in einem Umweltbericht festgehalten. Der Umweltbericht wird parallel zum überarbeiteten NEP zur Konsultation gestellt.

### 3. Bundesbedarfsplan

Der bestätigte Netzentwicklungsplan bildet zusammen mit dem Umweltbericht die Basis für den Bundesbedarfsplan. Dieser enthält eine Liste der benötigten Leitungsvorhaben. Die Bundesnetzagentur legt der Bundesregierung regelmäßig einen Entwurf des Bundesbedarfsplans vor. Die Regierung kann daraufhin den Gesetzgebungsprozess starten, an dessen Ende die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Vorhaben im Bundesbedarfsplangesetz festgestellt ist.

### 4. Bundesfachplanung

Im nächsten Schritt schlagen die Übertragungsnetzbetreiber den sogenannten Trassenkorridor mit Alternativen vor, durch den eine neue Höchstspannungseitung führen soll.

Für Vorhaben, die innerhalb nur eines Bundeslandes verlaufen, führt das betroffene Land ein Raumordnungsverfahren durch. Für die Leitungen, die im Bundesbedarfsplangesetz als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichnet sind, führt die Bundesnetzagentur ein Bundesfachplanungsverfahren durch.

### 5. Planfeststellung

Die im vierten Schritt ermittelten Trassenkorridore bilden die Grundlage für das Planfeststellungsverfahren. In diesem Schritt wird der konkrete Leitungsverlauf festgelegt. Dabei müssen auch alternative Leitungsverläufe betrachtet werden. Die Vorschläge der Übertragungsnetzbetreiber werden unter anderem auf ihre Auswirkungen auf Mensch und Umwelt geprüft. Am Ende steht ein Planfeststellungsbeschluss mit einem Trassenverlauf, der möglichst geringe Belastungen verspricht.



## A Zum Netzentwicklungsplan Strom 2019-2030

### 1. Methodik

Mit dem Netzentwicklungsplan wird ermittelt, welcher Netzausbaubedarf in den kommenden Jahren notwendig sein wird. Die Bestimmung des erforderlichen Netzausbaus im Übertragungsnetz richtet sich nach der zu erwartenden Netzbelastung. Netzbereiche mit gleichbleibender oder geringerer Netzbelastung müssen nicht erweitert werden. Hier besteht kein Bedarf für eine Erhöhung der Transportfähigkeit. Netzbereiche mit einem hohen Transportbedarf, der die gegenwärtigen Transportkapazitäten überschreitet, müssen dagegen bedarfsgerecht erweitert oder ausgebaut werden. Maßgeblich für die Netzbelastung und damit für den Netzausbaubedarf sind die Einspeisungen in das und die Entnahmen aus dem Übertragungsnetz im Zieljahr 2030. Der Ausbaubedarf wird in einem mehrstufigen Entwicklungsprozess ermittelt, der sich in regelmäßigen Abständen wiederholt und der im Folgenden skizziert wird.

#### 1.1 Szenariorahmen

Die Feststellung des notwendigen Netzausbaubedarfs beginnt mit der Erstellung des Szenariorahmens. Der Szenariorahmen beschreibt unterschiedliche Entwicklungspfade (Szenarien) der Stromerzeugungskapazitäten und des Stromverbrauchs in der Zukunft.

Den für den Netzentwicklungsplan 2019-2030 maßgeblichen Szenariorahmen 2019-2030 hat die Bundesnetzagentur am 15. 06.2018 genehmigt. Er enthält insgesamt fünf Szenarien. Drei Szenarien beschreiben Entwicklungspfade bis zum Jahr 2030, ein Szenario bis zum Jahr 2035 und ein Szenario bis zum Jahr 2025. Die Bundesnetzagentur genehmigt damit in Abweichung zum Szenariorahmen 2017-2030 nicht nur die gesetzlich vorgeschriebene Mindestanzahl von vier Szenarien, sondern ein zusätzliches Zwischenszenario B 2025. Dieses Zwischenszenario wird zur Prüfung der von den Übertragungsnetzbetreibern eingereichten kurzfristig durchführbaren Maßnahmen („Ad-Hoc“-Maßnahmen) genutzt.

Das Szenario A 2030 (geringe Sektorenkopplung mit zentraleren Strukturen) ist durch eine hohe Transformationsgeschwindigkeit bei der Umsetzung der Energiewende (65 %-EE am Bruttostromverbrauch) ge-

kennzeichnet, in der Stromerzeugungskapazitäten eher zentral (Braun- und Steinkohle sowie Wind Offshore) und der Innovationsgrad (Treiber Sektorenkopplung, Flexibilitätsoptionen und Speicher) eher gering sind.

#### 1.2 Regionalisierung

Der Szenariorahmen legt bundesweit aggregierte und nach Energieträgern aufgegliederte Daten zur Erzeugungsleistung, zum Energieverbrauch und zur Jahreshöchstlast fest. Im Rahmen der Modellierung des zukünftigen Stromtransports ist eine regionale Auflösung erforderlich, um zu ermitteln, wo sich welche Belastungen in den Betriebsmitteln des Übertragungsnetzes im Jahre 2030 einstellen. Hier werden soweit vorhanden konkrete Standortdaten, insbesondere bei den kleineren und schnell zu errichtenden erneuerbaren Erzeugern, aber auch Prognoseverfahren genutzt, um eine Zuordnung zu den einzelnen Knoten zu ermöglichen.

#### 1.3 Marktmodellierung

Nach der erfolgten regionalen Zuordnung auf einzelne Netzknoten des Übertragungsnetzes wird im dritten Schritt die Einspeisung der Erzeuger in das Stromnetz zur Deckung der künftigen Nachfrage ermittelt. Dieser Schritt ist erforderlich, um die Höhe des Transportbedarfs und die dadurch entstehenden Anforderungen an das in zehn Jahren benötigte Netz abschätzen zu können.

Bei der Marktmodellierung ist als ein gewichtiger Faktor auch das Wetter zu berücksichtigen. Denn es wirkt sich sowohl auf die Produktion der erneuerbaren Energien aus Wind und Sonne als auch auf die in bestimmten Situationen zu erwartende Nachfrage (z. B. lange Frostperioden) aus. Hierfür wird ein „historisches“ Wetterjahr (2012) zugrunde gelegt, also mit realen Erfahrungswerten gearbeitet.

Das Ergebnis der Marktsimulation ist ein stunden- und netzknotenscharfes Modell, wo im Jahre 2030 wann wie viel Strom produziert und verbraucht beziehungsweise importiert oder exportiert wird. Damit sind die vom Netz zu bewältigenden Transportaufgaben beschrieben.

Tabelle 1: Szenariorahmen 2019-2030

Installierte Leistung [GW]						
Energieträger	Referenz 2017	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario C 2030	Szenario B 2025	Szenario B 2035
Kernenergie	9,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,2	9,4	9,3	9,0	9,4	9,0
Steinkohle	25,0	13,5	9,8	8,1	13,5	8,1
Erdgas	29,6	32,8	35,2	33,4	32,5	36,9
Öl	4,4	1,3	1,2	0,9	1,3	0,9
Pumpspeicher	9,5	11,6	11,6	11,6	11,6	11,8
sonstige konv. Erzeugung	4,3	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
Kapazitätsreserve	0,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
<b>Summe konv. Erzeugung</b>	<b>103,5</b>	<b>74,7</b>	<b>73,2</b>	<b>69,1</b>	<b>74,4</b>	<b>72,8</b>
Wind Onshore	50,5	74,3	81,5	85,5	70,5	90,8
Wind Offshore	5,4	20,0	17,0	17,0	10,8	23,2
Photovoltaik	42,4	72,9	91,3	104,5	73,3	97,4
Biomasse	7,6	6,0	6,0	6,0	7,3	4,6
Wasserkraft	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
sonstige reg. Erzeugung	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
<b>Summe reg. Erzeugung</b>	<b>112,8</b>	<b>180,1</b>	<b>202,7</b>	<b>219,9</b>	<b>168,8</b>	<b>222,9</b>
<b>Summe Erzeugung</b>	<b>216,3</b>	<b>254,8</b>	<b>275,9</b>	<b>289,0</b>	<b>243,2</b>	<b>295,7</b>
Nettostromverbrauch [TWh]						
Nettostromverbrauch <sup>1)</sup>	530,1	512,3	543,9	576,5	528,4	549,4
Treiber Sektorenkopplung [Anzahl in Mio.]						
Haushaltswärmepumpen	530,1	512,3	543,9	576,5	528,4	549,4
Elektroautos	0,1	1,0	6,0	10,0	2,0	8,0
Flexibilitätsoptionen und Speicher [GW]						
Power-to-Gas	---	1,0	2,0	3,0	0,5	3,0
PV-Batteriespeicher	0,3	6,5	8,0	10,1	3,2	12,3
Großbatteriespeicher	0,1	1,5	2,0	2,4	1,2	3,4
DSM (Industrie und GHD)	1,5	2,0	4,0	6,0	3,0	5,0
Marktmodellierung						
CO <sub>2</sub> -Vorgabe zur Marktmodellierung [Mio. t CO <sub>2</sub> ]	---	max. 184	max. 184	max. 184	max. 240	max. 127

<sup>1)</sup> Inklusive der Summe der Netzverluste in TWh im Verteilnetz.

## 1.4 Netzplanung

Zur Planung des zukünftigen Netzes werden für alle 8.760 Stunden des Jahres Lastflussrechnungen durchgeführt mit den Einspeise- und Lastsituationen, die in der Marktmodellierung ermittelt wurden. Aus diesen Berechnungen ergeben sich die Netzbelastungen beziehungsweise mit Hilfe von Ausfallsimulationen auch die Überlastungen des Netzes. Ausgangspunkt ist hierfür zunächst das Startnetz. Das besteht aus dem heute vorhandenen Übertragungsnetz. Es wird ergänzt durch Maßnahmen, die sich bereits in weit fortgeschrittenen Planungsstadien oder im Bau befinden und bei denen der energiewirtschaftliche Bedarf festgestellt wurde – insbesondere durch das EnLAG oder durch einen Planfeststellungsbeschluss. Auf der Grundlage dieser Netzanalysen identifizieren die Übertragungsnetzbetreiber die Netzausbaumaßnahmen, die zur Wahrung der Netzsicherheit im Zieljahr 2030 notwendig sind. Dies geschieht grundsätzlich nach dem NOVA-Prinzip (Netz-Optimierung vor -Verstärkung vor -Ausbau). Das heißt, dass die Übertragungsnetzbetreiber zunächst Optimierungsmaßnahmen ergreifen, beispielsweise durch Schalthandlungen. Erst wenn das Optimierungspotenzial erschöpft ist, werden netzverstärkende Maßnahmen ergriffen, zum Beispiel der Austausch einer 220-kV-Beseilung gegen eine 380-kV-Beseilung. Wenn auch dieses Verstärkungspotenzial ausgeschöpft ist, sind Netzausbaumaßnahmen zulässig, also zum Beispiel der Neubau von Höchstspannungsleitungen.

Technisch orientiert sich die Ausbauplanung an den Planungsgrundsätzen der Übertragungsnetzbetreiber. Diese verlangen unter anderem die Sicherstellung des uneingeschränkten Netzbetriebs auch bei Ausfall einzelner Betriebsmittel, auch (n-1)-Sicherheit genannt. Instrumente zur Flexibilität im Netzbetrieb wie Redispatch, die in der Vergangenheit als Sicherheitsreserve zur Verfügung standen, werden nicht berücksichtigt. Durch Ausnutzung dieser Instrumente bei der Netzplanung würde der spätere Betrieb eingeschränkt. Das hätte schwer vorherzusehende Folgen für die historische hohe Zuverlässigkeit der deutschen Energieversorgungsinfrastruktur.

Das aus diesen Netzberechnungen resultierende Ergebnis stellt den notwendigen Netzausbaubedarf bis zum Jahr 2030 beziehungsweise 2035 dar, welcher von den Übertragungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan aufbereitet wird.

## 2. Prüfung

Mit der Veröffentlichung des zweiten Entwurfs der Netzentwicklungspläne startet die Bundesnetzagentur die Prüfung der Netzausbaumaßnahmen, die die Übertragungsnetzbetreiber im NEP vorgeschlagen haben. Dabei berücksichtigt die Bundesnetzagentur alle Szenarien des Jahres 2030, wobei aufgrund der Beschlüsse der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung besonderes Augenmerk darauf liegt, wie sich eine Maßnahme im Szenario C 2030 verhält, da in diesem Szenario die installierte Leistung an Kohlekraftwerken am dem Ausstiegspfad entspricht. Als bestätigungsfähig werden solche Projekte bewertet, die die Kriterien der Wirksamkeit und der Erforderlichkeit oder sonstigen Erwägungen erfüllen (vgl. Abschnitte 2.1 ff.). Von diesen Projekten werden darüber hinaus nur diejenigen bestätigt, die sich als robust gegenüber veränderten Rahmenbedingungen erweisen – schließlich bestehen immer Unsicherheiten bei der Prognose künftiger Entwicklungen. Dennoch können Maßnahmen, die derzeit nicht bestätigungsfähig sind, durchaus in den kommenden Jahren aufgrund veränderter Rahmenbedingungen als wirksam und erforderlich anzusehen sein.

Als ersten Schritt überprüft die Bundesnetzagentur alle Maßnahmen des Bundesbedarfsplangesetzes erneut, um sicherzustellen, ob diese weiterhin bestätigungsfähig sind. Erst dann werden in der weiteren Prüfung verbleibende, in allen Szenarien häufig auftretende Engpässe identifiziert und die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahmen geprüft, die in der Lage sind, diese Engpässe zu beheben.

Mit Einleitung der Konsultation ist die Prüfung der Bundesnetzagentur nicht abgeschlossen. Sie setzt ihre Berechnungen und Begleituntersuchungen fort und wird dabei alle relevanten Konsultationsbeiträge sorgfältig prüfen und mit einbeziehen. Das Gleiche gilt für die Ergebnisse des von ihr beauftragten externen Gutachters für den NEP 2019-2030, dem Institut und Lehrstuhl für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen.

### Prüfung der Maßnahmen

- a. Wirksamkeit
- b. Erforderlichkeit

### 2.1 Wirksamkeit

Das Kriterium der Wirksamkeit ermittelt, ob eine Maßnahme zur Wahrung des sicheren Netzbetriebs in der modellierten Situation im Netz des Jahres 2030 notwen-

dig ist. Deshalb wird überprüft, inwieweit der sichere Netzbetrieb mit und ohne diese Maßnahme möglich ist. Dazu wird die Maßnahme in einem Netzmodell zunächst entfernt beziehungsweise abgeschaltet und eine Netzanalyse durchgeführt. Anschließend wird die gleiche Netzanalyse mit der betrachteten Maßnahme durchgeführt. Beide Ergebnisse werden auf unzulässige Betriebszustände und Überlastungen hin überprüft. Wird festgestellt, dass die zu überprüfende Maßnahme die Anzahl der Überlastungen und unzulässigen Betriebszustände reduziert oder sogar komplett behebt, wird die Maßnahme als wirksam bewertet. Dabei ist es entsprechend der Planungsgrundsätze ausreichend, wenn die Vermeidung der Überlastung nur in einer spezifischen Belastungs- oder Nutzungssituation auftritt, das heißt, nur in einer Stunde des Jahres.

Darüber hinaus gibt es Maßnahmen, deren Wirksamkeit sich ausschließlich über sonstige Erwägungen ergeben kann. In diesen Fällen werden weitere Indikatoren zur Bewertung herangezogen. So lassen sich einige Projekte nur durch Behebung von Überlastung der unterlagerten Netzebenen begründen. Zur Überprüfung der Wirksamkeit dieser Maßnahmen werden deshalb Netzdaten der unterlagerten 110-kV-Netze untersucht.

Ein Ausbau des Übertragungsnetzes kann unter Umständen einen massiven Ausbau im unterlagerten Netz vermeiden, sodass ein alleiniger Ausbau des unterlagerten Netzes nicht sinnvoll ist.

Bei grenzüberschreitenden Maßnahmen, den sogenannten Interkonnektoren, wird deren grenzüberschreitender Nutzen analysiert. Dazu werden neben externen Gutachten auch Analysen der Übertragungsnetzbetreiber zum EU-weiten Netzentwicklungsplan (TYNDP) hinzugezogen. Diese Analysen beinhalten konkrete Nutzenanalysen und stellen die Maßnahmen und ihren Nutzen im europäischen Kontext dar.

## 2.2 Erforderlichkeit

Bei der Prüfung der Erforderlichkeit einer Maßnahme geht die Bundesnetzagentur über die Planungskriterien der Übertragungsnetzbetreiber hinaus. Angesichts der bestehenden Unwägbarkeiten reicht eine Prüfung der Wirksamkeit nicht aus, um die Verhältnismäßigkeit zu wahren und den Auftrag der Bundesnetzagentur zu erfüllen, eine hinreichende Basis für eine parlamentarische Bestätigung des Ausbaubedarfs in Form eines Gesetzes zu schaffen.

Die zu bestätigenden Maßnahmen müssen deshalb zusätzlich eine hinreichende Robustheit aufweisen,

also auch unter verschiedensten Bedingungen einen hinreichenden Nutzen generieren. Allerdings sollte die Auslastungsgrenze nicht zu hoch gewählt werden, um im späteren Netzbetrieb auch bei betriebsbedingten Abschaltungen oder anderen Vorkommnissen für den Fehlerfall gerüstet zu sein. Im Ergebnis erscheint als Robustheitsindikator eine Auslastung einer Leitung im Bereich von 20 Prozent als angemessen. Eine solche Auslastung indiziert einen Grenzbereich, weil unterhalb einer Auslastung von 20 Prozent technisch gesehen auch eine 110-kV-Leitung zur Bewältigung des Transportbedarfs in Frage kommt.

## 3. Vorläufige Prüfungsergebnisse

Die Übertragungsnetzbetreiber schlagen 179 Maßnahmen zum Ausbau des Übertragungsnetzes vor. Die Bundesnetzagentur hält 96 davon derzeit für bestätigungsfähig. Bisher deutet alles daraufhin, dass die Vorhaben, die bereits im Bundesbedarfsplangesetz von 2013 enthalten sind, auch unter der Annahme von 65 Prozent erneuerbarer Energien im Jahr 2030 und eines vollständigen Kohleausstiegs bis zum Jahr 2038 unverändert wichtig sind.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Netzentwicklungsplan 2019-2030 bis zum Jahr 2030 zusätzliche HGÜ-Korridore vorgeschlagen.

Die Bundesnetzagentur hat in den vergangenen Prozessen die Gleichstromprojekte DC1 – DC5 als wirksam und erforderlich genehmigt. Dabei wurden bei der Genehmigung an eine Gleichstrommaßnahme (HGÜ) insbesondere aufgrund ihrer Länge und der Kosten höhere Anforderungen gestellt als an Wechselstromprojekte. Die Realisierung einer HGÜ sollte in Erwägung gezogen werden, falls deutliche überregionale Engpässe auftreten, die durch einzelne Wechselstromprojekte nicht mehr effizient behoben werden können. Durch den Zubau einer HGÜ, die viel Leistung über große Distanzen übertragen kann, ist es möglich die Übertragungsaufgabe im Wechselstromnetz so zu reduzieren. Die Bundesnetzagentur hat sich deshalb im aktuellen Prozess dazu entschieden, vor der iterativen Prüfung eine Abwägung vorzunehmen, ob weitere HGÜ-Projekte notwendig sind. Darauf aufbauend kann dann identifiziert werden an welchen Stellen weiterer lokaler Zubau von Wechselstrommaßnahmen notwendig ist.

Die technische Prüfung der im Netzentwicklungsplan 2019-2030 vorgeschlagenen Ad-hoc-Maßnahmen, die Prüfung der Punktmaßnahmen sowie die Prüfung der vorgeschlagenen lastflusssteuernden Betriebsmittel (z.B. Phasenschiebertransformatoren) dauert derzeit noch an.

**Tabelle 2: NEP 2019-2030 Statistik**

<b>Übersicht Kilometer</b>				
	<b>NEP 2019-2030 (Zieljahr 2030)</b>	<b>davon derzeit bestätigungsfähig</b>	<b>davon derzeit nicht bestätigungsfähig</b>	<b>zum Vergleich: Bundesbedarfsplan</b>
AC-Neubau	500 km	350 km	150 km	250 km
DC-Neubau	3.300 km	2.850 km	450 km	2.150 km
DC-Interkonnektoren	300 km	250 km	50 km	-
AC-Netzverstärkung	5.800 km	3.700 km	2.100 km	1.600 km
AC/DC-Umstellung	300 km	300 km	-	300 km
				mittlerweile im Startnetz: 1.600 km
gesamt	10.200 km	7.450 km	2.750 km	5.900 km

**Maßnahmenanzahl**

(inkl. Punkt- und Ad-Hoc-Maßnahmen)

	<b>gesamt</b>	<b>derzeit bestätigungsfähig</b>	<b>derzeit nicht bestätigungsfähig</b>
NEP 2019-2030 (Zieljahr 2030)	164	96	68
gesamt	40	40	-

**Tabelle 3: Liste der bestätigungsfähigen Maßnahmen**

<b>Projekt</b>	<b>Maßnahme</b>	<b>Netzverknüpfungspunkte</b>	<b>Art</b>
DC1	DC1	Emden/Ost - Osterath	Leitung
DC2	DC2	Osterath - Philippsburg	Leitung
DC3	DC3	Brunsbüttel - Großgartach	Leitung
DC4	DC4	Wilster - Bergrheinfeld	Leitung
DC5	DC5	Wolmirstedt - Isar	Leitung
DC21	DC21a	Heide/West - Wilhelmshaven 2	Leitung
DC21	DC21b	Wilhelmshaven 2 - Uentrop	Leitung
DC25	DC25	Wilhelmshaven 2 - Polsum	Leitung
P20	M69	Emden/Ost - Halbmond	Leitung
P21	M51a	Conneforde - Landkreis Cloppenburg 1 - Landkreis Cloppenburg 2	Leitung
P21	M51b	Landkreis Cloppenburg 2 - Merzen / Neuenkirchen	Leitung
P22	M80	Elsfleth/West - Ganderkesee	Leitung
P22	M82	Conneforde - Unterweser/West	Leitung
P22	M87	Unterweser/West - Elsfleth/West	Leitung
P23	M20	Dollern - Elsfleth/West	Leitung
P24	M71b	Dollern - Sottrum	Leitung
P24	M72	Sottrum - Mehringen	Leitung
P24	M73	Mehringen - Landesbergen	Leitung
P25	M45	Klixbüll/Süd - Bundesgrenze (DK)	Leitung
P26	M432	Brunsbüttel - Büttel	Leitung
P26	M76	Büttel - Wilster/West	Leitung
P26	M89	Wilster/West - Dollern	Leitung
P33	M24a	Wolmirstedt - Helmstedt - Hattorf - Wahle	Leitung
P33	M24b	Wolmirstedt - Helmstedt - Gleidingen/Hallendorf - Mehrum/Nord	Leitung
P37	M25a	Vieselbach - Landesgrenze Thüringen/Hessen	Leitung
P37	M25b	Landesgrenze Thüringen/Hessen - Mecklar	Leitung
P39	M29	Röhrsdorf - Weida - Remptendorf	Leitung
P43	M74a	Mecklar - Dipperz	Leitung
P43	M74b	Dipperz - Bergrheinfeld	Leitung
P44	M28a	Schalkau - Landesgrenze Thüringen/Bayern	Leitung
P44	M28b	Landesgrenze Thüringen/Bayern - Grafenrheinfeld	Leitung
P47	M31	Weinheim - Daxlanden	Leitung
P47	M32	Weinheim - G380	Leitung
P47	M33	G380 - Altlußheim	Leitung
P47	M34	Altlußheim - Daxlanden	Leitung
P47	M60	Urberach - Pfungstadt - Weinheim	Leitung

**Tabelle 3: Liste der bestätigungsfähigen Maßnahmen**

P48	M38a	Grafenrheinfeld – Kupferzell	Leitung
P48	M39	Kupferzell – Großgartach	Leitung
P53	M54	Raitersaich – Ludersheim	Leitung
P53	M350	Ludersheim – Sittling – Altheim	Leitung
P72	M351	Lübeck – Göhl	Leitung
P72	M49	Lübeck – Siems	Leitung
P72	M50	Kreis Segeberg – Lübeck	Leitung
P84	M367	Hamburg/Nord – Hamburg/Ost	Leitung
P84	M368	Hamburg/Ost – Krümmel	Leitung
P112	M201	Pleinting – Bundesgrenze (AT)	Leitung
P112	M212	Abzweig Pirach	Leitung
P113	M202a	Krümmel – Lüneburg – Stadorf	Leitung
P113	M203	Stadorf – Wahle	Leitung
P113	M519	Stadorf / Wahle	Anlage
P116	M206	Dollern – Punkt Landesbergen	Leitung
P116	M494	Punkt Landesbergen – Ovenstädt	Leitung
P118	M207	Borken – Mecklar	Leitung
P124	M209b	Klostermansfeld – Schraplau/Obhausen – Lauchstädt	Leitung
P133	M253	Borken – Gießen/Nord	Leitung
P135	M255	Bechterdissen - Ovenstädt	Leitung
P150	M352a	Schraplau/Obhausen – Wolframshausen	Leitung
P150	M463	Wolframshausen – Vieselbach	Leitung
P151	M353	Borken – Twistetal	Leitung
P161	M91	Großkrotzenburg – Urberach	Leitung
P170	M380	Uchtelfangen – Ensdorf – Bundesgrenze (FR)	Leitung
P175	M385	Wilhelmshaven 2 - Fedderwarden	Leitung
P175	M466	Wilhelmshaven 2 - Conneforde	Leitung
P176	M387	Eichstetten – Bundesgrenze (FR)	Leitung
P180	M406	Marzahn – Friedrichshain – Mitte – Charlottenburg – Reuter – Teufelsbruch	Leitung
P185	M420	Redwitz – Landesgrenze Bayern/Thüringen (Punkt Tschirn)	Leitung
P211	M434	Gießen/Nord – Karben	Leitung
P221	M460	Güstrow – Südschweden (Hansa PowerBridge)	Leitung
P222	M461	Oberbachern – Ottenhofen	Leitung
P228	M469a	Landesbergen – Mehrum/Nord	Leitung
P310	M485	Bürstadt – Kühmoos	Leitung
P315	M491	Hanekenfähr – Gronau	Leitung
P327	M522	Lastflusssteuernde Maßnahme im Ruhrgebiet	Anlage



**Tabelle 3: Liste der bestätigungsfähigen Maßnahmen**

P328	M534	Fedderwarden – Großbritannien	Leitung
P345	M556	Lastflussteuernde Maßnahme in Hamburg/Ost	Anlage
P346	M557	Lastflussteuernde Maßnahme in Hanekenfähr	Anlage
P347	M558	Lastflussteuernde Maßnahme in Oberzier	Anlage
P348	M559	Lastflussteuernde Maßnahme in Wilster	Anlage
P349	M560	Lastflussteuernde Maßnahme in Würgau	Anlage
P350	M561	Lastflussteuernde Maßnahme in Pulverdingen	Anlage
P353	M532	Lastflussteuernde Maßnahme in Twistetal	Anlage
P357	M566	Lastflussteuernde Maßnahme in Güstrow	Anlage
P359	M571	Osterburg – Stendal/West – Wolmirstedt	Leitung
P403	M603	Hattingen – Linde	Leitung
P406	M606	Aach – Bofferdange	Leitung
P410	M624	Lastflussteuernde Maßnahme in Enniger	Anlage
P426	M645	Lastflussteuernde Maßnahme in Philippsburg	Anlage
P450	M675	Hamburg/Nord – Hamburg/Ost	Leitung
P450	M676	Hamburg/Süd – Dollern	Leitung
P450	M677	Hamburg/Ost – Hamburg/Süd	Leitung
P450	M678	Siedenbrünzow – Stendal/West – Güstrow – Putlitz – Perleberg	Leitung
P450	M679	Wolmirstedt – Lauchstädt – Klostermansfeld	Leitung
P450	M680	Streumen – Röhrsdorf	Leitung
P450	M681	Graustein – Bärwalde	Leitung
P450	M682	Stendal/West - Wolmirstedt	Leitung
P450	M683	Ragow – Streumen	Leitung

**Tabelle 4: Liste der nicht bestätigungsfähigen Maßnahmen**

<b>Projekt</b>	<b>Maßnahme</b>	<b>Netzverknüpfungspunkte</b>	<b>Art</b>
DC23	DC23	Uentrop – Altbach	Leitung
P47a	M64	Kriftel – Farbwerke Höchst-Süd	Leitung
P48	M38b	Punkt Rittershausen – Stalldorf – Kupferzell	Leitung
P50	M41	Oberjettingen – Engstlatt	Leitung
P50	M366	Pulverdingen – Oberjettingen	Leitung
P52	M59	Herbertingen- Tiengen	Leitung
P74	M96	Vöhringen – Punkt Bundesgrenze (AT)	Leitung
P124	M209a	Wolmirstedt – Klostermansfeld	Leitung
P150	M352b	380-kV-Serienkompensation Wolframshausen	Anlage
P150	M352TR2	Netzkuppler Querfurt und Wolframshausen	Anlage
P153	M355	Alfstedt	Anlage
P159	M62	Bürstadt – BASF	Leitung
P200	M425	Hambach	Leitung
P203	M429	380-kV-Umstellung Amelsbüren und Umstrukturierung Walstedde	Leitung
P204	M430	Tiengen - Beznau	Leitung
P215	M454	Güstrow – Bentwisch – Suchraum Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf	Leitung
P215	M521TR1	Netzkuppltransformatoren im Suchraum Gemeinden Sanitz / Dettmannsdorf	Anlage
P216	M455	Güstrow – Siedenbrünzow – Alt Tellin – Iven	Leitung
P216	M523	Iven – Pasewalk/Nord – Pasewalk	Leitung
P216	M584	Netzkuppltransformator Iven	Anlage
P223	M462a	Güstrow – Wessin – Görries – Görries- Klein Rogahn – Krümmel	Leitung
P223	M462b	Doppeleinschleifung Görries	Leitung
P252	M504	Thyrow – Berlin/Südost	Leitung
P252	M585	Berlin/Südost	Anlage
P304	M514	Kupferzell - Goldshöfe	Leitung
P305	M515	Niederstotzingen – Dellmensingen	Leitung
P306	M518	Großgartach – Pulverdingen	Leitung
P311	M486	Weißenthurm – Bürstadt	Leitung
P312	M487	Westerkappeln – Wettringen	Leitung
P313	M488	Zweiter Interkonnektor Deutschland – Belgien	Leitung
P314	M489	Lastflusssteuernde Maßnahme im Saarland	Anlage
P320	M497	Oberzier - Dahlem	Leitung
P324	M512	Witten – Hattingen	Leitung
P325	M520	Dahlem – Niederstedem	Leitung
P333	M553	Eichstetten - Kühmoos	Leitung
P333	M554	Eichstetten – Schwörstadt	Leitung

**Tabelle 4: Liste der nicht bestätigungsfähigen Maßnahmen**

P333	M555	Schwörstadt – Kühmoos	Leitung
P352	M531	Lastflusststeuernde Maßnahme in Grohnde	Anlage
P354	M533	Lastflusststeuernde Maßnahme in Wahle	Leitung
P355	M599	Neuenhagen – Eisenhüttenstadt – Preilack	Leitung
P358	M567	380/220-kV-Schrägregeltransformatoren in Lauchstädt, Eula und Weida	Anlage
P358	M570	Weida – Herlasgrün	Leitung
P359	M582a	Osterburg	Anlage
P359	M582b	Leitungsanbindung Osterburg	Leitung
P361	M470a	Einschleifung Großschwabhausen	Leitung
P361	M470c	Anlage Großschwabhausen	Anlage
P362	M452b	Delitzsch	Anlage
P362	M452c	Leitungsanschluss Delitzsch	Leitung
P363	M449	Neubau-Schaltanlage Grabowhöfe	Anlage
P363	M581	Neubau-Schaltanlage Suchraum Stadt Landsberg	Anlage
P365	M583	Netzbooster-Anlagen an den Standorten Audorf/Süd und Ottenhofen	Anlage
P401	M601	Arpe – Dauersberg	Leitung
P402	M602	Westerkappeln – Gersteinwerk	Leitung
P404	M604	Gersteinwerk - Unna - Wambel	Leitung
P405	M605	Büscherhof – Walsum – Uerdingen	Leitung
P408	M620	Punkt Günnigfeld – Punkt Wanne	Leitung
P408	M621	Eiberg – Bochum	Leitung
P408	M622	Bochum – Hattingen	Leitung
P409	M623	Limburg – Kriftel	Leitung
P411	M625	Netzbooster-Anlagen an den Standorten Wehrendorf und Hoheneck	Anlage
P413	M596	Doppeleinschleifung Klostermansfeld	Leitung
P414	M414	hybride - Elektrolyse	Anlage
P420	M630	Punkt Reicheneck – Punkt Rommelsbach	Leitung
P423	M641	Gurtweil – Beuren	Leitung
P423	M642	Einschleifung Engstlatt – Kühmoos – Villingen in Gurtweil	Leitung
P424	M644	Grünkraut – Herbertingen	Leitung
P425	M640	Punkt Hüfingen Trossingen – Beuren	Leitung
P427	M646	Netzbooster-Anlage am Standort Kupferzell	Anlage

Abbildung 1



Bundesnetzagentur

## Netzentwicklungsplan Strom 2019 - 2030: bestätigungsfähige Maßnahmen

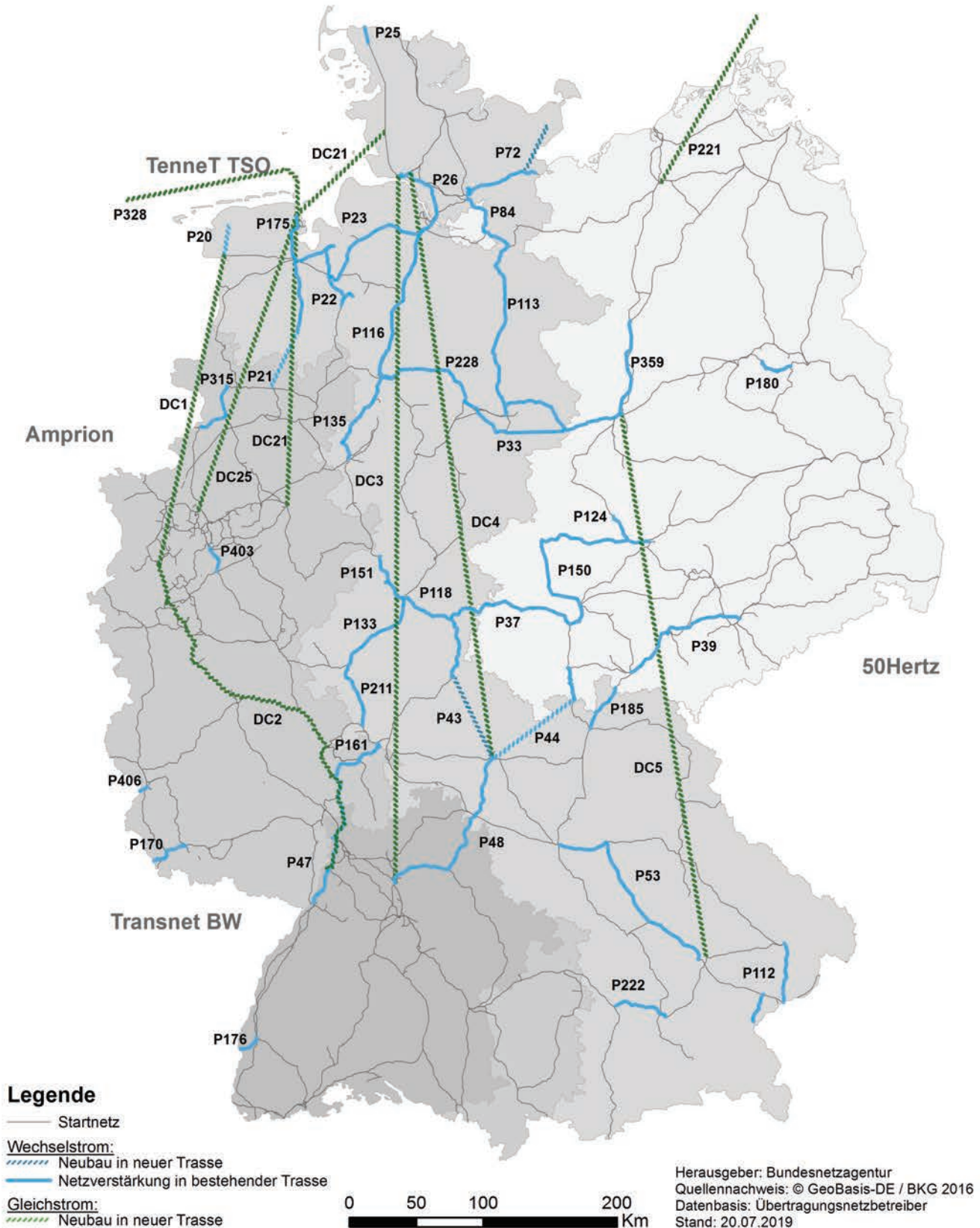
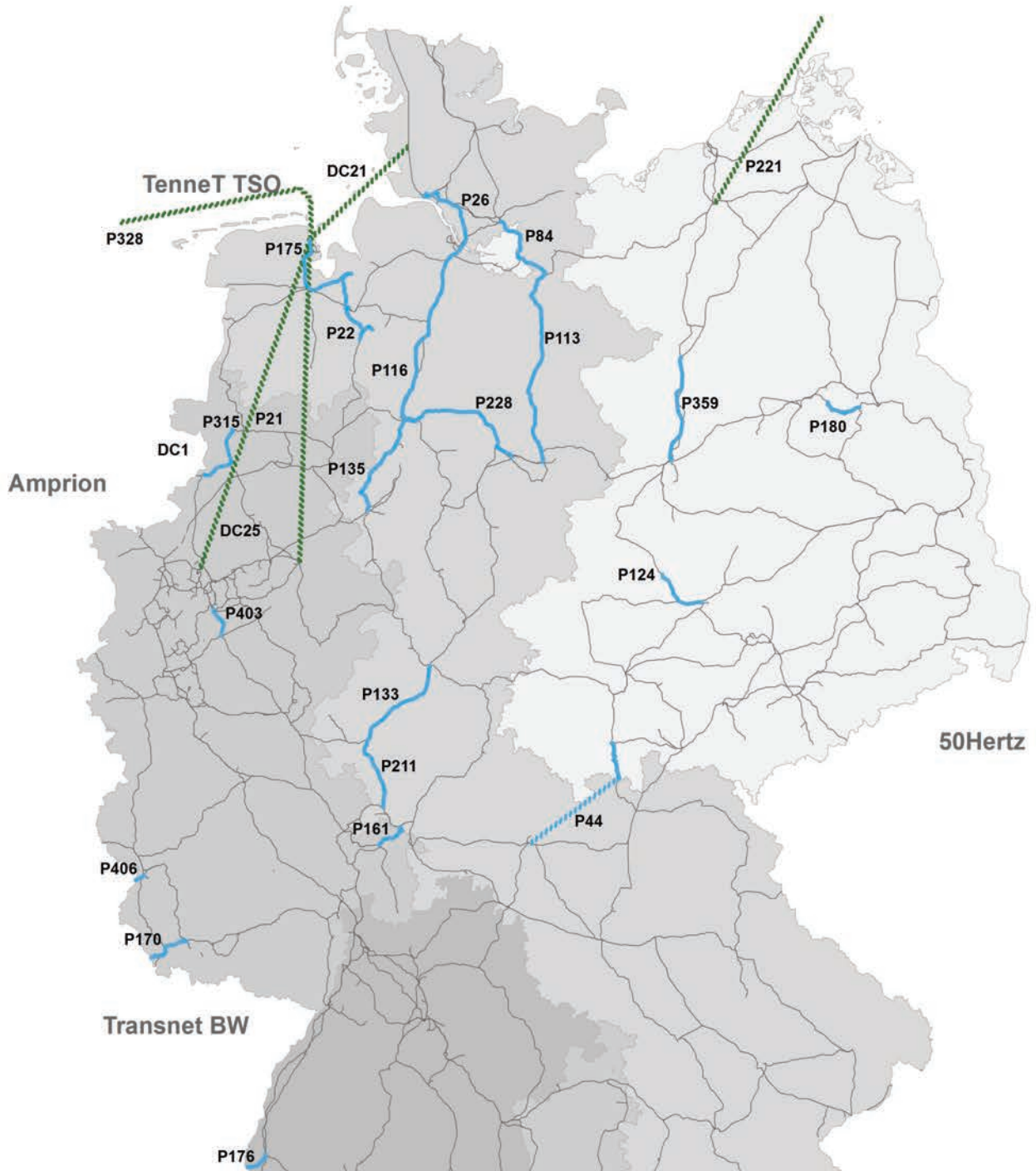


Abbildung 2



Bundesnetzagentur

## Netzentwicklungsplan Strom 2019 - 2030: neu bestätigungsfähige Maßnahmen



### Legende

- Startnetz
- Wechselstrom:**
- - - - - Neubau in neuer Trasse
- - - - - Netzverstärkung in bestehender Trasse
- Gleichstrom:**
- - - - - Neubau in neuer Trasse



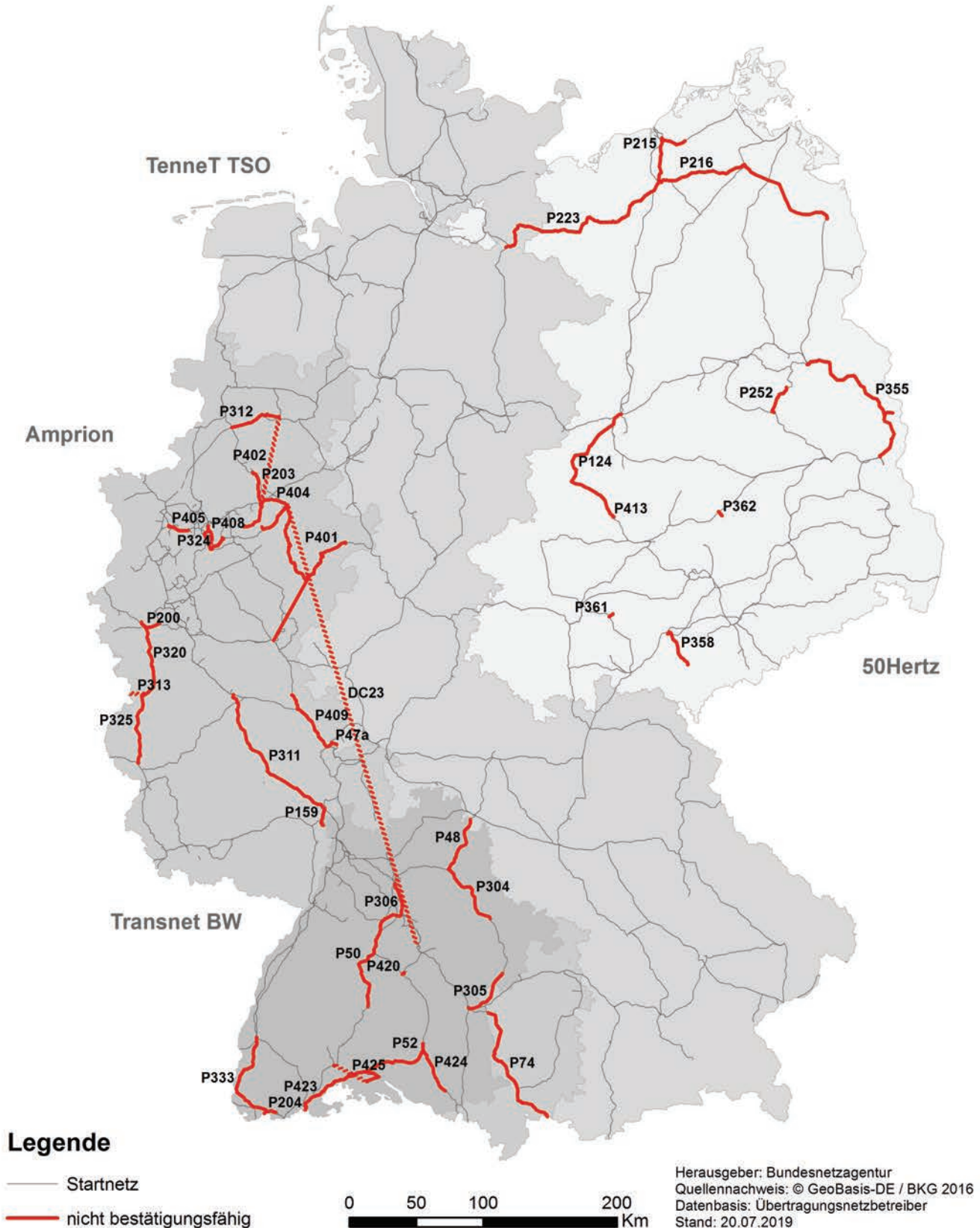
Herausgeber: Bundesnetzagentur  
 Quellennachweis: © GeoBasis-DE / BKG 2016  
 Datenbasis: Übertragungsnetzbetreiber  
 Stand: 20.07.2019

Abbildung 3



Bundesnetzagentur

## Netzentwicklungsplan Strom 2019 - 2030: nicht bestätigungsfähige Maßnahmen



## B Prüfung Offshore-Anbindungssysteme

### 1. Methodik

Der NEP 2019-2030 beinhaltet erstmalig die Planung der Offshore-Anbindungssysteme und ersetzt insoweit den O-NEP. Dabei legt er die Vorgaben des FEP zugrunde. Der FEP wiederum legt die Reihenfolge der Flächen fest, die zur Ausschreibung für Offshore-Windparks kommen sollen, ebenso wie die Inbetriebnahmejahre von Anbindungssystemen, die für die rechtzeitige Erschließung der jeweiligen Flächen erforderlich sind. Der NEP ermittelt auf Basis dieser Vorgaben die erforderlichen Offshore-Anbindungssysteme einschließlich der jeweiligen Inbetriebnahmejahre und landseitigen Netzverknüpfungspunkte.

Die Prüfung der seeseitigen unterscheidet sich von der Prüfung der landseitigen Maßnahmen. Insoweit wird eine Anbindungsplanung für Erzeugungseinheiten vorgegeben, deren erzeugte elektrische Energie an Land transportiert werden muss. Es entsteht somit eine Planung, ab welchem Zeitpunkt die Erzeugung aus Offshore-Windenergie in den Küstenregionen Deutschlands an welchen Orten eingespeist werden soll. Da in den Seegebieten kein Verbrauch im Sinne einer Abnahme der erzeugten Energie erfolgt, muss die erzeugte elektrische Energie zu nahezu 100% an Land transportiert werden.

Der NEP muss dabei alle Maßnahmen – einschließlich der Zeitpunkte der geplanten Fertigstellung sowie der landseitigen Netzverknüpfungspunkte – vorsehen, die für einen bedarfsgerechten Ausbau an Offshore-Anbindungssystemen erforderlich sind.

### 2. Prüfung

Die Prüfung der Offshore-Anbindungssysteme erfolgt anhand der nachfolgend genannten Schritte:

#### Prüfung der Anbindungssysteme

1. Ausbaubedarf
2. Realisierungsreihenfolge und geplanter Zeitpunkt der Fertigstellung der Anbindungssysteme
3. Testfeldanbindung
4. Netzverknüpfungspunkte
5. Konsistenz landseitiger Ausbau

Im Folgenden werden die Eingangsgrößen und die jeweiligen Schritte der Prüfung dargestellt.

#### 2.1 Berücksichtigung des Szenariorahmens

Die Übertragungsnetzbetreiber haben die Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie gemäß dem genehmigten Szenariorahmen 2019-2030 übernommen. Für die der Prüfung zugrundeliegenden Szenarien haben die Übertragungsnetzbetreiber demnach die gesamte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie aufgeteilt: in Szenario A 2030 auf 17,8 Gigawatt (GW) in der Nordsee und 2,2 GW in der Ostsee, in den Szenarien B und C 2030 auf 14,8 GW in der Nordsee und 2,2 GW in der Ostsee.

#### 2.2 Berücksichtigung der Bundesfachpläne Offshore

Die Übertragungsnetzbetreiber müssen im Entwurf zum NEP bei Ermittlung des Ausbedarfs an Offshore-Anbindungsleitungen den FEP zugrunde legen.

Bei der Prüfung des NEP sind insbesondere die folgenden Angaben des FEP relevant:

- Gebiete (ehemals Cluster) und Flächen innerhalb der Gebiete für die Ausschreibung von Offshore-Windenergie, die zeitliche Reihenfolge, in der diese Flächen zur Ausschreibung kommen sollen, sowie die voraussichtlich zu installierende Leistung der Flächen,
- die Kalenderjahre, in denen auf den festgelegten Flächen jeweils die bezuschlagten Offshore-Windparks und das entsprechende Offshore-Anbindungssystem in Betrieb genommen werden sollen,
- Grenzkorridore, an denen die Offshore-Anbindungssysteme die Grenze zwischen der ausschließlichen Wirtschaftszone und dem Küstenmeer überschreiten,
- standardisierte Technikgrundsätze und Planungsgrundsätze,
- Testfelder für Pilotwindenergieanlagen, die Kalenderjahre, in denen auf den Testfeldern erstmals Pilotwindenergieanlagen und die entsprechende Testfeld-Anbindungsleitung in Betrieb genommen werden sollen, sowie die Kapazität der entsprechenden Testfeld-Anbindungsleitung.

Der FEP beruht hinsichtlich des Ausbaupfades für Offshore-Windenergie auf den bestehenden Regelungen

des WindSeeG. Demgegenüber unterstellt der Szenariorahmen 2019-2030 bereits das gesetzlich bislang noch nicht verankerte Ziel der Bundesregierung, den Anteil erneuerbarer Energien bis 2030 auf 65 Prozent am Bruttostromverbrauch anzuheben. Allerdings stellt der FEP im Anhang informatorisch eine Entwicklung entsprechend den Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 dar sowie Flächen, die nach 2030 noch für Ausschreibungen zur Verfügung stehen.

## 2.3 Ausbaubedarf

Der Ausbaubedarf wird grundsätzlich ermittelt anhand der Vorgaben des FEP zu den Gebieten und Flächen, die zur Ausschreibung kommen sollen, sowie der voraussichtlich zu installierenden Leistung der festgelegten Flächen und zur Übertragungskapazität der Anbindungssysteme. D.h. sieht der FEP Flächen vor, die nicht bereits durch eine Anbindung erschlossen werden, ist ein Ausbedarf im Rahmen des NEP gegeben. Wie viel Anbindungssysteme erforderlich sind ergibt sich dann aus einem Vergleich der Größe der zu erschließenden Flächen eines Gebiets mit der Übertragungskapazität des Anbindungssystems.

Beispiel: Der FEP sieht vor, dass in der Nordsee in Gebiet N-6 zwei Flächen N-6.6 und N-6.7 mit einer voraussichtlich zu installierenden Leistung in Höhe von insgesamt 900 MW zur Ausschreibung kommen sollen. Weitere unerschlossene Flächen liegen in dem Gebiet nicht vor. Daher ist die Erschließung der Flächen durch ein Anbindungssystem mit einer Übertragungskapazität in Höhe von 900 MW erforderlich. Dies wäre das Anbindungssystem NOR-6-3 (die beiden bestehenden Anbindungssysteme NOR-6-1 und NOR-6-2 werden bereits durch bestehende Windparks genutzt).

Der FEP basiert jedoch auf dem jährlichen Ausbaupfad für die Jahre 2026 bis 2030, welcher das WindSeeG verbindlich vorgibt, und führt damit zu einem voraussichtlichen Ausbau an Offshore-Windenergie bis zum Jahr 2030 in Höhe von 15 GW. Demgegenüber unterstellt der Szenariorahmen 2019-2030 in Umsetzung des 65-Prozent-Ziels bis zum Jahr 2030 einen höheren Ausbau an Offshore-Windenergie. Zudem wird nach derzeitigem Sachstand zur Berücksichtigung des Kohleausstiegs bei der Prüfung landseitiger Maßnahmen für das Jahr 2030 das Szenario C 2038\* berücksichtigt. Hierbei wird ein Ausbau an Offshore-Windenergie in Höhe von 26,9 GW angenommen.

Allerdings werden die Flächen, die bis 2030 zur Umsetzung der Offshore-Ausbaupfade des Szenariorahmens erschlossen werden müssten, einschließlich der Inbetriebnahmejahre der dazu erforderlichen Anbindungssysteme im Anhang des FEP informatorisch dargestellt; daneben sind auch die Flächen informatorisch aufgeführt, die nach 2030 noch potenziell für einen weiteren Ausbau der Offshore-Windenergie zur Verfügung stehen. Auf dieser Basis können auch die zusätzlichen Anbindungssysteme ermittelt werden, die zur Erreichung der Offshore-Ausbaupfade des Szenariorahmens erforderlich sind. Die entsprechenden Anbindungssysteme können nach derzeitiger Einschätzung der Bundesnetzagentur auch bestätigt werden, jedoch unter dem Vorbehalt, dass eine zukünftige Fortschreibung des FEP die im Anhang zum aktuellen FEP nur informatorisch dargestellten Flächen noch verbindlich festlegt. Hierfür bedarf es der Schaffung einer entsprechenden gesetzlichen Grundlage; dies gilt sowohl für die Umsetzung der Offshore-Ausbaupfade des Szenariorahmens als auch für die nach 2030 noch zu erschließenden Flächen. Sollte dies nicht zeitnah erfolgen, erscheint eine rechtzeitige Realisierung der zusätzlichen Anbindungssysteme sowie eine rechtzeitige Voruntersuchung und Ausschreibung der zusätzlichen Flächen als unrealistisch.

## 2.4 Realisierungsreihenfolge und geplanter Zeitpunkt der Fertigstellung der Anbindungssysteme

Die Zeitpunkte der geplanten Fertigstellung der Anbindungssysteme werden anhand der Vorgaben des FEP zur Reihenfolge der festgelegten Flächen und zu den Inbetriebnahmejahren der Anbindungssysteme ermittelt, die zur Erschließung der jeweiligen Flächen erforderlich sind. Hierdurch ergibt sich dann automatisch auch die Realisierungsreihenfolge aller erforderlichen Anbindungssysteme.

Beispiel: Der FEP legt fest, dass die Anbindungssysteme zur Erschließung der Flächen N-6.6 und N-6.7 in Gebiet N-6 2 im Jahr 2029 in Betrieb genommen werden müssten. Daher wäre als Inbetriebnahmejahr für das entsprechend erforderliche Anbindungssystem NOR-6-3 im Rahmen des NEP die geplante Fertigstellung für 2029 vorzusehen.



## 2.5 Testfeldanbindung

Der FEP sieht vor, dass ein Gebiet im Küstenmeer Mecklenburg-Vorpommerns als Testfeld für Pilotwindenergieanlagen ausgewiesen werden soll. Als Kalenderjahr für die voraussichtliche Inbetriebnahme der Anbindung zur Erschließung des Testfelds (Testfeldanbindung) wird das Jahr 2024 festgelegt, als Übertragungskapazität der Anbindung 300 MW.

Daher kann die im zweiten Entwurf des NEP 2019-2030 beantragte Anbindung OST-7-1 mit einer Übertragungskapazität von 300 MW, die ursprünglich zur Erschließung einer Fläche für kommerzielle Windparks im gleichen Gebiet geplant war, nunmehr zur Erschließung eines Testfelds im selben Gebiet herangezogen werden.

## 2.6 Netzverknüpfungspunkte

Im NEP werden zudem die Netzverknüpfungspunkte festgelegt, die erforderlich sind, um die Offshore-Anbindungssysteme in das landseitige Netz zu integrieren. Hierzu legen die Übertragungsnetzbetreiber im Entwurf zum NEP entsprechende Netzverknüpfungspunkte vor. Allerdings bedarf es möglicherweise bei einigen Anbindungssystemen alternativer Netzverknüpfungspunkte.

Dies liegt vor allem daran, dass einige der Netzverknüpfungspunkte, welche von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagen wurden sehr weit südlich liegen und über eine große Distanz einer landseitigen Trasse für die Anbindungssysteme bedürfen. Infolgedessen gehen die Übertragungsnetzbetreiber selbst davon aus, dass die betroffenen Anbindungssysteme nicht rechtzeitig bis zum Jahr 2030 oder noch davor fertiggestellt werden können. Daher ist die Prüfung alternativer, küstennäherer Netzverknüpfungspunkte im weiteren Verfahren bis zur Bestätigung des NEP erforderlich.

### 2.6.1 Konsistenz landseitiger Ausbau

Der Ausbau der erforderlichen Anbindungssysteme muss im Einklang stehen mit dem Ausbau landseitiger Maßnahmen. Schnittstellen sind insbesondere die Netzverknüpfungspunkte an Land. Eine Konsistenz zwischen landseitigem und seeseitigem Netzausbau ist dann gegeben, wenn die einzubindende Offshore-Erzeugungskapazität auch an Land abtransportiert werden kann.

Dafür ist eine synchrone Umsetzung der jeweiligen Maßnahmen erforderlich, d. h., sollte zur Einbindung eines Anbindungssystems die Realisierung einer oder mehrerer landseitiger Maßnahmen erforderlich sein, so sollte deren anvisierte Inbetriebnahme zur geplanten Fertigstellung des jeweiligen Anbindungssystems passen.

Insoweit besteht zwar derzeit grundsätzlich Konsistenz zwischen land- und seeseitigem Ausbau. Allerdings könnte es in Abhängigkeit vom jeweiligen Szenario bei einzelnen Anbindungen gegenüber den entsprechenden landseitigen Maßnahmen zu einer ein bis zwei Jahre früheren Realisierung kommen. Dies heißt jedoch nicht, dass in diesem Fall eine Einspeisung des seeseitig erzeugten Stroms vollständig unmöglich ist, jedoch kann es temporär bis zur Fertigstellung der landseitigen Maßnahmen zu Engpassmanagement insbesondere zu einer Einschränkung der Offshore-Windenergie kommen.

### 3. Vorläufige Prüfungsergebnisse

Die vorbehaltlich weiterer Erkenntnisse als bestätigungsfähig angesehenen Anbindungssysteme sind in Abbildung 1 für die Nordsee und in Abbildung 2 für die Ostsee dargestellt.

Abbildung 1: Derzeit als bestätigungsfähig anzusehende Anbindungssysteme in der Nordsee

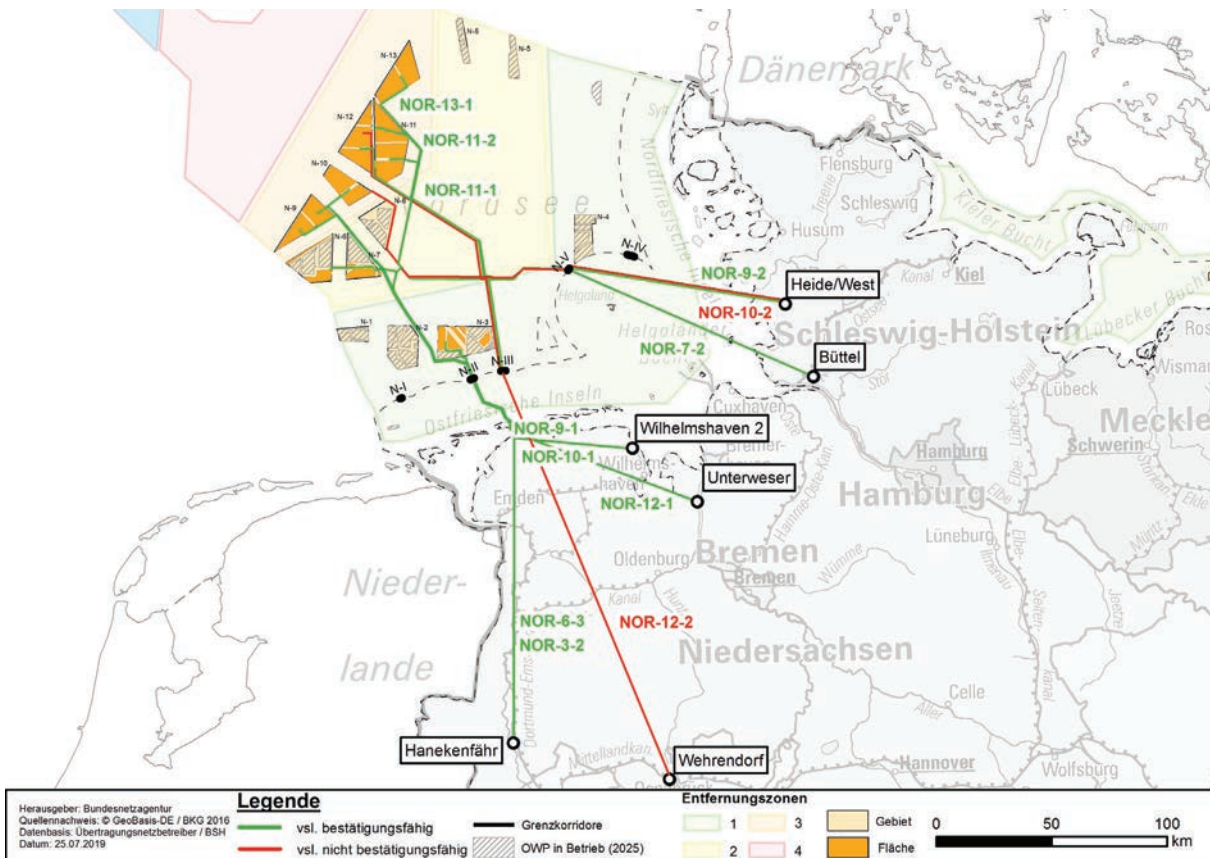


Abbildung 2: Derzeit als bestätigungsfähig anzusehende Anbindungssysteme in der Ostsee

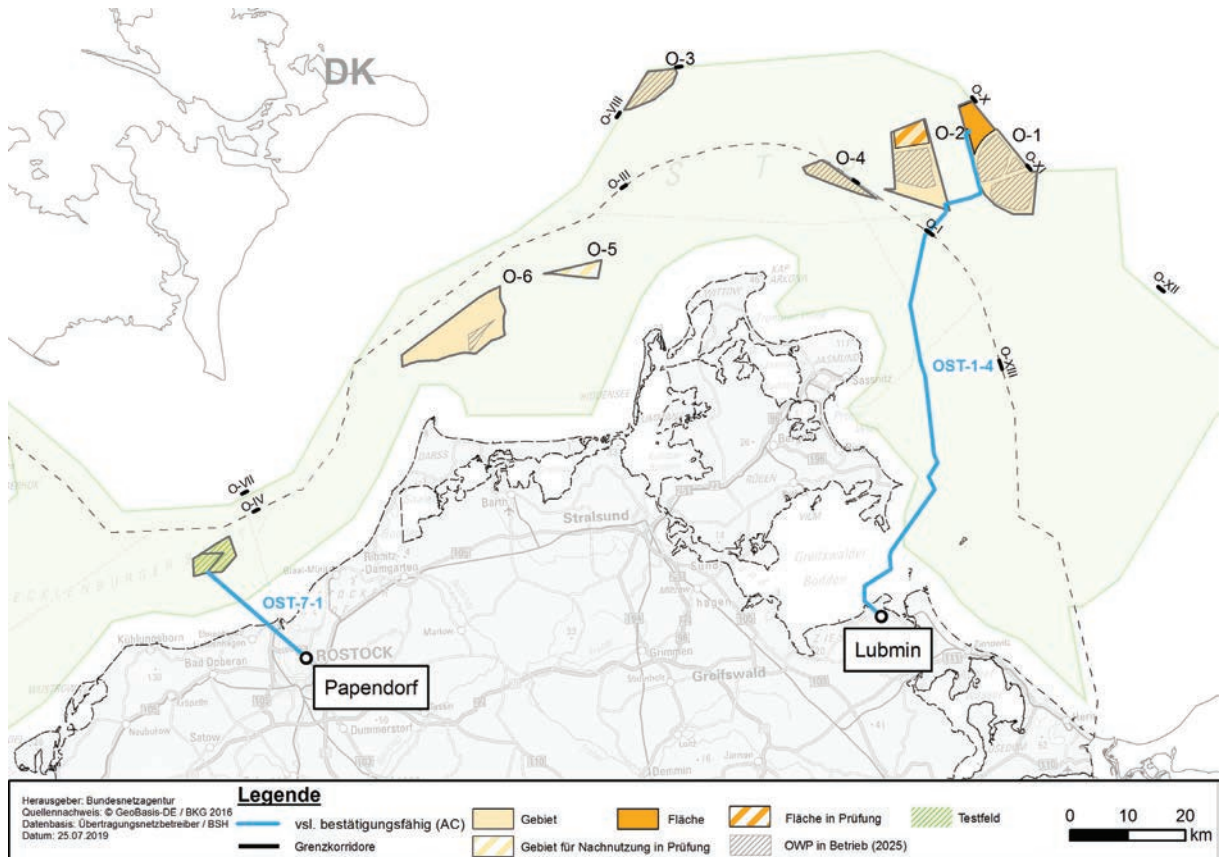


Tabelle 1: Derzeit bestätigungsfähige Offshore-Anbindungssysteme

Anbindungssystem	geplanter Zeitpunkt der Feststellung			Netzverknüpfungspunkt
	Szenario A 2030	Szenario B/C 2030	Szenario C 2038*	
OST-7-1 <sup>1</sup>	2024	2024	2024	Gemeinde Papendorf
OST-1-4	2026	2026	2026	Gemeinden Lubmin/Wusterhusen/Kemnitz
NOR-7-2 (BorWin6)	2027	2027	2027	Büttel
NOR-3-2 (DolWin4)	2028	2028	2028	Hanekenfähr
NOR-6-3 (BorWin4)	2029	2029	2029	Hanekenfähr
NOR-9-1 (BalWin 1)	2028	2029	2029	Wilhelmshaven 2 (oder Unterweser)
NOR-9-2 <sup>2</sup> (BalWin 2)	2029	2030	2030	Heide/West (oder Unterweser)
NOR-10-1 <sup>2</sup> (BalWin 4)	2030	2030	2030	Wilhelmshaven 2 (oder Unterweser)
NOR-12-1 <sup>2</sup> (LanWin 1)	2030	-	nach 2030	Unterweser (oder Wilhelmshaven 2)
NOR-11-1 <sup>2</sup> (LanWin 3)	-	-	nach 2030	Westerkappeln
NOR-11-2 <sup>2</sup> (LanWin 4)	-	-	nach 2030	Wehrendorf
NOR-13-1 <sup>2</sup>	-	-	nach 2030	Halbmond

<sup>1</sup> Testfeldanbindung

<sup>2</sup> Bestätigungsfähig unter Vorbehalt einer zukünftigen Berücksichtigung der zu erschließenden Flächen in einer Fortschreibung des FEP

## C Zum Entwurf des Umweltberichts Strategische Umweltprüfung auf Grundlage des 2. Entwurfs des NEP Strom

### Zum Hintergrund

Wichtiger Bestandteil der Bedarfsermittlung ist es, die mit dem Netzausbau verbundenen voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen zu ermitteln, zu beschreiben und zu bewerten. Dazu dient die Strategische Umweltprüfung (SUP). Gegenstand des diesjährigen Prozesses ist die Bedarfsermittlung für die Zieljahre 2019-2030. Die Ergebnisse der SUP sind im vorliegenden Umweltbericht dokumentiert. Zu diesem gibt es ebenfalls eine Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung.

### Was umfasst die Strategische Umweltprüfung?

Was ist die Aufgabe der Strategischen Umweltprüfung?

Umweltprüfungen sollen sicherstellen, dass vor bzw. bei der Umsetzung bestimmter Vorhaben, Pläne und Programme – so auch beim Netzausbau im Rahmen der Energiewende – die möglichen Auswirkungen auf die Umwelt einschließlich des Menschen berücksichtigt werden. Eine SUP setzt bereits auf der Ebene der Planung an und nicht erst bei der Umsetzung der einzelnen Vorhaben. Schon bei der Vorbereitung des Bundesbedarfsplans sollen also möglicherweise auftretende Wirkungen durch den Ausbau des Höchstspannungsübertragungsnetzes aufgezeigt werden. Die SUP erfüllt damit die Funktion eines Frühwarnsystems.

### Werden Alternativen geprüft?

In einer SUP müssen Alternativen betrachtet werden, um eine effektive Umweltvorsorge zu betreiben. Es sind allerdings nur die Alternativen zu prüfen, die „vernünftig“ sind, d.h. die realisierbar sind, die mit einem zumutbaren Aufwand ermittelt und mit denen die durch den Plan verfolgten Ziele im Wesentlichen erreicht werden können. Welche Alternative letztendlich Eingang in den Bundesbedarfsplan findet, hängt auch von anderen Aspekten – wie etwa technische Realisierbarkeit und wirtschaftliche Effizienz – ab.

Diese Aspekte sind nicht Gegenstand der Umweltprüfung. Im Zuge der Verabschiedung des Bundesbedarfsplans obliegt es dem Gesetzgeber, alle relevanten Aspekte mit- und gegeneinander abzuwägen.

### Was ist der Umweltbericht?

Der vorliegende Umweltbericht enthält die textlichen und grafischen Darstellungen der in der SUP ermittelten und bewerteten möglichen Umweltauswirkungen durch den Netzausbau. Betrachtet wurden nur potenziell erhebliche, also schwerwiegende, Umweltauswirkungen auf die so genannten Schutzgüter. Diese Schutzgüter werden im Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) benannt:

- Menschen, insbesondere die menschliche Gesundheit<sup>1</sup>,
- Tiere, Pflanzen und die biologische Vielfalt,
- Fläche, Boden, Wasser, Luft, Klima und Landschaft,
- kulturelles Erbe und sonstige Sachgüter,
- Wechselwirkungen zwischen den vorgenannten Schutzgütern.

### Was hat sich im Vergleich zum letzten Umweltbericht geändert?

Zu Beginn des Jahres 2018 wurde damit begonnen, die Methode der SUP für diesen Durchlauf der Bedarfsermittlung mit gutachterlicher Unterstützung eines Konsortiums unter Federführung der Bosch & Partner GmbH grundlegend zu überarbeiten:

- Die Änderungen betreffen u.a. die Konstruktion der Untersuchungsräume, die Vorgehensweise zur Bewertung von Umweltauswirkungen, den Alternativenvergleich sowie die Gesamtplanbetrachtung.
- Für eine realistischere Prognose über die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen wird die von den Übertragungsnetzbetreibern avisierte Ausbauform bei der Ermittlung, Beschreibung und Bewertung der Umweltauswirkungen berücksichtigt. Außerdem fließen die im Untersuchungsraum bestehenden Umweltprobleme und Vorbelastungen in die Bewertung ein.

<sup>1</sup> Im weiteren Text auch als "Schutzgut Mensch" bezeichnet.

- Gegenüber dem letzten Umweltbericht konnten einige Flächenkategorien hinzugenommen werden, um die Umweltziele abzubilden.
- Zudem ist das Schutzgut Fläche in die Analyse integriert. Ebenso können mit der angepassten Methode Wechselwirkungen zwischen den Schutzgütern ermittelt und bewertet werden.

Bei allen Änderungen waren die besonderen Rahmenbedingungen einer SUP auf einer abstrakten Planungsebene zu beachten.

Anlass für Veränderungen der Methodik ist die steigende Erwartungshaltung der (Fach-)Öffentlichkeit zu der Auseinandersetzung mit den Vor- und Nachteilen von Alternativen und die bessere Berücksichtigung der Ausbauform. Mit der veränderten Methodik sollen die Bewertungen der voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen zwischen Alternativen systematisch und reproduzierbar gegenübergestellt werden.

Um der steigenden Zahl der zu untersuchenden Maßnahmen des Netzentwicklungsplans begegnen zu können und den Umweltbericht auch in künftigen Durchläufen innerhalb der gesetzlichen Fristen erstellen zu können, sieht die Methode einen höheren Grad der Automatisierung vor. Eine vorwiegend GIS-gestützte Auswertung tritt an die Stelle der bisherigen, zeitaufwendigen Auswertung.

## Was hat die Bundesnetzagentur für den Umweltbericht genau geprüft?

Die voraussichtliche energiewirtschaftliche Entwicklung als Grundlage der Netzentwicklungsplanung im Netzentwicklungsplan Strom wird im Szenariorahmen anhand bestimmter Annahmen (u. a. Anteile an fossilen und erneuerbaren Energien, Zubau an Photovoltaik sowie On- und Offshore-Windkraftanlagen, Jahresverbrauch) festgelegt. Der von der Bundesnetzagentur genehmigte Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2019-2030 beinhaltet ein konservatives Szenario (A 2030), ein Transformationsszenario (B 2030) und ein Innovationsszenario (C 2030).

Gegenstand der diesjährigen SUP ist:

Die Prüfung von insgesamt 117 Maßnahmen (106 Onshore- und 11 Offshore-Maßnahmen).

Zudem wurden folgende Alternativen geprüft:

Szenario A 2030, B 2030 und C 2030 als alternative Gesamtpläne  
22 vorhabenbezogene Alternativen

Nicht geprüft werden sog. Startnetzmaßnahmen, da diese entweder bereits realisiert sind, sich in einem laufenden Planfeststellungsverfahren befinden oder der Bedarf für diese Vorhaben bereits gesetzlich festgestellt ist. Ebenfalls nicht geprüft werden so genannte „Punktmaßnahmen“ wie z. B. Umspannwerke. Sie sind nicht Bestandteil eines Bundesbedarfsplans und daher auch nicht Gegenstand der SUP und des Umweltberichts. Offshore-Vorhaben, die in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) von Nord- und Ostsee liegen und ursprünglich im Offshore-NEP dargestellt wurden, werden nun im Rahmen der Erstellung des Flächenentwicklungsplans einer SUP unterzogen.

## Zur Methode: Wie ist die Bundesnetzagentur bei der Umweltprüfung vorgegangen?

Gegenstand der SUP ist es zu prüfen, wo und in welchem Ausmaß potenzielle Umweltauswirkungen zu erwarten sind und inwiefern sie als erheblich angesehen werden.

In den letzten Jahren wurde die Methode der SUP zum Bundesbedarfsplan im Wesentlichen beibehalten und nur graduell angepasst. Im aktuellen Durchlauf der Bedarfsfestlegung wurde die Methode der SUP nun grundlegend überarbeitet. Hintergrund dessen ist u. a. die Verbesserung der Einbeziehung von Vorbelastungen, die angemessene Berücksichtigung der Ausbauform (und damit des NOVA-Prinzips) sowie die Weiterentwicklung des Alternativenvergleichs.

Es ergeben sich Änderungen u. a. hinsichtlich

- der Konstruktion der Untersuchungsräume,
- der Ermittlung, Beschreibung und Bewertung der voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen,
- der Abbildung von Umweltzielen über (zusätzliche) Flächenkategorien,
- der angemesseneren Berücksichtigung der geplanten Ausbauformen (NOVA),
- der Berücksichtigung der im Untersuchungsraum bereits vorkommenden Vorbelastungen/Umweltprobleme,
- der Gesamtplanbetrachtung und des Alternativenvergleichs.

Das methodische Vorgehen der Bundesnetzagentur zur Ermittlung, Beschreibung und Bewertung der voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen umfasst

Abbildung 1: Methodischer Arbeitsschritt Nr. 1

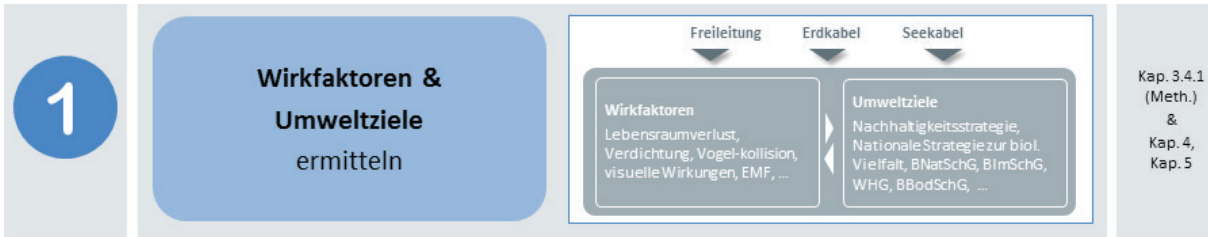


Abbildung 2: Methodischer Arbeitsschritt Nr. 2

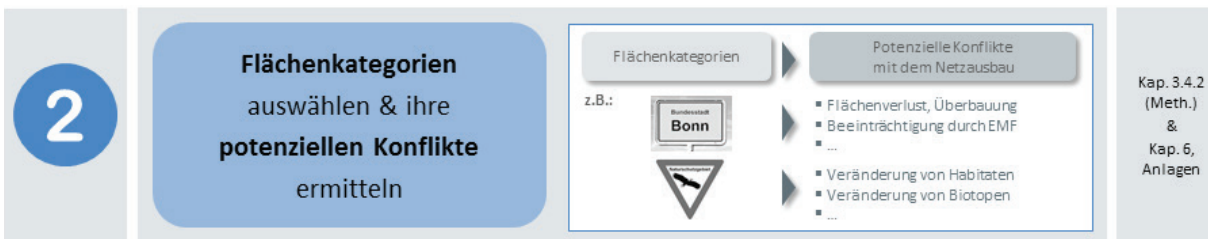


Abbildung 3: Methodischer Arbeitsschritt Nr. 3

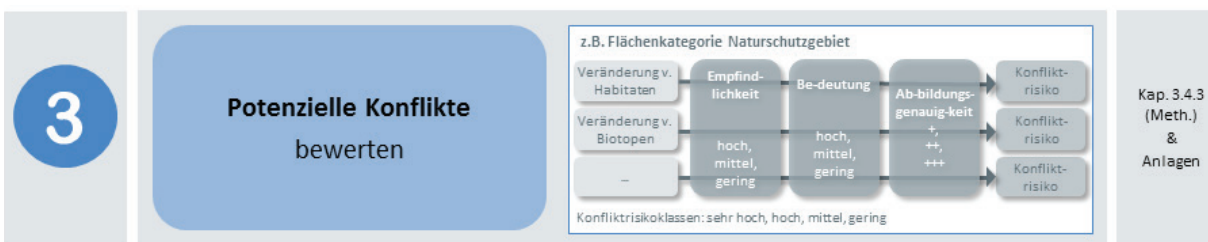


Abbildung 4: Methodischer Arbeitsschritt Nr. 4

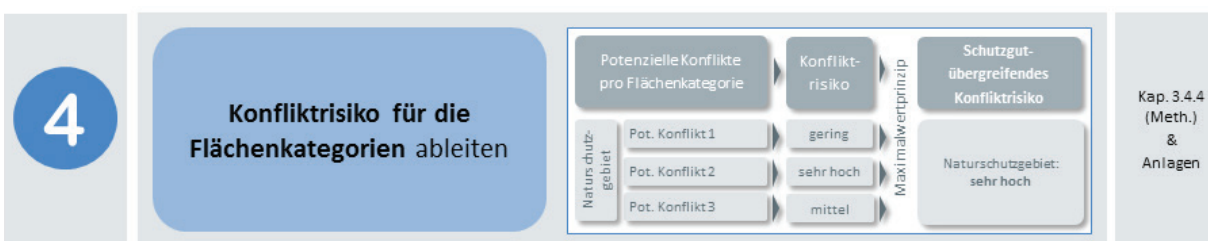
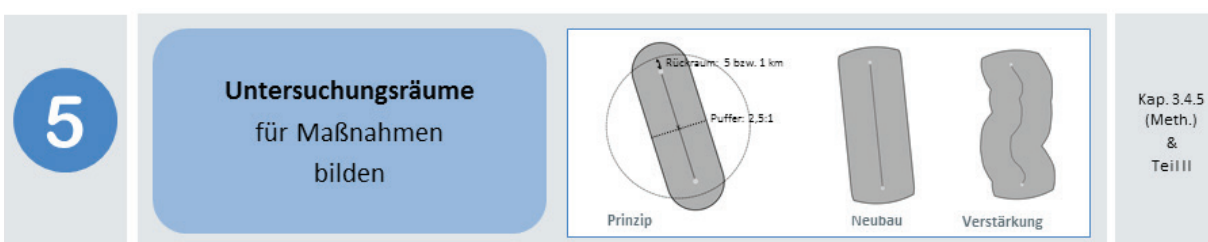


Abbildung 5: Methodischer Arbeitsschritt Nr. 5



die Ermittlung von Grundlagen (Schritt 1-5) und die daraus folgende Ableitung von Ergebnissen (Schritt 6-8). Eine ausführliche Erläuterung der weiterentwickelten Methode erfolgt in Kapitel 3. Im Folgenden werden die einzelnen durchzuführenden methodischen Schritte kurz vorgestellt.

### Schritt 1: Wirkfaktoren und Umweltziele ermitteln (siehe Kapitel 3.4.1)

Die Abschätzung möglicher Auswirkungen auf die Schutzgüter des UVPG basiert auf Kenntnissen über die Art und Intensität der Wirkungen der verschiedenen Ausführungsarten des Netzausbaus (Freileitung, Erdkabel, Seekabel). Diese sogenannten Wirkfaktoren werden zunächst abstrakt und ohne Raumbezug beschrieben und mit Bezug auf die einzelnen Schutzgüter bewertet. Beispielsweise werden generelle Auswirkungen einer Freileitung auf das Schutzgut Landschaft betrachtet, wie die Beeinträchtigung von Sichtbeziehungen (genauere Angaben zu Wirkfaktoren unter Kapitel 4).

Eine weitere Grundlage für die Bewertung potenzieller Umweltauswirkungen stellen geltende Umweltziele dar, aus denen die Bedeutung der betroffenen Umwelt abgeleitet werden kann (genauere Angaben zu Umweltzielen unter Kapitel 5).

### Schritt 2: Auswahl der Flächenkategorien und Ermittlung ihrer potenziellen Konflikte (siehe Kapitel 3.4.2)

Für die Bewertung voraussichtlicher erheblicher Umweltauswirkungen sind Kenntnisse über die Umwelteigenschaften im Raum notwendig. Auf der abstrakten Planungsebene des Bundesbedarfsplans mit einer bundesweiten Raumbewertung dienen sogenannte Flächenkategorien (z.B. Naturschutzgebiet) als Indikatoren für die Raumeigenschaften. Die Flächenkategorien basieren auf bundesweit einheitlichen und flächenbezogenen Datengrundlagen und werden aus den Wirkfaktoren des Netzausbaus und Umweltzielen abgeleitet. Für die Umweltprüfung werden potenzielle Konflikte abgeleitet, die zwischen den jeweils für die betroffenen Flächenkategorien relevanten Umweltzielen und Wirkfaktoren auftreten können. Weil eine Flächenkategorie in der Regel mehrere konfliktrelevante Raum- und Umwelteigenschaften abbildet, kann sie stellvertretend für mehrere potenzielle Konflikte stehen. Beispielsweise können für Freileitungsmaßnahmen bei der Flächenkategorie „FFH-Gebiete“ u. a. potenzielle Konflikte mit Leitungsanflug durch Vögel oder Veränderungen des Bodenwasserhaushaltes

auftreten. Über die Flächenkategorien hinaus werden zudem sogenannte Flächen mit eingeschränkter Verfügbarkeit berücksichtigt. In diesen Bereichen ist bereits auf Ebene der Bundesbedarfsplanung keine bzw. eine nur eingeschränkte Nutzung für den Leitungsbau absehbar.

### Schritt 3: Bewertung der potenziellen Konflikte (siehe Kapitel 3.4.3)

Für jeden potenziellen Konflikt einer Flächenkategorie wird ein Konfliktrisiko bestimmt. Dazu wird jeder potenzielle Konflikt anhand der folgenden Parameter mit jeweils drei möglichen Stufen bewertet:

- **Empfindlichkeit:** Einschätzung des Ausmaßes der Reaktion von Umwelteigenschaften auf die Auswirkungen der Ausführungsarten (Freileitung, Erdkabel, Seekabel).
- **Bewertungsstufen:** Die mit der Flächenkategorie abgebildeten Eigenschaften sind: gering, mittel oder hoch empfindlich gegenüber den Wirkfaktoren der Ausführungsart.
- **Bedeutung:** Widerspiegelung der rechtlichen und gesellschaftlichen Wertigkeit der Flächenkategorie

**Bewertungsstufen:** Die mit der Flächenkategorie verbundenen Werte können unter: geringen, mittleren oder hohen Anforderungen überwunden werden.

- **Abbildungsgenauigkeit:** Darstellung der Eignung einer Flächenkategorie für die Bewertung eines potenziellen Konflikts

**Bewertungsstufen:** Die Flächenkategorie bildet die Raum- und Umwelteigenschaften und die damit verbundenen Konflikte: nur sehr ungenau ab (+), nicht ganz eindeutig und genau ab (++) oder sehr eindeutig und genau (+++) ab.

Die Bewertung der Parameter erfolgt dabei unabhängig voneinander. Anschließend werden die Einzelbewertungen der Parameter Empfindlichkeit und Bedeutung mit Hilfe einer Matrix zu einem Konfliktrisiko pro potenziellen Konflikt zusammengeführt, dessen Wert entsprechend der bewerteten Abbildungsgenauigkeit um eine Stufe gesenkt (++) oder erhöht (+++) werden kann. Im Falle einer geringen Abbildungsgenauigkeit (+) entfällt die weitere Einbeziehung des betroffenen Konfliktes. Das ermittelte Konfliktrisiko wird durch die vier Konfliktrisikoklassen „gering“, „mittel“, „hoch“ und „sehr hoch“ abgebildet.

Die Bewertung des Konfliktrisikos der Flächenkategorien erfolgt getrennt für jede Ausführungsart und ist den Bewertungstabellen der Flächenkategorien den Anlagen zum Umweltbericht zu entnehmen.

#### Schritt 4: Ableitung des Konfliktrisikos für die Flächenkategorien (siehe Kapitel 3.4.4)

Die Einzelbewertungen der Konfliktrisiken aller potenziellen Konflikte einer Flächenkategorie werden zu einem schutzgutübergreifenden Konfliktrisiko pro Flächenkategorie zusammengeführt. Ausschlaggebend für die Konfliktrisikoklasse der Flächenkategorie ist jeweils das höchste, für einen potenziellen Konflikt vergebene, Konfliktrisiko. Beispielsweise ergibt sich zwischen einem potenziellen Konflikt 1 mit mittlerer Bewertung und einem potenziellen Konflikt 2 mit hoher Bewertung als Konfliktrisikoklasse für die Flächenkategorie die Bewertung „Hoch“. Neben diesem schutzgutübergreifenden Konfliktrisiko kann auch ein schutzgutbezogenes Konfliktrisiko ermittelt werden: Hierfür werden alle potenziellen Konflikte in der Flächenkategorie, die dem gleichen Schutzgut zugeordnet werden können, ebenfalls nach dem Maximalwertprinzip zusammengeführt. Die Konfliktrisiken werden in Konfliktrisikopunkte (1 – gering bis 4 – sehr hoch) überführt.

Weil die Flächenkategorien regelmäßig einzelne Schutzgüter besonders gut abbilden, ist das darauf bezogene Konfliktrisiko besonders relevant für die Bewertung der Wechselwirkung zwischen den Schutzgütern. Dazu wird für jede Flächenkategorie ein Hauptschutzgut (HSG) ausgewiesen und kann ebenfalls den Anlagen 1-3 entnommen werden.

#### Schritt 5: Bildung von Untersuchungs-räumen für die Maßnahmen (siehe Kapitel 3.4.5)

Auf der Ebene des Bundesbedarfsplans werden noch keine konkreten Leitungs- oder Trassenverläufe bestimmt. Es werden lediglich die zu verbindenden Netzverknüpfungspunkte (NVP) festgelegt. Als Hilfsmittel zur Eingrenzung der Untersuchungs-räume für Neubaumaßnahmen wird um eine Luftlinie zwischen den NVP ein Puffer gelegt. Dieser wird in einem Verhältnis der Länge zur Breite von 2,5 zu 1 konstruiert. Bei Verstärkungsmaßnahmen wird die im NEP benannte Verstärkungsleitung entsprechend gepuffert. Diese einheitliche Konstruktion der Untersuchungs-räume soll u. a. verhindern, dass sich der Untersuchungsraum bei einem Vergleich unterschiedlicher

Ausführungsarten und Ausbauförmungen auswirkt. Die zu berücksichtigen Rückräume jenseits der NVP werden unter Zuhilfenahme von Kreiskonstruktionen um den Mittelpunkt der Luftlinie bzw. um einen Hilfspunkt bei verschwenkten Verstärkungsleitungen, zwischen den NVPs gebildet und sind auf eine Tiefe von max. 5 km gedeckelt.

In besonderen Konstellationen der NVP bedarf es hingegen einer angepassten Konstruktion des Untersuchungsraums. Dies betrifft:

- Maßnahmen mit Stützpunkten und/oder Suchräumen,
- Maßnahmen, deren Untersuchungsraum eine Staatsgrenze berührt und
- Offshore-Anbindungsleitungen.

Dabei wird stets das geschilderte Grundprinzip so weit wie möglich verfolgt.

Die grenzüberschreitenden Umweltauswirkungen werden auf dieser Ebene nicht betrachtet. Die Bundesnetzagentur wird jedoch die potenziell betroffenen Nachbarstaaten über die Prozesse der Bedarfsfeststellung, also die energiewirtschaftliche Prüfung des NEP Strom, sowie über die SUP unterrichten.

#### Schritt 6: Maßnahmenbetrachtung (siehe Kapitel 3.5)

Im Rahmen der Maßnahmenbetrachtung erfolgt die Analyse des Ist-Zustands der Umwelt anhand der Flächenkategorien sowie die Ermittlung und Bewertung der voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen. Die Maßnahmenbewertungen werden in Steckbriefen dargestellt. Diese umfassen zum einen allgemeine Informationen zur Maßnahme wie Lage im Raum, Größe des Untersuchungsraums, etc. Und zum anderen dokumentieren sie das Bewertungsergebnis der Maßnahmen einschließlich vorgenommener Teilbewertungen.

Die Maßnahmenbetrachtung erfolgt sowohl schutzgutbezogen als auch schutzgutübergreifend. Für die schutzgutübergreifende Bewertung der voraussichtlichen Umweltauswirkungen werden die Flächenkategorien im Untersuchungsraum zunächst kartografisch überlagert. In 50m x 50m-Rasterzellen bestimmt der jeweils höchste Einzelwert der sich überlagernden Konfliktrisikopunkte das Konfliktrisiko der Rasterzelle (Maximalwertprinzip). Wechselwirkungen, Vorbelastungen und Ausbauförmungen werden anschließend



Abbildung 6: Methodischer Arbeitsschritt Nr. 6

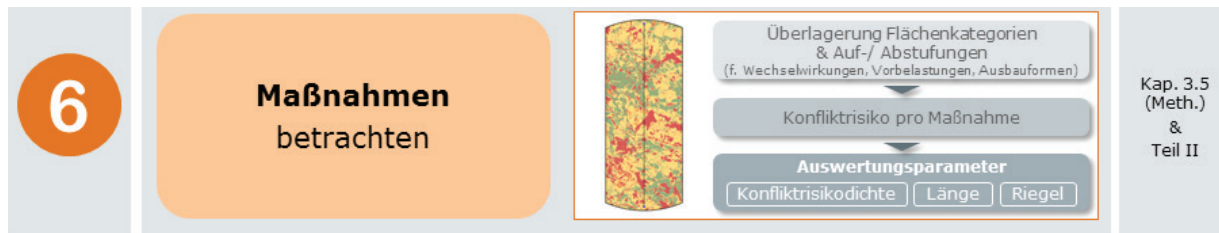
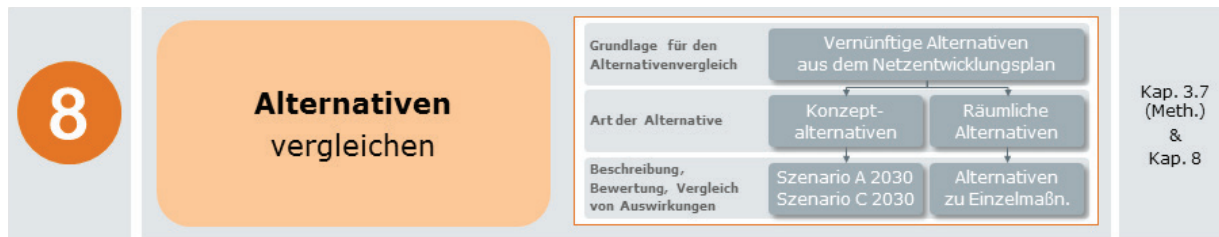


Abbildung 7: Methodischer Arbeitsschritt Nr. 7



Abbildung 8: Methodischer Arbeitsschritt Nr. 8



durch Zu- und Abschläge bei den Konfliktrisikopunkten berücksichtigt. Die Berücksichtigung der Wechselwirkungen wird im nachfolgenden Unterkapitel „Berücksichtigung der Schutzgüter Fläche und Wechselwirkung“ detaillierter erläutert.

Aus der Summe der Konfliktrisikopunkte pro Untersuchungsraum ergibt sich in Verbindung mit seiner Größe die Konfliktrisikodichte (KRD) als erster Auswertungsparameter. Dafür wird die KRD als „unterdurchschnittlich“, „durchschnittlich“ oder „überdurchschnittlich“ eingestuft.

Den zweiten Auswertungsparameter bildet die erwartete Länge der Maßnahme, wobei bei den angegebenen Luftlinienlängen der Neubaumaßnahmen ein Umwegfaktor von 1,3 zum Vergleich mit Verstärkungsmaßnahmen berücksichtigt wird. Die Maßnahmenlänge wird ebenfalls in drei Stufen (kurz, mittel, lang) eingeteilt.

Anhand der Anordnung von Bereichen höchsten Konfliktrisikos, ggf. in Verbindung mit Flächen eingeschränkter Verfügbarkeit, wird zudem der Untersuchungsraum auf mögliche Querungshindernisse (Riegel) als dritter Auswertungsparameter untersucht. Dabei wird in die Bewertung eingestellt, ob ein Riegel vorhanden (Riegelklasse 1 oder 2) oder nicht vorhanden ist (Riegelklasse 0).

Aus der Zusammenführung dieser drei Auswertungsparameter unter Anwendung von Verknüpfungsmatrizen ergibt sich die letztendliche Einstufung der voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen der betrachteten Maßnahme: Es kann abgelesen werden, ob sich voraussichtlich erhebliche Umweltauswirkungen auf die Schutzgüter in sehr geringen, geringem, moderatem, hohen oder sehr hohen Ausmaß erwarten lassen (Label).

## Schritt 7: Gesamtplanbetrachtung (siehe Kapitel 3.6)

Die deutschlandweite Gesamtplanbetrachtung erfolgt auf der Grundlage der Ergebnisse der beschriebenen und bewerteten Umweltauswirkungen der einzelnen Vorhaben und Maßnahmen. Dabei werden die erheblichen Umweltauswirkungen in der Zusammenschau bewertet und in Zusammenhang zu anderen, nicht über Flächenkategorien abgebildeten, Auswirkungen gesetzt. Die maßnahmenbezogenen Darstellungen werden summarisch analysiert. So können hier auch positive Auswirkungen etwa zum Klimaschutz mitbetrachtet werden, die sich bei Umsetzung des Plans voraussichtlich ergeben. Der Netzausbau selbst trägt zwar nicht zum Klimaschutz bei, aber er ist notwendiger Teil von Maßnahmen auf dem Weg zu einem Energiesystem das zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht.

Die Gesamtplanbetrachtung dient der Prüfung der voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen des Plans insgesamt. Als Grundlage dienen die Ergebnisse der beschriebenen und bewerteten Umweltauswirkungen der einzelnen Vorhaben und Maßnahmen. Die maßnahmenbezogenen Darstellungen werden summarisch analysiert. Analog der Bewertung der Einzelmaßnahmen werden bei der Gesamtplanbetrachtung die erheblichen Umweltauswirkungen bewertet und in Zusammenhang zu anderen, nicht über Flächenkategorien abgebildeten, Auswirkungen gesetzt.

Zunächst erfolgt die Bildung des Untersuchungsraums des Gesamtplans, der sich aus den einzelnen Untersuchungsräumen der Maßnahmen (ohne Alternativen) zusammensetzt. Anschließend werden der Ist-Zustand der Umwelt sowie die voraussichtlichen Umweltauswirkungen zunächst anhand des Parameters der Konfliktrisikodichte der einzelnen Schutzgüter bewertet. Als finaler Schritt schließt sich letztendlich die schutzgutübergreifende Bewertung der potenziellen Umweltauswirkungen des Gesamtplans an, die auf einer statistischen und zum Teil auch verbal-argumentative Auswertung der Einzelmaßnahmen basierend erfolgt.

## Schritt 8: Vergleich von Alternativen (siehe Kapitel 3.7)

Im Alternativenvergleich werden den Vorschlagsvarianten für eine Maßnahme mögliche anderweitige Planungsmöglichkeiten (Alternativen) mit den methodisch ermittelten voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen räumlich gegenübergestellt. Analog zur Maßnahmenbetrachtung wird der Alternativenvergleich zu den Maßnahmen in Steckbriefen dokumentiert. Zur Gegenüberstellung der Vorschlagsvarianten und deren Alternativen werden die Vergleichsparameter Konfliktrisikopunkte, Konfliktrisikodichte, erwartete Maßnahmenlänge und die Riegel herangezogen. Nach dem Prinzip einer Rangbildung werden die Vergleichsparameter untereinander bewertet (z.B. für den Parameter KRK bekommt die Variante mit höherer KRK Rang 2 gegenüber Alternative mit niedrigerer KRK und damit Rang 1). Anschließend werden die Rangplätze addiert. Die Variante oder Alternative mit der niedrigsten Rangsumme ist aus Umweltsicht als vorzugswürdige Maßnahmenvariante zu beurteilen, weil mit den vergleichsweise geringsten voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen zu rechnen ist. Für Alternativen wird eine Vorzugswürdigkeit allerdings erst bei einer deutlichen Differenz von mind. zwei Rangplätzen zu den Vergleichsvarianten benannt. Das Ergebnis soll als Grundlage für die Gesamtabwägung zur Entscheidung über die Maßnahmen zum Bundesbedarfsplangesetz dienen.

Die Alternativenprüfung des Gesamtplans wird auf Grundlage der Parameter des Szenarios B 2030 und dem hieraus resultierenden, von den Übertragungsnetzbetreibern ermittelten, Netzentwicklungsbedarf durchgeführt. Hierbei werden zunächst die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen der einzelnen Netzausbaumaßnahmen des Szenarios B 2030 ermittelt, beschrieben und bewertet. Danach werden die einzelnen Bewertungen jeweils in einer Gesamtplanbetrachtung zusammengefasst und mit der Gesamtplanbetrachtung des Szenarios A 2030 und C 2030 als Konzeptalternativen verglichen. Die Grundlagen der umweltfachlichen Prüfung waren dabei sämtliche von den Übertragungsnetzbetreibern im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplan Strom 2030 vorgeschlagenen einzelnen Maßnahmen des Szenarios B 2030.

Die Alternativenprüfung des Gesamtplans wird auf Grundlage der Parameter des Szenarios B 2030 und dem hieraus resultierenden, von den Übertragungsnetzbetreibern ermittelten, Netzentwicklungsbedarf durchgeführt. Hierbei werden zunächst die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen der einzelnen Netzausbaumaßnahmen des Szenarios B 2030 ermittelt, beschrieben und bewertet. Danach werden die einzelnen Bewertungen jeweils in einer Gesamtplanbetrachtung zusammengefasst und mit der Gesamtplanbetrachtung des Szenarios A 2030 und C 2030 als Konzeptalternativen verglichen. Die Grundlagen der umweltfachlichen Prüfung waren dabei sämtliche von den Übertragungsnetzbetreibern im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplan Strom 2030 vorgeschlagenen einzelnen Maßnahmen des Szenarios B 2030.

## Berücksichtigung der Schutzgüter Fläche und Wechselwirkung

Im Gegensatz zu den anderen Schutzgütern werden für das Schutzgut Fläche und für das Schutzgut Wechselwirkung zwischen den Schutzgütern jeweils unterschiedliche methodische Vorgehensweisen durchgeführt.

### Schutzgut Fläche (siehe Kapitel 3.4.2.2)

Das Schutzgut Fläche erhielt mit Erlass der UVP-Änderungsrichtlinie (2014/52/EU) Einzug in das UVPG und ist nunmehr im Rahmen von Umweltprüfungen zu berücksichtigen. Ursprünglich unter dem Schutzgut

Boden als Teilaspekt miterfasst werden nun explizit für das Schutzgut Fläche die Auswirkungen der quantitativen Flächeninanspruchnahme maßnahmenbezogen und auf Ebene der Gesamtplanung geprüft. Damit erfolgt erstmalig in der SUP zum BBP eine getrennte Betrachtung des Aspektes des Flächenverbrauches vom Schutzgut Boden, dessen Erfassung qualitativ über raumkonkrete Eigenschaften erfolgt. Trotzdem bleibt auch die qualitative Dimension des Schutzguts Fläche nicht unbeachtet, weil sie bereits über die Bewertung der Auswirkungen auf die anderen Schutzgüter umfassend mit abgedeckt wird und zudem der qualitative Aspekt über die unterschiedlichen Intensitäten (temporär, dauerhaft) der Flächeninanspruchnahme einbezogen wird.

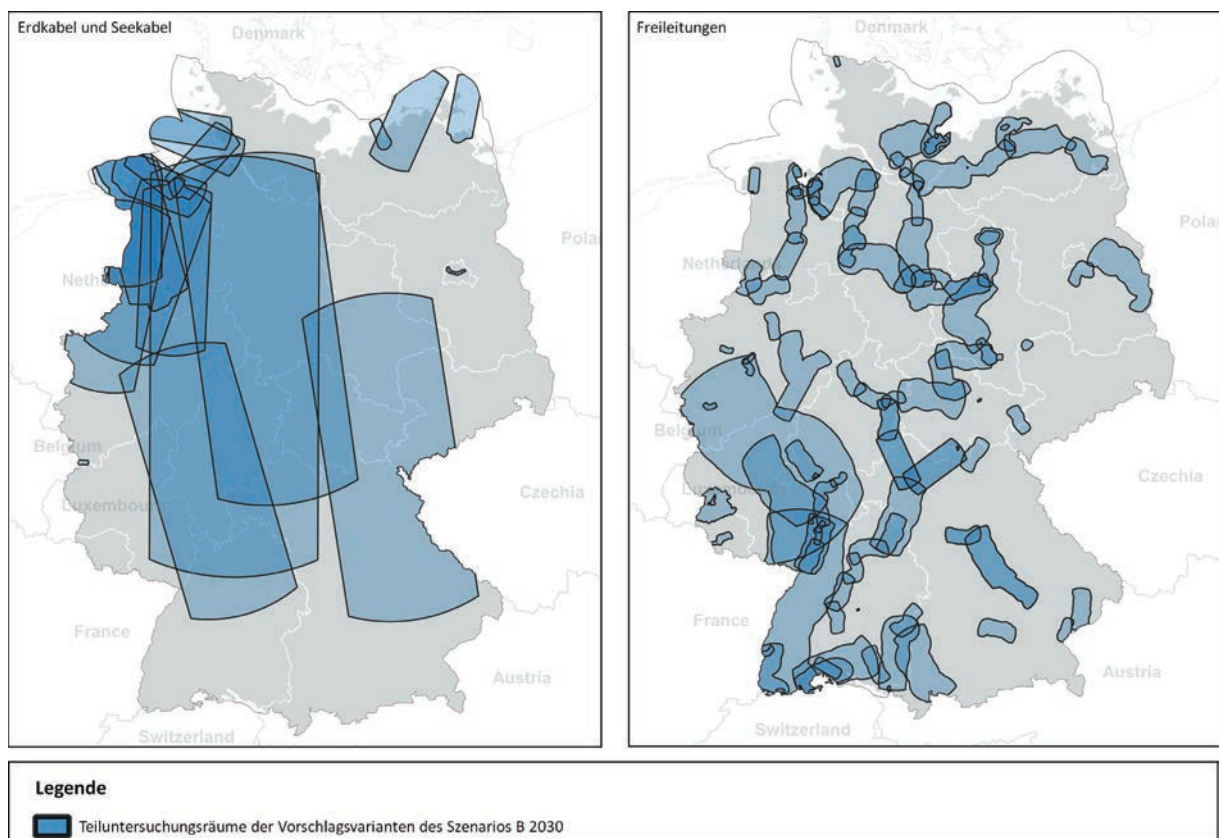
**Schutzgut Wechselwirkung (siehe Kapitel 3.4.2.3)**

Aufgrund des hohen Abstraktionsgrads und aus Gründen der Verhältnismäßigkeit wird bei der SUP zum Bundesbedarfsplan darauf fokussiert, bei der Gesamtbewertung der Maßnahmen und ihrer Alternativen die aus der möglichen Betroffenheit von Wechselwirkung zwischen den Schutzgütern resultierenden erhöhten Konfliktrisiken zu ermitteln und zu bewerten. Regelmäßig zu erwartende Wechselwirkungen, z. B. zwischen den Schutzgütern Boden und Wasser, werden bereits über den methodischen Ansatz zur Bewertung der Konfliktrisiken bei den einzelnen Flächenkatego-

rien betrachtet. Dort werden die potenziellen Konflikte der einzelnen Schutzgüter bei der Ableitung des schutzgutübergreifenden Konfliktrisikos mit allen anderen relevanten Schutzgütern in ihren Funktionsbeziehungen gemeinsam betrachtet und bewertet. Für diese Ermittlung erhöhter Konfliktrisiken aufgrund von Wechselwirkungen werden die Schutzgüter in drei Schutzgutgruppen eingeteilt: Abiotische, biotische und anthropogene Schutzgüter. In den Gruppen werden diejenigen Schutzgüter zusammengefasst, zwischen denen die regelmäßig zu erwartenden Wechselwirkungen bestehen. Erhöhte Konfliktrisiken in diesem Zusammenhang werden dann angenommen, wenn auf einer Fläche Schutzgüter mit bereits für sich erhöhtem Konfliktrisiko (mindestens 3 Konfliktrisikopunkte) auftreten, die zu mindestens zwei verschiedenen Schutzgutgruppen zugeordnet werden können. Sind diese Bedingungen erfüllt wird die Konfliktpunktezahl der betroffenen Fläche um einen Konfliktrisikopunkt erhöht.

Die Größe der Flächen, für die ein erhöhtes Konfliktrisiko aufgrund von Wechselwirkungen zwischen den Schutzgütern vorliegt, wird in den entsprechenden Maßnahmen-Steckbriefen genannt.

**Abbildung 9: Untersuchungsräume von See- und Erdkabel-Maßnahmen sowie Freileitungsmaßnahmen**



## Zu den Ergebnissen: Welche erheblichen Umweltauswirkungen sind voraussichtlich zu erwarten?

### Gesamtplanauswirkungen

Die Bundesnetzagentur hat die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen der 117 im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans bestätigten Vorhaben zum Szenario B 2030 geprüft. Diese setzen sich aus 106 Onshore-Maßnahmen (97 Freileitung, neun Erdkabel)- und aus elf Offshore-Maßnahmen zusammen. Die Einzelmaßnahmen werden jeweils in eigenen Steckbriefen (siehe Teil II) überprüft.

Wie Abbildung 9 zu entnehmen ist, können potenziell alle Bundesländer von Maßnahmen des Netzentwicklungsplans betroffen sein. Die Größe und Form des Untersuchungsraums für den Gesamtplan ergibt sich aus der Form und Lage der Teiluntersuchungsräume für die voraussichtlichen Vorhaben. Die Teiluntersuchungsräume sind von ca. 1 km bis ca. 700 km unterschiedlich groß. Dementsprechend verschieden ist die Ausdehnung der Teiluntersuchungsräume von wenigen Hektar bis zu großräumigen Flächen über mehrere Bundesländer hinweg.

In der nachfolgenden Übersicht werden die Ergebnisse der Einstufungen der Umweltauswirkungen aller Maßnahmen dargestellt und anschließend erläutert.

Rund 30 % aller Maßnahmen des Szenario B 2030 lassen mit Blick auf die ermittelten Konfliktrisiken und die erwartete Maßnahmenlänge voraussichtliche erhebliche Umweltauswirkungen auf die Schutzgüter in sehr geringem Ausmaß erwarten. Das entspricht 35 (Vorschlagsvarianten) der insgesamt 117 Maßnahmen.

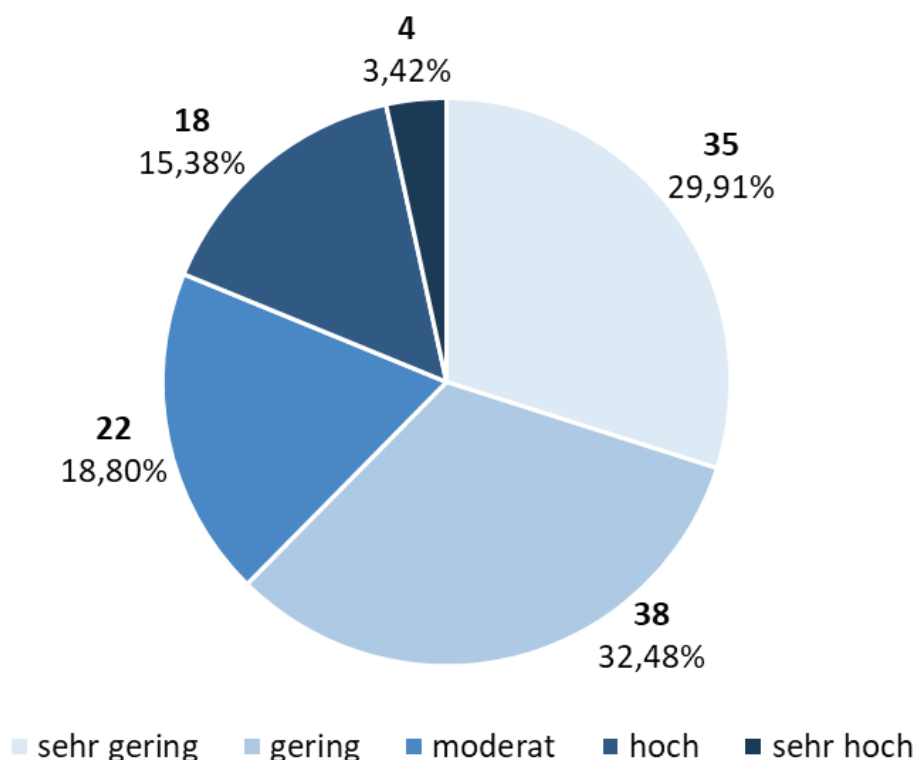
Rund 32 % der Maßnahmen lassen hinsichtlich der ermittelten Konfliktrisiken und der erwarteten Maßnahmenlänge voraussichtliche erhebliche Umweltauswirkungen auf die Schutzgüter in geringem Ausmaß erwarten, was 38 der insgesamt 117 betrachteten Maßnahmen entspricht.

Bei 22 Maßnahmen und somit knapp 19 % aller Maßnahmen sind voraussichtliche erhebliche Umweltauswirkungen auf die Schutzgüter in moderatem Ausmaß zu erwarten.

Dahingegen sind bei 18 (Vorschlagsvarianten) der 117 Maßnahmen und somit gut 15 % aller Maßnahmen voraussichtliche erhebliche Umweltauswirkungen auf die Schutzgüter in hohem Ausmaß zu erwarten.

Bei vier Maßnahmen werden voraussichtlich erhebliche Umweltauswirkungen auf die Schutzgüter in sehr hohem Ausmaß erwartet. Das entspricht gut 3 % aller Maßnahmen.

Abbildung 10: Verteilung der Bewertung der voraussichtlichen Umweltauswirkungen der Maßnahmen



Für die anschließende schutzgutübergreifende Bewertung der Umweltauswirkungen des Gesamtplans werden die Einstufungen der Umweltauswirkungen aller Maßnahmen, die sich aus deren Konfliktrisikodichte und deren voraussichtlicher Maßnahmenlänge ergeben, ermittelt. Die Abbildung 11 zeigt je Ausführungsart die bewerteten Maßnahmen einschließlich ihrer räumlichen Lage.

Im Vergleich zu Freileitungsvorhaben fallen die Bewertungen der Vorhaben mit Erdkabelvorrang und Offshore-Anbindungsleitungen hinsichtlich ihrer Umweltauswirkungen schlechter aus. Dies liegt an den Bewertungsparametern der voraussichtlichen Maßnahmenlänge und der Konfliktrisikodichte zur Einstufung der Umweltauswirkungen: Zum einen sind die Vorhaben mit Erdkabelvorrang und die Offshore-Anbindungsleitungen gemessen an der Distanz der NVP zueinander grundsätzlich länger als die Freileitungsmaßnahmen. Und zum anderen wird bei Erdkabel und Offshore-Anbindungsleitungen grundsätzlich der gesamte Teiluntersuchungsraum bei der Ermittlung der KRД zugrunde gelegt. Bei den Freileitungen, die als Verstärkungsmaßnahme vorgesehen sind, wird die KRД der Nahzone bei der Einstufung eingestellt, die durch die Herabstufungen der Konfliktrisikopunkte tendenziell besser ist.

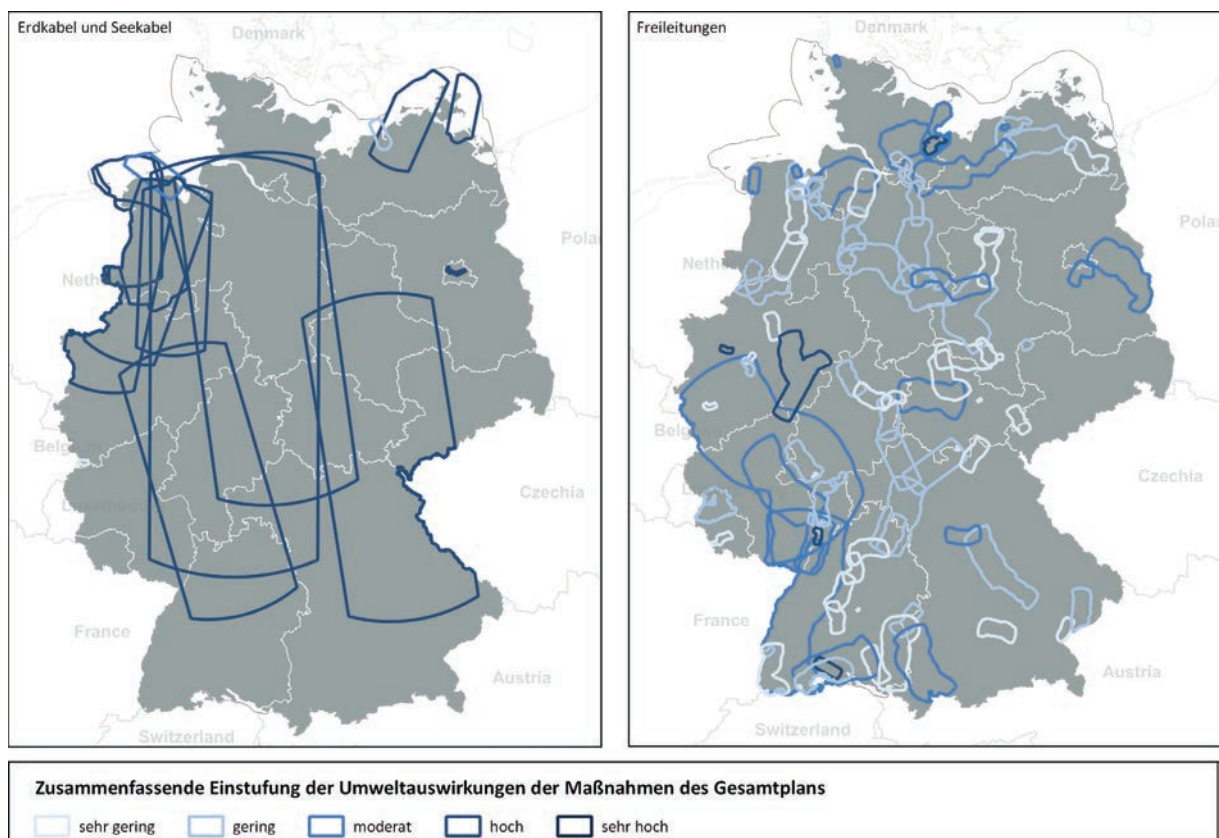
Zudem ergibt sich in Folge der Bewertung der Wechselwirkung zwischen den Schutzgütern eine Erhöhung des Konfliktrisikos auf einer Fläche von 4.106.995 ha.

**Kumulative Auswirkungen**

Mittels statistischer Auswertung wurden die Flächenanteile ermittelt, auf denen sich die Wirkbereiche und damit das Vorliegen kumulativer Auswirkungen des Gesamtplans überlagern. Im Ergebnis überlagern sich auf einer Fläche von insgesamt 16.479.468 ha die Untersuchungsräume von Freileitungen, Erdkabel und Seekabel, was rund 62% des Gesamtuntersuchungsraums entspricht. Für die Maßnahmen des Szenario B gibt es bisher maximal neun Überlagerungen. Zur Herstellung eines räumlichen Bezuges wird das Ergebnis der Bewertung des Risikos gesamtplanbezogener kumulativer Auswirkungen auf die Naturräume bezogen (siehe Abbildung 12).

Es ergibt sich aufgrund der maximal neun Überlagerungen von Untersuchungsräumen ein als hoch einzustufendes Risiko gesamtplanbezogener kumulativer Auswirkungen und zwar in Teilen der Naturräume: Ems-Weser-Marsch (D25), Ostfriesisch-Oldenburgische Geest (D26), Stader Geest (D27), Dümmer Geestniederung und Ems-Hunte-Geest (D30), Oberrheinisches Tiefland und Rhein-Main-Tiefland (D53) sowie der Deutschen Bucht (ohne Felssockel Helgoland; D70).

Abbildung 11: Ergebnisse der Bewertung der Maßnahmen des Szenario B 2030 für alle Schutzgüter gem. UVPG



Ein sehr hohes Risiko gesamtplanbezogener kumulativer Auswirkungen durch die Überlagerung von mehr als neun Untersuchungsräumen liegt im Gesamtuntersuchungsraum nicht vor.

#### **Verbindung mit anderen Prüfungen (Natura-2000-Abschätzung)**

Mit dem Bundesbedarfsplan werden Festlegungen getroffen, die sich bei der weiteren Konkretisierung im späteren Planungsverlauf potenziell auf Natura-2000-Gebiete (FFH- und VS-Gebiete) auswirken können. Der Umweltbericht ermittelt daher ausschließlich die potenzielle Betroffenheit von Natura-2000-Gebieten, die innerhalb der Teiluntersuchungsräume liegen, durch eine dem Planungsstand angemessene Natura-2000-Abschätzung. Außerdem wird ermittelt und dargestellt, ob Natura-2000-Gebiete einen sogenannten Riegel bilden und damit sicher gequert werden müssen. Wird eine Beeinträchtigung der Schutzziele der Natura-2000-Gebiete durch die nachfolgende konkretisierende Planung für möglich gehalten, erfolgt ein entsprechender Hinweis im Steckbrief.

Auf der Grundlage der geprüften potenziellen Auswirkungen der einzelnen Vorhaben ergeben sich folgende Hinweise zum Umfang der potenziellen Beeinträchtigungen von Natura-2000-Gebieten: Insgesamt liegen 4.277.106 ha Natura-2000-Gebietsflächen im Gesamtuntersuchungsraum. Das entspricht einem prozentualen Anteil von 16 %. Darüber hinaus weisen 35 der 117 Maßnahmen im Gesamtuntersuchungsraum durchgehende Bereiche höchsten Konfliktrisikos (Riegel) durch Natura-2000-Gebiete auf.

Ob es im Falle von Riegeln in den Teiluntersuchungsräumen bzw. von wahrscheinlich betroffenen Gebieten tatsächlich zu erheblichen Beeinträchtigungen der Natura-2000-Gebiete kommt, ist auf nachfolgenden Planungsebenen u. a. anhand der Erhaltungsziele und unter Berücksichtigung von Vermeidungs- und Vermeidungsmaßnahmen zu untersuchen.

### Vergleich alternativer Maßnahmen

Bei der maßnahmenbezogenen Alternativenprüfung werden die Maßnahmen aller 2030-Szenarien betrachtet. Nach der Auswahl der vernünftigen Alternativen ergeben sich für insgesamt 22 Maßnahmen alternative Netzverknüpfungspunkte bzw. Stützpunkte, die auf ihre voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen überprüft und miteinander verglichen werden. Die Tabelle 1 gibt für jeden Vergleich einen Überblick, welcher der Maßnahmen aus umweltfachlicher Sicht besser geeignet ist.

Unterstrichener Fettdruck markiert die aus Umweltsicht nach den zuvor genannten Kriterien vorzugswürdigen Alternativen. Kursivdruck kennzeichnet Alternativen, die im Vergleich schlechter bewertet wurden und somit nicht vorzugswürdig sind. Für die schwarz gekennzeichneten Alternativen ist keine Vorzugswürdigkeit erkennbar. Sofern ein Vorhaben bereits Teil des Bundesbedarfsplans ist, ist die Vorhabenummer in der linken Spalte angegeben.

Die Vergleichsgrößen sowie Auswertungsergebnisse sind in den Maßnahmensteckbriefen zum „Alternativenvergleich“ gegenübergestellt (siehe Teil II).

Insgesamt ergibt sich folgendes Ergebnisbild des maßnahmenbezogenen Alternativenvergleichs:

Bei 3 der insgesamt 22 Alternativenvergleiche ist die Vorschlagsvariante gegenüber den Alternativen mit voraussichtlich geringeren Umweltauswirkungen verbunden und dementsprechend vorzugswürdig.

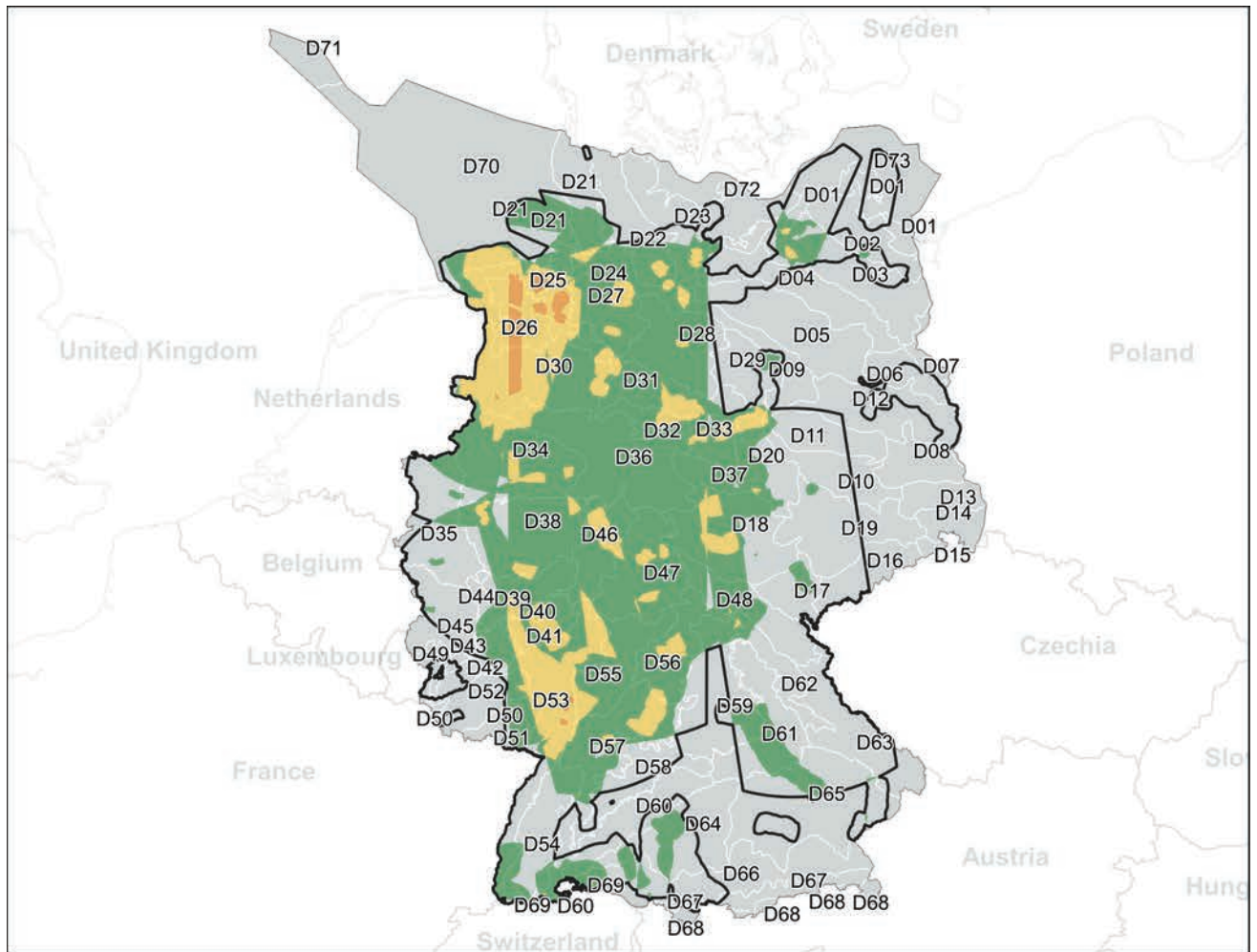
Bei 8 von 22 Alternativenvergleichen ist der Abstand zwischen den verglichenen Alternativen ausreichend groß, um eine aus Umweltsicht vorzugswürdige Alternative herauszustellen. Bei den übrigen Alternativenvergleichen ist es nicht möglich, eine einzige Alternative als eindeutig vorzugswürdig zu herauszustellen.

Bei 7 der insgesamt 22 Alternativenvergleiche ist die Vorschlagsvariante voraussichtlich nicht mit geringeren Umweltauswirkungen verbunden als eine der Alternativen, sodass auf der Grundlage der aktuellen Bewertung einer der Alternativen aus Umweltsicht der Vorzug zu geben ist. Dazu kann in fünf Vergleichen einer der Vorschlagsvariante gegenübergestellte anderweitige Planungsmöglichkeit als vorzugswürdige Alternative herausgestellt werden. In zwei Vergleichen wird die Vorschlagsvariante im Vergleich zu ihren Alternativen am schlechtesten bewertet, ohne dass aus dem Kreis der Alternativen eine als eindeutig vorzugswürdig hervorgeht.

### Alternative Gesamtpläne

Aus einer Gesamtschau über alle Szenarien werden nur solche Maßnahmen bestätigt, die unabhängig von künftigen Entwicklungen in jedem Fall sinnvoll und nachhaltig und i. d. R. in allen Szenarien erforderlich sind; die Bestätigung des NEP erfolgt insofern nicht allein auf Basis des Szenario B 2030. Daher dient die Prüfung der alternativen Gesamtpläne im Entwurf des Umweltberichtes als Diskussionsgrundlage über die zu bestätigenden Maßnahmen im Rahmen der Konsultation.

Abbildung 12: Bewertung des Risikos gesamtplanbezogener kumulativer Auswirkungen in den Naturräumen



**Kumulative Auswirkungen aufgrund sich überlagernder Untersuchungsräume**

■ geringes Risiko    
 ■ mittleres Risiko    
 ■ hohes Risiko    
 ■ sehr hohes Risiko

**Naturräume**

- |   |  |   |
|---|--|---|
| D01 - Mecklenburgisch-Vorpommersches Küstengebiet   | D24 - Unterelbeniederung (Elbmarsch)                       | D50 - Pfälzisch-Saarländisches Muschelkalkgebiet              |
| D02 - Nordostmecklenburgisches Tiefland mit Oderhaffgebiet  | D25 - Ems-Weser-Marsch                                     | D51 - Pfälzer Wald (Haardtgebirge)                            |
| D03 - Rückland der Mecklenburg-Brandenburgischen Seenplatte   | D26 - Ostfriesisch-Oldenburgische Geest                    | D52 - Saar-Nahe-Berg- und Hügelland                           |
| D04 - Mecklenburgische Seenplatte   | D27 - Stader Geest   | D53 - Oberrheinisches Tiefland und Rhein-Main-Tiefland        |
| D05 - Mecklenburg-Brandenburgisches Platten- und Hügelland sowie Luchland                             | D28 - Lüneburger Heide                                     | D54 - Schwarzwald   |
| D06 - Ostbrandenburgische Platte  | D29 - Wendland und Altmark                                 | D55 - Odenwald / Spessart und Südrhön                         |
| D07 - Odertal   | D30 - Dümmer Geestniederung und Ems-Hunte-Geest            | D56 - Mainfränkische Platten                                  |
| D08 - Spreewald und Lausitzer Becken- und Heideland   | D31 - Weser-Aller-Tiefland                                 | D57 - Neckar- und Tauberland / Gäuplatten                     |
| D09 - Elbtalniederung   | D32 - Niedersächsische Börden                              | D58 - Schwäbisches Keuper-Liasland                            |
| D10 - Elbe-Mulde-Tiefland   | D33 - Nördliches Harzvorland                               | D59 - Fränkisches Keuper-Liasland                             |
| D11 - Fläming   | D34 - Westfälische Tieflandsbucht                          | D60 - Schwäbische Alb   |
| D12 - Mittelbrandenburgische Platten und Niederungen sowie Ostbrandenburgisches Heide- und Seengebiet | D35 - Kölner Bucht und Niederrheinisches Tiefland          | D61 - Fränkische Alb  |
| D13 - Oberlausitzer Heideland   | D36 - Unteres Weserbergland und Oberes Weser-Leinebergland | D62 - Oberpfälzisch-Obermainisches Hügelland                  |
| D14 - Oberlausitz   | D37 - Harz   | D63 - Oberpfälzer und Bayerischer Wald                        |
| D15 - Sächsisch-Böhmisches Kreidesandsteingebiet  | D38 - Bergisches Land / Sauerland (Süderbergland)          | D64 - Donau-Iller-Lech-Platten                                |
| D16 - Erzgebirge  | D39 - Westerwald   | D65 - Unterbayerisches Hügelland und Isar-Inn-Schotterplatten |
| D17 - Vogtland  | D40 - Lahntal und Limburger Becken                         | D66 - Voralpines Hügel- und Moorland                          |
| D18 - Thüringer Becken und Randplatten  | D41 - Taunus   | D67 - Schwäbisch-Oberbayerische Voralpen                      |
| D19 - Erzgebirgsvorland und Sächsisches Hügelland   | D42 - Hunsrück   | D68 - Nördliche Kalkalpen                                     |
| D20 - Mitteldeutsches Schwarzerdegebiet   | D43 - Moseltal   | D69 - Hochrheingebiet und Dinkelberg                          |
| D21 - Schleswig-Holsteinische Marschen und Nordseinseln   | D44 - Mittelrheingebiet (mit Siebengebirge)                | D70 - Deutsche Bucht (ohne Felssockel Helgoland)              |
| D22 - Schleswig-Holsteinische Geest   | D45 - Eifel und Vennvorland                                | D71 - Doggerbank und angrenzende zentrale Nordsee             |
| D23 - Schleswig-Holsteinisches Hügelland  | D46 - Westhessisches Berg- und Beckenland                  | D72 - Westliche Ostsee  |
|   | D47 - Osthessisches Bergland (Vogelsberg und Rhön)         | D73 - Östliche Ostsee   |
|   | D48 - Thüringisch-Fränkisches Mittelgebirge                |   |
|   | D49 - Gutland (Bitburger Land)                             |   |

**Tabelle 1: Ergebnisse der Alternativenvergleiche**

Projekt-Nr.	Vorschlagsvariante	Alternative	Alternative	Alternative
NOR-3-2: DC-Netzanbindungssystem NOR-3-2 (DolWin4)	M14: Nordsee-Cluster 3 - Grenzkorridor II - Hanekenfähr	AL1-M14: Nordsee-Cluster 3 - Grenzkorridor II - Meppen	AL2-M14: Nordsee-Cluster 3 - Grenzkorridor II - Landkreis Cloppenburg 1	AL3-M14: Nordsee-Cluster 3 - Grenzkorridor II - Unterweser
NOR-6-3: DC-Netzanbindungssystem NOR-6-3 (BorWin4)	M29: Nordsee-Cluster 6 - Grenzkorridor II - Hanekenfähr	AL1-M29: Nordsee-Cluster 6 - Grenzkorridor II - Meppen	AL2-M29: Nordsee-Cluster 6 - Grenzkorridor II - Landkreis Cloppenburg 1	AL3-M29: Nordsee-Cluster 6 - Grenzkorridor II - Unterweser
NOR-7-2: DC-Netzanbindungssystem NOR-7-2 (BorWin6)	M32: Nordsee-Cluster 7 - Grenzkorridor IV - Büttel	AL1-M32: Nordsee-Cluster 7 - Grenzkorridor IV - Brunsbüttel	AL2-M32: Nordsee-Cluster 7 - Grenzkorridor IV - Heide/West	AL3-M32: Nordsee-Cluster 7 - Grenzkorridor IV - Kreis Segeberg
NOR-9-1: DC-Netzanbindungssystem NOR-9-1 (BalWin1)	M234: Nordsee-Cluster 9 - Grenzkorridor II - Unterweser	<b>AL-M234: Nordsee-Cluster 9 - Grenzkorridor II - Halbmond</b>		
NOR-10-2: DC-Netzanbindungssystem NOR-10-2 (BalWin3)	M232: Nordsee-Cluster 10 - Grenzkorridor IV - Heide/West	AL1-M232: Nordsee-Cluster 10 - Grenzkorridor IV - Kreis Segeberg	AL2-M232: Nordsee-Cluster 10 - Grenzkorridor IV - Brunsbüttel	
OST-1-4: AC-Netzanbindungssystem OST-1-4	M73: Ostsee-Cluster 1 - Grenzkorridor I - Lubmin/Brünzow/Wusterhusen/Kemnitz	AL1-M73: Ostsee-Cluster 1 - Grenzkorridor I - Lubmin	AL2-M73: Ostsee-Cluster 1 - Grenzkorridor I - Lüdershagen	
Vorhaben Nr. 10 BBPlG P33: Netzverstärkung zwischen Wolmirstedt und Wahle bzw. Mehrum	M24a: Wolmirstedt - Helmstedt - Hattorf - Wahle	AL1-M24a: Stendal/West - Wahle	AL2-M24a: Förderstedt - Marke	<b>AL3-M24a: Förderstedt - Klostermansfeld</b>
Vorhaben Nr. 41 BBPlG P53: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Raitersaich, Ludersheim, Sittling und Altheim	M54/M350: Raitersaich - Ludersheim - Sittling - Altheim	<b>AL-P53: Irsching - Zolling - Ottenhofen</b>		
Vorhaben Nr. 46 BBPlG P185: Erhöhung der Stromtragfähigkeit der Leitung Redwitz - Landesgrenze Bayern/Thüringen	<b>M420: Redwitz - Landesgrenze Bayern/Thüringen (Punkt Tschirn)</b>	AL1-M420: Schalkau - Grafenrheinfeld	AL2-M420: Schalkau - Würgau - Ludersheim	
P216: Netzverstärkung Güstrow - Siedenbrünzow - Iven - Pasewalk/Nord - Pasewalk	<b>M455: Güstrow - Siedenbrünzow - Iven</b>	AL-M455: Güstrow - Siedenbrünzow - Lüdershagen - Iven		
P221: DC-Netzausbau Hansa PowerBridge (HPB)	M460: Hansa PowerBridge (HPB)	AL1-M460: Bentwisch - Grenzkorridor OST-III	AL2-M460: Lüdershagen - Grenzkorridor OST-III	AL3-M460: Lubmin - Grenzkorridor OST-III
P228: Netzverstärkung Landesbergen - Mehrum/Nord	<b>M469a: Landesbergen - Mehrum/Nord</b>	AL-M469a: Landesbergen - Grohnde - Mehrum - Wahle		



## Alternativer Gesamtplan: Szenario A 2030

Szenario A 2030 beinhaltet insgesamt 119 Maßnahmen, davon sind 108 Maßnahmen onshore und elf Maßnahmen offshore. Gegenüber dem Szenario B 2030 wird in Szenario A 2030 eine Maßnahme weniger vorgeschlagen. Durch die Übertragungsnetzbetreiber werden drei zusätzliche Offshore-Maßnahmen vorgeschlagen, die alle in der Nordsee liegen. Gegenüber dem Szenario B 2030 verändert sich der gesamte Untersuchungsraum durch den Wegfall zweier Maßnahmen nicht.

Die maßnahmenbezogene Bewertung voraussichtlicher Umweltauswirkungen ergibt, dass für rund 61 % der Maßnahmen das Ausmaß voraussichtlicher Umweltauswirkungen sehr gering bis gering ausfällt. Bei etwa 18 % der Maßnahmen werden Umweltauswirkungen voraussichtlich moderat ausgelöst. Bei rund 17 % der Maßnahmen ist mit voraussichtlich hohen und lediglich bei etwa 3 % der Maßnahmen mit voraussichtlich sehr hohen Umweltauswirkungen zu rechnen.

Im Rahmen der schutzgutübergreifenden Bewertung der Umweltauswirkungen des Gesamtplans gelten für den Untersuchungsraum des Szenario A 2030 die Ausführungen zum Untersuchungsraum des Szenario B 2030 aufgrund der geringfügigen Abweichungen.

Die Bewertung der Wechselwirkung zwischen den Schutzgütern ergibt für Szenario A 2030 eine Erhöhung des Konfliktrisikos auf einer Fläche von 2.198.841 ha.

### Kumulative Wirkungen

Das Risiko gesamtplanbezogener kumulativer Auswirkungen aufgrund sich überlagernder Untersuchungsräume ist in Teilen der folgenden Naturräume durch die Überlagerung von sieben bis neun Untersuchungsräumen als hoch einzustufen: Ems-Wesermarsch (D25), Ostfriesisch-Oldenburgische Geest (D26), Stader Geest (D27), Dümmer Geestniederung und Ems-Hunte-Geest (D30), Westfälische Tieflandsbucht (D34), Unteres Weserbergland und Oberes Weser-Leinebergland (D36), Oberrheinisches Tiefland und Rhein-Main-Tiefland (D53) sowie der Deutschen Bucht (ohne Felssockel Helgoland; D70). Ein sehr hohes Risiko gesamtplanbezogener kumulativer Auswirkungen durch die Überlagerung von mehr als neun Untersuchungsräumen betrifft in Teilen die Naturräume Ems-Wesermarsch (D25), Ostfriesisch-Oldenburgische Geest (D26), Dümmer Geestniederung und Ems-Hunte-Geest (D30) sowie die Deutsche Bucht (ohne Felssockel Helgoland; D70).

### Verbindung mit anderen Prüfungen

#### (Natura-2000-Abschätzung)

Die Auswertung der maßnahmenbezogenen Angaben die Natura-2000-Abschätzung ergibt, dass insgesamt 4.241.426 ha Natura-2000-Gebietsflächen im Gesamtuntersuchungsraum liegen (16 %). Für 37 der 119 Maßnahmen weisen die Untersuchungsräume dadurch durchgehende Bereiche höchsten Konfliktrisikos (Riegel) durch Natura-2000-Gebiete auf.

## Alternativer Gesamtplan: Szenario C 2030

Szenario C 2030 beinhaltet insgesamt 128 Maßnahmen, davon sind 117 Maßnahmen onshore und 11 Maßnahmen offshore. Gegenüber dem Szenario B 2030 werden in Szenario C 2030 elf Maßnahmen mehr berücksichtigt. Die Offshore-Maßnahmen weisen keine Änderungen auf. Bei den elf Offshore-Maßnahmen entfallen neun auf die Nordsee und zwei auf die Ostsee.

Die maßnahmenbezogene Bewertung der voraussichtlichen Umweltauswirkungen ergibt, dass für den Großteil der Maßnahmen mit sehr geringen bis geringen Umweltauswirkungen zu rechnen ist (ca. 63 %). Bei etwa 20 % der Maßnahmen ist mit moderaten, bei etwa 14 % mit hohen und lediglich bei ca. 3 % der Maßnahmen mit sehr hohen Umweltauswirkungen zu rechnen.

Im Rahmen der schutzgutübergreifenden Bewertung der Umweltauswirkungen des Gesamtplans gelten auch für den Untersuchungsraum des Szenario C 2030 die Ausführungen zum Untersuchungsraum des Szenario B 2030 aufgrund der geringfügigen Abweichungen.

Im Untersuchungsraum des Gesamtplans zu Szenario C 2030 liegt zudem auf einer Fläche von etwa 2.206.691 ha ein erhöhtes Konfliktrisiko von Wechselwirkungen vor.

### Kumulative Auswirkungen

Im Ergebnis überlagern sich auf einer Fläche von insgesamt 16.769.932 ha die Untersuchungsräume von Freileitungen, Erdkabel und Seekabel, was etwa 63 % des Gesamtuntersuchungsraumes entspricht. Das Risiko gesamtplanbezogener kumulativer Auswirkungen aufgrund sich überlagernder Untersuchungsräume ist in Teilen der Naturräume Ems-Wesermarsch (D25), Ostfriesisch-Oldenburgische Geest (D26), Stader Geest (D27), Dümmer Geestniederung und Ems-Hunte-Geest (D30), Westfälische Tieflandsbucht (D34), Unteres Weserbergland und Oberes Weser-Leinebergland (D36),

Oberrheinisches Tiefland und Rhein-Main-Tiefland (D53) sowie der Deutschen Bucht (ohne Felssockel Helgoland; D70) durch die Überlagerung von sieben bis neun Untersuchungsräumen als hoch einzustufen. Ein sehr hohes Risiko gesamtplanbezogener kumulativer Auswirkungen durch die Überlagerung von mehr als neun Untersuchungsräumen liegt im Gesamtuntersuchungsraum nicht vor.

**Verbindung mit anderen Prüfungen (Natura-2000-Abschätzung)**

Die Auswertung der maßnahmenbezogenen Angaben die Natura-2000-Abschätzung ergibt, dass insgesamt etwa 4.288.878 ha Natura-2000-Gebietsflächen im Gesamtuntersuchungsraum liegen (ca. 16 %). Für 36 der 128 Maßnahmen weisen die Untersuchungsräume dadurch durchgehende Bereiche höchsten Konfliktrisikos (Riegel) durch Natura-2000-Gebiete auf.

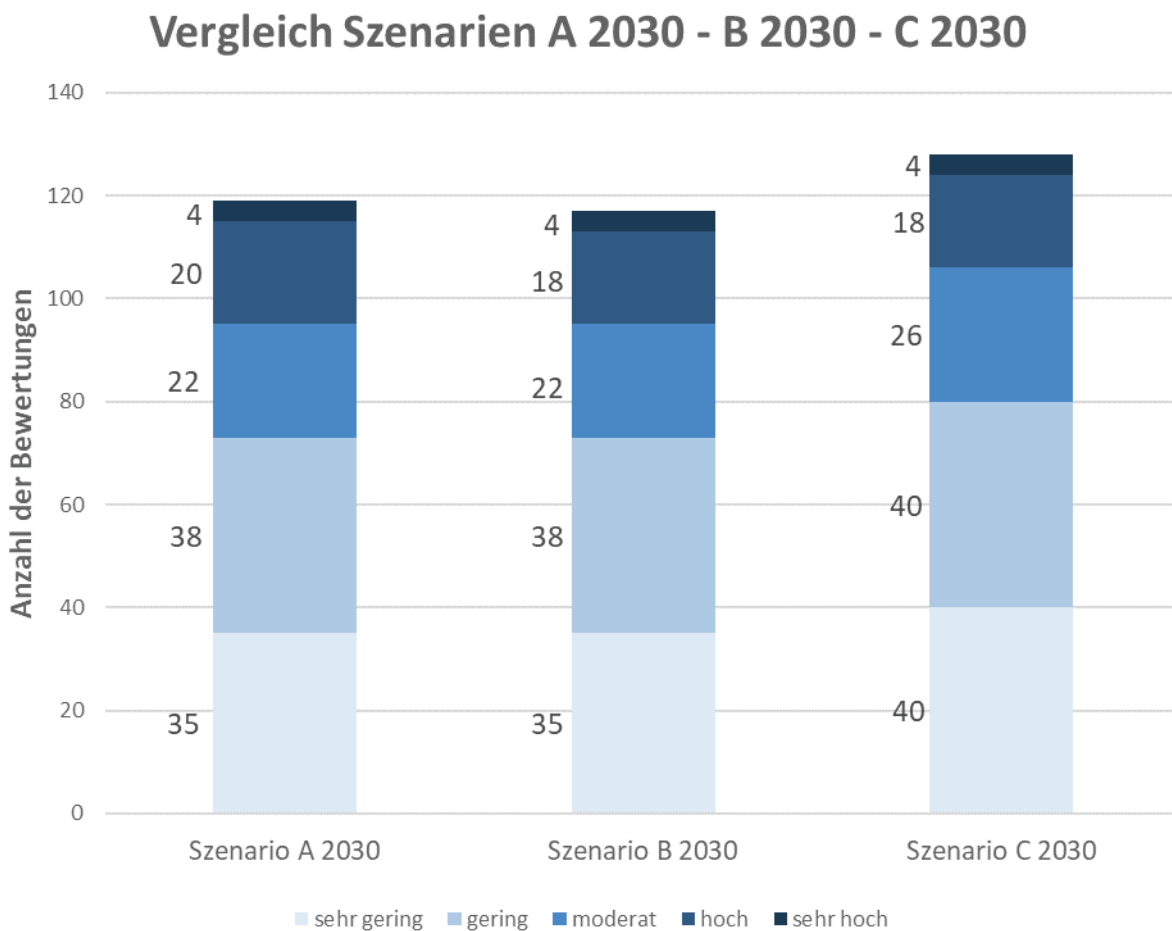
**Vergleich der Szenarien B 2030, A 2030 und C 2030**

Entsprechend des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans sind in Szenario A 2030 119 Maßnahmen, in Szenario B 2030 117 Maßnahmen und in Szenario C 2030 128 Maßnahmen enthalten. Die Abbildung 13 zeigt die Verteilung der einzelnen Bewertungen innerhalb der jeweiligen Szenarien.

**Umweltauswirkungen**

Im Hinblick auf HGÜ-Maßnahmen bestehen keine Unterschiede gegenüber Szenario B 2030. Die in Szenario A 2030 und Szenario C 2030 gegenüber Szenario B 2030 zusätzlich erforderliche HDÜ-Maßnahme in Baden-Württemberg und Rheinland-Pfalz werden mit „sehr geringen Umweltauswirkungen“ bewertet.

Abbildung 13: Vergleich der Gesamtbewertungen für die Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030



Die entfallenden zwei Maßnahmen in Szenario A 2030 führen ebenfalls zu keiner Veränderung am Gesamtuntersuchungsraum. Von den elf in Szenario C 2030 zusätzlich zu Szenario B 2030 erforderlichen Maßnahmen haben nur zwei Einfluss auf den Gesamtuntersuchungsraum; ohne Einfluss ist dabei die mit moderaten Umweltauswirkungen bewertete Maßnahme im nordwestlichen Niedersachsen.

#### **Gesamtplanbewertung**

Die Szenarien A 2030 und C 2030 weisen im Vergleich zu Szenario B 2030 bei den Bewertungen des Gesamtplans sowie im Hinblick auf die Riegel keine oder nur geringfügig veränderte Prozentzahlen auf. Selbst im Vergleich der Szenarien A 2030 und C 2030 treten Abweichungen nur bis zu einem Umfang von zwei Prozentpunkten auf. Aus dem leicht veränderten Maßnahmenspektrum der Szenarien können sich vereinzelt regional geringfügig veränderte Auswirkungen ergeben (siehe Tabelle 41).

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,  
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Telefon: 0800 638 9 638

[www.netzausbau.de](http://www.netzausbau.de)

Folgen Sie uns auf [twitter.com/netzausbau](https://twitter.com/netzausbau)

Besuchen Sie uns auf [youtube.com/netzausbau](https://youtube.com/netzausbau)

Besuchen Sie uns auf [facebook.com/netzausbau](https://facebook.com/netzausbau)

Abonnieren Sie den [netzausbau.de/newsletter](http://netzausbau.de/newsletter)

August 2019