



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energie

# Aktionsplan Gebotszone

---

Gemäß Art. 15  
Verordnung (EU) 2019/943

Bundesrepublik Deutschland

# Zusammenfassung

Die Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (EU-Strommarktverordnung) sieht vor, dass bis zum 1. Januar 2020 mindestens 70% der Übertragungskapazität der kritischen Netzelemente für den grenzüberschreitenden Stromhandel freigegeben werden müssen (Art. 16 Abs. 8).

Nach Art. 15 Abs. 1 der EU-Strommarktverordnung können EU-Mitgliedstaaten mit festgestellten strukturellen Engpässen einen Aktionsplan zur Verringerung dieser Engpässe vorlegen. Dies führt dazu, dass die Mindestkapazität von 70 % über einen linearen Pfad bis zum 31. Dezember 2025 zu erreichen ist (Art. 15 Abs. 2).

Mit dem Aktionsplan Gebotszone legt die Bundesrepublik Deutschland ein Maßnahmenpaket mit zugehörigem Zeitplan vor, um die inländischen strukturellen Netzengpässe zu reduzieren.

In Teil I werden Maßnahmen zur Verringerung von Netzengpässen und zur Verbesserung des grenzüberschreitenden Redispatch dargelegt. Sie untergliedern sich in nationale Maßnahmen (Kapitel 2 und 3) sowie in regionale Initiativen der grenzüberschreitenden Zusammenarbeit (Kapitel 4). Bei den nationalen Maßnahmen werden zum einen Maßnahmen zur Erhöhung der Stromübertragungskapazität und der Beschleunigung des Netzausbaus beschrieben; zum anderen legt der Aktionsplan Maßnahmen zur Verbesserung des Engpassmanagements und zur Stärkung des grenzüberschreitenden Handels vor.

In Teil II des Aktionsplans wird der lineare Anstieg der Handelskapazitäten auf 70 % bis Ende 2025 einschließlich der Grundsätze der Berechnung der Kapazitäts-Startwerte dargestellt.

# Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung.....	I
<b>1    Einleitung.....</b>	<b>1</b>
<b>TEIL I: MASSNAHMEN ZUR REDUZIERUNG VON NETZENGPÄSSEN, ZUR STEIGERUNG DES GRENZÜBERSCHREITENDEN STROMHANDELS UND ZUR STÄRKUNG DER GESAMTDEUTSCHEN GEBOTSZONE .....</b>	<b>5</b>
<b>2    Stromübertragungskapazitäten erhöhen .....</b>	<b>6</b>
2.1    Stromnetze ausbauen und verstärken.....	6
2.1.1    Beim Netzausbau weiter voranschreiten.....	7
2.1.2    Die Netzausbauplanung bis 2030 fortschreiben.....	7
2.2    Netzausbau beschleunigen .....	10
2.2.1    Genehmigungsverfahren verkürzen .....	10
2.2.2    Vorausschauendes Controlling einführen .....	11
2.2.3    Akzeptanz des Netzausbaus erhöhen.....	11
2.3    Bestandsnetz optimieren .....	12
2.3.1    Digitalisierung der Stromnetze, Zustandserfassung und Assistenzsysteme implementieren	12
2.3.2    Witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb einführen.....	13
2.3.3    Lastflüsse mit Phasenschiebern steuern.....	13
2.3.4    Reaktive Betriebsführung testen .....	15
2.4    Ökonomische Anreize für den Netzausbau stärken .....	16
<b>3    Mehr grenzüberschreitenden Handel ermöglichen .....</b>	<b>17</b>
3.1    Engpassmanagement optimieren.....	17
3.1.1    Redispatch effizienter nutzen .....	17
3.1.2    Netzreserve als Übergangsinstrument fortführen.....	18
3.1.3    Grenzüberschreitenden Redispatch ermöglichen .....	19
3.1.4    Kostenbasierten Redispatch beibehalten.....	20
3.1.5    Zusammenarbeit zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber stärken.....	22
3.1.6    Netzdienliches Lastmanagement mit flexiblen Verbrauchern einrichten.....	22
3.2    Netzausbau und Erzeugungsstruktur aufeinander abstimmen.....	23
3.2.1    Ausbau der erneuerbaren Energien mit dem Netzausbau synchronisieren.....	23
3.2.2    Kohleverstromung schrittweise reduzieren und beenden.....	24
<b>4    In regionalen Initiativen grenzüberschreitend zusammenarbeiten .....</b>	<b>26</b>
4.1    Redispatch und Countertrading grenzüberschreitend durchführen.....	26
4.2    Grenzüberschreitende Netzflüsse besser steuern mit Phasenschiebertransformatoren .....	29
<b>TEIL II: LINEARER ANSTIEG DER HANDELSKAPAZITÄTEN AUF 70% .....</b>	<b>31</b>
<b>5    Berechnung der Startwerte und der Verlaufskurve .....</b>	<b>32</b>
<b>6    Konsultation des Aktionsplans .....</b>	<b>35</b>
<b>7    Maßnahmenübersicht .....</b>	<b>37</b>
Quellenverzeichnis.....	42
<b>ANHANG: NETZAUSBAUCONTROLLING.....</b>	<b>43</b>

# 1 Einleitung

**Deutschland ist Drehschreibe des internationalen Stromhandels.** Strom wird im gemeinsamen europäischen Binnenmarkt nicht nur national, sondern auch grenzüberschreitend ausgetauscht. Deutschland befindet sich in der Mitte Europas und verbindet die Strommärkte Nord-, Süd-, Ost- und Westeuropas. Ein großer Anteil des Stromhandels zwischen diesen Märkten fließt durch Deutschland. Mit der fortschreitenden Liberalisierung des europäischen Stromhandels wächst auch der Transportbedarf im deutschen Stromnetz.

**Mit der Energiewende stellt Deutschland seine Energieversorgung schrittweise von fossilen und nuklearen Energieträgern auf erneuerbare Energieträger um.** Auch durch die Energiewende nimmt der überregionale Transportbedarf in Deutschland zu, denn die erneuerbare Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie findet häufig nicht lastnah, sondern lastfern statt. Für eine kosteneffiziente und versorgungssichere Energiewende ist es entscheidend, möglichst viele kostengünstige Standorte zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien in Europa zu erschließen und die Akteure sowohl auf der Erzeugungs- als auch auf der Verbrauchsseite weiträumig miteinander zu verbinden. So erfolgt insbesondere der Zubau von Windenergieanlagen innerhalb von Deutschland – aufgrund der dort günstigen Windbedingungen – hauptsächlich im Norden. Dieser Strom muss dann über die Verteilnetze und das Übertragungsnetz bis zu den Verbrauchern im Süden und Westen Deutschlands und in die Nachbarländer transportiert werden. Im Vergleich zum Windstrom ist die Erzeugung von Strom aus Photovoltaikanlagen zwar räumlich gleichmäßiger verteilt. Aber auch dieser Strom erzeugt Transportbedarf, insbesondere beim Transport innerhalb von Verteilnetzen und von den Verteilnetzen in das Übertragungsnetz.

**Umfang und Volatilität der Transporte machen einen grundlegenden Aus- und Umbau des Stromnetzes auf allen Netzebenen erforderlich.** Die installierte Leistung der an das Stromnetz angeschlossenen erneuerbaren Energien hat sich in Deutschland seit dem Jahr 2000 von rund 12 Gigawatt bis 2018 nahezu verzehnfacht (118 GW). Der Szenariorahmen für den aktuellen deutschen Netzentwicklungsplan (NEP) 2019-2030 geht davon aus, dass sich die installierte erneuerbare Erzeugungsleistung bis 2030 noch einmal auf rund 200 GW beinahe verdoppeln wird. Dies wird den Transportbedarf weiter erhöhen. Neue Stromleitungen werden also auf allen Netzebenen gebraucht, auch wenn eine möglichst weitgehende Optimierung und Verstärkung des bestehenden Netzes erfolgt.

**Deutschland hat bereits begonnen, sein Übertragungsnetz massiv zu verstärken und zuzubauen.** Gesetzlich beschlossen sind bereits 65 Vorhaben mit ca. 7.700 Leitungskilometer an Land. Viele weitere Netzkilometer auf See und aus dem aktuellen Netzentwicklungsplan werden folgen

**Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber gehen in ihrer Netzplanung von ca. 75-85 Milliarden Euro Gesamtinvestitionen in Ausbau, Verstärkung und Optimierung der Übertragungsnetze bis 2030 aus.** Die großen Investitionen sind nicht nur für die Energiewende wichtig. Sie sind Investitionen in den europäischen Binnenmarkt für Strom und den Wirtschaftsstandort Europa. Sie ermöglichen eine schrittweise Ausweitung des europäischen Stromhandels. Deutschland ist sich hierbei seiner besonderen Rolle als im Strombinnenmarkt bewusst.

**Die Vorgaben der neuen EU-Strommarktverordnung 2019/943 stärken den grenzüberschreitenden Stromhandel.** Die Verordnung sieht vor, dass mindestens 70 % der Übertragungskapazität für den grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung stehen müssen. Inländische Netzengpässe und Ringflüsse dürfen künftig bei der Kapazitätsvergabe nur noch stark eingeschränkt berücksichtigt werden. Dies führt über das Marktverhalten zu einer deutlichen Intensivierung des internationalen Stromhandels.

**Die neuen Vorgaben zum Stromhandel bedeuten eine deutlich höhere Transportaufgabe für das deutsche Übertragungsnetz.** Bis zur Inbetriebnahme der geplanten, großen Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ-Leitungen) ist daher zu erwarten, dass die europäischen Vorgaben zu einer Verschärfung der Netzengpässe in Deutschland führen. Denn derzeit steht an vielen Grenzen weniger Übertragungskapazität zur Verfügung als künftig vorgesehen. Das Potential für grenzüberschreitenden Stromhandel wird gegenüber dem Status-Quo deutlich erhöht.

**Eine unmittelbare Anwendung der neuen Regeln würde die Netzbetriebsführung vor große Herausforderungen stellen.** Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber müssten sprichwörtlich über Nacht ein Vielfaches der heutigen Engpassmanagementmaßnahmen ergreifen. Die Anforderungen an die Netzbetriebsführung und die Redispatchkosten würden sprunghaft ansteigen.

**Mitgliedstaaten, die einen Aktionsplan vorlegen, erhalten eine Übergangsfrist.** Vor dem Hintergrund der großen Herausforderungen für die Netzbetriebsführung sieht Art. 15 der EU-Strommarktverordnung vor, dass Mitgliedstaaten, die einen Aktionsplan vorlegen, eine Übergangsfrist erhalten können. Sie müssen den Zielwert von 70 % erst zum 31. Dezember 2025 erreichen. Bis dahin müssen sie die Handelskapazitäten schrittweise auf Basis eines ansteigenden, linearen Pfads erhöhen. Dieser gibt ihnen Zeit, die internen Netzengpässe durch Maßnahmen im Bereich Netzausbau und Netzoptimierung zu reduzieren.

**Voraussetzung für die Übergangsfrist sind strukturelle interne Engpässe.** Eine Übergangsfrist kann nur solchen Mitgliedstaaten eingeräumt werden, deren Stromsysteme strukturelle interne Engpässe aufweisen und die einen Aktionsplan zur Behebung der Engpässe vorlegen. Die strukturellen Engpässe müssen nach Art. 14 Abs. 7 der EU-Strommarktverordnung entweder durch eine Studie des Verbands der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) oder durch die nationalen Übertragungsnetzbetreiber in Form eines Engpassberichts festgestellt werden. Werden strukturelle Engpässe mit einem Engpassbericht diagnostiziert, muss der nationale Regulierer diesen Bericht formal annehmen.

**Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben der Bundesnetzagentur einen Bericht über strukturelle Engpässe in Deutschland vorgelegt.** In ihrer Analyse vom 4. Juli 2019 zeigten TenneT, Amprion, 50Hertz und TransnetBW, dass eine unmittelbare Anwendung der Mindesthandelskapazität von 70 % ab dem 1. Januar 2020 zu strukturellen Engpässen im deutschen Übertragungsnetz führen würde. Viele Leitungen würden in mehr als 400 Stunden pro Jahr – also in mehr als 5 % aller Stunden des Jahres – Engpässe aufweisen. Aus dieser Regelmäßigkeit schlussfolgern die Übertragungsnetzbetreiber, dass die Engpässe strukturell im Sinne der EU-Strommarktverordnung wären.

**Die Engpässe wären über das gesamte deutsche Übertragungsnetz verteilt und würden keinen eindeutigen Weg für den Verlauf einer Gebotszonenteilung vorzeichnen.** Das unterscheidet das deutsche Stromnetz von den Stromnetzen anderer Länder, wie etwa Schweden oder Italien, deren Netztopologien eindeutige Gebotszonengrenzen erlauben. Darüber hinaus zeigen die Analysen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, dass die deutschen Engpässe volatil über die Zeit und stark wetterabhängig wären. Die Bundesnetzagentur hat den Bericht der Übertragungsnetzbetreiber am 28. November 2019 angenommen und damit formal den Weg für den vorliegenden Aktionsplan eröffnet.

**Deutschland legt einen Aktionsplan vor.** Die dadurch mögliche Übergangsfrist erlaubt es Deutschland, sein Stromsystem schrittweise an die Steigerung des grenzüberschreitenden Handels anzupassen. Das Netz und die Netzbetriebsführung können in angemessenem Tempo an die neuen Erfordernisse angepasst werden.

**Mit Vorlage des Aktionsplans hält Deutschland an der einheitlichen deutsch-luxemburgischen Gebotszone fest.** Innerhalb dieser Gebotszone kann unabhängig von der Netzsituation Handel betrieben werden. Es herrscht zonenweit ein einheitlicher Börsenstrompreis. Dieser Strompreis ergibt sich aus dem Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage im gesamten Marktgebiet. Im Strommix setzen sich

gebotszonenweit, unabhängig vom Standort, die kostengünstigsten Erzeugungstechnologien durch. Die Anlagen mit den geringsten Einsatzkosten werden überregional genutzt. Das senkt die Strombeschaffungskosten.

**Das große Marktgebiet der einheitlichen Gebotszone ermöglicht es, geographische Ausgleichseffekte bei Erzeugung und Verbrauch zu nutzen.** Die hohe Liquidität im Strommarkt reduziert die Macht von großen Anbietern über das Marktergebnis und ermöglicht innovativen Akteuren den Markteintritt.

**In einer Gebotszone kann es dazu kommen, dass mehr Strom gehandelt wird, als das Stromnetz transportieren kann.** Dies liegt daran, dass der Handel die Situation in den Stromnetzen nicht berücksichtigt. Übersteigt der Handel die Transportfähigkeit der Netze, entstehen Netzengpässe, die der Netztreiber mit Redispatch auflösen muss. Redispatch ist das Herunter- und Hochregeln von Kraftwerken, Speichern oder Verbrauchseinrichtungen vor beziehungsweise nach dem Engpass. Wenn die deutschen Übertragungsnetzbetreiber oder Verteilnetzbetreiber Redispatch durchführen, erhalten die betroffenen Anlagenbetreiber eine Erstattung der entstandenen Kosten und entgangenen Gewinne. Das deutsche Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sieht eine kostenneutrale Erstattung vor: Anlagenbetreiber dürfen weder besser noch schlechter gestellt werden als ohne Teilnahme am Redispatch.

**Ein gewisses Maß an Redispatch innerhalb einer Gebotszone ist effizient.** Es ist üblich, dass innerhalb einer Gebotszone die Transportkapazität des Netzes nicht in jeder denkbaren Marktsituation ausreicht. Ein Stromnetz, das auch für die letzte Kilowattstunde und für seltene Stunden im Jahr ausgebaut wäre, wäre übermäßig teuer. Deswegen wird bei der Netzausbauplanung bereits eine Spitzenkappung von 3 % berücksichtigt. Die einheitliche deutsche Gebotszone soll beibehalten werden, denn die gesamtwirtschaftlichen Vorteile einer einheitlichen Gebotszone überwiegen.

**Der vorliegende Aktionsplan enthält konkrete, mit einem Zeitplan hinterlegte Maßnahmen zur Reduktion der strukturellen Netzengpässe.** Der Zeithorizont der Maßnahmen beträgt vier Jahre. Damit erfüllt der Aktionsplan die Vorgaben aus Art. 15 Abs. 1 der EU-Strommarktverordnung. Der Aktionsplan kann nach Art. 14 Abs. 7 national oder multinational sein. Aufgrund seiner zentralen geografischen Lage in Europa hat Deutschlands Politik im Strombereich oft auch Auswirkungen auf seine elektrischen Nachbarn. Deshalb hat sich Deutschland entschieden, auch grenzübergreifende Maßnahmen in den Aktionsplan aufzunehmen. Nationale Maßnahmen werden in den Kapiteln 2 und 3 des vorliegenden Aktionsplans beschrieben. Regionale Initiativen und Kooperationen sind Gegenstand von Kapitel 4.

**Die nationalen Maßnahmen untergliedern sich einerseits in solche, die auf die Steigerung der Stromübertragungskapazität abzielen.** Dazu gehören die umfassenden, geplanten Netzausbauvorhaben bis 2030 (Kapitel 2.1). Deutschland plant mehr neue Leitungskilometer als alle anderen Mitgliedstaaten. Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus (Kapitel 2.2) zielen ab auf die Vereinfachung und Verkürzung von Genehmigungsverfahren, auf verbesserte Anreize für die Netzbetreiber zum Leitungsausbau, auf ein vorausschauendes Controlling, mit dem der Fortschritt des Netzausbaus besser überwacht und Hindernisse frühzeitig erkannt werden, sowie auf Schritte zur Steigerung der Akzeptanz des Netzausbaus. Maßnahmen zur Optimierung des Bestandsnetzes (Kapitel 2.3) umfassen insbesondere neue Technologien in den Bereichen Netzbetriebsmittel und Netzbetriebsführung, mit deren Hilfe die Netze höher ausgelastet werden sollen, wodurch mehr Strom transportiert werden kann.

**Andererseits beschreibt der Aktionsplan Maßnahmen für ein verbessertes Engpassmanagement.** Sie flankieren die unmittelbar netzbezogenen Maßnahmen und ermöglichen so den gewünschten Anstieg des grenzüberschreitenden Handels, bis das Netz gestärkt ist. Im Mittelpunkt von Kapitel 3.1 stehen verschiedene Maßnahmen rund um das Thema Redispatch, darunter z.B. verbesserte Redispatch-Prozesse bei den Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern, und die Einbindung von neuen in- und ausländischen Potenzialen,

um das Engpassmanagement effektiver und insgesamt kostengünstiger zu machen. In diesem Kapitel begründet der Aktionsplan auch, weshalb Deutschland eine Ausnahme nach Art. 13 Abs. 3 der EU-Strommarktverordnung geltend macht und am kostenbasierten Redispatch festhält. Marktseitige Maßnahmen zur Reduzierung von Netzengpässen sind Gegenstand von Kapitel 3.2. Sie umfassen eine stärkere regionale Steuerung des Zubaus von Erzeugungsanlagen, um der wachsenden Entfernung zwischen Erzeugung und Last entgegenzuwirken. Auch beim schrittweisen Ausstieg aus der Kohleverstromung, den Deutschland aus Klimaschutzgründen vollzieht, wird darauf geachtet, dass dieser möglichst netzverträglich erfolgt.

**Einige Maßnahmen erfordern grenzüberschreitende Zusammenarbeit.** Deswegen setzt Deutschland auf bilaterale und multilaterale Kooperationen mit Nachbarstaaten. Die im EU-Recht vorgesehenen regionalen Prozesse brauchen noch einige Zeit, bis sie umgesetzt sind. Bilaterale und multilaterale Kooperationen helfen, diesen Zeitraum zu überbrücken und beim Stromhandel voranzukommen, die sichere Netzbetriebsführung zu stärken sowie Netzengpässe zu reduzieren.

**Der Aktionsplan gibt auch Auskunft über den linearen Pfad zur schrittweisen Grenzöffnung in der Übergangsfrist.** Die Öffnung auf 70 % der Übertragungskapazität der Interkonnektoren muss bis zum Ende der Übergangsfrist, also spätestens zum 31. Dezember 2025, erfolgt sein. Bis dahin geben lineare Anstiegspfade vor, wie viel Leitungskapazität die Übertragungsnetzbetreiber für den internationalen Handel mindestens freihalten müssen. Die Startwerte der Anstiegspfade unterscheiden sich zwischen den Regionen. Sie richten sich nach der durchschnittlichen Handelskapazität im Jahr 2018 oder der durchschnittlichen Handelskapazität in den Jahren 2016-2018, je nachdem, welcher der beiden Werte höher ist. Die Grundsätze dieser komplexen Startwertberechnung sind in Kapitel 6 beschrieben.

**TEIL I: MAßNAHMEN ZUR REDUZIERUNG VON  
NETZENGPÄSSEN, ZUR STEIGERUNG DES  
GRENZÜBERSCHREITENDEN STROMHANDELS UND ZUR  
STÄRKUNG DER GESAMTDEUTSCHEN GEBOTSZONE**



## 2 Stromübertragungskapazitäten erhöhen

**Aus dem europäischen Stromhandel in Kombination mit der Energiewende entsteht ein wachsender Strom-Transportbedarf. Um ihn zu bewältigen, plant Deutschland die Übertragungskapazität seines Stromnetzes mit gezielten Maßnahmen deutlich zu erhöhen.** Dazu gehören insbesondere der Ausbau und die Verstärkung der Stromnetze (Kapitel 2.1). Dass der Netzausbau Zeit kostet, hat die Erfahrung gezeigt. Deshalb ergreift Deutschland verschiedene Maßnahmen, um den Netzausbau zu beschleunigen (Kapitel 2.2). Neben dem Bau neuer Stromleitungen und der Verstärkung bestehender Stromleitungen kommt auch der Optimierung der bestehenden Stromnetze eine große Bedeutung zu (Kapitel 2.3). Schließlich werden Maßnahmen für verbesserte ökonomische Anreize der Übertragungsnetzbetreiber für den Netzausbau und zur Senkung des Redispatch-Bedarfs thematisiert (Kapitel 2.4).

### 2.1 Stromnetze ausbauen und verstärken

**Das Stromnetz ist das Rückgrat des Stromversorgungssystems.** Mit ihm können Erzeugung und Verbrauch von Strom regional, aber auch über große Entfernung ausgeglichen werden. Ohne ein leistungsfähiges Stromnetz wären regional viele Speicher erforderlich, was mit hohen Kosten verbunden wäre. Dagegen bietet ein leistungsfähiges Stromnetz kostengünstig räumliche Flexibilität beim Ausgleich von Angebot und Nachfrage im Strommarkt. Das ist besonders wichtig, um den europäischen Stromhandel zu ermöglichen und die fluktuierende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, aber auch flexible Lasten auf der Nachfrageseite optimal in die Stromversorgung zu integrieren.

**Mit der Energiewende nimmt der überregionale Transportbedarf deutlich zu.** Denn die erneuerbare Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie findet nicht – wie bisher die konventionelle Stromerzeugung – lastnah, sondern lastfern statt. Für eine bezahlbare und versorgungssichere Energiewende ist es entscheidend, möglichst viele kostengünstige Standorte zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zu erschließen und die Akteure sowohl auf der Erzeugungs- als auch auf der Verbrauchsseite weiträumig miteinander zu verbinden. So erfolgt insbesondere der Zubau von Windenergieanlagen aufgrund der dort günstigen Windbedingungen hauptsächlich in Norddeutschland. Dieser Strom muss dann über weitere Strecken zu den Verbrauchern im Süden und Westen Deutschlands über das Übertragungsnetz transportiert werden.

**Netzausbau ist die kostengünstigste Option, um erneuerbare Energien in das Stromsystem zu integrieren und die Wohlfahrtsgewinne des europäischen Binnenmarkts zu erschließen.** Studien zeigen, dass ein Energiesystem mit einem bedarfsgerechten Netzausbau die geringsten Systemkosten aufweist (Fraunhofer ISI, Consentec, ifeu 2017). Investitionen in das Stromnetz sind somit Investitionen in die Infrastruktur einer modernen und wettbewerbsfähigen europäischen Volkswirtschaft.

**Für die Energiewende und den europäischen Binnenmarkt plant und baut Deutschland Stromnetze in einem Umfang, der in Europa einzigartig ist.** Allein bis 2025/2026 umfasst der geplante und teilweise bereits realisierte Netzausbau an Land und auf See ca. 10.600 Leitungskilometer, verbunden mit Investitionen in Höhe von rund 40 Mrd. Euro. Hinzu kommen weitere Maßnahmen zum optimierten Betrieb der Übertragungsnetze, zum Beispiel acht Phasenschieber, die bis 2023 errichtet werden sollen. Zudem besteht in den deutschen Verteilnetzen ein erheblicher Ausbaubedarf.

**Tabelle 1: Gesetzlich beschlossener Übertragungsnetzausbau an Land und auf See (Stand: Juni 2019)**

Realisierter Netzausbau	Ca. 3.000 km
Genehmigter Netzausbau	Ca. 4.000 km
Geplanter Netzausbau	Ca. 10.600 km bis 2025/2026
Kurzfristige Netzausbau- und Netzoptimierungsmaßnahmen	10 Phasenschiebertransformatoren, flächendeckendes Freileitungsmonitoring und Hochtemperaturseile bis 2023
Investitionen	Rund 40 Mrd. Euro bis 2025/2026

### 2.1.1 Beim Netzausbau weiter voranschreiten

**Der Übertragungsnetzausbau in Deutschland ist gesetzlich beschlossen und schreitet voran.** Auf Grundlage des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) und Bundesbedarfsplangesetzes (BBPIG) werden aktuell 65 Vorhaben mit ca. 7.700 Leitungskilometern an Land geplant, genehmigt und realisiert. Hinzu kommen die Offshore-Anbindungsleitungen in Nord- und Ostsee mit insgesamt ca. 2.900 km. Mit Stand Juni 2019 sind Stromtrassen an Land mit einer Länge von insgesamt 1.800 km genehmigt und ca. 1.200 km realisiert. Von den Offshore-Anbindungen sind ca. 2.200 km genehmigt und ca. 1.800 km realisiert. Unterm Strich sind somit über ein Drittel der geplanten Übertragungsleitungen genehmigt und über ein Viertel realisiert und in Betrieb genommen.

**In den nächsten Jahren sind erhebliche Fortschritte beim Netzausbau zu erwarten.** Bis Ende 2023 sollen die Genehmigungsverfahren für 85 % der aktuell geplanten Leitungen an Land und für alle bisher geplanten Offshore-Anbindungsleitungen abgeschlossen sein. Das entspricht 9.500 Leitungskilometern. Die großen HGÜ-Leitungen von Nord- nach Süddeutschland sollen dann im Bau sein. Bis Ende 2023 sind darüber hinaus 3.200 Leitungskilometer an Land und 2.500 km auf See in Betrieb gegangen.

**Deutschland sorgt für höchste Transparenz bei Planung und Fortschritt von Netzausbau, -verstärkung und -optimierung.** Die Bundesregierung und die Landesregierungen haben mit den Übertragungsnetzbetreibern konkrete Zeitpläne und Meilensteine für alle Netzausbauvorhaben abgestimmt (siehe Anhang). Auf der Internetseite [www.netzausbau.de](http://www.netzausbau.de) bündelt die Bundesnetzagentur alle Informationen zum Thema Netzausbau, darunter detaillierte Angaben zu Art, Ort und Umsetzungsfortschritt für jedes einzelne Leitungsvorhaben.

### 2.1.2 Die Netzausbauplanung bis 2030 fortschreiben

**Zentrales Instrument für die Planung des Ausbaus der Stromnetze auf Übertragungsnetzebene ist der Netzentwicklungsplan.** Alle zwei Jahre erstellen die Übertragungsnetzbetreiber einen Netzentwicklungsplan, der von der Bundesnetzagentur geprüft und bestätigt werden muss. Dafür werden zunächst in mindestens drei Szenarien die wahrscheinlichen energiewirtschaftlichen Entwicklungen der nächsten zehn bis 15 Jahre abgebildet (Szenariorahmen). Auf dieser Basis wird dann der notwendige Netzausbaubedarf für die nächsten Jahre ermittelt.

**Die bereits beschlossenen Netzausbauvorhaben sind im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) und im Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) festgeschrieben.** Sie sehen insgesamt 65 Vorhaben mit ca. 7.700 Leitungskilometern an Land vor, die entweder geplant, genehmigt oder teilweise bereits realisiert sind.

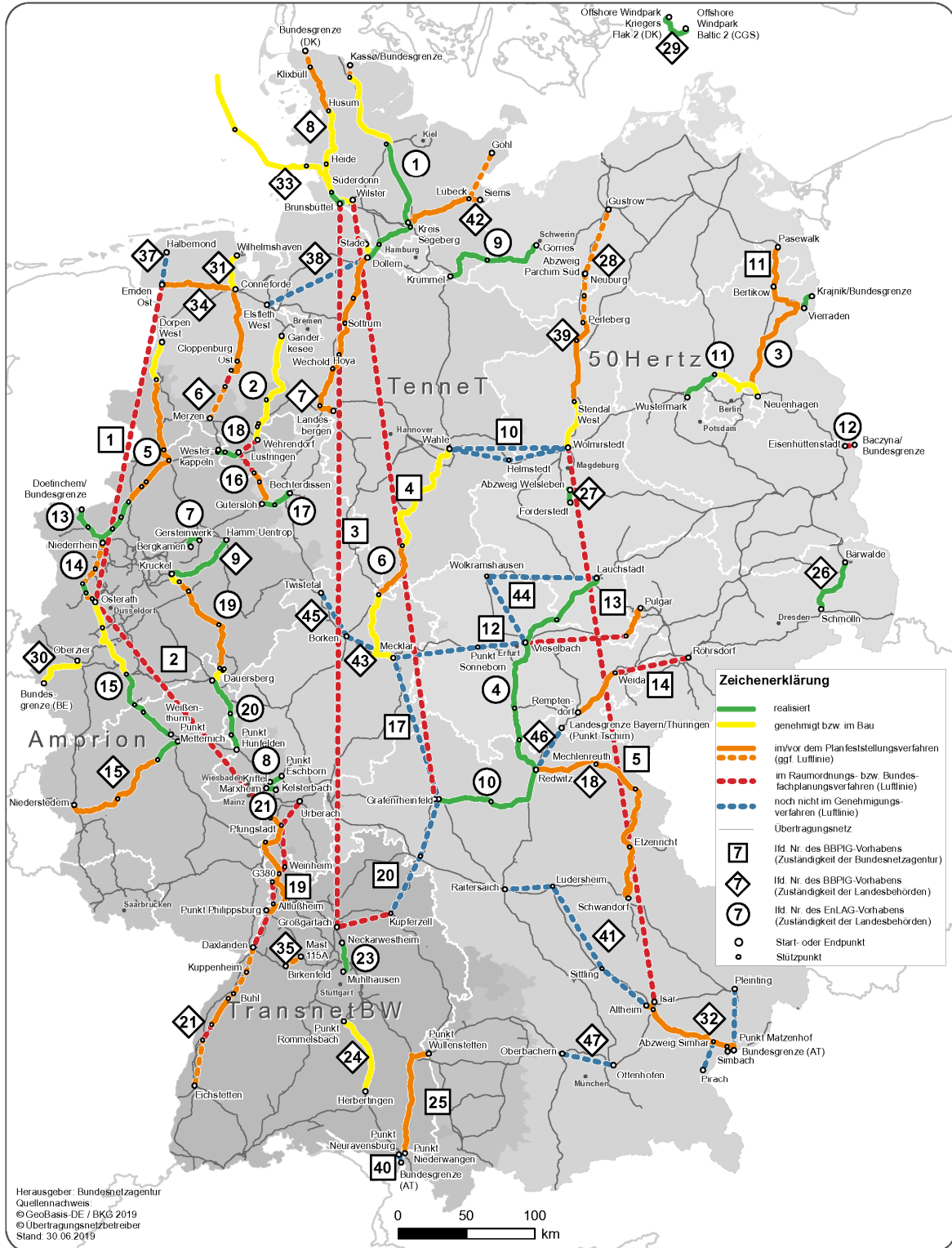
Zuletzt wurde das BBPIG 2015 novelliert. Vor dem Hintergrund der hohen Dynamik der deutschen Energiewende auf dem Weg zu den ambitionierten Klimaschutzziele und angesichts der fortschreitenden Integration der europäischen Strommärkte ist über den beschlossenen Netzausbau hinaus ein zusätzlicher Ausbaubedarf erkennbar. Dazu trägt auch die Anhebung des Offshore-Windausbaudeckels von 15 GW auf 20 GW bei.

**Bis zum Jahr 2030 besteht zusätzlicher Netzausbaubedarf.** Im aktuellen Netzentwicklungsplan 2019-2030 werden zusätzlich zu den oben genannten 7.700 Kilometern weitere rund 3500 Trassenkilometer identifiziert, darunter ein neuer HGÜ-Korridor. Hinzu kommen weitere 1.900 bis 2.900 km für die Netzanbindung von Offshore-Windparks. Die Übertragungsnetzbetreiber rechnen in ihrem Entwurf des Netzentwicklungsplans für Ausbau und Optimierung der Übertragungsnetze bis 2030 mit Gesamtinvestitionen von rund 79-85 Mrd. Euro, davon rund 62 Mrd. Euro für den Netzausbau an Land und rund 18 bis 24 Mrd. Euro für die Netzanbindung von Windparks auf See (☞ Maßnahmentabelle Nr. 1).

**Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 sind die aktuellen energiepolitischen Ziele Deutschlands bis 2030 berücksichtigt.** Dazu zählt u. a. das im Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD vereinbarte Ziel, 65 Prozent des Stromverbrauchs 2030 aus erneuerbaren Energien zu decken oder Offshore-Windkraftanlagen stärker auszubauen. Zudem bildet der Netzentwicklungsplan die Vorgaben des Klimaschutzplans 2050 ab, der besagt, dass die deutsche Energiewirtschaft bis 2030 61 bis 62 Prozent weniger Treibhausgase emittiert als 1990. Dabei wird auch der deutsche Kohleausstieg berücksichtigt. Auch die europäischen Rahmendaten aus dem aktuellen Ten-Year-Net-Development-Plan (TYNDP) sowie die Öffnung der grenzüberschreitenden Handelskapazitäten gemäß EU-Strommarktverordnung werden zu Grunde gelegt.

**Die Netzentwicklungsplanung erfolgt unter vielfältiger Einbindung der Öffentlichkeit und in höchstem Maße transparent.** Alle Informationen und Dokumente zum Netzentwicklungsplan 2019-2030 und vergangener Netzentwicklungspläne veröffentlicht die Bundesnetzagentur unter [www.netzausbau.de](http://www.netzausbau.de).

**Abbildung 1: Stand der Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) und dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) nach dem zweiten Quartal 2019**



Quelle: Bundesnetzagentur, [www.netzausbau.de](http://www.netzausbau.de) (Stand der Abbildung: 30. Juni 2019)

## 2.2 Netzausbau beschleunigen

**Um die Klimaschutzziele zu erreichen, ist es wichtig, dass der Netzausbau schneller vorangeht als bisher.** Zu diesem Zweck hatte das Bundeswirtschaftsministerium eine Gesetzesnovelle vorgelegt, die Genehmigungsverfahren vereinfacht und unnötige Bürokratie abbaut. Die Neufassung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG) ist seit Mai 2019 in Kraft. Neben der Vereinfachung der Genehmigungsverfahren kommt es zudem darauf an, dass die Netzausbauprojekte im gegebenen rechtlichen Rahmen möglichst zügig umgesetzt werden. Um eine stetige Erfolgskontrolle zu etablieren und die Optimierung der Prozesse zu unterstützen, haben Bund und Länder ein wirksames Controlling des Netzausbaus eingeführt. Schließlich trägt das Bundeswirtschaftsministerium mit diversen Maßnahmen dazu bei, die Akzeptanz bei Bürgerinnen und Bürgern für den Netzausbau zu steigern.

**Deutschland beschleunigt den Netzausbau mit einem Bündel an verschiedenen Maßnahmen.** Es werden die Genehmigungsverfahren verkürzt (Kapitel 1.2.1), ein vorausschauendes Controlling eingeführt (Kapitel 1.2.2) und Maßnahmen ergriffen, um die öffentliche Akzeptanz des Netzausbaus zu erhöhen (Kapitel 1.2.3).

### 2.2.1 Genehmigungsverfahren verkürzen

**Ein neuer Rechtsrahmen ist in Kraft getreten, der den Netzausbau durch einfachere und kürzere Genehmigungsverfahren beschleunigen wird.** Das angepasste Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) vom 17. Mai 2019 vereinfacht und beschleunigt die Verfahren für den Bau und die Verstärkung sowie für die Optimierung von Stromleitungen im Höchstspannungsnetz noch weitergehender als bisher. Dies gilt sowohl für Vorhaben, die Bundesländergrenzen überschreiten, als auch für solche, die internationale Grenzen überschreiten. Dabei werden die materiellen Umweltstandards nicht abgebaut. Auch künftig wird die Öffentlichkeit weiterhin frühzeitig und umfassend eingebunden (☞ Maßnahmentabelle Nr. 2).

**Die Genehmigung einer neuen, leistungsstärkeren Leitung in einer bereits bestehenden Stromtrasse wird deutlich verkürzt.** Die Bundesnetzagentur kann nunmehr bei Bau und Änderung von Leitungen in oder unmittelbar neben bestehenden Stromtrassen auf die Bundesfachplanung verzichten. Auch die Länder können in solchen Fällen leichter auf ein Raumordnungsverfahren verzichten. Die öffentlichen und privaten Belange werden gebündelt und gezielt im Planfeststellungsverfahren geprüft.

**Der Austausch und Zubau von Leiterseilen auf bestehenden Trassen ist ohne aufwendige Genehmigung möglich.** Gleiches gilt für die Nutzung innovativer Betriebsführungskonzepte wie dem witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb. In diesem Fall kann das schnellere Anzeigeverfahren genutzt werden. Im Anzeigeverfahren wird geprüft, ob die geplante Änderung Auswirkungen auf Mensch und Umwelt hat, die ein Planfeststellungsverfahren erfordern. Ist das nicht der Fall, reicht ein Verfahren mit weniger umfangreichen Unterlagen und ohne zusätzliche Beteiligungsschritte. Die Änderung der Leitung kann dadurch schnell umgesetzt werden.

**Ein Baubeginn ist nun bereits frühzeitig möglich, wenn mit einer positiven Entscheidung der Planfeststellungsbehörde zu rechnen ist.** Damit kann der Netzbetreiber mit vorbereitenden Baumaßnahmen beginnen, ehe der Planfeststellungsbeschluss vorliegt. Darüber hinaus können nun spätere Erhöhungen der Transportkapazität, die absehbar und erforderlich sind, leichter als bisher umgesetzt werden. Dafür dürfen Leerrohre von vornherein mitgeplant werden. Die Stromnetze werden so vorausschauend für einen höheren Transportbedarf fit gemacht.

## 2.2.2 Vorausschauendes Controlling einführen

**Ein neues, vorausschauendes Controlling überwacht und begleitet den Fortschritt der Netzausbauvorhaben an Land.** Dreh- und Angelpunkt des Controllings sind die zwischen Bund und Ländern mit der Bundesnetzagentur und den Übertragungsnetzbetreibern abgestimmten Zeitpläne für jedes Vorhaben einschließlich aller Abschnitte der Vorhaben (siehe Anhang). Die Zeitpläne sind auf [www.netzausbau.de](http://www.netzausbau.de) veröffentlicht. Sie legen für sechs festgelegte Meilensteine quartalsscharf fest, wer bis wann welche Aufgabe zu erledigen hat. Die Zeitpläne sind ein starkes Bekenntnis gegenüber der Öffentlichkeit und schaffen eine verlässliche Planungsgrundlage für alle, die am Netzausbau beteiligt sind (☞ Maßnahmentabelle Nr. 3).

**In den nächsten Jahren sind beim Netzausbau erhebliche Fortschritte zu erwarten.** Bis Ende 2020 soll die Bundesfachplanung für alle großen HGÜ-Leitungen abgeschlossen sein. Damit stehen dann für Projekte mit einem Umfang von gut 2.500 km die Korridore fest, in denen die Leitungen errichtet werden sollen. Bis Ende 2023 sollen zudem die Genehmigungsverfahren für 6.600 km an Leitungen abgeschlossen sein. Bis Ende 2023 gehen überdies ca. 2.100 km an zusätzlichen Leitungen in Betrieb, darunter wichtige Projekte von gemeinsamem Interesse (PCI) wie NordLink, die Verbindung von Kassø (Dänemark) nach Dollern sowie wichtige Nord-Süd-Verbindungen, etwa zwischen Wahle und Mecklar oder zwischen Diele und Niederrhein.

**Das Controlling schafft einen stetigen Austausch zwischen allen relevanten Akteuren.** Dies hilft, dass die Netzausbauprojekte möglichst schnell umgesetzt werden können. Im Falle von Verzögerungen werden Bund und Länder die Verantwortlichen regelmäßig an einen Tisch bringen, um den Netzausbau konkret voranzutreiben. Zudem werden „best practices“ identifiziert, damit gute Erfahrungen aus einem Netzausbauprojekt auch in anderen Projekten genutzt werden können.

## 2.2.3 Akzeptanz des Netzausbaus erhöhen

**Der Um- und Ausbau unseres künftigen Stromnetzes kann nur gelingen, wenn er gemeinsam mit den Bürgerinnen und Bürgern angegangen wird.** Der Gesetzgeber hat deshalb umfassende Beteiligungsmöglichkeiten im Vorfeld formeller Entscheidungen in den Genehmigungsverfahren vorgesehen. Und das ist gut so: Der Ausbau der Netzinfrastruktur ist ein Projekt, das die gesamte Gesellschaft betrifft. Jeder Bürger soll sich einbringen können und alle berechtigten Interessen sollen einbezogen werden. Nur so wird die Energiewende vor Ort, dort, wo sie umgesetzt wird, auch akzeptiert (☞ Maßnahmentabelle Nr. 4).

**Alternative Technologien wie Erdkabel oder bestimmte Masttypen können einen wesentlichen Beitrag zur Akzeptanz des Stromnetzausbaus leisten.** Bei der Diskussion um den Netzausbau geht es daher häufig um die Frage nach der besten Technik, durch die sich die Betroffenheit vor Ort möglichst reduzieren und Umwelteingriffe vermindern lassen. So ist der Einsatz von Erdkabeln im Bereich der Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung zwar sehr viel teurer als eine Freileitung. Jedoch kann dadurch die Akzeptanz vor Ort deutlich gesteigert und ein zügiger Netzausbau überhaupt erst möglich werden.

**Die Initiative Bürgerdialog Stromnetz bietet interessierten Bürgerinnen und Bürgern Informationen und Gespräche zu Fragen des Netzausbaus an.** Der Bürgerdialog Stromnetz ist eine Initiative für den offenen und transparenten Austausch zwischen allen Beteiligten rund um den Ausbau des Stromnetzes in Deutschland. Sie wird vom Bundeswirtschaftsministerium gefördert und ist von den Übertragungsnetzbetreibern unabhängig. Sie hat keine Rolle in den Planungs- und Genehmigungsverfahren und kann deshalb als neutraler Akteur mit den Bürgerinnen und Bürgern ins Gespräch kommen. Sie bietet vielfältige Informations- und Dialogformate für die Bürgerinnen und Bürger vor Ort, im Internet und in den sozialen Medien an. Aufgrund der guten Erfahrungen und der positiven Rückmeldungen zur Arbeit der Initiative wird das Bundeswirtschaftsministerium das Projekt fortführen, ausbauen und so auch in den nächsten Jahren sicherstellen, dass neben den Behörden und den Netzbetreibern ein weiterer Ansprechpartner für die Fragen

der Bürgerinnen und Bürger vor Ort ist. Jede Bürgerin und jeder Bürger kann mit der Initiative Bürgerdialog Stromnetz über den Netzausbau ins Gespräch kommen.

**Wichtig für die Akzeptanz des Netzausbaus sind klare Entschädigungsregeln für Betroffene.** Die Entschädigung für die Eintragung einer Dienstbarkeit zugunsten einer Leitung wurde im März 2019 für Land- und Forstwirte erhöht. Seitdem wird auch ein Beschleunigungszuschlag gezahlt, wenn Land- und Forstwirte sich innerhalb von acht Wochen gütlich mit dem Netzbetreiber einigen. Darüber hinaus werden alle beim Netzausbau eintretenden Schäden nach allgemeinen Regeln ersetzt. Landwirte erhalten Entschädigungen für Ernteauffälle während der Bauzeit und im Forstbereich werden das frühzeitige Abholzen von Bäumen und der Nutzungsentfall kompensiert.

## 2.3 Bestandsnetz optimieren

**Im Stromnetz besteht Optimierungspotenzial in Form einer effizienteren Netzauslastung.** Durch eine konsequente Umsetzung des Stands der Technik können höhere Transportkapazitäten erreicht werden. So haben modellbasierte Potenzialabschätzungen ergeben, dass sich durch eine aktivere Steuerung der Stromflüsse mittels Phasenschiebern in Verbindung mit einem witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb die Transportkapazität des Netzes deutlich erhöhen lässt. Perspektivisch bieten technologische Entwicklungen und innovative Betriebsführungskonzepte über den aktuellen Stand der Technik hinausgehend weiteres Optimierungspotential.

**Maßnahmen der Bestandsnetzoptimierung sollen daher – neben einem beschleunigten Netzausbau – dazu beitragen, die vorhandenen Übertragungskapazitäten zu erhöhen.** Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben bereits im Netzentwicklungsplan (NEP) 2017 konkrete Optimierungsmaßnahmen berücksichtigt. So sollen zum Beispiel bis 2023 insgesamt sieben Phasenschiebertransformatoren zur aktiven Lastflusssteuerung in Betrieb gehen.

**Um insgesamt eine höhere Netzauslastung zu erreichen, bedarf es des Zusammenwirkens verschiedener Optimierungsmaßnahmen.** Dazu gehört die angestrebte Einführung von Online-Assistenzsystemen zur Erfassung des Netzzustandes in Echtzeit (Kapitel 2.3.1). Ein weiterer zentraler Baustein ist die Ausweitung des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs auf engpassbehafteten Leitungen (Kapitel 2.3.2). Der Einsatz von Phasenschiebern ermöglicht eine aktive Steuerung von Lastflüssen im vermaschten Drehstromnetz und somit eine gleichmäßigere Netzauslastung (Kapitel 2.3.3). Perspektivisch besteht weiteres Optimierungspotenzial in der Nutzung innovativer Betriebsführungskonzepte, wofür die Übertragungsnetzbetreiber Pilotanlagen zur Erprobung vorschlagen (Kapitel 2.3.4).

**Im Kontext einer höheren Netzauslastung ergeben sich neben technischen Fragestellungen auch genehmigungsrechtliche Herausforderungen.** Hier wurden kürzlich mit dem „Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus“ (NABEG 2.0) verfahrensrechtliche Vereinfachungen geschaffen. So können die Netzbetreiber bei bestimmten Maßnahmen zur Netzoptimierung und -verstärkung ein unbürokratisches Anzeigeverfahren anstelle eines aufwendigeren Planfeststellungs- oder Plangenehmigungsverfahrens wählen.

### 2.3.1 Digitalisierung der Stromnetze, Zustandserfassung und Assistenzsysteme implementieren

**Die Digitalisierung der Stromnetze wird zum Rückgrat eines effizienten und zugleich sicheren Netzbetriebs.** Bei Kenntnis des tatsächlichen Betriebszustandes auch in den Verteilnetzen können netz- und marktbezogene Maßnahmen deutlich effektiver umgesetzt werden. Weiterhin bietet die Digitalisierung große

Optimierungspotentiale im Bereich der Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen, die maßgeblich zu einem stabilen Netzbetrieb beitragen.

**Eine höhere Netzauslastung erfordert eine genaue Kenntnis des Netzzustandes in Echtzeit. So kann das Stromnetz auch bei höherer Auslastung weiterhin sicher betrieben werden.** Aufgrund des präventiven Betriebsführungsansatzes war eine betriebsmittelscharfe Zustandsbewertung bislang nicht notwendig. Die zulässigen Stabilitätsgrenzen wurden in der Regel nicht überschritten. Bei Kenntnis des Ist-Zustandes lassen sich thermische Betriebsmittelgrenzen und dynamische Stabilitätsgrenzen künftig besser abschätzen. Damit können bisher nicht genutzte, präventiv vorgehaltene Sicherheitspuffer zur Höherauslastung genutzt werden. Der Grundsatz der (n-1)-Sicherheit, nach dem das Stromversorgungsnetz auch bei einem ungeplanten Ausfall eines beliebigen Netzelements sicher betrieben werden muss, bleibt so trotz Höherauslastung vollständig erhalten.

**Bei einer höheren Netzauslastung können sich dynamische Stabilitätsgrenzen als limitierender Faktor erweisen.** Daher bedarf es flankierend einer Einführung geeigneter Assistenzsysteme (*dynamic security assessment*) in den Leitwarten der Netzbetreiber. Derzeit befassen sich die Übertragungsnetzbetreiber mit einer entsprechenden Modernisierung ihrer Leitwarten. Dazu sollen die bestehenden bzw. in Entwicklung befindlichen Monitoring-Systeme um Online-Assistenzsysteme ergänzt werden, die eine stabilitätsbezogene Zustandsbewertung in Echtzeit ermöglichen (☞ Maßnahmentabelle Nr. 5).

### 2.3.2 Witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb einführen

**Die Strombelastbarkeit einer Freileitung wird insbesondere durch die Leiterseiltemperatur begrenzt.**

Durch die bei der Übertragung auftretende Wärme dehnt sich das Leitermaterial aus, wodurch es zu einem unzulässigen Durchhang des Leiterseils und einer Unterschreitung kritischer Sicherheitsabstände zum Erdboden kommen kann. Ohne Kenntnis der genauen Umgebungsbedingungen hat sich der Freileitungsbetrieb deshalb an definierten Normbedingungen („Hochsommerwetterlage“) zu orientieren.

**In Abhängigkeit der Witterung kann die Transportkapazität gegenüber den Normbedingungen deutlich erhöht werden.** Werden Umgebungsbedingungen wie Außentemperatur und Windgeschwindigkeit genau erfasst, erlaubt dies eine situativ höhere Strombelastbarkeit. In Starkwindsituationen treten infolge hoher Nord-Süd-Transite verstärkt Netzengpässe auf. Daher ist das Potenzial des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs in diesen Situationen besonders ausgeprägt.

**Schon heute setzen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber Freileitungsmonitoring auf ausgewählten Übertragungstrecken ein.** Um das Potenzial des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs zu nutzen, befinden sich das Bundeswirtschaftsministerium und die Übertragungsnetzbetreiber in Gesprächen, inwieweit es technisch und genehmigungsrechtlich möglich ist, das Freileitungsmonitoring möglichst weitgehend auf engpassbehafteten Leitungsabschnitten anzuwenden (☞ Maßnahmentabelle Nr. 6).

### 2.3.3 Lastflüsse mit Phasenschiebern steuern

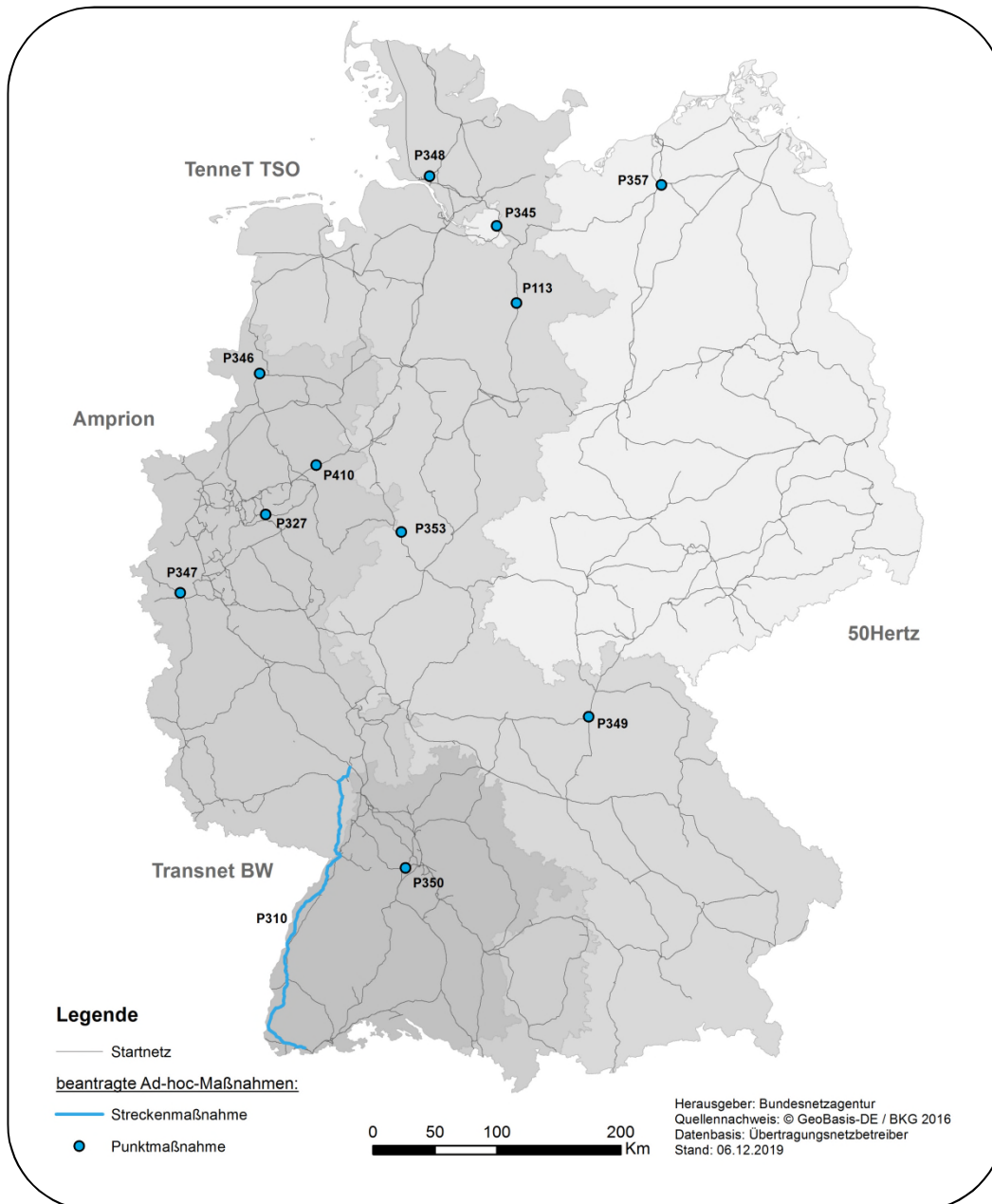
**Mit Phasenschiebern kann der Stromfluss aktiv gesteuert werden.** Ohne den Einsatz lastflusststeuernder Elemente fließt der Strom entsprechend der physikalischen Gesetze den Weg des geringsten Widerstandes. In Abhängigkeit der jeweiligen Last- und Erzeugungssituation führt dies dazu, dass einzelne Leitungen sehr stark und andere deutlich geringer belastet werden. Durch den Einsatz lastflusststeuernder Elemente, wie z.B. Phasenschiebertransformatoren, kann der Strom im vermaschten Netz gezielt auf Leitungen mit freien Kapazitäten geleitet werden. Dabei ersetzen Phasenschieber langfristig nicht die durch Netzausbau zu erfüllende Transportaufgabe.



**Der Einsatz von Phasenschiebern ermöglicht eine gleichmäßigere Auslastung parallel verlaufender Leitungen und somit eine bessere Ausnutzung vorhandener Übertragungskapazitäten.** Im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2017 hat die Bundesnetzagentur sieben Phasenschiebertransformatoren innerhalb von Deutschland als sogenannte Ad-hoc-Maßnahmen genehmigt. Die Wirkung dieser Maßnahmen soll sich insbesondere in der Übergangsphase zwischen Kernenergieausstieg und Inbetriebnahme der zentralen Netzausbauvorhaben (2023 – 2025) zeigen. Auf Grundlage des aktuellen Netzentwicklungsplans 2019 hat die Bundesnetzagentur mit Blick auf das Jahr 2025 drei weitere innerdeutsche Phasenschiebertransformatoren als Ad-hoc-Maßnahmen bestätigt (👁 Maßnahmentabelle Nr. 7).

**Der Einsatz dieser Phasenschiebertransformatoren erfolgt ausschließlich im Inland und dient damit nicht der Steuerung von Ringflüssen.** Das unterscheidet sie von den Phasenschiebertransformatoren an der deutsch-polnischen und deutsch-tschechischen Grenze (vgl. Kapitel 4.2). Sie dienen vielmehr dazu, Lastflüsse auf innerdeutschen Leitungen so zu verschieben, dass diese besser ausgelastet sind und Überlastungen vermieden werden.

**Abbildung 2: Netzentwicklungsplan 2019-2030: Geplante, von der Bundesnetzagentur bestätigte Ad-hoc-Maßnahmen innerhalb von Deutschland**



Quelle: Bundesnetzagentur (2019). Bei den dargestellten Projekten handelt es sich um Phasenschiebertransformatoren (Ausnahme P133 und P310).

### 2.3.4 Reaktive Betriebsführung testen

**Aktuell werden die Stromleitungen im Normalbetrieb bewusst nicht vollständig ausgelastet.** Im Rahmen einer vorsorgenden Betriebsführung wird ein Teil der Übertragungskapazität als präventive „Sicherheitsreserve“ freigehalten, damit das Stromversorgungsnetz auch bei einer ungeplanten Abschaltung oder einem Ausfall einer Netzkomponente sicher betrieben werden kann.

**Ziel der reaktiven Netzbetriebsführung ist eine höhere Netzauslastung im Normalbetrieb.** Der zuständige Übertragungsnetzbetreiber greift hier erst im Fehlerfall ein, d.h. unmittelbar nach Ausfall eines Netzbetriebsmittels. Der Eingriff muss nach Fehlereintritt innerhalb von Sekunden bis wenigen Minuten erfolgen, um die kurzfristige Überlastung der verbliebenen Betriebsmittel innerhalb des zulässigen Bereichs zu

halten. Die reaktive Betriebsführung erfordert deshalb eine genaue Kenntnis des Netzzustands in Echtzeit und muss automatisiert auf Basis vorher festgelegter Entlastungskonzepte erfolgen. Dabei sind auch die Auswirkungen auf die unterlagerten Netze zu berücksichtigen.

**Das Konzept der reaktiven Betriebsführung soll und muss vor einer breiteren Anwendung zunächst im realen Netzbetrieb getestet werden.** Dazu haben die Übertragungsnetzbetreiber im aktuellen Netzentwicklungsplan (NEP 2019-2030 Pilotanlagen beantragt. Nach eingehender Prüfung hat die Bundesnetzagentur diese bestätigt (☞ Maßnahmentabelle Nr. 8).

**Zugleich besteht in den nächsten Jahren noch ein erheblicher Bedarf für Forschung und Entwicklung im Bereich der reaktiven Netzbetriebsführung.** Einerseits sind bestehende Prozesse weiter zu optimieren, andererseits sollen neue Entwicklungen und Herausforderungen frühzeitig erkannt und Lösungen vorangetrieben werden. Aus diesem Grund sollen die Forschungsaktivitäten zur Optimierung der Betriebsmittel, höheren Auslastung der Bestandsnetze, der Integration neuer Betriebsmittel in die Betriebsführung und der Digitalisierung der Stromnetze weiter verstärkt werden. Gemeinsam mit Technologieanbietern und Wissenschaft haben die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber hierzu das Verbundforschungsprojekt „InnoSys 2030“ ins Leben gerufen, das bis Ende 2022 läuft.

## 2.4 Ökonomische Anreize für den Netzausbau stärken

**Deutschland prüft Anpassungen im regulatorischen Rahmen für den Netzausbau, um den Ausbau der Stromnetze optimal zu unterstützen.** Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber – und damit auch der Netzausbau – unterliegen grundsätzlich der Regulierung durch die Bundesnetzagentur. Wichtig ist, dass die Regeln so ausgestaltet sind, dass sie die zügige Erhöhung der Transportkapazität im Übertragungsnetz fördern. Dies betrifft sowohl die Fertigstellung von Leitungsvorhaben als auch Maßnahmen zur Bestandsnetzoptimierung. Zu diesem Zweck werden die Instrumente für die Finanzierung des Netzausbaus und zur Behandlung der Kosten des Engpassmanagements dahingehend überprüft, inwieweit diese das Ziel unterstützen, die dringend erforderlichen Transportkapazitäten im Stromnetz zu schaffen.

**Im März 2019 wurden bereits kurzfristig Maßnahmen ergriffen, um die Anreize für den Netzausbau zu stärken.** Die Maßnahmen zielen darauf, die Aufsichtsmöglichkeiten der Bundesnetzagentur bei der Durchführung von Investitionsmaßnahmen zu verbessern. Sie regeln die Refinanzierung wesentlicher Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen der Übertragungsnetzbetreiber. Angepasst wurde u. a. die Berücksichtigung von Betriebskosten bei Netzausbauprojekten. Weiterhin sollen Investitionsmaßnahmen zukünftig nur noch für den Zeitraum einer Regulierungsperiode genehmigt werden. Ziel dieser Regelung ist, einen Anreiz zu setzen, beantragte Investitionen zügig zum Abschluss zu bringen.

**Es wird derzeit geprüft, inwieweit weitere Maßnahmen bei der Finanzierung von Investitionen und bei der Behandlung der Kosten des Engpassmanagements erforderlich sind.** Seit Mai 2019 wird mit Stakeholdern diskutiert, welche Vor- und Nachteile unterschiedliche Konzepte zur Refinanzierung von Investitionen in das Übertragungsnetz und für die Behandlung der Kosten des Engpassmanagements haben, und inwieweit diese geeignet sind, Investitionen in Ausbauprojekte und die Optimierung des Stromnetzes zu beschleunigen (☞ Maßnahmentabelle Nr. 9).

# 3 Mehr grenzüberschreitenden Handel ermöglichen

**Deutschland wird seiner zentralen geographischen Lage in Europa gerecht und macht den grenzüberschreitenden europäischen Stromhandel möglich.** Um die dafür nötigen Voraussetzungen im Stromnetz sicherzustellen, wird zum einen eine Optimierung des Engpassmanagements erfolgen (Kapitel 3.1). Parallel dazu wird der Netzausbau weiter vorangetrieben und der Ausbau der Erzeugungsstruktur besser mit dem Netzausbau koordiniert (Kapitel 3.2).

## 3.1 Engpassmanagement optimieren

**Das Management von Netzengpässen durch Maßnahmen wie Redispatch und Countertrading ist ein zentraler Baustein, um grenzüberschreitenden Handel im europäischen Strombinnenmarkt zu ermöglichen.** Die Netzbetreiber begeben Netzengpässe mit großem Verantwortungsbewusstsein für die Netzsicherheit und Systemstabilität. Die Netzeingriffe für Redispatch und andere Formen des Engpassmanagements sind anspruchsvoll und verursachen Kosten, die die Netzkunden tragen müssen.

**Deutschland sorgt für Transparenz beim Redispatch.** Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen tagesscharf alle Redispatch-Maßnahmen, die Anpassungen von in Deutschland angeschlossenen Kraftwerken betreffen, auf [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de).

**Um das Engpassmanagement zu optimieren, hat Deutschland bereits Anpassungen des Rechtsrahmens vorgenommen, weitere Maßnahmen zur Kosten- und Prozessoptimierung werden geprüft.** Zu den Maßnahmen zur Optimierung des Engpassmanagements steht eine breite Palette an Maßnahmen zur Verfügung. Dazu zählen neben der Steigerung der Effizienz von Redispatch-Maßnahmen (Kapitel 3.1.1) die Fortführung der Netzreserve (Kapitel 3.1.2), der grenzüberschreitende Redispatch (Kapitel 3.1.3) und die Beibehaltung des kostenbasierten Redispatch (Kapitel 3.1.4). Von Seiten der Netzbetreiber bietet die Stärkung der Zusammenarbeit und verbesserte Koordinierung zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern Potential (Kapitel 3.1.5), wie auch ein stärker netzdienliches Lastmanagement (Kapitel 3.1.6).

### 3.1.1 Redispatch effizienter nutzen

**Effizienter Redispatch optimiert den Netzbetrieb und behebt Netzengpässe mit weniger Aufwand.** Die Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes enthält eine Regelung, dass zum 1. Oktober 2021 das bisherige Einspeisemanagement – das bedeutet die Abregelung von EE- und KWK-Anlagen – in ein einheitliches Regime zusammen mit dem Redispatch überführt wird. Der Redispatch umfasst zukünftig nicht nur Regelungen zum Eingriff in die Fahrweise konventioneller Kraftwerke für die Engpassbehebung, sondern auch für EE- und KWK-Anlagen, sodass auch ein gezielter Ausgleich des Einspeisemanagements durch das Hochfahren definierter Erzeugungsanlagen möglich wird – im Gegensatz zur bisher üblichen Börsenbeschaffung (☞ Maßnahmentabelle Nr. 10).

**Die neue Regelung erlaubt es Netzbetreibern zukünftig, diejenigen EE- und KWK-Anlagen anzusteuern, die besonders gut auf Netzengpässe wirken.** Derzeit müssen sie zuerst auch solche konventionellen Anlagen ansteuern, die die Netzengpässe nur geringfügig entlasten. Durch die einheitliche Optimierung aller verfügbaren Potenziale sinkt die Anzahl der Anlagen, die angesteuert und hochgefahren werden müssen.

**Effizienter Redispatch erhöht das Potential, Netzengpässe zu beseitigen.** Da die Netzbetreiber insgesamt weniger Anlagen benötigen, um einen bestimmten Netzengpass zu beheben und diese gezielter einsetzen können, können im Umkehrschluss mit demselben Anlagenpark theoretisch mehr Netzengpässe behoben werden. Somit steigt das Potential, Netzengpässe zu beseitigen. Zudem müssen zukünftig alle Anlagen ab 100 kW am Redispatch mitwirken. Hierdurch steht den Netzbetreibern mehr Potential für die Redispatch-Optimierung zur Verfügung. Die deutschen Verteilnetzbetreiber werden hier einen erheblichen Beitrag leisten, indem Engpässe vor Ort bereits in den Verteilnetzen reduziert werden.

**Effizienter Redispatch ermöglicht mehr grenzüberschreitenden Handel.** Mit dem optimierten Netzbetrieb können die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber zukünftig verbleibende Netzengpässe wirkungsvoller adressieren. Dadurch werden die Übertragungsnetzbetreiber in die Lage versetzt, den grenzüberschreitenden Handel und damit die Vorgaben der EU-Strommarktverordnung umzusetzen.

**Effizienter Redispatch steigert die Systemsicherheit.** Die notwendigen Abregelungen von EE- und KWK-Anlagen erfolgen zukünftig auf Basis von Netzzustandsprognosen und gegen einen energetisch-bilanziellen Ausgleich, statt über kurzfristige, vom Netzbetreiber nicht kompensierte Abrufe. Dies erhöht erstens die Systemsicherheit, weil die abgeregelten Strommengen von den Netzbetreibern unter Berücksichtigung der Netzsituation nachbeschafft werden. Zweitens ermöglicht es eine Optimierung von Redispatch über die verschiedenen Spannungsebenen, weil die Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreiber in einem gemeinsamen Prozess die notwendigen Maßnahmen identifizieren.

**Effizienter Redispatch ist beschlossen und wirkt ab 2021.** Im April 2019 wurde die Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes beschlossen. Die darin enthaltenen Regelungen zu effizientem Redispatch treten zum 1. Oktober 2021 in Kraft. Bis zu diesem Zeitpunkt werden Bundesnetzagentur und Branche die Implementierung vorbereiten, insbesondere die Zusammenarbeit der Netzbetreiber und den notwendigen Datenaustausch sowie die zugehörigen IT-Systeme.

### 3.1.2 Netzreserve als Übergangsinstrument fortführen

**Die Netzreserve sichert übergangsweise das Redispatch-Potenzial ab.** In der Netzreserve befinden sich Kraftwerke, die von den Übertragungsnetzbetreibern immer dann zum Erhalt der (n-1)-Netzicherheit eingesetzt werden können, wenn die übrigen Redispatch-Potenziale ausgeschöpft sind. Das heißt, die Netzreserve ist für jene besonders kritischen Situationen ausgelegt, in denen die Redispatch-Potenziale aus Kraftwerken im deutschen Strommarkt, Kraftwerken aus der deutsch-österreichischen Redispatch-Kooperation und auch Kraftwerken aus dem grenzüberschreitenden Redispatch mit anderen Nachbarländern nicht ausreichen, um die Transportaufgabe im Übertragungsnetz sicher zu bewältigen.

**Die Netzreserve ist kompatibel mit den geltenden Regeln für den wettbewerblichen Strommarkt.** Sie beinhaltet nur Kraftwerke, die aus freier unternehmerischer Entscheidung aus dem Markt ausgeschieden sind, deren Stilllegung jedoch durch die Übertragungsnetzbetreiber untersagt wurde. Grundlage dafür ist, dass die Übertragungsnetzbetreiber diese Kraftwerke als systemrelevant ausgewiesen haben und die Bundesnetzagentur dies entsprechend bestätigt hat. Dies wiederum erfolgt auf Basis einer jährlichen Bedarfsanalyse der Übertragungsnetzbetreiber und einer kraftwerksspezifischen Systemrelevanzprüfung. Netzreservekraftwerke wirken neutral auf den Stromgroßhandelspreis, weil Sie nicht am Strommarkt teilnehmen dürfen. Eine Rückkehr an den Strommarkt nach Entlassung aus der Netzreserve ist ebenso untersagt, sofern die Kraftwerke nicht vorläufig stillgelegt wurden. Für die Bereitschaft in der Netzreserve erhalten die Anlagenbetreiber eine Kostenerstattung. In der Netzreserve befinden sich gegenwärtig Erdgaskraftwerke (3,0 GW), Steinkohlekraftwerke (2,3 GW) und mit Mineralölprodukten befeuerte Anlagen (1,6 GW).

### **Verlässliche grenzüberschreitende Zusammenarbeit beim Redispatch könnte die Netzreserve ablösen.**

Aktuelle Prognosen zeigen, dass der Bedarf für die Netzreserve auch in den kommenden Jahren bestehen wird. Signifikant reduzieren ließe sich der Bedarf aber, wenn in den relevanten Situationen gesichert auf Potenziale im Ausland zugegriffen werden könnte. Verbindliche Regeln für grenzüberschreitenden Redispatch sehen die Guideline „Capacity Allocation and Congestion Management“ (CACM) und die EU-Strommarktverordnung vor. Bis zur vollständigen Implementierung werden noch einige Jahre vergehen (siehe Kapitel 3.1.3). Bis dahin soll die Netzreserve als Übergangsinstrument fortgeführt werden (☞ Maßnahmentabelle Nr. 11).

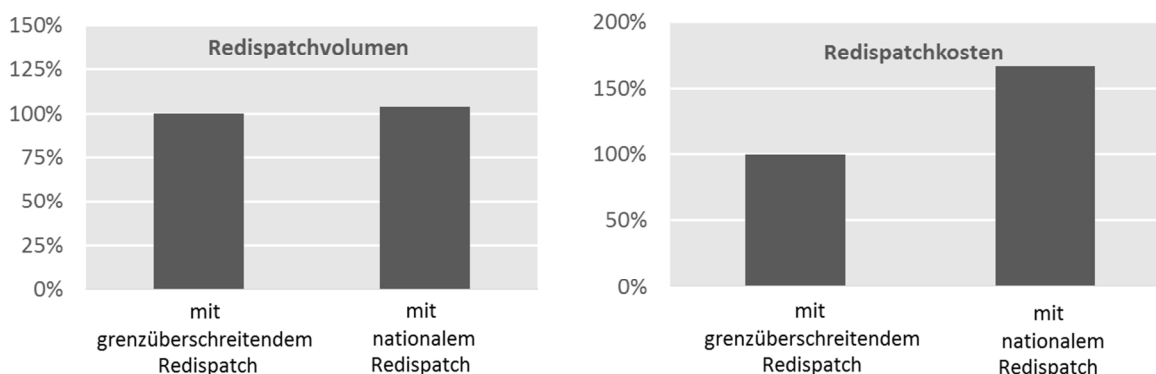
### **3.1.3 Grenzüberschreitenden Redispatch ermöglichen**

**Anlagen im Ausland sind langfristig unverzichtbar für das Engpassmanagement.** Um Überlastungen auf Interkonnektoren zu vermeiden, ist es unverzichtbar, dass auch ausländische Anlagen am Redispatch teilnehmen. Aber auch interne Netzengpässe im deutschen Netz können mithilfe von Kraftwerken oder Verbrauchern in Nachbarländern, die auf Anweisung der Netzbetreiber flexibel ihre Ein- oder Ausspeisung anpassen, teilweise effizienter gelöst werden als mit inländischen Anlagen. Dies liegt daran, dass der Standort einer Anlage im Netz entscheidend für den Einfluss auf den zu behebbenden Netzengpass ist (sog. Lastflusssensitivität). Auf bestimmte Leitungen können ausländische Kraftwerke einen hohen Einfluss ausüben.

**In bestimmten Belastungssituationen lassen sich einzelne Netzengpässe nur mit Hilfe ausländischer Anlagen beheben.** Dies gilt zum Beispiel für Engpässe auf manchen grenzüberschreitenden oder grenznahen Leitungen. Ohne länderübergreifenden Redispatch müsste in solchen Situationen die Stromhandelskapazität an den Grenzen reduziert werden, um einen sicheren Betrieb der Stromnetze zu gewährleisten. Dies wäre zwar im Einklang mit den europäischen Vorgaben der EU-Strommarktverordnung (Art. 16 Abs. 3). Jedoch ist es ganz im Sinne des EU-Binnenmarkts, den Stromhandel durch grenzüberschreitenden Redispatch ausweiten zu können.

**Grenzüberschreitend optimierter Redispatch senkt das Redispatchvolumen und ermöglicht Redispatch günstiger.** Anlagen im Ausland können Netzengpässe teilweise effizienter auflösen als Anlagen im Inland. Eine aktuelle Untersuchung von Consentec/r2b hat exemplarisch untersucht, wie sich die Redispatchmengen und -kosten entwickeln, wenn statt rein nationaler Maßnahmen ein grenzüberschreitend optimierter Redispatch zur Lösung von Netzengpässen durchgeführt wird. Das Gutachten zeigt, dass die Kosten dadurch um mehr als 50 % sinken können (siehe Abbildung 3). Die Studienergebnisse wurden exemplarisch für deutsche Netzengpässe gerechnet. Vergleichbare Effekte von grenzüberschreitendem Redispatch sind jedoch auch für andere EU-Mitgliedstaaten zu erwarten.

**Abbildung 3: Effekt von grenzüberschreitend optimiertem Redispatch auf das Redispatchvolumen und die Kosten von Redispatch**



Quelle: Consentec GmbH und r2b Energy Consulting GmbH (2019)

**Die Arbeit zur grenzüberschreitenden Optimierung von Redispatch steht noch am Anfang.** Bisher gibt es nur einzelne, bilaterale und multilaterale Kooperationen beim Redispatch, aber noch kein flächendeckendes System innerhalb von Europa, bei dem Redispatch grenzüberschreitend optimiert wird. Auf Basis der Guideline CACM erarbeiten die europäischen Übertragungsnetzbetreiber gegenwärtig eine Methode für die grenzüberschreitende Optimierung von Redispatch sowie die Regelungen zur Kostentragung (☞ Maßnahmentabelle Nr. 12).

**Regionale Kooperationen sollen koordinierte Sicherheitsanalysen durchführen.** Mit der neuen EU-Strommarktverordnung werden zukünftig Regionale Koordinierungszentren (RCC) eingeführt. Diese lösen die regionalen Sicherheitskoordinatoren (RSC) ab und sollen eine europaweite Optimierung von Redispatch-Maßnahmen im Rahmen einer koordinierten Sicherheitsanalyse durchführen. Ferner sollen sie den Übertragungsnetzbetreibern konkrete Durchführungsvarianten vorschlagen, von denen die Übertragungsnetzbetreiber dann nur noch in engen Grenzen abweichen können.

**Die Implementierung des koordinierten, regionalen Redispatch wird noch einige Zeit dauern.** Zunächst müssen die Methoden für die grenzüberschreitende Optimierung von Redispatch genehmigt und implementiert werden. Auch die RSCs sollen gemäß der Vorgaben der neuen EU-Strommarktverordnung erst Mitte 2022 ihren Betrieb aufnehmen. Zudem verstehen die Übertragungsnetzbetreiber und Regulierer der Mitgliedstaaten die Regelungen in der Guideline CACM

und in der EU-Strommarktverordnung noch sehr unterschiedlich. Hier ist ein gemeinsames Grundverständnis nötig, um die Vorgaben zeitnah umzusetzen und einen echten Mehrwert der Sicherheitsanalyse sicherzustellen.

**Für die Zwischenzeit will Deutschland bestehende bilaterale Lösungen ausbauen.** Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber kooperieren beim grenzüberschreitenden Redispatch bislang auf Basis bilateraler Vereinbarungen mit ihren Nachbarn. Diese sollen erweitert und – soweit möglich – weiter vertieft werden (vgl. Kapitel 4.1).

### 3.1.4 Kostenbasierten Redispatch beibehalten

**Die neue EU-Strommarktverordnung sieht marktbasierter Redispatch als Regelfall vor.** In Deutschland ist gegenwärtig nicht-marktbasierter – d.h. kostenbasierter – Redispatch vorgesehen. Alle Erzeugungsanlagen und Speicher ab einer gewissen Größe müssen auf Anforderung der Netzbetreiber am Redispatch teilnehmen.

Sie müssen in diesem Fall ihre Erzeugung oder ihren Strombezug für die Engpassbehebung anpassen und erhalten im Gegenzug eine gesetzlich geregelte Vergütung, die sie wirtschaftlich neutral stellt. Die Regelungen der neuen EU-Strommarktverordnung sehen verschiedene Ausnahmen vor, bei deren Vorliegen kostenbasierter Redispatch zulässig ist. Dies ist der Fall, wenn entweder über die marktbasierete Beschaffung nicht ausreichend Potenzial zur Verfügung steht oder es an ausreichendem Wettbewerb fehlt oder Netzengpässe so vorhersehbar sind, dass sie zu strategischem, engpassverstärkendem Verhalten der Marktteilnehmer führen.

**In einem Gutachten hat das Bundeswirtschaftsministerium untersuchen lassen, ob marktbasierter**

**Redispatch in Deutschland sinnvoll ist.** Neon, Consentec et al. (2019) betrachten verschiedene marktbasierete Beschaffungskonzepte und deren Auswirkungen auf die Gesamtkosten der Stromversorgung, den Umfang des Redispatch und seine Kosten sowie die CO<sub>2</sub>-Emissionen. Außerdem untersucht es, ob die Konzepte mit dem deutschen Strommarktdesign und der einheitlichen deutschen Gebotszone vereinbar sind.

**Für den Fall, dass Deutschland auf marktbasiereten Redispatch umstellen würde, würden die Gutachter erhebliche Verwerfungen auf dem Strommarkt und einen massiven Anstieg von Netzengpässen**

**erwarten.** Der Vorteil, dass neue Potenziale wie Speicher und flexible Verbraucher einfacher in den Redispatch integriert werden könnten, würde von den erwarteten Nachteilen überkompensiert. Das Nebeneinander des zonalen Stromhandels und eines notwendigerweise regionalen bzw. lokalen Marktplatzes für die Behebung von Netzengpässen würde dazu führen, dass ökonomisch rational handelnde Marktakteure sich zwischen beiden Märkten optimieren würden. Soweit die Netzengpässe vorhersehbar wären, würden die Marktakteure versuchen, höhere Erlöse aus dem lokalen Marktplatz zu erzielen, indem sie ihre Flexibilität für diesen aufsparen und nicht dem zonalen Stromhandel zur Verfügung stellen bzw. dort bereits einpreisen würden. Dies wäre ökonomisch rational und wettbewerbsrechtlich nicht zu beanstanden. Diese Optimierungsstrategie wird in der Literatur als Increase-Decrease-Verhalten (Inc-Dec) bezeichnet und ist eine direkte Folge von marktbasieretem Redispatch. Deshalb würden alle derzeitigen Konzepte, die unter den Begriffen Redispatch-Markt, lokaler Flexibilitätmarkt oder Smart Markets diskutiert werden, zu massiven Problemen führen.

**Inc-Dec-Verhalten führt den Gutachtern zufolge dazu, dass die dezentralen Einsatzentscheidungen von Erzeugungsanlagen, Speichern und flexiblen Lasten mehr Netzengpässe durch das Marktergebnis verursachen würden.**

In der Folge müssten die Netzbetreiber mehr Redispatch durchführen. Die Kosten für Netzkunden würden steigen. In empirischen Modellrechnungen haben die Gutachter ermittelt, dass – selbst unter sehr konservativen Annahmen – die Umstellung auf Redispatch-Märkte im deutschen Übertragungsnetz zu einer Verdreifachung der Mengen und Kosten für Redispatch führen würde. Zusätzlich würde es aufgrund des lokalen Werts von Strom zahlreiche Anbieter mit marktbeherrschender Stellung geben. Damit besteht über Inc-Dec-Verhalten hinaus ein hohes Risiko für teure Marktmachausübung.

**Die Ergebnisse des Gutachtens wurden in verschiedenen, teils öffentlichen Terminen mit europäischen Stakeholdern diskutiert.** Der Endbericht ist in deutscher und englischer Sprache verfügbar und auf der Homepage des BMWi öffentlich zugänglich.<sup>1</sup>

**Auf Grundlage des Gutachtens wird der kostenbasierte Redispatch beibehalten.** Das Gutachten zeigt, dass zwei der Ausnahmen, die in Art. 13 Abs. 3 der EU-Strommarktverordnung vorgesehen sind, vorliegen: Es

---

<sup>1</sup> [www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/strommarkt-der-zukunft.html#id912106](http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/strommarkt-der-zukunft.html#id912106)



ist mit erheblichem strategischen und damit engpassverstärkenden Verhalten zu rechnen und es fehlt an ausreichend Wettbewerb. Deutschland nimmt diese Ausnahmen in Anspruch. Der jüngst mit der Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes reformierte Rechtsrahmen zum Redispatch (siehe Kapitel 3.1.1) wird daher beibehalten (☞ Maßnahmentabelle Nr. 13).

### 3.1.5 Zusammenarbeit zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber stärken

**Eine verbesserte Zusammenarbeit der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber senkt den Redispatchbedarf.** Eine vorausschauende Netzsicherheitsanalyse aufbauend u.a. auf den Daten der Anlagenbetreiber zur Stromerzeugung zeigt erstens die voraussichtlichen Netzengpässe im eigenen Netzgebiet und die erforderlichen Maßnahmen zu deren Behebung. Zweitens zeigt sie, ob Flexibilitätpotentiale in einem Netz durch andere Netzbetreiber genutzt werden können, ohne dass neue Engpässe erzeugt werden. Über einen Koordinierungsprozess zwischen den Netzbetreibern können dann Umfang und Anzahl der zu ergreifenden Maßnahmen verringert werden. Wenn beispielsweise mehrere Netzbetreiber in unterschiedlichen Spannungsebenen zeitgleich Bedarf an zusätzlicher Einspeisung haben, handelt nicht jeder Netzbetreiber für sich, sondern die Netzbetreiber koordiniert. In gemeinsamen Arbeitsgruppen der Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber wird bereits an einer weitergehenden Konzeptentwicklung gearbeitet (☞ Maßnahmentabelle Nr. 14).

**Ein einheitlicher Datenweg ermöglicht die Koordination.** Informationen über nutzbare Potentiale und geplante Abrufe müssen transparent zwischen den beteiligten Netzbetreibern ausgetauscht werden. So kann jeder Netzbetreiber zudem auch Restriktionen anderer Netzbetreiber berücksichtigen. Nach dem Koordinierungsprozess erfolgt der Abruf der zuvor abgestimmten Maßnahmen. Um die Komplexität zu senken und die Prozesseffizienz zu erhöhen, wird ein einheitlicher Datenweg mit eindeutigen, klar definierten Schnittstellen entwickelt. Sowohl für Netzbetreiber als auch für Einsatzverantwortliche wird mit einem „single point of contact“ die Übermittlung und Verfügbarkeit aller relevanten Informationen für die Flexibilitätsnutzung wie z.B. der Planungsdaten sichergestellt.

**Die Netzbetreiber erarbeiten innovative Ansätze.** Eine Verteilnetzbetreiber-Kooperation hat das sogenannte „Flex-Router Konzept“ entworfen. Diese Ansätze werden sukzessive weiterentwickelt und in entsprechenden Umsetzungsprojekten der Branche konkretisiert.

### 3.1.6 Netzdienliches Lastmanagement mit flexiblen Verbrauchern einrichten

**Netzdienliches Lastmanagement kann helfen, Engpässe in den Verteilnetzen zu vermeiden.** Während den Verteilnetzbetreibern mit der Einbindung der Erneuerbaren- und KWK-Anlagen ab 100 kW in das Engpassmanagement (vgl. Kapitel 3.1.1) ein Instrument zur Steuerung von Erzeugungsanlagen zur Verfügung steht, verfügen sie auf der Verbrauchsseite über kein vergleichbares Werkzeug.

**Deutschland wird deshalb den Rechtsrahmen zu flexiblen Verbrauchseinrichtungen weiterentwickeln.** Im Rahmen des vom Bundeswirtschaftsministerium beauftragten Projektes „Digitalisierung der Energiewende – Barometer und Topthemen“ (Ernst & Young 2018) wurde ein Konzept für ein netzdienliches Lastmanagement in den Verteilnetzen entwickelt. Das Bundeswirtschaftsministerium hat Diskussionspunkte für eine Weiterentwicklung des Rechtsrahmens erstellt. Auf dieser Basis findet zurzeit ein breiter, ergebnisoffener Stakeholder-Prozess darüber statt, ob und in welcher Weise die gutachterlichen Empfehlungen umzusetzen sind. Ziel ist es, den Verteilnetzbetreibern in einem klar definierten Rahmen zu ermöglichen, flexible Lasten (z.B. bei Ladevorgängen von Elektromobilen) netzdienlich zu managen, wo sonst unangemessene Kosten für den Netzausbau durch seltene Lastspitzen entstünden.

**Kern des Konzepts wird es sein, bei flexiblen Verbrauchseinrichtungen wie Elektromobilen oder Wärmepumpen die Netzanschlusskapazität künftig in zwei Teile aufzuteilen.** Standardmäßig enthält die Netzanschlusskapazität dann einen Teil, der dem Verbraucher unbedingt und uneingeschränkt zur Verfügung steht und einen zweiten Teil, der durch eine netzverträgliche Nutzung bedingt ist. Der Netzbetreiber könnte danach den Verbrauch einschränken oder zeitlich verlagern, wenn mit den gleichzeitigen Nutzungen das Verteilnetz an seine Kapazitätsgrenzen kommt. Damit werden hohe Investitionen für nur kurzzeitige Spitzenlasten vermieden und das Potential von flexiblen Verbrauchseinrichtungen für das Verteilnetz gehoben (☞ Maßnahmentabelle Nr. 15).

## 3.2 Netzausbau und Erzeugungsstruktur aufeinander abstimmen

**Das deutsche Stromsystem im Jahr 2030 ist geprägt durch eine emissionsarme Erzeugungsstruktur und ein solide ausgebautes Stromnetz.** Der Anteil an Strom aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen wird gegenüber heute deutlich höher sein. Für die Leistungsfähigkeit des Gesamtsystems kommt es darauf an, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien und der Ausbau der Stromnetze stärker synchronisiert werden. Erzeugung und Transport müssen vermehrt zusammen gedacht werden. Nur so ist die Transportaufgabe im deutschen Übertragungsnetz mittel- und langfristig zu meistern.

**Im deutschen Strommarkt gibt es bereits Instrumente der räumlichen Steuerung, um Netzausbau und Stromerzeugung miteinander zu synchronisieren, und weitere Maßnahmen sind geplant.** Mit dem Netzausbaugesetz sieht das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) bereits ein Instrument zur Synchronisierung von Netzausbau und Stromerzeugung aus Windenergie an Land vor. Bei Windenergie auf See sorgt der Flächenentwicklungsplan als zentrales Instrument für eine räumliche Steuerung des Zubaus in der Nord- und Ostsee. Außerdem werden die Offshore-Ausbauziele künftig an den Fortschritt beim Netzausbau gekoppelt (Kapitel 3.1.1). Beim schrittweisen Ausstieg aus der Kohleverstromung achtet die Bundesregierung auf eine netzdienliche Reihenfolge der Kraftwerksstilllegungen (Kapitel 3.2.2).

### 3.2.1 Ausbau der erneuerbaren Energien mit dem Netzausbau synchronisieren

**Der Netzentwicklungsplan berücksichtigt den Ausbau und die Verteilung von erneuerbaren Energien heute und in der Zukunft.** Auf Basis historischer Entwicklungen und regional hochaufgelösten Potentialabschätzungen wird die zukünftige Verteilung von erneuerbaren Energien über Deutschland abgeschätzt. Dies ist insbesondere für den Ausbau von Windenergie an Land entscheidend, der einen großen Einfluss auf den Transportbedarf im Übertragungsnetz ausübt und neben dem europäischen Stromhandel ein Treiber des erforderlichen Netzausbaus ist.

**Ein über Deutschland besser verteilter Ausbau der erneuerbaren Energien kann den Transportbedarf im Übertragungsnetz reduzieren.** Die kostengünstigen Standorte mit guten Windverhältnissen liegen größtenteils in Norddeutschland. Deshalb konzentriert sich der Ausbau von Windenergieanlagen auf die nördlichen Bundesländer. Die Übertragungsnetze sind historisch jedoch nicht darauf ausgelegt, eine hohe Windstromproduktion in die Verbrauchszentren in Süddeutschland zu transportieren.

**Werden mehr Windenergieanlagen in Süddeutschland und weniger Windenergieanlagen in Norddeutschland errichtet, sinkt der Transport- und Netzausbaubedarf.** Zwar ist der Energieertrag an den windschwächeren Standorten in Süddeutschland deutlich geringer als in den windstarken Regionen

Norddeutschlands, auf einen bundesweiten Zubau von Windenergie kann jedoch nicht verzichtet werden, um die Ausbauziele zu erreichen.

**Zur besseren Synchronisierung zwischen Ausbau von Offshore-Windkraftanlagen und Netzausbaufortschritten wird deshalb das 20-GW-Ausbauziel für Windenergie auf See bis 2030 an Voraussetzungen geknüpft.** So müssen zum einen die für die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms erforderlichen Netzkapazitäten rechtzeitig geschaffen werden. Zum anderen müssen verbindliche Vereinbarungen mit den Küstenländern und den Übertragungsnetzbetreibern zur Fertigstellung der Offshore-Anbindungstrassen getroffen werden (☞ Maßnahmentabelle Nr. 16).

**Der Ausbau der Windenergie auf See wird zudem bereits raumplanerisch gesteuert.** Der Zubau von Windenergieanlagen auf See und deren Netzanbindungen in Nord- und Ostsee wird durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie als Raumordnungs- und Genehmigungsbehörde über den Flächenentwicklungsplan räumlich und zeitlich gesteuert. Dadurch ist eine effektive Synchronisierung mit dem Netzausbau gewährleistet.

**Zusätzlich trägt das sogenannte Netzausbaugebiet zur besseren Verzahnung des Ausbaus von Windenergieanlagen an Land und der Stromnetze bei.** Es begrenzt den Ausbau der Windenergie in den Regionen nördlich der Netzengpässe bis der Netzausbau es nicht mehr erfordert. So können Windenergieanlagen an Land im Netzausbaugebiet, das gemäß auf Beschluss der Bundesnetzagentur die Bundesländer Mecklenburg-Vorpommern, Schleswig-Holstein, Bremen, Hamburg sowie den nördlichen Teil Niedersachsens umfasst, nur bis zu einer jährlichen Obergrenze von derzeit 902 MW einen Zuschlag erhalten. Die Bundesnetzagentur evaluiert das Instrument und kann hierzu einen Neuzuschnitt des Netzausbaubereiches vorsehen (☞ Maßnahmentabelle Nr. 17).

### 3.2.2 Kohleverstromung schrittweise reduzieren und beenden

**Deutschland steigt bis spätestens 2038 aus der Stromerzeugung durch den Einsatz von Kohle aus.** Die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ hat im Januar 2019 Handlungsempfehlungen vorgelegt. Demnach soll die Leistung der Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke von heute gut 40 GW auf 30 GW in 2022, 17 GW in 2030 und 0 GW in 2038 reduziert werden. Die Bundesregierung hat im Rahmen des Klimakabinetts beschlossen, die Kohlekraftwerksleistung bis 2030 auf 17 GW zu reduzieren und bis 2038 zu beenden. Die gesetzliche Umsetzung wird aktuell erarbeitet.

**Die Stilllegung von Kohlekraftwerken führt zu tiefgreifenden Veränderungen im Stromversorgungssystem.** Dies hat auch Auswirkungen auf den Netzbetrieb und die Lastflüsse innerhalb des deutschen und europäischen Netzes. Deswegen hat das Bundeswirtschaftsministerium bei der Umsetzung der Vorschläge der Kommission von Anfang an großen Wert darauf gelegt, Netzaspekte angemessen zu berücksichtigen (☞ Maßnahmentabelle Nr. 18).

**Die folgenden Maßnahmen werden im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens derzeit politisch diskutiert.** Aus den Gesprächen innerhalb der Bundesregierung und mit der Europäischen Kommission können sie sich noch Änderungen ergeben:

- **Die Netzaspekte des Kohleausstiegs werden durch die Übertragungsnetzbetreiber analysiert.** Im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums prüfen die Übertragungsnetzbetreiber derzeit in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur, welche Folgen der Kohleausstieg für das Netz hat und welche Netzaspekte dabei zu berücksichtigen sind.
- **Übertragungsnetzbetreiber prüfen, ob Steinkohlekraftwerke für den sicheren Netzbetrieb vorübergehend erforderlich sind.** Es gibt Steinkohleanlagen, die zur Erhaltung der Systemstabilität

notwendig sind und die daher nicht stillgelegt werden können. Aus diesem Grund sollen alle Steinkohleanlagen, für die über einen Zuschlag ein Verbot der Kohleverfeuerung wirksam werden soll, einer Systemrelevanzprüfung durch die Betreiber des Übertragungsnetzes unterzogen werden.

- **Netzrelevante Steinkohlekraftwerke sollen in der ersten Ausschreibung ausgeschlossen werden.** Welche Steinkohlekraftwerke wann stillgelegt werden, soll mit Hilfe einer Ausschreibung ermittelt werden. Die erste Ausschreibung soll bereits im Jahr 2020 stattfinden. In dieser sollen Steinkohleanlagen, die für den sicheren Netzbetrieb erforderlich sind, von der Teilnahme an der Ausschreibung ausgeschlossen werden.
- **Auch in späteren Ausschreibungen sollen netzrelevante Steinkohlekraftwerke nur nachrangig berücksichtigt werden.** In den Ausschreibungen nach 2020 soll ein Netzfaktor berücksichtigt werden, durch den netzrelevante Steinkohlekraftwerke in der Zuschlagsreihung nach hinten geschoben werden. Dies trägt dazu bei, dass eher Steinkohlekraftwerke einen Zuschlag erhalten, die für den Netzbetrieb weniger relevant sind.
- **Netzrelevante Steinkohleanlagen werden zunächst in einem Auffangregime gehalten.** Netzrelevante Steinkohleanlagen, die dennoch einen Zuschlag erhalten, sollen weiterhin für den sicheren Netzbetrieb zur Verfügung stehen. Sie verlassen zwar den Strommarkt, um eine signifikante Emissionsminderung zu erzielen, müssen aber den Übertragungsnetzbetreibern weiter zum Netzbetrieb zur Verfügung stehen bis alternative Maßnahmen ergriffen wurden.
- **Übertragungsnetzbetreiber sollen eine langfristige Netzanalyse erstellen.** Darin wird untersucht, welche Auswirkungen die gesetzliche Reduktion der Stein- und Braunkohleverstromung auf die Bewirtschaftung von Netzengpässen, auf die Frequenzhaltung, die Spannungshaltung und auf die Sicherstellung eines möglichen Versorgungswiederaufbaus haben. Dabei berücksichtigen sie auch geplante Maßnahmen und Alternativen zum Weiterbetrieb der Steinkohleanlagen.
- **Übertragungsnetzbetreiber führen eine Prüfung im Rahmen der ordnungsrechtlichen Stilllegungsanordnung durch.** Sie basiert auf einer begleitenden Netzanalyse und soll die Frage beantworten, ob einzelne Steinkohleanlagen für die Bewirtschaftung von Netzengpässen, für die Frequenzhaltung, die Spannungshaltung und zur Sicherstellung eines möglichen Versorgungswiederaufbaus erforderlich sind. Soweit die Steinkohleanlage erforderlich ist, kann die Bundesnetzagentur nach Genehmigung des BMWi die gesetzliche Reduktion aussetzen.
- **Die Übertragungsnetzbetreiber erarbeiten alternative Maßnahmen für einen zukünftigen Netzbetrieb ohne Kohlekraftwerke.** Um sicherzustellen, dass zukünftig keine Kohlekraftwerke mehr für den sicheren Netzbetrieb erforderlich sind, sollen die Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam mit der Bundesnetzagentur alternative Maßnahmen entwickeln. Hierzu können zum Beispiel Punktmaßnahmen im Netz, wie die Installation von Kondensatorbänken oder Generatoren im Phasenschieberbetrieb, oder grenzüberschreitend optimierter Redispatch gehören.

## 4 In regionalen Initiativen grenzüberschreitend zusammenarbeiten

**Viele Maßnahmen, die einen positiven Effekt auf Netzengpässe haben, sollen gemeinsam mit den Nachbarländern umgesetzt werden.** Im Unterschied zu anderen Maßnahmen kann Deutschland solche Maßnahmen nicht alleine beschließen und durchführen, sondern benötigt Kooperationspartner.

**In Zusammenarbeit mit den europäischen Nachbarländern hat Deutschland in den letzten Jahren bereits eine Reihe von Maßnahmen ergriffen, um Netzengpässe zu adressieren.** So haben die deutschen Übertragungsnetzbetreiber Vereinbarungen über Entlastungsmaßnahmen wie Redispatch oder Countertrading mit vielen Übertragungsnetzbetreibern der Nachbarländer in Zusammenarbeit mit den Regulierungsbehörden geschlossen. Außerdem wurden gemeinsam mit den Nachbarländern Phasenschiebertransformatoren an einigen Grenzen installiert, um Lastflüsse zu steuern und dadurch Netzengpässe zu vermeiden.

**Die vorgegebenen regionalen Prozesse zum koordinierten und optimierten Einsatz von Entlastungsmaßnahmen werden vorangetrieben.** Die EU Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement, die EU-Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb und die EU-Strommarktverordnung 2019/943 geben einen Rahmen für grenzüberschreitenden Redispatch vor (vgl. hierzu Kapitel 3.1.3). Diesen umzusetzen dürfte aber noch einige Zeit in Anspruch nehmen, da viele komplexe Fragen wie etwa zur technischen Umsetzung, technischen Verlässlichkeit oder Teilung der Kosten zu regeln sind. Zwischenzeitlich können bilaterale und multilaterale Kooperationen helfen, diesen Zeitraum sinnvoll zu überbrücken.

**Deutschland ist daher interessiert an weiteren Kooperationsprojekten.** Bis zu einer ganzheitlichen grenzüberschreitenden Optimierung von Entlastungsmaßnahmen sollen bestehende Kooperationen fortgeführt und vertieft sowie neue Kooperationen begonnen werden. Hierzu gibt es bereits Diskussionsprozesse mit einzelnen Nachbarstaaten. Deutschland ist offen für weitere Initiativen und interessierte Kooperationspartner für die Zusammenarbeit in diesem Bereich.

**Gute Erfahrungen in der grenzüberschreitenden Zusammenarbeit bei Netzfragen liegen bereits vor.** Die Netzbetreiber kooperieren heute mit ihren Nachbarn, zum Beispiel beim grenzüberschreitenden Redispatch und Countertrading und beim Betrieb von sogenannten Phasenschiebertransformatoren an ausgewählten Grenzen. Grenzüberschreitender Redispatch und Countertrading ermöglichen es, netzentlastende Potenziale auch in den Nachbarstaaten zu erschließen. Dies trägt dazu bei, Kosten zu senken und die Effizienz zu steigern (Kapitel 4.1). Phasenschiebertransformatoren sind technische Anlagen, die die Stromflüsse im Netz steuern und eine gleichmäßigere Auslastung erreichen können. Diese Anlagen werden seit wenigen Jahren an den deutschen Außengrenzen eingesetzt und koordiniert mit dem benachbarten Übertragungsnetzbetreiber betrieben (Kapitel 4.2).

### 4.1 Redispatch und Countertrading grenzüberschreitend durchführen

**Der grenzüberschreitende Austausch von Entlastungsmaßnahmen wie Redispatch und Countertrading und deren gemeinsame Optimierung hat für alle Beteiligten große Vorteile.** Wie in Kapitel 3.1.3 dargestellt kann dies das Redispatchvolumen und insbesondere auch die Redispatchkosten senken. Außerdem gewährleistet es europäischen Stromhandel, weil sich manche Netzengpässe nur mit grenzüberschreitenden Entlastungsmaßnahmen lösen lassen.

**Die grenzüberschreitende Optimierung von Entlastungsmaßnahmen ist komplex.** Sie erfordert ein hohes Maß an hoher Koordination zwischen den Übertragungsnetzbetreibern, gemeinsame Planungs- und eng koordinierte Abrufprozesse. Eine weitere Herausforderung ist es, für alle Beteiligten eine hohe Transparenz zu gewährleisten. Jeder Übertragungsnetzbetreiber muss über die Potentiale in seinem Netzgebiet informiert sein und er muss diese Information mit den anderen Übertragungsnetzbetreibern in der Region teilen. Wichtig ist auch, dass Entlastungsmaßnahmen verlässlich und in ausreichender Anzahl zur Verfügung stehen, damit sie sicher eingeplant werden können. Nicht zuletzt ist die Kostentragung eine herausfordernde Frage. Hier gibt es unterschiedliche Auffassungen zwischen den Regulierungsbehörden. Für eine langfristig haltbare, pro-europäische Lösung ist wichtig, dass die Kostentragungsregeln für alle Mitgliedstaaten den Anreiz setzen, das interne Netz so gut auszubauen, dass grenzüberschreitende Stromflüsse transportiert werden können. Gleichzeitig ist wichtig, sicherzustellen, dass Redispatch-Potentiale verlässlich gemeldet und notwendige interne Maßnahmen durchgeführt werden sowie frühzeitig auf Engpässe reagiert wird.

**Die Umsetzung der im EU-Recht vorgesehenen regionalen Methoden wird daher mit Hochdruck vorangetrieben.** Zunächst müssen sich die Übertragungsnetzbetreiber und die Regulierungsbehörden auf gemeinsame regionale Methoden verständigen. Anschließend müssen diese dann praktisch umgesetzt werden.

**Deutschland überbrückt die Zwischenzeit durch bilaterale und multilaterale Vereinbarungen zum Austausch von Redispatch- und Countertrading sowie topologischer Maßnahmen.** Deutschland hat in den letzten Jahren eine Vielzahl solcher Verträge abgeschlossen und sehr gute Erfahrungen mit den Vereinbarungen gemacht. Sie verbessern die Koordination durch gemeinsame Sicherheitsanalysen, erhöhen das verfügbare Potential von Redispatch- und Countertrading-Maßnahmen für alle Beteiligten, ermöglichen es, Engpässe effizienter zu lösen und die Maßnahmen besser mit den Nachbarn zu koordinieren. Tabelle 2 liefert eine Übersicht über bereits bestehende Verträge zum grenzüberschreitenden Redispatch. Die Verträge regeln sowohl die Abrufprozesse als auch die Kostenteilungsregeln (☞ Maßnahmentabelle Nr. 19).

**Tabelle 2: Verträge zwischen Deutschland und seinen Nachbarn über grenzüberschreitenden Redispatch und Countertrading sowie gemeinsame Sicherheitsanalysen**

Kooperationspartner	Kooperierende ÜNB	Vertragsart	Status
<b>AUT</b>	APG, TenneT	Bilateraler Vertrag über Redispatch	Abgeschlossen
<b>CHE</b>	Swissgrid, TransnetBW, Amprion	biilaterale Verträge über Redispatch	Abgeschlossen
<b>FRA</b>	RTE, Amprion, TransnetBW, Amprion	Trilateraler Vertrag über Redispatch	Abgeschlossen
<b>NDL</b>	TenneT NL – TenneT DE	Bilateraler Vertrag über Redispatch	Abgeschlossen
<b>NDL</b>	TenneT NL – Amprion	Bilaterale Vereinbarung über Redispatch	Abgeschlossen

<b>POL</b>	50Hertz – PSE	Bilateraler Vertrag über Redispatch	Abgeschlossen
<b>CZE</b>	50Hertz – ČEPS	Bilateraler Vertrag über Redispatch	Abgeschlossen
<b>DNK</b>	TenneT – Energinet	Bilateraler Vertrag über Countertrading	Abgeschlossen
<b>Coreso</b>	50Hertz, Eirgrid (IRL), Elia (BEL), National Grid ESO (GBR), REE (ESP), REN (PRT), RTE (FRA), SONI (GBR), TERNA (ITA)	Multilateraler Vertrag über koordinierte Sicherheitsanalyse und Abruf von topologischen Maßnahmen	Abgeschlossen
<b>TSC Initiative</b>	50Hertz, Amprion, APG (AUT), ČEPS (CZE), ELES (SVN), Energinet (DNK), HOPS (HRV), MAVIR (HUN), PSE (POL), SEPS (SVK), Swissgrid (CHE), TenneT DE, TenneT NL, Transelectrica (ROU), TransnetBW	Multilateraler Vertrag über koordinierte Sicherheitsanalyse und Abruf von Redispatch	Abgeschlossen

**Neben den bestehenden Verträgen gibt es Verhandlungen über einen gemeinsamen**

**Redispatchprozess mit der Schweiz und Frankreich.** Dieser soll ermöglichen, Redispatch-Maßnahmen zwischen den drei Ländern noch besser zu koordinieren. Die Vereinbarung soll für den Winter 2019/2020 bereits Anwendung finden. Aktuell befinden sich die Verträge in juristischer Prüfung.

**Deutschland ist interessiert an weiteren Kooperationspartnern.** Wie die Übersicht in Tabelle 2 zeigt, gibt es noch nicht an allen deutschen Außengrenzen Vereinbarungen über Redispatch und Countertrading. Derzeit finden erste Gespräche zu einer trilateralen Redispatch-Kooperation mit dem belgischen Übertragungsnetzbetreiber ELIA und dem niederländischen Übertragungsnetzbetreiber TenneT-NL statt. Eine solche Kooperation würde den Vorteil haben, dass Redispatch-Maßnahmen zwischen den drei Staaten in Zukunft koordiniert erfolgen könnten und Redispatch-Potentiale grenzüberschreitend ausgetauscht werden. Deutschland ist offen für weitere Kooperationspartner.

**Die bestehende Zusammenarbeit kann weiter vertieft werden.** Die abgeschlossenen Vereinbarungen unterscheiden sich derzeit noch stark voneinander. Während einzelne Vereinbarungen eine volle Einbindung in die bestehenden Planungsprozesse der Übertragungsnetzbetreiber und einen weitreichenden Austausch von Redispatch-Potentialen ermöglichen, sehen andere Kooperationen dies noch nicht vor. Es wäre sinnvoll sein, aus den bestehenden bilateralen Vereinbarungen eine „best practice“ zu ermitteln. Diese könnte in Form einer Mustervereinbarung den Abschluss neuer Vereinbarungen oder eine Erweiterung bestehender Vereinbarungen erleichtern.

**Die Übertragungsnetzbetreiber haben Prinzipien entwickelt, die sich auf Basis ihrer bisherigen Erfahrungen für die Umsetzung von grenzüberschreitendem Redispatch als wichtig erwiesen haben.** Sie könnten als Basis für eine „best practice“ dienen und auch in die Entwicklung der im EU-Recht vorgesehenen regionalen Methoden einfließen.

- Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sollen sich rechtzeitig gegenseitig und/oder die Regionalen Koordinierungszentren (RCC) über das verfügbare Redispatch-Potential für den Zielzeitraum informieren.
- In allen Prozessschritten müssen die Verantwortlichkeiten der beteiligten ÜNB und der RCC klar definiert sein.
- Falls Entlastungsmaßnahmen erforderlich sind, sollten indikative Preise ausgetauscht werden, um auch eine Optimierung unter Kosteneffizienzaspekten zu ermöglichen.
- Die vereinbarten Entlastungsmaßnahmen sollten verlässlich sein.
- Es sollte eine klar definierte gemeinsame Dokumentation der vereinbarten Entlastungsmaßnahmen geben, um ein Monitoring und eine Kostenaufteilung zu ermöglichen.
- Die Kostentragung muss zu den vereinbarten operativen Prozessen und Prinzipien passen und gemeinsam mit den nationalen Regulierungsbehörden entwickelt werden.

## 4.2 Grenzüberschreitende Netzflüsse besser steuern mit Phasenschiebertransformatoren

**Grenzüberschreitende Stromflüsse können zu Netzengpässen führen, die durch Redispatch und andere Entlastungsmaßnahmen behoben werden müssen.** Stromflüsse verteilen sich auf Basis des elektrischen Widerstands über das Netz. Dies kann dazu führen, dass einzelne Leitungen überlasten, während andere Leitungen noch nicht voll ausgelastet sind. Die Steuerung grenzüberschreitender Stromflüsse erfordert Koordination mit den betroffenen Nachbarländern.

**Um die grenzüberschreitenden Stromflüsse besser zu steuern, haben die Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, PSE und ČEPS an den Grenzen sogenannte Phasenschiebertransformatoren (PSTs) installiert.** Phasenschiebertransformatoren funktionieren wie „regelbare Impedanzen“. Sie steuern den Stromfluss über das Netz, indem sie den Phasenwinkel der Spannung zwischen den Enden einer Leitung einstellen und darüber den Widerstand der Leitung verändern. Die Veränderung des Widerstands führt dazu, dass sich die Stromflüsse im Netz umverteilen. Damit können Überlastungen auf einzelnen Leitungen vermieden werden und weniger belastete Leitungen stärker ausgelastet werden.

**Die Phasenschieber an der deutsch-tschechischen und der deutsch-polnischen Grenze wurden zwischen 2016 und 2018 installiert und werden durch die Übertragungsnetzbetreiber der drei Länder koordiniert betrieben.** An der deutsch-polnischen Grenze wurden die ersten vier PSTs bereits im Juni 2016 im polnischen Umspannwerk in Mikułowa in Betrieb genommen. Im August 2018 erfolgte die Inbetriebnahme der ersten beiden PSTs im deutschen Umspannwerk in Vierraden. Diese sollen mit der Inbetriebnahme der geplanten Uckermarkleitung durch zwei weitere PSTs ergänzt werden. Mit diesen wird die Installation der PST im Umspannwerk Vierraden abgeschlossen. An der deutsch-tschechischen Grenze wurden im Januar 2017 vier PSTs im tschechischen Hradec in Betrieb genommen. Diese wurden ergänzt durch zwei PSTs im sächsischen Umspannwerk Röhrsdorf, die im Januar 2018 in Betrieb genommen wurden. Nach einem Umbau

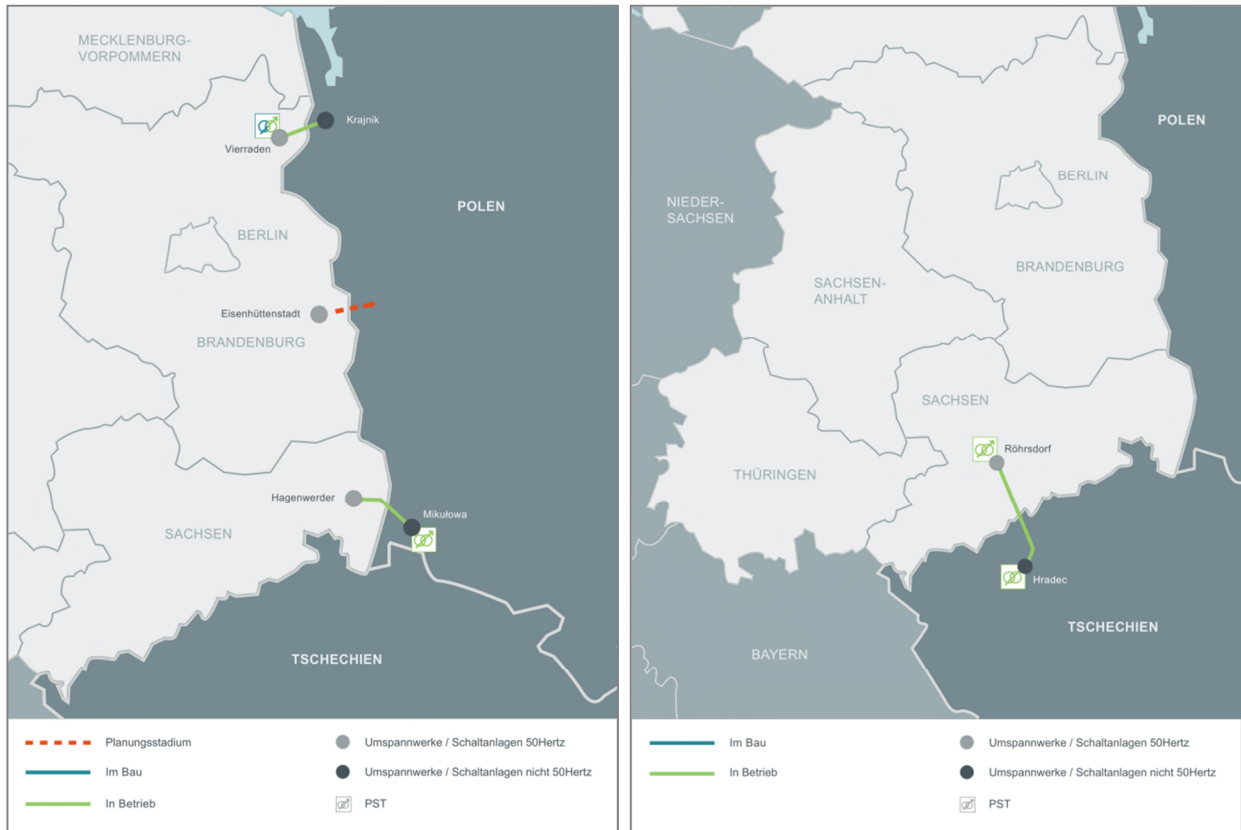


des Umspannwerkes in Röhrsdorf sollen diese PSTs auch in die Lage versetzt werden, die Stromflüsse auf den anderen Leitungen im Südraum der 50Hertz-Regelzone zu steuern.

**Die positiven Erfahrungen der letzten Jahre zeigen, dass die Ringflüsse durch die Phasenschiebertransformatoren und deren koordinierten Betrieb deutlich reduziert werden konnten.**

Dies reduziert Netzüberlastungen auf den grenzüberschreitenden Leitungen und macht damit den grenzüberschreitenden Netzbetrieb sicherer. Zudem wird auch mehr grenzüberschreitender Stromhandel ermöglicht (☞ Maßnahmentabelle Nr. 20).

**Abbildung 4: Phasenschiebertransformatoren an der deutsch-polnischen und der deutsch-tschechischen Grenze**



Quelle: 50Hertz

## **TEIL II: LINEARER ANSTIEG DER HANDELSKAPAZITÄTEN AUF 70%**

# 5 Berechnung der Startwerte und der Verlaufskurve

**Der Aktionsplan ermöglicht 70% Mindesthandelskapazität bis 2026.** Artikel 15 Abs. 2 der EU-Strommarktverordnung sieht vor, dass das 70%-Ziel im europäischen Strommarkt bis zum 31. Dezember 2025 erreicht wird, wenn ein Mitgliedstaat einen Aktionsplan einreicht. Diese Zielmarke wird über lineare Pfade erreicht. Ausgangspunkt eines jeden linearen Pfads ist der so genannte Startwert. Davon ausgehend wird die Mindesthandelskapazität jedes Jahr kontinuierlich angehoben. Im Zuge der Kapazitätsberechnungen der Übertragungsnetzbetreiber können jedoch – abhängig von der spezifischen Netzsituation – weitaus höhere Werte dem Markt zur Verfügung gestellt werden. Das deutsche Stromnetz ist eng mit dem seiner Nachbarn verbunden. Um dies angemessen abzubilden, gibt es mehrere lineare Pfade. Die Mindesthandelskapazitäten gelten ab dem 1. Januar 2020.

**Die Einhaltung der linearen Pfade ist wichtig.** Die Einführung von europaweiten Mindesthandelskapazitäten ist ein Eckpfeiler des Legislativpakets „Saubere Energie für alle Europäer“. Sie garantiert diskriminierungsfreien grenzüberschreitenden Handel und stärkt den EU-Strom-Binnenmarkt. Daher hat die Bundesregierung ein großes Interesse daran, dass die linearen Pfade eingehalten werden – auch wenn dadurch zusätzliche Belastungen im deutschen Stromnetz entstehen. Ausnahmen kann es nur bei Gefährdung der Betriebssicherheit geben.

**Die Bundesnetzagentur überwacht die Einhaltung der linearen Pfade durch die Übertragungsnetzbetreiber.** Sie hat zu diesem Zweck einen zweistufigen Monitoring-Prozess entwickelt. Die Übertragungsnetzbetreiber informieren die Bundesnetzagentur unverzüglich über Unterschreitungen der Mindesthandelskapazitäten. Zusätzlich erhält die Bundesnetzagentur jährlich einen detaillierten Bericht der Übertragungsnetzbetreiber über die Entwicklungen der Kapazitäten gemäß Art. 15(4) der EU-Strommarkt-Verordnung. Auch die Marktteilnehmer werden von den Übertragungsnetzbetreibern bei notwendigen Aussetzungen der Mindesthandelskapazitäten benachrichtigt (☞ Maßnahmentabelle Nr. 21).

**Das Bundeswirtschaftsministerium, die Bundesnetzagentur und die Übertragungsnetzbetreiber stimmen sich eng ab, auch mit den Nachbarländern und der Europäischen Kommission.** Die komplexen Fragen der Startwertberechnung wurden zwischen allen Beteiligten intensiv diskutiert. Technische Fragen werden durch die Bundesnetzagentur festgelegt. Der Aktionsplan der Bundesregierung benennt grundsätzliche Methoden, um den linearen Pfad ermitteln zu können. Technische Fragen werden durch die Bundesnetzagentur festgelegt. Die Übertragungsnetzbetreiber wenden die Methoden für die Berechnung der Startwerte an.

**Die Übertragungsnetzbetreiber berechnen Startwerte für die linearen Pfade.** Die Startwerte bilden die Ausgangsbasen für die linearen Pfade. Dafür werden die zugewiesenen Kapazitätswerte der letzten drei Jahre oder der zugewiesene Kapazitätswert des letzten Jahres herangezogen, je nachdem, welcher Wert höher liegt. Ein Startwert kann für jedes sogenannte „kritisches Netzelement“ berechnet werden. Dies bezeichnet Leitungen oder andere Netzelemente (Transformatoren), die im europäischen Stromhandel eine entscheidende Rolle spielen. Deshalb werden sie bei der Berechnung der grenzüberschreitenden Kapazität berücksichtigt. Kritische Netzelemente sind zum einen Verbindungsleitungen zwischen zwei Ländern und zum anderen sensitive Leitungen bezüglich des internationalen Stromhandels.

**Die Startwertberechnung basiert auf mehreren Grundprinzipien.** Die Startwerte beruhen laut EU-Strommarktverordnung auf den *zugewiesenen* Kapazitäten, also den tatsächlich vom Handel genutzten

Kapazitäten. Da bei Vorliegen dieses Aktionsplans noch keine durchgehenden Werte für das gesamte Jahr 2019 vorhanden sind, stellen die berechneten Werte auf die Jahre 2016 bis 2018 ab.

**Die Startwertberechnung richtet sich nach Kapazitätsberechnungsregion.** Das europäische Netz ist in mehrere Kapazitätsberechnungsregionen aufgeteilt. Jede Region hat eigene Methoden definiert, nach denen die beteiligten Übertragungsnetzbetreiber einheitlich die verfügbaren Kapazitäten berechnen. Deutschland ist mit seinen Nachbarländern in drei verschiedenen Regionen integriert und bewirtschaftet entsprechende Gebotszonengrenzen:

- Hansa: mit Dänemark, Schweden
- Zentralwesteuropa: mit Belgien, Frankreich, Luxemburg, den Niederlanden, Österreich
- Östliche Nachbarn: mit Polen, Tschechien.

2021 sollen die Ostgrenzen und Zentralwesteuropa in der größer gefassten Region Zentraleuropa aufgehen.

**Die Methodik in Zentralwesteuropa und Zentraleuropa sieht ein lastflussbasiertes Berechnungsverfahren vor, das die physikalischen Gesetzmäßigkeiten des Stromflusses besonders gut abbildet.** Dies bedeutet auch, dass prinzipiell jedes einzelne kritische Netzelement eine eigene Kapazität besitzt und damit in die Bildung eines Startwerts eingeht. Die Methodik in der Hansa-Region sieht hingegen eine Berechnung pro Grenze vor. Dieses Vorgehen sorgt für Konsistenz zwischen der Startwertberechnung als Basis für die Mindesthandelskapazitäten und den Kapazitätsberechnungen im Netzbetrieb der Übertragungsnetzbetreiber.

**Bestehende Mindesthandelskapazitäten werden beibehalten.** In der Region Zentralwesteuropa gilt bereits seit 2018 eine Mindesthandelskapazität von 20 %. Die Marktteilnehmer und Nachbarländer können sich darauf verlassen, dass diese Handelskapazitäten auf jeden Fall erhalten bleiben. In Fällen, in denen die linearen Pfade niedrigere Werte ausweisen würden, soll dennoch 20 % Handelskapazität als Untergrenze gelten. Dies betrifft auch neue kritische Netzelemente in Zentralwesteuropa.

**Die Handhabbarkeit der linearen Pfade muss gewährleistet bleiben.** Deutschland verfügt über besonders viele Nachbarländer und entsprechend viele kritische Netzelemente. Die Überwachung der Vielzahl von linearen Pfaden ist kompliziert und zeitaufwendig. Daher soll mindestens für die Region Zentralwesteuropa ein Mittelwert über alle berechneten Startwerte gelten. Dieser Wert soll auch in der zukünftigen zentraleuropäischen Kapazitätsberechnungsregion (CORE) Bestand haben. Dies erhöht nachhaltig die Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Werte.

**Wichtige Einflussfaktoren auf die Mindesthandelskapazität in der EU werden berücksichtigt.** Eine gute Vernetzung ist essentiell für die Versorgungssicherheit in Europa. Die EU handelt deswegen große Strommengen mit Nicht-Mitgliedstaaten wie der Schweiz, Norwegen oder den Balkanstaaten. Durch eine Berücksichtigung dieses Handels in der Berechnung der Startwerte wird sichergestellt, dass die linearen Pfade ein realistisches Szenario abbilden.

**Neue Verbindungsleitungen erhalten Mindestkapazitäten im Jahr nach der Inbetriebnahme.** Derzeit befinden sich mehreren Interkonnektoren zu deutschen Nachbarländern im Bau, die noch vor 2026 in Betrieb gehen. Sie beginnen ihren linearen Pfad mit einer Mindesthandelskapazität bei null, weil für diese Verbindungen anfangs nicht auf historische Kapazitätswerte zurückgegriffen werden kann.

**Alle relevanten Informationen zur Startwertberechnung und zur Berechnung des linearen Anstiegspfad machen die deutsche Regulierungsbehörde und die deutschen Übertragungsnetzbetreiber transparent.** Auf der Seite [www.bnetza.de/marketcoupling](http://www.bnetza.de/marketcoupling) beschreibt die

Bundesnetzagentur die Prinzipien der Startwertberechnung. Die konkreten Werte werden von den Übertragungsnetzbetreibern auf den Seiten [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de) und [www.jao.eu](http://www.jao.eu) veröffentlicht.

## 6 Konsultation des Aktionsplans

**Art. 14 der Verordnung (EU) 2019/943 (EU-StrommarktVO) schreibt eine Konsultation des Aktionsplans nach Art. 15 vor.** Die Konsultation ist ein wichtiger Schritt, um die Entscheidung für einen Aktionsplan und die darin beschriebenen Maßnahmen mit den Mitgliedstaaten und anderen Stakeholdern in Europa zu begründen, zu diskutieren und vorhandene Meinungen dazu berücksichtigen zu können. Mithin stärkt die öffentliche Konsultation des Aktionsplans die Transparenz der zugrundeliegenden Entscheidungen und angekündigten Maßnahmen. Die Bundesregierung begrüßt den engen Austausch über energiepolitischen Fragen mit den anderen Mitgliedstaaten, den europäischen Institutionen und weiteren relevanten Interessensgruppen.

**Um eine umfassende Konsultation zu ermöglichen, wurden zwei Workshops am 10. Dezember 2019 in Brüssel angeboten sowie Gelegenheit zu schriftlichen Stellungnahmen zur Entwurfsfassung des Aktionsplans gegeben.** Die Mitgliedstaaten und die Europäische Kommission nahmen an einem Workshop am Vormittag teil, während weitere Stakeholder an einem Workshop am Nachmittag teilnahmen. Zur Methodik und Berechnung der Startwerte der grenzüberschreitenden Handelskapazitäten bzw. des linearen Pfads nach Art. 15 Abs. 2 EU-StrommarktVO hatte das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) bereits am 30. September 2019 einen eigenen Workshop durchgeführt. Alle drei Workshop-Formate sind auf großes Interesse gestoßen und fanden unter hoher Beteiligung statt.

**Das BMWi erhielt neben den mündlichen Kommentaren in den Konsultationsworkshops mehrere schriftliche Stellungnahmen zur Entwurfsfassung des Aktionsplans.** Das BMWi hat alle Stellungnahmen und Kommentare sorgfältig ausgewertet. Das Konsultationsergebnis ist in die finale Fassung des Aktionsplans eingeflossen.

**Die Teilnehmer der Workshops und der schriftlichen Konsultation zeigten reges Interesse am deutschen Aktionsplan Gebotszone.** Viele begrüßten die Workshops als wertvolles Angebot für einen transparenten und direkten Austausch. Mehrere Kommentare begrüßten die im Aktionsplan beschriebenen Maßnahmen und das übergeordnete Ziel, eine einheitliche deutsche Gebotszone zu erhalten. Viele Teilnehmer betonten zudem die wichtige Rolle einer guten Zusammenarbeit der Mitgliedstaaten, der nationalen Regulierungsbehörden und der Netzbetreiber, beispielsweise beim grenzüberschreitenden Redispatch.

**Im Rahmen der Konsultation wurde die Transparenz über Deutschlands Energiepolitik gelobt, gleichzeitig jedoch auch der Wunsch geäußert, weitere Informationen zu den vorgeschlagenen Maßnahmen zu veröffentlichen.** Informationen über die einzelnen Netzausbauprojekte, ihre Lage, ihre Auswirkungen auf die Übertragungskapazität und den Zeitplan ihrer Umsetzung waren von besonderem Interesse. Dies wurde von einigen Teilnehmern mit möglichen Auswirkungen auf die verfügbaren grenzüberschreitenden Handelskapazitäten und den Netzausbau in Deutschlands Nachbarländern begründet. Einige Teilnehmer äußerten auch Interesse an den Standorten sowie den Kosten und energiewirtschaftlichen Nutzen der inländischen Phasenschieber als Maßnahme zur besseren Steuerung der Stromflüsse über die deutschen Leitungen. Einige Beiträge forderten zudem eine Veröffentlichung der konkreten Startwerte. Auch wurden Fragen zur Optimierung des Redispatch gestellt, z.B. zur Verbesserung des grenzüberschreitenden Redispatch und zur Erschließung neuer Redispatch-Potenziale wie etwa flexible Lasten.

**Viele Konsultationsteilnehmer waren daran interessiert zu erfahren, ob und wie die Implementierung der getroffenen Maßnahmen überwacht werden sollte.** Dies betraf zum einen die konkreten Netzausbauvorhaben. Zum anderen wurde großes Interesse an Deutschlands Konzept für ein Monitoring über die Einhaltung der Vorgaben zum linearen Pfad für die Mindesthandelskapazitäten geäußert.

**Die Teilnehmer begrüßten insbesondere, dass die Bundesnetzagentur kontinuierlich und eng überwachen wird, ob die Übertragungsnetzbetreiber den linearen Pfad stets einhalten.** Auf positives Echo stieß der Hinweis, dass die Bundesnetzagentur mit den Übertragungsnetzbetreibern ein Verfahren zur unverzüglichen Benachrichtigung und Informationsübermittlung eingerichtet hat. Darüber hinaus verfügt die Regulierungsbehörde über eine angemessene Kompetenz für die Beaufsichtigung der Übertragungsnetzbetreiber, einschließlich Sanktionen. Einige Teilnehmer regten an, das Thema Monitoring im Aktionsplan stärker abzubilden.

**Es wurden mehrere Fragen zur Bestimmung des linearen Pfads zum 70-Prozent-Ziel gestellt.** Die Teilnehmer begrüßten die Erklärung des BMWi, dass es in Übereinstimmung mit Art. 15 der EU-StrommarktVO den linearen Pfad als Mindestanforderung an die Handelskapazität ansieht. Diese Mindestanforderung ist in jedem Fall einzuhalten, auch und insbesondere unabhängig von konkreten Fortschritten bei Maßnahmen wie dem Netzausbau.

**Es wurde begrüßt, dass über die Vorgaben der EU-StrommarktVO hinaus die Mindesthandelskapazität von 20% in der Region Zentralwesteuropa erhalten bleibt.** Darüber hinaus wurden Fragen zu den Auswirkungen der im Aktionsplan beschriebenen Maßnahmen auf die Kapazitätsvergabe und den Handel gestellt. Es konnte klargestellt werden, dass die Kapazitätszuweisung weiterhin auf der Grundlage der etablierten Mechanismen für die Kapazitätsberechnung in den jeweiligen Regionen erfolgt. Im Wesentlichen bedeutet dies, dass Handelskapazitäten auch oberhalb des linearen Pfads in den Handel gegeben werden, wenn der jeweilige regionale Kapazitätsberechnungsmechanismus dies als optimal bestimmt.

## 7 Maßnahmenübersicht

	Maßnahme	Beschreibung
<b>2 Stromübertragungskapazitäten erhöhen</b>		
<b>2.1 Stromnetze ausbauen und verstärken</b>		
1.	Netzausbauplanung bis 2030	<p>Im Netzentwicklungsplan (NEP 2019-2030) wird der bis 2030 erforderliche Netzausbaubedarf ermittelt.</p> <p>Auf Grundlage des NEP soll mit Bundesbedarfsplangesetz-Novelle im Jahr 2020 der erforderliche Netzausbaubedarf gesetzlich verankert und somit an die aktuellen Herausforderungen angepasst werden.</p> <p>Alle Informationen zur Netzentwicklungsplanung veröffentlicht die Bundesnetzagentur unter <a href="http://www.netzausbau.de">www.netzausbau.de</a>.</p>
<b>2.2 Netzausbau beschleunigen</b>		
2.	Genehmigungsverfahren verkürzen	Das Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (NABEG 2.0) hat verfahrensrechtliche Vereinfachungen geschaffen, auf deren Grundlage die nun laufenden behördlichen Verfahren beschleunigt werden können
3.	Vorausschauendes Controlling einführen	Das Bundeswirtschaftsministerium wird das 2019 etablierte vorausschauende Controlling des Netzausbaus zusammen mit der BNetzA, den Ländern und den Übertragungsnetzbetreibern konsequent umsetzen und weiter entwickeln. Dabei gelten die Zeitpläne, auf die sich die Beteiligten verständigt haben und die beim Treffen der Energieminister im Mai 2019 beschlossen wurden (siehe Anhang). Die Zeitpläne sind auf <a href="http://www.netzausbau.de">www.netzausbau.de</a> veröffentlicht.



4.	Akzeptanz des Netzausbaus erhöhen	<p>Das Bundeswirtschaftsministerium wird die Initiative Bürgerdialog Stromnetz fortführen, ausbauen und so auch in den nächsten Jahren sicherstellen, dass die Bürgerinnen und Bürger neben den Genehmigungsbehörden und Vorhabenträgern einen weiteren kompetenten Ansprechpartner vor Ort haben. Das Projekt soll ab dem Jahr 2020 deutlich erweitert werden.</p> <p>Das Bundeswirtschaftsministerium prüft derzeit, ob und unter welchen Voraussetzungen die Aufnahme weiterer Leitungsvorhaben als Erdkabel-Pilotprojekt möglich ist. Bei Vorhaben, die in der Planung noch nicht so weit vorangeschritten sind, soll eine Verkabelung im Rahmen des technisch Möglichen verstärkt in Betracht gezogen werden</p>
<b>2.3 Bestandsnetz optimieren</b>		
5.	Digitalisierung der Stromnetze, Zustandserfassung und Assistenzsysteme implementieren	Konsequente Implementierung von Online-Assistenzsystemen zur Bewertung des Netzzustandes durch die Übertragungsnetzbetreiber
6.	Witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb einführen	Konsequente Umsetzung des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs durch die Übertragungsnetzbetreiber
7.	Lastflüsse mit Phasenschiebern steuern	Inbetriebnahme der im Netzentwicklungsplan 2019 als Ad-hoc-Maßnahmen bestätigten Phasenschieber. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber streben eine Inbetriebnahme bis 2023 bzw. 2025 an.
8.	Reaktive Betriebsführung testen	Realisierung der im Netzentwicklungsplan (NEP 2019) bestätigten Pilotanlagen zur Erprobung reaktiver Betriebsführungskonzepte
9.	Anreize für Investitionen in den Netzausbau stärken	<p>Erste Maßnahmen zu sachgerechteren Anreizen bei Investitionsmaßnahmen, die der Refinanzierung wesentlicher Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen dienen, wurden 2019 bereits ergriffen.</p> <p>Bis Anfang 2020 wird ein Stakeholderdialog zur Weiterentwicklung der Anreizregulierung geführt, um den Bedarf nach weiteren rechtlichen Anpassungen für die Finanzierung von Investitionen und für die Behandlung der Kosten des Engpassmanagements zu erörtern.</p>

### 3 Mehr grenzüberschreitenden Handel ermöglichen

#### 3.1 Engpassmanagement optimieren

10.	Redispatch effizienter machen	Umsetzung des einheitlichen Redispatchregimes zur Engpassbehebung einschließlich EE- und KWK-Anlagen als Branchenlösung bis zum 1.10.2021
11.	Netzreserve als Übergangsinstrument fortführen	Bis zur Implementierung eines koordinierten, regional grenzüberschreitenden Redispatch wird die Netzreserve als Absicherung des nationalen Redispatch-Potenzials fortgeführt.
12.	Grenzüberschreitenden Redispatch ermöglichen	Grenzüberschreitend optimierter Redispatch senkt das Redispatchvolumen und die Kosten für Redispatch. Auf Basis der Guideline „Capacity Allocation and Congestion Management“ (CACM) erarbeiten die europäischen Übertragungsnetzbetreiber gegenwärtig Methoden für die grenzüberschreitende Optimierung von Redispatch sowie die Regelungen zur Kostentragung. In der Zwischenzeit wird Deutschland bestehende bilaterale Vereinbarungen fortführen und ausbauen.
13.	Kostenbasierten Redispatch beibehalten	Ein vom Bundeswirtschaftsministerium in Auftrag gegebenes Gutachten zeigt, dass eine Umstellung auf marktbasieren Redispatch zu erheblichen Verwerfungen auf dem Strommarkt und zu einem massiven Anstieg von Netzengpässen führen würde. Das Gutachten zeigt, dass zwei der Ausnahmen, die in Art. 13 Abs. 3 der EU-Strommarktverordnung vorgesehen sind, vorliegen: Es ist mit erheblichem strategischem, engpassverstärkendem Verhalten zu rechnen und es fehlt an ausreichend Wettbewerb. Auf Grundlage dieser Erkenntnis wird der kostenbasierte Redispatch beibehalten.
14.	Zusammenarbeit zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber stärken	Eine verbesserte Zusammenarbeit der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber senkt den Redispatchbedarf. In gemeinsamen Arbeitsgruppen der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber wird bereits an einer weitergehenden Konzeptentwicklung gearbeitet.
15.	Netzdienliches Lastmanagement mit flexiblen Verbrauchern einrichten	Das Bundeswirtschaftsministerium hat Eckpunkten für die Einführung eines Instruments zum netzdienlichen Lastmanagement im Sommer 2019 vorgelegt. Seitdem wird eine Diskussion zur Konkretisierung dieser Eckpunkte mit allen Stakeholdern geführt. Die Vorlage eines Entwurfs zur Anpassung der rechtlichen Rahmenbedingungen ist bis Mitte 2020 geplant.

<b>3.2 Netzausbau und Erzeugungsstruktur aufeinander abstimmen</b>		
16.	Ausbauziele Wind auf See an den Netzausbaufortschritt koppeln	Im Kohleausstiegsgesetz wird durch Aufnahme des Artikelgesetz EEG und WindSeeG die Erhöhung des Ausbauziels für Windenergie auf See von 15.000 MW auf 20.000 MW bis 2030 daran geknüpft, dass die für die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms erforderlichen Netzkapazitäten rechtzeitig geschaffen werden können.
17.	Ausbau der erneuerbaren Energien mit dem Netzausbau synchronisieren	Evaluierung des Netzausbaugebiets und Möglichkeit der Neufestlegung durch die Bundesnetzagentur
18.	Kohleverstromung schrittweise reduzieren und beenden	Deutschland steigt bis spätestens 2038 aus der Stromerzeugung aus Kohle aus. Die Kommission Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung hat im Januar 2019 entsprechende Handlungsempfehlungen vorgelegt. Bei der Umsetzung der Empfehlungen der Kommission werden Netzaspekte besonders berücksichtigt.
<b>4 In regionalen Initiativen grenzüberschreitend zusammenarbeiten</b>		
19.	Redispatch und Countertrading grenzüberschreitend durchführen	Deutschland hat verschiedene bilaterale und multilaterale Vereinbarungen zum Austausch von Redispatch-Potenzialen und Countertrading bereits abgeschlossen. Zwei weitere Vereinbarungen befinden sich derzeit in Verhandlung.
20.	Grenzüberschreitende Netzflüsse besser steuern mit Phasenschiebertransformatoren	Deutschland, Polen und Tschechien haben mehrere Phasenschiebertransformatoren (PSTs) an den Grenzen installiert und betreiben diese koordiniert. Mit der Inbetriebnahme der Uckermarkleitung sollen zwei PSTs durch zwei neue ersetzt werden. Nach einem Umbau des Umspannwerkes in Röhrsdorf sollen die dort installierten PSTs besser in den Südraum der 50Hertz-Regelzone eingebunden werden.

## 5 Berechnung der Startwerte und der Verlaufskurve

21.	Überwachung der Einhaltung der Mindesthandelskapazitäten	<p>Ein zweistufiger Monitoring-Prozess der Bundesnetzagentur stellt sicher, dass die Übertragungsnetzbetreiber kurzfristig über Aussetzungen der Mindesthandelskapazität informieren und jährlich Berichte zur Entwicklung der Kapazitäten erstellen.</p> <p>Die Kapazitäten-Startwerte und die Kapazitäten gemäß des linearen Phase-in werden von den Übertragungsnetzbetreibern auf den Seiten <a href="http://www.netztransparenz.de/EU-Network-Codes/CEP-Startwerte">www.netztransparenz.de/EU-Network-Codes/CEP-Startwerte</a> und <a href="http://www.jao.eu">www.jao.eu</a> veröffentlicht. Die Grundsätze der Startwertberechnung hat die Bundesnetzagentur unter <a href="http://www.bnetza.de/marketcoupling">www.bnetza.de/marketcoupling</a> veröffentlicht.</p>
-----	--	--

# Quellenverzeichnis

Bundesnetzagentur (2019): Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für das Zieljahr 2030 ([www.netzausbau.de/2019-2030-nep-ub](http://www.netzausbau.de/2019-2030-nep-ub))

Consentec GmbH und r2b Energy Consulting GmbH (2015): Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung. Untersuchung im Auftrag des BMWi, März 2015.

Consentec GmbH und r2b Energy Consulting GmbH (2019). Untersuchung im Auftrag des BMWi. Unveröffentlicht.

ENTSO-E (2017): Mid Term Adequacy Forecast 2017.

Ernst & Young (2018): Digitalisierung der Energiewende – Barometer und Topthemen. Untersuchung im Auftrag des BMWi ([www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/barometer-digitalisierung-der-energiewende.html](http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/barometer-digitalisierung-der-energiewende.html)).

Fraunhofer ISI, Consentec, ifeu (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland; Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie ([www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/langfrist-und-klimaszenarien.html](http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/langfrist-und-klimaszenarien.html)).

Neon, Consentec et al. (2019): Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch. Untersuchung im Auftrag des BMWi, Oktober 2019 ([www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/strommarkt-der-zukunft.html#id912106](http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/strommarkt-der-zukunft.html#id912106))

## **ANHANG: NETZAUSBAUCONTROLLING**



Ergebnisse des Treffens am 24. Mai in Hannover von Bundesminister Altmaier mit den Länderminister/innen, dem Präsidenten der Bundesnetzagentur sowie den Geschäftsführern der Übertragungsnetzbetreiber zum vorausschauenden Controlling des Netzausbaus

## Tempo für den Netzausbau

Ein leistungsfähiges Stromnetz bildet das Rückgrat der Energiewende. Es wird insbesondere gebraucht, damit der Strom aus erneuerbaren Energien zum Verbraucher kommt. Mit dem Ausstieg aus Kernenergie und Kohle ist ein leistungsfähiges Stromnetz in Kombination mit Technologien zur Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch eine entscheidende Voraussetzung, um die Versorgungs- und Systemsicherheit zu gewährleisten. Das bestehende Stromnetz muss optimiert und ausgebaut werden, um die zunehmenden überregionalen Stromtransporte, etwa von Windstrom aus Norddeutschland in die Verbrauchszentren im Süden des Landes, realisieren zu können. Ein dezentraler Ausbau der erneuerbaren Energien in allen Landesteilen ist zu begrüßen, kann den überregionalen Transportbedarf aber nicht ersetzen.

Die Übertragungsnetzbetreiber legen alle zwei Jahre einen Netzentwicklungsplan vor. Dieser beschreibt, welche Maßnahmen zur Verstärkung und zum Ausbau nötig sind, damit das Netz auch in Zukunft sicher betrieben werden kann. Beim Netzausbau konnten schon wichtige Erfolge erreicht werden. Projekte wie die 2017 fertiggestellte Thüringer Strombrücke haben erheblich zur Entlastung des Netzes beigetragen.

### Maßnahmen zur Beschleunigung

Zur Beschleunigung des Netzausbaus haben Bund und Länder im September 2018 ein Maßnahmenpaket vorgelegt. Ein wichtiger Schritt wurde vor Kurzem umgesetzt: Das Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (NABEG-Novelle) vereinfacht und beschleunigt Genehmigungsverfahren. Auch vereinfacht es die Voraussetzungen, um das Stromnetz zu optimieren und so durch das vorhandene Netz mehr Strom zu transportieren. Unter Beibehaltung der Beteiligungsrechte für die Bürgerinnen und Bürger wird so unnötige Bürokratie abgebaut.

Die Herausforderung besteht nun darin, im geltenden Rechtsrahmen die beschlossenen Vorhaben für den Netzausbau möglichst schnell umzusetzen. Um diese Herausforderung zu adressieren, haben Bund und Länder ein Netzausbau-Controlling eingeführt.

### Konkrete Zeitpläne mit Meilensteinen

Die Energieminister der Länder und des Bundes, die Bundesnetzagentur sowie die Geschäftsführer der Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland einigen sich für alle Netzausbauvorhaben auf konkrete Zeitpläne mit Meilensteinen, die alle Beteiligten verfolgen. Die sechs Meilensteine umfassen jeweils Beginn und Abschluss des Bundesfachplanungs- bzw. Raumordnungsverfahrens und des Planfeststellungsverfahrens sowie Baubeginn und Inbetriebnahme. Die Zeitpläne sind zugleich ambitioniert und realistisch. Sie ergänzen das bereits bei der Bundesnetzagentur bestehende Monitoring und werden auf [www.netzausbau.de](http://www.netzausbau.de) veröffentlicht. So kann sich die Öffentlichkeit jederzeit über den Fortschritt beim Netzausbau informieren.

Bei der Erarbeitung der Zeitpläne haben sich Länder, Bund, Bundesnetzagentur und Netzbetreiber auf eine Vielzahl praktischer Maßnahmen als Voraussetzung zur zügigen Umsetzung insbesondere der bereits laufenden Vorhaben verständigt. Diese betreffen Umfang und Tiefe von Anträgen und Unterlagen, eine Optimierung der Abläufe sowie Ressourcen bei Behörden und Netzbetreibern. Insbesondere betonen alle Seiten die Wichtigkeit eines engen Austauschs zwischen Behörden und Netzbetreibern, der darauf abzielt, dass möglichst schnell Unterlagen in der erforderlichen Qualität eingereicht und als vollständig anerkannt werden können. Zudem sichern Länder, Bund und Netzbetreiber eine angemessene und möglichst konstante Ausstattung mit Personal zu. Bund und Länder arbeiten weiter daran, die politische Unterstützung für den Netzausbau zu stärken.

Die Höchstspannungsgleichstrom-Projekte A-Nord, SuedLink und SuedOstLink gehören zu den anspruchsvollsten Vorhaben im derzeitigen Netzausbauprogramm. Die Leitungen reichen von Nord- bis Süddeutschland und werden mit einem Vorrang für Erdkabel geplant und ausgeführt. Das stellt für die Genehmigungsverfahren und den Bau eine besondere Herausforderung dar. Die Beteiligten einigen sich auf Termine für den Abschluss der Bundesfachplanung und der Planfeststellung. Aufgrund der Komplexität der Vorhaben sind die späteren Meilensteine „Baustart“ und „Inbetriebnahme“ mit zusätzlichen Unsicherheiten behaftet, da wir Neuland betreten. Aus diesem Grund sind dort die Termine nicht quartalsscharf angegeben, sondern nur Jahreszahlen vorgesehen. Die Inbetriebnahme der o.g. Gleichstromprojekte wird bis zum Jahr 2025/2026 angestrebt.

Die Zeitpläne schränken den ergebnisoffenen Charakter der Prüfung im Genehmigungsverfahren nicht ein. Entscheidungen werden allein von den zuständigen Behörden der Länder und des Bundes unter Abwägung der betroffenen öffentlichen und privaten Belange im Rahmen der gesetzlichen Anforderungen getroffen. Dabei spielt die Sicherung der Entscheidungsqualität eine elementare Rolle.

In den Zeitplänen nicht berücksichtigt sind äußere Einflüsse, auf die weder die zuständigen Behörden noch die Netzbetreiber Einfluss haben oder nehmen können. Dazu gehören beispielsweise Gerichtsverfahren gegen Planfeststellungsbeschlüsse sowie neue Anforderungen aus der Rechtsprechung.

Die Energieminister von Bund und Ländern, die Bundesnetzagentur sowie die Übertragungsnetzbetreiber werden sich jährlich, besser halbjährlich, zum Fortschritt beim Netzausbau austauschen. Die zuständigen Abteilungsleiter werden gemeinsam mit den Netzbetreibern die einzelnen Vorhaben kontinuierlich vorantreiben und halbjährlich durchgehen und eventuell auftretende Hemmnisse gemeinsam lösen. Zeitgewinne in einzelnen Projekt- oder Verfahrensschritten sollen in eine schnellere Umsetzung der Vorhaben investiert werden.

## **Aufstockung der Ressourcen**

Länder und Bund sagen zu, dass sie die zuständigen Behörden so mit Ressourcen (Personal und Sachmittel) ausstatten werden, dass die Genehmigungsverfahren möglichst schnell abgeschlossen werden können.

Bund und Länder werden die Ausbauprojekte für ein leistungsfähiges Stromnetz nach Kräften unterstützen. Sie betonen, dass ein ambitionierter Klimaschutz und der Ausbau der erneuerbaren Energien zwingend höhere Transportkapazitäten im Stromnetz erfordern und so zwei Seiten einer Medaille sind. Sie bitten die Abgeordneten von Bund und Ländern, aber auch die Gemeinden und Landkreise um ihre Unterstützung, damit die Energiewende gelingt.

Die Netzbetreiber sagen ihrerseits zu, die Projekte innerhalb der regulatorischen Rahmenbedingungen hinreichend mit Ressourcen (Kapital, Personal, Sachmittel) so auszustatten, dass die Netzausbauprojekte und alle Maßnahmen im Bereich der Höherauslastung der bestehenden Netzinfrastruktur termingerecht umgesetzt werden können. Bund und Länder ihrerseits stellen sicher, dass der regulatorische Rahmen nachhaltig so gestaltet ist, dass eine angemessene und wettbewerbsfähige Wirtschaftlichkeit i.S.d. § 21 Abs. 2 EnWG für die Netzbetreiber gewährleistet ist. Die Netzbetreiber werden auch für die bisher noch nicht beantragten Vorhaben die Genehmigungsanträge gemäß den in der Meilenstein-Tabelle festgelegten Zeitzielen einreichen.



Vorhaben (BNetzA)	Vorhabenträger (VT)	Trassenlänge (km)			Controlling-Meilensteine (Quartal)						
		geplant	genehmigt	gebaut	Einreichung eines vollständigen Antrags auf BFPV	Entscheidung im BFPV	Einreichung eines vollständigen Antrags auf PFV	Entscheidung im PFV	Baustart	Inbetriebnahme	
											Verantwortlicher
					VT	BNetzA	VT	BNetzA	VT	VT	
<b>Gleichstromvorhaben (DC)</b>											
<b>BBPIG-Nr. 1</b>	<b>Emden/Ost - Osterath (A-Nord)</b>										
	Emden Ost – Raum Bunde	Amprion	23	0	0	Q1/2018	Q3/2020	Q4/2020	Q1/2023	Q2/2023	2025
	Raum Bunde – Raum Wietmarschen	Amprion	81	0	0	Q1/2018	Q3/2020	Q4/2020	Q1/2023	Q2/2023	2025
	Raum Wietmarschen – Raum Borken/Schermbeck	Amprion	93	0	0	Q1/2018	Q3/2020	Q4/2020	Q1/2023	Q2/2023	2025
	Raum Borken/Schermbeck – Osterath	Amprion	103	0	0	Q1/2018	Q3/2020	Q4/2020	Q1/2023	Q2/2023	2025
<b>BBPIG-Nr. 2</b>	<b>Osterath – Philippsburg (Ultranet)</b>										
	Ried – Wallstadt	Amprion	28	0	0	Q4/2014	Q1/2019	Q2/2019	Q3/2021	Q4/2021	2023
	Marxheim – Ried	Amprion	57	0	0	Q4/2014	Q1/2019	Q1/2020	Q3/2022	Q4/2022	2023
	Wallstadt – Philippsburg	TransnetBW	40	0	0	Q4/2014	Q2/2019	Q3/2019	Q4/2021	Q1/2022	2024
	Osterath – Rommerskirchen	Amprion	30	0	0	Q2/2015	Q2/2020	Q3/2020	Q4/2022	Q1/2023	2023
	Weißenthurm – Riedstadt	Amprion	110	0	0	Q4/2015	Q4/2019	Q1/2020	Q3/2022	Q4/2022	2023
	Rommerskirchen – Weißenthurm	Amprion	100	0	0	Q4/2015	Q2/2020	Q3/2020	Q4/2022	Q1/2023	2023
<b>BBPIG-Nr. 3</b>	<b>Brunsbüttel – Großgartach (SuedLink)</b>										
	Brunsbüttel – Scheeßel	TenneT, Transnet BW	105	0	0	Q2/2017	Q1/2020	Q2/2020	Q4/2022	Q1/2023	2026
	Scheeßel – Bad Gandersheim	TenneT, Transnet BW	179	0	0	Q3/2017	Q1/2020	Q2/2020	Q4/2022	Q1/2023	2026
	Bad Gandersheim/Seesen – Gerstungen	TenneT, Transnet BW	148	0	0	Q1/2017	Q1/2020	Q2/2020	Q4/2022	Q1/2023	2026
	Gerstungen – Arnstein	TenneT, Transnet BW	137	0	0	Q1/2017	Q1/2020	Q2/2020	Q4/2022	Q1/2023	2026
	Arnstein – Großgartach	TenneT, Transnet BW	133	0	0	Q2/2017	Q1/2020	Q2/2020	Q4/2022	Q1/2023	2026
<b>BBPIG-Nr. 4</b>	<b>Wilster – Grafenrheinfeld (SuedLink)</b>										
	Wilster – Scheeßel	TenneT, Transnet BW	99	0	0	Q2/2017	Q1/2020	Q2/2020	Q4/2022	Q1/2023	2026
	Scheeßel – Bad Gandersheim/Seesen	TenneT, Transnet BW	179	0	0	Q3/2017	Q1/2020	Q2/2020	Q4/2022	Q1/2023	2026
	Bad Gandersheim/Seesen – Gerstungen	TenneT, Transnet BW	148	0	0	Q1/2017	Q1/2020	Q2/2020	Q4/2022	Q1/2023	2026
	Gerstungen – Grafenrheinfeld	TenneT, Transnet BW	132	0	0	Q1/2017	Q1/2020	Q2/2020	Q4/2022	Q1/2023	2026

Vorhaben (BNetzA)	Vorhabenträger (VT)	Trassenlänge (km)			Controlling-Meilensteine (Quartal)						
		geplant	genehmigt	gebaut	Einreichung eines vollständigen Antrags auf BFPV	Entscheidung im BFPV	Einreichung eines vollständigen Antrags auf PFV	Entscheidung im PFV	Baustart	Inbetriebnahme	
											Verantwortlicher
		VT	BNetzA	VT	BNetzA	VT	VT				
<b>BBPIG-Nr. 5</b>	<b>Wolmirstedt – Isar (SuedOstLink)</b>										
	Wolmirstedt – Raum Naumburg/ Eisenberg	50Hertz, TenneT	192	0	0	Q1/2017	Q1/2020	Q2/2020	Q3/2022	Q4/2022	2025
	Raum Naumburg/Eisenberg – Raum Hof	50Hertz, TenneT	83	0	0	Q2/2017	Q4/2019	Q1/2020	Q2/2022	Q3/2022	2025
	Raum Hof – Raum Schwandorf	50Hertz, TenneT	136	0	0	Q1/2017	Q4/2019	Q1/2020	Q2/2022	Q3/2022	2025
	Raum Schwandorf – Isar	50Hertz, TenneT	126	0	0	Q2/2017	Q4/2019	Q1/2020	Q3/2022	Q4/2022	2025
<b>Drehstromvorhaben (AC)</b>											
<b>BBPIG-Nr. 10</b>	<b>Wolmirstedt – Wahle</b>										
	Wolmirstedt – Landesgrenze	50Hertz	48	0	0	Q4/2019*	Q4/2019**	Q4/2020***	Q1/2021****	Q2/2021	Q4/2022
	Landesgrenze – Wahle	TenneT	63			Q4/2019*	Q4/2019**	Q2/2020	Q1/2023	Q2/2023	Q4/2025
	Wolmirstedt – Landesgrenze	50Hertz	48	0	0	Q4/2020	Q4/2022	Q1/2023	Q2/2025	Q3/2025	Q4/2027
<b>BBPIG-Nr. 11</b>	<b>Bertikow – Pasewalk</b>										
	Bertikow – Pasewalk	50Hertz	32	0	0	Q3/2014	Q2/2018	Q1/2019	Q3/2021	Q4/2021	Q4/2023
<b>BBPIG-Nr. 12</b>	<b>Vieselbach – PSW – Mecklar</b>										
	Vieselbach – PSW	50Hertz	27	0	0	Q1/2021	Q2/2023	Q3/2023	Q3/2025	Q4/2025	Q4/2027
	PSW – Mecklar	TenneT	108	0	0	Q3/2020	Q4/2022	Q1/2023	Q1/2025	Q2/2025	Q4/2026
<b>BBPIG-Nr. 13</b>	<b>Pulgar – Vieselbach</b>										
	Pulgar – Geußnitz	50Hertz	27	0	0	Q3/2017	Q3/2018	Q1/2019***	Q2/2019****	Q3/2019	Q4/2023
	Geußnitz – Bad Sulza	50Hertz	41	0	0	Q4/2017	Q3/2019	Q1/2020	Q1/2022	Q2/2022	Q4/2023
	Bad Sulza – Vieselbach	50Hertz	37	0	0	Q4/2017	Q4/2019	Q2/2020	Q2/2022	Q3/2022	Q4/2023
<b>BBPIG-Nr. 14</b>	<b>Röhrsdorf – Weida – Remptendorf</b>										
	Röhrsdorf – Weida	50Hertz	60	0	0	Q4/2016	Q4/2019	Q1/2020	Q2/2022	Q3/2022	Q4/2023
	Weida – Remptendorf	50Hertz	43	0	0	Q3/2016	Q4/2018	Q4/2019	Q4/2021	Q1/2022	Q2/2023
<b>BBPIG-Nr. 17</b>	<b>Mecklar – Grafenrheinfeld</b>										
	Mecklar – Grafenrheinfeld	TenneT	130	0	0	Q4/2021	Q3/2024	Q4/2024	Q4/2027	Q1/2028	Q4/2031

Vorhaben (BNetzA)	Vorhabenträger (VT)	Trassenlänge (km)			Controlling-Meilensteine (Quartal)						
		geplant	genehmigt	gebaut	Einreichung eines vollständigen Antrags auf BFPV	Entscheidung im BFPV	Einreichung eines vollständigen Antrags auf PFV	Entscheidung im PFV	Baustart	Inbetriebnahme	
											Verantwortlicher
		VT	BNetzA	VT	BNetzA	VT	VT				
<b>BBPIG-Nr. 19</b>	<b>Urberach – Pfungstadt – Weinheim – G380–Altlußheim – Daxlanden</b>										
	Urberach – Pfungstadt – Weinheim	Amprion	66	0	0	Q1/2017	Q3/2019	Q1/2020	Q1/2022	Q2/2022	Q4/2024
	Altlußheim – Daxlanden	TransnetBW	42	0	0	Q4/2017	Q3/2020	Q4/2020	Q1/2023	Q2/2023	Q3/2028
<b>BBPIG-Nr. 20</b>	<b>Grafenrheinfeld – Kupferzell – Großgartach</b>										
	Grafenrheinfeld – Rittershausen	TenneT	50	0	0	entfällt*****	entfällt*****	Q1/2020	Q2/2022	Q3/2022	Q4/2024
	Rittershausen – Kupferzell	TransnetBW	60	0	0	entfällt*****	entfällt*****	Q1/2020	Q4/2021	Q1/2022	Q4/2024
	Kupferzell – Großgartach	TransnetBW	48	0	0	Q4/2016	Q4/2019	Q1/2020	Q4/2021	Q1/2022	Q2/2025
<b>BBPIG-Nr. 25</b>	<b>Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen</b>										
	Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen	Amprion	88	0	0	Q2/2018	Q4/2018	Q2/2019	Q2/2021	Q3/2021	Q3/2023
<b>BBPIG-Nr. 40</b>	<b>Punkt Neuravensburg – Bundesgrenze (AT)</b>										
	Punkt Neuravensburg – Punkt Bundesgrenze (AT)	Amprion	7	0	0	Q4/2020	Q3/2022	Q4/2022	Q4/2024	Q1/2025	Q4/2025
<b>BBPIG-Nr. 44</b>	<b>Lauchstädt – Wolframshausen – Vieselbach</b>										
	Lauchstädt – Wolframshausen	50Hertz	90	0	0	Q3/2020	Q4/2022	Q1/2023	Q2/2025	Q3/2025	Q3/2028
	Wolframshausen – Vieselbach	50Hertz	65	0	0	Q1/2020	Q2/2022	Q3/2022	Q3/2024	Q4/2024	Q4/2027

\*Antrag auf Verzicht auf Bundesfachplanung

\*\*Entscheidung über Verzicht auf Bundesfachplanung

\*\*\*Antrag auf Anzeigeverfahren

\*\*\*\*Entscheidung über Anzeigeverfahren

\*\*\*\*\* Entfällt aufgrund Kennzeichnung im BBPIG

Vorhaben (Bundesländer)	Vorhabenträger (VT)	Trassenlänge (km)			Controlling-Meilensteine (Quartal, Verantwortlicher)						
		geplant	genehmigt	gebaut	Einreichung eines vollständigen Antrags auf ROV	Entscheidung im ROV	Einreichung eines vollständigen Antrags auf PFV	Entscheidung im PFV	Baustart	Inbetriebnahme	
<b>Brandenburg (BB)</b>					<b>Verantwortlicher</b>						
					<b>VT</b>	<b>Landesbehörde</b>	<b>VT</b>	<b>Landesbehörde</b>	<b>VT</b>	<b>VT</b>	
<b>EnLAG-Nr. 3</b>	<b>Neuenhagen – Bertikow/Vierraden – Krajnik (PL)</b>										
	Neuenhagen – Bertikow	50Hertz	115	115	0	Q4/2006	Q4/2007	Q4/2017	Q3/2019	Q4/2019	Q4/2022
	Vierraden – Krajnik (PL)	50Hertz	3	3	3	n.A.	n.A.	Q1/2012	Q2/2012	Q1/2013	2013
	Einschleifung UW Vierraden	50Hertz	5	5	0	n.A.	n.A.	Q1/2012	Q2/2013	Q4/2020	Q4/2022
<b>EnLAG-Nr. 11</b>	<b>Neuenhagen – Wustermark (Nordring Berlin)</b>										
	Wustermark – Punkt westlich Birkenwerder (Mast 189)	50Hertz	29	29	29	Q4/2008	Q3/2011	Q3/2012	Q3/2013	Q4/ 2015	Q4/2021
	Punkt westlich Birkenwerder (Mast 189) – Neuenhagen	50Hertz	51	0	0	n.A.	Q4/2015	Q4/2017	Q2/2019	Q4/2019	Q4/2021
<b>EnLAG-Nr. 12</b>	<b>Eisenhüttenstadt – Baczya (PL)</b>										
	Eisenhüttenstadt – Baczya (PL)	50Hertz	8	0	0	n.A.	n.A.	n.A.	n.A.	n.A.	verschoben nach 2030
<b>BBPlG-Nr. 39</b>	<b>Güstrow – Parchim Süd – Perleberg – Stendal West – Wolmirsted</b>										
	Landesgrenze (MV/BB) – Perleberg	50Hertz	18	0	0	n.A.	n.A.	Q1/2019	Q4/2020	Q1/2021	Q4/2022
	Perleberg – Landesgrenze (BB/ST)	50Hertz	16	0	0	n.A.	n.A.	Q1/2014	Q2/2021	Q3/2021	Q3/2023
<b>Baden-Württemberg (BW)</b>					<b>Verantwortlicher</b>						
					<b>VT</b>	<b>Landesbehörde</b>	<b>VT</b>	<b>Landesbehörde</b>	<b>VT</b>	<b>VT</b>	
<b>EnLAG-Nr. 23</b>	<b>Neckarwestheim – Mühlhausen</b>										
	Neckarwestheim – Mühlhausen	TransnetBW	25	25	25	entfällt	entfällt	erledigt	erledigt	erledigt	erledigt
<b>BBPlG-Nr. 21</b>	<b>Daxlanden – Kuppenheim – Bühl – Eichstetten</b>										
	Daxlanden – Grenze Regierungsbezirk	TransnetBW	45	0	0	entfällt	entfällt	Q2/2019	Q3/2020	Q2/2021	Q3/2028
	Grenze Regierungsbezirk – UW Weier	TransnetBW	23	0	0	entfällt	entfällt	Q1/2019	Q2/2020	Q2/2023	Q3/2028
	UW Weier – Gemeindegrenze Neuried/Meißenheim	TransnetBW	15	0	0	Q1/2019	Q3/2019	Q4/2020	Q2/2022	Q2/2026	Q3/2028
	Gemeindegrenze Neuried/Meißenheim – UW Eichstetten	TransnetBW	36	0	0	entfällt	entfällt	Q4/2019	Q2/2021	Q4/2021	Q3/2028

Vorhaben (Bundesländer)	Vorhabenträger (VT)	Trassenlänge (km)			Controlling-Meilensteine (Quartal, Verantwortlicher)						
		geplant	genehmigt	gebaut	Einreichung eines vollständigen Antrags auf ROV	Entscheidung im ROV	Einreichung eines vollständigen Antrags auf PFV	Entscheidung im PFV	Baustart	Inbetriebnahme	
<b>BBPlG-Nr. 24</b>	<b>Punkt Rommelsbach – Herbertingen</b>										
	Punkt Rommelsbach – Herbertingen	Amprion	61	61	0	entfällt	entfällt	Q4/2016	Q1/2018	Q4/2018	Q2/2021
<b>BBPlG-Nr. 35</b>	<b>Birkenfeld – Mast 115A</b>										
	Birkenfeld – Mast 115A	TransnetBW	13	0	0	erledigt	erledigt	Q1/2019	Q1/2020	Q2/2020	Q4/2021
<b>Bayern (BY)</b>						<b>Verantwortlicher</b>					
						<b>VT</b>	<b>Landesbehörde</b>	<b>VT</b>	<b>Landesbehörde</b>	<b>VT</b>	<b>VT</b>
<b>EnLAG-Nr. 4</b>	<b>Lauchstädt – Redwitz (Thüringer Strombrücke)</b>										
	Landesgrenze TH/BY – Redwitz	TenneT	31	31	31	Q3/2007 Ergänzendes Verfahren: Q2/2012	Q2 2008 Ergänzendes Verfahren: Q3/2012	Q3/2013	Q1/2015	Q1/2015	Q4/2015
<b>EnLAG-Nr. 10</b>	<b>Redwitz – Grafenrheinfeld</b>										
	Redwitz – Grenze Ofr/Ufr	TenneT	52	52	52	entfällt	entfällt	Q3/2013	Q2/2015	Q2/2015	Q3/2015
	Grenze Ofr/Ufr – Grafenrheinfeld	TenneT	43	43	43	entfällt	entfällt	Q3/2013	Q1/2014	Q1/2014	Q2/2014
<b>BBPlG-Nr. 18</b>	<b>Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf (Ostbayernring)</b>										
	UW Schwandorf – UW Etzenricht	TenneT	43	0	0	Q4/2015	Q4/2016	Q2/2018	Q1/2021	Q3/2021	Q3/2024
	UW Mechlenreuth – Regierungsgrenze Oberpfalz/Oberfranken (Süd)	TenneT	52	0	0	Q4/2015	Q4/2016	Q4/2018	Q3/2021	Q1/2022	Q3/2025
	UW Mechlenreuth – Regierungsgrenze Oberpfalz/Oberfranken (Nord)	TenneT	37	0	0	Q4/2015	Q4/2016	Q4/2018	Q3/2021	Q1/2022	Q3/2025
	UW Mechlenreuth – UW Redwitz	TenneT	50	0	0	Q4/2015	Q4/2016	Q2/2018	Q1/2021	Q3/2021	Q3/2024
<b>BBPlG-Nr. 32</b>	<b>Bundesgrenze (AT) – Altheim mit Abzweig Matzendorf – Simbach und Abzweig Simhar – Pirach, Bundesgrenze (AT) – Pleinting</b>										
	Bundesgrenze (AT) – Simbach	TenneT	13	0	0	Q2/2011	Q4/2012	Q3/2016	Q1/2020	Q4/2020	Q3/2022
	Matzenhof – Adlkofen	TenneT	66	0	0	Q2/2015	Q2/2016	Q1/2018	Q1/2021	Q3/2021	Q4/2023
	Adlkofen – Altheim	TenneT	7	0	0	Q1/2014	Q4/2015	Q1/2014	Q4/2019	Q3/2020	Q4/2023
	Abzweig Simhar – Pirach	TenneT	27	0	0	Q4/2019	Q3/2020	Q2/2022	Q1/2025	Q2/2025	Q3/2027
	Pleinting – Bundesgrenze (AT)	TenneT	43	0	0	Q2/2020	Q1/2021	Q4/2022	Q3/2025	Q4/2025	Q2/2028
<b>BBPlG-Nr. 41</b>	<b>Raitersaich – Ludersheim – Sittling – Altheim</b>										
	Raitersaich – Ludersheim	TenneT	40	0	0	Q1/2021	Q1/2022	Q3/2024	Q4/2025	Q1/2026	Q4/2028
	Ludersheim – Sittling	TenneT	59	0	0	Q1/2021	Q1/2022	Q3/2023	Q4/2024	Q1/2025	Q1/2028
	Sittling – Altheim	TenneT	40	0	0	Q1/2021	Q1/2022	Q2/2023	Q2/2024	Q3/2024	Q4/2026

Vorhaben (Bundesländer)	Vorhabenträger (VT)	Trassenlänge (km)			Controlling-Meilensteine (Quartal, Verantwortlicher)						
		geplant	genehmigt	gebaut	Einreichung eines vollständigen Antrags auf ROV	Entscheidung im ROV	Einreichung eines vollständigen Antrags auf PFV	Entscheidung im PFV	Baustart	Inbetriebnahme	
<b>BBPlG-Nr. 46</b>	<b>Redwitz – Landesgrenze BY/TH (Punkt Tschirn)</b>										
	Redwitz – Landesgrenze BY/TH (Punkt Tschirn)	TenneT	38	0	0	entfällt	entfällt	Q4/2019	Q4/2020	Q1/2021	Q4/2021
<b>BBPlG-Nr. 47</b>	<b>Oberbachern – Ottenhofen</b>										
	Oberbachern – Ottenhofen	TenneT	50	0	0	Q2/2021	Q1/2022	Q3/2023	Q2/2026	Q4/2026	Q3/2029
<b>Hessen (HE)</b>						<b>Verantwortlicher</b>					
						<b>VT</b>	<b>Landesbehörde</b>	<b>VT</b>	<b>Landesbehörde</b>	<b>VT</b>	<b>VT</b>
<b>EnLAG-Nr. 6</b>	<b>Wahle – Mecklar</b>										
	Landesgrenze NI/HE – Mecklar	TenneT	66	66	0	ROV abgeschlossen		PFV abgeschlossen	Q1/2018	Q3/2018	Q1/2024**
<b>EnLAG-Nr. 8</b>	<b>Kriftel – Eschborn</b>										
	Kriftel – Eschborn	Amprion	10	10	10	Q3/2010	Q3/2010	Q4/2012	Q2/2017	Q2/2017	Q4/2017
<b>EnLAG-Nr. 20</b>	<b>Dauersberg – Hünfelden</b>										
	Landesgrenze RP/HE – Limburg	Amprion	28	28	28	vor 2000	Q4/2000	Q4/2003	Q1/2006	Q2/2006	Q4/2008
	Limburg – Punkt Hünfelden	Amprion	13	13	13	2000	Q1/2001	Q1/2005	Q1/2007	Q2/2007	Q4/2008
<b>EnLAG-Nr. 21</b>	<b>Marxheim – Kelsterbach</b>										
	Marxheim – Kelsterbach	Amprion	7	7	7	entfällt	entfällt	Q4/2007	Q4/2008	Q1/2009	Q4/2009
<b>BBPlG-Nr. 43</b>	<b>Borken – Mecklar</b>										
	Borken – Mecklar	TenneT	41	0	0	ROV ist entbehrlich	ROV ist entbehrlich	Q2/2021	Q2/2022	Q3/2022	Q3/2023
<b>BBPlG-Nr. 45</b>	<b>Borken – Twistetal</b>										
	Borken – Twistetal	TenneT	43	0	0	ROV ist entbehrlich	ROV ist entbehrlich	Q2/2021	Q2/2022	Q3/2022	Q3/2023
<b>Mecklenburg-Vorpommern (MV)</b>						<b>Verantwortlicher</b>					
						<b>VT</b>	<b>Landesbehörde</b>	<b>VT</b>	<b>Landesbehörde</b>	<b>VT</b>	<b>VT</b>
<b>EnLAG-Nr. 9</b>	<b>Hamburg/Krümmel – Schwerin</b>										
	Görries – Landesgrenze MV/SH	50Hertz	48,5	48,5	48,5	Q2/2005	Q4/2005	Q2/2007	Q3/2009	Q3/2009	2012

Vorhaben (Bundesländer)	Vorhabenträger (VT)	Trassenlänge (km)			Controlling-Meilensteine (Quartal, Verantwortlicher)						
		geplant	genehmigt	gebaut	Einreichung eines vollständigen Antrags auf ROV	Entscheidung im ROV	Einreichung eines vollständigen Antrags auf PFV	Entscheidung im PFV	Baustart	Inbetriebnahme	
<b>BBPlG-Nr. 28</b>	<b>Abzweig Parchim Süd – Neuburg</b>										
	Abzweig Parchim Süd – Neuburg	50Hertz	1	1	1	n.A	n.A	n.A	n.A	Q1/2014	2014
<b>BBPlG-Nr. 39</b>	<b>Güstrow – Parchim Süd – Perleberg – Stendal West – Wolmirstedt</b>										
	Güstrow – Parchim Süd	50Hertz	50	0	0	n.A	n.A	Q4/2019	Q2/2021	Q1/2022	Q3/2023
	Parchim Süd – Landesgrenze (MV/BB)	50Hertz	21	0	0	n.A	n.A	Q1/2019	Q2/2020	Q1/2021	Q4/2022
<b>Niedersachsen (NI)</b>						<b>Verantwortlicher</b>					
						<b>VT</b>	<b>Landesbehörde</b>	<b>VT</b>	<b>Landesbehörde</b>	<b>VT</b>	<b>VT</b>
<b>EnLAG-Nr. 1</b>	<b>Kassø (DK) – Dollern (NI) (Mittelachse)</b>										
	Dollern – Haseldorf/Elbekreuzung	TenneT	10	10	0	entfällt	entfällt	Q2/2015	Q2/2016	Q3/2018	Q2/2019
<b>EnLAG-Nr. 2</b>	<b>Ganderkesee – Wehrendorf</b>										
	Wehrendorf – St. Hülfe (NI-Teil)	Amprion	30	30	3	entfällt	entfällt	Q2/2010	Q1/2016	Q3/2017	Q1/2021
	St. Hülfe – Ganderkesee	TenneT	61	61	0	Q3/2004	Q4/2006	Q2/2012	Q1/2016	Q4/2017	Q1/2023
<b>EnLAG-Nr. 5</b>	<b>Diele – Niederrhein</b>										
	Punkt Haddorfer See – Punkt Meppen	Amprion	57	0	0	Q2/2011	Q1/2013	Q3/2017	Q3/2019	Q4/2019	Q2/2022
	Punkt Meppen – Dörpen/West	TenneT	31	31	7	Q2/2011	Q1/2013	Q4/2014	Q4/2017	Q4/2017	Q2/2020
<b>EnLAG-Nr. 6</b>	<b>Wahle – Mecklar</b>										
	Wahle – Lamspringe	TenneT	58	0	0	Q2/2010	Q3/2011	Q3/2013	Q2/2019	Q1/2020	Q4/2022
	Lamspringe – Hardeggen	TenneT	50	50	0	Q2/2010	Q3/2011	Q2/2014	Q4/2017	Q1/2018	Q4/2022
	Hardeggen – Landesgrenze NI/HE	TenneT	47	0	0	Q2/2010	Q3/2011	Q1/2015	Q3/2019	Q1/2020	Q1/2024
<b>EnLAG-Nr. 16</b>	<b>Wehrendorf – Gütersloh</b>										
	Wehrendorf – Lüstringen	Amprion	21	0	0	Q2/2019	Q4/2019	Q2/2021	Q4/2022	Q1/2023	Q4/2026
	Lüstringen – Landesgrenze NW/NI	Amprion	21	0	0	Q3/2014	Q3/2019	Q1/2021	Q3/2022	Q4/2022	Q4/2026
<b>EnLAG-Nr. 18</b>	<b>Lüstringen – Westerkappeln</b>										
	Lüstringen – Punkt Gaste	Amprion	14	14	14	entfällt	entfällt	Q3/2014	Q4/2016	Q1/2017	Q4/2017

Vorhaben (Bundesländer)	Vorhabenträger (VT)	Trassenlänge (km)			Controlling-Meilensteine (Quartal, Verantwortlicher)						
		geplant	genehmigt	gebaut	Einreichung eines vollständigen Antrags auf ROV	Entscheidung im ROV	Einreichung eines vollständigen Antrags auf PFV	Entscheidung im PFV	Baustart	Inbetriebnahme	
<b>BBPlG-Nr. 6</b>	<b>Conneforde – Merzen</b>										
	Conneforde – Cloppenburg	TenneT	77	0	0	Q2/2017	Q4/2018	Q2/2020	Q4/2021	Q1/2023	Q2/2026
	Cloppenburg – Regelzonengrenze	TenneT	21	0	0	Q4/2017	Q2/2019	Q2/2020	Q4/2021	Q1/2023	Q2/2026
	Regelzonengrenze – Merzen	Amprion	30	0	0	Q4/2017	Q2/2019	Q1/2021	Q3/2022	Q4/2022	Q2/2026
<b>BBPlG-Nr. 7</b>	<b>Stade (bisher: Dollern) – Landesbergen</b>										
	Stade – Sottrum	TenneT			0						
	Stade – Dollern	TenneT	10	10	0	entfällt	entfällt	Q3/2016	Q2/2018	Q3/2018	Q2/2021
	Dollern – Sottrum	TenneT	60	0	0	Q2/2017	Q2/2018	Q4/2019	Q2/2021	Q3/2022	Q2/2026
	Sottrum – (Wechold) Mehringen	TenneT	42	0	0	Q2/2017	Q2/2018	Q2/2020	Q4/2021	Q2/2023	Q4/2026
	Mehringen (Wechold) – Landesbergen	TenneT	45	0	0	Q2/2017	Q2/2018	Q1/2020	Q3/2021	Q1/2023	Q2/2026
<b>BBPlG-Nr. 31</b>	<b>Wilhelmshaven – Conneforde</b>										
	Wilhelmshaven – Conneforde	TenneT	30	30	0	entfällt	entfällt	Q3/2016	Q2/2018	Q4/2018	Q4/2020
<b>BBPlG-Nr. 34</b>	<b>Emden Ost – Conneforde</b>										
	Emden Ost – Conneforde	TenneT	61	0	0	(Q1/2014)	(Q2/2015)	Q4/2017	Q2/2019	Q1/2021	Q2/2023
<b>BBPlG-Nr. 37</b>	<b>Emden – Halbmond</b>										
	Emden/Ost – Halbmond	TenneT	30	0	0	Klärung in NEP 2030 V19	Offen	Offen	Offen	Offen	Offen
<b>BBPlG-Nr. 38</b>	<b>Dollern – Elsfleth West</b>										
	Dollern – Elsfleth West	TenneT	100	0	0	Klärung in NEP 2030 V19	Offen	Offen	Offen	Offen	Offen
<b>Nordrhein-Westfalen (NW)</b>						<b>Verantwortlicher</b>					
						<b>VT</b>	<b>Landesbehörde</b>	<b>VT</b>	<b>Landesbehörde</b>	<b>VT</b>	<b>VT</b>
<b>EnLAG-Nr. 2</b>	<b>Ganderkesee – Wehrendorf</b>										
	Wehrendorf – St. Hülfe (NW-Teil)	Amprion	3	3	0	Q1/2007	Q1/2007	Q2/2011	Q2/2016	Q2/2019	Q1/2021



Vorhaben (Bundesländer)	Vorhabenträger (VT)	Trassenlänge (km)			Controlling-Meilensteine (Quartal, Verantwortlicher)						
		geplant	genehmigt	gebaut	Einreichung eines vollständigen Antrags auf ROV	Entscheidung im ROV	Einreichung eines vollständigen Antrags auf PFV	Entscheidung im PFV	Baustart	Inbetriebnahme	
<b>EnLAG-Nr. 5</b>	<b>Diele – Niederrhein</b>										
	Wesel – Punkt Bredenwinkel	Amprion	15	15	15	Q3/2006	Q2/2008	Q1/2012	Q4/2014	Q4/2014	Q2/2016
	Punkt Bredenwinkel – Punkt Borken Süd	Amprion	11	11	11	Q4/2007	Q2/2008	Q1/2012	Q1/2014	Q1/2014	Q2/2016
	Punkt Borken Süd – Punkt Nordvelen	Amprion	13	13	13	Q4/2007	Q2/2008	Q4/2014	Q1/2016	Q1/2016	Q4/2018
	Punkt Nordvelen – Punkt Legden Süd	Amprion	15	0	0	Q4/2007	Q2/2008	Q1/2015	Q2/2020	Q3/2020	Q2/2022
	Punkt Legden Süd – Punkt Asbeck	Amprion	5	0	0	Q4/2007	Q2/2008	Q4/2018	Q4/2020	Q1/2021	Q4/2023
	Punkt Haddorfer See – Punkt Wettringen – Punkt Asbeck	Amprion	34	0	0	Q4/2007	Q2/2008	Q2/2018	Q1/2020	Q2/2020	Q1/2022
<b>EnLAG-Nr. 7</b>	<b>Bergkamen – Gersteinwerk</b>										
	Bergkamen – Gersteinwerk	Amprion	8	8	8	entfällt	entfällt	Q3/2009	Q4/2009 (§ 43 f EnWG)	Q4/2009	Q4/2009
<b>EnLAG-Nr. 13</b>	<b>Niederrhein/Wesel – Landesgrenze NL</b>										
	Wesel – Punkt Wittenhorst	Amprion	18	18	18	Q3/2009	Q3/2011	Q1/2014	Q4/2016	Q4/2016	Q3/2018
	Punkt Wittenhorst – Bundesgrenze NL	Amprion	12	12	12	Q4/2009	Q3/2011	Q1/2014	Q4/2015	Q1/2016	Q3/2018
<b>EnLAG-Nr. 14</b>	<b>Niederrhein – Uftort – Osterath</b>										
	Wesel – Uftort	Amprion	21	0	0	Q2/2011	Q3/2012 und Q3/2018	Q4/2019	Q3/2022	Q4/2022	Q4/2024
	Uftort – Punkt St. Tönis	Amprion	14	0	0	Q1/2009	Q1/2009 und Q3/2018	Q4/2019	Q3/2022	Q4/2022	Q4/2024
	Punkt Fellerhöfe – Punkt St. Tönis	Amprion	7	7	0	Q3/2006	Q4/2006	Q3/2010	Q4/2012 und Q2/2019	Q2/2013	Q3/2020
<b>EnLAG-Nr. 15</b>	<b>Osterath – Weißenthurm</b>										
	Osterath – Gohrpunkt	Amprion	20	20	0	Q3/2008	Q4/2008	Q2/2012	Q1/2018	Q2/2019	Q2/2021
	Gohrpunkt – Rommerskirchen	Amprion	10	10	0	Q3/2008	Q4/2008	Q2/2012	Q1/2018	Q4/2018	Q4/2019
	Rommerskirchen – Sechtem	Amprion	38	38	13	Q3/2008	Q4/2008	Q1/2012	Q4/2016 und Q4/2019	Q1/2017	Q4/2022
	Sechtem – Landesgrenze NW/RP	Amprion	29	29	29	Q3/2006	Q4/2006	Q3/2010	Q1/2012	Q3/2012	Q4/2013
<b>EnLAG-Nr. 16</b>	<b>Wehrendorf – Gütersloh</b>										
	Landesgrenze NI/NW – Hesseln	Amprion	8	0	0	Q4/2011	Q1/2012	Q3/2020	Q3/2022	Q3/2023	Q4/2026
	Hesseln – Gütersloh	Amprion	20	0	0	Q4/2011	Q1/2012	Q4/2013	Q2/2019	Q4/2019	Q3/2021

Vorhaben (Bundesländer)	Vorhabenträger (VT)	Trassenlänge (km)			Controlling-Meilensteine (Quartal, Verantwortlicher)						
		geplant	genehmigt	gebaut	Einreichung eines vollständigen Antrags auf ROV	Entscheidung im ROV	Einreichung eines vollständigen Antrags auf PFV	Entscheidung im PFV	Baustart	Inbetriebnahme	
<b>EnLAG-Nr. 17</b>	<b>Gütersloh – Bechterdissen</b>										
	Gütersloh – Punkt Friedrichsdorf	Amprion	12	12	12	Q3/2002	Q2/2003	Q2/2008	Q1/2010	Q1/2011	Q2/2012
	Punkt Friedrichsdorf – Bielefeld Ost – Bechterdissen	Amprion	19	19	19	Q3/2002	Q2/2003	Q2/2011	Q1/2013	Q4/2013	Q4/2014
<b>EnLAG-Nr. 18</b>	<b>Lüstringen – Westerkappeln</b>										
	Punkt Gaste – Punkt Hambüren	Amprion	4	4	4	entfällt	Q1/2002	Q4/2006	Q4/2008	Q1/2009	Q4/2009
	Punkt Hambüren – Westerkappeln	Amprion	2	2	2	entfällt	entfällt	Q4/2013	Q4/2013	Q2/2014	Q4/2014
<b>EnLAG-Nr. 19</b>	<b>Kruckel – Dauersberg</b>										
	Kruckel – Garenfeld	Amprion	11	11	0	Q1/2011	Q4/2011	Q2/2015	Q3/2018	Q1/2019	Q4/2021
	Garenfeld – Punkt Ochsenkopf	Amprion	10	0	0	Q1/2011	Q4/2011	Q4/2019	Q4/2021	Q4/2021	Q3/2023
	Punkt Ochsenkopf – Punkt Attendorn	Amprion	46	0	0	Q1/2011	Q4/2011	Q4/2018	Q4/2020	Q4/2020	Q4/2023
	Punkt Attendorn – Landesgrenze NW/RP	Amprion	42	0	0	Q1/2011	Q4/2011	Q4/2017	Q3/2020	Q2/2022	Q4/2025
	Landesgrenze NW/RP – Eiserfeld	Amprion	1	1	0	Q1/2011	Q4/2011// Q1/2012	Q3/2013	Q3/2015	Q3/2017	Q2/2022
<b>BBPlG-Nr. 9</b>	<b>Hamm–Uentrop – Kruckel</b>										
	Hamm–Uentrop – Kruckel	Amprion	60	60	60	entfällt	entfällt	Q1/2016	Q1/2016	Q3/2016	Q4/2017
<b>BBPlG-Nr. 30</b>	<b>Oberzier – Bundesgrenze (BE) (Alegro)</b>										
	Oberzier – Bundesgrenze (BE)	Amprion	40	0	0	entfällt	entfällt	Q2/2017	Q4/2018	Q4/2018	Q4/2020
<b>Rheinland-Pfalz (RP)</b>						<b>Verantwortlicher</b>					
						<b>VT</b>	<b>Landesbehörde</b>	<b>VT</b>	<b>Landesbehörde</b>	<b>VT</b>	<b>VT</b>
<b>EnLAG-Nr. 15</b>	<b>Osterath – Weißenthurm</b>										
	Landesgrenze NW/RP – Punkt Neuenahr	Amprion	3	3	3	Q3/2006	Q4/2006	Q3/2010	Q2/2011	Q3/2012	Q4/2013
	Punkt Neuenahr – Weißenthurm	Amprion	36	36	36	entfällt	entfällt	Q1/2009	Q4/2009	Q1/2010	Q4/2011
<b>EnLAG-Nr. 19</b>	<b>Kruckel – Dauersberg</b>										
	Landesgrenze NW/RP – Dauersberg	Amprion	16	16	0	Q2/2011	Q1/2012	Q3/2013	Q2/2015	Q1/2017	Q2/2022
<b>EnLAG-Nr. 20</b>	<b>Dauersberg – Hüfelden</b>										
	Dauersberg – Landesgrenze RP/HE	Amprion	19	19	19	2000	Q2/2002	Q2/2007	Q3/2008	Q3/2011	Q4/2012

Vorhaben (Bundesländer)	Vorhabenträger (VT)	Trassenlänge (km)			Controlling-Meilensteine (Quartal, Verantwortlicher)							
		geplant	genehmigt	gebaut	Einreichung eines vollständigen Antrags auf ROV	Entscheidung im ROV	Einreichung eines vollständigen Antrags auf PFV	Entscheidung im PFV	Baustart	Inbetriebnahme		
<b>BBPlG-Nr. 15</b>	<b>Punkt Metternich – Niederstedem</b>											
	Punkt Metternich – Punkt Pillig	Amprion	19	19	19	entfällt	entfällt	Q3/2014	Q3/2016	Q3/2016	Q4/2018	
	Punkt Pillig – Wengerohr	Amprion	47	0	0	Q3/2014	Q2/2015	Q2/2019	Q3/2021	Q3/2021	Q2/2024	
	Wengerohr – Niederstedem	Amprion	39	0	0	Q3/2016	Q3/2017	Q2/2020	Q1/2022	Q1/2022	Q4/2023	
<b>Schleswig-Holstein (SH)</b>							<b>Verantwortlicher</b>					
							<b>VT</b>	<b>Landesbehörde</b>	<b>VT</b>	<b>Landesbehörde</b>	<b>VT</b>	<b>VT</b>
<b>EnLAG-Nr. 1</b>	<b>„Kassø (DK) – Dollern (NI) (Mittelachse)“</b>											
	Haseldorf/Elbekreuzung – Hamburg/Nord	TenneT	35	35	30	entfällt	entfällt	erledigt	Q2/2016	Q1/2018	Q2/2019	
	Hamburg/Nord – Audorf	TenneT	70	70	70	entfällt	entfällt	erledigt	Q1/2015	Q1/2015	Q4/2017	
	Audorf – Flensburg–Handewitt	TenneT	70	70	0	entfällt	entfällt	erledigt	Q1/2018	Q2/2018	Q3/2020	
	Flensburg–Handewitt – Kassø (Bundesgrenze)	TenneT	10	0	0	entfällt	entfällt	Q2/2019	Q3/2019	Q3/2019	Q3/2020	
<b>EnLAG-Nr. 9</b>	<b>Hamburg/Krümmel – Schwerin</b>											
	Landesgrenze MV/SH – Krümmel	50Hertz	16,5	16,5	16,5	entfällt	entfällt	erledigt	erledigt	erledigt	2012	
<b>BBPlG-Nr. 8</b>	<b>Brunsbüttel – Barlt – Heide– Husum – Niebüll – Bundesgrenze (DK) (Westküstenleitung)</b>											
	Süderdonn (früher Barlt) – Heide	TenneT	23	23	8	entfällt	entfällt	Q4/2015	Q2/2016	Q4/2016	Q4/2019	
	Brunsbüttel – Süderdonn (früher Barlt)	TenneT	14	14	14	entfällt	entfällt	Q4/2014	Q2/2015	Q2/2015	Q4/2016	
	Heide – Husum	TenneT	46	46	0	entfällt	entfällt	Q3/2014	Q1/2017	Q3/2018	Q3/2021	
	Husum – Klixbüll	TenneT	38	0	0	entfällt	entfällt	Q4/2019	Q1/2020	Q2/2020	Q3/2022	
	Klixbüll – Bundesgrenze (DK)	TenneT	16	0	0	entfällt	entfällt	Q1/2020	Q3/2021	Q4/2021	Q4/2023	
<b>BBPlG-Nr. 33</b>	<b>SH – Südnorwegen (NO) (NORD.LINK)</b>											
	Wilster – Büsum	TenneT	54	54	0	entfällt	entfällt	erledigt	erledigt	Q2/2016	Q3/2021	
	Büsum – Grenze Küstenmeer	TenneT	64	64	62	entfällt	entfällt	erledigt	Q2/2014	Q2/2018	Q3/2021	
<b>BBPlG-Nr. 42</b>	<b>„Kreis Segeberg – Lübeck – Siems – Göhl (Ostküstenleitung)“</b>											
	Kreis Segeberg – Hansestadt Lübeck	TenneT	55	0	0	entfällt	entfällt	Q1/2020	Q1/2023*	Q3/2023*	Q4/2025*	
	Hansestadt Lübeck – Siems	TenneT	12	0	0	entfällt	entfällt	Q4/2020*	Q4/2023*	Q2/2024*	Q1/2026*	
	Hansestadt Lübeck – Göhl	TenneT	65	0	0	entfällt	entfällt	Q2/2021*	Q4/2024*	Q2/2025*	Q2/2027*	

Vorhaben (Bundesländer)	Vorhabenträger (VT)	Trassenlänge (km)			Controlling-Meilensteine (Quartal, Verantwortlicher)						
		geplant	genehmigt	gebaut	Einreichung eines vollständigen Antrags auf ROV	Entscheidung im ROV	Einreichung eines vollständigen Antrags auf PFV	Entscheidung im PFV	Baustart	Inbetriebnahme	
<b>Sachsen (SN)</b>					<b>Verantwortlicher</b>						
					VT	Landesbehörde	VT	Landesbehörde	VT	VT	
<b>BBPlG-Nr. 26</b>	<b>Bärwalde – Schmölln</b>										
	Bärwalde – Schmölln	50Hertz	46	46	46	entfällt	entfällt	erledigt	erledigt	erledigt	erledigt 2014
<b>Sachsen-Anhalt (ST)</b>					<b>Verantwortlicher</b>						
					VT	Landesbehörde	VT	Landesbehörde	VT	VT	
<b>EnLAG-Nr. 4</b>	<b>Lauchstädt – Redwitz (Thüringer Strombrücke)</b>										
	Lauchstädt – Landesgrenze ST/TH	50Hertz	43	43	43	Q2/2004	Q4/2005	Q1/2007	Q4/2007	n.A	2008
<b>BBPlG-Nr. 27</b>	<b>Abzweig Welsleben – Förderstedt</b>										
	Abzweig Welsleben – Förderstedt	50Hertz	12	12	12	n.A	Q2/2011	n.A	Q1/2013	Q2/2013	2015
<b>BBPlG-Nr. 39</b>	<b>Güstrow – Parchim Süd – Perleberg – Stendal West – Wolmirstedt</b>										
	Landesgrenze (BB/ST) – Stendal West	50Hertz	47	0	0	n.A	n.A	Q3/2014	Q4/2020	Q2/2021	Q3/2023
	Stendal West – Wolmirstedt	50Hertz	37	37	0	n.A	n.A	Q1/2015	Q1/2018	Q1/2019	Q4/2020
<b>Thüringen (TH)</b>					<b>Verantwortlicher</b>						
					VT	Landesbehörde	VT	Landesbehörde	VT	VT	
<b>EnLAG-Nr. 4</b>	<b>Lauchstädt – Redwitz (Thüringer Strombrücke)</b>										
	Landesgrenze ST/TH – Vieselbach	50Hertz	33	33	33	Q3/2004	Q1/2006	Q1/2007	Q4/2007	n.A	2008
	Vieselbach – Altenfeld	50Hertz	57	57	57	Q2/2006	Q1/2007	Q1/2009	Q1/2012	Q1/2012	2015
	Altenfeld – Landesgrenze TH/BY	50Hertz	26	26	26	Q1/2010	Q1/2011	Q3/2013	Q1/2015	Q1/2015	2017

\*vorläufige Zeitschiene für BBPlG Nr. 42 (Ostküstenleitung); schnellere Umsetzung ist angestrebt

\*\* Betriebsbereitschaft in Q4/2022; Inbetriebnahme erst zusammen mit Inbetriebnahme EnLAG Nr. 6, Abschnitt C (Q1/2024)