

## **Gesetzentwurf**

### **der Bundesregierung**

#### **Entwurf eines Gesetzes zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus**

##### **A. Problem und Ziel**

Die Energiewende und der wachsende europäische Stromhandel erfordern in den kommenden Jahren einen umfassenden und beschleunigten Ausbau der deutschen Höchstspannungsnetze. Auch bei Gas stehen im Bereich der Fernleitungsnetze erhebliche Veränderungen an.

Um diesen Anforderungen gerecht zu werden, wurde im Jahr 2011 im Rahmen der Energiewende mit einer Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) unter anderem das derzeit geltende System der Bedarfsermittlung an Transportnetzen eingeführt. Um den Ausbau länderübergreifender und grenzüberschreitender Höchstspannungsleitungen zu beschleunigen, wurde zugleich das Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG) beschlossen.

Der in den §§ 12a ff. EnWG geregelte mehrstufige Prozess der energiewirtschaftlichen Bedarfsermittlung mit einer umfassenden Öffentlichkeitbeteiligung hat sich in der Praxis vom Grundsatz her als sachgerecht erwiesen. Auf Grundlage der inzwischen vorliegenden Erfahrungen ist jedoch eine Umstellung von einem jährlichen auf einen sich alle zwei Jahre wiederholenden Prozess zweckmäßig, um der Komplexität von Inhalt und Verfahren der Netzentwicklungsplanung gebührend Rechnung zu tragen. Die Neubewertung einzelner Maßnahmen ist nach wie vor gewährleistet.

In der Praxis führen die jährlichen Planungen zu zeitlichen Überschneidungen, die zu Parallelprozessen führen, etwa wenn bereits vor Bestätigung eines Netzentwicklungsplanes ein neues Szenario für den nachfolgenden Netzentwicklungsplan konsultiert wird. Die eigentliche Intention, nämlich eine Planung zu schaffen, die von einer breiten Basis aus Netzbetreibern, betroffenen Unternehmen und Öffentlichkeit nachvollzogen und mitgetragen wird, ist damit in Gefahr.

Bei den Verfahren und Diskussionen vor Ort zum Bau von Höchstspannungsleitungen, für die im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) und im Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf gesetzlich festgestellt sind, wird unter anderem regelmäßig die bisher zu restriktive Zulassung von gegebenenfalls auch nur teilweisen Erdverkabelungen kritisiert. Der Einsatz von Erdkabelsystemen auf Höchstspannungsebene, insbesondere im Drehstrombereich, entspricht jedoch bisher nicht dem Stand der Technik. Es gilt daher grundsätzlich der Vorrang von Freileitungen. Bevor Erdkabel im größeren Umfang im Übertragungsnetz eingesetzt werden können, sind im Rahmen von Pilotprojekten im realen Netzbetrieb ausreichende Erfahrungen

zu sammeln. Insofern können Erdkabel derzeit keine gleichberechtigte Alternative zu Freileitungen sein. Der Gesetzgeber hat diesem Gedanken Rechnung getragen, indem er den Einsatz von Erdkabeln auf Höchstspannungsebene auf Pilotvorhaben beschränkt hat.

Bisher ist die Möglichkeit der Teilerdverkabelung beim Bau neuer Stromtrassen auf der Höchstspannungsebene – mit Ausnahme von Seekabeln und Seekabelfortführungen – nur bei vier Pilotprojekten nach dem EnLAG und – seit der Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014 (EEG 2014) – auch bei allen Höchstspannungs-Gleichstromübertragungs-Leitungen nach dem BBPIG zugelassen. Der Übertragungsnetzbetreiber Amprion hat mit den Bauaktivitäten für das erste 380-Kilovolt-Erdkabel-Pilotprojekt in der Gemeinde Raesfeld begonnen. Weitere Teilverkabelungsabschnitte auf den EnLAG-Pilotstrecken sind vorgesehen beziehungsweise in konkreter Planung.

Aus den laufenden Vorhaben konnten bereits erste Erfahrungen bei der Planung und Realisierung von Erdkabelteilabschnitten abgeleitet werden. Die vorgeschlagenen Änderungen zielen darauf ab, die Erdverkabelung auf technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten auch auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse weiter zu erleichtern, zugleich sachgerechter auszugestalten, um so im weiteren Verlauf des Netzausbaus insgesamt in Deutschland vertiefte Erfahrungen bezüglich der Planung, Realisierung und des Betriebs von Erdkabeln zu sammeln. Insbesondere sollen die Kriterien, deren Erfüllung eine Voraussetzung für den Erdkabeleinsatz ist, durch die Änderungen erweitert und auch bei den vom Gesetzgeber hinsichtlich ihres grundsätzlichen Bedarfs als vordringlich festgestellten Vorhaben weitere Pilotstrecken für eine Erdverkabelung festgelegt werden. Ziel ist eine Beschleunigung des Netzausbaus insgesamt, wobei weit fortgeschrittene Verfahren nicht durch Umplanungen beeinträchtigt werden sollen. Für bereits laufende Planungsverfahren ist daher eine Übergangsregelung vorgesehen.

## **B. Lösung**

Mit diesem Gesetz werden Änderungen des EnWG, der Verwaltungsgerichtsordnung (VwGO), der Anreizregulierungsverordnung (ARegV), des EnLAG, des NABEG sowie des BBPIG vorgenommen. Im Vordergrund stehen dabei Änderungen des bisher jährlichen Turnus der Netzentwicklungsplanung im EnWG hin zu einem zweijährigen Planungszeitraum sowie eine Ausweitung der Möglichkeiten nach dem EnLAG und BBPIG zur Verlegung von Erdkabeln in technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten von Höchstspannungsleitungen. Dadurch wird die Akzeptanz für den Ausbau von Strom- und Gastransportnetzen in Deutschland weiter gestärkt.

Die Änderungen zielen darauf ab, den bislang bestehenden jährlichen Turnus zur Vorlage eines Netzentwicklungsplans durch die Übertragungsnetzbetreiber (Strombereich Onshore und Offshore) und Fernleitungsnetzbetreiber (Gasbereich) auf nunmehr zwei Jahre zu erweitern. Dadurch können zeitliche Überschneidungen bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans und der Erarbeitung des Szenariorahmens für den darauffolgenden Netzentwicklungsplan vermieden werden. Stattdessen werden die Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, in den Kalenderjahren, in denen kein Netzentwicklungsplan vorzulegen ist, einen Umsetzungsbericht vorzulegen. Dieser dient der Umsetzung der europäischen Anforderungen an die jährliche Feststellung des Marktverschlusses durch vertikal integrierte Transportnetzbetreiber. Der Umsetzungsbericht soll im Wesentlichen eine Fortschreibung der Umsetzungsberichterstattung aus den Netzentwicklungsplänen sein. Zugleich wird der Betrachtungszeitraum für den Szenariorahmen und den Netzentwicklungsplan flexibilisiert, um der Komplexität

von Inhalt und Verfahren der Netzentwicklungsplanung im Strom- und Gasbereich gebührend Rechnung tragen zu können. Mit diesen Änderungen werden Anregungen sowohl aus der Öffentlichkeitsbeteiligung als auch von der Agentur für die Zusammenarbeit der Regulierungsbehörden in Europa (ACER) aufgegriffen. Der Turnuswechsel stärkt die Nachvollziehbarkeit auf jeder Stufe der Netzplanung und erhöht damit die Akzeptanz für den dringend erforderlichen Netzausbau in Deutschland. Auch die klarstellende Neuregelung zur Darlegung der in Betracht kommenden anderweitigen Planungsmöglichkeiten von Netzausbaumaßnahmen soll die Akzeptanz des Netzausbaus steigern.

Im Rahmen des EnLAG sind bei den dort genannten 23 Leitungsprojekten bislang insgesamt vier „Pilotstrecken“ für eine teilweise Erdverkabelung auf „technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten“ vorgesehen. Eine Erdverkabelung eines technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitts ist bislang nur unter der Voraussetzung einer Siedlungsannäherung (in einem Abstand von weniger als 400 Metern zu Wohngebäuden im Geltungsbereich eines Bebauungsplans oder im unbeplanten Innenbereich beziehungsweise in einem Abstand von weniger als 200 Metern im Außenbereich im Sinne des § 35 des Baugesetzbuches) möglich. Eine Ergänzung der Kriterien ist erforderlich, damit Erdkabel zukünftig in den Fällen vorgesehen werden können, in denen eine Freileitung gegen bestimmte Belange des Naturschutzes nach dem Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG), die dem Arten- und Gebietsschutz dienen, verstoßen würde oder wenn die Leitung eine große Bundeswasserstraße (beispielsweise die Elbe oder den Rhein) queren soll.

Neben der Erweiterung der Kriterien werden gezielt weitere EnLAG-Vorhaben und BBPIG-Vorhaben als Pilotvorhaben für eine Teilerdverkabelung aufgenommen. Zugleich wird klargestellt, dass eine Teilerdverkabelung auch dann möglich ist, wenn die soeben genannten Kriterien nicht auf der gesamten Länge des technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitts vorliegen. Dadurch wird klar gestellt, dass auch längere Verkabelungsabschnitte realisiert werden können.

Weiterhin wird durch eine Erweiterung des Erdkabelbegriffs zukünftig die Möglichkeit geschaffen, im Rahmen der vorgesehenen Pilotvorhaben für Teilerdverkabelung auch Erfahrungen hinsichtlich anderer technischer Lösungen zur unterirdischen Verlegung von Höchstspannungsleitungen zu sammeln. Als unterirdische Leitungssysteme kommen neben Erdkabeln insbesondere Kabeltunnel, Kabelbauwerke wie Düker oder gasisolierte Rohrleiter (GIL) in Betracht.

Um neuere Erkenntnisse noch während eines laufenden Planfeststellungsverfahrens berücksichtigen zu können, wird im NABEG hierfür eine gesetzliche Grundlage für ein ausnahmsweise erfolgreiches Wiederaufgreifen des Bundesfachplanungsverfahrens im vereinfachten Verfahren geschaffen.

Mit der Änderung der VwGO wird die erstinstanzliche Zuständigkeit der Oberverwaltungsgerichte einheitlich auf alle Planfeststellungsverfahren gemäß § 43 EnWG und alle Planfeststellungsverfahren für Seekabelsysteme nach der Seeanlagenverordnung erstreckt.

In der ARegV erfolgen ausschließlich Folgeänderungen aufgrund von Änderungen des EnWG, EnLAG und BBPIG.

### **C. Alternativen**

Keine.

### **D. Haushaltsausgaben ohne Erfüllungsaufwand**

Bund, Ländern und Gemeinden entstehen durch das Gesetz keine Kosten.

## E. Erfüllungsaufwand

### E.1 Erfüllungsaufwand für Bürgerinnen und Bürger

Bürgerinnen und Bürger trifft kein Erfüllungsaufwand durch das Gesetz.

### E.2 Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

Die Streckung der Netzplanung auf einen Zwei-Jahres-Zeitraum führt bei den Transportnetzbetreibern (Übertragungsnetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber) zu einer deutlichen Bürokratieentlastung. Da der Inhalt der neu eingeführten Umsetzungsberichte bisher Teil der Netzentwicklungspläne war, fallen hierdurch keine neuen Kosten für die Transportnetzbetreiber an. Vielmehr wird der bisherige Aufwand für die jährliche Erstellung der Netzentwicklungspläne deutlich reduziert. Gegenstand der Berichte sind die laufenden Umsetzungsvorhaben aus dem letzten Netzentwicklungsplan, der tatsächliche Planungsstand sowie bei Verzögerungen die Gründe hierfür. Es sind keine neuen Bedarfsberechnungen durchzuführen.

Diese Senkung wird jedoch bei den Übertragungsnetzbetreibern dadurch aufgewogen, dass sie im Rahmen der Bundesfachplanung und Planfeststellung bei den Pilotvorhaben zur Teilerdverkabelung bei notwendigen Abwägungen nun auch die neuen Kriterien umfassend zu prüfen und gegebenenfalls zu berücksichtigen haben. Mehraufwand entsteht dabei nicht nur im Rahmen der Genehmigungsplanung bei der Alternativenplanung, sondern auch im Anlagenmanagement, in den Betriebsbereichen und der Systemführung. Zudem kann nicht ausgeschlossen werden, dass die neu geregelten Anwendungsfälle sich gegebenenfalls auch auf Vorhaben auswirken werden, die nicht explizit im BBPlG oder EnLAG als Pilotvorhaben genannt sind. Auch hier wird sich der Prüfaufwand gegebenenfalls erhöhen.

### Davon Bürokratiekosten aus Informationspflichten

Der Entwurf führt keine neuen Informationspflichten im Sinne des Gesetzes zur Einsetzung eines Nationalen Normenkontrollrates für Unternehmen ein.

### E.3 Erfüllungsaufwand der Verwaltung

#### a. Erfüllungsaufwand der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Bundesnetzagentur)

Durch die Streckung der Netzplanung auf einen Zwei-Jahres-Zeitraum werden einerseits zwar Bürokratiekosten bei der Bundesnetzagentur gesenkt. Diese Senkung wird jedoch vollumfänglich kompensiert durch die Einführung der Umsetzungsberichte und dadurch, dass die Bundesnetzagentur im Rahmen der Bundesfachplanung und Planfeststellung bei den Pilotvorhaben zur Teilerdverkabelung bei notwendigen Abwägungen nun auch die neuen Verkabelungskriterien umfassend zu prüfen und bei ihrer Entscheidung zu berücksichtigen hat. Der Aufwand der Bundesnetzagentur bleibt daher aus den nachfolgend genannten Gründen konstant:

Der bisher jährlich zu durchlaufende Prozess der Netzentwicklungsplanung lässt sich in vier große Arbeitsblöcke gliedern. Nämlich erstens in die Befassung mit dem Szenariorahmen und zweitens in die Befassung mit dem darauf aufbauenden Netzentwicklungsplan. In diesen beiden Prozessen kann die Arbeit wiederum in

zwei Teilbereiche gesplittet werden. Es handelt sich dabei zum einen um die Öffentlichkeitsbeteiligung einschließlich der Verarbeitung der eingehenden Reaktionen. Den zweiten Teilbereich stellt die eigene Befassung der Bundesnetzagentur mit den Texten, die Prüfungshandlung im engeren Sinne, dar. Nach aktueller Gesetzeslage sind demnach jedes Jahr vier Arbeitsblöcke abzarbeiten, in zwei Jahren sind es dementsprechend acht Arbeitsblöcke. Künftig fallen von diesen acht Arbeitsblöcken vier weg. Durch die neu hinzukommende Aufgabe der Umsetzungsberichte entstehen jedoch neue Aufgaben. Mit der Befassung mit diesen Berichten sind jedes zweite Jahr zwei der eben dargestellten Hauptarbeitsblöcke verbunden, nämlich die Konsultation und die Prüfung. Insofern dürfte die Hälfte der Arbeitersparnis hierdurch wieder aufgebraucht werden. Eine genaue Quantifizierung ist aufgrund fehlender Erfahrung mit den neuen Verfahren zum aktuellen Zeitpunkt nicht möglich.

Daneben gilt es zu bedenken, dass die Bundesnetzagentur fortlaufend überwachen muss, ob die NEP-Maßnahmen auch tatsächlich realisiert werden. Diese Aufgabe ist durch den Umstieg auf den Zwei-Jahres-Rhythmus nicht geringer geworden und auch nicht vollständig in der Prüfung der Umsetzungsberichte aufgegangen.

Das im Jahr 2011 in das EnWG eingeflossene gesetzgeberische Ziel, jährlich eine vollständige und zwischen allen Transportnetzbetreibern abgestimmte Netzentwicklungsplanung samt Entwicklung eines Szenariorahmens durchzuführen und in allen Schritten von der Bundesnetzagentur begleiten zu lassen, hat sich als zu ambitioniert erwiesen. Tatsächlich sind die zuvor beschriebenen vier Arbeitsblöcke für die Bundesnetzagentur mit einem hohen Aufwand verbunden und innerhalb eines Jahres faktisch nicht durchzuführen. Beispielsweise wurde die letzte Bestätigung für den NEP-Strom 2013 am 19. Dezember 2013 ausgesprochen. Dieser wurde am 2. März 2013 durch die Übertragungsnetzbetreiber als Entwurf an die Bundesnetzagentur übergeben. Mithin haben bereits zwei der oben erwähnten Arbeitsblöcke mehr als neun Monate in Anspruch genommen. In den zwei-jährigen Rhythmus übertragen, benötigt die Bundesnetzagentur die vollständigen 24 Monate, um die nach der neuen gesetzlichen Regelung notwendigen sechs Arbeitsblöcke abzarbeiten. Einsparungen sind nicht zu erwarten, vielmehr bedarf es des konzentrierten Einsatzes der heute vorhandenen Sach- und Personalressourcen, um künftig den Prozess fristgerecht abzuschließen. Schließlich ist nicht zu vernachlässigen, dass die Turnusänderung die Qualität der Diskussion unter den Beteiligten erhöhen soll, um gerade den Bürgerinitiativen und Trägern öffentlicher Belange eine intensive Auseinandersetzung zu ermöglichen. Die damit erstrebte Akzeptanzsteigerung durch bessere Teilhabe bindet Kapazitäten und wiegt theoretisch vorhandene Potentiale zur Kostensenkung auf.

Es wird zusätzliche Arbeit im Grundlagenbereich sowie für die konzeptionelle Weiterentwicklung der Prozesse anfallen, die bislang aufgrund des sehr eng getakteten Turnus nicht ausgeführt werden konnten. Dies betrifft zum einen Festlegungen nach § 12a Absatz 3 (neue Fassung), § 12c Absatz 6 sowie § 17c in Verbindung mit § 12c Absatz 6 EnWG, zum anderen aber auch die Grundlagenarbeit außerhalb förmlicher Verfahren, die infolgedessen auch nicht vergibt werden kann (Beispiel: Marktmodellierung).

Mit der Erweiterung der Einsatzmöglichkeiten von Erdverkabelungen kann davon unabhängig eine leichte Erhöhung des Verwaltungsaufwandes in den Bundesfachplanungs- und Planfeststellungsverfahren verbunden sein. Diese mag etwa aus erhöhtem Prüfungs- und Untersuchungsaufwand resultieren. Maßgeblich werden jedoch die Verhältnisse in jedem Einzelfall sein. Eine genaue Quantifizierung ist hier zum aktuellen Zeitpunkt nicht möglich.

b. Erfüllungsaufwand des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie

Auch beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie werden zwar Bürokratiekosten durch die Umstellung der Erstellung des Bundesfachplans Offshore (BFO) auf einen Zwei-Jahres-Turnus gesenkt. Zugleich wird die Senkung der Bürokratiekosten durch die erforderliche intensive Abstimmung mit der Bundesnetzagentur bei der Prüfung des Offshore-Umsetzungsberichts aufgewogen.

Durch die Änderung der Jährlichkeit auf einen Zwei-Jahres-Turnus wird es nun möglich, die Öffentlichkeitsbeteiligung zum BFO und die Abstimmung mit den Betroffenen zu intensivieren sowie noch offene fachliche Fragestellungen einer Lösung zuzuführen.

Hinzu treten ferner die mit der Einführung des Offshore-Umsetzungsberichts verbundenen Abstimmungs- und gegebenenfalls Prüfungserfordernisse.

c. Erfüllungsaufwand der Länder

Bei Vorhaben, für die in den Ländern die Planungs- und Genehmigungsverfahren durchgeführt werden, können höhere Bürokratiekosten dadurch entstehen, dass die Behörden bei den Pilotvorhaben zur Teilerdverkabelung bei notwendigen Abwägungen nun auch die neuen Kriterien umfassend zu prüfen und bei ihrer Entscheidung zu berücksichtigen haben.

## F. Weitere Kosten

Durch die Änderungen des EnLAG und des BBPIG wird die Möglichkeit zur teilweisen Erdverkabelung von Höchstspannungsleitungen (Drehstrom und Gleichstrom) erweitert. Bisher ist die Möglichkeit der Teilerdverkabelung beim Stromnetzausbau auf der Höchstspannungsebene (außer bei Seekabeln und Seekabelfortführungen) nur bei vier Pilotprojekten nach dem EnLAG und – seit der EEG-Novelle 2014 – auch bei allen Höchstspannungs-Gleichstrom-Leitungen nach dem BBPIG zugelassen. Durch die Erweiterung entstehen Mehrkosten der Übertragungsnetzbetreiber, die bundesweit über die Netzentgelte auf die Verbraucher umgelegt werden können. Für die Vorhaben nach dem EnLAG ist gemäß § 2 Absatz 5 EnLAG, § 11 Absatz 2 Satz 1 Nummer 14 ARegV (sämtliche Vorschriften neuer Fassung) und für die Vorhaben nach dem BBPIG ist gemäß § 2 Absatz 3 Satz 6 BBPIG in Verbindung mit § 2 Absatz 5 EnLAG, § 11 Absatz 2 Satz 1 Nummer 14 ARegV (ebenfalls sämtliche Vorschriften neuer Fassung) ein bundesweiter Ausgleich vorgesehen.

Generell hängen die Mehrkosten für eine teilweise Erdverkabelung im Höchstspannungsübertragungsnetz sehr stark von den jeweiligen Gegebenheiten (Übertragungsaufgabe, Bodenverhältnisse, zu kreuzende Infrastrukturen) und von der eingesetzten Übertragungstechnologie (Gleichstrom, Drehstrom) ab. Der Mehrkostenfaktor für Erdkabel mit Hochspannungs-Gleichstromübertragungs-Technologie (HGÜ-Technologie) liegt in den davon betroffenen Teilabschnitten schätzungsweise bei Faktor zwei bis drei gegenüber der Investition in eine vergleichbare HGÜ-Freileitung. Für Drehstrom-Erdverkabelungen fallen situationsabhängig schätzungsweise drei- bis zehnfach höhere Investitionskosten gegenüber Drehstrom-Freileitungen an. Im Rahmen des ersten tatsächlich realisierten 380-Kilovolt-Erdkabels in Raesfeld liegen die Investitionskosten gegenüber einer Freileitung laut Vorhabenträger Amprion circa um den Faktor sechs höher.

Ob und in welcher Höhe Mehrkosten entstehen, wird vom Umfang der auf Basis der neuen Kriterien und neuen Pilotstrecken zusätzlich geplanten Erdkabelabschnitte abhängen. Diese werden sich erst in den konkreten Planungs- und Genehmigungsverfahren und in Abhängigkeit der regionalen Verhältnisse ergeben. Eine seriöse Schätzung ist daher im Vorhinein nicht möglich.

Eine mögliche Größenordnung kann anhand der folgenden Überlegungen sehr grob abgeschätzt werden: Auf Basis der bestehenden Rechtslage sind im Rahmen der vier Pilotstrecken im EnLAG Erdkabelabschnitte von summiert derzeit rund 30 Kilometer Länge vorgesehen. Unter der Annahme, dass auf den nunmehr zusätzlich vorgesehenen vier Pilotstrecken nach dem EnLAG und dem BBPIG ebenfalls Erdkabelabschnitte mit einer summierten Länge von 30 Kilometer errichtet würden, entstünden – unter Zugrundelegung eines Erdkabel-Mehrkostenfaktors von sechs und von Kosten für eine alternative Freileitung in Höhe von 1,4 Millionen Euro je Kilometer – zusätzliche Investitionskosten in Höhe von insgesamt rund 200 Millionen Euro. Diese Investitionskosten verteilen sich über einen Zeitraum von mehreren Jahren. Nach einer Faustformel erhöhen sich bei Investitionskosten von 20 Millionen Euro pro Jahr die Netzentgelte der durchschnittlichen Haushaltskunden im Falle einer bundesweiten Wälzung um etwa 0,1 Prozent. Für gewerbliche und industrielle Kunden, die auf höheren Spannungsebenen angeschlossen sind, können sich höhere Belastungen ergeben.

Im Übrigen wird bezüglich der durch die teilweise Erdverkabelung entstehenden Kosten auf die mit der Plattform Energienetze abgestimmte „Technologieübersicht. Das deutsche Höchstspannungsnetz: Technologien und Rahmenbedingungen“ (Stand: Juli 2014) der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) verwiesen. Diese hat die dena in Zusammenarbeit mit dem Institut für Hochspannungstechnik (IFHT) der RWTH Aachen unter Einbindung der zuständigen Arbeitsgruppen der Plattform Energienetze des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie erarbeitet.

Die Technologieübersicht ist im Internet auf der folgenden Website abrufbar: [www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=645820.html](http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=645820.html).

Die Investitionskosten der alternativen unterirdischen Leitungssysteme GIL (gasolierte Rohrleitersysteme) und Tunnel werden in der Technologieübersicht mit 2,4 bis 4,6 Millionen Euro je Kilometer (GIL) und 15,4 bis 28,7 Millionen Euro je Kilometer (Tunnel) angegeben. Je nach Durchmesser, Gesamtlänge, Bodenbeschaffenheit und Verlegetiefe variieren die Kosten stark. Im Falle einer Tunnellösung müssen die Kosten für die darin verlegten Kabel noch addiert werden. Es ist davon auszugehen, dass GIL oder Kabeltunnel nur in extrem seltenen Fällen und dann nur über kurze Strecken oder sogar überhaupt nicht zur Anwendung gelangen. Obwohl die Kosten gegenüber erdverlegten Kabeln nochmals deutlich höher liegen, wird der Anteil an der Erhöhung der Gesamtkosten absolut gering bleiben.

Die abschnittsweise Erdverkabelung kann die Akzeptanz des Leitungsbauvorhabens vor Ort erhöhen und auf diese Weise die Realisierung des Vorhabens beschleunigen. Dies kann einen kostensenkenden Effekt für Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber zur Systemstabilisierung zur Folge haben und dadurch die Netzentgelte entlasten.





**BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND**  
**DIE BUNDESKANZLERIN**

Berlin, 20. April 2015

An den  
Präsidenten des  
Deutschen Bundestages  
Herrn Prof. Dr. Norbert Lammert  
Platz der Republik 1  
11011 Berlin

Sehr geehrter Herr Präsident,

hiermit übersende ich den von der Bundesregierung beschlossenen

Entwurf eines Gesetzes zur Änderung von Bestimmungen  
des Rechts des Energieleitungsbaus

mit Begründung und Vorblatt (Anlage 1).

Ich bitte, die Beschlussfassung des Deutschen Bundestages herbeizuführen.

Federführend ist das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

Die Stellungnahme des Nationalen Normenkontrollrates gemäß § 6 Absatz 1 NKRG  
ist als Anlage 2 beigefügt.

Der Gesetzentwurf ist dem Bundesrat am 27. März 2015 als besonders eilbedürftig  
zugeleitet worden.

Die Stellungnahme des Bundesrates zu dem Gesetzentwurf sowie die Auffassung  
der Bundesregierung zu der Stellungnahme des Bundesrates werden unverzüglich  
nachgereicht.

Mit freundlichen Grüßen

Dr. Angela Merkel



## Anlage 1

**Entwurf eines Gesetzes zur Änderung von Bestimmungen  
des Rechts des Energieleitungsbaus**

Vom ...

Der Bundestag hat das folgende Gesetz beschlossen:

**Artikel 1****Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes**

Das Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. Die Inhaltsübersicht wird wie folgt geändert:
  - a) Die Angabe zu den §§ 12c und 12d wird wie folgt gefasst:  
„§ 12c Prüfung und Bestätigung des Netzentwicklungsplans durch die Regulierungsbehörde  
§ 12d Umsetzungsbericht der Übertragungsnetzbetreiber“.
  - b) Nach der Angabe zu § 15a wird folgende Angabe eingefügt:  
„§ 15b Umsetzungsbericht der Fernleitungsnetzbetreiber“.
  - c) Die Angabe zu § 17c wird wie folgt gefasst:  
„§ 17c Prüfung und Bestätigung des Offshore-Netzentwicklungsplans durch die Regulierungsbehörde  
sowie Offshore-Umsetzungsbericht der Übertragungsnetzbetreiber“.
2. § 12a wird wie folgt geändert:
  - a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:
    - aa) In Satz 1 wird nach den Wörtern „von Übertragungsnetzen erarbeiten“ das Wort „jährlich“ durch die Wörter „alle zwei Jahre“ ersetzt.
    - bb) In Satz 2 wird nach den Wörtern „die für die“ das Wort „mindestens“ eingefügt und werden nach den Wörtern „nächsten zehn“ die Wörter „und höchstens 15“ eingefügt.
    - cc) In Satz 3 wird nach den Wörtern „Entwicklung für die“ das Wort „mindestens“ eingefügt und werden nach dem Wort „nächsten“ die Wörter „15 und höchstens“ eingefügt.
  - b) In Absatz 2 Satz 1 werden nach den Wörtern „den Entwurf des Szenariorahmens“ die Wörter „spätestens bis zum 10. Januar eines jeden geraden Kalenderjahres, beginnend mit dem Jahr 2016,“ eingefügt.
  - c) Dem Absatz 3 wird folgender Satz angefügt:  
„Die Regulierungsbehörde kann durch Festlegung nach § 29 Absatz 1 nähere Bestimmungen zu Inhalt und Verfahren der Erstellung des Szenariorahmens, insbesondere zum Betrachtungszeitraum nach Absatz 1 Satz 2 und 3, treffen.“
3. § 12b wird wie folgt geändert:
  - a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:
    - aa) In Satz 1 werden nach den Wörtern „legen der Regulierungsbehörde“ die Wörter „jährlich zum 3. März, erstmalig aber erst zum 3. Juni 2012,“ gestrichen.
    - bb) In Satz 2 werden nach dem Wort „die“ die Wörter „in den nächsten zehn Jahren“ durch die Wörter „spätestens zum Ende des Betrachtungszeitraums im Sinne des § 12a Absatz 1 Satz 2“ ersetzt.
    - cc) Satz 3 wird wie folgt geändert:
      - aaa) In Nummer 3 Buchstabe a wird nach dem Wort „Entfernungen“ das Wort „sowie“ durch ein Komma ersetzt.

- bbb) In Nummer 3 Buchstabe b wird das Komma am Ende durch das Wort „sowie“ ersetzt.
  - ccc) Der Nummer 3 Buchstabe b wird folgender Buchstabe c angefügt:
    - „c) das Ergebnis der Prüfung des Einsatzes von neuen Technologien als Pilotprojekte einschließlich einer Bewertung der technischen Durchführbarkeit und Wirtschaftlichkeit.“
  - ddd) In Nummer 5 wird der Punkt am Ende durch ein Komma ersetzt.
  - eee) Folgende Nummer 6 wird angefügt:
    - „6. Darlegung der in Betracht kommenden anderweitigen Planungsmöglichkeiten von Netzausbaumaßnahmen.“
  - b) In Absatz 3 wird nach Satz 2 folgender Satz eingefügt:
    - „Die Betreiber von Übertragungsnetzen sollen den Entwurf des Netzentwicklungsplans spätestens bis zum 10. Dezember eines jeden geraden Kalenderjahres, beginnend mit dem Jahr 2016, veröffentlichen.“
  - c) Absatz 5 wird wie folgt gefasst:
    - „(5) Die Betreiber von Übertragungsnetzen legen den konsultierten und überarbeiteten Entwurf des Netzentwicklungsplans der Regulierungsbehörde unverzüglich nach Fertigstellung, jedoch spätestens zehn Monate nach Genehmigung des Szenariorahmens gemäß § 12a Absatz 3 Satz 1, vor.“
4. § 12c wird wie folgt geändert:
- a) Die Überschrift wird wie folgt gefasst:

„§ 12c

Prüfung und Bestätigung des Netzentwicklungsplans durch die Regulierungsbehörde“.

- b) Absatz 4 Satz 1 wird wie folgt gefasst:
    - „Die Regulierungsbehörde soll den Netzentwicklungsplan unter Berücksichtigung des Ergebnisses der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung mit Wirkung für die Betreiber von Übertragungsnetzen spätestens bis zum 31. Dezember eines jeden ungeraden Kalenderjahres, beginnend mit dem Jahr 2017, bestätigen.“
  - c) Nach Absatz 5 wird folgender Absatz 6 eingefügt:
    - „(6) Bei Fortschreibung des Netzentwicklungsplans kann sich die Beteiligung der Öffentlichkeit, einschließlich tatsächlicher und potenzieller Netznutzer, der nachgelagerten Netzbetreiber sowie der Träger öffentlicher Belange nach § 12a Absatz 2, § 12b Absatz 3 und § 12c Absatz 3 auf Änderungen gegenüber dem zuletzt genehmigten Szenariorahmen oder dem zuletzt bestätigten Netzentwicklungsplan beschränken. Ein vollständiges Verfahren nach den §§ 12a bis 12c Absatz 1 bis 5 muss mindestens alle vier Jahre sowie in den Fällen des § 12e Absatz 1 Satz 3 durchgeführt werden.“
  - d) Der bisherige Absatz 6 wird Absatz 7.
5. § 12d wird wie folgt gefasst:

„§ 12d

Umsetzungsbericht der Übertragungsnetzbetreiber

Die Betreiber von Übertragungsnetzen legen der Regulierungsbehörde jeweils spätestens bis zum 30. September eines jeden geraden Kalenderjahres, beginnend mit dem Jahr 2018, einen gemeinsamen Umsetzungsbericht vor, den diese prüft. Dieser Bericht muss Angaben zum Stand der Umsetzung des zuletzt bestätigten Netzentwicklungsplans und im Falle von Verzögerungen der Umsetzung die dafür maßgeblichen Gründe enthalten. Die Regulierungsbehörde veröffentlicht den Umsetzungsbericht und gibt allen tatsächlichen und potenziellen Netznutzern Gelegenheit zur Äußerung.“

6. § 12e Absatz 1 wird wie folgt geändert:
- a) In den Sätzen 1 und 2 wird jeweils nach den Wörtern „mindestens alle“ das Wort „drei“ durch das Wort „vier“ ersetzt.

- b) In Satz 3 wird nach den Wörtern „bei wesentlichen Änderungen des“ das Wort „jährlichen“ gestrichen.
7. § 14 Absatz 1b Satz 4 wird wie folgt gefasst:  
„Die Anforderungen der §§ 12a bis 12c sowie 12f sind entsprechend anzuwenden.“
8. § 15a wird wie folgt geändert:
- a) In Absatz 1 Satz 1 wird nach den Wörtern „Fernleitungsnetzen haben“ das Wort „jährlich“ durch die Wörter „in jedem geraden Kalenderjahr“ ersetzt und wird nach den Wörtern „erstmals zum“ die Angabe „1. April 2012“ durch die Angabe „1. April 2016“ ersetzt.
- b) Absatz 6 wird wie folgt geändert:
- aa) In Satz 1 werden nach den Wörtern „auf Änderungen“ die Wörter „des Szenariorahmens oder des Netzentwicklungsplans“ gestrichen und wird nach den Wörtern „gegenüber dem“ das Wort „Vorjahr“ durch die Wörter „zuletzt bestätigten Szenariorahmen oder dem zuletzt veröffentlichten Netzentwicklungsplan“ ersetzt.
- bb) In Satz 2 wird nach den Wörtern „mindestens alle“ das Wort „drei“ durch das Wort „vier“ ersetzt.
9. Nach § 15a wird folgender § 15b eingefügt:

„§ 15b

Umsetzungsbericht der Fernleitungsnetzbetreiber

Betreiber von Fernleitungsnetzen legen der Regulierungsbehörde in jedem ungeraden Kalenderjahr, erstmals zum 1. April 2017, einen gemeinsamen Umsetzungsbericht vor, den diese prüft. Dieser Bericht muss Angaben zum Stand der Umsetzung des zuletzt veröffentlichten Netzentwicklungsplans und im Falle von Verzögerungen der Umsetzung die dafür maßgeblichen Gründe enthalten. Die Regulierungsbehörde veröffentlicht den Umsetzungsbericht und gibt allen tatsächlichen und potenziellen Netznutzern Gelegenheit zur Äußerung.“

10. § 17a wird wie folgt geändert:
- a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:
- aa) In Satz 1 werden nach den Wörtern „und Hydrographie erstellt“ das Wort „jährlich“ durch die Wörter „in jedem geraden Kalenderjahr, beginnend mit dem Jahr 2016,“ ersetzt.
- bb) In Satz 2 Nummer 1 wird die Angabe „§ 3 Nummer 9“ durch die Angabe „§ 5 Nummer 36“ ersetzt.
- b) In Absatz 4 Satz 2 werden nach den Wörtern „auf Änderungen“ die Wörter „des Bundesfachplans Offshore“ gestrichen, wird nach den Wörtern „gegenüber dem“ das Wort „Vorjahr“ durch die Wörter „zuletzt öffentlich bekannt gemachten Bundesfachplan Offshore“ ersetzt und wird nach den Wörtern „mindestens alle“ das Wort „drei“ durch das Wort „vier“ ersetzt.
- c) In Absatz 5 Satz 2 werden nach den Wörtern „Bestimmungen der Seeanlagenverordnung vom 23. Januar“ die Wörter „1977 (BGBl. I S. 57), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 15. Januar 2012 (BGBl. I S. 112) geändert worden ist,“ durch die Wörter „1997 (BGBl. I S. 57) in der jeweils geltenden Fassung“ ersetzt.
11. § 17b Absatz 1 wird wie folgt geändert:
- a) In Satz 1 werden nach den Wörtern „legen der Regulierungsbehörde“ die Wörter „jährlich zum 3. März, erstmalig zum 3. März 2013,“ gestrichen.
- b) In Satz 2 werden nach dem Wort „die“ die Wörter „in den nächsten zehn Jahren“ durch die Wörter „spätestens zum Ende des Betrachtungszeitraums im Sinne des § 12a Absatz 1 Satz 2“ ersetzt.

12. § 17c wird wie folgt gefasst:

„§ 17c

Prüfung und Bestätigung des Offshore-Netzentwicklungsplans durch die Regulierungsbehörde sowie  
Offshore-Umsetzungsbericht der Übertragungsnetzbetreiber

(1) Die Regulierungsbehörde prüft in Abstimmung mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie die Übereinstimmung des Offshore-Netzentwicklungsplans mit den Anforderungen nach § 17b. Im Übrigen ist § 12c entsprechend anzuwenden.

(2) Die Betreiber von Übertragungsnetzen legen der Regulierungsbehörde jeweils spätestens bis zum 30. September eines jeden geraden Kalenderjahres, beginnend mit dem Jahr 2018, einen gemeinsamen Offshore-Umsetzungsbericht vor, den diese in Abstimmung mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie prüft. Dieser Bericht muss Angaben zum Stand der Umsetzung des zuletzt bestätigten Offshore-Netzentwicklungsplans und im Falle von Verzögerungen der Umsetzung die dafür maßgeblichen Gründe enthalten. Die Regulierungsbehörde veröffentlicht den Umsetzungsbericht und gibt allen tatsächlichen und potenziellen Netznutzern Gelegenheit zur Äußerung.“

13. § 17e wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 1 Satz 4 werden die Angabe „§ 16“ durch die Angabe „§ 19“ und die Angabe „§ 31“ durch die Angabe „§ 50“ ersetzt.

b) In Absatz 6 wird die Angabe „§ 31 Absatz 4“ durch die Wörter „§ 50 Absatz 4 Satz 1“ ersetzt.

14. In § 21a Absatz 4 Satz 3 wird die Angabe „Satz 3“ durch die Angabe „Satz 5“ ersetzt.

15. § 43 wird wie folgt geändert:

a) Satz 1 wird wie folgt geändert:

aa) In Nummer 3 werden die Wörter „vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074) in der jeweils geltenden Fassung“ gestrichen.

bb) Nummer 5 wird wie folgt gefasst:

„5. Hochspannungsleitungen nach § 2 Absatz 2 und 3 des Bundesbedarfsplangesetzes.“

b) Nach Satz 1 wird folgender Satz eingefügt:

„Leitungen nach § 2 Absatz 1 des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz bleiben unberührt.“

16. In § 59 Absatz 1 Satz 2 wird nach der Angabe „15a,“ die Angabe „15b,“ eingefügt.

17. In § 91 Absatz 1 Satz 1 Nummer 4 wird nach der Angabe „§§ 12a, 12c“ die Angabe „, 12d“ eingefügt und wird nach der Angabe „15a“ die Angabe „, 15b“ eingefügt.

18. Dem § 118 werden die folgenden Absätze 16 und 17 angefügt:

„(16) Das Verfahren zur Erstellung und Bestätigung des Netzentwicklungsplans sowie des Offshore-Netzentwicklungsplans jeweils für das Jahr 2015 nach den §§ 12b, 12c und §§ 17b und 17c wird nach den bis zum ... [einsetzen: Tag der Verkündung gemäß Artikel 7 dieses Gesetzes] geltenden Vorschriften durchgeführt.“

(17) Das Verfahren zur Erstellung des Netzentwicklungsplans der Fernleitungsnetzbetreiber für das Jahr 2015 nach § 15a wird nach den bis zum ... [einsetzen: Tag der Verkündung gemäß Artikel 7 dieses Gesetzes] geltenden Vorschriften durchgeführt.“

## Artikel 2

### Änderung der Verwaltungsgerichtsordnung

§ 48 Absatz 1 Satz 1 Nummer 4 der Verwaltungsgerichtsordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 19. März 1991 (BGBl. I S. 686), die zuletzt durch Artikel 13 des Gesetzes vom 8. Juli 2014 (BGBl. I S. 890) geändert worden ist, wird wie folgt gefasst:

- „4. Planfeststellungsverfahren gemäß § 43 des Energiewirtschaftsgesetzes und gemäß § 2 Absatz 1 in Verbindung mit § 1 Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 der Seeanlagenverordnung, soweit nicht die Zuständigkeit des Bundesverwaltungsgerichts nach § 50 Absatz 1 Nummer 6 begründet ist,“.

### Artikel 3

#### Änderung der Anreizregulierungsverordnung

Die Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), die zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 9. März 2015 (BGBl. I S. 279) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. § 11 Absatz 2 Satz 1 wird wie folgt geändert:
  - a) In Nummer 7 wird die Angabe „Satz 3“ durch die Angabe „Satz 5“ ersetzt.
  - b) In Nummer 14 wird die Angabe „Abs. 4“ durch die Angabe „Absatz 5“ ersetzt und werden nach den Wörtern „in der jeweils geltenden Fassung“ die Wörter „und nach § 2 Absatz 3 Satz 6 des Bundesbedarfspflangesetzes vom 23. Juli 2013 (BGBl. I S. 2543; 2014 I S. 148) in der jeweils geltenden Fassung“ eingefügt.
2. In § 23 Absatz 1 Satz 2 Nummer 6 wird wie die Angabe „§ 43 Satz 3“ durch die Angabe „§ 43 Satz 5“ ersetzt.

### Artikel 4

#### Änderung des Energieleitungsausbaugesetzes

Das Energieleitungsausbaugesetz vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 23. Juli 2013 (BGBl. I S. 2543) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. § 2 wird wie folgt gefasst:

#### „§ 2

(1) Um den Einsatz von Erdkabeln auf der Höchstspannungsebene im Übertragungsnetz als Pilotvorhaben zu testen, können folgende der in der Anlage zu diesem Gesetz genannten Leitungen nach Maßgabe des Absatzes 2 als Erdkabel errichtet und betrieben oder geändert werden:

1. Abschnitt Ganderkesee – St. Hülfe der Leitung Ganderkesee – Wehrendorf,
2. Leitung Diele – Niederrhein,
3. Leitung Wahle – Mecklar,
4. Abschnitt Altenfeld – Redwitz der Leitung Lauchstädt – Redwitz,
5. Rheinquerung im Abschnitt Wesel – Uftorf der Leitung Niederrhein – Uftorf – Osterath,
6. Einführungen in die Umspannanlage Lüstringen der Leitung Wehrendorf – Gütersloh.

Als Erdkabel im Sinne des Satzes 1 gelten alle Erdleitungen einschließlich Kabeltunneln und gasisolierter Rohrleitungen.

(2) Im Falle des Neubaus ist auf Verlangen der für die Zulassung des Vorhabens zuständigen Behörde bei den Vorhaben nach Absatz 1 eine Höchstspannungsleitung auf einem technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt als Erdkabel zu errichten und zu betreiben oder zu ändern, wenn

1. die Leitung in einem Abstand von weniger als 400 Meter zu Wohngebäuden errichtet werden soll, die im Geltungsbereich eines Bebauungsplans oder im unbeplanten Innenbereich im Sinne des § 34 des Baugesetzbuchs liegen, falls diese Gebiete vorwiegend dem Wohnen dienen,
2. die Leitung in einem Abstand von weniger als 200 Meter zu Wohngebäuden errichtet werden soll, die im Außenbereich im Sinne des § 35 des Baugesetzbuchs liegen,

3. eine Freileitung gegen die Verbote des § 44 Absatz 1 auch in Verbindung mit Absatz 5 des Bundesnaturschutzgesetzes verstieße und mit dem Einsatz von Erdkabeln eine zumutbare Alternative im Sinne des § 45 Absatz 7 Satz 2 des Bundesnaturschutzgesetzes gegeben ist,
4. eine Freileitung nach § 34 Absatz 2 des Bundesnaturschutzgesetzes unzulässig wäre und mit dem Einsatz von Erdkabeln eine zumutbare Alternative im Sinne des § 34 Absatz 3 Nummer 2 des Bundesnaturschutzgesetzes gegeben ist oder
5. die Leitung eine Bundeswasserstraße im Sinne von § 1 Absatz 1 Nummer 1 des Bundeswasserstraßengesetzes queren soll, deren zu querende Breite mindestens 300 Meter beträgt; bei der Bemessung der Breite findet § 1 Absatz 4 des Bundeswasserstraßengesetzes keine Anwendung.

Der Einsatz von Erdkabeln ist auch dann zulässig, wenn die Voraussetzungen nach Satz 1 nicht auf der gesamten Länge des technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitts vorliegen. Zusätzlich ist auf Verlangen der für die Zulassung des Vorhabens zuständigen Behörde im Falle des Absatzes 1 Nummer 4 im Naturpark Thüringer Wald (Verordnung über den Naturpark Thüringer Wald vom 27. Juni 2001, GVBl. für den Freistaat Thüringen, S. 300) bei der Querung des Rennsteigs eine Höchstspannungsleitung auf einem technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt als Erdkabel zu errichten und zu betreiben oder zu ändern. Um den Einsatz von Erdkabeln auf der Höchstspannungsebene im Übertragungsnetz auf einer längeren Strecke als Pilotvorhaben zu testen, kann zusätzlich ein 10 bis 20 Kilometer langer Teilabschnitt des Abschnitts Wahle – Lamspringe der in Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 genannten Leitung auf Antrag des Vorhabenträgers als Erdkabel errichtet und betrieben oder geändert werden.

(3) Für die Vorhaben nach Absatz 1 kann ergänzend zu § 43 Satz 1 Nummer 1 des Energiewirtschaftsgesetzes ein Planfeststellungsverfahren auch für die Errichtung und den Betrieb sowie die Änderung eines Erdkabels nach Maßgabe des Teils 5 des Energiewirtschaftsgesetzes durchgeführt werden.

(4) Vor dem ... [einsetzen: Tag nach der Verkündung gemäß Artikel 7 dieses Gesetzes] beantragte Planfeststellungsverfahren werden nach den bis dahin geltenden Vorschriften zu Ende geführt. Sie werden nur dann als Planfeststellungsverfahren in der ab dem ... [einsetzen: Tag nach der Verkündung gemäß Artikel 7 dieses Gesetzes] geltenden Fassung dieses Gesetzes fortgeführt, wenn der Träger des Vorhabens dies beantragt.

(5) Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln die Mehrkosten für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Erdkabeln im Sinne des Absatzes 1, die in dem Übertragungsnetz des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers in einem Kalenderjahr anfallen. Die Mehrkosten sind pauschal auf der Grundlage von Standardkostenansätzen im Vergleich zu einer Freileitung auf derselben Trasse zu ermitteln. Die nach den Sätzen 1 und 2 ermittelten Mehrkosten aller Übertragungsnetzbetreiber werden addiert, soweit sie einem effizienten Netzbetrieb entsprechen. Die so ermittelten Gesamtkosten für Erdkabel sind anteilig auf alle Übertragungsnetzbetreiber rechnerisch umzulegen. Der Anteil an den Gesamtkosten, der rechnerisch von dem einzelnen Übertragungsnetzbetreiber zu tragen ist, bestimmt sich entsprechend § 9 Absatz 3 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes. Soweit die tatsächlichen Mehrkosten eines Übertragungsnetzbetreibers für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Erdkabeln im Sinne des Absatzes 1 seinen rechnerischen Anteil an den Gesamtkosten übersteigen, ist diese Differenz finanziell auszugleichen. Die Zahlungspflicht trifft die Übertragungsnetzbetreiber, deren tatsächliche Kosten unter dem rechnerisch auf sie entfallenden Anteil an den Gesamtkosten liegen, jedoch nur bis zu der Höhe des auf sie jeweils rechnerisch entfallenden Anteils an den Gesamtkosten. Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln den Saldo zum 30. November eines Kalenderjahres.“

2. § 3 Satz 1 wird wie folgt gefasst:

„Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie prüft im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit sowie dem Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, ob der Bedarfsplan der Entwicklung der Elektrizitätsversorgung anzupassen ist und legt dem Deutschen Bundestag hierüber in jedem geraden Kalenderjahr einen Bericht, erstmalig zum 1. Oktober 2016, vor.“



## Artikel 5

### Änderung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz

Das Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1690), das durch Artikel 4 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. § 11 Absatz 1 Satz 1 wird wie folgt geändert:
  - a) In Nummer 3 wird der Punkt am Ende durch das Wort „, oder“ ersetzt.
  - b) Folgende Nummer 4 wird angefügt:

„4. nur verwirklicht werden kann, wenn der hierfür durch die Bundesfachplanung bestimmte Trassenkorridor geringfügig geändert wird.“
2. In § 12 Absatz 3 werden nach den Wörtern „vereinfachten Verfahrens“ die Wörter „nach § 11 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 bis 3“ eingefügt.
3. In § 15 Absatz 3 Satz 3 werden die Wörter „§ 43e Absatz 4 des Energiewirtschaftsgesetzes“ durch die Wörter „§ 75 Absatz 1a des Verwaltungsverfahrensgesetzes“ ersetzt.

## Artikel 6

### Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes

Das Bundesbedarfsplangesetz vom 23. Juli 2013 (BGBl. I S. 2543; 2014 I S. 148), das durch Artikel 11 des Gesetzes vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. § 2 wird wie folgt geändert:
  - a) Absatz 2 Satz 2 bis 5 wird aufgehoben.
  - b) Nach Absatz 2 wird folgender Absatz 3 eingefügt:

„(3) Um den Einsatz von Erdkabeln bei Pilotprojekten zu testen, können und auf Verlangen der für die Zulassung des Vorhabens zuständigen Behörde müssen die im Bundesbedarfsplan mit „C“ gekennzeichneten Vorhaben auf technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten als Erdkabel errichtet und betrieben oder geändert werden, wenn die Anforderungen nach § 2 Absatz 2 Satz 1 des Energieleitungsausbaugesetzes erfüllt sind. Als Erdkabel im Sinne von Satz 1 gelten alle Erdleitungen einschließlich Kabeltunneln und gasisolierter Rohrleitungen. § 2 Absatz 2 Satz 2 des Energieleitungsausbaugesetzes ist entsprechend anzuwenden. Satz 1 ist nicht anzuwenden, soweit das Vorhaben in der Trasse einer bestehenden oder bereits zugelassenen Hoch- oder Höchstspannungsfreileitung errichtet und betrieben oder geändert werden soll. § 43 Satz 1 Nummer 3 und 4 des Energiewirtschaftsgesetzes bleibt unberührt. § 2 Absatz 5 des Energieleitungsausbaugesetzes ist entsprechend anzuwenden. Vor dem ... [einsetzen: Tag nach der Verkündung gemäß Artikel 7 dieses Gesetzes] beantragte Planfeststellungsverfahren werden nach den bis dahin geltenden Vorschriften zu Ende geführt. Sie werden nur dann als Planfeststellungsverfahren in der ab dem ... [einsetzen: Tag nach der Verkündung gemäß Artikel 7 dieses Gesetzes] geltenden Fassung dieses Gesetzes und des Energieleitungsausbaugesetzes fortgeführt, wenn der Träger des Vorhabens dies beantragt.“
  - c) Der bisherige Absatz 3 wird Absatz 4.
2. § 3 wird wie folgt geändert:
  - a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:
    - aa) In Satz 1 wird nach der Angabe „§ 2 Absatz 2“ die Angabe „und 3“ durch die Angabe „bis 4“ ersetzt und werden nach dem Wort „jährlich“ die Wörter „zum 3. März“ gestrichen.
    - bb) In Satz 2 werden die Wörter „zum 3. März des zweiten Jahres“ durch die Wörter „im zweiten Jahr“ ersetzt.

- b) In Absatz 2 werden nach den Wörtern „des Energiewirtschaftsgesetzes“ die Wörter „oder den gemeinsamen Umsetzungsbericht nach § 12d Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes“ eingefügt.
3. Die Anlage wird wie folgt geändert:
- a) Die Tabelle wird wie folgt geändert:
- aa) In den Nummern 1 bis 5, 29 und 30 wird in der Tabellenspalte „Kennzeichnung“ die Angabe „, C“ angefügt.
- bb) In Nummer 31 wird in der Tabellenspalte „Kennzeichnung“ die Angabe „,-“ durch die Angabe „,C“ ersetzt.
- cc) In Nummer 33 wird in der Tabellenspalte „Kennzeichnung“ die Angabe „, C“ angefügt.
- dd) In Nummer 34 wird in der Tabellenspalte „Kennzeichnung“ die Angabe „,-“ durch die Angabe „,C“ ersetzt.
- b) Der Textteil unter der Tabelle wird wie folgt geändert:
- aa) Nach den Wörtern „§ 2 Absatz 2 Satz 1“ werden ein neuer Absatz und die Wörter „C = Pilotprojekt für Erdkabel im Sinne von § 2 Absatz 3 Satz 1“ eingefügt.
- bb) In der Textzeile zu „D“ wird nach der Angabe „§ 2 Absatz“ die Angabe „,3“ durch die Angabe „,4“ ersetzt.

## **Artikel 7**

### **Inkrafttreten**

Dieses Gesetz tritt am Tag nach der Verkündung in Kraft.

## Begründung

### A. Allgemeiner Teil

#### I. Zielsetzung und Notwendigkeit der Regelungen

Die Energiewende und der wachsende europäische Stromhandel erfordern in den kommenden Jahren einen umfassenden und beschleunigten Ausbau der deutschen Höchstspannungsnetze. Auch bei Gas stehen im Bereich der Fernleitungsnetze erhebliche Veränderungen an.

Um diesen Anforderungen gerecht zu werden, wurde im Jahr 2011 im Rahmen der Energiewende mit einer Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) unter anderem das derzeit geltende System der Bedarfsermittlung an Transportnetzen eingeführt. Um den Ausbau länderübergreifender und grenzüberschreitender Höchstspannungsleitungen zu beschleunigen, wurde zugleich das Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG) beschlossen.

Mit diesem Gesetz werden Änderungen des EnWG, des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG), des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG), des NABEG, der Verwaltungsgerichtsordnung (VwGO) und der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) vorgenommen. Im Vordergrund stehen dabei Änderungen des bisher jährlichen Turnus der Netzentwicklungsplanung im EnWG hin zu einem zweijährigen Planungszeitraum sowie eine Ausweitung der Möglichkeiten nach dem EnLAG und BBPlG zur Verlegung von Erdkabeln in technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten von Höchstspannungsleitungen. Dadurch wird die Akzeptanz für den Ausbau von Strom- und Gastransportnetzen in Deutschland weiter gestärkt.

Im Übrigen wird im NABEG für Ausnahmefälle das Wiederaufgreifen des Bundesfachplanungsverfahrens im vereinfachten Verfahren zur Änderung des Trassenkorridors vorgesehen und in der VwGO die erstinstanzliche Zuständigkeit der Oberverwaltungsgerichte einheitlich auf alle Planfeststellungsverfahren gemäß § 43 EnWG und alle Planfeststellungsverfahren für Seekabelsysteme nach der Seeanlagenverordnung erstreckt. In der ARegV erfolgen ausschließlich Folgeänderungen zu den Änderungen des EnWG, EnLAG und BBPlG.

Die Transportnetzbetreiber sind in besonderer Weise zur Gewährleistung von Transparenz sowie diskriminierungsfreier Ausgestaltung und Abwicklung des Netzbetriebs verpflichtet. Um dieses Ziel zu erreichen, muss die Unabhängigkeit der Netzbetreiber von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung sichergestellt werden. Diesen Vorgaben des Dritten Energiebinnenmarktpakets der Europäischen Union hat der deutsche Gesetzgeber durch das Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom 26. Juli 2011 (BGBl. I S. 1554) entsprochen, in dem unter anderem das EnWG novelliert und das NABEG eingeführt wurden.

Mit dem Umbau der Energieversorgung von konventioneller auf erneuerbare Erzeugung muss sich die Netzstruktur erheblich verändern. Im Übertragungsnetzbereich wurde ein bundesweit koordiniertes System für die Netzentwicklung eingerichtet und wurden die Planungs- und Genehmigungsverfahren beschleunigt; gleichzeitig wurden umfassende Beteiligungs- und Konsultationsmöglichkeiten eingeführt.

Ziel des derzeit in den §§ 12a ff. EnWG gesetzlich verankerten Prozesses der energiewirtschaftlichen Bedarfsermittlung ist die Verbindung der Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren mit einer umfassenden Öffentlichkeitsbeteiligung, um den dringend erforderlichen Netzausbau weiter zügig voranzutreiben.

Die nunmehr vorgeschlagenen Änderungen zielen darauf ab, den bislang bestehenden jährlichen Turnus zur Vorlage eines Netzentwicklungsplans durch die Übertragungsnetzbetreiber (Strombereich Onshore und Offshore) und Fernleitungsnetzbetreiber (Gasbereich) auf nunmehr zwei Jahre zu erweitern. Dadurch können zeitliche Überschneidungen bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans und der Erarbeitung des Szenariorahmens für den darauffolgenden Netzentwicklungsplan vermieden werden. Stattdessen werden die Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, in den Kalenderjahren, in denen kein Netzentwicklungsplan vorzulegen ist, einen Umsetzungsbericht vorzulegen. Dieser dient der Umsetzung der europarechtlichen Anforderungen an die jährliche Feststellung des Marktverschlusses durch vertikal integrierte Transportnetzbetreiber. Der Umsetzungsbericht soll im Wesentlichen eine Fortschreibung der Umsetzungsberichterstattung aus den Netzentwicklungsplänen sein. Zugleich wird der Betrachtungszeitraum für den Szenariorahmen und den Netzentwicklungsplan flexibilisiert, um

der Komplexität von Inhalt und Verfahren der Netzentwicklungsplanung im Strom- und Gasbereich gebührend Rechnung tragen zu können. Mit diesen Änderungen werden Anregungen sowohl aus der Öffentlichkeitsbeteiligung als auch von der Agentur für die Zusammenarbeit der Regulierungsbehörden in Europa (ACER) aufgegriffen. Der Turnuswechsel stärkt die Nachvollziehbarkeit auf jeder Stufe der Netzplanung und erhöht damit die Akzeptanz für den dringend erforderlichen Netzausbau in Deutschland.

Im Rahmen des EnLAG sowie des BBPIG ist die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf bestimmter Vorhaben gesetzlich festgestellt. Die Gesamtlänge der Leitungen des „Startnetzes“ des Netzentwicklungsplans, die sich aus dem im Jahr 2009 beschlossenen EnLAG ergeben, liegt aktuell bei 1 877 km. Im Jahr 2014 wurden rund 140 km fertiggestellt. Damit ist mit 463 km bisher nur rund ein Viertel der erforderlichen Kilometer realisiert. Die Übertragungsnetzbetreiber rechnen mit einer Fertigstellung von lediglich 40 Prozent der EnLAG-Leitungskilometer bis zum Jahr 2016. Bei den insgesamt 36 Vorhaben nach dem BBPIG, die zu den als Startnetz in ihrer Verwirklichung unterstellten Vorhaben des EnLAG hinzukommen, hat die Bundesnetzagentur mittlerweile die ersten Anträge auf Bundesfachplanung erhalten.

Bei den Verfahren und Diskussionen vor Ort wird unter anderem regelmäßig eine bisher zu restriktive Zulassung von gegebenenfalls auch nur teilweisen Erdverkabelungen kritisiert. Der Einsatz von Erdkabelsystemen auf Höchstspannungsebene, insbesondere im Drehstrombereich, entspricht jedoch bisher nicht dem Stand der Technik. Es gilt daher grundsätzlich der Vorrang von Freileitungen. Bevor Erdkabel im größeren Umfang im Übertragungsnetz eingesetzt werden können, sind im Rahmen von Pilotprojekten im realen Netzbetrieb ausreichende Erfahrungen zu sammeln. Dabei ist der Umfang der Verkabelung nicht zu groß zu wählen, damit etwaige Fehler beziehungsweise Ausfälle nicht zu weitreichenden Störungen im Netzbetrieb führen. Der Gesetzgeber hat diesem Gedanken Rechnung getragen, indem er den Einsatz von Erdkabeln auf eine begrenzte Anzahl von Pilotprojekten beschränkt hat.

Bisher ist die Möglichkeit der Teilerdverkabelung beim Bau neuer Stromtrassen auf der Höchstspannungsebene außer bei Seekabeln und Seekabelfortführungen nur bei vier Pilotprojekten nach dem EnLAG und – seit der EEG-Novelle 2014 – auch bei allen Höchstspannungs-Gleichstrom-Leitungen nach dem BBPIG zugelassen. Der Übertragungsnetzbetreiber Amprion hat mit den Bauaktivitäten für das erste 380-Kilovolt-Erdkabel-Pilotprojekt in der Gemeinde Raesfeld begonnen. Weitere Teilverkabelungsabschnitte auf den EnLAG-Pilotstrecken sind vorgesehen beziehungsweise in konkreter Planung.

Aus den laufenden Vorhaben konnten bereits erste Erfahrungen bei der Planung und Realisierung von Erdkabelteilabschnitten gemacht werden. Die vorgeschlagenen Änderungen zielen darauf ab, die Erdverkabelung auf technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten auch auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse weiter zu erleichtern und sachgerechter auszugestalten und im weiteren Verlauf vertiefte Erfahrungen bezüglich der Planung, Realisierung und dem Betrieb von Erdkabeln zu sammeln. Insbesondere sollen die Kriterien, deren Erfüllung eine Voraussetzung für den Erdkabeleinsatz ist, durch die Änderungen erweitert und auch im Rahmen der vom Gesetzgeber hinsichtlich ihres grundsätzlichen Bedarfs als vordringlich festgestellten Vorhaben weitere Pilotstrecken für eine Erdverkabelung festgelegt werden. Ziel ist eine Beschleunigung des Netzausbaus insgesamt, wobei weit fortgeschrittene Verfahren nicht durch Umplanungen beeinträchtigt werden sollen. Für bereits laufende Planungsverfahren ist daher eine Übergangsregelung vorgesehen.

## II. Wesentlicher Inhalt des Entwurfs

Nachfolgend wird der wesentliche Inhalt des Entwurfs dargestellt. Hierzu zählen primär der Turnuswechsel der Netzentwicklungsplanung für den Strom- und Gasbereich mit den erforderlichen Änderungen der §§ 12a ff. EnWG (vergleiche dazu 1.) und die Erleichterungen der Möglichkeiten zur Teilerdverkabelung anhand einer Erweiterung der zugrunde liegenden Kriterien sowie der Anzahl der Pilotvorhaben mit den entsprechenden Änderungen im EnLAG und BBPIG (vergleiche dazu 2.). Daneben gibt es weitere Änderungen im EnWG, in der VwGO, der ARegV und dem NABEG.

Die Regelungen des NABEG bestimmen, dass der im Bundesfachplanungsverfahren festgelegte Trassenkorridor im nachfolgenden Planfeststellungsverfahren bindend ist. Neu eingeführt wird eine Regelung zum ausnahmsweisen Wiederaufgreifen des Bundesfachplanungsverfahrens im vereinfachten Verfahren zur geringfügigen Änderung des Trassenkorridors.

Mit der Änderung der VwGO wird die erstinstanzliche Zuständigkeit der Oberverwaltungsgerichte einheitlich auf alle Planfeststellungsverfahren gemäß § 43 EnWG und alle Planfeststellungsverfahren für Seekabelsysteme nach der Seeanlagenverordnung erstreckt.

In der ARegV erfolgen ausschließlich Folgeänderungen aufgrund von Änderungen des EnWG, EnLAG und BBPIG.

## **1. Turnuswechsel der Netzentwicklungsplanung**

Das System der Netzentwicklungsplanung hat sich insgesamt bewährt; die zahlreichen Stellungnahmen der Öffentlichkeit in den Konsultationsprozessen zu den Szenariorahmen und Netzentwicklungsplänen zeigen das hohe Maß an Interesse am Netzausbau in Deutschland. Das bisherige System der Bedarfsermittlung führt in der Praxis allerdings zu zeitlichen Überschneidungen bei der Entwicklung des Szenariorahmens und des Netzentwicklungsplans. Um dies künftig zu vermeiden, wird der Turnus sowohl für den Strom- als auch den Gasbereich auf einen Zwei-Jahres-Rhythmus umgestellt. Dadurch wird die Bedarfsermittlung transparenter für alle Beteiligten, insbesondere die Bürgerinnen und Bürger. Dies stärkt die Akzeptanz für den Netzausbau.

### **a) Das bisherige System der Bedarfsermittlung**

#### **aa) Bedarfsermittlung im Strombereich**

Der Prozess der Bedarfsermittlung beginnt im Strombereich mit der jährlichen Erarbeitung eines gemeinsamen Szenariorahmens durch die Übertragungsnetzbetreiber, der durch die Bundesnetzagentur unter Berücksichtigung der Ergebnisse einer Öffentlichkeitsbeteiligung zu genehmigen ist. Der Szenariorahmen umfasst mindestens drei Szenarien, die für die nächsten zehn Jahre die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Eines der Szenarien muss die wahrscheinliche Entwicklung für die nächsten 20 Jahre darstellen.

Auf Grundlage des genehmigten Szenariorahmens folgt die jährliche Erstellung und Konsultation eines gemeinsamen nationalen Netzentwicklungsplans und eines Offshore-Netzentwicklungsplans durch die Übertragungsnetzbetreiber. Die Pläne enthalten alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes beziehungsweise der Offshore-Anbindungsleitungen, die in den nächsten zehn Jahren erforderlich sind. Nach Prüfung und neuerlicher Konsultation werden der Netzentwicklungsplan und der Offshore-Netzentwicklungsplan durch die Bundesnetzagentur unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung bestätigt.

Mindestens alle drei Jahre endet der Prozess mit der Übermittlung des bestätigten Netzentwicklungsplans und des bestätigten Offshore-Netzentwicklungsplans durch die Bundesnetzagentur an die Bundesregierung als Grundlage für den Entwurf eines Bundesbedarfsplans. Die Bundesregierung legt den Entwurf des Bundesbedarfsplans mindestens alle drei Jahre dem Bundesgesetzgeber vor. Zur Vorbereitung des Bundesbedarfsplans führt die Bundesnetzagentur eine Strategische Umweltprüfung durch. Hierzu erstellt sie frühzeitig während des Verfahrens zur Erstellung des Netzentwicklungsplans einen Umweltbericht.

Mit Erlass des Bundesbedarfsplans durch den Bundesgesetzgeber werden für die darin enthaltenen Vorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf festgestellt. Das erste Bundesbedarfsplangesetz ist 2013 in Kraft getreten.

Daneben gibt es einen europäischen Planungsprozess, in den die nationalen Planungen eingebunden sind. ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) verabschiedet und veröffentlicht alle zwei Jahre einen gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan, der auf den nationalen Investitionsplänen beruht (Artikel 8 Absatz 10a der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 15)). Als Grundlage für den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan wird der ENTSO-E Scenario Outlook & Adequacy Forecast jährlich erstellt. Der gemeinschaftsweite Netzentwicklungsplan hat auch die regionalen (europäischen) Investitionspläne zu berücksichtigen (Artikel 8 Absatz 10a in Verbindung mit Artikel 12 Absatz 1 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009).

#### **bb) Bedarfsermittlung im Gasbereich**

Derzeit wird auch im Bereich Gas jährlich ein Netzentwicklungsplan gemeinsam durch alle Fernleitungsnetzbetreiber erstellt. Der Prozess beginnt mit der Entwicklung eines Szenariorahmens, der angemessene Annahmen über die Entwicklung der Gewinnung, der Versorgung, des Verbrauchs von Gas und seinem Austausch mit anderen Ländern zugrunde legt. Zudem werden geplante Investitionsvorhaben sowie Auswirkungen denkbarer Versorgungsstörungen einbezogen. Der Szenariorahmen wird von den Fernleitungsnetzbetreibern konsultiert und der

Bundesnetzagentur zur Bestätigung vorgelegt. Die Bestätigung erfolgt unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung.

Auf der Grundlage des Szenariorahmens erarbeiten und konsultieren die Fernleitungsnetzbetreiber jährlich einen gemeinsamen Entwurf des Netzentwicklungsplans. Der Entwurf enthält alle Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, die in den folgenden zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb erforderlich sind. Nach Prüfung und neuerlicher Konsultation durch die Bundesnetzagentur kann diese von den Fernleitungsnetzbetreibern innerhalb von drei Monaten Änderungen des Netzentwicklungsplans verlangen. Tut sie dies nicht, wird der Netzentwicklungsplan verbindlich.

Ein vollständiges Verfahren muss alle drei Jahre durchgeführt werden. In der Zwischenzeit kann sich die Öffentlichkeitsbeteiligung auf Änderungen des Szenariorahmens und des Netzentwicklungsplans gegenüber dem Vorjahr beschränken.

ENTSO-G (European Network of Transmission System Operators for Gas) verabschiedet und veröffentlicht alle zwei Jahre einen gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan, der auf den nationalen Investitionsplänen beruht (Artikel 8 Absatz 10 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 36)). Der gemeinschaftsweite Netzentwicklungsplan hat auch die regionalen (europäischen) Investitionspläne zu berücksichtigen (Artikel 8 Absatz 10 in Verbindung mit Artikel 12 Absatz 1 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009).

#### **b) Ziel der Änderung der Bedarfsermittlung**

Der mehrstufige Prozess der energiewirtschaftlichen Bedarfsermittlung mit einer umfassenden Öffentlichkeitsbeteiligung hat sich in der Praxis vom Grundsatz her als sachgerecht erwiesen. Auf Grundlage der inzwischen vorliegenden Erfahrungen ist jedoch eine Umstellung von einem jährlichen auf einen sich alle zwei Jahre wiederholenden Prozess sowie eine Flexibilisierung des Betrachtungszeitraums zweckmäßig, um der Komplexität von Inhalt und Verfahren der Netzentwicklungsplanung gebührend Rechnung zu tragen. Die Neubewertung einzelner Maßnahmen ist nach wie vor gewährleistet.

In der Praxis führen die jährlichen Planungen zu zeitlichen Überschneidungen, die zu Parallelprozessen führen, etwa wenn bereits vor Bestätigung eines Netzentwicklungsplanes ein neues Szenario für den nachfolgenden Netzentwicklungsplan konsultiert wird. Die eigentliche Intention, nämlich eine Planung zu schaffen, die von einer breiten Basis aus Netzbetreibern, betroffenen Unternehmen und Öffentlichkeit nachvollzogen und mitgetragen wird, ist damit in Gefahr.

Zudem führt der Prozess in seiner derzeitigen Ausprägung auf allen Seiten zu beachtlichen Mehrfachbelastungen. Das gilt für Netzbetreiber, Bundesnetzagentur, Bürgerinnen und Bürger sowie weitere Adressaten der Beteiligungsverfahren.

Dies belegen bereits Äußerungen aus der Öffentlichkeitsbeteiligung zum ersten nationalen Netzentwicklungsplan Strom (2012), in denen angeregt wird, den jährlichen Turnus auf zwei Jahre zu erweitern.<sup>1</sup> Der Vergleich mit der europäischen Netzentwicklungsplanung zeigt, dass der gemeinschaftsweite Netzentwicklungsplan alle zwei Jahre zu erstellen ist. ACER hat im April 2014 die Empfehlung ausgesprochen, auch die Bedarfsplanungsprozesse in den Mitgliedstaaten nur alle zwei Jahre durchzuführen.<sup>2</sup>

Die vorgeschlagenen Änderungen sollen diesen Erfahrungen und Empfehlungen und gleichzeitig dem erforderlichen Niveau an Transparenz und der Sicherstellung von diskriminierungsfreiem Handeln vertikal integrierter Transportnetzbetreiber im Sinne des Europarechts Rechnung tragen.

#### **c) Das neue System der Bedarfsermittlung**

Das System der Bedarfsermittlung in Deutschland wird im Grundsatz beibehalten. Das bisher an sich einjährige Verfahren wird im Wesentlichen auf zwei Jahre gestreckt.

Das neue System soll im Strombereich ab dem Jahr 2016 angewendet werden. Das Verfahren beginnt demnach mit der Vorlage des Entwurfs des Szenariorahmens durch die Übertragungsnetzbetreiber bis spätestens zum 10. Januar 2016. Der erste Netzentwicklungsplan und der erste Offshore-Netzentwicklungsplan werden Ende

<sup>1</sup> Diese Sicht wird auch von der 82. Umweltministerkonferenz am 9. Mai 2014 in Konstanz geteilt. Auch die Monopolkommission hat sich in ihrem Sondergutachten „Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende“ für einen Zwei-Jahres-Rhythmus ausgesprochen.

<sup>2</sup> Empfehlung ACER Stellungnahme 08/2014 vom 4. April 2014.

2017 bestätigt. Der erste Umsetzungsbericht und der erste Offshore-Umsetzungsbericht werden durch die Übertragungsnetzbetreiber bis zum 30. September 2018 vorgelegt. Dies bedeutet, dass das Verfahren, mit dem der Szenariorahmen, der Netzentwicklungsplan und der Offshore-Netzentwicklungsplan für das Jahr 2015 erstellt und genehmigt beziehungsweise bestätigt wird, noch nach den bisherigen Regelungen zum jährlichen Turnus durchgeführt wird.

Im Gasbereich soll das neue System der Bedarfsermittlung ab dem Jahr 2016 Anwendung finden. Der erste Netzentwicklungsplan der Fernleitungsnetzbetreiber nach dem neuen Turnus wird im Jahr 2016 vorgelegt. Der erste Umsetzungsbericht folgt dann zum 1. April 2017. Damit wird das Verfahren zur Erstellung des Netzentwicklungsplans 2015 noch nach den bisherigen Regelungen zum jährlichen Turnus fortgeführt.

#### **aa) Bedarfsermittlung im Strombereich**

Der Prozess im Strombereich beginnt weiterhin mit der Erarbeitung des gemeinsamen Szenariorahmens durch die Übertragungsnetzbetreiber. Sie legen ihren Entwurf alle zwei Jahre spätestens bis zum 10. Januar eines jeden geraden Kalenderjahres der Bundesnetzagentur zur Genehmigung vor. Dadurch können Vorgaben des Ten-Year Network Development Plans (TYNDP) der ENTSO-E, der in ungeraden Kalenderjahren (und damit jeweils im Vorjahr) erstellt wird, besser einbezogen werden. Der erste Szenariorahmen nach dem neuen Turnus soll spätestens bis zum 10. Januar 2016 vorgelegt werden. Um die Entwicklungspfade besser auf die politischen Rahmenbedingungen, insbesondere die Ziele beim Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2025 und 2035 sowie die Vorgaben des TYNDP, abstimmen zu können, wird der Zeitraum flexibler gestaltet. Die Szenarien sollen einen Zeitraum von mindestens zehn und höchstens 15 Jahren abdecken. Ein Szenario soll auch die Entwicklung von mindestens 15 und höchstens 20 Jahren darstellen.

Auf der Grundlage des genehmigten Szenariorahmens erstellen die Übertragungsnetzbetreiber gemeinsame erste Entwürfe des Netzentwicklungsplans und des Offshore-Netzentwicklungsplans. Die Entwürfe sollen weiterhin alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes beziehungsweise der Offshore-Anbindungsleitungen enthalten, die bis zum Ende des im Szenariorahmen betrachteten Zeitraums für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Die Übertragungsnetzbetreiber führen zu ihren gemeinsamen Entwürfen des Netzentwicklungsplans und des Offshore-Netzentwicklungsplans eine Konsultation durch. Hierzu sollen sie spätestens bis zum 10. Dezember eines jeden geraden Kalenderjahres ihre Entwürfe veröffentlichen. Unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Konsultation legen sie ihre überarbeiteten Entwürfe der Bundesnetzagentur unverzüglich nach Fertigstellung, spätestens aber zehn Monate nach Genehmigung des Szenariorahmens, zur Bestätigung vor. Nach Prüfung und neuerlicher Konsultation werden der Netzentwicklungsplan und der Offshore-Netzentwicklungsplan durch die Bundesnetzagentur unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung bestätigt. Diese Bestätigung soll spätestens bis zum 31. Dezember eines jeden ungeraden Kalenderjahres erfolgen.

Mindestens alle vier Jahre übermittelt die Bundesnetzagentur den Netzentwicklungsplan und den Offshore-Netzentwicklungsplan der Bundesregierung als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan. Zur Vorbereitung des Bundesbedarfsplans führt die Bundesnetzagentur eine Strategische Umweltprüfung durch. Hierzu erstellt sie frühzeitig während des Verfahrens zur Erstellung des Netzentwicklungsplans einen Umweltbericht. Die Bundesregierung legt den Entwurf des Bundesbedarfsplans mindestens alle vier Jahre dem Bundesgesetzgeber vor.

Mit Erlass des Bundesbedarfsplans durch den Bundesgesetzgeber wird für die darin enthaltenen Vorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf festgestellt. Der erste Bundesbedarfsplan nach dem neuen Turnus wird im Jahr 2020 vorgelegt. Im Jahr 2016 wird die Bundesregierung ihren Entwurf einer Novelle des Bundesbedarfsplangesetzes noch nach dem bisherigen Turnus auf der Grundlage des Netzentwicklungsplans und des Offshore-Netzentwicklungsplans 2015 vorlegen.

#### **bb) Bedarfsermittlung im Gasbereich**

Im Gasbereich sind die Fernleitungsnetzbetreiber zukünftig verpflichtet, nur noch alle zwei Jahre, und zwar jeweils in den geraden Kalenderjahren, einen Netzentwicklungsplan vorzulegen. Der Prozess beginnt weiterhin im Vorjahr, somit im Laufe eines jeden ungeraden Kalenderjahres, mit der Entwicklung eines Szenariorahmens. Für die Umstellung auf den neuen, zweijährigen Turnus bedeutet das, dass im Jahr 2015 der Szenariorahmen zu erstellen ist, auf dessen Basis die Fernleitungsnetzbetreiber zum 1. April 2016 den Netzentwicklungsplan erstellen müssen.

Am Ablauf des Verfahrens ändert sich durch die Umstellung des Turnus nichts. Der Szenariorahmen wird von den Fernleitungsnetzbetreibern mit der Öffentlichkeit konsultiert und der Bundesnetzagentur zur Bestätigung vorgelegt. Die Bestätigung erfolgt unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung.

Auf der Grundlage des Szenariorahmens erarbeiten und konsultieren die Fernleitungsnetzbetreiber alle zwei Jahre einen gemeinsamen Entwurf des Netzentwicklungsplans. Der Entwurf enthält alle Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, die in den folgenden zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb erforderlich sind. Nach Prüfung und neuerlicher Konsultation durch die Bundesnetzagentur kann diese von den Fernleitungsnetzbetreibern innerhalb von drei Monaten Änderungen des Netzentwicklungsplans verlangen. Tut sie dies nicht, wird der Netzentwicklungsplan verbindlich.

Ein vollständiges Verfahren muss zukünftig alle vier Jahre durchgeführt werden. In der Zwischenzeit kann sich die Öffentlichkeitsbeteiligung auf Änderungen gegenüber dem zuletzt bestätigten Szenariorahmen oder dem zuletzt veröffentlichten Netzentwicklungsplan beschränken.

#### **d) Einführung von Umsetzungsberichten**

Die Umsetzungsberichte der Übertragungsnetzbetreiber (Strombereich Onshore und Offshore) sowie der Fernleitungsnetzbetreiber (Gasbereich) dienen der Umsetzung der europarechtlichen Anforderungen an die jährliche Feststellung des Marktverschlusses durch vertikal integrierte Transportnetzbetreiber in Artikel 22 der Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 55) und Artikel 22 der Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 94).

Die Effektivität der Entflechtung ist bezogen auf Investitionen daran zu messen, inwieweit selektive Investitionen zu Gunsten verbundener Unternehmen verhindert werden. Nach den Richtlinien soll dies im Wesentlichen durch zwei verschiedene Vorkehrungen erreicht werden: Zum einen sollen sich die potentiell einer Diskriminierungsgefahr ausgesetzten Marktteilnehmer im Prozess der Investitionsplanung äußern können, um so auf ihre Belange hinzuweisen. Zum anderen ist die Regulierungsbehörde aufgefordert, diese Hinweise zum Teil ihrer eigenen Überprüfung des Investitionsverhaltens zu machen, um unter Umständen Änderungen zu verlangen oder Durchsetzungsmaßnahmen (§ 65 Absatz 2 und 2a EnWG) zu ergreifen. Die Regulierungsbehörden sind zudem verpflichtet, die Durchführung des zehnjährigen Netzentwicklungsplanes zu überwachen (Artikel 22 Absatz 6 und 7, Artikel 37 Absatz 1 Buchstabe g der Richtlinie 2009/72/EG beziehungsweise Artikel 22 Absatz 6 und 7, Artikel 41 Absatz 1 Buchstabe g der Richtlinie 2009/73/EG).

Diesen Anforderungen wird die Einführung von Umsetzungsberichten gerecht. Für die mittel- und langfristige Planung ist es für die Wettbewerber von zentraler Bedeutung, dass sie bei relevanten Investitionen Kenntnis von den Planungen erhalten, gegebenenfalls Hinweise geben und vorbereitende Handlungen treffen können. Die Möglichkeiten hierzu sind für Szenariorahmen und Netzentwicklungspläne umfänglich gegeben. Der Umsetzungsbericht gibt die Möglichkeit, jährlich den Umsetzungsstand der notwendigen Projekte im jeweiligen Bereich zu verfolgen und zu prüfen, welches die Ursachen für eine Verzögerung der Umsetzung sind.

Die Umsetzungsberichte sollen im Wesentlichen eine Fortschreibung der Umsetzungsberichterstattung aus den Netzentwicklungsplänen (§ 12b Absatz 1 Satz 3 Nummer 4, § 15a Absatz 2 Satz 5 und 6 und § 17c Satz 2 in Verbindung mit § 12b Absatz 1 Satz 3 Nummer 4 EnWG) sein. Gegenstand der Berichte sind alle laufenden Umsetzungsvorhaben aus dem letzten Netzentwicklungsplan, insbesondere die Vorhaben, die für die nächsten drei Jahre nach dem Umsetzungsbericht ausgewiesen sind, der tatsächliche Planungsstand sowie bei Verzögerungen die Gründe hierfür. Es sind keine neuen Bedarfsberechnungen durchzuführen.

Die Übertragungsnetzbetreiber erstellen gemeinsam ihren Umsetzungsbericht (§ 12d EnWG) und den Offshore-Umsetzungsbericht (§ 17c Absatz 2 EnWG) und legen diese jeweils bis spätestens zum 30. September eines jeden geraden Kalenderjahres der Bundesnetzagentur vor. Dies ermöglicht den Übertragungsnetzbetreibern einen zeitlichen Gleichlauf zum BBPIG-Quartalsmonitoring. Erstmals müssen die Umsetzungsberichte im Jahr 2018 vorgelegt werden.

Die Fernleitungsnetzbetreiber erstellen ebenfalls gemeinsam ihren Umsetzungsbericht (§ 15b EnWG). Erstmals muss der Umsetzungsbericht der Fernleitungsnetzbetreiber zum 1. April 2017 der Bundesnetzagentur vorgelegt werden.



Die Bundesnetzagentur prüft und veröffentlicht die Umsetzungsberichte und gibt allen tatsächlichen und potentiellen Netznutzern Gelegenheit zur Äußerung. Das Ergebnis der Äußerungen kann in Vorgaben zum nächsten Netzentwicklungsplan oder in andere Regulierungsverfahren einfließen.

## **2. Erleichterung der Möglichkeiten zur Teilerdverkabelung**

Im Rahmen des EnLAG sind bei den dort genannten 23 Leitungsprojekten bislang insgesamt vier „Pilotstrecken“ für eine teilweise Erdverkabelung auf „technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten“ vorgesehen. Dies betrifft den Abschnitt Ganderkesee – St. Hülfe der Leitung Ganderkesee – Wehrendorf, die Leitung Diehle – Niederrhein, die Leitung Wahle – Mecklar und den Abschnitt Altenfeld – Redwitz der Leitung Lauchstädt – Redwitz. Im Rahmen des BBPIG sind neben Seekabeln und Seekabelfortführungen die Pilotstrecken Emden-Borssum – Osterath, Osterath – Philippsburg, Brunsbüttel – Großgartach, Wilster – Grafenrheinfeld, Lauchstädt – Meitingen und Oberzier – Bundesgrenze (BE) vorgesehen.

Eine Erdverkabelung eines technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitts ist bislang nur unter der Voraussetzung einer Siedlungsannäherung (in einem Abstand von weniger als 400 Metern zu Wohngebäuden im Geltungsbereich eines Bebauungsplans oder im unbeplanten Innenbereich beziehungsweise in einem Abstand von weniger als 200 Metern im Außenbereich im Sinne des § 35 des Baugesetzbuches) möglich.

§ 2 Absatz 2 EnLAG wird – neben der oben genannten Siedlungsannäherung – nun um zusätzliche Kriterien ergänzt, bei deren Erfüllung eine Teilerdverkabelung zulässig ist. Die Kriterien orientieren sich an den bisher in der praktischen Planung aufgetretenen Problemfällen. Neben der weiterhin bestehenden Voraussetzung einer Siedlungsannäherung nach § 2 Absatz 2 Satz 1 EnLAG können Erdkabel zukünftig in den Fällen vorgesehen werden, in denen eine Freileitung gegen bestimmte Belange des Naturschutzes nach dem Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG), die dem Arten- und Gebietsschutz dienen, verstoßen würde oder wenn die Leitung eine große Bundeswasserstraße (beispielsweise die Elbe oder den Rhein) queren soll.

Neben der Erweiterung der Kriterien werden gezielt weitere EnLAG-Vorhaben und BBPIG-Vorhaben als Pilotvorhaben für eine Teilerdverkabelung aufgenommen. Diese Vorhaben wurden ausgewählt, weil zu erwarten ist, dass in bestimmten Abschnitten dieser Vorhaben eine Freileitungsplanung unter Berücksichtigung der oben genannten Kriterien stark erschwert wird beziehungsweise ausgeschlossen ist und sie sich somit als Pilotstrecken für eine weitere Erprobung der Erdverkabelung anbieten.

Zugleich wird klargestellt, dass der Einsatz von Erdkabeln auch dann zulässig ist, wenn die in § 2 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 bis 5 EnLAG genannten Kriterien (Siedlungsannäherung, Arten- und Gebietsschutz, Querung einer großen Bundeswasserstraße) – einzeln oder kumulativ – nicht auf der gesamten Länge des technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitts vorliegen. Dadurch wird klargestellt, dass auch längere Verkabelungsabschnitte realisiert werden können.

Die bisher beantragten oder geplanten Teilverkabelungsabschnitte weisen jeweils nur eine Länge zwischen 3 und 5 km auf. Dabei wird die gesetzliche Vorgabe, dass nur auf technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten eine Erdverkabelung zulässig ist, umgesetzt. Damit wird bisher jedoch auch praktisch ausgeschlossen, dass auf längeren ununterbrochenen Teilabschnitten Erfahrungen an zentralen Stellen im 380-Kilovolt-Verbundnetz gesammelt werden können. Mit steigender Länge des Erdkabelabschnitts ergeben sich bezüglich der baulichen Umsetzung erhöhte Herausforderungen, zudem müssen bestimmte technische Parameter erneut bewertet werden beziehungsweise gewinnen diese an Aussagekraft auf Basis statistischer Auswertungen. Hierzu gehören insbesondere das dynamische Verhalten im Betrieb, die Systemverfügbarkeit bei erhöhter Ausfallwahrscheinlichkeit und Ausfalldauer aufgrund zusätzlicher Komponenten (insbesondere Muffen, Endverschlüsse, gegebenenfalls Kompensationsanlagen), die Funktionsfähigkeit der Schutztechnik sowie Herausforderungen bei der technischen Inbetriebnahmeprüfung.

Durch Änderung des EnLAG wird nun die Möglichkeit geschaffen, auf Antrag des Vorhabenträgers einen mindestens 10 km und höchstens 20 km langen Teilabschnitt der Leitung Wahle – Mecklar als Pilotvorhaben zur Erprobung der 380-Kilovolt-Erdverkabelung auf längerer Strecke zu errichten, wobei die Kriterien nach § 2 Absatz 2 EnLAG hierfür nicht erfüllt sein müssen. Die bisherigen Planungen zu diesem Vorhaben sehen einen sehr viel niedrigeren Verkabelungsanteil vor als andere Erdkabel-Pilotprojekte aus dem EnLAG. Insbesondere für den im Planungsprozess weit fortgeschrittenen ersten Teilabschnitt zwischen Wahle und Lamspringe sind noch keine Teststrecken für die Erdverkabelung vorgesehen. Die Neuregelung trägt dazu bei, das Ziel des Gesetzgebers zu erreichen, durch die Erdkabel-Pilotprojekte möglichst zeitnah umfassende Erfahrungen mit dem Einsatz von Erdkabeln auf Höchstspannungsebene zu generieren.

Weiterhin wird durch eine Erweiterung des Erdkabelbegriffs in § 2 Absatz 1 Satz 1 EnLAG und § 2 Absatz 3 BBPIG zukünftig die Möglichkeit geschaffen, im Rahmen der vorgesehenen Pilotvorhaben für Teilerdkabelung auch Erfahrungen hinsichtlich anderer technischer Lösungen zur unterirdischen Verlegung von Höchstspannungsleitungen zu sammeln. Solche Lösungen könnten sich als vorteilhaft oder sogar notwendig erweisen, falls erdverlegte Kabel aus technischen oder planerischen Gründen nicht in Betracht kommen, zum Beispiel bei der komplexen Kreuzung einer großen Wasserstraße nach § 2 Absatz 2 Satz 1 Nummer 5 EnLAG oder der Einführung von Höchstspannungsleitungen in Umspannanlagen in dicht besiedelten Bereichen. Neben den sonst üblichen Erdkabeln kommen daher insbesondere Kabeltunnel, Kabelbauwerke wie Düker oder gasisolierte Rohrleiter (GIL) in Betracht.

### **III. Alternativen**

Bezüglich des Turnuswechsels für die Netzbedarfsermittlung stehen keine alternativen Lösungsmöglichkeiten zur Verfügung, um die Überschneidungen der einzelnen parallel stattfindenden Prozesse zur Netzplanung zu vermeiden und zugleich den europarechtlichen Anforderungen gerecht zu werden.

Im Hinblick auf die Erleichterung der Möglichkeiten zur Teilerdkabelung auf Höchstspannungsebene nimmt der Gesetzentwurf eine maßvolle Ausweitung vor, die die technischen Herausforderungen der bislang wenig erprobten Erdverkabelungstechnik auf Höchstspannungsebene einerseits und deren akzeptanzsteigernde Wirkung, indem insbesondere optische Eingriffe in das Landschaftsbild reduziert werden, andererseits zum bestmöglichen Ausgleich bringt.

### **IV. Gesetzgebungskompetenz**

Die Gesetzgebungskompetenz des Bundes ergibt sich aus Artikel 74 Absatz 1 Nummer 11 (Recht der Energiewirtschaft) in Verbindung mit Artikel 72 Absatz 2 des Grundgesetzes (GG).

Eine bundesgesetzliche Regelung ist zur Wahrung der Rechts- und Wirtschaftseinheit im gesamtstaatlichen Interesse erforderlich. Die Strom- und Gaswirtschaft ist eine Schlüsselbranche mit erheblicher Bedeutung für die gesamtwirtschaftliche Entwicklung und für alle öffentlichen und privaten Letztverbraucher von Strom und Gas. Unterschiedliche Entwicklungen der Versorgungsstruktur und bei den Energiepreisen auf Grund unterschiedlichen Landesrechts wären dabei nicht hinnehmbar. Hinzu kommt, dass zahlreiche Energieversorgungsunternehmen länderübergreifend tätig sind. Aus diesen Gründen würde eine Gesetzesvielfalt auf Länderebene eine Rechtszersplitterung mit problematischen Folgen darstellen, die sowohl im Interesse des Bundes als auch der Länder nicht hingenommen werden kann. Zudem würde dies erhebliche Nachteile für die Gesamtwirtschaft mit sich bringen.

Für die Regelungen des Stromnetzausbaus auf Übertragungsnetzebene (einschließlich der jeweiligen Regelungen des EnWG, EnLAG, BBPIG und NABEG) ist der Bundesgesetzgeber gemäß Artikel 74 Absatz 1 Nummer 11 GG (Recht der Wirtschaft, Energiewirtschaft) zuständig. Eine diesbezügliche Regelung durch den Bundesgesetzgeber im Sinne des Artikels 72 Absatz 2 GG ist zur Wahrung der Rechts- oder Wirtschaftseinheit erforderlich. Die Regelung knüpft an die im Rahmen des bundesweiten Systems der Netzentwicklungsplanung gemäß dem Energiewirtschaftsgesetz als erforderlich erachteten Vorhaben an.

Die Gesetzgebungskompetenz des Bundes für die sachliche Zuständigkeit der Verwaltungsgerichte folgt aus der Zuständigkeit für die Gerichtsverfassung gemäß Artikel 72 Absatz 1, Artikel 74 Absatz 1 Nummer 1 GG.

### **V. Vereinbarkeit mit dem Recht der Europäischen Union und völkerrechtlichen Verträgen**

Um auch nach Umstellung des Turnus für die Bedarfsermittlung weiterhin den europarechtlichen Vorgaben zur jährlichen Feststellung des Marktverschlusses durch vertikal integrierte Transportnetzbetreiber nach Artikel 22 der Richtlinie 2009/72/EG und Artikel 22 der Richtlinie 2009/73/EG gerecht zu werden, wurde eine Pflicht zur Vorlage von Umsetzungsberichten in den Jahren, in denen kein Netzentwicklungsplan vorzulegen ist, eingeführt.

## VI. Gesetzesfolgen

### 1. Rechts- und Verwaltungsvereinfachung

Die bisherigen, sich teilweise zeitlich überschneidenden Prozesse der Netzentwicklungsplanung haben sich in der Praxis als sehr komplex für Behörden, Netzbetreiber, Verbände sowie Bürgerinnen und Bürger erwiesen. Durch die Umstellung auf einen Zwei-Jahres-Rhythmus werden die komplexen Planungsprozesse für alle Akteure übersichtlicher und die jeweiligen Vorschriften damit anwendungsfreundlicher. Eine damit verbundene höhere Akzeptanz des Netzausbaus in Deutschland kann zudem Rechtsstreitigkeiten bei der Planung und dem Bau von Energieleitungen auf der Übertragungsnetzebene vermeiden helfen und stärkt somit die Effizienz des Gesamtsystems.

### 2. Nachhaltigkeitsaspekte

Der Gesetzentwurf steht im Einklang mit den Leitgedanken der Bundesregierung zur nachhaltigen Entwicklung im Sinne der Nationalen Nachhaltigkeitsstrategie. Er beinhaltet Regelungen, die unter ökonomischen Gesichtspunkten ausgewogen sind und etwaige Belastungen für die Wirtschaft auf ein unbedingt erforderliches Minimum reduzieren.

Der Gesetzentwurf dient der Beschleunigung des für die Energiewende notwendigen Ausbaus energiewirtschaftlich notwendiger Übertragungsnetze und stärkt somit auch den Klimaschutz.

### 3. Haushaltsausgaben ohne Erfüllungsaufwand

Bund, Ländern und Gemeinden entstehen durch das Gesetz keine Kosten.

### 4. Erfüllungsaufwand

#### a. Erfüllungsaufwand der Bundesnetzagentur

Durch die Streckung der Netzplanung auf einen Zwei-Jahres-Zeitraum werden einerseits zwar Bürokratiekosten bei der Bundesnetzagentur gesenkt. Diese Senkung wird jedoch vollumfänglich kompensiert durch die Einführung der Umsetzungsberichte und dadurch, dass die Bundesnetzagentur im Rahmen der Bundesfachplanung und Planfeststellung bei den Pilotvorhaben zur Teilerdverkabelung bei notwendigen Abwägungen nun auch die neuen Verkabelungskriterien umfassend zu prüfen und bei ihrer Entscheidung zu berücksichtigen hat. Der Aufwand der Bundesnetzagentur bleibt daher aus den nachfolgend genannten Gründen konstant:

Der bisher jährlich zu durchlaufende Prozess der Netzentwicklungsplanung lässt sich in vier große Arbeitsblöcke gliedern. Nämlich erstens in die Befassung mit dem Szenariorahmen und zweitens in die Befassung mit dem darauf aufbauenden Netzentwicklungsplan. In diesen beiden Prozessen kann die Arbeit wiederum in zwei Teilbereiche gesplittet werden. Es handelt sich dabei zum einen um die Öffentlichkeitsbeteiligung einschließlich der Verarbeitung der eingehenden Reaktionen. Den zweiten Teilbereich stellt die eigene Befassung der Bundesnetzagentur mit den Texten, die Prüfungshandlung im engeren Sinne, dar. Nach aktueller Gesetzeslage sind demnach jedes Jahr vier Arbeitsblöcke abzuarbeiten, in zwei Jahren sind es dementsprechend acht Arbeitsblöcke. Künftig fallen von diesen acht Arbeitsblöcken vier weg. Durch die neu hinzukommende Aufgabe der Umsetzungsberichte entstehen jedoch neue Aufgaben. Mit der Befassung mit diesen Berichten sind jedes zweite Jahr zwei der eben dargestellten Hauptarbeitsblöcke verbunden, nämlich die Konsultation und die Prüfung. Insofern dürfte die Hälfte der Arbeitersparnis hierdurch wieder aufgebraucht werden. Eine genaue Quantifizierung ist aufgrund fehlender Erfahrung mit den neuen Verfahren zum aktuellen Zeitpunkt nicht möglich.

Daneben gilt es zu bedenken, dass die Bundesnetzagentur fortlaufend überwachen muss, ob die NEP-Maßnahmen auch tatsächlich realisiert werden. Diese Aufgabe ist durch den Umstieg auf den Zwei-Jahres-Rhythmus nicht geringer geworden und auch nicht vollständig in der Prüfung der Umsetzungsberichte aufgegangen.

Das im Jahr 2011 in das EnWG eingeflossene gesetzgeberische Ziel, jährlich eine vollständige und zwischen allen Transportnetzbetreibern abgestimmte Netzentwicklungsplanung samt Entwicklung eines Szenariorahmens durchzuführen und in allen Schritten von der Bundesnetzagentur begleiten zu lassen, hat sich als zu ambitioniert erwiesen. Tatsächlich sind die zuvor beschriebenen vier Arbeitsblöcke für die Bundesnetzagentur mit einem hohen Aufwand verbunden und innerhalb eines Jahres faktisch nicht durchzuführen. Beispielsweise wurde die letzte Bestätigung für den NEP-Strom 2013 am 19. Dezember 2013 ausgesprochen. Dieser wurde am 2. März 2013 durch die Übertragungsnetzbetreiber als Entwurf an die Bundesnetzagentur übergeben. Mithin haben bereits zwei

der oben erwähnten Arbeitsblöcke mehr als neun Monate in Anspruch genommen. In den zweijährigen Rhythmus übertragen benötigt die Bundesnetzagentur die vollständigen 24 Monate, um die nach der neuen gesetzlichen Regelung notwendigen sechs Arbeitsblöcke abzuarbeiten. Einsparungen sind nicht zu erwarten, vielmehr bedarf es des konzentrierten Einsatzes der heute vorhandenen Sach- und Personalressourcen, um künftig den Prozess fristgerecht abzuschließen. Schließlich ist nicht zu vernachlässigen, dass die Turnusänderung die Qualität der Diskussion unter den Beteiligten erhöhen soll, um gerade den Bürgerinitiativen und Trägern öffentlicher Belange eine intensive Auseinandersetzung zu ermöglichen. Die damit erstrebte Akzeptanzsteigerung durch bessere Teilhabe bindet Kapazitäten und wiegt theoretisch vorhandene Potentiale zur Kostensenkung auf.

Es wird zusätzliche Arbeit im Grundlagenbereich sowie für die konzeptionelle Weiterentwicklung der Prozesse anfallen, die bislang aufgrund des sehr eng getakteten Turnus nicht ausgeführt werden konnten. Dies betrifft zum einen Festlegungen nach § 12a Absatz 3 (neue Fassung), § 12c Absatz 6 sowie § 17c in Verbindung mit § 12c Absatz 6 EnWG, zum anderen aber auch die Grundlagenarbeit außerhalb förmlicher Verfahren, die infolgedessen auch nicht vergewährt werden kann (Beispiel: Marktmodellierung).

Mit der Erweiterung der Einsatzmöglichkeiten von Erdverkabelungen kann davon unabhängig eine leichte Erhöhung des Verwaltungsaufwandes in den Bundesfachplanungs- und Planfeststellungsverfahren verbunden sein. Diese mag etwa aus erhöhtem Prüfungs- und Untersuchungsaufwand resultieren. Maßgeblich werden jedoch die Verhältnisse in jedem Einzelfall sein. Eine genaue Quantifizierung ist hier zum aktuellen Zeitpunkt nicht möglich.

#### b. Erfüllungsaufwand des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie

Auch beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie werden zwar Bürokratiekosten durch die Umstellung der Erstellung des Bundesfachplans Offshore (BFO) auf einen Zwei-Jahres-Turnus gesenkt. Zugleich wird die Senkung der Bürokratiekosten durch die erforderliche intensive Abstimmung mit der Bundesnetzagentur bei der Prüfung des Offshore-Umsetzungsberichts aufgewogen.

Durch die Änderung der Jährlichkeit auf einen Zwei-Jahres-Turnus wird es nun möglich, die Öffentlichkeitsbeteiligung zum BFO und die Abstimmung mit den Betroffenen zu intensivieren sowie noch offene fachliche Fragen einer Lösung zuzuführen.

Hinzu treten ferner die mit der Einführung des Offshore-Umsetzungsberichts verbundenen Abstimmungs- und gegebenenfalls Prüfungserfordernisse.

#### c. Erfüllungsaufwand der Länder

Bei Vorhaben, für die in den Ländern die Planungs- und Genehmigungsverfahren durchgeführt werden, können höhere Bürokratiekosten dadurch entstehen, dass die Behörden bei den Pilotvorhaben zur Teilerdverkabelung bei notwendigen Abwägungen nun auch die neuen Kriterien umfassend zu prüfen und bei ihrer Entscheidung zu berücksichtigen haben.

#### d. Erfüllungsaufwand der Transportnetzbetreiber

Die Streckung der Netzplanung auf einen Zwei-Jahres-Zeitraum führt bei den Transportnetzbetreibern (Übertragungsnetzbetreibern und Fernleitungsnetzbetreibern) zu einer deutlichen Bürokratieentlastung. Da der Inhalt der neu eingeführten Umsetzungsberichte bisher Teil der Netzentwicklungspläne war, fallen hierdurch keine neuen Kosten für die Transportnetzbetreiber an. Vielmehr wird der bisherige Aufwand für die jährliche Erstellung der Netzentwicklungspläne deutlich reduziert. Gegenstand der Berichte sind lediglich alle laufenden Umsetzungsprojekte aus dem letzten Netzentwicklungsplan, der tatsächliche Planungsstand sowie bei Verzögerungen die Gründe hierfür. Es sind keine neuen Bedarfsberechnungen durchzuführen.

Diese Senkung wird jedoch bei den Übertragungsnetzbetreibern dadurch aufgewogen, dass sie im Rahmen der Bundesfachplanung und Planfeststellung bei den Pilotvorhaben zur Teilerdverkabelung bei notwendigen Abwägungen nun auch die neuen Kriterien umfassend zu prüfen und gegebenenfalls zu berücksichtigen haben. Mehraufwand entsteht dabei nicht nur im Rahmen der Genehmigungsplanung bei der Alternativenplanung, sondern auch im Anlagenmanagement, den Betriebsbereichen und der Systemführung. Zudem kann nicht ausgeschlossen werden, dass die neu geregelten Anwendungsfälle sich gegebenenfalls auch auf Vorhaben auswirken werden, die nicht explizit im BBPIG oder EnLAG als Pilotvorhaben genannt sind. Auch hier wird sich der Prüfaufwand gegebenenfalls erhöhen.

Der Entwurf führt keine neuen Informationspflichten im Sinne des Gesetzes zur Einsetzung eines Nationalen Normenkontrollrates für Unternehmen ein.

e. Erfüllungsaufwand für Bürgerinnen und Bürger

Bürgerinnen und Bürger trifft kein Erfüllungsaufwand durch das Gesetz.

## 5. Weitere Kosten

Durch die Änderungen des EnLAG und des BBPIG wird die Möglichkeit zur teilweisen Erdverkabelung von Höchstspannungsleitungen (Drehstrom und Gleichstrom) erweitert. Bisher ist die Möglichkeit der Teilerdverkabelung beim Stromnetzausbau auf der Höchstspannungsebene (außer bei Seekabeln und Seekabelfortführungen) nur bei vier Pilotprojekten nach dem EnLAG und – seit der EEG-Novelle 2014 – auch bei allen Höchstspannungs-Gleichstrom-Leitungen nach dem BBPIG zugelassen. Durch die Erweiterung entstehen Mehrkosten der Übertragungsnetzbetreiber, die bundesweit über die Netzentgelte auf die Verbraucher umgelegt werden können. Für die Vorhaben nach dem EnLAG ist gemäß § 2 Absatz 5 EnLAG, § 11 Absatz 2 Satz 1 Nummer 14 ARegV (sämtliche Vorschriften neuer Fassung) und für die Vorhaben nach dem BBPIG ist gemäß § 2 Absatz 3 Satz 6 BBPIG in Verbindung mit § 2 Absatz 5 EnLAG, § 11 Absatz 2 Satz 1 Nummer 14 ARegV (ebenfalls sämtliche Vorschriften neuer Fassung) ein bundesweiter Ausgleich vorgesehen.

Generell hängen die Mehrkosten für eine teilweise Erdverkabelung im Höchstspannungsübertragungsnetz sehr stark von den jeweiligen Gegebenheiten (Übertragungsaufgabe, Bodenverhältnisse, zu kreuzende Infrastrukturen) und von der eingesetzten Übertragungstechnologie (Gleichstrom, Drehstrom) ab. Der Mehrkostenfaktor für Erdkabel mit Hochspannungs-Gleichstromübertragungs-Technologie (HGÜ-Technologie) liegt in den davon betroffenen Teilabschnitten schätzungsweise bei Faktor zwei bis drei gegenüber der Investition in eine vergleichbare HGÜ-Freileitung. Für Drehstrom-Erdverkabelungen fallen situationsabhängig schätzungsweise drei- bis zehnfach höhere Investitionskosten gegenüber Drehstrom-Freileitungen an. Im Rahmen des ersten tatsächlich realisierten 380-Kilovolt-Erdkabels in Raesfeld liegen die Investitionskosten gegenüber einer Freileitung laut Vorhabenträger Amprion circa um den Faktor sechs höher.

Ob und in welcher Höhe Mehrkosten entstehen, wird vom Umfang der auf Basis der neuen Kriterien und neuen Pilotstrecken zusätzlich geplanten Erdkabelabschnitte abhängen. Diese werden sich erst in den konkreten Planungs- und Genehmigungsverfahren und in Abhängigkeit der regionalen Verhältnisse ergeben. Eine seriöse Schätzung ist daher im Vorhinein nicht möglich.

Eine mögliche Größenordnung kann anhand der folgenden Überlegungen sehr grob abgeschätzt werden: Auf Basis der bestehenden Rechtslage sind im Rahmen der vier Pilotstrecken im EnLAG Erdkabelabschnitte von summiert derzeit rund 30 Kilometer Länge vorgesehen. Unter der Annahme, dass auf den nunmehr zusätzlich vorgesehenen vier Pilotstrecken nach dem EnLAG und dem BBPIG ebenfalls Erdkabelabschnitte mit einer summierten Länge von 30 Kilometer errichtet würden, entstünden – unter Zugrundelegung eines Erdkabel-Mehrkostenfaktors von sechs und von Kosten für eine alternative Freileitung in Höhe von 1,4 Millionen Euro je Kilometer – zusätzliche Investitionskosten in Höhe von insgesamt rund 200 Millionen Euro. Diese Investitionskosten verteilen sich über einen Zeitraum von mehreren Jahren. Nach einer Faustformel erhöhen sich bei Investitionskosten von 20 Millionen Euro pro Jahr die Netzentgelte der durchschnittlichen Haushaltskunden im Falle einer bundesweiten Wälzung um etwa 0,1 Prozent. Für gewerbliche und industrielle Kunden, die auf höheren Spannungsebenen angeschlossen sind, können sich höhere Belastungen ergeben.

Im Übrigen wird bezüglich der durch die teilweise Erdverkabelung entstehenden Kosten auf die mit der Plattform Energienetze abgestimmte „Technologieübersicht. Das deutsche Höchstspannungsnetz: Technologien und Rahmenbedingungen“ (Stand: Juli 2014) der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) verwiesen. Diese hat die dena in Zusammenarbeit mit dem Institut für Hochspannungstechnik (IFHT) der RWTH Aachen unter Einbindung der zuständigen Arbeitsgruppen der Plattform Energienetze des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie erarbeitet.

Die Technologieübersicht ist im Internet auf der folgenden Website abrufbar:

[www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=645820.html](http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=645820.html)

Die Investitionskosten der alternativen unterirdischen Leitungssysteme GIL (gasisolierte Rohrleitersysteme) und Tunnel werden in der Technologieübersicht mit 2,4 bis 4,6 Millionen Euro je Kilometer (GIL) und 15,4 bis 28,7 Millionen Euro je Kilometer (Tunnel) angegeben. Je nach Durchmesser, Gesamtlänge, Bodenbeschaffenheit und Verlegetiefe variieren die Kosten stark. Im Falle einer Tunnellösung müssen die Kosten für die darin verlegten Kabel noch addiert werden. Es ist davon auszugehen, dass GIL oder Kabeltunnel nur in extrem seltenen Fällen und dann nur über kurze Strecken oder sogar überhaupt nicht zur Anwendung gelangen. Obwohl die Kosten

gegenüber erdverlegten Kabeln nochmals deutlich höher liegen, wird der Anteil an der Erhöhung der Gesamtkosten absolut gering bleiben.

Die abschnittsweise Erdverkabelung kann die Akzeptanz des Leitungsbauvorhabens vor Ort erhöhen und auf diese Weise die Realisierung des Vorhabens beschleunigen. Dies kann einen kostensenkenden Effekt für sonst erforderliche Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber zur Systemstabilisierung zur Folge haben und dadurch die Netzentgelte entlasten.

## 6. Weitere Gesetzesfolgen

Die in dem Gesetz enthaltenen Regelungen haben gleichstellungspolitisch weder positive noch negative Auswirkungen.

## VII. Befristung; Evaluation

Eine Befristung ist abzulehnen, da das System der Netzausbauplanung auf einen langfristigen Zeitraum angelegt ist und auch die europarechtlichen Anforderungen an die Netzplanung dauerhaft gelten.

## B. Besonderer Teil

### Zu Artikel 1 (Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes)

#### Zu Nummer 1 (Inhaltsübersicht)

Die Inhaltsübersicht wird an die geänderten Überschriften angepasst.

#### Zu Nummer 2 (§ 12a)

Die Änderung in § 12a verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber, anstelle eines jährlichen Szenariorahmens einen solchen nur noch alle zwei Jahre zu erstellen. Durch den zweijährigen Prozess ist es möglich, dass die Übertragungsnetzbetreiber den Szenariorahmen spätestens bis zum 10. Januar eines jeden geraden Kalenderjahres vorlegen. Die zeitlichen Abläufe sollen auch dazu beitragen, dass ein vollständiger Prozess zur Netzentwicklungsplanung innerhalb von zwei Kalenderjahren abgeschlossen werden kann, ohne auf die Beteiligten und insbesondere öffentlichen Konsultationen unmäßigen Zeitdruck zu entfalten und so die Nachvollziehbarkeit der Planungen sowie die Akzeptanz für den Netzausbau zu erhöhen.

Bislang war die Vorlage des Netzentwicklungsplans mit einer festen Frist verknüpft. Die Neuregelung bezieht die Vorlagefrist nunmehr auf den Szenariorahmen. Mit seiner Vorlage beginnt der Planungsprozess unter Mitwirkung der Netzbetreiber, der Bundesnetzagentur und der Öffentlichkeit. Für die Konsultation des Szenariorahmens ist keine Frist vorgesehen, um den Beteiligten größere zeitliche Flexibilität einzuräumen, den Szenariorahmen sorgfältig zu diskutieren. Dieser ist die maßgebliche Eingangsgröße für alle Netzentwicklungsplanungen in Folge. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Konsultation und Genehmigung des Szenariorahmens innerhalb von sechs Monaten durchgeführt werden kann.

Der Betrachtungszeitraum im Szenariorahmen wird ebenfalls flexibilisiert. Damit wird vom bisher starren Ausblick auf die nächsten zehn beziehungsweise 20 Jahre auf einen Ausblick umgestellt, der die energiepolitischen Zielsetzungen auf europäischer und deutscher Ebene besser einbeziehen kann. Das bisherige System führte dazu, dass sowohl die Eingangsdaten für die Szenarien als auch die politischen Ziele extrapoliert werden mussten. Mit der Änderung ist es möglich, spezifische Planungshorizonte stringent in den Szenariorahmen einzubeziehen. Für den europäischen Rahmen kann so der Planungshorizont bis zum Jahr 2030, wie er insbesondere in den europäischen Netzentwicklungsplänen (TYNDP) vorgesehen ist, verwendet werden. Der nationale Rahmen orientiert sich an einer Zielarchitektur mit unterschiedlichen Zieldaten. Diese sieht zum Beispiel als Zieldaten für den Ausbau der erneuerbaren Energien die Jahre 2025 und 2035 vor.

Der neue Betrachtungszeitraum bei den drei kurzfristigen Szenarien soll dabei mindestens zehn Jahre umfassen, aber nicht über 15 Jahre hinaus reichen. Wie bisher soll auch ein längerfristiges Szenario erstellt werden, das mindestens 15 und höchstens 20 Jahre in den Blick nimmt. Um die Unterschiede zwischen der kurzfristigen und der langfristigen Entwicklung angemessen aufzeigen zu können, sollte der Planungshorizont zwischen den kurzfristigen Szenarien und dem langfristigen Szenario um mindestens fünf Jahre abweichen. Damit können verschiedene Zieldaten zu unterschiedlichen Zeitpunkten in einem Szenariorahmen abgebildet werden.

Mit Absatz 3 Satz 2 erhält die Bundesnetzagentur eine Festlegungskompetenz im Hinblick auf den Inhalt und das Verfahren der Erstellung des Szenariorahmens. Die Festlegung der Bundesnetzagentur kann insbesondere den Betrachtungszeitraum für den jeweiligen Szenariorahmen beinhalten.

### **Zu Nummer 3 (§ 12b)**

Mit der Änderung des § 12b wird einerseits ein zweijähriger Prozess zur Netzentwicklungsplanung eingeführt, andererseits ein Gleichlauf des neuen Betrachtungszeitraums im Szenariorahmen nach § 12a Absatz 1 Satz 2 und 3 und dem Netzentwicklungsplan hergestellt.

Die bisherige Frist zur Vorlage des Netzentwicklungsplans wird in eine gleitende Frist geändert und an den Verlauf des Verfahrens zur Erstellung des Szenariorahmens angepasst. Nach der Genehmigung des Szenariorahmens durch die Bundesnetzagentur erstellen die Übertragungsnetzbetreiber wie bisher ihren Entwurf eines Netzentwicklungsplans und konsultieren hierzu die Öffentlichkeit gemäß Absatz 3. Sie überarbeiten anschließend ihren Entwurf unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Konsultation und legen den überarbeiteten Entwurf nach Absatz 5 unverzüglich nach Fertigstellung, spätestens aber zehn Monate nach Genehmigung des Szenariorahmens, der Bundesnetzagentur zur Bestätigung vor.

Mit den Änderungen in Absatz 1 Satz 3 wird der Inhalt des Netzentwicklungsplans leicht erweitert. Die Änderung in Absatz 1 Satz 3 Nummer 3 dient der Ergänzung des Katalogs der Pilotprojekte. Neben Pilotprojekten für eine verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen sowie für den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen sind nunmehr auch sonstige Pilotprojekte erfasst. Die Regelung trägt dem Umstand Rechnung, dass die Übertragungsnetzbetreiber kontinuierlich neue Technologien auf eine mögliche Einsatzfähigkeit im Übertragungsnetz hin überprüfen und gegebenenfalls als Pilotprojekte in die Planung einbeziehen sollen. Somit wird sichergestellt, dass auch weiterhin neue technische Entwicklungen, die zur Minimierung des Ausbaubedarfs führen könnten, in der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt und bewertet werden.

Die Neuregelung in Absatz 1 Satz 3 Nummer 6 stellt klar, dass die Betreiber von Übertragungsnetzen verpflichtet sind, neben den anderweitigen Planungsmöglichkeiten, die sich aus den Szenarien des Szenariorahmens ergeben, auch anderweitige Planungsmöglichkeiten von Netzausbaumaßnahmen im Netzentwicklungsplan darzulegen. Gemeint sind vor allem anderweitige Planungsmöglichkeiten von Netzverknüpfungspunkten, an denen die jeweiligen Netzausbaumaßnahmen beginnen und enden, sowie die Prüfung des Verzichts auf einen Neubau und dessen Ersatz durch eine Optimierung oder Verstärkung des bestehenden Netzes. Die Darlegungspflicht ist auf in Betracht kommende anderweitige Planungsmöglichkeiten begrenzt. Offensichtlich fernliegende anderweitige Planungsmöglichkeiten müssen demnach nicht dargelegt werden. Insgesamt dient die Klarstellung der Darlegungspflicht auch der Konsistenz mit den umweltfachlichen Anforderungen an eine Alternativenprüfung. Zudem soll die Neuregelung die Akzeptanz des Netzausbaus steigern.

Um weiterhin eine effektive Konsultation zu gewährleisten, sollen die Übertragungsnetzbetreiber gemäß dem neuen Absatz 3 Satz 3 ihren ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans spätestens bis zum 10. Dezember eines jeden geraden Kalenderjahres veröffentlichen. Damit können sich insbesondere die Bürgerinnen und Bürger besser auf dieses Zieldatum einstellen. Die bisherigen Erfahrungen haben allerdings auch gezeigt, dass sich die Eingangsdaten und politischen Rahmenbedingungen teilweise ganz erheblich während des Prozesses der Bedarfsermittlung ändern können. In einem solchen Fall werden umfangreiche neue Berechnungen durch die Übertragungsnetzbetreiber erforderlich, die zu Verzögerungen führen können. Um zu vermeiden, dass eine unrichtige Datengrundlage sich auf allen anschließenden Stufen des Planungsprozesses einschließlich des Bundesbedarfsplans auswirkt, muss in begründeten Ausnahmefällen die Möglichkeit bestehen, den ersten Entwurf auch noch unverzüglich nach Verstreichen der Frist zu veröffentlichen.

Die in Absatz 5 geregelte Frist zur Vorlage des Netzentwicklungsplans von höchstens zehn Monaten nach Genehmigung des Szenariorahmens lässt dem Übertragungsnetzbetreiber ausreichend Zeit für die Konsultation und Überarbeitung ihres Entwurfs.

Über den Verweis in § 17b Absatz 3 auf § 12b Absatz 3 bis 5 sind die Regelungen über das Verfahren zum Netzentwicklungsplan auf den Offshore-Netzentwicklungsplan entsprechend anzuwenden. Dies bedeutet insbesondere, dass für die Übertragungsnetzbetreiber auch die Frist von zehn Monaten seit Genehmigung des Szenariorahmens gilt, um den konsultierten und überarbeiteten Offshore-Netzentwicklungsplan bei der Bundesnetzagentur vorzulegen.

**Zu Nummer 4 (§ 12c)**

Die Änderung der Überschrift des § 12c dient der Klarstellung der in der Vorschrift geregelten Anforderungen im Verfahren, das zur Bestätigung des Netzentwicklungsplans durch die Bundesnetzagentur führt. Eine inhaltliche Änderung ist hiermit nicht verbunden.

Die Bundesnetzagentur soll den Netzentwicklungsplan bis spätestens zum 31. Dezember eines jeden ungeraden Kalenderjahres bestätigen. Dadurch wird einerseits sichergestellt, dass den europarechtlichen Vorgaben an die jährliche Feststellung des Marktverschlusses im Zusammenspiel mit dem Umsetzungsbericht und dem Offshore-Umsetzungsbericht der Übertragungsnetzbetreiber Genüge getan wird. Andererseits wird dadurch auch eine Überschneidung der Verfahren wie in der Vergangenheit verhindert. Dies wiederum trägt entscheidend zur Nachvollziehbarkeit des Netzentwicklungsplans bei und erhöht somit die Akzeptanz der Bürgerinnen und Bürger für den Netzausbau.

Die bisher in § 12d geregelte Vorschrift zur Fortschreibung des Netzentwicklungsplans wird in § 12c Absatz 6 überführt und als Folgeänderung an den neuen Zwei-Jahres-Turnus angepasst. Sollten sich keine Änderungen aus dem Szenariorahmen und dem Netzentwicklungsplan ergeben, kann einmal auf den vollständigen Prozess verzichtet werden. Es ist gewährleistet, dass immer festgestellt wird, ob es wesentliche Änderungen für den Netzentwicklungsplan gibt und dann auch ein vollständiges Verfahren zur Bedarfsermittlung durchgeführt wird.

Über den Verweis im neuen § 17c Absatz 1 Satz 2 auf § 12c sind die Regelungen über das Verfahren zur Prüfung und Bestätigung des Netzentwicklungsplans auf den Offshore-Netzentwicklungsplan entsprechend anzuwenden. Dies gilt insbesondere für die Konsultation.

**Zu Nummer 5 (§ 12d)**

In § 12d wird der Umsetzungsbericht der Übertragungsnetzbetreiber geregelt.

Mit dem Umsetzungsbericht der Übertragungsnetzbetreiber soll im Wesentlichen die Umsetzungsberichterstattung aus den Netzentwicklungsplänen (§ 12b Absatz 1 Satz 3 Nummer 4 EnWG) fortgeschrieben werden. Gegenstand des Berichts sind alle laufenden Umsetzungsvorhaben aus dem letzten Netzentwicklungsplan, insbesondere die Vorhaben, die für die nächsten drei Jahre nach dem Umsetzungsbericht ausgewiesen sind, der tatsächliche Planungsstand sowie bei Verzögerungen die Gründe hierfür. Es sind keine neuen Bedarfsberechnungen durchzuführen.

Im Zusammenspiel mit dem Netzentwicklungsplan gibt der Umsetzungsbericht die Möglichkeit, jährlich den Umsetzungsstand der notwendigen Projekte im Onshore-Strombereich zu verfolgen und zu prüfen, welches die Ursachen für eine Verzögerung in der Umsetzung sind. Damit dient der Umsetzungsbericht der Umsetzung der europarechtlichen Anforderungen an die jährliche Feststellung des Marktverschlusses durch vertikal integrierte Transportnetzbetreiber gemäß Artikel 22 der Richtlinie 2009/72/EG.

Die Übertragungsnetzbetreiber erstellen gemeinsam ihren Umsetzungsbericht und legen diesen jeweils bis spätestens zum 30. September eines jeden geraden Kalenderjahres der Bundesnetzagentur vor. Dies ermöglicht den Übertragungsnetzbetreibern einen zeitlichen Gleichlauf zum BBPIG-Quartalsmonitoring. Erstmals muss der Umsetzungsbericht im Jahr 2018 vorgelegt werden.

Die Bundesnetzagentur prüft und veröffentlicht den Umsetzungsbericht und gibt allen tatsächlichen und potentiellen Netznutzern Gelegenheit zur Äußerung. Das Ergebnis der Äußerungen kann in Vorgaben zum nächsten Netzentwicklungsplan oder in andere Regulierungsverfahren einfließen.

**Zu Nummer 6 (§ 12e)**

Es handelt sich um eine Folgeänderung aus dem zweijährigen Planungsturnus. Regelmäßig soll der Entwurf für ein Bundesbedarfsplangesetz nur alle vier Jahre (statt wie bisher alle drei Jahre) vorgelegt werden. Sollten sich in der Zwischenzeit wesentliche Änderungen des Netzentwicklungsplans ergeben, übermittelt die Bundesnetzagentur der Bundesregierung den Netzentwicklungsplan und den Offshore-Netzentwicklungsplan als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan.

**Zu Nummer 7 (§ 14)**

Redaktionelle Folgeänderung zur Überführung des bisherigen § 12d in den neuen § 12c Absatz 6.

**Zu Nummer 8 (§ 15a)**

Mit der Änderung von § 15a Absatz 1 wird auch im Gasbereich auf einen Zwei-Jahres-Turnus bei der Netzentwicklungsplanung umgestellt. Der neue Turnus beginnt mit der Erstellung des Netzentwicklungsplans erstmals zum 1. April 2016. Vorgelagert ist die Erstellung des Szenariorahmens; dieser Prozess beginnt im Jahr 2015. Die



Änderung des § 15a Absatz 1 erfolgt nur soweit, wie es zum Umschwenken auf den Zwei-Jahres-Turnus erforderlich ist. Für darüber hinausgehende Änderungen besteht kein Bedarf, da sich die bestehende Regelung in den vergangenen Jahren in der Praxis bewährt hat.

Die Pflicht zur Erstellung des Netzentwicklungsplans in den geraden Kalenderjahren ermöglicht es den Fernleitungsnetzbetreibern, bei der im Vorjahr durchzuführenden Ermittlung des Szenariorahmens die Ergebnisse des Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplans von ENTSO-G zu berücksichtigen, die jeweils zu Beginn der ungeraden Kalenderjahre veröffentlicht werden.

Die Änderungen in Absatz 6 sind Folgeänderungen zum Turnuswechsel.

#### **Zu Nummer 9 (§ 15b)**

Mit dem neuen § 15b wird die Pflicht zur Erstellung eines Umsetzungsberichts für die Fernleitungsnetzbetreiber eingeführt.

Mit dem Umsetzungsbericht der Fernleitungsnetzbetreiber soll im Wesentlichen die Umsetzungsberichterstattung aus den Netzentwicklungsplänen (§ 15a Absatz 2 Satz 5 und 6 EnWG) fortgeschrieben werden. Gegenstand des Berichts sind alle laufenden Umsetzungsvorhaben aus dem letzten Netzentwicklungsplan, insbesondere die Vorhaben, die für die nächsten drei Jahre nach dem Umsetzungsbericht ausgewiesen sind, der tatsächliche Planungsstand sowie bei Verzögerungen die Gründe hierfür. Es sind keine neuen Bedarfsberechnungen durchzuführen.

Im Zusammenspiel mit dem Netzentwicklungsplan gibt der Umsetzungsbericht die Möglichkeit, jährlich den Umsetzungsstand der notwendigen Projekte im Gasbereich zu verfolgen und zu prüfen, welches die Ursachen für eine Verzögerung in der Umsetzung sind. Damit dient der Umsetzungsbericht der Umsetzung der europarechtlichen Anforderungen an die jährliche Feststellung des Marktverschlusses durch vertikal integrierte Transportnetzbetreiber gemäß Artikel 22 der Richtlinie 2009/73/EG.

Die Fernleitungsnetzbetreiber erstellen ebenfalls gemeinsam ihren Umsetzungsbericht. Erstmals muss der Umsetzungsbericht der Fernleitungsnetzbetreiber zum 1. April 2017 der Bundesnetzagentur vorgelegt werden.

Die Bundesnetzagentur prüft und veröffentlicht die Umsetzungsberichte und gibt allen tatsächlichen und potentiellen Netznutzern Gelegenheit zur Äußerung. Das Ergebnis der Äußerungen kann in Vorgaben zum nächsten Netzentwicklungsplan oder in andere Regulierungsverfahren einfließen.

#### **Zu Nummer 10 (§ 17a)**

Mit der Änderung von § 17a Absatz 1 Satz 1 wird auch der Prozess zur Erstellung des Bundesfachplans Offshore auf einen Zwei-Jahres-Rhythmus umgestellt. Dieser ist eng mit dem Offshore-Netzentwicklungsplan verzahnt, da mit dem Bundesfachplan Offshore die räumliche Planung der Offshore-Leitungen vorgenommen wird. Zudem wird in Nummer 1 der Verweis auf das EEG redaktionell an das geltende EEG 2014 angepasst.

Die Änderungen in § 17a Absatz 4 sind Folgeänderungen zum Turnuswechsel. Sollten sich keine Änderungen aus dem Bundesfachplan Offshore und dem Umweltbericht ergeben, kann einmal auf den vollständigen Prozess verzichtet werden. Es ist gewährleistet, dass immer festgestellt wird, ob es gravierende Änderungen für den Netzentwicklungsplan gibt und dann auch ein transparentes und vollständiges Verfahren zur Bedarfsermittlung durchgeführt wird.

Die Änderung in § 17a Absatz 5 stellt klar, dass der Bundesfachplan Offshore in allen Planfeststellungs- und Genehmigungsverfahren von der Zulassungsbehörde verbindlich zu beachten ist.

#### **Zu Nummer 11 (§ 17b)**

Mit der Änderung des § 17b Absatz 1 wird einerseits ein zweijähriger Prozess zur Offshore-Netzentwicklungsplanung eingeführt, andererseits ein Gleichlauf des neuen Betrachtungszeitraums im Szenariorahmen nach § 12a Absatz 1 Satz 2 und 3 und dem Offshore-Netzentwicklungsplan hergestellt.

Über den Verweis in Absatz 3 auf § 12b Absatz 3 bis 5 sind die Regelungen über das Verfahren zum Netzentwicklungsplan entsprechend anzuwenden. Dies bedeutet insbesondere, dass für die Übertragungsnetzbetreiber sowohl die Frist zur Veröffentlichung des ersten Entwurfs des Offshore-Netzentwicklungsplans als auch die Frist von zehn Monaten seit Genehmigung des Szenariorahmens für die Vorlage des konsultierten und überarbeiteten Offshore-Netzentwicklungsplans bei der Bundesnetzagentur gilt.

#### **Zu Nummer 12 (§ 17c)**

Mit der Neufassung des § 17c werden zum einen redaktionelle Änderungen beim Verweis auf die Vorschriften des Netzentwicklungsplans nachvollzogen.

Zum anderen wird in Absatz 2 auch der Offshore-Umsetzungsbericht der Übertragungsnetzbetreiber geregelt.

Mit dem Offshore-Umsetzungsbericht der Übertragungsnetzbetreiber soll im Wesentlichen die Umsetzungsberichterstattung aus den Offshore-Netzentwicklungsplänen (§§ 17b und 17c Absatz 1 Satz 2 in Verbindung mit § 12b Absatz 1 Satz 3 Nummer 4 EnWG) fortgeschrieben werden. Gegenstand des Berichts sind alle laufenden Umsetzungsvorhaben aus dem letzten Offshore-Netzentwicklungsplan, insbesondere die Vorhaben, die für die nächsten drei Jahre nach dem Offshore-Umsetzungsbericht ausgewiesen sind, der tatsächliche Planungsstand so wie bei Verzögerungen die Gründe hierfür. Es sind keine neuen Bedarfsberechnungen durchzuführen.

Im Zusammenspiel mit dem Offshore-Netzentwicklungsplan gibt der Offshore-Umsetzungsbericht die Möglichkeit, jährlich den Umsetzungsstand der notwendigen Projekte im Offshore-Strombereich zu verfolgen und zu prüfen, welches die Ursachen für eine Verzögerung in der Umsetzung sind. Damit dient der Offshore-Umsetzungsbericht der Umsetzung der europarechtlichen Anforderungen an die jährliche Feststellung des Marktverschlusses durch vertikal integrierte Transportnetzbetreiber in Artikel 22 der Richtlinie 2009/72/EG.

Die Übertragungsnetzbetreiber erstellen gemeinsam ihren Umsetzungsbericht und legen diesen jeweils bis spätestens zum 30. September eines jeden geraden Kalenderjahres der Bundesnetzagentur vor. Dies ermöglicht den Übertragungsnetzbetreibern einen zeitlichen Gleichlauf zum BBPIG-Quartalsmonitoring. Erstmals muss der Offshore-Umsetzungsbericht im Jahr 2018 vorgelegt werden.

Die Bundesnetzagentur prüft und veröffentlicht den Offshore-Umsetzungsbericht und gibt allen tatsächlichen und potentiellen Netznutzern Gelegenheit zur Äußerung. Das Ergebnis der Äußerungen kann in Vorgaben zum nächsten Offshore-Netzentwicklungsplan oder in andere Regulierungsverfahren einfließen.

#### **Zu Nummer 13 (§17e)**

Mit der Änderung wird der Verweis auf das EEG redaktionell an das geltende EEG 2014 angepasst.

#### **Zu Nummer 14 (§ 21a)**

Redaktionelle Folgeänderung zur Änderung von § 43.

#### **Zu Nummer 15 (§ 43)**

Mit der Streichung in Satz 1 Nummer 3 wird der Verweis auf das EEG redaktionell an das geltende EEG 2014 angepasst.

Mit der Änderung des § 43 Satz 1 Nummer 5 wird die Vorschrift redaktionell an die hier unter Artikel 6 Nummer 1 vorgenommene Änderung des BBPIG angepasst. Bereits erfasst war die Plangfeststellungsfähigkeit von Gleichstrom-Hochspannungsleitungen nach § 2 Absatz 2 BBPIG. Erweitert wird die Regelung um diejenigen Vorhaben im Anwendungsbereich des BBPIG, die in der Zuständigkeit der Länder liegen und als Drehstrom-Erdkabel errichtet werden sollen. Die Änderung in Satz 2 stellt klar, dass sich das Plangfeststellungsverfahren für Vorhaben im Anwendungsbereich des NABEG nach den Vorschriften der §§ 18 ff. NABEG und nicht nach § 43 EnWG richtet.

#### **Zu Nummer 16 (§ 59)**

Mit der Änderung in § 59 Absatz 1 wird bei den Zuständigkeiten der Bundesnetzagentur ein Gleichlauf für die Netzentwicklungsplanung und die Umsetzungsberichte hergestellt.

#### **Zu Nummer 17 (§ 91)**

Für Amtshandlungen der Bundesnetzagentur im Zusammenhang mit den Umsetzungsberichten werden Gebühren erhoben, um die mit dem Verfahren verbundenen Kosten zu refinanzieren.

#### **Zu Nummer 18 (§ 118)**

Die Ergänzungen des § 118 um die Absätze 16 und 17 stellt klar, dass bis zur Durchführung der ersten Verfahren nach dem neuen Zwei-Jahres-Turnus das bisher geltende Recht fortgilt.

Dies bedeutet nach Absatz 16 für den Strombereich, dass die Übertragungsnetzbetreiber im Jahr 2015 ihre Entwürfe des jährlichen Netzentwicklungsplans und des Offshore-Netzentwicklungsplans für das Jahr 2015 der Bundesnetzagentur zur Bestätigung vorlegen. Ab dem Jahr 2016 gilt gemäß § 12a der neue Zwei-Jahres-Turnus.

Im Gasbereich legen die Fernleitungsnetzbetreiber nach Absatz 17 ihren Entwurf für den jährlichen Netzentwicklungsplan im Jahr 2015 auf Basis der bestehenden Regelung der Bundesnetzagentur vor. Im Jahr 2016 wird der Entwurf des Netzentwicklungsplans entsprechend den Vorgaben des geänderten § 15a Absatz 1 Satz 1 vorgelegt. Die Umstellung auf den Zwei-Jahres-Turnus hat hier somit noch keine sichtbare Wirkung. Nach § 15b legen die Fernleitungsnetzbetreiber im Jahr 2017 erstmals ihren Umsetzungsbericht vor. Außerdem wird im Jahr 2017 mit

der Erstellung des Szenariorahmens begonnen, der Basis für den Netzentwicklungsplan 2018 ist. Erstmals besteht damit zwischen den Netzentwicklungsplänen 2016 und 2018 der Zwei-Jahres-Rhythmus.

### **Zu Artikel 2 (Änderung der Verwaltungsgerichtsordnung)**

Mit der Neufassung von § 48 Absatz 1 Satz 1 Nummer 4 VwGO werden Änderungen in § 43 EnWG nachvollzogen. Die Bezugnahme auf § 43 EnWG führt dazu, dass im Falle künftiger Änderungen dieser Vorschrift Anpassungen von § 48 Absatz 1 Satz 1 Nummer 4 VwGO entbehrlich sind.

Die Neuregelung führt dazu, dass grundsätzlich die Oberverwaltungsgerichte erstinstanzlich für Planfeststellungsverfahren für die Errichtung, den Betrieb oder die Änderung von Hochspannungsleitungen zuständig sind, unabhängig davon, ob es sich um Freileitungen, Erd- oder Seekabel handelt. Gleichzeitig wird auf die technische Entwicklung, die inzwischen eine Verlegung von Kabeln mit höheren Nennspannungen als 110 Kilovolt zulässt, reagiert, was sich bereits in § 43 EnWG niedergeschlagen hat. Zudem erfasst die erstinstanzliche Zuständigkeit Planfeststellungsverfahren für Seekabelsysteme in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) nach § 2 Absatz 1 in Verbindung mit § 1 Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 der Seeanlagenverordnung. Da das Erfordernis der Planfeststellung nach der Seeanlagenverordnung sich regelmäßig auch auf Konverterplattformen auf See erstreckt, sind auch diese von der erstinstanzlichen Zuständigkeit der Oberverwaltungsgerichte erfasst.

Die bisherige Fassung von § 48 Absatz 1 Satz 1 Nummer 4 VwGO könnte bei wörtlichem Verständnis zu der Annahme führen, dass zwar Streitigkeiten über Planfeststellungsverfahren für Hochspannungsfreileitungen mit einer Nennspannung von 110 Kilovolt oder mehr in der Zuständigkeit der Oberverwaltungsgerichte liegen, für Erd- und Seekabel jedoch nur bei einer Nennspannung von genau 110 Kilovolt (so auch Spieler, NVwZ 2012, 1139, 1143). Eine solche Differenzierung zwischen Planfeststellungsverfahren für Hochspannungsfreileitungen einerseits und solchen für Erd- und Seekabel andererseits ist jedoch nicht sachgerecht, weshalb der Wortlaut des § 48 Absatz 1 Satz 1 Nummer 4 VwGO entsprechend angepasst wird.

Bisher war zudem nicht eindeutig, ob auch für den Netzbetrieb notwendige Anlagen, die gemäß dem neuen § 43 Satz 3 EnWG (entspricht § 43 Satz 2 EnWG bisheriger Fassung) in das Planfeststellungsverfahren für die Leitungen integriert und damit planfestgestellt werden können, auch von der erstinstanzlichen Zuständigkeit der Oberverwaltungsgerichte erfasst sind. Mit dem Verweis auf § 43 EnWG insgesamt wird auch klargestellt, dass die Oberverwaltungsgerichte für diese Streitigkeiten ebenfalls zuständig sind.

Ferner bleiben die Oberverwaltungsgerichte auch für Streitigkeiten erstinstanzlich zuständig, die Planfeststellungsverfahren für Gasversorgungsleitungen mit einem Durchmesser von mehr als 300 Millimetern betreffen.

Mit dem zweiten Halbsatz von Nummer 4 wird klargestellt, dass die erstinstanzliche Zuständigkeit des Bundesverwaltungsgerichts gemäß § 50 Absatz 1 Nummer 6 VwGO unberührt bleibt. Das Bundesverwaltungsgericht ist im Bereich des Energieleitungsausbaus erst- und letztinstanzlich für Planfeststellungsverfahren und Plangenehmigungsverfahren in Bezug auf Vorhaben nach dem EnLAG und dem BBPlG zuständig.

### **Zu Artikel 3 (Änderung der Anreizregulierungsverordnung)**

#### **Zu Nummer 1 (§ 11)**

Folgeänderungen zu den Änderungen von § 43 EnWG, § 2 EnLAG und § 2 Absatz 3 BBPlG.

#### **Zu Nummer 2 (§ 23)**

Redaktionelle Folgeänderung zur Änderung von § 43 EnWG.

### **Zu Artikel 4 (Änderung des Energieleitungsausbaugesetzes)**

#### **Zu Nummer 1 (§ 2)**

Der § 2 Absatz 1 Satz 1 EnLAG wird – neben den dort bereits genannten vier Pilotvorhaben – um zwei weitere Pilotvorhaben, die in technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten als Erdkabel ausgeführt werden können, erweitert. Dies betrifft zum einen die Rheinquerung im Abschnitt Wesel – Uffort der Leitung Niederrhein – Uffort – Osterath (Nummer 5), zum anderen die Einführungen in die Umspannanlage Lüstringen der Leitung Wehrendorf – Gütersloh (Nummer 6). Dadurch sollen die Möglichkeiten zur technischen Erprobung des Einsatzes von Erdkabeln auf der Höchstspannungsebene im Übertragungsnetz ausgeweitet werden. Diese Vorhaben wurden

ausgewählt, weil sie sich aufgrund ihrer technischen Herausforderungen für die Überprüfung unterirdischer Leitungssysteme besonders anbieten. So stellen sich in bestimmten Abschnitten des einen Vorhabens Fragen bei der komplexen Kreuzung einer großen Wasserstraße, bei dem anderen Vorhaben mit Blick auf die Ein- und Ausführung von Höchstspannungsleitungen in Umspannanlagen in dicht besiedelten Bereichen. Den einschlägigen Teilabschnitt zur Einführung in die Umspannanlage Lüstringen legt die für das Vorhaben insoweit zuständige Planfeststellungsbehörde fest. Im Rahmen beider Vorhaben soll die teilweise Verwendung von Erdkabeln anstelle einer Freileitung unter Berücksichtigung der in § 2 Absatz 2 Satz 1 EnLAG neu geregelten Kriterien geprüft und gegebenenfalls dann auch dort erprobt werden können.

Die in § 2 Absatz 1 Satz 2 EnLAG (und ebenso in dem durch Artikel 6 Nummer 1 Buchstabe b neu eingefügten § 2 Absatz 3 Satz 2 BBPlG) enthaltene Erweiterung des Erdkabelbegriffs ermöglicht es, im Rahmen der vorgesehenen Pilotvorhaben für Teilerdverkabelung auch Erfahrungen hinsichtlich anderer technischer Lösungen zur unterirdischen Verlegung von Höchstspannungsleitungen zu sammeln. Solche technischen Lösungen könnten sich als vorteilhaft oder sogar notwendig erweisen, falls sonstige Erdkabeltechnik aus technischen oder planerischen Gründen nicht in Betracht kommt, zum Beispiel bei der komplexen Kreuzung einer großen Wasserstraße nach § 2 Absatz 2 Satz 1 Nummer 5 EnLAG oder der Einführung von Höchstspannungsleitungen in Umspannanlagen in dicht besiedelten Bereichen. Neben den sonst üblichen Erdkabeln kommen daher insbesondere Kabeltunnel, Kabelbauwerke wie Düker oder gasisolierte Rohrleiter (GIL) in Betracht.

Durch die Änderungen zu § 2 Absatz 2 Satz 1 EnLAG wird der Kriterienkatalog für eine Erdverkabelung auf technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten maßgeblich erweitert.

Die Erfahrungen bei der Planung neuer Trassen haben gezeigt, dass die Option einer (Teil-)Erdverkabelungsmöglichkeit zahlreiche potenzielle Konflikte mindern oder ausräumen kann. Dies betrifft unter anderem die Querung oder Annäherung von/an Wohnbebauung, Konflikte mit naturschutzfachlichen Belangen oder die Querung von großen Wasserstraßen.

Neben dem bislang geltenden Kriterium der Siedlungsannäherung (Abstand von weniger als 400 Metern zu Wohngebäuden im Geltungsbereich eines Bebauungsplans oder im unbeplanten Innenbereich beziehungsweise in einem Abstand von weniger als 200 Metern im Außenbereich im Sinne des § 35 des Baugesetzbuches) ist die Verlegung von Erdkabeln daher nun auch wegen naturschutzrechtlicher Belange (Nummern 3 und 4) sowie zur Querung von großen Wasserstraßen (Nummer 5) möglich. Diese Kriterien orientieren sich an den bisher in der praktischen Planung aufgetretenen Problemfällen.

Die neuen Nummern 3 und 4 ermöglichen eine Erdverkabelung als Alternative für die Fälle, in denen eine Freileitung gegen bestimmte naturschutzrechtliche Aspekte verstoßen würde. Für den Arten- und Gebietsschutz enthält das Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG) in § 44 Absatz 1 in Verbindung mit Absatz 5 und § 34 Absatz 2 Verbote, die einer Verwirklichung eines Vorhabens in Freileitungsbauweise entgegenstehen können. Bei einem Verstoß gegen diese Verbote stellt sich im Rahmen der dann erforderlichen weiteren arten- beziehungsweise gebietsschutzrechtlichen Prüfung unter anderem die Frage, ob zumutbare Alternativen gegeben sind. Die Neuregelung ermöglicht eine Erdverkabelung als technische Ausführungsalternative, sofern es sich hierbei um eine zumutbare Alternative im Sinne des § 45 Absatz 7 beziehungsweise § 34 Absatz 3 Nummer 2 BNatSchG handelt.

Die neue Nummer 5 ermöglicht eine Teilerdverkabelung, sofern die Leitung eine Bundeswasserstraße im Sinne von § 1 Absatz 1 Nummer 1 des Bundeswasserstraßengesetzes queren soll. Dabei sollen allerdings nur Bundeswasserstraßen in Betracht kommen, deren zu querende Breite 300 Meter oder mehr beträgt, wobei insbesondere bundeseigene Ufergrundstücke nach § 1 Absatz 4 des Bundeswasserstraßengesetzes bei der Berechnung der Breite unberücksichtigt bleiben. Dazu zählen beispielsweise die Elbe und der Rhein. Bei einer solchen Breite wird die bei Freileitungen übliche Spannfeldlänge überschritten und eine technische Sonderlösung erforderlich. Zudem kann eine Verkabelung sich insbesondere mit Blick auf den Schiffsverkehr als konfliktmindernd erweisen.

Die Ergänzung in § 2 Absatz 2 Satz 2 EnLAG dient der Klarstellung. Bei grammtisch-systematischer Betrachtung der bisherigen Regelung erscheint die Möglichkeit, eine Leitung als Erdkabel auszuführen, nur dann gegeben, wenn die in § 2 Absatz 2 Satz 1 EnLAG genannten Kriterien – einzeln oder kumulativ – auf dem gesamten technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt vorliegen. Die Gesetzesbegründung zu § 2 Absatz 2 EnLAG ging demgegenüber davon aus, dass ein solcher Teilabschnitt eine Länge von mindestens drei Kilometern aufweisen müsse, um ein ständiges Abwechseln von Erdverkabelung und Freileitungsbauweise zu vermeiden (Bundestagsdrucksache 16/10491, S. 16 f.). Später hat der Gesetzgeber weiter ausgeführt, dass ein Teilabschnitt dann als technisch und wirtschaftlich effizient gilt, wenn er mindestens eine Länge von drei Kilometern aufweist, und zwar unabhängig von der Länge der Strecke, auf der die Kriterien auf diesem Streckenabschnitt unterschritten werden

(Bundestagsdrucksache 17/4559, S. 6). Mit der nunmehr in § 2 Absatz 2 Satz 2 EnLAG eingefügten Ergänzung wird daher klargestellt, dass die Kriterien nicht auf dem gesamten technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt vorliegen müssen. Dies gilt beispielsweise für die Fortführung eines Erdkabels bei einer Querung einer großen Bundeswasserstraße.

Nach § 2 Absatz 2 Satz 3 EnLAG kann die für die Zulassung des Vorhabens zuständige Behörde weiterhin im Falle des Absatzes 1 Nummer 4 im Naturpark Thüringer Wald im Sinne der Verordnung über den Naturpark Thüringer Wald vom 27. Juni 2001 (GVBl. für den Freistaat Thüringen, S. 300), die zuletzt durch Verordnung vom 30. November 2010 (GVBl. für den Freistaat Thüringen, S. 540) geändert worden ist, bei der Querung des Rennsteigs eine Höchstspannungsleitung auf einem technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt als Erdkabel errichten und betreiben oder ändern.

Mit § 2 Absatz 2 Satz 4 EnLAG wird die Möglichkeit geschaffen, auf Antrag des Vorhabenträgers einen mindestens 10 km und höchstens 20 km langen Teilabschnitt des Abschnitts Wahle – Lamspringe der Leitung Wahle – Mecklar als Pilotvorhaben zur Erprobung der 380-Kilovolt-Erdverkabelung über längere Strecken zu errichten. Zwar ist die Leitung in § 2 Absatz 1 Nummer 3 EnLAG alter Fassung bereits als Pilotvorhaben zur (Teil-)Erdverkabelung ausgewiesen. Für den bis zu 20 km langen Teilabschnitt müssen jedoch die Kriterien nach § 2 Absatz 2 EnLAG nicht erfüllt sein.

Dieses Pilotvorhaben soll es ermöglichen, auf längeren ununterbrochenen Teilabschnitten Erfahrungen mit der Erdverkabelung an zentralen Stellen im 380-Kilovolt-Verbundnetz zu sammeln. Mit steigender Länge des Erdkabelabschnitts ergeben sich bezüglich der baulichen Umsetzung erhöhte Herausforderungen. Zudem müssen bestimmte technische Parameter erneut bewertet werden beziehungsweise gewinnen diese an Aussagekraft auf Basis statistischer Auswertungen. Hierzu gehören insbesondere das dynamische Verhalten im Betrieb, die Systemverfügbarkeit bei erhöhter Ausfallwahrscheinlichkeit und Ausfalldauer aufgrund zusätzlicher Komponenten (insbesondere Muffen, Endverschlüsse, gegebenenfalls Kompensationsanlagen), die Funktionsfähigkeit der Schutztechnik sowie Herausforderungen bei der technischen Inbetriebnahmeprüfung.

Die bisherigen Planungen zu diesem EnLAG-Vorhaben sehen bislang einen sehr viel niedrigeren Verkabelungsanteil vor als andere Erdkabel-Pilotprojekte aus dem EnLAG. Insbesondere für den im Planungsprozess weit fortgeschrittenen ersten Teilabschnitt zwischen Wahle und Lamspringe sind noch keine Teststrecken für die Erdverkabelung vorgesehen. Die Neuregelung trägt dazu bei, das Ziel des Gesetzgebers zu erreichen, durch die Erdkabel-Pilotprojekte möglichst zeitnah umfassende Erfahrungen mit dem Einsatz von Erdkabeln auf Höchstspannungsebene zu generieren.

Die Regelung des § 2 Absatz 3 EnLAG ermöglicht für die in Absatz 1 genannten Pilotvorhaben die Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens für die Teilverkabelung.

Die in § 2 Absatz 4 EnLAG enthaltene Übergangsregelung stellt klar, dass für vor dem Inkrafttreten des Gesetzes zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus beantragte Planfeststellungsverfahren grundsätzlich das alte Recht (und somit insbesondere nur die Kriterien der Siedlungsannäherung) anzuwenden ist. Dadurch soll eine Gefährdung laufender Projekte vermieden werden. Dem Vorhabenträger steht es jedoch frei, auch in laufenden Planfeststellungsverfahren die Geltung der neuen Kriterien, neue technische Lösungen wie Kabeltunnel und GIL sowie eine Teilerdverkabelung für die neuen Pilotvorhaben zu beantragen, wenn dies zur Lösung einschlägiger Konflikte sachgerecht erscheint.

§ 2 Absatz 5 EnLAG ist eine redaktionelle Folgeänderung zur Einfügung eines neuen Absatzes 4.

#### **Zu Nummer 2 (§ 3 Satz 1)**

Mit der Neufassung von § 3 Satz 1 EnLAG wird ein zeitlicher Gleichlauf der Berichtspflicht zum EnLAG mit den Beratungen zum Bundesbedarfsplan erzeugt. Daher wird der das quartalsweise EnLAG-Monitoring der Bundesnetzagentur ergänzende Bericht erstmals zum 1. Oktober 2016 vorgelegt. Anschließend wird der Vorlagezyklus von drei Jahren auf zwei Jahre verkürzt, um so besser den Bedarf und die Erfahrungen mit dem Einsatz von Erdkabeln reflektieren zu können.

Zudem werden die Bezeichnungen der zuständigen Bundesministerien redaktionell als Folge des Organisationserlasses der Bundeskanzlerin vom 17. Dezember 2013 (BGBl. I S. 4310) angepasst.

**Zu Artikel 5 (Änderung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz)****Zu Nummer 1 (§ 11)**

Das NABEG verbindet die Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren mit einer umfassenden Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung.

Während durch den vorgelagerten Bundesbedarfsplan nach § 12e Absatz 4 EnWG für die darin enthaltenen Vorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf verbindlich festgestellt werden, bestimmt die Entscheidung über die Bundesfachplanung gemäß § 12 Absatz 2 NABEG verbindlich den Verlauf sowie die Raum- und Umweltverträglichkeit der Trassenkorridore. Nach § 17 Satz 1 NABEG werden die so bestimmten Trassenkorridore zudem nachrichtlich in den Bundesnetzplan aufgenommen.

Die Entscheidung über die Bundesfachplanung ist nach § 15 Absatz 1 NABEG für das Planfeststellungsverfahren verbindlich, was dieses erheblich entlastet. Eine Abweichung vom Trassenkorridor im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens ist nicht möglich. Die für die Trassenkorridore vorzusehenden Breiten belassen grundsätzlich ausreichend Spielraum für das Planfeststellungsverfahren.

Bisher gab es keine Möglichkeit, einen durch die Bundesfachplanung bestimmten Trassenkorridor im vereinfachten Verfahren abzuändern, selbst wenn sich im Planfeststellungsverfahren aufgrund nachträglicher Erkenntnisse im Einzelfall ausnahmsweise herausstellt, dass eine geringfügige Änderung eines Trassenkorridors erforderlich ist, um ein Vorhaben zu verwirklichen. Dies könnte etwa dann der Fall sein, wenn sich nachträglich herausstellt, dass in dem Trassenkorridor, in dem die Trasse einer Stromleitung verlaufen soll, unüberwindbare Raumwiderstände bestehen. In einem solchen Fall wäre bislang erneut ein Bundesfachplanungsverfahren im Regelverfahren durchzuführen. Dies würde jedoch dem Ziel einer Beschleunigung des Netzausbaus zuwiderlaufen.

Nach der bisherigen Formulierung des § 11 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 bis 3 NABEG war eine geringfügige Änderung des Trassenkorridors im vereinfachten Bundesfachplanungsverfahren nicht vorgesehen. Auch ein Verfahren nach Nummer 3 kann nur durchgeführt werden, wenn die Ausbaumaßnahme innerhalb eines bestehenden Trassenkorridors verlaufen soll, der bereits in einem Raumordnungsplan nach § 3 Absatz 1 Nummer 7 des Raumordnungsgesetzes oder im Bundesnetzplan ausgewiesen ist. Das Verfahren nach Nummer 3 ist hingegen nicht geeignet, den Verlauf des Trassenkorridors selbst geringfügig abzuändern.

Die Neuregelung in § 11 Absatz 1 Satz 1 Nummer 4 NABEG räumt nun diese Möglichkeit ein. Mit diesem Verfahren kann das Bundesfachplanungsverfahren (insbesondere für einzelne Trassenabschnitte nach § 11 Absatz 1 Satz 2 NABEG) punktuell wieder aufgegriffen werden, um eine geringfügige Änderung des Trassenkorridors selbst zu erreichen. Voraussetzung ist zum einen, dass die geringfügige Änderung für die Verwirklichung des Vorhabens erforderlich ist. Damit ist zugleich klar, dass die Trasse einer Stromleitung weiterhin soweit wie möglich innerhalb des bereits bestimmten Trassenkorridors verlaufen muss. Zum anderen kann das vereinfachte Verfahren – wie die anderen vereinfachten Verfahren auch – nur durchgeführt werden, soweit keine Pflicht zur Durchführung einer Strategischen Umweltprüfung nach § 14d Satz 1 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) besteht. Dies bedeutet, dass im Rahmen einer Vorprüfung nach § 14b Absatz 4 UVPG zu untersuchen ist, ob die geringfügige Änderung des Trassenkorridors voraussichtlich erhebliche Umweltauswirkungen haben wird. Sofern dies der Fall ist, ist die Bundesfachplanung im Regelverfahren durchzuführen.

Der in diesem Verfahren abgeänderte Trassenkorridor wird wie im Regelverfahren auch nachrichtlich in den Bundesnetzplan aufgenommen und ist für die Planfeststellung verbindlich. Damit wird das bisherige zweistufige System des NABEG aus verbindlicher Bundesfachplanung und darauf aufbauendem Planfeststellungsverfahren beibehalten.

Da mit dem Wiederaufgreifen der Bundesfachplanung ein – wenngleich vereinfachtes – Bundesfachplanungsverfahren durchgeführt wird, erfolgt die Einleitung des Verfahrens gemäß § 6 Absatz 1 Satz 1 NABEG durch einen Antrag des Vorhabenträgers.

Das Planfeststellungsverfahren und das Bundesfachplanungsverfahren zur Änderung eines Trassenkorridors können parallel geführt werden.

**Zu Nummer 2 (§ 12)**

Redaktionelle Folgeänderung aufgrund der Neuregelung in § 11 Absatz 1 Satz 1 Nummer 4 NABEG. Eine Einbeziehung von § 11 Absatz 1 Satz 1 Nummer 4 NABEG in die Ausnahmevorschrift zum Inhalt der Entscheidung

nach § 12 Absatz 2 NABEG unterbleibt, da auch eine geringfügige Änderung eines Trassenkorridors aufzunehmen ist. Anders als bei der Durchführung eines vereinfachten Verfahrens nach § 11 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 bis 3 NABEG erfolgt hier die Bundesfachplanung nicht in oder unmittelbar neben einer bestehenden Trasse im Sinne des § 11 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 oder 2 NABEG und auch nicht innerhalb eines Trassenkorridors im Sinne des § 11 Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 NABEG, sondern führt zu einer geringfügigen Änderung eines Trassenkorridors, die dokumentiert werden muss.

#### **Zu Nummer 3 (§ 15)**

Redaktionelle Folgeänderung aufgrund der Überführung der Regelung des § 43e Absatz 4 EnWG in § 75 Absatz 1a des Verwaltungsverfahrensgesetzes des Bundes (VwVfG) durch das Gesetz zur Verbesserung der Öffentlichkeitsbeteiligung und Vereinheitlichung von Planfeststellungsverfahren vom 31. Mai 2013 (BGBl. I S. 1388), das durch Artikel 1b des Gesetzes vom 24. Mai 2014 (BGBl. I S. 538) geändert worden ist.

#### **Zu Artikel 6 (Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes)**

##### **Zu Nummer 1 (§ 2)**

Mit Blick auf eine größere Flexibilität bei der Planung und Realisierung von Netzausbauvorhaben und eine Steigerung der Akzeptanz für Ausbaumaßnahmen hat der Gesetzgeber im Rahmen der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Jahr 2014 (EEG 2014) bereits die nach den Kriterien des EnLAG bestehende Möglichkeit der Teilverkabelung auf alle im Rahmen des Bundesbedarfsplans genannten Gleichstrom-Vorhaben erstreckt. Für diese Vorhaben sowie alle im Bundesbedarfsplan mit „C“ gekennzeichneten Vorhaben soll die Möglichkeit der Erdverkabelung auf technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten künftig anhand der nach § 2 Absatz 2 Satz 1 EnLAG erweiterten Kriterien geschaffen werden. Auch durch diese Erleichterung der Erdverkabelungsmöglichkeiten soll dazu beigetragen werden können, den Einsatz von Erdkabeln auf der Höchstspannungsebene im Übertragungsnetz an geeigneten Abschnitten technisch erproben zu können.

Dabei hat der Vorhabenträger gemäß § 2 Absatz 3 Satz 1 BBPlG ein Wahlrecht dahingehend, ob er das jeweilige Vorhaben auf einem technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt, der den Anforderungen nach § 2 Absatz 2 Satz 1 EnLAG entspricht, als Erdkabel errichten, betreiben oder ändern möchte. Der Vorhabenträger hat die Pflicht hierzu, wenn es die für die Zulassung des Vorhabens zuständige Behörde verlangt.

Der Erdkabelbegriff wird in § 2 Absatz 3 Satz 2 BBPlG ebenso wie in § 2 Absatz 1 Satz 2 EnLAG erweitert. Ebenso müssen die in § 2 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 bis 5 EnLAG genannten Kriterien (Siedlungsannäherung, Arten- und Gebietsschutz, Querung einer großen Bundeswasserstraße) – einzeln oder kumulativ – nicht auf der gesamten Länge des technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitts vorliegen. Dies wird durch den in § 2 Absatz 3 Satz 3 BBPlG enthaltenen Verweis auf § 2 Absatz 2 Satz 2 EnLAG klargestellt.

§ 2 Absatz 3 Satz 6 ordnet die entsprechende Anwendung von § 2 Absatz 5 EnLAG und damit den bundesweiten Ausgleichsmechanismus nach § 2 Absatz 5 EnLAG an. Für die mit „C“ gekennzeichneten Vorhaben nach dem BBPlG ist damit gemäß § 2 Absatz 3 Satz 6 in Verbindung mit § 2 Absatz 5 EnLAG, § 11 Absatz 2 Satz 1 Nummer 14 ARegV ein bundesweiter Ausgleich vorgesehen.

Ebenso wie in § 2 Absatz 4 EnLAG sieht der neue § 2 Absatz 3 Satz 7 und 8 BBPlG eine Übergangsregelung für vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes beantragte Planfeststellungsverfahren vor. Auch hier kann der Vorhabenträger jedoch beantragen, dass auf das laufende Planfeststellungsverfahren die Neuregelungen angewendet werden.

##### **Zu Nummer 2 (§ 3)**

Redaktionelle Folgeänderung zu Nummer 1.

##### **Zu Nummer 3 (Anlage)**

Redaktionelle Folgeänderungen zu Nummer 1 und Kennzeichnung weiterer Pilotvorhaben nach § 2 Absatz 3 Satz 1 BBPlG.

#### **Zu Artikel 7 (Inkrafttreten)**

Die Norm regelt das Inkrafttreten.

**Anlage 2****Stellungnahme des Nationalen Normenkontrollrates gem. § 6 Abs. 1 NKR-Gesetz:****Entwurf eines Gesetzes zur Änderung von Bestimmungen  
des Rechts des Energieleitungsbaus (NKR-Nr. 3170)**

Der Nationale Normenkontrollrat hat das oben genannte Regelungsvorhaben geprüft.

Zusammenfassung

Bürger Erfüllungsaufwand	Keine Auswirkungen
Wirtschaft Erfüllungsaufwand	Die Umstellung des bestehenden jährlichen auf einen zweijährigen Turnus zur Vorlage des Netzentwicklungsplans führt zu einer deutlichen Reduzierung des Erfüllungsaufwands. Die Entlastung wird jedoch durch die notwendige Berücksichtigung neuer Kriterien zur Erdverkabelung aufgewogen.
Verwaltung Erfüllungsaufwand	Die Umstellung des bestehenden jährlichen auf einen zweijährigen Turnus zur Vorlage des Netzentwicklungsplans führt zu einer deutlichen Reduzierung des Erfüllungsaufwands. Die Entlastung wird jedoch durch die notwendige Berücksichtigung neuer Kriterien zur Erdverkabelung aufgewogen.
Das Ressort hat die Auswirkungen des Regelungsvorhabens ausführlich und nachvollziehbar dargestellt. Der Nationale Normenkontrollrat macht im Rahmen seines gesetzlichen Auftrags keine Einwände gegen die Darstellungen der Gesetzesfolgen im vorliegenden Regelungsvorhaben geltend.	

Im Einzelnen

Mit dem vorliegenden Regelungsvorhaben werden Änderungen

- des Energiewirtschaftsgesetzes,
- der Verwaltungsgerichtsordnung,
- des Energieleitungsausbaugesetzes,
- des Bundesbedarfsplangesetzes,
- des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes und
- der Anreizregulierungsverordnung

vorgenommen. Im Vordergrund der Änderungen stehen zwei Regelungsschwerpunkte:

Zum einen sieht das Regelungsvorhaben eine Umstellung des bestehenden jährlichen Turnus zur Vorlage eines Netzentwicklungsplans durch die Übertragungsnetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber auf zwei Jahre vor. Ziel ist es, zeitliche Überschneidungen bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans und der Erarbeitung des Szenariorahmens für den darauffolgenden Netzentwicklungsplan zu vermeiden. In den Kalenderjahren in denen nunmehr kein Netzentwicklungsplan vorzulegen ist, haben die Übertragungs- und Fernleitungsbetreib-



ber einen Umsetzungsbericht vorzulegen. Dieser dient der Umsetzung europarechtlicher Anforderungen und ist im Wesentlichen eine Fortschreibung der Umsetzungsberichterstattung aus dem Netzentwicklungsplan.

Zum anderen dient das Regelungsvorhaben dazu, die Erdverkabelung auf technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten weiter zu erleichtern. Hierzu werden insbesondere die Kriterien, deren Erfüllung eine Voraussetzung für den Erdkabeleinsatz ist, erweitert und auch bei den vom Gesetzgeber hinsichtlich ihres grundsätzlichen Bedarfs als vordringlich festgestellten Vorhaben weitere Pilotstrecken für eine Erdverkabelung festgelegt. Eine Ergänzung der Kriterien ist erforderlich, damit Erdverkabelung z. B. zukünftig in den Fällen vorgesehen werden kann, in denen eine Freileitung gegen bestimmte Belange des Naturschutzes verstoßen würde.

#### Erfüllungsaufwand

Das Ressort hat die Auswirkungen des Regelungsvorhabens auf den Erfüllungsaufwand ausführlich dargestellt.

Danach führt die Streckung der Netzplanung auf einen Zwei-Jahres-Zeitraum bei Übertragungs- und Fernleitungsbetreibern sowie bei der Verwaltung (insbesondere Bundesnetzagentur) zu einer deutlichen Reduzierung des Erfüllungsaufwands.

Die Entlastung wird jedoch dadurch aufgewogen, dass Wirtschaft und Verwaltung bei der Bundesfachplanung und Planfeststellung bei den Pilotvorhaben zur Teilerdverkabelung bei notwendigen Abwägungen nunmehr auch neue Kriterien zu prüfen und ggf. zu berücksichtigen haben. Mehraufwand entsteht dabei insbesondere im Rahmen der Genehmigungsverfahren bei der Alternativenplanung.

Eine seriöse quantitative Abschätzung be- und entlastender Wirkungen war dem Ressort auch nach umfänglicher Nachfrage bei den Beteiligten nicht möglich. Das Ressort hat jedoch ausführlich begründet, weshalb das Regelungsvorhaben für Wirtschaft und Verwaltung im Wesentlichen aufwandsneutral ist.

Der Nationale Normenkontrollrat macht daher im Rahmen seines gesetzlichen Auftrags keine Einwände gegen die Darstellungen der Gesetzesfolgen im vorliegenden Regelungsvorhaben geltend.

Dr. Ludewig  
Vorsitzender

Schleyer  
Berichtersteller





