1 Einleitung

1.1 Allgemeines

Die (teilweise) Erdverkabelung von Höchstspannungsleitungen soll einen Beitrag zur Beschleunigung des Ausbaus des Höchstspannungsnetzes leisten. Unter diesem Aspekt sind die gesetzlichen Rahmenbedingungen einer näheren Betrachtung zu unterziehen. Neben der Erdverkabelung nehmen aber auch andere Faktoren entscheidend Einfluss auf Beschleunigung oder Verzögerung der Planungs- und Genehmigungsverfahren. Verschiedene Elemente dieser Verfahren werden daher im Folgenden hinsichtlich der Verfahrensdauer in den Blick genommen. Eine große Rolle spielen dabei neben einer bloßen Optimierung des Verfahrensablaufs die Möglichkeiten zur Steigerung der öffentlichen Akzeptanz. Denn ihr Fehlen stellt eine wesentliche Realisierungsbarriere für Leitungsausbauvorhaben dar.

Arbeitsgrundlagen der Arbeitsgruppe Recht waren zunächst Literatur und Rechtsprechung zu den einschlägigen Rechtsvorschriften. Daneben wurden Gespräche mit Vertretern von drei Übertragungsnetzbetreibern, fünf Planungsbehörden, drei Genehmigungsbehörden sowie der Bundesnetzagentur zu den Erfahrungen bei abgeschlossenen oder laufenden Netzausbauvorhaben geführt. Verfahrensübersichten zu einigen wichtigen Netzausbauvorhaben auf Höchstspannungsebene finden sich als Anhang 6 zu diesem Berichtsteil. Berücksichtigt wurden außerdem sonstige verfügbare Informationen zur Verwaltungspraxis wie etwa Positionspapiere. Einbezogen wurden auch Erfahrungen mit dem Netzausbau in der Schweiz und Österreich.

Stand der Bearbeitung ist der 18.10.2011. In Absprache mit dem Auftraggeber wird die Untersuchung des Landesrechts im Regelfall auf die Bundesländer Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Hessen und Baden-Württemberg beschränkt. Thüringen wird infolge des den Naturpark Thüringer Wald querenden EnLAG-Pilotvorhabens, das auf eine Erprobung der Teilverkabelung unter den besonderen geographischen Bedingungen einer Mittelgebirgslandschaft abzielt, teilweise zusätzlich in den Blick genommen. Die Betrachtung von HGÜ-Leitungen beschränkt sich auf die Erdverkabelung, d.h. HGÜ-Freileitungen sind nicht Gegenstand der Untersuchung.

1.2 Inhalt und Gang der Darstellung

Im Rahmen der vorliegenden Studie erstellte Übersichten zum Verfahrensablauf von Netzausbauvorhaben auf Höchstspannungsebene zeigen, dass eine Verfahrensdauer von 10 Jahren und mehr teilweise (z.B. für die Leitung Ganderkesee – St. Hülfe, vgl. Anhang 6 Tabelle 3) bislang nicht ausgeschlossen war, selbst wenn Vorbereitungszeiten vor den ersten förmlichen Verfahrenshandlungen außer Be-

Dieses Werk ist copyrightgeschützt und darf in keiner Form vervielfältigt werden noch an Dritte weitergegeben werden.
Es gilt nur für den persönlichen Gebrauch.

tracht bleiben. Bei einzelnen Verfahren aus den Jahren 2006 (Thüringer Strombrücke, Altenfeld – Redwitz, bayerischer Abschnitt, vgl. Anhang 6 Tabelle 4) bzw. 2007 (Leitung Wahle – Mecklar, hessischer und niedersächsischer Abschnitt, vgl. Anhang 6 Tabellen 9 und 10) ist das Planfeststellungsverfahren bislang noch nicht eröffnet. Andere Verfahren konnten hingegen in deutlich kürzerer Zeit abgeschlossen werden (Thüringer Strombrücke, Bad Lauchstädt – Vieselbach, sachsen-anhaltischer / thüringischer Abschnitt, vgl. Anhang 6 Tabelle 6; Windsammelschiene, mecklenburg-vorpommerscher Abschnitt, vgl. Anhang 6 Tabelle 11).

In rechtlicher Hinsicht werden vor allem den Planungs- und Genehmigungsverfahren für Höchstspannungsleitungen erhebliche Verzögerungswirkungen zugeschrieben (vgl. EnLAG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 14; EUROPÄISCHE KOMMISSION (2007), Ziff. 3.3; SCHIRMER (2010), S. 1349; HERMANNS / AUSTERMANN (2010), S. 175). Der Rechtsrahmen stellt sich in der Tat als sehr komplex und das Zusammenspiel der einzelnen Regelungen und Verfahren als nicht vollständig abgestimmt dar. Hier ist daher Beschleunigungspotenzial zu erwarten. Untersucht werden sowohl der generelle Rechtsrahmen für den Ausbau der Höchstspannungsnetze als auch die speziellen Fragen von Drehstrom- oder HGÜ-Erdleitungen.

Der geltende Rechtsrahmen lässt sich in vier Regelungsebenen strukturieren:

- Ermittlung des Netzausbaubedarfs
- Festlegung von Trassenkorridoren (in der Regel durch Raumordnungsverfahren, zukünftig auch Bundesfachplanung)
- Zulassung der Leitungsbauvorhaben, insbesondere des konkreten Leitungsverlaufs (in der Regel durch Planfeststellungsverfahren)
- Kostenanerkennung in der Anreizregulierung (in der Regel durch Genehmigung von Investitionsbudgets).

Die folgenden Ausführungen befassen sich zunächst mit der Struktur des bis August 2011 geltenden Rechtsrahmens und den Änderungen hieran durch das Energiepaket 2011. In den folgenden Teilen werden die angesprochenen vier Ebenen im Einzelnen näher untersucht, um etwaigen Änderungsbedarf zu identifizieren.

Terminologisch wird in der vorliegenden Studie als Trassenkorridor ein Gebietsstreifen bezeichnet, innerhalb dessen die Trasse einer Stromleitung verlaufen soll (Raumordnung) bzw. muss (Bundesfachplanung, vgl. auch § 3 Abs. 1 NABEG). Als Trasse wird demgegenüber vorliegend der genaue räumliche Verlauf der Stromleitung bezeichnet. Der Trassenkorridor ist dabei in aller Regel deutlich breiter als der Raum, der für die Stromleitung einschließlich des Schutzstreifens benötigt wird. Allerdings werden die Begriffe "Trassenkorridor" und "Trasse" in Gesetzgebung und Literatur nicht einheitlich gebraucht. So spricht § 15 Abs. 1 S. 3 ROG etwa von

Dieses Werk ist copyrightgeschützt und darf in keiner Form vervielfältigt werden noch an Dritte weitergegeben werden.
Es gilt nur für den persönlichen Gebrauch.

"Trassenalternativen", obwohl Gegenstand der Prüfung in der Raumordnung regelmäßig nur Trassenkorridore sind, nicht aber die konkrete Trasse (im hier verwendeten Sinne). Ähnliches gilt für die Festlegung der "Trassen für die Anbindungsleitungen" von Offshore-Anlagen nach § 17 Abs. 2a S. 4 EnWG in einem Offshore-Netzplan.

2 Struktur des Rechtsrahmens

Bevor Verbesserungen im Detail erörtert werden, soll auf die generelle Eignung des Rechtsrahmens zur erfolgreichen und zügigen Bewältigung des Netzausbaus auf Höchstspannungsebene eingegangen werden. Hierzu wird zunächst die Struktur des bis August 2011 geltenden Rechtsrahmens dargestellt, der der Studie im Wesentlichen zugrunde lag. Ergänzend wird auf die Neuerungen durch das Energiepaket 2011 eingegangen. Im Anschluss wird geprüft, inwieweit genereller Änderungsbedarf erkennbar ist.

2.1 Rechtsrahmen bis zum Energiepaket 2011

In diesem Kapitel wird zunächst der Rechtsrahmen, wie er bis zum Inkrafttreten des Energiepakets 2011 galt, in seinen Grundzügen dargestellt, um strukturellen Änderungsbedarf erörtern zu können. Eine Detaildiskussion einzelner Regelungen und Verfahren erfolgt in den Folgekapiteln des rechtlichen Berichtsteils. Es lassen sich strukturell vier Regelungsebenen unterscheiden:

1. Ermittlung des Netzausbaubedarfs
2. Festlegung von Trassenkorridoren (in der Regel durch Raumordnungsverfahren, zukünftig auch Bundesfachplanung)
3. Zulassung der Leitungsbauvorhaben, insbesondere des konkreten Leitungsverlaufs (in der Regel durch Planfeststellungsverfahren)
4. Kostenanerkennung in der Anreizregulierung (in der Regel durch Genehmigung von Investitionsbudgets).

2.1.1 Bedarfsplanung

Die erste Regelungsebene befasst sich mit der Ermittlung des Netzausbaubedarfs für Höchstspannungsnetze. Die Regelungszuständigkeit wird inzwischen weitgehend von der EU oder dem Bund ausgeübt. Regelungen werden häufig unmittelbar auf gesetzlicher Ebene getroffen.

Dieses Werk ist copyrightgeschützt und darf in keiner Form vervielfältigt werden noch an Dritte weitergegeben werden.
Es gilt nur für den persönlichen Gebrauch.

2.1.1.1 Transeuropäische Netze

Relevant sind zum einen die Vorschriften zum Auf- und Ausbau transeuropäischer Netze im Bereich der Energieinfrastruktur (TEN-E) nach Art. 170 ff. des Vertrages über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV). TEN-E-Projekte müssen im gemeinsamen europäischen Interesse liegen, was einen energiewirtschaftlichen Bedarf für den Leitungsbau impliziert. Eine Liste der TEN-E-Projekte findet sich derzeit in der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG (sog. TEN-E-Leitlinien). Die Aufnahme von Vorhaben, die das Hoheitsgebiet eines Mitgliedstaats betreffen, in die TEN-E-Leitlinien bedarf der Billigung des betroffenen Mitgliedstaats, Art. 172 Abs. 2 AEUV. TEN-E-Projekte können von einer finanziellen Förderung durch die EU profitieren.

Die Bedarfsfeststellung durch die TEN-E-Leitlinien wirkt auch gegenüber den Mitgliedstaaten. Diese müssen gemäß Art. 6 Abs. 5 der TEN-E-Leitlinien alle von ihnen für erforderlich angesehenen Maßnahmen treffen, um die Verwirklichung der Vorhaben zu erleichtern und zu beschleunigen und um Verzögerungen so gering wie möglich zu halten. Insbesondere müssen die erforderlichen Genehmigungsverfahren rasch abgeschlossen werden. Dementsprechend sieht etwa der Leitfaden der Bundesnetzagentur zu Investitionsbudgets nach § 23 ARegV die Erforderlichkeit des Vorhabens als gegeben an, wenn es in den TEN-E-Leitlinien aufgeführt ist (BNETZA (2010), Ziff. 4.2).

Die TEN-E-Vorhaben sind eingeteilt in drei Kategorien: Vorhaben von gemeinsamem Interesse, vorrangige Vorhaben und Vorhaben von europäischem Interesse. Vorhaben von gemeinsamem Interesse haben den Zielen und Prioritäten der Leitlinien zu entsprechen und potentiell wirtschaftlich tragfähig zu sein. Aufgeführt sind die Vorhaben von gemeinsamem Interesse in Anhang III der TEN-E-Leitlinien. Hierzu gehören auch die in Art. 7 TEN-E-Leitlinien definierten vorrangigen Vorhaben und die in Art. 8 TEN-E-Leitlinien definierten Vorhaben von europäischem Interesse, die zusätzlich jeweils in Anhang I aufgeführt sind und bei der Mittelvergabe bevorzugt werden. Vorrangige Vorhaben haben wesentliche Auswirkungen auf das effektive Funktionieren des Binnenmarktes, auf die Versorgungssicherheit oder auf die Erschließung erneuerbarer Energiequellen. Die prioritären Vorhaben von europäischem Interesse zeichnen sich dadurch aus, dass sie grenzüberschreitend sind oder erhebliche Auswirkungen auf die grenzüberschreitenden Transportkapazitäten haben.

Insbesondere für die Vorhaben von europäischem Interesse besteht eine verstärkte Koordinierung, Art. 8 Abs. 6 TEN-E-Leitlinien. Diese drückt sich u.a. im Austausch von Informationen und der Abhaltung von Koordinierungssitzungen zwischen den Mitgliedstaaten zur Umsetzung der grenzüberschreitenden Abschnitte der Netze aus. Wenn es bei einem Vorhaben von europäischem Interesse zu erheblichen Verzögerungen oder Umsetzungsschwierigkeiten kommt, kann gemäß Art.

Dieses Werk ist copyrightgeschützt und darf in keiner Form vervielfältigt werden noch an Dritte weitergegeben werden.
Es gilt nur für den persönlichen Gebrauch.

10 TEN-E-Leitlinien ein europäischer Koordinator eingesetzt werden. Dieser begleitet das Projekt insgesamt und soll die Koordinierung zwischen den verschiedenen Beteiligten bei der Realisierung des grenzüberschreitenden Leitungsabschnitts erleichtern.

Die Beschreibung der einzelnen Leitungsbauvorhaben erfolgt mit unterschiedlicher Präzision. In der Regel werden nur Anfangs- und Endpunkte angegeben, wobei teilweise allein Staaten oder Regionen angegeben werden, teilweise aber auch einzelne Städte oder Ortschaften. Bei manchen Vorhaben werden auch Zwischenpunkte benannt, die angebunden werden sollen.

2.1.1.2 EnLAG-Bedarfsplan

Mit Erlass des EnLAG wurde zudem im Jahr 2009 ein Bedarfsplan im Bereich der Höchstspannungsnetze erstellt, der Vorhaben umfasst, für die ein vordringlicher Bedarf vom Gesetzgeber festgestellt worden ist. Diese Netzausbauprojekte wurden anhand der dena-Netzstudie I (DENA (2005)) und der TEN-E-Leitlinien sowie weiterer Abschätzungen eines erhöhten Transportbedarfs ermittelt (EnLAG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 17 f.). Der Bedarfsplan umfasst 24 Vorhaben und ist dem EnLAG als Anlage beigefügt. Er ist nicht abschließend. Weitere Vorhaben, die nicht in ihn aufgenommen wurden, können weiter realisiert werden (vgl. EnLAG-GESETZESBEGRÜNDUNG, S. 16). Der Bedarfsplan ist gemäß § 3 EnLAG alle drei Jahre durch das BMWi im Einvernehmen mit dem BMU und dem BMVBS zu überprüfen und dem Bundestag hierüber ein Bericht vorzulegen (erstmals zum 01.10.2012).

Die Vorhaben des EnLAG-Bedarfsplanes werden in der Regel durch Angabe von Städten bzw. Ortschaften als Anfangs- und Endpunkte beschrieben, vereinzelt werden auch ähnliche Angaben verwendet (z.B. Vorhaben Nr. 13: Neubau Höchstspannungsleitung Niederrhein/Wesel – Landesgrenze NL (Richtung Doetinchem)). Teilweise werden auch weitere Punkte einer Strecke benannt, die angeschlossen werden sollen (z.B. Vorhaben Nr. 14: Neubau Höchstspannungsleitung Niederrhein – Utfort – Osterath). Eine bestimmte Linienführung wird in keinem Fall vorgegeben.

Für die aufgeführten Vorhaben stellt der Gesetzgeber fest, dass sie den Zielsetzungen des § 1 EnWG entsprechen und daher die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf feststehen. Diese Feststellungen sind für die Planfeststellung und die Plangenehmigung nach §§ 43 – 43d EnWG verbindlich, vgl. § 1 Abs. 2 EnLAG. Zudem gelten für die Vorhaben weitere Sonderregelungen, die zur Beschleunigung beitragen sollen, wie der auf eine Instanz beim Bundesverwaltungsgericht verkürzte Rechtsweg (§ 50 Abs. 1 Nr. 6 VwGO) und das modifizierte Planfeststellungsverfahren nach § 43b Nr. 1 EnWG.

Dieses Werk ist copyrightgeschützt und darf in keiner Form vervielfältigt werden noch an Dritte weitergegeben werden.
Es gilt nur für den persönlichen Gebrauch.

2.1.1.3 Netzausbaumodell der Bundesnetzagentur

Bereits nach den allgemeinen Vorschriften des EnWG verfügte die Bundesnetzagentur über bestimmte Kontrollbefugnisse hinsichtlich des Netzausbaus durch die Übertragungsnetzbetreiber. Diese haben alle zwei Jahre einen Bericht über den Netzzustand und die Netzausbauplanung zu erstellen und auf Verlangen der Regulierungsbehörde vorzulegen sowie ggf. um zusätzliche Berichte für bestimmte Teile des Netzes zu ergänzen, § 12 Abs. 3a EnWG. Damit verbunden ist eine staatliche Überprüfung der Netzplanung, die sich ihrerseits in Monitoring- und Berichtspflichten der Bundesnetzagentur (§ 35 Abs. 1 Nr. 8 und § 63 Abs. 4, Abs. 4a EnWG) und des BMWi (§§ 51, 63 Abs. 1 und 2 EnWG) niederschlägt (WEYER (2009a), S. 211).

Im Rahmen der Anreizregulierung hat die Bundesnetzagentur nach § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV außerdem Investitionsbudgets zu genehmigen für Kapital- und Betriebskosten, die zur Durchführung von Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in die Übertragungsnetze erforderlich sind, soweit diese Investitionen zur Stabilität des Gesamtsystems oder für die Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz sowie für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG notwendig sind. Bei der Prüfung dieser Voraussetzungen sollen Referenznetzanalysen gemäß § 23 Abs. 4 ARegV angewendet werden.

Die Bundesnetzagentur hatte in ihrem Leitfaden zur Genehmigung von Investitionsbudgets 2009 zunächst die Erstellung eines Netzausbaumodells angekündigt (BNETZA (2009), Ziff. 3.3). Im Leitfaden 2010 wird dieses nicht mehr ausdrücklich angesprochen, doch muss die Bundesnetzagentur jedenfalls Maßstäbe zur Prüfung entwickeln. Ein Netzausbaumodell liegt bislang nicht vor. Es könnte jedoch im Zusammenhang mit dem nationalen 10-Jahres-Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber (dazu unten Abschn. 3.2.1) entwickelt werden.

2.1.1.4 Bedarfsfeststellung im Planfeststellungsverfahren

Sofern und solange keine anderweitige Bedarfsfestlegung erfolgt ist, muss der Bedarf im Rahmen der sog. Planrechtfertigung in den Planfeststellungs- bzw. Plangenehmigungsverfahren geprüft werden. In diesem Falle ist es Aufgabe der Planfeststellungs- oder Plangenehmigungsbehörde, den Bedarf für das geplante Netzausbauvorhaben festzustellen.

Dieses Werk ist copyrightgeschützt und darf in keiner Form vervielfältigt werden noch an Dritte weitergegeben werden.
Es gilt nur für den persönlichen Gebrauch.

2.1.1.5 Netzentwicklungspläne gemäß drittem Energiebinnenmarkt-Paket und Weiterentwicklung der TEN-E-Leitlinien

Mit dem dritten Energiebinnenmarkt-Paket aus dem Jahr 2009 hat der europäische Gesetzgeber als neues Instrument Netzentwicklungspläne der Übertragungsnetzbetreiber vorgeschrieben. Die entsprechenden Vorschriften sind teilweise zum 03.03.2011 in Kraft getreten, teilweise mussten sie zu diesem Zeitpunkt in nationales Recht umgesetzt werden, was in Deutschland mit dem Energiepaket 2011 im August 2011 geschehen ist (vgl. Abschn. 2.2). Anknüpfend an die Netzentwicklungspläne soll zudem der Ansatz der TEN-E-Leitlinien überarbeitet werden, wozu aber noch keine Gesetzesvorschläge vorliegen.

Vorgeschrieben ist gemäß Art. 8 Abs. 3 Buchst. b der Stromhandelsverordnung alle zwei Jahre die Aufstellung eines nicht verbindlichen gemeinschaftsweiten Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplans (NEP) durch das Netzwerk der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E, dem 42 Übertragungsnetzbetreiber aus 34 Ländern angehören. Der erste (Pilot-)NEP wurde nach vorheriger Konsultation am 30.06.2010 veröffentlicht (ENTSO-E, Ten-Year Network Development Plan 2010 - 2020). Als erforderlich angesehen werden der Neubau von ca. 35.000 km und der Ausbau von ca. 7.000 km Übertragungsleitungen. Davon sollen 44 % in den ersten fünf Jahren, der Rest im folgenden Fünfjahreszeitraum fertiggestellt werden. Das Verfahren zur Aufstellung der gemeinschaftsweiten NEPs sieht ein umfassendes Konsultationsverfahren der Marktteilnehmer und insbesondere Stellungnahmemöglichkeiten der Kommission und der Agentur für die Zusammenarbeit der europäischen Energieregulierungsbehörden (ACER) vor.

Die Vorhaben des gemeinschaftsweiten NEP werden in aller Regel hinsichtlich Anfangs- und Endpunkt durch Angabe einer Stadt oder Ortschaft beschrieben.

Neben dem gemeinschaftsweiten NEP sollen gemäß Art. 12 Abs. 1 StromhandelsVO regionale Investitionspläne erstellt werden. Zudem spricht Art. 8 Abs. 11 StromhandelsVO von nationalen Netzentwicklungsplänen.

Darüber hinaus müssen Übertragungsnetzbetreiber, die nicht eigentumsrechtlich entflochten sind, nach den unionsrechtlichen Vorgaben jährlich eigene Netzentwicklungspläne vorlegen. In Deutschland betrifft dies die EnBW Transportnetze AG (zum EnBW-Konzern gehörig) und die Amprion GmbH (zum RWE-Konzern gehörig, dies gilt auch nach der Veräußerung von 74,9% der Kapitalanteile weiter). Sofern diese dem Modell des Independent System Operator (ISO, Art. 13 StromRL) folgen, ist die Verpflichtung zur Vorlage von NEPs in Art. 13 Abs. 2 Buchst. c) StromRL geregelt. Für Übertragungsnetzbetreiber, die das Modell des Independent Transmission Operator (ITO, Art. 17 StromRL) anwenden, wie für EnBW Transportnetze AG und Amprion GmbH zu vermuten, ergibt sich die Verpflichtung aus Art. 22 Abs. 1 und 2 StromRL. Danach sind jährlich bindende 10-Jahres-NEPs vor-

Dieses Werk ist copyrightgeschützt und darf in keiner Form vervielfältigt werden noch an Dritte weitergegeben werden.
Es gilt nur für den persönlichen Gebrauch.

zulegen. Demgegenüber sind die TenneT TSO GmbH (vormals zum E.ON-Konzern gehörig) und die 50Hertz Transmission GmbH (vormals zum Vattenfall-Konzern gehörig) inzwischen eigentumsrechtlich entflochten und unterfallen nicht den genannten Vorschriften des EU-Rechts.

Die NEPs der ITOs sind von der Bundesnetzagentur einer eigenen Konsultation zu unterziehen und darauf zu prüfen, ob sie den gesamten Investitionsbedarf erfassen und kohärent zum gemeinschaftsweiten NEP sind. Die Bundesnetzagentur kann ggf. die Änderung eines NEPs verlangen, Art. 22 Abs. 5 StromRL. Die bindenden Netzausbauverpflichtungen können notfalls von der Bundesnetzagentur durchgesetzt werden.

Die NEPs sollen auch bei der Fortentwicklung der TEN-E-Leitlinien herangezogen werden. Die Europäische Kommission hat in ihrem Grünbuch zum Europäischen Energienetz aus dem Jahr 2008 (EUROPÄISCHE KOMMISSION (2008), Ziff. 3.3.1 und 4) und ihrer „Mitteilung zu den Energieinfrastrukturprioritäten bis 2020 und danach“ aus dem Jahr 2010 (EUROPÄISCHE KOMMISSION (2010a), Ziff. 6) ein „Instrument für Energieversorgungssicherheit und -infrastruktur“ angedacht. Die Kommission spricht sich für eine Abkehr von dem bisherigen System der TEN-E-Leitlinien mit ihren „lange im Vorhinein festgelegten und unflexiblen Projektlisten“ (EUROPÄISCHE KOMMISSION (2010a), S. 10) aus. Vielmehr sei der gemeinschaftsweite zehnjährige Netzentwicklungsplan als solide Basis anzusehen, um Prioritäten im Elektrizitätsinfrastruktur-Bereich zu identifizieren.

Um eine fristgerechte Integration erneuerbarer Erzeugungskapazitäten in Nord- und Südeuropa und die weitere Marktintegration zu gewährleisten, wird allerdings die Konzentration auf bestimmte vorrangige Korridore vorgeschlagen. Es soll ein modularer Entwicklungsplan für Elektrizitäts-Autobahnen aufgestellt werden. Prioritäre Projekte sollten dabei solche sein, die einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten, die erneuerbare Energien aufnehmen und zu den Lastzentren transportieren, die die Marktintegration und den Wettbewerb steigern und die einen Beitrag leisten zu Energieeffizienz und der Nutzung von Intelligenter Elektrizität (smart electricity). Diese Projekte sollen den Titel „Projekt von europäischem Interesse“ bekommen und politischen Vorrang erhalten. Listen, aus denen diese Projekte hervorgehen, seien alle zwei Jahre zu aktualisieren. Die ersten sollen 2012 stehen.

2.1.1.6 Drehstrom- und HGÜ-Erdleitungen

Die dargestellten Vorgaben zur Bedarfsermittlung auf europäischer Ebene enthalten keine Aussagen zur technischen Ausführung der Vorhaben als Frei- oder Erdleitungen.

Dieses Werk ist copyrightgeschützt und darf in keiner Form vervielfältigt werden noch an Dritte weitergegeben werden.
Es gilt nur für den persönlichen Gebrauch.

Demgegenüber hat der deutsche Gesetzgeber Fragen der technischen Ausführung teilweise in Zusammenhang mit der Ermittlung des Netzausbaubedarfs gestellt. Zur Frage der Erdverkabelung wurden in § 2 EnLAG vier Vorhaben bzw. Teilabschnitte von Vorhaben des EnLAG-Bedarfsplans als Pilotvorhaben ausgewählt, auf denen der Einsatz von Erdkabeln auf der Höchstspannungsebene getestet werden soll. Ebenso sind in dem Bericht nach § 3 EnLAG die Erfahrungen mit dem Einsatz von Erdkabeln darzustellen. Nach der jüngsten Änderung des EnLAG im Jahr 2011 liegt es im Ermessen der zuständigen Genehmigungsbehörden, die Ausführung dieser Strecken als Erdkabel zu verlangen, wenn die sonstigen Voraussetzungen des § 2 EnLAG erfüllt sind.

Hinsichtlich der Nutzung von HGÜ hat der Deutsche Bundestag die Bundesregierung in einer Entschließung bei Verabschiedung des EnLAG aufgefordert, die HGÜ-Technik bei der nächsten Anpassung des EnLAG-Bedarfsplans zu berücksichtigen, wenn entsprechende effiziente Leitungsbauprojekte identifiziert wurden (WIRTSCHAFTSAUSSCHUSS (2009), S. 9). Allerdings wird damit nicht auf die Anwendung der HGÜ-Technik als Frei- oder Erdleitung eingegangen.

2.1.1.7 Zwischenergebnis

Eine umfassende Bedarfsermittlung war jedenfalls vor dem dritten Energiebinnenmarkt-Paket noch nicht vorgesehen. Die TEN-E-Leitlinien und der EnLAG-Bedarfsplan bestätigen zwar den Bedarf für die dort aufgelisteten Vorhaben. Sie stellen aber keine umfassende fachliche Bedarfsplanung dar, sondern sehen lediglich für die aufgeführten Vorhaben Erleichterungen zur Beschleunigung des Netzausbaus vor, etwa durch die Möglichkeit finanzieller Förderung oder durch die gesetzliche Feststellung der Planrechtfertigung. Allerdings konnten hierin Zwischenschritte auf dem Weg zu einer echten fachlichen Bedarfsplanung gesehen werden (WEYER (2009b), S. 429).

Die vom dritten Energiebinnenmarkt-Paket vorgesehenen NEPs sehen erstmals eine umfassende Ermittlung des Netzausbaubedarfs vor. Diese Aufgabe ist für die gemeinschaftsweiten NEPs den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen von ENTSO-E übertragen. Kommission und ACER haben Möglichkeiten der Einflussnahme, können aber keine Änderung der NEPs verlangen. Zudem sind diese ausdrücklich als nicht verbindlich gekennzeichnet.

Für die NEPs der ITOs hat die Bundesnetzagentur hingegen die Befugnis, Änderungen zu verlangen, insbesondere damit der gesamte Investitionsbedarf abgedeckt wird. Außerdem müssen diese Pläne von der Bundesnetzagentur durchgesetzt werden können. Dies impliziert eine staatlich kontrollierte Bedarfsplanung.

Hinsichtlich der technischen Ausführung als Frei- oder Erdleitung und ggf. als HGÜ trifft das EnLAG gewisse Vorentscheidungen. Die abschließende Auswahl-

Dieses Werk ist copyrightgeschützt und darf in keiner Form vervielfältigt werden noch an Dritte weitergegeben werden.
Es gilt nur für den persönlichen Gebrauch.

entscheidung obliegt aber dem Übertragungsnetzbetreiber bzw. der zuständigen Genehmigungsbehörde.

2.1.2 Festlegung von Trassenkorridoren (Raumordnung)

Auf einer zweiten Regelungsebene werden Trassenkorridore bestimmt. Unter einem Trassenkorridor wird hierbei vorliegend ein Gebietsstreifen verstanden, innerhalb dessen die Trasse einer Stromleitung grundsätzlich verlaufen soll (zur Terminologie oben Abschn. 1.2, vgl. auch § 3 Abs. 1 NABEG) und der in aller Regel deutlich breiter ist als der Raum, der für die Stromleitung einschließlich des Schutzstreifens benötigt wird. Die Festlegung der Trassenkorridore erfolgte nach der Rechtslage bis zum Energiepaket 2011 im Wesentlichen durch Landesrecht, teilweise auf gesetzlicher Ebene, vorwiegend aber im Rahmen von Verwaltungsverfahren.

2.1.2.1 Keine EU-Vorgaben

Vorgaben zu Trassenkorridoren bestehen auf EU-Ebene nicht, weder in den TEN-E-Leitlinien noch in sonstigen Rechtsvorschriften. Die EU verfügt über keine Kompetenzzuweisung im Bereich der Raumordnung und ist insoweit nach herrschendem Verständnis nicht zur Festlegung von Trassenkorridoren befugt (EUROPÄISCHE KOMMISSION (2008), Ziff. 2.3.1). Ebenso wenig enthält der gemeinschaftsweite NEP Angaben zu Trassenkorridoren. Hinsichtlich der nationalen Netzentwicklungspläne verlangen die Vorgaben der StromRL ebenfalls keine Festlegung von Trassenkorridoren.

2.1.2.2 Bundesrechtliche Vorgaben

Auf Bundesebene fanden sich Vorgaben zu Trassenkorridoren bis zur Rechtsänderung durch das Energiepaket 2011 grundsätzlich ebenfalls nicht. Insbesondere enthält das EnLAG für die Vorhaben des Bedarfsplans keine Trassenkorridore. Auch ein bundesweiter Raumordnungsplan nach § 17 Abs. 1 ROG wurde nicht erlassen.

Anders gestaltet sich die Rechtslage nur für die deutsche Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ), für die je ein Raumordnungsplan für die Nordsee und für die Ostsee als Rechtsverordnung nach § 17 Abs. 3 ROG vorliegt.

2.1.2.3 Raumordnungsrecht der Länder

Außerhalb der Ausschließlichen Wirtschaftszone erfolgte die Festlegung von Trassenkorridoren für Höchstspannungsleitungen nach der Rechtslage vor Inkrafttre-

Dieses Werk ist copyrightgeschützt und darf in keiner Form vervielfältigt werden noch an Dritte weitergegeben werden.
Es gilt nur für den persönlichen Gebrauch.

ten des Energiepakets 2011 nach Landesrecht, und zwar ebenfalls im Wege der Raumordnung. Teilweise finden sich Vorgaben in den Raumordnungsplänen. In der Mehrzahl der Fälle aber wird ein Raumordnungsverfahren nach § 15 ROG durchgeführt.

2.1.2.3.1 Raumordnungspläne

Raumordnungspläne treffen Festlegungen zur Entwicklung, Ordnung und Sicherung eines bestimmten Planungsraumes für einen bestimmten Planungszeitraum, insbesondere zu den Nutzungen und Funktionen des Raums. Raumordnungspläne sind gemäß § 8 ROG auf Landes- und Regionalebene aufzustellen. Sie können einerseits Ziele der Raumordnung enthalten, d. h. verbindliche Festlegungen zur Entwicklung, Ordnung und Sicherung des Raumes, andererseits Grundsätze der Raumordnung, d. h. Vorgaben zur Entwicklung, Ordnung und Sicherung des Raumes, die in nachfolgenden Abwägungs- oder Ermessensentscheidungen zu berücksichtigen sind. Derartige Vorgaben gelten nicht nur für raumordnungsrechtliche Entscheidungen, sondern insbesondere gemäß § 4 Abs. 1 S. 1 ROG auch für nachfolgende Planfeststellungsverfahren. Die Genehmigungsbehörde ist gehalten, landesraumordnungsrechtliche Vorgaben in das Genehmigungsverfahren einzubeziehen. Die Grundsätze und sonstigen Erfordernisse der Raumordnung sind mit dem ihnen zukommenden Gewicht in die Abwägung aller betroffenen öffentlichen und privaten Belange einzustellen. Die Ziele der Raumordnung sind als Planungsleitsätze sogar unmittelbar beachtlich.

Ziele und Grundsätze der Raumordnung können textlich oder zeichnerisch festgelegt werden. In Betracht kommen zum einen Trassierungsregeln wie etwa der Bündelungsgrundsatz (unten Abschn. 4.1.3.2.3). Derartige Vorgaben sind häufig vorzufinden (näher unten Abschn. 4.1.3).

Zum anderen kommt eine räumliche Festlegung von Trassenkorridoren in Betracht, insbesondere in Form der Ausweisung von Vorranggebieten (§ 8 Abs. 7 S. 1 Nr. 1 ROG), Vorbehaltsgebieten (§ 8 Abs. 7 S. 1 Nr. 2 ROG), Eignungsgebieten (§ 8 Abs. 7 S. 1 Nr. 3 ROG) oder Vorranggebieten mit der Wirkung von Eignungsgebieten (§ 8 Abs. 7 S. 2 ROG). Durch die Gebietsausweisungen werden andere mit dem Leitungsbau nicht vereinbare Nutzungen ausgeschlossen (Vorranggebiet Leitungstrasse), dem Leitungsbau wird bei der Abwägung mit konkurrierenden Nutzungen ein besonderes Gewicht beigemessen (Vorbehaltsgebiet Leitungstrasse) oder ihm wird ein bestimmtes Gebiet zugewiesen, in dem ihm andere raumbedeutsame Belange nicht entgegenstehen, mit der Folge, dass er an anderer Stelle im Planungsraum ausgeschlossen wird (Eignungsgebiet Leitungstrasse). Eine weitere Möglichkeit besteht darin, in einem Gebiet mit dem Leitungsbau nicht vereinbare Nutzungen auszuschließen und zudem festzulegen, dass der Leitungsbau seinerseits

Dieses Werk ist copyrightgeschützt und darf in keiner Form vervielfältigt werden noch an Dritte weitergegeben werden.
Es gilt nur für den persönlichen Gebrauch.

an anderer Stelle im Planungsraum ausgeschlossen ist (Vorranggebiete mit der Wirkung von Eignungsgebieten).

In der Regel erfolgt eine trassensichernde Festlegung durch Gebietsausweisung in einem Raumordnungsplan als Ausweisung eines Vorranggebietes. Ein Beispiel für die Festlegung eines Vorranggebietes Leitungstrasse auf landesplanerischer Ebene findet sich im Landesraumordnungsprogramm Niedersachsen für die Trasse Maade – Conneforde (vgl. LROP Niedersachsen 2008, Anlage 2), für die aufgrund dieser gesetzlichen Vorgabe ein Raumordnungsverfahren nicht durchgeführt werden musste.

2.1.2.3.2 Raumordnungsverfahren

Trassenkorridore sind in einem Raumordnungsverfahren festzulegen, wenn es sich um raumbedeutsame Planungen oder Maßnahmen i.S.v. § 1 der Raumordnungsverordnung (RoV) handelt und die Prüfung der Raumverträglichkeit nicht anderweitig sichergestellt ist. Leitungsbauvorhaben haben in der Regel raumbedeutsame Auswirkungen. Lediglich bei sehr kleinen Vorhaben, etwa Kraftwerksanschlussleitungen von wenigen Kilometern Länge, kann die Raumbedeutsamkeit fehlen. Höchstspannungsfreileitungen (nicht aber Erdleitungen) werden auch von § 1 S. 3 Nr. 14 RoV erfasst. Eine anderweitige Prüfung, die ein Raumordnungsverfahren entbehrlich macht, kommt insbesondere im Falle der Festlegung von Vorranggebieten in Betracht. Aus diesem Grunde wurde etwa für die Trasse Maade – Conneforde kein Raumordnungsverfahren durchgeführt (siehe oben Abschn. 2.1.2.3.1).

Im Raumordnungsverfahren werden gemäß § 15 Abs. 1 ROG die raumbedeutsamen Auswirkungen einer Planung oder Maßnahme unter überörtlichen Gesichtspunkten geprüft, insbesondere die Übereinstimmung mit den Erfordernissen der Raumordnung und die Abstimmung mit anderen raumbedeutsamen Planungen und Maßnahmen. Die Prüfung unter „überörtlichen Gesichtspunkten“ impliziert, dass in der Regel noch kein konkreter Trassenverlauf festgelegt wird. Ausdrücklich als Gegenstand der Prüfung genannt werden in § 15 Abs. 1 S. 3 ROG zwar auch die vom Vorhabenträger eingeführten „Standort- oder Trassenalternativen“. Es besteht jedoch Einigkeit dahin, dass das Raumordnungsverfahren nicht die Festlegung einer konkreten Trasse bezweckt, sondern lediglich eines Trassenkorridors. Soweit ersichtlich, wird die Breite eines Trassenkorridors nicht einheitlich gehandhabt. Üblich scheinen vielfach Korridorbreiten von 400 – 1000 Metern zu sein, in Niedersachsen aber auch geringere Korridorbreiten. Ggf. kann an Problemstellen auch eine abweichende Trassenbreite vorgegeben werden (näher unten Abschn. 4.1.4.1).

Dieses Werk ist copyrightgeschützt und darf in keiner Form vervielfältigt werden noch an Dritte weitergegeben werden.
Es gilt nur für den persönlichen Gebrauch.

Das Ergebnis des Raumordnungsverfahrens ist als sonstiges Erfordernis der Raumordnung (§ 3 Abs. 1 Nr. 4 ROG) in nachfolgenden Abwägungs- und Ermessensentscheidungen zu berücksichtigen, § 4 Abs. 1 S. 1 ROG. Dies betrifft insbesondere ein nachfolgendes Planfeststellungsverfahren. Innerhalb des Korridors ist grundsätzlich von der Raumverträglichkeit des Vorhabens auszugehen. Ein Überschreiten des Korridors ist in Ausnahmefällen nicht ausgeschlossen. Andere Trassenkorridore, die im Raumordnungsverfahren geprüft und deutlich ungünstiger beurteilt wurden, kommen grundsätzlich nicht mehr in Betracht.

2.1.2.4 Drehstrom- und HGÜ-Erdleitungen

Die Entscheidung zwischen Frei- oder Erdleitungen kann Auswirkungen auf die Raumnutzung haben und damit eine Verbindung zum Raumordnungsrecht begründen. Dies betrifft zum einen den Trassenverlauf, der bei Frei- oder Erdleitung unterschiedlich ausfallen kann. Zum anderen ergeben sich bei Freileitungen andere Betroffenheiten als bei Erdleitungen, was die Beurteilung im Hinblick auf bestimmte Raumnutzungen beeinflussen kann. So sind abweichende Umweltauswirkungen zu erwarten und ergeben sich unterschiedliche Restriktionen etwa im Hinblick auf die landwirtschaftliche Nutzung, auf den Flughafenbetrieb oder die Rohstoffgewinnung. Aus diesen Gründen kann das Raumordnungsrecht Regelungen zur Wahl zwischen Frei- oder Erdleitungen beinhalten.

Derzeit sieht das LROP Niedersachsen bei Siedlungsannäherung wie auch im Falle von Landschaftsschutzgebieten eine Pflicht zur Erdverkabelung als Ziel der Raumordnung vor (Abschn. 4.2 Ziffer 07 Sätze 6-9 LROP Niedersachsen 2008). Die abschließende Entscheidung obliegt aber der Genehmigungsbehörde. Im Genehmigungsverfahren – in der Regel einem Planfeststellungsverfahren – sind auch weitere Gesichtspunkte zu berücksichtigen. Dies betrifft nach ständiger Rechtsprechung des BVerwG etwa auch Kostengesichtspunkte (BONK / NEUMANN (2008), § 74 Rn. 117, 127; BVerwG (2005), S. 44). Zudem sind die bundesrechtlichen Vorgaben zur Erdverkabelung von Höchstspannungsleitungen zu beachten, insbesondere die Regelungen des EnLAG und der Anreizregulierungsverordnung (ARegV), die die Kostenanerkennung regelt. Die Regelungswirkung der Vorschriften des niedersächsischen LROP ist daher problematisch (im Einzelnen unten Abschn. 4.1.5.2.3).

Das Raumordnungsrecht der anderen näher untersuchten Bundesländer enthält, soweit ersichtlich, derzeit keine gesetzlichen Vorgaben zur Frage der Erdverkabelung von Höchstspannungsleitungen. Verschiedentlich wird im Rahmen der raumordnerischen Beurteilung aber eine Prüfung sowohl der Frei- wie der Erdleitungsvariante vorgenommen. Diese kann zu dem Ergebnis führen, dass innerhalb des Trassenkorridors beide Varianten als möglich angesehen werden. Ggf. emp-

Dieses Werk ist copyrightgeschützt und darf in keiner Form vervielfältigt werden noch an Dritte weitergegeben werden.
Es gilt nur für den persönlichen Gebrauch.

fiehlt die Raumordnungsbehörde für bestimmte Abschnitte des Trassenkorridors auch die Ausführung als Erdleitung, etwa in Nordrhein-Westfalen.

2.1.2.5 Zwischenergebnis

Die Festlegung von Trassenkorridoren erfolgt nach bisheriger Rechtslage regelmäßig im Rahmen des Raumordnungsrechts. Auf Bundesebene werden die Trassenkorridore bislang nur im Bereich der Ausschließlichen Wirtschaftszone geregelt. Im Übrigen erfolgt die Regelung auf Ebene des Landesrechts.

Vorgaben enthalten zum einen die Raumordnungspläne. Relevant sind einerseits Trassierungsregeln (z.B. der Bündelungsgrundsatz), andererseits Gebietsfestlegungen, insbesondere in Form von Vorranggebieten für den Leitungsbau. Vorwiegend findet die raumordnerische Beurteilung aber im Rahmen von Raumordnungsverfahren nach § 15 ROG statt.

Die Wahl zwischen Frei- oder Erdleitungen hat raumordnerische Bedeutung. Lediglich das niedersächsische Raumordnungsrecht enthält aber Verpflichtungen zur Erdverkabelung. Andere Bundesländer prüfen ggf. beide Varianten im Rahmen des Raumordnungsverfahrens.

2.1.3 Zulassung der Leitungsbauvorhaben, insbesondere des konkreten Leitungsverlaufs (Planfeststellungsverfahren)

Die konkreten Leitungsbauvorhaben werden auf einer dritten Regelungsebene genehmigt. In aller Regel finden landesrechtliche Verwaltungsverfahren Anwendung, insbesondere Planfeststellungsverfahren.

2.1.3.1 Keine EU-Vorgaben

Das EU-Recht enthält keine Vorgaben zum Leitungsverlauf und verfügt insoweit auch über keine Kompetenzzuweisung.

2.1.3.2 Bundesrechtliche Vorgaben

Auf Bundesebene finden sich ebenfalls grundsätzlich keine Vorgaben zum Leitungsverlauf.

Eine differenzierte Regelung gilt im Bereich des Festlandsockels. Hier ist gemäß § 133 BBergG für den Betrieb von Unterwasserkabeln eine doppelte Genehmigung erforderlich. Zum einen bedarf es einer Genehmigung in bergbaulicher Hinsicht durch die zuständige Landesbehörde nach § 136 BBergG, d.h. für die Nordsee und Teile der Ostsee das Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie in Clausthal-

Dieses Werk ist copyrightgeschützt und darf in keiner Form vervielfältigt werden noch an Dritte weitergegeben werden.
Es gilt nur für den persönlichen Gebrauch.

Zellerfeld, für die übrige Ostsee das Bergamt Stralsund. Zum anderen bedarf es einer Genehmigung hinsichtlich der Ordnung der Nutzung und Benutzung der Gewässer und des Luftraumes über dem Festlandsockel, die durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie erteilt wird. Dabei ist jeweils der konkrete Leitungsverlauf zu beurteilen.

2.1.3.3 Genehmigungsverfahren der Länder

Außerhalb des Festlandsockels sind für die Genehmigung des Leitungsverlaufs nach bisheriger Rechtslage ausschließlich die Landesbehörden zuständig. Diese entscheiden häufig im Rahmen von Planfeststellungs- oder Plangenehmigungsverfahren. Teilweise müssen aber auch Einzelgenehmigungen erteilt werden.

2.1.3.3.1 Planfeststellungsverfahren

Die Genehmigung des Leitungsverlaufs erfolgt (nur dann) im Wege eines Planfeststellungsverfahrens, wenn dies durch Rechtsvorschrift angeordnet ist, § 72 Abs. 1 S. 1 VwVfG. Entsprechende Regelungen finden sich für den bislang geltenden Rechtsrahmen in § 43 EnWG und § 2 Abs. 3 EnLAG. Das Planfeststellungsverfahren ist teilweise obligatorisch, teilweise fakultativ vorgesehen.

Obligatorisch ist die Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens nach § 43 S. 1 Nr. 1 EnWG generell für Errichtung, Betrieb und Änderung von Hochspannungsfreileitungen (ausgenommen Bahnstromfernleitungen, deren Zulassung sich nach dem Allgemeinen Eisenbahngesetz (AEG) richtet) mit einer Nennspannung ab 110 kV. Diese Regelung beschränkt sich ausdrücklich auf Freileitungen. Darüber hinaus sehen § 43 S. 1 Nr. 3 und Nr. 4 EnWG ein obligatorisches Planfeststellungsverfahren in bestimmten Fällen auch für See- und Erdkabel sowie HGÜ-Leitungen vor (näher unten Abschn. 2.1.3.4). Fakultativ möglich ist ein Planfeststellungsverfahren für die vier Erdkabel-Pilotvorhaben nach § 2 Abs. 3 EnLAG.

Bei der Planfeststellung sind die von dem Vorhaben berührten öffentlichen und privaten Belange im Rahmen der Abwägung zu berücksichtigen, § 43 S. 3 EnWG (§ 43 S. 2 EnWG a.F.). Dem Planfeststellungsverfahren kommt formelle Konzentrationswirkung zu. Über das Vorhaben wird nur in einem Verfahren vor einer Behörde – unter Verlust der Zuständigkeiten und Entscheidungsbefugnisse der zu beteiligenden Behörden – mit umfassender rechtsgestaltender Wirkung entschieden (BONK / NEUMANN (2008), § 75 Rn. 14). In dieser Zuständigkeitskonzentration wird der große verwaltungsmäßige Vorteil der uneingeschränkten und umfassenden Planfeststellung gesehen (BVerfG (1969), S. 374).

Dieses Werk ist copyrightgeschützt und darf in keiner Form vervielfältigt werden noch an Dritte weitergegeben werden.
Es gilt nur für den persönlichen Gebrauch.

Gemäß § 75 Abs. 1 S. 1 VwVfG bezieht sich die Planfeststellung jedoch nur auf die Zulässigkeit des Vorhabens einschließlich der notwendigen Folgemaßnahmen an anderen Anlagen. Nicht umfasst wird die Kostenanerkennung in der Anreizregulierung, insbesondere durch Genehmigung von Investitionsbudgets, da die rechtliche Zulässigkeit eines planfestgestellten Vorhabens auch bei fehlender Kostenanerkennung nicht in Frage gestellt wird.

2.1.3.3.2 Einzelgenehmigungen

Ist ein Planfeststellungsverfahren nicht vorgesehen, so sind zur Genehmigung des Leitungsverlaufs alle erforderlichen Einzelverfahren vor den jeweils zuständigen Behörden durchzuführen, etwa nach Bau-, Naturschutz- oder Wasserrecht. Wie ausgeführt (oben Abschn. 2.1.3.2) gilt eine Sonderregelung nach § 133 BBergG für Seekabel im Bereich des Festlandsockels.

2.1.3.4 Drehstrom- und HGÜ-Erdleitungen

Für Drehstrom- oder HGÜ-Erdleitungen auf Höchstspannungsebene sind Planfeststellungsverfahren nicht generell vorgeschrieben oder auch nur zugelassen, da § 43 S. 1 Nr. 1 EnWG ausdrücklich auf Freileitungen beschränkt ist. Soweit ein Planfeststellungsverfahren nicht zugelassen ist, müssen die erforderlichen Einzelgenehmigungen für den Leitungsverlauf eingeholt werden.

Ein obligatorisches Planfeststellungsverfahren sieht allerdings § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG vor, beschränkt auf die Netzanbindung von Offshore-Anlagen (Windenergieanlagen i.S.v. § 3 Nr. 9 EEG) im Küstenmeer (maximal 12-Seemeilen-Zone, vgl. SEERECHTSÜBEREINKOMMEN, Teil II, Abschn. 2 Art. 3) als Seekabel und landeinwärts bis zu dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des nächsten Übertragungs- oder Verteilernetzes als Frei- oder Erdleitung. Fakultativ zugelassen ist ein Planfeststellungsverfahren zudem für die vier Erdkabel-Pilotvorhaben nach § 2 Abs. 3 EnLAG. Dagegen bezieht sich die Regelung des § 43 S. 4 EnWG (§ 43 S. 3 EnWG a.F.), die ein fakultatives Planfeststellungsverfahren in einem 20 km-Küstenstreifen vorsieht, nur auf 110 kV-Erdleitungen, nicht aber auf Erdleitungen der Höchstspannungsebene.

Speziell für HGÜ-Leitungen sieht § 43 S. 1 Nr. 4 EnWG ein obligatorisches Planfeststellungsverfahren für Errichtung, Betrieb und Änderung von grenzüberschreitenden Gleichstrom-Hochspannungsleitungen vor, die keine Offshore-Anbindungsleitungen sind und im Küstenmeer als Seekabel verlegt werden sollen, sowie ihre Fortführung landeinwärts als Freileitung oder Erdkabel bis zu dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des nächsten Übertragungs- oder Verteilernetzes.

Dieses Werk ist copyrightgeschützt und darf in keiner Form vervielfältigt werden noch an Dritte weitergegeben werden.
Es gilt nur für den persönlichen Gebrauch.

Nicht ausdrücklich geregelt ist, ob sich die vorstehend genannten Vorschriften zu Erdleitungen nach § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG und § 2 Abs. 3 EnLAG, die nicht nach Dreh- oder Gleichstrom-Erdleitungen unterscheiden, auch auf HGÜ-Erdleitungen beziehen. Da für Erdleitungen nach § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG und § 2 Abs. 3 EnLAG besondere Vorschriften zur Kostenanerkennung gelten, die Kosten bei HGÜ aber jedenfalls bei kürzeren Strecken deutlich höher ausfallen, erscheint eine generelle Einbeziehung von HGÜ-Erdleitungen zweifelhaft. Jedenfalls für § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG ist sie aber zu bejahen, weil die Vorschrift nicht nach Dreh- oder Gleichstrom-Erdleitungen unterscheidet und die Anbindung von Offshore-Anlagen teilweise aus technischen Gründen als HGÜ erfolgen muss. Insoweit ist also davon auszugehen, dass auch HGÜ-Erdleitungen von § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG abgedeckt werden (näher unten Abschn. 5.6.2).

2.1.3.5 Zwischenergebnis

Außerhalb des Festlandsockels erfolgt die Genehmigung von Höchstspannungsleitungen nach der bisherigen Rechtslage ausschließlich in landesrechtlichen Verwaltungsverfahren. Für Freileitungen ist stets ein Planfeststellungsverfahren (bzw. Plangenehmigungsverfahren) vorgesehen. Für Erdleitungen ist dies hingegen nur bei der Anbindung von Offshore-Anlagen sowie im Falle der vier Erdkabel-Pilotvorhaben nach § 2 EnLAG vorgeschrieben bzw. zulässig. Für HGÜ-Erdleitungen ist ein Planfeststellungsverfahren bei Fortführung grenzüberschreitender Seekabel nach § 43 S. 1 Nr. 4 EnWG vorgeschrieben und auch im Falle der Anbindung von Offshore-Anlagen durch HGÜ-Erdleitungen anzunehmen.

Soweit ein Planfeststellungsverfahren nicht zugelassen ist, erfolgt die Genehmigung des Leitungsverlaufs im Wege von Einzelgenehmigungen.

2.1.4 Kostenanerkennung (Investitionsbudgets)

Die vorstehend beschriebene Genehmigung des Trassenverlaufs beschränkt sich auf die Zulässigkeit des Vorhabens und umfasst nicht automatisch die Kostenanerkennung in der Anreizregulierung. Für die Kostenanerkennung ist die Bundesnetzagentur gemäß § 54 Abs. 1 und 3 EnWG die zuständige Regulierungsbehörde.

2.1.4.1 Kostenanerkennung in der Anreizregulierung

Im Rahmen der Anreizregulierung wird für jeden Netzbetreiber für eine grundsätzlich fünfjährige Regulierungsperiode eine Erlösobergrenze festgelegt. Diese begrenzt die zulässigen Einnahmen aus Netzentgelten. Die Höhe der Erlösobergrenze wird auf Grundlage einer Kostenprüfung des jeweiligen Netzbetreibers ermittelt und jährlich nach vorgegebenen Kriterien angepasst. Ihrer Höhe nach soll sie die

Dieses Werk ist copyrightgeschützt und darf in keiner Form vervielfältigt werden noch an Dritte weitergegeben werden.
Es gilt nur für den persönlichen Gebrauch.

effizienten Netzkosten des betreffenden Netzbetreibers einschließlich einer angemessenen Eigenkapitalverzinsung (Gewinn) abdecken (WEYER (2011), Kap. 75 Rn. 5 ff.).

Aufgrund der Anknüpfung an die Kostenprüfung zu Beginn einer Regulierungsperiode deckt die Erlösobergrenze im Ausgangspunkt keine zusätzlichen Kosten ab, die während der Regulierungsperiode durch Netzausbaumaßnahmen entstehen. Diese könnten daher erst in der nächsten Kostenprüfung für die folgende Regulierungsperiode berücksichtigt werden. Außerdem beschränkt sich die Kostenanerkennung auf die effizienten Netzkosten. Hierzu wird ein Effizienzvergleich zwischen den vier Übertragungsnetzbetreibern in Deutschland und anderen Netzbetreibern in der EU durchgeführt. Soweit die Kosten eines Übertragungsnetzbetreibers in diesem Effizienzvergleich als überhöht erscheinen, werden die ermittelten Ineffizienzen über den Verlauf der Regulierungsperiode gleichmäßig abgebaut, d.h. die Erlösobergrenze wird in jährlichen Schritten auf das effiziente Niveau abgesenkt. Insbesondere die beiden genannten Faktoren sind geeignet, die Investitionsbereitschaft der Übertragungsnetzbetreiber negativ zu beeinflussen. Die ARegV wirkt dem vor allem mit dem Instrument der Investitionsbudgets entgegen (s.u. Abschn. 2.1.4.2).

Die Kosten des Netzausbaus werden vom Netzbetreiber auf seine Netzentgelte umgelegt. Sie wirken sich daher grundsätzlich nur innerhalb seiner Regelzone aus. Nur in bestimmten Fallgestaltungen hat der Gesetzgeber eine bundesweite Ausgleichsregelung vorgesehen, so dass die Netzausbaukosten gleichmäßig auf die Netznutzer in allen Regelzonen verteilt werden. Dies betrifft zum einen die Kosten der Anbindung von Offshore-Anlagen (§ 17 Abs. 2a S. 7 EnWG), zum anderen die Mehrkosten der Erdverkabelung im Falle der vier EnLAG-Pilotvorhaben (§ 2 Abs. 4 EnLAG).

2.1.4.2 Genehmigung von Investitionsbudgets

Investitionsbudgets werden nach § 23 ARegV genehmigt für Kapital- und Betriebskosten von Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in die Übertragungsnetze, soweit diese zur Stabilität des Gesamtsystems oder für die Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz sowie für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG notwendig sind. Erweiterungsinvestitionen sind Investitionen, mit denen das bestehende Netz hinsichtlich seiner physikalischen Netzlänge oder auch nur hinsichtlich seiner Kapazität vergrößert wird. Umstrukturierungsinvestitionen sind solche, die der Übertragungsnetzbetreiber tätigt, um das bestehende Netz an geänderte Anforderungen anzupassen. Einem Investitionsbudget nicht zugänglich sind dagegen bloße Ersatzinvestitionen.

Dieses Werk ist copyrightgeschützt und darf in keiner Form vervielfältigt werden noch an Dritte weitergegeben werden.
Es gilt nur für den persönlichen Gebrauch.

Für Netzausbaumaßnahmen auf der Höchstspannungsebene kommt die Genehmigung eines Investitionsbudgets grundsätzlich in Betracht. Dies gilt jedenfalls dann, wenn die (kostenmäßig) günstigste technische Ausführung gewählt wird. Dies wird in der Regel die Freileitungstechnik sein. Für Erdleitungen hat der Verordnungsgeber aber durch Sonderregelungen die Genehmigungsfähigkeit jedenfalls in bestimmten Fällen ausdrücklich klargestellt (s.u. Abschn. 2.1.4.3).

Das Investitionsbudget muss bei der Bundesnetzagentur spätestens sechs Monate vor Beginn des Kalenderjahres, in dem die Investition ganz oder teilweise kostenwirksam werden soll, beantragt werden, § 23 Abs. 3 S. 1 ARegV. Der Antrag muss eine zusammenfassende Beschreibung der geplanten Investitionen, eine Begründung der Notwendigkeit der Investitionen, Netzberechnungen, eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, die Variantenauswahl und eine Dokumentation der Vorzugsvariante enthalten. Die Bundesnetzagentur hat das beantragte Investitionsbudget zu genehmigen, wenn die Voraussetzungen nach § 23 Abs. 1 ARegV erfüllt sind, insbesondere also der Bedarf für die Netzausbaumaßnahme feststeht.

In der Konsequenz werden die zur Durchführung der Netzausbaumaßnahme tatsächlich entstandenen Kosten im Rahmen des Investitionsbudgets als sog. dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile nach § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 6 ARegV anerkannt und führen zu einer Erhöhung der Erlösobergrenze. Dies hat für den Übertragungsnetzbetreiber zum einen den Vorteil, dass die Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV auch während der laufenden Regulierungsperiode angepasst werden kann, die Investitionskosten also nicht erst in der nächsten Kostenprüfung Berücksichtigung finden können. Zum anderen sind dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile vom Effizienzvergleich ausgenommen und unterliegen auch keiner effizienzbedingten Kürzung. Die mit dem Investitionsbudget zusätzlich zugestandenen Erlöse werden somit nicht abgeschmolzen (UFER et al. (2010), S. 7). Nach der Praxis der Bundesnetzagentur ist die Genehmigung des Investitionsbudgets allerdings befristet bis zum Ende der Regulierungsperiode, in der die Investition kostenwirksam wird.

In folgenden Regulierungsperioden ist eine etwaige effizienzbedingte Kürzung der Kosten der Netzausbaumaßnahme nur dann ausgeschlossen, wenn diese Kosten noch auf einer anderen Grundlage als dauerhaft nicht beeinflussbar anzuerkennen sind. Dies kommt insbesondere für die Mehrkosten der Erdverkabelung in Betracht (siehe unten Abschn. 2.1.4.3).

2.1.4.3 Drehstrom- und HGÜ-Erdleitungen

Ob die Voraussetzungen des § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV für die Genehmigung eines Investitionsbudgets erfüllt sind, ist von der Bundesnetzagentur grundsätzlich im Einzelfall zu prüfen. Der Verordnungsgeber hat in § 23 Abs. 1 S. 2 ARegV jedoch

Dieses Werk ist copyrightgeschützt und darf in keiner Form vervielfältigt werden noch an Dritte weitergegeben werden.
Es gilt nur für den persönlichen Gebrauch.

eine Reihe von Investitionsmaßnahmen aufgeführt, bei denen grundsätzlich vom Vorliegen der Voraussetzungen auszugehen ist. Hierzu gehören insbesondere Leitungen – auch in Form von Erdleitungen – zur Netzanbindung von Offshore-Anlagen nach § 43 S. 1 Nr. 3 EnWG (§ 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 5 ARegV) sowie Erdleitungen im Falle der vier EnLAG-Pilotvorhaben (§ 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 6 ARegV). Damit ist insbesondere sichergestellt, dass auch die Mehrkosten im Falle einer Erdverkabelung grundsätzlich kostenmäßig anerkannt werden.

Eine ähnliche Regelung gilt nach § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 9 ARegV für Hochspannungsgleichstrom-Übertragungssysteme zum Ausbau der Stromübertragungskapazitäten und für neue grenzüberschreitende Hochspannungsgleichstrom-Verbindungsleitungen jeweils als Pilotprojekte, die im Rahmen der Ausbauplanung für einen effizienten Netzbetrieb erforderlich sind. Damit werden insbesondere grenzüberschreitende HGÜ-Leitungen nach § 43 S. 1 Nr. 4 EnWG erfasst, der ausdrücklich auch Erdleitungen einbezieht. Allerdings stellt § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 9 ARegV die Genehmigung eines Investitionsbudgets ausdrücklich unter den Vorbehalt, dass es sich um Pilotprojekte handelt und diese im Rahmen der Ausbauplanung „für einen effizienten Netzbetrieb erforderlich sind“.

Soweit keine Sonderregelung für Drehstrom- oder HGÜ-Erdleitungen besteht, ist die Genehmigungsfähigkeit der Mehrkosten im Rahmen eines Investitionsbudgets von der Bundesnetzagentur im Einzelfall zu prüfen. Angesichts der bewussten Beschränkung der gesetzlich geregelten Fallgestaltungen ist davon auszugehen, dass die Mehrkosten der Erdverkabelung grundsätzlich nicht anerkennungsfähig sind.

Der Verordnungsgeber hat darüber hinaus in § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV die Anerkennung bestimmter Kosten auch unabhängig von der Genehmigung eines Investitionsbudgets – insbesondere also auch nach Ablauf einer befristeten Genehmigung – als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile bestimmt. Diese Kosten unterliegen daher weiterhin keiner Kürzung aufgrund des Effizienzvergleichs. Hierunter fallen insbesondere die Mehrkosten der Erdverkabelung im Falle der Anbindung von Offshore-Anlagen (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 7 ARegV) und die Mehrkosten der Erdverkabelung bei den vier EnLAG-Pilotvorhaben (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 14 ARegV). Dagegen ist eine entsprechende Regelung für HGÜ-Leitungen i.S.v. § 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 9 ARegV nicht vorgesehen.

Als weitere Besonderheit findet im Falle der Kosten der Anbindung von Offshore-Anlagen (§ 17 Abs. 2a S. 7 EnWG) und im Falle der vier EnLAG-Pilotvorhaben (§ 2 Abs. 4 EnLAG) ein bundesweiter Kostenausgleich statt, der insbesondere die Mehrkosten infolge der Erdverkabelung umfasst. Keine entsprechende Regelung ist hingegen für HGÜ-Leitungen vorgesehen.

Dieses Werk ist copyrightgeschützt und darf in keiner Form vervielfältigt werden noch an Dritte weitergegeben werden.
Es gilt nur für den persönlichen Gebrauch.