

## **Gesetzentwurf**

### **der Bundesregierung**

### **Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze**

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

Der zügige Ausbau des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung, der verstärkte grenzüberschreitende Stromhandel und neue konventionelle Kraftwerke machen den raschen Ausbau des Höchstspannungsübertragungsnetzes in Deutschland dringend erforderlich. Insbesondere ist der Bau neuer Höchstspannungsleitungen erforderlich.

#### **B. Lösung**

Mit dem Gesetz sollen insbesondere die Planungs- und Genehmigungsverfahren für Leitungsbauvorhaben gestrafft werden:

- Wesentliches Element ist ein Energieleitungsausbaugesetz, in dem der Bedarf für vordringliche Leitungsbauvorhaben im Bereich der Höchstspannungsübertragungsnetze gesetzlich festgelegt wird. Die vordringlichen Vorhaben werden – in Anlehnung an das Fernstraßenausbau- und Schienenwegeausbaugesetz – in einen Bedarfsplan als Anhang zu dem Gesetz aufgenommen.
- Der Rechtsweg wird für diese vordringlichen Vorhaben auf eine Instanz verkürzt. Erst- und letztinstanzlich wird insoweit das Bundesverwaltungsgericht zuständig sein.
- Für Leitungen zur Netzanbindung von Offshore-Windkraftanlagen wird für den Bereich des Küstenmeers und der landseitigen Anbindung ein Planfeststellungsverfahren eingeführt.

Daneben erfolgen weitere Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und Folgeänderungen in der Anreizregulierungsverordnung.

#### **C. Alternativen**

Keine

#### **D. Finanzielle Auswirkungen auf die öffentlichen Haushalte**

##### **1. Haushaltsausgaben ohne Vollzugaufwand**

Das Gesetz hat keine Auswirkungen auf die Einnahmen und Ausgaben der öffentlichen Haushalte.

## 2. Vollzugaufwand

Der Vollzugaufwand bei den Planungs- und Genehmigungsbehörden der Länder wird verringert. Prüfungen und Abwägungen zu dem energiewirtschaftlichen Bedarf für die in dem Bedarfsplan enthaltenen Vorhaben entfallen. Das Planfeststellungsverfahren für die Anbindungsleitungen von Offshore-Windenergieanlagen ersetzt die bislang notwendigen Einzelgenehmigungen.

## E. Sonstige Kosten

Mehrkosten, die den Übertragungsnetzbetreibern durch die nach dem Energieleitungsausbaugesetz mögliche Teilverkabelung von Höchstspannungsleitungen im Rahmen von vier Pilotprojekten entstehen, können bundesweit auf die Netznutzungsentgelte umgelegt werden.

Unmittelbare Auswirkungen auf die Einzelpreise, das allgemeine Preisniveau, insbesondere auf das Verbraucherpreisniveau, sind in begrenztem Umfang durch eine etwaige Teilverkabelung im Rahmen der vier Pilotprojekte zu erwarten. Andererseits ist infolge des Gesetzes mit einer Beschleunigung des Netzausbaus zu rechnen. Dies wird einen Beitrag zur Intensivierung des Wettbewerbs auf dem Strommarkt leisten und damit günstige Auswirkungen auf die Strompreise haben.

## F. Bürokratiekosten

### 1. Bürokratiekosten der Wirtschaft

Es wird eine bestehende Berichtspflicht für die Wirtschaft konkretisiert. Es handelt sich lediglich um eine Klarstellung, die der bisherigen Gesetzesauslegung und Praxis entspricht.

### 2. Bürokratiekosten für die Bürgerinnen und Bürger

Es werden keine Informationspflichten für die Bürgerinnen und Bürger neu eingeführt, geändert oder aufgehoben.

### 3. Bürokratiekosten für die Verwaltung

Es werden keine Berichts- oder Informationspflichten für die Verwaltung neu eingeführt, geändert oder aufgehoben.

## G. Auswirkungen von gleichstellungspolitischer Bedeutung

Keine

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

Berlin, 7. Oktober 2008

An den  
Präsidenten des  
Deutschen Bundestages  
Herrn 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 Beschleunigung des Ausbaus der  
Höchstspannungsnetze

mit Begründung und Vorblatt (Anlage 1).

Ich bitte, die Beschlussfassung des Deutschen Bundestages herbeizuführen.

Federführend ist das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.

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

Der Bundesrat hat in seiner 847. Sitzung am 19. September 2008 gemäß Artikel 76  
Absatz 2 des Grundgesetzes beschlossen, zu dem Gesetzentwurf wie aus  
Anlage 3 ersichtlich Stellung zu nehmen.

Die Auffassung der Bundesregierung zu der Stellungnahme des Bundesrates ist  
in der als Anlage 4 beigefügten Gegenäußerung dargelegt.

Mit freundlichen Grüßen





## Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze

Vom ...

Der Bundestag hat das folgende Gesetz beschlossen:

### Artikel 1

#### Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG)

##### § 1

(1) Für Vorhaben nach § 43 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes im Bereich der Höchstspannungsnetze mit einer Nennspannung von 380 Kilovolt oder mehr, die der Anpassung, Entwicklung und dem Ausbau der Übertragungsnetze zur Einbindung von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen, zur Interoperabilität der Elektrizitätsnetze innerhalb der Europäischen Union, zum Anschluss neuer Kraftwerke oder zur Vermeidung struktureller Engpässe im Übertragungsnetz dienen und für die daher ein vordringlicher Bedarf besteht, ist ein Bedarfsplan diesem Gesetz als Anlage beigelegt.

(2) Die in den Bedarfsplan aufgenommenen Vorhaben entsprechen den Zielsetzungen des § 1 des Energiewirtschaftsgesetzes. Für diese Vorhaben stehen damit die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf fest. Diese Feststellungen sind für die Planfeststellung und die Plangenehmigung nach den §§ 43 bis 43d des Energiewirtschaftsgesetzes verbindlich.

(3) Für die in den Bedarfsplan aufgenommenen Vorhaben gilt § 50 Abs. 1 Nr. 6 der Verwaltungsgerichtsordnung.

(4) Zu den Vorhaben gehören auch die für den Betrieb von Energieleitungen notwendigen Anlagen und die notwendigen Änderungen an den Netzverknüpfungspunkten.

(5) Energieleitungen beginnen und enden jeweils an den Netzverknüpfungspunkten, an denen sie mit dem bestehenden Übertragungsnetz verbunden sind.

##### § 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.

(2) Im Falle des Neubaus kann bei den Vorhaben nach Absatz 1 eine Höchstspannungsleitung auf einem technisch und

wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt als Erdkabel errichtet und betrieben oder geändert werden, wenn die Leitung

1. in einem Abstand von weniger als 400 m 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, oder
2. in einem Abstand von weniger als 200 m zu Wohngebäuden errichtet werden soll, die im Außenbereich im Sinne des § 35 des Baugesetzbuchs liegen.

Zusätzlich kann im Fall des Absatzes 1 Nr. 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 errichtet und betrieben oder geändert werden.

(3) Für die Vorhaben nach Absatz 1 kann ergänzend zu § 43 Satz 1 Nr. 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) Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln die Kosten 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 nach Satz 1 ermittelten Kosten 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 nach der Länge seines Übertragungsnetzes. Soweit die tatsächlichen Kosten 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.

##### § 3

Nach Ablauf von jeweils fünf Jahren prüft das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit sowie dem Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, ob der Bedarfsplan der Entwicklung der Elektrizitätsversorgung anzupassen ist und legt

dem Deutschen Bundestag hierüber einen Bericht vor. Dabei sind unter Berücksichtigung der Zielsetzungen nach § 1 des Energiewirtschaftsgesetzes auch notwendige Optimierungs-

maßnahmen zu prüfen. In diesem Bericht sind auch die Erfahrungen mit dem Einsatz von Erdkabeln nach § 2 darzustellen.

## Anlage

Vorhaben nach § 1 Abs. 1, für die ein vordringlicher Bedarf besteht:

| Nr. | Vorhaben                                                                                                                                                                         |
|-----|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1.  | Neubau Höchstspannungsleitung Kassø (DK)–Hamburg Nord–Dollern, Nennspannung 380 kV                                                                                               |
| 2.  | Neubau Höchstspannungsleitung Ganderkesee–Wehrendorf, Nennspannung 380 kV                                                                                                        |
| 3.  | Neubau Höchstspannungsleitung Neuenhagen–Bertikow/Vierraden–Krajnik (PL), Nennspannung 380 kV                                                                                    |
| 4.  | Neubau Höchstspannungsleitung Lauchstädt–Redwitz (als Teil der Verbindung Halle/Saale–Schweinfurt), Nennspannung 380 kV                                                          |
| 5.  | Neubau Höchstspannungsleitung Diele–Niederrhein, Nennspannung 380 kV                                                                                                             |
| 6.  | Neubau Höchstspannungsleitung Wahle–Mecklar, Nennspannung 380 kV                                                                                                                 |
| 7.  | Zubeseilung Höchstspannungsleitung Bergkamen–Gersteinwerk, Nennspannung 380 kV                                                                                                   |
| 8.  | Zubeseilung Höchstspannungsleitung Krißel–Eschborn, Nennspannung 380 kV                                                                                                          |
| 9.  | Neubau Höchstspannungsleitung Hamburg/Krömmel–Schwerin, Nennspannung 380 kV                                                                                                      |
| 10. | Umrüstung der Höchstspannungsleitung Redwitz–Grafenrheinfeld von 220 kV auf 380 kV (als Teil der Verbindung Halle/Saale–Schweinfurt)                                             |
| 11. | Neubau Höchstspannungsleitung Neuenhagen–Wustermark (als 1. Teil des Berliner Rings), Nennspannung 380 kV                                                                        |
| 12. | Neubau Interkonnektor Eisenhüttenstadt–Baczyna (PL), Nennspannung 380 kV                                                                                                         |
| 13. | Neubau Höchstspannungsleitung Niederrhein/Wesel–Landesgrenze NL (Richtung Doetinchem), Nennspannung 380 kV                                                                       |
| 14. | Neubau Höchstspannungsleitung Niederrhein–Uftorf–Osterath, Nennspannung 380 kV                                                                                                   |
| 15. | Neubau Höchstspannungsleitung Osterath–Weißenhurm, Nennspannung 380 kV                                                                                                           |
| 16. | Neubau Höchstspannungsleitung Wehrendorf–Gütersloh, Nennspannung 380 kV                                                                                                          |
| 17. | Neubau Höchstspannungsleitung Gütersloh–Bechterdissen, Nennspannung 380 kV                                                                                                       |
| 18. | Neubau Höchstspannungsleitung Lüstringen–Westerkappeln, Nennspannung 380 kV                                                                                                      |
| 19. | Neubau Höchstspannungsleitung Kruckel–Dauersberg, Nennspannung 380 kV                                                                                                            |
| 20. | Neubau Höchstspannungsleitung Dauersberg–Hünfelden, Nennspannung 380 kV                                                                                                          |
| 21. | Neubau Höchstspannungsleitung Marxheim–Kelsterbach, Nennspannung 380 kV                                                                                                          |
| 22. | Umrüstung der Hochspannungsleitung Weier–Villingen von Nennspannung 110 kV auf Nennspannung 380 kV                                                                               |
| 23. | Umrüstung der Höchstspannungsleitung Neckarwestheim–Mühlhausen von Nennspannung 220 kV auf Nennspannung 380 kV                                                                   |
| 24. | Neubau Höchstspannungsleitung Bünzwangen–Lindach, Nennspannung 380 kV sowie Umrüstung der Hochspannungsleitung Lindach–Goldshöfe von Nennspannung 110 kV auf Nennspannung 380 kV |

## Artikel 2

### Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes

Das Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert durch [...], wird wie folgt geändert:

1. In § 11 Abs. 1 Satz 1 werden nach dem Wort „bedarfsgerecht“ die Wörter „,zu optimieren, zu verstärken und“ eingefügt.
2. § 12 Abs. 3a wird wie folgt geändert:
  - a) Nach Satz 1 wird folgender Satz eingefügt:
 

„Der Bericht zur Netzausbauplanung hat auch konkrete Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes und den geplanten Beginn und das geplante Ende der Maßnahmen zu enthalten.“

- b) In dem neuen Satz 3 wird die Angabe „Satz 1“ durch die Wörter „,der Sätze 1 und 2“ ersetzt.
  - c) In dem neuen Satz 4 wird nach dem Wort „,Sätze“ die Angabe „,1 und 2“ durch die Angabe „,1 bis 3“ ersetzt.
3. In § 21a Abs. 4 Satz 3 werden nach der Angabe „,§ 43“ die Wörter „,Satz 1 Nr. 3 und“ eingefügt und die Wörter „, ; dies gilt auch für Erdkabel mit einer Nennspannung von 380 Kilovolt, deren Verlegung auf Grund anderer öffentlich-rechtlicher Vorschriften durch einen Planfeststellungsbeschluss zugelassen ist“ gestrichen.
  4. § 43 wird wie folgt geändert:
    - a) Satz 1 wird wie folgt geändert:
      - aa) In Nummer 1 wird das Wort „,und“ durch ein Komma ersetzt.

bb) In Nummer 2 wird nach dem Wort „Millimeter“ das Wort „und“ eingefügt.

cc) Folgende Nummer 3 wird angefügt:

„3. Hochspannungsleitungen mit einer Nennspannung bis einschließlich 150 Kilovolt, die zur Netzanbindung von Offshore-Anlagen im Sinne des § 3 Nr. 9 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom [einsetzen: Ausfertigungsdatum und Fundstelle des Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften] in der jeweils geltenden Fassung im Küstenmeer als Seekabel und landeinwärts als Freileitung oder Erdkabel bis zu dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des nächsten Übertragungs- oder Verteilernetzes verlegt werden sollen,“.

b) In Satz 3 werden die Wörter „zwischen der Küstenlinie und dem nächstgelegenen Netzverknüpfungspunkt, höchstens jedoch in einer Entfernung von nicht mehr als 20 Kilometer von der Küstenlinie landeinwärts“ durch die Wörter „in einem 20 Kilometer breiten Korridor, der längs der Küstenlinie landeinwärts verläuft,“ ersetzt.

5. § 43b Nr. 1 Satz 1 wird wie folgt gefasst:

„Bei Planfeststellungen für Vorhaben im Sinne des § 43 Satz 1 wird

- a) für ein bis zum 31. Dezember 2010 beantragtes Vorhaben für die Errichtung und den Betrieb sowie die Änderung von Hochspannungsfreileitungen oder Gasversorgungsleitungen, das der im Hinblick auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit dringlichen Verhinderung oder Beseitigung längerfristiger Übertragungs-, Transport-, oder Verteilungsengpässe dient,
- b) für ein Vorhaben, das in der Anlage zum Energieleitungsausbaugesetz vom [einsetzen: Ausfertigungsdatum und Fundstelle dieses Gesetzes] in der jeweils geltenden Fassung aufgeführt ist,

die Öffentlichkeit einschließlich der Vereinigungen im Sinne von § 43a Nr. 2 ausschließlich entsprechend § 9 Abs. 3 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung mit der Maßgabe einbezogen, dass die Gelegenheit zur Äußerung einschließlich Einwendungen und Stellungnahmen innerhalb eines Monats nach der Einreichung des vollständigen Plans für eine Frist von sechs Wochen zu gewähren ist.“

6. Nach § 117 wird folgender § 117a eingefügt:

„§ 117a

Regelung bei Stromeinspeisung in geringem Umfang

„Betreiber

1. von Anlagen im Sinne des § 3 Nr. 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes mit einer elektrischen Leistung von bis zu 500 Kilowatt oder
2. von Anlagen im Sinne des § 3 Abs. 2 des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes mit einer elektrischen Leistung von bis zu 500 Kilowatt,

die nur deswegen als Energieversorgungsunternehmen gelten, weil sie Elektrizität nach den Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes oder des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes in ein Netz einspeisen oder gemäß § 17 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes direkt vermarkten, sind hinsichtlich dieser Anlagen von den Bestimmungen des § 10 Abs. 1 ausgenommen. Satz 1 gilt nicht, wenn der Betreiber ein vertikal integriertes Unternehmen ist oder im Sinne des § 3 Nr. 38 mit einem solchen verbunden ist. Bilanzierungs-, Prüfungs- und Veröffentlichungspflichten aus sonstigen Vorschriften bleiben unberührt. Mehrere Anlagen im Sinne des Satzes 1 Nr. 1 und 2, die unmittelbar an einem Standort miteinander verbunden sind, gelten als eine Anlage, wobei die jeweilige elektrische Leistung zusammenzurechnen ist.“

7. Dem § 118 werden die folgenden Absätze 9 und 10 angefügt:

„(9) Vor dem [einsetzen: Datum des Inkrafttretens dieses Gesetzes] beantragte Planfeststellungsverfahren und Plangenehmigungsverfahren werden nach den bis dahin geltenden Vorschriften zu Ende geführt. Sie werden nur dann als Planfeststellungsverfahren oder Plangenehmigungsverfahren in der ab dem [einsetzen: Datum des Inkrafttretens dieses Gesetzes] geltenden Fassung dieses Gesetzes fortgeführt, wenn der Träger des Vorhabens dies beantragt.

(10) Vor dem [einsetzen: Datum des Inkrafttretens dieses Gesetzes] beantragte Einzelgenehmigungen für Vorhaben, die ab dem [einsetzen: Datum des Inkrafttretens dieses Gesetzes] der Planfeststellung oder Plangenehmigung nach § 43 Satz 1 Nr. 3 oder Satz 3 unterliegen, werden nach den bis dahin geltenden Vorschriften zu Ende geführt. Die Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens oder Plangenehmigungsverfahrens nach § 43 Satz 1 Nr. 3 oder Satz 3 in der ab dem [einsetzen: Datum des Inkrafttretens dieses Gesetzes] geltenden Fassung dieses Gesetzes erfolgt nur dann, wenn der Träger des Vorhabens dies beantragt.“

### Artikel 3

#### Änderung der Verwaltungsgerichtsordnung

Die Verwaltungsgerichtsordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 19. März 1991 (BGBl. I S. 686), zuletzt geändert durch Artikel 13 des Gesetzes vom 12. Dezember 2007 (BGBl. I S. 2840), wird wie folgt geändert:

1. In § 48 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4 wird das Wort „Erdkabeln“ durch die Wörter „Erd- und Seekabeln jeweils“ ersetzt.
2. In § 50 Abs. 1 Nr. 6 werden nach dem Wort „Bundeswasserstraßengesetz“ ein Komma und das Wort „Energieleitungsausbaugesetz“ eingefügt.

### Artikel 4

#### Änderung der Anreizregulierungsverordnung

Die Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), zuletzt geändert durch Artikel 3 des Gesetzes vom 8. April 2008 (BGBl. I S. 693), wird wie folgt geändert:

1. In § 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2 wird die Angabe „und 13“ durch die Angabe „13 und 14“ ersetzt.
2. § 11 Abs. 2 Satz 1 wird wie folgt geändert:
  - a) In Nummer 7 werden nach der Angabe „§ 43“ die Wörter „Satz 1 Nr. 3 und“ eingefügt und die Wörter „sowie von Erdkabeln nach § 21a Abs. 4 Satz 3 zweiter Halbsatz des Energiewirtschaftsgesetzes“ gestrichen.
  - b) In Nummer 12 wird das Wort „und“ durch ein Komma ersetzt.
  - c) In Nummer 13 wird der Punkt am Ende des Satzes durch ein Komma ersetzt.
  - d) Folgende Nummer 14 wird angefügt:

„14. dem bundesweiten Ausgleichsmechanismus nach § 2 Abs. 4 des Energieleitungsausbaugesetzes [einsetzen: Ausfertigungsdatum und Fundstelle dieses Gesetzes] in der jeweils geltenden Fassung.“
3. § 23 Abs. 1 Satz 2 wird wie folgt geändert:
  - a) In Nummer 5 werden nach der Angabe „§ 17 Abs. 2a“ die Wörter „und § 43 Satz 1 Nr. 3“ eingefügt.
  - b) Nummer 6 wird wie folgt neu gefasst:

„Erdkabel nach § 43 Satz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes und § 2 Abs. 1 des Energieleitungsausbaugesetzes,“.
  - c) In Nummer 7 wird nach den Wörtern „bestätigt wird“ das Wort „oder“ gestrichen.
  - d) In Nummer 8 wird der Punkt am Ende durch das Wort „oder“ ersetzt.
  - e) Nach Nummer 8 wird folgende Nummer 9 angefügt:

„9. Gleichstromübertragungssysteme zum Ausbau der Stromübertragungskapazitäten in den süddeutschen Raum als Pilotprojekte im Rahmen der Ausbauplanung, die insbesondere anhand der dena-Netzstudie II vorgenommen wird, und die für einen effizienten und wirtschaftlich sinnvollen Netzbetrieb erforderlich sind, soweit die Kosten für die Errichtung und den Betrieb im Vergleich zu einem entsprechenden Ausbau des vermaschten Wechselstromnetzes wirtschaftlich vertretbar sind.“

## Artikel 5

### Inkrafttreten

Dieses Gesetz tritt am Tag nach der Verkündung in Kraft.

## Begründung

### A. Allgemeines

#### I. Zielsetzung und wesentlicher Inhalt

##### 1. Ausgangslage

Der zügige Ausbau des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung, der verstärkte grenzüberschreitende Stromhandel und neue konventionelle Kraftwerke machen den raschen Bau neuer Höchstspannungsleitungen in Deutschland dringend erforderlich.

Der zügige Ausbau des Anteils erneuerbarer Energien ist ein zentraler Punkt des von der Bundesregierung im August 2007 in Meseberg beschlossenen „Integrierten Energie- und Klimaprogramms“ (IEKP). Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung soll bis zum Jahre 2020 auf 25 bis 30 Prozent und auch danach kontinuierlich erhöht werden. Dies soll zu einem bedeutenden Teil durch den Ausbau der Stromerzeugung aus Windenergie erfolgen.

Ferner wird der grenzüberschreitende Stromaustausch weiter zunehmen. Deutschland ist bereits heute das zentrale Strom-Transitland in Europa. Die Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel bezweckt die Intensivierung des Stromhandels zur Schaffung eines funktionierenden Elektrizitätsbinnenmarkts. Die Entscheidung Nr. 1364/2006/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 6. September 2006 zur Festlegung von Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze (sog. TEN-E-Leitlinien) legt die Ziele, Prioritäten und die Grundzüge der Gemeinschaftsaktion im Bereich der transeuropäischen Energienetze fest. Auch an der Marktkopplung zwischen Deutschland und Skandinavien sowie zwischen den Märkten Deutschlands, Frankreichs, Belgiens, der Niederlande und Luxemburgs wird intensiv gearbeitet. Der europäische Strombinnenmarkt wird nicht zuletzt im Zuge des Dritten Strom- und Gasbinnenmarktpakets weitere Impulse erfahren.

Darüber hinaus werden in den kommenden Jahren zahlreiche neue konventionelle Kraftwerke errichtet. Derzeit ist bereits eine Vielzahl neuer konventioneller Kraftwerke im Bau. Eine weitere erhebliche Anzahl von Neubauprojekten befindet sich in unterschiedlichen Planungsstadien. Dies ist bedingt durch die Erneuerung des Kraftwerksparcs, aber auch durch den Ausstieg aus der Kernenergie. Die Mehrzahl der neuen Kraftwerke ist im norddeutschen Raum geplant.

Eine der wesentlichen Aufgaben zur langfristigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland ist es, den Ausbau der Höchstspannungsnetze sicherzustellen. Aufgrund der zunehmenden Anforderungen für den europäischen Elektrizitätsaustausch ist der Ausbau des deutschen Netzes auch für die Erhaltung der Systemstabilität in den angrenzenden Staaten von großer Bedeutung. Die zunehmende Nachfrage nach Energie in allen EU-Mitgliedstaaten macht die Erhöhung des Verbundgrades zwischen den EU-Mitgliedstaaten dringend notwendig.

Um der oben dargestellten gesamtenergiewirtschaftlichen Entwicklung Rechnung zu tragen, ist ein schneller Ausbau des Höchstspannungsübertragungsnetzes geboten.

#### 2. Zur Situation der Höchstspannungsnetze in Deutschland und zum Ausbaubedarf

Der Transport großer Strommengen über längere Strecken erfolgt in Deutschland und Europa über das Höchstspannungsübertragungsnetz. Dieses muss eine hohe Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität gewährleisten. Denn es verbindet Kraftwerke und Verbraucher mit unterschiedlichen Einspeise- und Verbrauchskarakteristiken und bildet so das „Rückgrat“ der Elektrizitätsversorgung. Im Rahmen der Liberalisierung der Energiemärkte muss das Höchstspannungsübertragungsnetz zunehmend Transportkapazitäten für den verstärkten Stromhandel im europäischen Verbundnetz bereitstellen. Das deutsche Übertragungsnetz wird von den vier Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) EnBW Transportnetze AG, E.ON Netz GmbH, RWE Transportnetz Strom GmbH und der Vattenfall Europe Transmission GmbH in vier Regelen betrieben.

#### Basisdaten zum Stromnetz in Deutschland – Stromkreis-längen in Deutschland

|                                 | Nieder-spannung | Mittel-spannung | Hoch-spannung | Höchst-spannung | Gesamt    |
|---------------------------------|-----------------|-----------------|---------------|-----------------|-----------|
| Strom-kreislänge gesamt (in km) | 1 039 500       | 490 600         | 75 400        | 36 000*         | 1 641 500 |

\* Die Trassenlänge beläuft sich auf rd. 17 500 km. Sie ist kleiner als die Stromkreislänge, weil viele Trassen mehr als einen Stromkreis führen.

Die Netzausbauplanung muss darauf ausgerichtet sein, eine hohe Versorgungszuverlässigkeit (Versorgungskontinuität) zu gewährleisten. Gemäß der Festlegungen im Operation Handbook der Union for the Coordination of Transmission of Electricity (UCTE, 2004) und des gemeinsamen Transmission Code (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft – BDEW, 2007) der deutschen Übertragungsnetzbetreiber ist ein Übertragungsnetz mit genügend Netzreserven zu planen. Die Bemessung der Netzreserven erfolgt nach dem so genannten (n-1)-Kriterium. Danach wird das Netz so ausgelegt, dass zu jeder Zeit ein Betriebsmittel, z. B. ein Transformator, eine Leitung oder ein Kraftwerk ausfallen kann, ohne dass es zu einer Überlastung eines anderen Betriebsmittels oder zu einer Unterbrechung der Energieversorgung kommen darf.

#### 2.1 Bedarf für neue Energieleitungen infolge der Entwicklung der erneuerbaren Energien, insbesondere Windenergie

Die von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) in Auftrag gegebene Studie „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“ vom 24. Februar 2005 (dena-Netzstudie I) untersuchte die Auswirkungen der fluktuierenden Windenergieeinspeisung und anderer erneuerbarer Energien auf das Höchstspannungsübertragungsnetz. Die Studie entwickelte eine umsetzungsorientierte Strategie für die Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien an

der Stromerzeugung in Deutschland bis zum Jahr 2020 auf 20 Prozent.

Die dena-Netzstudie I untersuchte im Detail Engpässe und Überlastungen im Höchstspannungsübertragungsnetz, die den sicheren Betrieb des Netzes gefährden würden. Maßnahmen waren so zu entwickeln, dass die Versorgungssicherheit auf heutigem Niveau gewährleistet werden kann. Die konkreten Lastflussbilder, die identifizierten Netzengpässe sowie die hieraus abgeleiteten Netzausbaumaßnahmen können im Detail der dena-Netzstudie I entnommen werden.

Um erneuerbare Energien mit einem Anteil von 20 Prozent an der Stromversorgung optimal und ohne Beeinträchtigung

des Netzbetriebs in das bestehende Netz zu integrieren, müssen im Höchstspannungsübertragungsnetz bis zum Jahr 2015 sechs neue Trassen zum Nord-Süd-Transport in Betrieb gehen (s. Nummer 1 bis 6 in nachfolgender Tabelle). Darüber hinaus sind Netzoptimierungsmaßnahmen wie der Bau von Querreglern, die Erweiterung bzw. Ertüchtigung von Schaltanlagen, die Bereitstellung von Anlagen zur Blindleistungskompensation, der Bau neuer Transformatoren vom 380 kV zum 110 kV-Netz, die Umstellung bestimmter Stromkreise auf eine höhere Spannungsebene und die Verstärkung bestehender Trassen notwendig.

Im Einzelnen:

| Nr. | Verbindungspunkte                                                                                                                              | Trassenlänge [km] <sup>1</sup>   | Kapazität [MVA] <sup>2</sup> | Zieljahr für Inbetriebnahme |
|-----|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------|------------------------------|-----------------------------|
| 1   | Hamburg/Nord–Dollern                                                                                                                           | 45                               | 2 × 1 800                    | 2010                        |
| 2   | Ganderkesee–Wehrendorf                                                                                                                         | 80                               | 2 × 1 800                    | 2010                        |
| 3   | Neuenhagen–Bertikow Vierraden                                                                                                                  | 110                              | 2 × 1 800                    | 2010                        |
| 4   | Lauchstädt–Redwitz (als Teil der Verbindung Halle–Schweinfurt)                                                                                 | 220                              | 2 × 2 400                    | 2010                        |
| 5   | Diele–Niederrhein                                                                                                                              | 200                              | 2 × 1 800                    | 2015                        |
| 6   | Wahle–Mecklar                                                                                                                                  | 190                              | 2 × 1 800                    | 2015                        |
| 7   | Netzverstärkung Thüringen (Stromkreisumstellung, davon 6 km Neubau, Röhrsdorf–Weida–Remptendorf und Vieselbach–Großschwabenhausen–Remptendorf) | 193                              | k. A.                        | in Betrieb                  |
| 8   | Netzverstärkung Franken I (Stromkreisumstellung Redwitz–Kriegenbrunn)                                                                          | 82                               | k. A.                        | in Betrieb                  |
| 9   | Netzverstärkung Franken II (Stromkreisumstellung Redwitz–Grafenrheinfeld)                                                                      | 97                               | k. A.                        | 2010                        |
| 10  | Zubeseilung Bergkamen–Gersteinwerk                                                                                                             | 16                               | k. A.                        | 2015                        |
| 11  | Zubeseilung Kriftel–Pkt. Eschborn                                                                                                              | 10                               | k. A.                        | 2015                        |
| 12  | Offshore Cluster Helgoland und Sylt–Schleswig-Holstein (via Sylt nach Böxlund und via Büsum nach Brunsbüttel)                                  | Seekabel: 70/150, an Land: 30/60 | gesamt 2 500                 | 2015 <sup>3</sup>           |
| 13  | Offshore Cluster Borkum I und Borkum II–Niedersachsen (Netzanschluss Made/Emden/Diele)                                                         | Seekabel: 40/100, an Land: 50    | gesamt 5 900                 | 2015 <sup>3</sup>           |
| 14  | Offshore Cluster Region Rostock–Mecklenburg-Vorpommern (Netzanschluss Bentwisch)                                                               | Seekabel: 120, an Land: 16       | gesamt 450                   | 2015 <sup>3</sup>           |
| 15  | Offshore Cluster Region Rügen–Mecklenburg-Vorpommern (Netzanschluss Lubmin)                                                                    | Seekabel: 100, an Land: 5        | gesamt 950                   | 2015 <sup>3</sup>           |
| 16  | Offshore Cluster Fehmarn–Schleswig-Holstein (Netzanschluss in SH)                                                                              | Seekabel: 25 an Land: k. A.      | 25                           | 2010                        |

<sup>1</sup> Die Trassenlängen können sich je nach Ergebnis der Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren ändern.

<sup>2</sup> vorläufige Werte; k. A.: keine Angaben

<sup>3</sup> Aufgrund des bereits vor dem Jahr 2015 beginnenden Baus von Offshore-Windparks müssen Teile der Kapazitäten vor dem Jahr 2015 in Betrieb gehen.

Quelle: dena 2005

Um die Versorgungssicherheit auf heutigem Niveau zu gewährleisten, die Stabilität des deutschen Höchstspannungsnetzes als Teil des europäischen UCTE-Elektrizitätssystems sicherzustellen und Überlastungen einzelner bestehender Trassen zu vermeiden, müssen die neuen Verbindungen als Teil eines Bündels von Maßnahmen, d. h. als Ganzes, realisiert werden.

Die sechs Trassen haben darüber hinaus wichtige Aufgaben bei der Beseitigung spezifischer Schwachstellen und bei der

Sicherstellung der (n-1)-Sicherheit im europäischen Höchstspannungsübertragungsnetz:

#### 1. Verbindung Hamburg/Nord–Dollern:

Ohne die Trasse Hamburg/Nord–Dollern würden bei Ausfall des 220-kV-Stromkreises Hamburg/Nord–Stade oder bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises Hamburg/Nord–Hamburg/Ost die jeweils parallel laufenden Stromkreise überlastet.

## 2. Verbindung Ganderkesee–Wehrendorf:

Ohne die Trasse Ganderkesee–Wehrendorf würde bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises Diele–Hanekenfähr der Stromkreis Diele–Meppen überlastet. Bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises Dollern–Landesbergen würde der verbleibende Stromkreis überlastet.

## 3. Verbindung Neuenhagen–Bertikow Vierraden:

Ohne die Trasse Neuenhagen–Bertikow Vierraden würde bei Ausfall des 220-kV-Stromkreises Bertikow–Neuenhagen oder des 380-kV-Stromkreises Perleberg–Wolmirstedt der Stromkreis Pasewalk–Vierraden überlastet.

## 4. Verbindung Halle–Schweinfurt:

Ohne die Trasse Halle–Schweinfurt würden bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises Wahle–Grohnde der verbleibende Stromkreis, bei Ausfall des Stromkreises 380-kV-Stromkreises Pulgar–Vieselbach der verbleibende Stromkreis Pulgar–Vieselbach, bei Ausfall des Stromkreises Röhrsdorf–Streumen der verbleibende Stromkreis Röhrsdorf–Streumen oder bei Ausfall des Stromkreises Remptendorf–Kriegenbrunn der Stromkreis Remptendorf–Oberhaid überlastet.

## 5. Verbindung Diele–Niederrhein:

Ohne die Trasse Diele–Niederrhein würden bei Ausfall des 380-kV-Stromkreises Diele–Hanekenfähr der 380-kV-Stromkreis Diele–Meppen, bei Ausfall des 380-kV-Stromkreises Dollern–Landesbergen der parallele Stromkreis oder

bei Ausfall des 380-kV-Stromkreises Gronau–Hanekenfähr der 380-kV-Stromkreis Hanekenfähr–Roxel und der 380-kV-Stromkreis Roxel–Gersteinwerk überlastet.

## 6. Verbindung Wahle–Mecklar:

Ohne die Trasse Wahle–Mecklar würden bei Ausfall des 380-kV-Stromkreises Grohnde–Wahle, bei Ausfall des 380-kV-Stromkreises Grohnde–Bergshausen oder bei Ausfall des 380-kV-Stromkreises Bergshausen–Borken die jeweils parallel laufenden Stromkreise überlastet.

Weitere Trassen, die eventuell nach dem Jahr 2015 gebaut werden müssen, sind Gegenstand der laufenden dena-Netzstudie II (erscheint 2010), deren Ergebnis hier nicht vorgegriffen werden kann.

## 2.2 Bedarf für neue Energieleitungen gemäß TEN-E-Leitlinien

In der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 6. September 2006 zur Festlegung von Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze („TEN-E-Leitlinien“) wurden in Anhang III 314 Infrastrukturprojekte für Strom- und Gasnetze als Vorhaben von „gemeinsamem Interesse“ benannt, deren Fertigstellung erleichtert und beschleunigt werden soll. Darunter befinden sich auch verschiedene Projekte in bzw. mit Bezug zu Deutschland.

### Vorhaben von gemeinsamem Interesse gemäß Anhang III der TEN-E-Leitlinien mit Bezug zu Deutschland

| Nr. gemäß Anhang III | Verbindung                                                                                                                                                                                                                                                                               |
|----------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 2.5                  | Verbindungsleitung Vigy (FR)–Uchtelfangen (DE)                                                                                                                                                                                                                                           |
| 2.20                 | Verbindungsleitung St. Peter (AT)–Isar (DE)                                                                                                                                                                                                                                              |
| 2.22                 | Verstärkung der Verbindungen zwischen Dänemark und Deutschland, z. B. Verbindungsleitung Kassø–Hamburg                                                                                                                                                                                   |
| 3.48                 | Verbindungsleitung Hamburg (DE)–Region Schwerin (DE)                                                                                                                                                                                                                                     |
| 3.49                 | Verbindungsleitung Region Halle/Saale (DE)–Region Schweinfurt (DE)                                                                                                                                                                                                                       |
| 3.50                 | Neue Verbindungen zu Offshore- und Onshore-Windkraftanlagen in Deutschland                                                                                                                                                                                                               |
| 3.51                 | Ausbau des 380-kV-Netzes in Deutschland für die Anbindung von Offshore-Windkraftanlagen                                                                                                                                                                                                  |
| 4.19                 | Verbindungen und Nahtstelle zwischen dem UCTE-Netz und Weißrussland, Russland und der Ukraine, einschließlich der Verlegung der früheren Gleichstromkonverter zwischen Österreich und Ungarn, Österreich und der Tschechischen Republik sowie Deutschland und der Tschechischen Republik |
| 4.28                 | Obermoorweiler (DE)–Meiningen (AT)–Bonaduz (CH): Kapazitätsausbau                                                                                                                                                                                                                        |

Mit besonders hoher Priorität wurden 42 Vorhaben von „europäischem Interesse“ bewertet und in den Anhang I aufgenommen. Hierzu zählen insbesondere die Projekte mit Bezug zu Deutschland, die Teil des Dänemark-Deutschland-Ostseerings und Teil der Verbindung Deutschland-Polen-Tschechische Republik-Slowakei-Österreich-Ungarn-

Slowenien sind. Die Projekte von europäischem Interesse sind besonders wichtig für das Funktionieren des europäischen Binnenmarktes, weil sie grenzüberschreitend sind oder erhebliche Auswirkungen auf die grenzüberschreitende Übertragungs- bzw. Fernleitungskapazität haben.

## Vorhaben von europäischem Interesse gemäß Anhang I der TEN-E-Leitlinien mit Bezug zu Deutschland

| Verbindungsleitung                                                                                              | Trassenlänge [km] | Kapazität [MVA] | Zieljahr für Inbetriebnahme |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|-----------------|-----------------------------|
| <b>Teil der Verbindung Deutschland-Polen-Tschechische Republik-Slowakei-Österreich-Ungarn-Slowenien (EL 8):</b> |                   |                 |                             |
| 1. Neuenhagen (DE)–Vierraden (DE)–Krajnik (PL)                                                                  | 125               | k. A.           | 2009/ nach 2010             |
| 2. Neuer Verbund zwischen Deutschland und Polen                                                                 | 65                | k. A.           | 2010                        |
| <b>Teil des Dänemark-Deutschland-Ostseerings (EL 7):</b>                                                        |                   |                 |                             |
| 3. Kassø (DK)–Hamburg/Dollern (DE)                                                                              | k. A.             | k. A.           | 2012                        |
| 4. Hamburg/Krümmel (DE)–Schwerin (DE)                                                                           | 75                | 1 800           | 2007                        |
| 5. Halle/Saale (DE)–Schweinfurt (DE)                                                                            | 210               | 2 400           | 2009                        |
| 6. Ausbau der Stromverbundkapazitäten und mögliche Einbeziehung von Offshore-Windkraftanlagen                   | k. A.             | k. A.           | k. A.                       |

Der „Vorrangige Verbundplan“ („Priority Interconnection Plan“; Mitteilung der EU-Kommission an den Rat und an das Europäische Parlament vom 10. Januar 2007, KOM(2006) 846 endgültig) gibt einen Überblick über den Ausbaustand bei den 42 Ausbauprojekten von europäischem Interesse und geht insbesondere auf Verzögerungen ein.

Durch die TEN-E-Leitlinien ist die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der betreffenden Vorhaben verbindlich festgestellt und von Deutschland als betroffenem Mitgliedstaat gemäß Artikel 156 Abs. 2 des EG-Vertrages ausdrücklich gebilligt worden. Das „ob“ der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit kann somit im Nachhinein nicht mehr in Frage gestellt werden. Eine Ausnahme, d. h. ein Absehen von der Umsetzung eines Vorhabens aus den TEN-E-Leitlinien, ist lediglich im Fall einer negativen Umweltverträglichkeitsprüfung möglich. Im Übrigen geben die Leitlinien vor, bei der Umsetzung der Vorhaben – unter Berücksichtigung der Verfahren zur Konsultation der Betroffenen – Verzögerungen so gering wie möglich zu halten.

Zu berücksichtigen ist, dass eine Reihe der von der dena-Netzstudie I als notwendig erachteten Vorhaben auch unter die TEN-E-Leitlinien fallen:

Hierzu gehören die Verbindungsleitung Halle/Saale–Schweinfurt (insbesondere mit den Teilabschnitten Lauchstädt–Vieselbach, Vieselbach–Altenfeld und Altenfeld–Redwitz), die Verbindungsleitung Hamburg/Nord–Dollern und die Verbindungsleitung Neuenhagen–Bertikow/Vierraden.

### 2.3 Grenzüberschreitender Stromhandel und Deutschland als zentrales Strom-Transitland

Die Europäische Union verfolgt mit der Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte das Ziel, einen einheitlichen gesamteuropäischen Strommarkt mit grenzüberschreitendem Stromhandel zu schaffen. Seit dem Beginn der Liberalisierung stiegen die grenzüberschreitenden Stromflüsse in der EU 27 inklusive Norwegen und der Schweiz nur in geringem Umfang an, d. h. von 7,5 Prozent des Bruttostromverbrauchs im Jahr 1998 auf 10,3 Prozent bzw. auf 350 TWh im Jahr 2005 (vgl. Bericht über die Erfahrungen mit der Anwendung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 „Verordnung über den grenzüberschreitenden Stromhandel“, Mitteilung der Kommission an den Rat und das europäische Parlament vom 15. Mai 2007, KOM(2007) 250 endgültig).

### Physikalischer Stromaustausch Deutschlands mit den Nachbarländern in Milliarden Kilowattstunden (Quelle: BDEW 2007)

| Jahr | Einfuhr [TWh] | Ausfuhr [TWh] | Saldo [TWh] |
|------|---------------|---------------|-------------|
| 1990 | 31,8          | 30,6          | +1,2        |
| 1995 | 39,5          | 34,8          | +4,7        |
| 2000 | 45,0          | 41,9          | +3,1        |
| 2001 | 43,5          | 44,8          | -1,3        |
| 2002 | 46,2          | 45,5          | +0,7        |
| 2003 | 45,8          | 53,8          | -8,0        |
| 2004 | 44,2          | 51,5          | -7,3        |
| 2005 | 53,4          | 61,9          | -8,5        |
| 2006 | 46,1          | 65,9          | -19,8       |

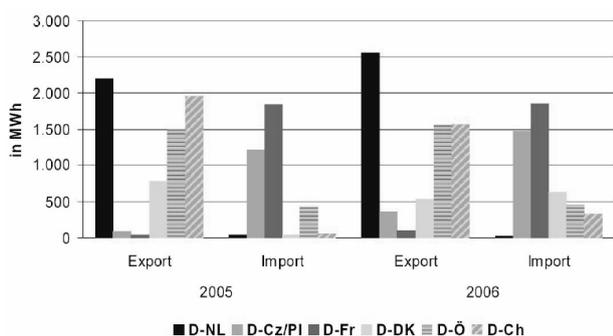
Der physikalisch an den Grenzkuppelstellen gemessene Stromimport nach Deutschland erreichte im Jahr 2006 46 TWh, der Stromexport 66 TWh. Etwa ein Drittel der Importe kam aus Frankreich, gefolgt von Tschechien, Dänemark und Schweden. Wichtigste Zielländer für Exporte sind die Niederlande, Österreich und die Schweiz (vgl. „Zahlen und Fakten“, Pressekonferenz des Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. am 25. Oktober 2007, Berlin, Abruf von [www.bdew.de](http://www.bdew.de) am 31. März 2008). Transitmengen werden in der Statistik des BDEW nicht gesondert ausgewiesen. Sie sind in den Export- und Importdaten enthalten. Der Import-/Exportsaldo Deutschlands von rund 20 TWh entspricht etwas mehr als 3 Prozent der Netto-Stromproduktion. In der EU 27 hat nur Frankreich mit 50 TWh einen höheren Außenhandelsüberschuss als Deutschland (vgl. „Latest Industry Statistics as at 31 December 2006“, Abruf von [www.eurelectric.org/Statistics](http://www.eurelectric.org/Statistics) am 27. März 2008).

Der internationale Stromhandel gewinnt für Deutschland zunehmend an Bedeutung. Im Zeitraum 1990 bis 2006 stieg die Summe aus Import und Export von rd. 62 TWh auf 112 TWh. Maßgeblich für diesen Trend ist, dass Deutschland geographisch zentral liegt und über Höchstspannungsleitungen in große europäische Märkte eingebunden ist: Die Stromnachfrage in Nordeuropa, Mitteleuropa und Mittelwesteuropa erreicht jeweils etwa das drei- bis vierfache des deutschen Stromverbrauchs. Marktteilnehmer aus den Nachbarländern vermarkten in Deutschland ihre Überschüsse und importieren Strom zur Deckung ihrer Defizite. Allerdings wird der

Handel u. a. durch Engpässe an Grenzkuppelstellen und Anforderungen an einen sicheren Netzbetrieb begrenzt.

Nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Stromflüsse an den Grenzkuppelstellen zwischen 2005 und 2006. Die vom Europäischen Rat von Barcelona 2002 getroffene Vereinbarung zur Erhöhung des Verbundgrads zwischen den Mitgliedstaaten auf 10 Prozent wurde in Deutschland im Jahr 2006 mit 14 Prozent deutlich übertroffen.

**Entwicklung der durchschnittlichen grenzüberschreitenden Stromflüsse in 2005 und 2006 (Quelle: BNetzA, „Bericht gemäß § 63 Abs. 4a EnWG zur Auswertung der Netzzustands und Netzausbauberichte der deutschen Elektrizitätsübertragungsnetzbetreiber“ vom 8. Januar 2008)**



**Vorschlag für ein Drittes Binnenmarktpaket**

Die Europäische Kommission hat 2007 einen Vorschlag für ein Drittes Binnenmarktpaket vorgelegt, der derzeit verhandelt wird. Dieser beinhaltet u. a. eine Änderung der Elektri-

zitätsbinnenmarkttrichtlinie, der Stromhandelzugangsverordnung und Regelungsvorschläge zur Stärkung der Regulierung auf europäischer Ebene. Mit dem Dritten Binnenmarktpaket sollen Hemmnisse und Defizite für die Schaffung eines europäischen Energiebinnenmarktes beseitigt werden, um einen einheitlichen europäischen Energiemarkt mit funktionierendem Wettbewerb zu schaffen.

**ERREG-Initiative für regionale Elektrizitätsmärkte**

Die Gruppe Europäischer Regulierungsbehörden (European Regulators’ Group for Electricity and Gas, ERREG), ein die Europäische Kommission beratendes Gremium bestehend aus Vertreterinnen und Vertretern der Regulierungsbehörden der EU-Mitgliedstaaten, startete 2006 auf der Grundlage entsprechender Vorgaben in der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 eine Initiative für sieben regionale Elektrizitätsmärkte. Die Initiative soll durch den Abbau von Handelshemmnissen effizient funktionierende Regionalmärkte schaffen, und so einen Beitrag für einen europäischen Energiemarkt leisten.

Für Deutschland ist von den regionalen Initiativen das bereits 2005 gegründete Pentalaterale Energieforum (PLEF) mit Deutschland, Frankreich, Belgien, Niederlande und Luxemburg von besonderer Bedeutung, das neben den Regulierungsbehörden auch die betroffenen Unternehmen zur Entwicklung einer regionalen Handelsplattform und eines regionalen Netzsicherheitssystems zusammenführt. Ziel ist es, durch die bessere Integration der Netze der fünf Länder die Auslastung der Netze zu verbessern, den grenzüberschreitenden Anbieterwettbewerb zu stärken und die Betriebssicherheit zu gewährleisten. Infolge dieser Maßnahmen sind zunehmende Stromflüsse zwischen den Ländern zu erwarten.

**Sieben regionale Elektrizitätsmärkte gemäß Vorschlag der Gruppe Europäischer Regulierungsbehörden**

| Region             | Länder                                                                                    | Netto Stromverbrauch 2006* [TWh] |
|--------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------|
| Mittel-/Westeuropa | Belgien , Frankreich, Deutschland, Luxemburg, Niederlande („Pentalaterales Energieforum“) | 809                              |
| Nordeuropa         | Dänemark, Finnland, Deutschland, Norwegen, Polen, Schweden                                | 1 096                            |
| UK und Irland      | Frankreich, Irland, UK                                                                    | 892                              |
| Mittel-/Südeuropa  | Österreich, Frankreich, Deutschland, Griechenland, Italien, Slowenien                     | 1 523                            |
| Südwesteuropa      | Frankreich, Portugal, Spanien                                                             | 814                              |
| Mittel-/Osteuropa  | Österreich, Tschechien, Deutschland, Ungarn, Polen, Slowakei, Slowenien                   | 914                              |
| Ostseeraum         | Estland, Lettland, Litauen                                                                | 25                               |

\* Daten zum Stromverbrauch aus: „Latest Industry Statistics as at 31 December 2006“, Abruf von [www.eurelectric.org/Statistics](http://www.eurelectric.org/Statistics) am 27. März 2008

**2.4 Nord-Süd-Gefälle bei Erzeugung und Verbrauch von Strom in Deutschland**

Vor der Liberalisierung der Energiemärkte wurde bei der Planung von Energieversorgungssystemen angestrebt, dass Erzeugungseinheiten möglichst in der Nähe von Verbrauchschwerpunkten liegen. In Deutschland wurde dieser Grundsatz weitgehend umgesetzt. Inzwischen hat aufgrund rechtlicher, politischer, technischer und ressourcenspezifischer Aspekte der einzelnen Technologien eine Entkopplung von Verbrauchs- und Erzeugungsschwerpunkten eingesetzt.

Standorte für konventionelle Kraftwerke werden heute unabhängig von den netztechnischen Rahmenbedingungen ausgewählt und bevorzugt in der Nähe von Braunkohlelagerstätten, an der Küste bzw. schiffbaren Flüssen (z. B. in Nordrhein-Westfalen) mit Anlandemöglichkeiten für Import-Steinkohle und in der Nähe von Erdgasfernleitungen geplant. Auch die Verfügbarkeit von Kühlwasser oder die Entsorgungsmöglichkeiten für abgeschiedenes Kohlendioxid in unterirdischen Lagerstätten beeinflussen die Standortwahl. Tendenziell zeichnet sich die Entwicklung ab, dass neue Standorte für konventionelle Kraftwerke in erheb-

lichem Umfang an Küstenstandorten, also im Norden geplant werden.

Standortentscheidungen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien müssen die Verfügbarkeit von Biomasse, die Windverhältnisse und die Sonneneinstrahlung sowie den möglichst leichten Zugang zu geeigneten geologischen Formationen im Fall der Geothermie berücksichtigen, wobei Geothermie auf absehbare Zeit keinen erheblichen Beitrag liefern und daher im vorliegenden Kontext nicht weiter betrachtet wird. Die Verfügbarkeit von Biomasse ist in Deutschland insgesamt gut, so dass Biomasseanlagen in allen Flächenbundesländern entstehen. Die Intensität und die Dauer der Sonneneinstrahlung führen zu einer Konzentration der Solarstromerzeugung im Süden. Aufgrund der großen Unterschiede bei der Ressource Wind, konzentrieren sich Standorte von Windenergieanlagen bzw. der Windenergieausbau auf den Norden und die Mitte Deutschlands.

Auch der Ausstieg aus der Kernenergie trägt zu dem Nord-Süd-Gefälle bei. Die derzeit noch insbesondere in Süddeutschland betriebenen Kernkraftwerke werden schrittweise abgeschaltet. Der Wegfall der in den Kernkraftwerken erzeugten Energie soll durch konventionelle Kraftwerke und erneuerbare Energien kompensiert werden, wobei in Süddeutschland die Nachfrage voraussichtlich nicht durch verbrauchsnahe, sondern vorwiegend durch zu transportierende Elektrizitätsmengen gedeckt werden muss.

Das Nord-Süd-Gefälle wird in der dena-Netzstudie I anhand von Regionalbilanzen für sechs Regionen verdeutlicht (Ost = Vattenfall-Regelzone; Nordwest = nördlicher Teil der E.ON-Regelzone; Mitte = mittlerer Teil der E.ON-Regelzone; Südost = südlicher Teil der E.ON-Regelzone; West = westlicher Teil der RWE-Regelzone; Südwest = EnBW-Regelzone und Teil der RWE-Regelzone in Bayern).

Ausgehend vom Jahre 2003 wurden in den Bilanzen der Ausbau erneuerbarer Energien, der Kernenergieausstieg, die Investitionen in konventionelle Kraftwerke und Lastveränderungen berücksichtigt, soweit diese bekannt waren. Seit 2003 ist die Anzahl der Planungen für konventionelle Kraftwerke in Norddeutschland weiter deutlich angestiegen. Der Stromtransit durch Deutschland und der Import von Elektrizität wurden nicht verändert, wobei auch der zunehmende Stromtransit und der zunehmende grenzüberschreitende Stromhandel vom Ausbau der Netze profitieren. Als Ergebnis der Erzeugungs- und Verbrauchsbilanzen treten regionale Stromüberschüsse bzw. Unterdeckungen der Nachfrage auf. Die daraus resultierenden Stromflüsse über die Grenzen der Regionen hinweg und die Richtung der Flüsse können der dena-Netzstudie I entnommen werden.

## 2.5 Notwendigkeit zur kurzfristigen Realisierung der Trassenprojekte

In Situationen starker nationaler und internationaler Handelsaktivitäten in Kombination mit guten Windverhältnissen und somit hoher Windenergieeinspeisung treten in einzelnen Regionen Deutschlands zunehmend Netzengpässe auf. Diese Engpässe beschränken den Transport von Elektrizität aus den verschiedenen Erzeugungsanlagen und den Stromhandel. Dies hat Auswirkungen auf den Wettbewerb und die Investitionssicherheit beim Bau neuer Kraftwerke.

Unzureichende Netzkapazitäten führen im Bereich der erneuerbaren Energien bereits heute in Starkwindsituationen zur Abregelung dieser Anlagen. Damit kann Strom aus Windenergie nicht im möglichen Umfang den Verbrauchern zur Verfügung gestellt werden. Der „verworfenen Windstrom“ muss in konventionellen Kraftwerken mit entsprechenden CO<sub>2</sub>-Emissionen und damit negativen Auswirkungen auf die Klimabilanz Deutschlands produziert werden.

Zu einer Investitionsunsicherheit führen die begrenzten Netzkapazitäten auch bei Vorhaben für konventionelle Kraftwerke in Norddeutschland. Neben den bekannten Marktrisiken müssen zunehmend die Risiken bewertet werden, die sich aus nicht ausreichend verfügbaren Netzkapazitäten ergeben. Die Investitionsentscheidungen müssen kurz- und mittelfristig erfolgen, da durch den Ausstieg aus der Kernenergie und der altersbedingten Erneuerung des konventionellen Kraftwerkparcs dringender Handlungsbedarf besteht.

Aufgrund nicht ausreichender Transportkapazitäten kommt es bereits heute an engpassbehafteten Grenzkuppelstellen zur Versteigerung von Transportkapazitäten im Rahmen eines Engpass-Managements. Aufgrund möglicher künftiger Netzengpässe prüft die Bundesnetzagentur auch Maßnahmen des Engpass-Managements innerhalb Deutschlands, falls nicht kurzfristig zusätzliche Transportkapazitäten bereitgestellt werden. Dies würde eine Einschränkung des Stromhandels und von wirtschaftlichen Potenzialen bedeuten.

## 2.6 Verfügbarkeit und Einsetzbarkeit etwaiger Alternativen zum Netzausbau

Neben dem Leitungsbau und der Netzertüchtigung werden auch andere Konzepte für die Integration der erneuerbaren Energien in das deutsche Elektrizitätssystem diskutiert. Dazu zählen beispielsweise die Verbindung der Offshore-Windparks untereinander (europäisches Offshore-Netz), eine Verbindung zu hydroelektrischen Langzeitspeichern (z. B. in Norwegen), ein europäisches Gleichstromnetz mit sehr großen Übertragungskapazitäten zum Ferntransport, oder Temperaturmonitoring auf bestehenden 380-kV-Leitungen. Unbeschadet des Potentials, das diese Maßnahmen für die Zukunft bieten, müssen die absehbaren Netzengpässe mit jetzt zur Verfügung stehenden Mitteln kurz- bis mittelfristig beseitigt werden. Die in den Bedarfsplan aufgenommenen Vorhaben sind daher energiewirtschaftlich notwendig und vordringlich.

## 3. Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren

Trotz der Beschleunigungselemente im Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz vom 9. Dezember 2006 (BGBl. I S. 2833) konnten Verzögerungen auf Ebene der Planungs- und Genehmigungsverfahren und bei der Realisierung des Leitungsbaus nicht verhindert werden und sind auch weiterhin zu erwarten. Derartige Verzögerungen werden auch von der EU-Kommission gesehen. So nennt der vorrangige Verbundplan (Mitteilung der EU-Kommission an den Rat und an das Europäische Parlament vom 10. Januar 2007, KOM(2006) 846 endgültig) die komplexen Planungs- und Genehmigungsverfahren als Hauptgrund für die meisten Verzögerungen bei den Leitungsbauvorhaben von europäischem Interesse. Die EU-Kommission empfiehlt daher als Abhilfemaßnahme u. a. die Straffung der Genehmigungsverfahren.

Daher sollen mit diesem Gesetz die Planungs- und Genehmigungsverfahren beschleunigt werden. Kernelemente des Gesetzes sind:

#### 1. Energieleitungsausbaugesetz mit Bedarfsplan

Auf der Basis des Energieleitungsausbaugesetzes kann zukünftig der vordringliche Bedarf an Übertragungsleitungen in einem gesetzlichen Bedarfsplan festgelegt werden. Mit der Aufnahme der betreffenden Vorhaben in den gesetzlichen Bedarfsplan ist ihr vordringlicher Bedarf, ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit und ihre Vereinbarkeit mit den in § 1 des Energiewirtschaftsgesetzes genannten Zielen festgestellt. Diese Feststellung ist insbesondere für die zuständigen Behörden im Planfeststellungsverfahren verbindlich. Eine derartige Bedarfsfeststellung erfolgt beispielsweise auch im Fernstraßenausbaugesetz und im Bundesschienenwegeausbaugesetz.

Der Bedarfsplan enthält Bauvorhaben für Übertragungsleitungen, für die nach dem gegenwärtigen Erkenntnisstand ein vordringlicher Bedarf besteht. Er wurde anhand der in den TEN-E-Leitlinien und in der dena-Netzstudie I genannten Vorhaben ermittelt.

#### 2. Erst- und letztinstanzliche Zuständigkeit des Bundesverwaltungsgerichts bei Rechtsstreitigkeiten zu vordringlichen Vorhaben

Der Rechtsweg gegen Entscheidungen bei vordringlichen Vorhaben gemäß der Anlage zum Energieleitungsausbaugesetz wird auf eine Instanz verkürzt; die Rechtsstreitigkeiten werden insoweit erst- und letztinstanzlich dem Bundesverwaltungsgericht zugewiesen.

#### 3. Einführung eines Planfeststellungsverfahrens für Anbindungsleitungen von Offshore-Windenergieanlagen

Für Leitungen zur Netzanbindung von Offshore-Windenergieanlagen wird für den Bereich des Küstenmeers und der landseitigen Anbindung ein Planfeststellungsverfahren mit Konzentrationswirkung für alle bisher in diesem Bereich notwendigen Einzelgenehmigungen eingeführt.

Daneben erfolgen verschiedene Änderungen des EnWG – insbesondere zu den Netzausbauverpflichtungen, der Berichterstattung über den Netzausbau und zum Planfeststellungsverfahren für Erdkabel in dem 20 km ab der Küstenlinie landeinwärts gelegenen Gebiet.

### 4. Gesetzgebungskompetenz des Bundes

Artikel 1 und 2 des Gesetzes sind Gegenstand der konkurrierenden Gesetzgebungskompetenz des Bundes (Artikel 74 Abs. 1 Nr. 11 des Grundgesetzes – GG).

Artikel 3 des Gesetzes ist Gegenstand der konkurrierenden Gesetzgebungskompetenz des Bundes (Artikel 74 Abs. 1 Nr. 1 GG).

Die Voraussetzungen des Artikels 72 Abs. 2 GG liegen vor.

Für Artikel 1 des Gesetzes liegen die Voraussetzungen des Artikels 72 Abs. 2 GG vor, da die bundesgesetzliche Regelung des Energieleitungsausbaus zur Herstellung gleichwertiger Lebensverhältnisse im Bundesgebiet erforderlich ist. Es geht vorliegend um Grundfragen der Infrastrukturausstattung mit überregionaler Bedeutung für das Gemeinwesen, und zwar im Bereich der Energieleitungen. Infrastrukturausstattung insgesamt, und Energieleitungen im besonderen,

garantieren gleichwertige Lebensverhältnisse. Es darf daher seitens des Gesetzgebers nicht zugewartet werden, bis eine konkret Gefahr besteht, dass Teile des Landes infolge unterschiedlicher Planungen des Leitungsbaus benachteiligt werden. Insoweit scheint es konsequent, für das Fachplanungsrecht für raumbedeutende Infrastrukturmaßnahmen eine derartige Gefahrensituation stets anzunehmen (vgl. auch Gesetzesbegründung zum Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz vom 4. November 2005, Bundestagsdrucksache 16/54).

Außerdem ist die bundesgesetzliche Regelung auch zur Wahrung der Rechts- und Wirtschaftseinheit im gesamtstaatlichen Interesse erforderlich. Nach der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts ist dies der Fall, wenn es um die institutionellen Voraussetzungen des Bundesstaates geht, also um bestehende oder drohende Rechtszersplitterung oder Zersplitterung des Wirtschaftsraumes. Im Bereich des Energieleitungsbaus machen die Maßgaben zur Vereinfachung, Beschleunigung und Stabilisierung der Planungen eine bundeseinheitliche Regelung zur Wahrung der Rechtseinheit im gesamtstaatlichen Interesse erforderlich. Eine Vielzahl der Planungen betrifft entweder länderübergreifende Vorhaben oder zumindest Vorhaben mit länderübergreifenden Auswirkungen auf Betroffene oder die Umwelt einschließlich der Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen. Bei solchen länderübergreifenden Sachverhalten führten unterschiedliche Regelungen zur Feststellung des Bedarfs für den Bau der Leitungen zu ernsthaften Hindernissen bei der Verwirklichung der Planung. Für eine angemessene Ausstattung mit Energieleitungen mit überregionaler Bedeutung ist es daher erforderlich, dass unter einheitlichen rechtlichen Bedingungen geplant werden kann.

Betreffend Artikel 2 des Gesetzes, der Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes zum Inhalt hat, ist eine bundesgesetzliche Regelung zur Wahrung der Rechts- und Wirtschaftseinheit im Sinne von Artikel 72 Abs. 2 GG erforderlich, da es sich im Wesentlichen um Folgeänderungen bereits bestehender bundeseinheitlich geltender Vorschriften handelt.

## II. Alternativen

Es stehen keine anderweitigen Lösungsmöglichkeiten zur Verfügung, um die in der Praxis aufgetretenen Verzögerungen bei der Planung und Genehmigung von Leitungsbauvorhaben aufzulösen. Der zügige Ausbau des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung, neue konventionelle Kraftwerke und der verstärkte grenzüberschreitende Stromhandel erfordern den schnellen Ausbau der Höchstspannungsnetze. Hierfür sind einfache, transparente und zügige Planungs- und Genehmigungsvorgänge notwendig.

## III. Gesetzesfolgen

### 1. Kosten für die öffentlichen Haushalte

Durch das Energieleitungsausbaugesetz werden die Planungs- und Genehmigungsbehörden entlastet. Hinsichtlich der in dem Bedarfsplan aufgeführten Vorhaben entfallen Prüfungen und Abwägungen zu der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und ihrer Vereinbarkeit mit den Zielen des § 1 EnWG.

Die Einführung des Planfeststellungsverfahrens für die Anbindungsleitungen von Offshore-Windenergieanlagen er-

setzt die bislang erforderlichen Einzelgenehmigungen und entlastet die zuständigen Behörden.

Die Übertragung neuer erstinstanzlicher Zuständigkeiten auf das Bundesverwaltungsgericht wird zu einer höheren Geschäftsbelastung des Gerichts führen. Die Aufgaben werden aber wegen des Wegfalls von Zuständigkeiten nach anderen Gesetzen, z. B. nach dem Verkehrswegeplanungsbeschleunigungsgesetz, mit dem bisherigen Personalbestand wahrgenommen werden können.

Soweit die erstinstanzlichen Zuständigkeiten auf das Bundesverwaltungsgericht übertragen werden, werden die Gerichte der Länder entlastet werden.

## 2. Kosten für die Wirtschaft

Durch die Regelungen entstehen der Wirtschaft keine zusätzlichen Kosten. Insbesondere werden keine neuen Pflichten und damit verbundene Kosten begründet:

Durch die Änderung des § 11 EnWG werden keine neuen Pflichten begründet. Es handelt sich um eine deklaratorische Ergänzung hinsichtlich bereits bestehender Pflichten.

Die Änderung der § 12a EnWG schafft insbesondere keinen bürokratischen Mehraufwand. Es werden lediglich nach bisheriger Auslegung und Handhabung der Norm bereits bestehende Pflichten nunmehr ausdrücklich erwähnt.

Durch das Energieleitungsausbaugesetz und durch die Einführung des Planfeststellungsverfahrens für die Anbindungsleitungen von Offshore-Windenergieanlagen sind möglicherweise Kosteneinsparungen realisierbar.

Eventuelle Mehrkosten, die durch die nach dem Energieleitungsausbaugesetz mögliche Teilverkabelung von Höchstspannungsleitungen im Rahmen von vier Pilotprojekten entstehen, werden unter den Übertragungsnetzbetreibern ausgeglichen und bundesweit auf die Netznutzungsentgelte umgelegt.

## 3. Sonstige Kosten

Unmittelbare Auswirkungen auf die Einzelpreise, das allgemeine Preisniveau, insbesondere auf das Verbraucherpreisniveau, sind in begrenztem Umfang durch eine etwaige Teilverkabelung im Rahmen der vier Pilotprojekte zu erwarten. Andererseits ist infolge des Gesetzes mit einer Beschleunigung des Netzausbaus zu rechnen. Dies wird einen Beitrag zur Intensivierung des Wettbewerbs auf dem Strommarkt leisten und damit günstige Auswirkungen auf die Strompreise haben.

## IV. Gender Mainstreaming

Das Gesetz verursacht keine Auswirkungen von gleichstellungspolitischer Bedeutung.

### B. Zu den einzelnen Vorschriften

#### Artikel 1 (Energieleitungsausbaugesetz)

##### 1. § 1 EnLAG

Leitungsbauvorhaben, für die ein vordringlicher Bedarf besteht, können in einem gesetzlichen Bedarfsplan festgelegt werden. Der Bedarfsplan wird dem Gesetz als Anlage beige-

fügt. Eine Pflicht zur Erstellung des Bedarfsplans besteht nicht.

Die Realisierung der in den Bedarfsplan aufgenommenen Vorhaben wird vor dem Hintergrund der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, insbesondere der Einbindung der erneuerbaren Energien, des zunehmenden grenzüberschreitenden Stromhandels und des Netzanschlusses neuer konventioneller Kraftwerke als vordringlich angesehen.

Mit der Aufnahme in den Bedarfsplan ist die energiewirtschaftsrechtliche Notwendigkeit, insbesondere die Vereinbarkeit mit den Zielen des § 1 des Energiewirtschaftsgesetzes und die Vordringlichkeit des betreffenden Vorhabens, verbindlich festgestellt.

Der Bedarfsplan ist nicht abschließend. Es können daher weiterhin Vorhaben – selbst solche vordringlicher Art – realisiert werden, die nicht in den Bedarfsplan aufgenommen sind. Allerdings ist für diese die energiewirtschaftsrechtliche Notwendigkeit und insbesondere ihre Vereinbarkeit mit den Zielen des § 1 des Energiewirtschaftsgesetzes wie bisher von den Planungs- und Genehmigungsbehörden zu prüfen.

##### 2. § 2 EnLAG

Während Erdkabel auf der Nieder-, Mittel- und Hochspannungsebene bereits verwendet werden, konnten mit ihrem Einsatz im Höchstspannungsübertragungsnetz bislang nur wenige Erfahrungen gesammelt werden. Die Vorschrift ermöglicht daher die Teilverkabelung bestimmter Leitungsbauvorhaben als Pilotvorhaben. Sie soll den Einsatz von Erdkabeln in der Fläche ermöglichen. Die Vorhaben wurden u. a. deshalb ausgewählt, da es sich um sehr bedeutende Leitungen für den Stromtransport in Nord-Süd-Richtung handelt. Die in Absatz 1 Nr. 1 bis 3 genannten Leitungen sind für den Transport von Strom aus Windenergie und neuen konventioneller Kraftwerken im norddeutschen Raum von besonderer energiewirtschaftlicher Bedeutung. Die Leitungen betreffen zu einem großen Teil das räumliche Gebiet der norddeutschen Tiefebene, das auch vom Leitungsbau nach der dena-Netzstudie I in besonderem Maße betroffen ist. Bei dem Vorhaben nach Absatz 1 Nr. 4 wird dem Umstand Rechnung getragen, dass eine Teilverkabelung unter besonderen geographischen Bedingungen getestet werden kann.

Absatz 2 regelt, unter welchen Voraussetzungen die Teilverkabelung erfolgen darf. Nach Satz 1 ist dies möglich, wenn bestimmte Abstände zu Wohngebäuden unterschritten werden. Darüber hinaus ermöglicht Satz 2 eine Teilverkabelung für die in Absatz 1 Nr. 4 genannte Leitung. Es geht darum, unabhängig von Abstandsvorschriften eine Teilverkabelung für die etwaige Querung des Rennsteiges im Thüringer Wald zu ermöglichen, ohne der Entscheidung der zuständigen Behörden zum Trassenverlauf vorgreifen zu wollen. Durch die Regelung wird ermöglicht, eine Teilverkabelung unter den besonderen geographischen Bedingungen einer Mittelgebirgslandschaft zu testen.

Mit dem Begriff „technisch und wirtschaftlich effizienter Teilabschnitt“ wird zum Ausdruck gebracht, dass bei allen Möglichkeiten zur Teilverkabelung im Sinne des Absatzes 2 ein ständiges Abwechseln der Erdverkabelung mit der Freileitungsbauweise, das zu erheblichen Mehrkosten führt, vermieden werden soll. Als technisch und wirtschaftlich effi-

zient gilt ein Teilabschnitt daher dann, wenn er mindestens eine Länge von 3 km aufweist.

Absatz 3 ermöglicht die Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens für die Teilverkabelung.

Absatz 4 regelt, wie die Kosten für die in Absatz 1 genannten Pilotvorhaben bundesweit auf alle Übertragungsnetzbetreiber rechnerisch verteilt werden. Diese Verteilung ist sachgerecht, da die mit den Pilotvorhaben gewonnenen energiewirtschaftlichen Erfahrungen von bundesweiter Bedeutung sind. Indem der Verteilungsmaßstab an die Länge des jeweiligen Übertragungsnetzes anknüpft, ist eine angemessene Zuordnung der Kosten gewährleistet.

### 3. § 3 EnLAG

Nach § 3 prüft das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit sowie dem Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung alle fünf Jahre, ob der Bedarfsplan anzupassen ist und legt dem Deutschen Bundestag einen Bericht vor. Gegenstand des Berichts sind auch die Erfahrungen mit den Erdkabel-Pilotvorhaben nach § 2.

### 4. Anlage

Die Auswahl der Vorhaben für den vorliegenden Bedarfsplan erfolgte auf Basis der Vorhaben, die in den TEN-E-Leitlinien und der dena-Netzstudie I enthalten sind.

Zu den einzelnen Vorhaben (Bezifferung gemäß Anlage):

Nummer 1 bis 8 und 10 sind Vorhaben gemäß der dena-Netzstudie I.

Nummer 1, 3, 4, 9 und 12 sind Vorhaben gemäß den TEN-E-Leitlinien.

Nummer 11: Der Leitungsneubau dient der Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit im Osten der Vattenfall-Regelzone insbesondere für den Ferntransport von Windenergie (Abtransport von überschüssigem Windstrom) und den Abtransport künftiger Kraftwerkseinspeiseleistung durch Zubau von Übertragungskapazität.

Nummer 13: Die neue 60 Kilometer lange Kuppelleitung von Doetinchem (Niederlande, NL) nach Niederrhein wird die Transportkapazität zwischen den Übertragungsnetzen von RWE Transportnetz Strom GmbH und TenneT (Niederlande) zwischen 25 und 50 Prozent, d. h. um 1 000 bis 2 000 Megawatt (MW), erhöhen. Dies trägt wesentlich zu einem stärkeren Zusammenwachsen der regionalen Märkte bei und steigert zugleich die Systemsicherheit erheblich. Die Kapazität der neuen Leitung wird rd.  $2 \times 2\,000$  MW betragen.

Nummer 14: Der Leitungsneubau von der Station Niederrhein (Raum Wesel) bis Osterath steht im direkten Zusammenhang mit der Leitung Diele–Niederrhein (dena-Netzstudie I) und der Kuppelleitung Niederrhein–Landesgrenze (NL, Richtung Doetinchem). Der Leitungszug ist zum einen für den weiterführenden Transport von Windenergie in die Ballungsräume Rhein/Main und Rhein/Neckar erforderlich. Zum anderen wird den erhöhten Belastungen, die auf Grund der zusätzlichen Handelsbelastung auf der Kuppelleitung Niederrhein–Landesgrenze (NL) im nachgelagerten Netz von RWE Transportnetz Strom GmbH entstehen, durch die-

ses Leitungsprojekt entsprochen. Auf Grund der zukünftigen Konzentration konventioneller Kraftwerksleistung im Bereich des Leitungszuges und nördlich davon wird ebenfalls der Netzanschluss von Kraftwerkseinheiten ermöglicht.

Nummer 15: Der Leitungsneubau steht im Zusammenhang mit dem Neubau Niederrhein–Osterath (Nummer 14). Er ist eine Weiterführung der netzverstärkenden Maßnahmen in Richtung Rhein/Main und Rhein/Neckar. Ohne dieses Projekt würden Netzengpässe im Netzgebiet südlich von Osterath auftreten. Die Netznutzung neu geplanter bzw. bereits realisierter Kraftwerke im Bereich des Leitungszuges und nördlich davon werden unterstützt. Des Weiteren wird dem auf Grund der norddeutschen Windenergieeinspeisung auftretende Leistungs transit in Richtung Süden Rechnung getragen.

Nummer 16: Der Leitungsneubau steht im Zusammenhang mit der Leitung St. Hülfe–Wehrendorf (dena-Netzstudie I), durch die in Norddeutschland erzeugte Windenergie sowie Energie aus konventionellen Kraftwerken in Richtung Wehrendorf transportiert wird. Der Leitungszug von Wehrendorf über Lüstringen nach Gütersloh wird für den weiterführenden Transport der Energie über das Ruhrgebiet in die Ballungsräume Rhein/Main und Rhein/Neckar benötigt. Mit der Maßnahme wird eine leistungsstarke Verbindung zwischen den Regionen Osnabrück und Ostwestfalen geschaffen.

Nummer 17: Der Leitungsneubau erhöht die Übertragungskapazität zwischen den Transportnetzen von E.ON Netz GmbH und RWE Transportnetz Strom GmbH. Die heute bestehende 220-kV-Verbundkupplung mit einer Kapazität von rd. 400 MW wird durch eine leistungsstarke 380-kV-Verbundkupplung mit einer Kapazität von rd.  $2 \times 2\,000$  MW ersetzt. Durch dieses Projekt wird Transportkapazität zur Abfuhr von Windenergie aus dem E.ON-Netzgebiet in süd-westliche Richtung geschaffen.

Nummer 18: Im Zusammenhang mit dem Transport von Windenergie in Richtung Süden und dem damit verbundenen Neubau der 380-kV-Leitung von Wehrendorf über Lüstringen nach Gütersloh sollen bestehende 220-kV-Trassen genutzt werden. Der damit einhergehende Rückbau des 220-kV-Netzes erfordert als Folgemaßnahme für einen sicheren Netzbetrieb den 380-kV-Verbindungsschluss zwischen Lüstringen und Westerkappeln u. a. auch zur Einbindung des Kraftwerks Ibbenbüren.

Nummer 19: Der Leitungsneubau steht in erster Linie im Zusammenhang mit den zahlreichen in der Region östliches Ruhrgebiet/Westfalen neu geplanten bzw. bereits realisierten Kraftwerke (z. B. ca. 800 MW in Hamm-Uentrop, ca. 1055 MW in Datteln, ca. 1 590 MW in Lünen, ca. 1 600 MW in Hamm). Der Leitungszug wird für den Transport von Energie aus den neu errichteten Kraftwerken in Richtung Süden erforderlich und dient auch dem Weitertransport von Windenergie, die über die neuen Leitungsverbindungen Ganderkesee–St. Hülfe–Wehrendorf–Gütersloh und Bechterdissen–Gütersloh in das Netz von RWE Transportnetz Strom GmbH eingespeist wird. Ohne dieses Projekt würden Netzengpässe bzw. Netzüberlastungen auf den heute bestehenden Leitungen insbesondere zum östlichen Ruhrgebiet auftreten.

Nummer 20: Der Leitungsneubau ist die Fortführung des Projekts Kruckel–Dauersberg. Die bisherige 220-kV-Lei-

tungstrasse wird durch eine leistungsstärkere 380-kV-Leitung ersetzt, wodurch die Übertragungskapazität von rd. 2 × 300 MW auf rd. 2 × 2 000 MW erhöht wird. Somit ermöglicht der Neubau den Weitertransport von Windenergie aus den nördlich gelegenen Regionen und der im Ruhrgebiet konventionell erzeugten Energie. Die Achse Kruckel–Pkt. Hünfelden leistet somit einen notwendigen Beitrag zur Versorgung des süddeutschen Netzgebietes und leistet einen wichtigen Beitrag für die zukünftige Versorgungssicherheit in der Region.

Nummer 21: Bedingt durch den Neubau zwischen Kruckel und Pkt. Hünfelden zum Transport großer Energiemengen ist ein entsprechender Netzausbau in der Rhein/Main-Region erforderlich. Zur Sicherstellung der Versorgung des Frankfurter Raumes ist es daher notwendig, das 380-kV-Netz durch den Neubau einer Leitung zwischen Marxheim und Kelsterbach (Raum Frankfurt) mit einer Leitungskapazität von rd. 2 × 2 000 MW zu erweitern (380-kV-Lückenschluss zwischen Limburg und Kelsterbach).

Nummer 22: Die Leitung dient der Kapazitätserhöhung zur Vermeidung eines strukturellen Engpasses durch Umrüstung von 220 kV auf 380 kV.

Nummer 23: Die Leitung dient der Kapazitätserhöhung zur Vermeidung eines strukturellen Engpasses sowie Weitertransport der vom Vattenfall- und E.ON-Netz übernommenen Windenergie.

Nummer 24: Die Leitung dient der Kapazitätserhöhung zur Vermeidung eines strukturellen Engpasses sowie Weitertransport der vom Vattenfall- und E.ON-Netz übernommenen Windenergie.

## Artikel 2 (Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes)

### Zu Nummer 1 (§ 11)

Absatz 1 erhält mit der Verpflichtung zur Optimierung und Verstärkung der Netze eine konkretisierende Ergänzung. Die Aufgabe der Netzbetreiber zu einem kosteneffizienten, bedarfsgerechten Netzausbau umfasste bereits nach bisheriger Fassung der Vorschrift eine Optimierung und Verstärkung der Netze. Demnach werden durch die Ergänzung keine neuen Verpflichtungen für die Netzbetreiber und auch keine Rangfolge der Maßnahmen festgelegt. Optimierungs- und Netzverstärkungsmaßnahmen unter Berücksichtigung der Systemverantwortung und der in § 1 genannten Ziele, insbesondere der effizienten leitungsgebundenen Energieversorgung, sind von den Netzbetreibern in einem ersten Schritt zu prüfen und gegebenenfalls in Angriff zu nehmen. Bei der Bestimmung der im Einzelfall zu ergreifenden Maßnahmen sind weiterhin z. B. deren Auswirkungen auf das Gesamtsystem, die mittel- bis langfristig erforderlichen Transportkapazität, die mittel- bis langfristige Entwicklung des Netzes sowie die Erfordernisse eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs, Netzverluste und Effizienzanforderungen zu berücksichtigen.

### Zu Nummer 2 (§ 12)

Die Berichtspflicht in § 12 Abs. 3a wird dahingehend konkretisiert, dass sie auch konkrete Maßnahmen zum Netzausbau im Sinne von § 11 Abs. 1 und eine Zeitangabe zu der Pla-

nung über Beginn und Ende der Maßnahmen erfasst. Darüber hinaus werden Folgeänderungen vorgenommen.

### Zu Nummer 3 (§ 21a)

§ 21a Abs. 2 Satz 3 regelt, dass Mehrkosten für die Errichtung, den Betrieb oder die Änderung eines Erdkabels, das nach § 43 Satz 3 planfestgestellt worden ist, als nicht beeinflussbare Kostenanteile gelten. Bei der Einfügung des Verweises auf § 43 Satz 1 Nr. 3 handelt es sich um eine Folgeänderung. Der bisherige Halbsatz 2 wird gestrichen, da die Verlegung von Erdkabeln mit einer Nennspannung von 380 Kilovolt nunmehr abschließend in § 2 EnLAG geregelt wird, wobei die Mehrkosten für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung dieser Erdkabel einem bundesweiten Ausgleichsmechanismus nach § 2 Abs. 4 EnLAG unterliegen. Die neue Nummer 14 des § 11 Abs. 2 der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) regelt insoweit die Anerkennung der Kosten und Erlöse aus dem Ausgleichsmechanismus als nicht beeinflussbare Kostenanteile.

### Zu Nummer 4 (§ 43)

Mit der neuen Nummer 3 des § 43 Satz 1 wird für die Leitungen zur Netzanbindung von Offshore-Anlagen für den Bereich des Küstenmeers und der landseitigen Anbindung ein Planfeststellungsverfahren mit Konzentrationswirkung für die bisher in diesem Bereich notwendigen Einzelgenehmigungen eingeführt. Naturgemäß kommt dabei für die seeseitige Anbindung ein Seekabel und für die landseitige Anbindung bis zu dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Netzverknüpfungspunkt nach dem Ermessen des Vorhabenträgers entweder eine Freileitung oder nach Maßgabe des § 43 Satz 1 Nr. 3 EnWG ein Erdkabel in Betracht. Planfeststellungsbehörde ist die nach Landesrecht zuständige Behörde.

Satz 3 gilt für den gesamten Netzausbau in dem 20 km landeinwärts der Küstenlinie verlaufenden Korridor und zwar unabhängig davon, ob das Erdkabel dem Anschluss einer Offshore-Anlage oder sonstiger Erzeugungsanlagen an das Netz dient, oder ob es sich um Netzverstärkungsmaßnahmen handelt. Es reicht aus, dass die Leitung in diesem bzw. durch dieses Gebiet verläuft.

### Zu Nummer 5 (§ 43b)

Die Vorschrift findet auch auf die Vorhaben aus der Anlage zum EnLAG Anwendung.

### Zu Nummer 6 (§ 117a – neu)

Die Vorschrift zielt darauf ab, Betreiber von EEG- und KWK-Anlagen geringerer Leistung von den Bilanzierungs-, Prüfungs- und Offenlegungspflichten des § 10 Abs. 1 auszunehmen. Die in Satz 1 des § 117a festgelegten Werte stellen eine Bagatellgrenze dar. Bei deren Unterschreiten oder Erreichen wäre es unverhältnismäßig, den Anlagenbetreibern Bilanzierungs-, Prüfungs- und Offenlegungspflichten des § 10 Abs. 1 aufzuerlegen. In den Anwendungsbereich der Ausnahme fallen jedoch nur Betreiber solcher Anlagen, die die in diesen Anlagen erzeugte elektrische Energie ausschließlich nach den Vorschriften des EEG und des KWKG in ein Netz einspeisen oder nach den Vorschriften des EEG direkt vermarkten. Wird jedoch elektrische Energie – auch nur teilwei-

se – außerhalb der EEG- oder KWKG-Vorschriften einem Abnehmer zur Verfügung gestellt, findet § 117a keine Anwendung. Gleiches gilt, falls der Betreiber die Definition des Energieversorgungsunternehmens i. S. d. § 3 Nr. 18 EnWG schon deswegen erfüllt, weil er ein Energieversorgungsnetz betreibt oder an einem Energieversorgungsnetz als Eigentümer Verfügungsbefugnis besitzt. Unschädlich ist hingegen der Eigenverbrauch, da dieser kein Liefern von Energie an andere i. S. d. § 3 Nr. 18 EnWG darstellt. Werden mehrere, an einem Standort miteinander verbundene Anlagen betrieben, so gelten diese als eine Anlage, und ihre jeweilige Leistung ist für die Bestimmung der Leistungsgrenze nach Satz 1 zu addieren. Als miteinander verbunden gelten nur solche Anlagen, die mit Blick auf die Stromerzeugung wirtschaftlich oder technisch eine Einheit bilden.

#### Zu Nummer 7 (§ 118)

- a) § 118 Abs. 9 stellt klar, dass die neue Nummer 3 des § 43 Satz 1 und der geänderte § 43 Satz 3 für ab Inkrafttreten des Gesetzes neu beantragte Vorhaben gilt. Hierdurch wird insbesondere der Änderung des § 43 Satz 3 EnWG auf laufende Planfeststellungs- bzw. Plangenehmigungsverfahren Rechnung getragen. In laufenden Verfahren darf die Planfeststellungsbehörde ein Erdkabel nicht von sich aus als Abwägungsbelang einbeziehen. Etwas anderes gilt nur dann, wenn der Vorhabensträger die Anwendung des § 43 Satz 1 Nr. 3 oder des § 43 Satz 3 EnWG neuer Fassung beantragt. In diesem Fall darf sich hieraus keine Verzögerung der Realisierung des Projekts ergeben.
- b) § 118 Abs. 10 betrifft die Auswirkungen der neuen Nummer 3 des § 43 Satz 1 und des geänderten § 43 Satz 3 auf laufende Anträge auf Erteilung von Einzelgenehmigungen hinsichtlich Leitungen zur Anbindung von Offshore-Anlagen oder hinsichtlich Erdkabeln. Falls das Vorhaben infolge der Neuregelung nunmehr der Planfeststellung unterläge, wird sichergestellt, dass die Verfahren zur Erteilung der Einzelgenehmigungen weitergeführt werden und zwar unter Anwendung der vor der Änderung des EnWG geltenden Vorschriften. Es soll verhindert werden, dass etwaige Anträge auf Erteilung von Einzelgenehmigungen abgelehnt werden und der Vorhabensträger auf ein Planfeststellungs- bzw. Plangenehmigungsverfahren verwiesen wird. Etwas anderes gilt nur dann, wenn er das Planfeststellungs- bzw. Plangenehmigungsverfahren des § 43 Satz 1 Nr. 3 oder des § 43 Satz 3 EnWG neuer Fassung beantragt. In diesem Fall darf sich hieraus keine Verzögerung der Realisierung des Projekts ergeben.

### Artikel 3 (Änderungen der Verwaltungsgerichtsordnung)

#### Zu Nummer 1 (§ 48)

Die Ergänzung in Absatz 1 Satz 1 Nr. 4 hinsichtlich Erdkabeln trägt dem Umstand Rechnung, dass die mit der neuen Vorschrift des § 43 Satz 1 Nr. 3 EnWG eingeführte Planfeststellung für Leitungen zur Anbindung von Offshore-Windkraftanlagen auch Seekabel umfasst.

#### Zu Nummer 2 (§ 50)

Mit dieser Änderung in Verbindung mit § 1 Abs. 3 EnLAG werden Rechtsstreitigkeiten hinsichtlich der in dem Bedarfsplan zum Energieleitungsausbaugesetz genannten Vorhaben erst- und letztinstanzlich auf das Bundesverwaltungsgericht übertragen, wie es nach bisheriger Fassung des § 50 Abs. 1 Nr. 6 VwGO bereits hinsichtlich solcher Vorhaben der Fall ist, die in dem Allgemeinen Eisenbahngesetz, dem Bundesfernstraßengesetz, dem Bundeswasserstraßengesetz oder dem Magnetschwebbahnplanungsgesetz bezeichnet sind.

Diese Zuweisung zum Bundesverwaltungsgericht stellt eine Ausnahme dar. Sie dient der Beschleunigung gerichtlicher Verfahren hinsichtlich dringend notwendiger Leitungsbauvorhaben zur langfristigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland. Denn der Ausbau der Höchstspannungsübertragungsnetze infolge des Ausbaus des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung, des verstärkten grenzüberschreitenden Stromhandels und neuer konventionelle Kraftwerke ist dringend geboten. Streitigkeiten um Leitungsbauvorhaben bedürfen daher einer schnellen und endgültigen Klärung.

Die erst- und letztinstanzliche Zuständigkeit des Bundesverwaltungsgerichts in den oben beschriebenen Rechtsstreitigkeiten trägt erheblich zur Beschleunigung dieser Verfahren bei, wie die Erfahrungen mit dem Verkehrswegeplanungsbeschleunigungsgesetz und dem Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz zeigen.

Denn im Vergleich zu Rechtsschutzverfahren vor den Oberverwaltungsgerichten entfällt das Risiko eines anschließenden Revisionsverfahrens. Einem solchen ist die Gefahr immanent, dass das Revisionsgericht noch nicht in der Sache entscheidet, sondern das Verfahren zur Aufklärung weiterer, nach seiner Rechtsauffassung notwendiger, Tatsachen an das Oberverwaltungsgericht zurückverweist. Dies kann den Ausbau der Netze weiter verzögern.

Durch die Verkürzung der Verfahrensdauer wird auch das wirtschaftliche Risiko, von der sofortigen Vollziehbarkeit des Plans Gebrauch zu machen, verringert.

In Anbetracht der Notwendigkeit des beschleunigten Ausbaus der Höchstspannungsübertragungsnetze ist die erst- und letztinstanzliche Zuständigkeit des Bundesverwaltungsgerichts hier somit ausnahmsweise erforderlich (vgl. BVerfGE 8, 174 ff.).

Auch nach Zuweisung dieser erstinstanzlichen Zuständigkeit bleibt das Bundesverwaltungsgericht – entsprechend der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts (BVerfGE 8, 174 ff.) – im Wesentlichen Rechtsmittelgericht. Denn der Zuweisung neuer erstinstanzlicher Zuständigkeiten steht ein Rückgang erstinstanzlicher Zuständigkeiten des Bundesverwaltungsgerichts aufgrund der kontinuierlichen Erledigung von Verfahren betreffend die im Gesetz zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben und im Verkehrswegeplanungsbeschleunigungsgesetz aufgeführten Infrastrukturprojekte gegenüber. Es kann also erwartet werden, dass neue und wegfallende Zuständigkeiten sich ausgleichen werden und damit das Regel-Ausnahmeverhältnis zwischen der Tätigkeit des Bundesverwaltungsgerichts als Revisionsgericht und der Zuständigkeit als erstinstanzliches Gericht weiterhin gewahrt bleibt. Hierfür spricht auch, dass es sich bei den 24 vordringlichen Vorhaben um eine überschaubare Anzahl handelt.

**Artikel 4** (Änderung der Anreizregulierungsverordnung)**Zu Nummer 1**

Nummer 1 bestimmt, dass bei einer Änderung dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteile nach der neu aufzunehmenden Nummer 14 in § 11 Abs. 2 Satz 1 der ARegV ebenfalls eine Anpassung der Erlösobergrenzen zum 1. Januar eines Kalenderjahres erfolgt. Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Änderung des § 11 Abs. 2 ARegV, die den Folgen des Ausgleichsmechanismus nach § 2 Abs. 4 des Energieleitungsausbaugesetzes Rechnung trägt.

**Zu Nummer 2****Zu Buchstabe a**

Nummer 2 Buchstabe a regelt, dass auch Mehrkosten für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Erdkabeln nach § 43 Satz 1 Nr. 3 EnWG als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile gelten. Die Nummer 2 Buchstabe a vollzieht Änderungen des § 43 und § 21a Abs. 4 EnWG für die Anreizregulierung nach.

**Zu Buchstabe b**

Bei Nummer 2 Buchstabe b handelt es sich um eine Folgeänderung zur Anerkennung der Kosten und Erlöse aus dem Ausgleichsmechanismus nach § 2 Abs. 4 des Energieleitungsausbaugesetzes als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile i. S. d. § 11 Abs. 2 Satz 1 ARegV.

Die Höhe der Kosten oder Erlöse aus dem Ausgleichsmechanismus, die bei dem jeweiligen Netzbetreiber nach Durchführung des Ausgleichs verbleiben, liegt außerhalb der Einflussphäre des jeweiligen Netzbetreibers. Diese Kosten oder

Erlöse sind daher als dauerhaft nicht beeinflussbar i. S. d. § 11 Abs. 2 Satz 1 ARegV anzusehen.

**Zu Nummer 3****Zu Buchstabe a**

Nummer 3 Buchstabe a vollzieht Änderungen des § 43 EnWG für die Anreizregulierung nach. Für planfestgestellte Leitungen zur Offshore-Anbindung können Investitionsbudgets beantragt werden.

**Zu Buchstabe b**

Nummer 3 Buchstabe b trägt dem Umstand Rechnung, dass Erdkabel auch durch § 2 des Energieleitungsausbaugesetzes ermöglicht werden. Es handelt sich um eine Folgeänderung.

**Zu Buchstabe c**

Nummer 3 Buchstabe c ermöglicht Investitionsbudgets für Gleichstromübertragungssysteme. In Zukunft wird sich die Struktur der Stromerzeugung durch die Errichtung von Windoffshore-Anlagen und den Zubau konventioneller Kraftwerke im Küstenraum verändern. Daher müssen insbesondere die Stromtransportkapazitäten für den Transport von Strom in den süddeutschen Raum ausgebaut werden. Für lange Übertragungsstrecken bietet sich unter anderem die Gleichstromübertragungstechnik an. Dafür kommen Gleichstromübertragungssysteme als Pilotprojekte im Rahmen der Ausbauplanung, die insbesondere anhand der dena-Netzstudie II vorgenommen wird, und die für einen effizienten und wirtschaftlich sinnvollen Netzbetrieb erforderlich sind, in Betracht.

**Artikel 5** (Inkrafttreten)

Die Vorschrift regelt das Inkrafttreten des Gesetzes.

**Anlage 2**

**Stellungnahme des Nationalen Normenkontrollrates**

Der Nationale Normenkontrollrat hat den Gesetzentwurf auf Büroriatiekosten, die durch Informationspflichten begründet werden, geprüft.

Mit dem Gesetzentwurf werden keine Informationspflichten neu eingeführt, geändert oder aufgehoben.

Der Nationale Normenkontrollrat hat daher im Rahmen seines gesetzlichen Prüfauftrags keine Bedenken gegen das Regelungsvorhaben.

## Anlage 3

## Stellungnahme des Bundesrates

Der Bundesrat hat in seiner 847. Sitzung am 19. September 2008 beschlossen, zu dem Gesetzentwurf gemäß Artikel 76 Abs. 2 des Grundgesetzes wie folgt Stellung zu nehmen:

**1. Zu Artikel 3 Nr. 2 (§ 50 Abs. 1 Nr. 6 VwGO)**

Der Bundesrat bittet, im weiteren Verlauf des Gesetzgebungsverfahrens eingehend zu prüfen, ob für Maßnahmen nach dem Energieleitungsausbaugesetz tatsächlich eine erstinstanzliche Zuständigkeit des Bundesverwaltungsgerichts vorgesehen werden sollte. Er regt außerdem an, zukünftig generell von der Möglichkeit der Übertragung der erstinstanzlichen Zuständigkeit auf das Bundesverwaltungsgericht zurückhaltender Gebrauch zu machen als dies in jüngerer Zeit zu verzeichnen ist.

**Begründung**

Das Grundgesetz geht von einer Aufteilung der Rechtsprechung zwischen den Gerichten der Länder und den obersten Bundesgerichten aus. Den obersten Bundesgerichten ist dabei im Grundsatz die Funktion des höchsten Rechtsmittelgerichts zugewiesen.

Jede Schaffung erst- und letztinstanzlicher Zuständigkeiten des Bundesverwaltungsgerichts führt zu einer Durchbrechung der von der Verfassung als Grundstruktur des gerichtlichen Rechtsschutzes vorgegebenen Aufgabenverteilung zwischen den Gerichten der Länder und des Bundes. Diese Grundstruktur des gerichtlichen Rechtsschutzes hat sich in der Verwaltungsgerichtsbarkeit aber bestens bewährt – auch in Fällen, in denen es um die Überprüfung von Behördenentscheidungen geht, die sich auf bedeutende Infrastrukturvorhaben beziehen. Mit ihr wird der Vertrautheit der Gerichte der Länder mit den jeweiligen örtlichen Gegebenheiten Rechnung getragen. Ihr kommt außerdem mit Blick auf die Bereitschaft der Betroffenen, gerichtlichen Rechtsschutz in Anspruch zu nehmen, besondere Bedeutung zu. Im Kern geht es dabei stets auch um die Akzeptanz der behördlichen Entscheidungen, gegen die der Verwaltungsrechtsweg eröffnet ist.

Die praktische Erfahrung belegt: Auch in den genannten Fällen bedeutender Infrastrukturvorhaben bleibt es meist bei der – erstinstanzlich getroffenen – Entscheidung des Oberverwaltungsgerichts; dies gilt auch für die Fälle, in denen die Rechtmäßigkeit der angegriffenen Behördenentscheidung bestätigt worden ist. Die strikte Konzentrierung des gerichtlichen Rechtsschutzes auf das Bundes-

verwaltungsgericht bringt damit nur in wenigen Fällen relevante Zeitgewinne – dies jedoch stets zu dem hohen Preis, dass die Akzeptanz der geförderten Infrastrukturvorhaben insgesamt leidet. Ob es sich tatsächlich empfiehlt, diesen Nachteil für die mit dem vorliegenden Gesetzentwurf geförderten Maßnahmen in Kauf zu nehmen, erscheint zweifelhaft.

**2. Zu Artikel 3a – neu – (Anlage 3 Nr. 1.10 – neu – UVPG)**

Nach Artikel 3 ist folgender Artikel 3a einzufügen:

**„Artikel 3a****Änderung des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung**

In Anlage 3 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung in der Fassung der Bekanntmachung vom 25. Juni 2005 (BGBl. I S. 1757, 2797), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 23. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2470) geändert worden ist, wird nach Nummer 1.9 folgende Nummer 1.10 eingefügt:

„1.10 Bedarfsplan für Energieleitungsbauvorhaben nach dem Energieleitungsausbaugesetz“.

**Begründung**

Der Energiebereich zählt nach Artikel 3 Abs. 2a der EU-SUP-Richtlinie sowie nach § 3 Abs. 1a UVPG zu den Bereichen, in denen bei Plänen und Programmen von erheblichen nachteiligen Umweltauswirkungen ausgegangen wird, so dass immer das Erfordernis einer Strategischen Umweltprüfung (SUP) besteht.

Erforderlich ist nur, dass derartige Pläne einen Rahmen für UVP-relevante Vorhaben setzen. Energieleitungen sind UVP-relevante Vorhaben; das Energiewirtschaftsgesetz enthält deswegen auch eine UVP-Regelung.

Nach § 14b Abs. 2 UVPG setzen Pläne und Programme u. a. dann einen Rahmen, wenn sie Bedarfsfestlegungen enthalten. Nach § 1 des geplanten Gesetzes zum Ausbau von Energieleitungen steht für die Vorhaben des Bedarfsplanes der Bedarf fest.

Der Bedarfsplan für Energieleitungsbauvorhaben ist deswegen ebenso wie die vergleichbaren Bedarfspläne für Verkehrsplanungen und verkehrliche Bedarfspläne (Nummer 1.1 der Anlage 3) SUP-pflichtig.

## Gegenäußerung der Bundesregierung

Die Bundesregierung äußert sich zu der Stellungnahme des Bundesrates zu dem Regierungsentwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze wie folgt:

### 1. **Zum Gesetzentwurf allgemein**

Die Bundesregierung begrüßt die Unterstützung des Bundesrates für ihren Gesetzentwurf.

### 2. **Zu Artikel 3 Nr. 2** (§ 50 Abs. 1 Nr. 6 VwGO)

Nach Prüfung der Stellungnahme des Bundesrates zu Artikel 3 Nr. 2 des Gesetzentwurfs kommt die Bundesregierung zu dem Ergebnis, an der erstinstanzlichen Zuständigkeit des Bundesverwaltungsgerichts für die in dem Anhang zum Energieleitungsausbaugesetz aufgeführten Vorhaben festzuhalten. Vorliegend geht es um 24 Leitungsbauvorhaben, die zur langfristigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland dringend notwendig sind. Dieser Zuweisung neuer erstinstanzlicher Zuständigkeiten steht ein Rückgang bisheriger erstinstanzlicher Zuständigkeiten des Bundesverwaltungsgerichts infolge der Erledigung von Verfahren gegenüber. Die erstinstanzliche Zuständigkeit des Bundesverwaltungsgerichts ist und bleibt daher eine Ausnahme.

### 3. **Zu Artikel 3a – neu** – (Anlage 3 Nr. 1.10 – neu – UVPG)

Die Bundesregierung lehnt diesen Vorschlag ab.

Eine Strategische Umweltprüfung (SUP) wird nur bei Plänen und Programmen durchgeführt, für die aufgrund von Rechts- oder Verwaltungsvorschriften eine Pflicht zur Aufstellung besteht. Der Bedarfsplan nach dem Energieleitungsausbaugesetz wird jedoch vom Gesetzgeber selbst aufgestellt, ohne dass eine Pflicht hierzu besteht.

