

## ENTWURF

### 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 Kraftwerksparks, aber auch durch den Ausstieg aus der Kernenergie. Die Mehrzahl der neuen Kraftwerke sind 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 Verbrauchscharakteristiken 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 Regelzonen betrieben.

### Basisdaten zum Stromnetz in Deutschland - Stromkreislängen in Deutschland

	Nieder- spannung	Mittel- spannung	Hoch- spannung	Höchst- spannung	Gesamt
Stromkreislänge gesamt (in km)	1.039.500	490.600	75.400	36.000 *)	<b>1.641.500</b>

\*) 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 UCTE (UCTE, 2004) und des gemeinsamen Transmissioncode (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“ 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 %.

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% 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. Ziff. 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 x 1.800	2010
2	Ganderkesee – Wehrendorf	80	2 x 1.800	2010
3	Neuenhagen - Bertikow Vierraden	110	2 x 1.800	2010
4	Lauchstädt - Redwitz (als Teil der Verbindung Halle - Schweinfurt)	220	2 x 2.400	2010
5	Diele - Niederrhein	200	2 x 1.800	2015
6	Wahle – Mecklar	190	2 x 1.800	2015
7	Netzverstärkung Thüringen (Stromkreisumstellung, davon 6 km Neubau, Röhrsdorf -Weida - Remptendorf und Vieselbach - Großschwabenhäuser - 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

1) Die Trassenlängen können sich je nach Ergebnis der Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren ändern.

2) vorläufige Werte; k.A.: keine Angaben

3) 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 sicher zu stellen 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 Art. 156 Abs. 2 EG 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 Teilschnitten 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 % des Bruttostromverbrauchs im Jahr 1998 auf 10,3 % 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)

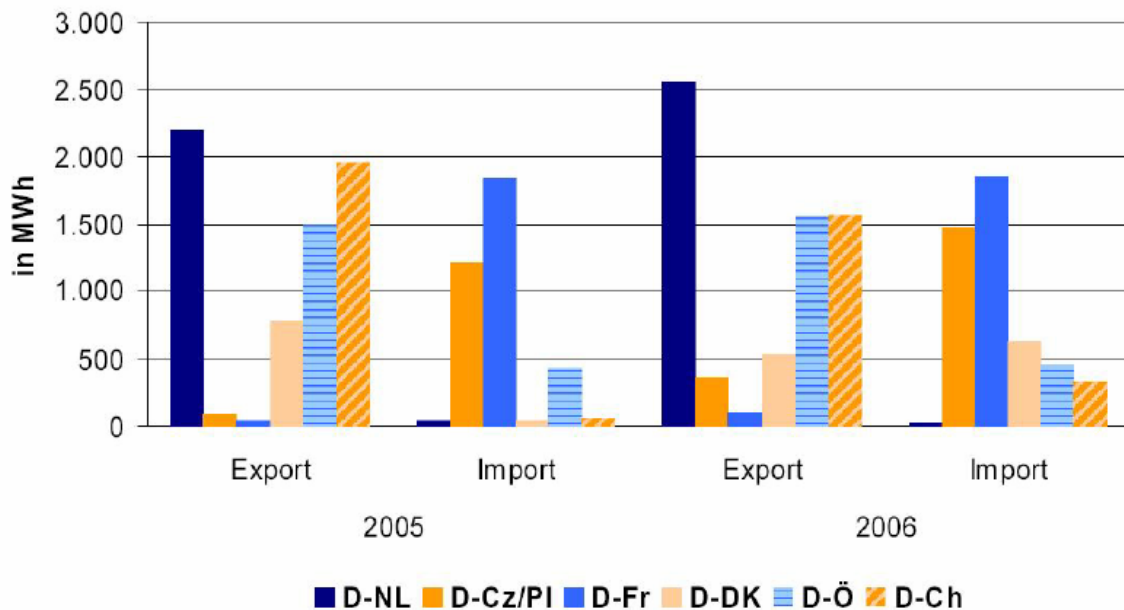
Jahr	Einfuhr [TWh]	Ausfuhr [TWh]	Saldo [TWh]
1990	31,8	30,6	+1,2
1995	39,5	34,8	+4,7
2000	45,0	41,9	+3,1
2001	43,5	44,8	-1,3
2002	46,2	45,5	+0,7
2003	45,8	53,8	-8,0
2004	44,2	51,5	-7,3
2005	53,4	61,9	-8,5
2006	46,1	65,9	-19,8

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 31.03.08). 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 % der Netto-Stromproduktion. In der EU 27 hat nur Frankreich mit 50 TWh einen höhere Außenhandelsüberschuss als Deutschland (vgl. „Latest Industry Statistics as at 31 December 2006“, Abruf von [www.eurelectric.org/Statistics](http://www.eurelectric.org/Statistics) am 27.03.08).

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 % wurde in Deutschland im Jahr 2006 mit 14 % deutlich übertroffen.

**Entwicklung der durchschnittlichen grenzüberschreitenden Stromflüsse in 2005 und 2006 (Quelle: BNetzA, „Bericht gemäß § 63 Abs. 4 a 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 Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie, 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.

### **ERGEG-Initiative für regionale Elektrizitätsmärkte**

Die Gruppe Europäischer Regulierungsbehörden (European Regulators' Group for Electricity and Gas, ERGEG), 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 Netzssicherheits-systems 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 <sup>d)</sup> [TWh]
Mittel-/Westeuropa	Belgien , Frankreich, <b>Deutschland</b> , Luxemburg, Niederlande („Pentalaterales Energieforum“)	809
Nordeuropa	Dänemark, Finnland, <b>Deutschland</b> , Norwegen, Polen, Schweden	1.096
UK und Irland	Frankreich, Irland, UK	892
Mittel-/Südeuropa	Österreich, Frankreich, <b>Deutschland</b> , Griechenland, Italien, Slowenien	1.523
Südwesteuropa	Frankreich, Portugal, Spanien	814
Mittel-/Osteuropa	Österreich, Tschechien, <b>Deutschland</b> , Ungarn, Polen, Slowakei, Slowenien	914
Ostseeraum	Estland, Lettland, Litauen	25

## 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 Verbrauchsschwerpunkten 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 erheblichem 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 Kraftwerkparks 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 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 2006, 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 Be-

darfsfeststellung erfolgt beispielsweise auch im Fernstraßenausbaugesetz und im Bundes-schienenwegeausbaugesetz.

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 GG).

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

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

Für Artikel 1 des Gesetzes liegen die Voraussetzungen des Artikels 72 Abs. 2 Grundgesetz 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 beson-

deren, 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 4.11.2005, BT-Drucks. 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 Grundgesetz 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 ersetzt 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 beigelegt. Eine Pflicht zur Erstellung des Bedarfsplans besteht nicht.

Die Realisierung der in den Bedarfsplan aufgenommenen Vorhaben wird vor dem Hintergrund der gesamtenergiewirtschaftlichen Entwicklung, insbesondere der Einbindung der Erneuerbaren Energien, des zunehmenden grenzüberschreitenden Stromhandels und des Netzan schlusses 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 Abs. 1 Ziff. 1 - 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 Abs. 2 ein ständiges Abwechseln der Erdverkabelung mit der Freileitungsbauweise, das zu erheblichen Mehrkosten führt, vermieden werden soll. Als technisch und wirtschaftlich effizient 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):

Ziff. 1 - 8 und 10 sind Vorhaben gemäß dena-Netzstudie I.

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

Ziff. 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 Kraftwerkseinspeisung durch Zubau von Übertragungskapazität.

Ziff. 13: Die neue 60 Kilometer lange Kuppelleitung von Doetinchem (Niederlande) nach Niederrhein wird die Transportkapazität zwischen den Übertragungsnetzen von RWE und TenneT (Niederlande) zwischen 25 und 50 Prozent, d.h. um 1.000 bis 2.000 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 x 2.000 MW betragen.

Ziff. 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 entstehen, durch dieses Leitungsprojekt entsprochen. Auf Grund der zukünftigen Konzentration konventioneller Kraftwerksleistung im Bereich des Leitungszuges und nördlich davon wird ebenfalls der Netzanschluss von Kraftwerkseinheiten ermöglicht.

Ziff. 15: Der Leitungsneubau steht im Zusammenhang mit dem Neubau Niederrhein – Osterath (Ziff. 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 Leistungstransit in Richtung Süden Rechnung getragen.

Ziff. 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.

Ziff. 17: Der Leitungsneubau erhöht die Übertragungskapazität zwischen den Transportnetzen von E.ON Netz und RWE Transportnetz Strom. 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 x 2.000 MW ersetzt. Durch dieses Projekt wird Transportkapazität zur Abfuhr von Windenergie aus dem E.ON-Netzgebiet in süd-westliche Richtung geschaffen.

Ziff. 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.

Ziff. 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 Transport-netz Strom eingespeist wird. Ohne dieses Projekt würden Netzengpässe bzw. Netzüberlastungen auf den heute bestehenden Leitungen insbesondere zum östlichen Ruhrgebiet auftreten.

Ziff. 20: Der Leitungsneubau ist die Fortführung des Projekts Kruckel - Dauersberg. Die bisherige 220-kV-Leitungstrasse wird durch eine leistungsstärkere 380-kV-Leitung ersetzt, wodurch die Übertragungskapazität von rd. 2 x 300 MW auf rd. 2 x 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 zu-künftige Versorgungssicherheit in der Region.

Ziff. 21: Bedingt durch den Neubau zwischen Kruckel und Pkt. Hünfelden zum Transport großer Energiemengen ist ein entsprechender Netzausbau in der Rhein/Main-Region erforder-

lich. 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 x 2.000 MW zu erweitern (380-kV-Lückenschluss zwischen Limburg und Kelsterbach).

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

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

Ziff. 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**

### **1. Änderung des § 11 EnWG**

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.

### **2. Änderung des § 12 Abs. 3a EnWG**

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

### **3. Änderung des § 21a Abs. 4 Satz 3 EnWG**

§ 21 a 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 Nr. 14 des § 11 Abs. 2 ARegV regelt insoweit die Anerkennung der Kosten und Erlöse aus dem Ausgleichsmechanismus als nicht beeinflussbare Kostenanteile.

#### **4. Änderung des § 43 EnWG**

Mit der neuen Nr. 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 Vorhabensträgers 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.

#### **5. Änderung des § 43 b Nr. 1 Satz 1 EnWG**

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

#### **6. Neuer § 117a EnWG**

Die Vorschrift zielt darauf ab, Betreiber von EEG- und KWK-Anlagen geringerer Leistung von den Bilanzierungs-, Prüfungs- und Offenlegungspflichten des § 10 Absatz 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 Absatz 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 teilweise - 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 Leis-

tungsgrenze nach Satz 1 zu addieren. Als miteinander verbunden gelten nur solche Anlagen, die mit Blick auf die Stromerzeugung wirtschaftlich oder technisch eine Einheit bilden.

## **7. Änderung des § 118 EnWG**

- a) § 118 Abs. 9 stellt klar, dass die neue Nr. 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 Nr. 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**

#### **1. Änderung des § 48 VwGO**

Die Ergänzung in Absatz 1 Satz 1 Nummer 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.

#### **2. Änderung des § 50 Abs. 1 Nr. 6 VwGO**

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 Höchstspannungs-Übertragungsnetze 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 Bundesverwaltungsgerichtes 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 Bundesverwaltungsgerichtes 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: Änderungen der Anreizregulierungsverordnung**

1. Ziff. 1 bestimmt, dass bei einer Änderung dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteile nach der neu aufzunehmenden Nr. 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.
2. Ziff. 2 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 Ziffer vollzieht Änderungen des § 43 und § 21 a Abs. 4 EnWG für die Anreizregulierung nach.
3. Bei Ziff. 2 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 S. 1 ARegV.  
  
Die Höhe der Kosten oder Erlöse aus dem Ausgleichsmechanismus, die bei dem jeweiligen Netzbetreiber nach Durchführung des Ausgleichs verbleiben, liegt außerhalb der Einflussssphäre des jeweiligen Netzbetreibers. Diese Kosten oder Erlöse sind daher als dauerhaft nicht beeinflussbar i.S.d. § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV anzusehen.
4. Ziff. 3 a) vollzieht Änderungen des § 43 EnWG für die Anreizregulierung nach. Für planfestgestellte Leitungen zur Offshore Anbindung können Investitionsbudgets beantragt werden.
5. Ziff. 3 b) trägt dem Umstand Rechnung, dass Erdkabel auch durch § 2 des Energieleitungsausbaugesetzes ermöglicht werden. Es handelt sich um eine Folgeänderung.
6. Ziff. 2 c) ermöglicht Investitionsbudgets für Gleichstromübertragungssysteme. In Zukunft wird sich die Struktur der Stromerzeugung durch die Errichtung von Wind-Offshore 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 Übertragungstrecken 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.