

Stellungnahme der Bundesnetzagentur
zur öffentlichen Anhörung
zum Gesetzentwurf der Bundesregierung zum
Energieleitungsausbaugesetz und den Anträgen der Fraktionen
DIE LINKE und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN
am 15. Dezember 2008

Inhalt

1. Heutige und zukünftige Anforderungen an die Übertragungsnetze
 - a. Energiewirtschaftlicher Rahmen und Ausbaubedarf
 - b. Beantragte Erweiterungsinvestitionen in die Stromnetze
2. Allgemeine Verzögerungen des Ausbaus der Übertragungsnetze
3. Strategic Energy Review der Europäischen Kommission vom November 2008
4. Wichtige Elemente des Gesetzesentwurfs
 - a. Der Bedarfsplan in Anlage 1 des EnLAG
 - b. Die Pilotprojekte zur Verkabelung
 - c. Stand der Pilotprojekte
5. Mehrkosten durch Erdverkabelung in der Höchstspannung
6. Zu beachtende Aspekte bei der Erdverkabelung in der Höchstspannung
 - a. Technische Nachteile
 - b. Produktionskapazitäten inkl. Lieferzeiten
 - c. Umweltauswirkungen
7. Temperaturmonitoring, Heißeiterseile und Hochspannungsgleichstromtechnik
 - a. Temperaturmonitoring
 - b. Hochtemperaturleiterseile
 - c. Hochspannungsgleichstromtechnik
8. Erdverkabelung im Verteilnetzbereich
9. Fazit

1. Heutige und zukünftige Anforderungen an die Übertragungsnetze

a. Energiewirtschaftlicher Rahmen und Ausbaubedarf

Derzeit befinden sich die Einflussfaktoren auf die Stromnetze in einer Phase **starker Veränderungen, welche bis nach 2020 anhalten wird**: Zunehmende Stromeinspeisungen aus erneuerbaren Energien, vornehmlich aus Windkraftanlagen (on- wie offshore) im Norden Deutschlands, die Restrukturierungen und Verlagerungen von Kraftwerkskapazitäten sowie die Entwicklung der Transitflüsse sind hierbei als **wichtige Treiber** zu nennen. Die **mittlere Distanz zwischen Erzeugung und Verbrauch** einer Kilowattstunde Strom wird sich in den nächsten Jahren durch diese Entwicklungen **erhöhen**. Somit werden die technischen Anforderungen an die Netze, insbesondere an die Übertragungsnetze, insgesamt steigen, was mit einem **massiven Investitionsbedarf** in den Ausbau der Netze einhergeht (Vgl. 1.c. unten).

Deutschland ist noch „**Europameister**“ in Sachen **Verfügbarkeit** der Netze: Nach den Daten des Jahres 2006 liegen die mittleren Werte ohne elektrische Versorgung (**ungeplante Nichtverfügbarkeit - SAIDI**) von Letztverbrauchern mit **21,53 Minuten** im europäischen Vergleich sehr niedrig. Eine hinreichende Sicherheit der Netze – und damit der Versorgungssicherheit generell – bleibt aber nur gewährleistet, wenn die **dringlich erforderlichen Netzausbauprojekte nicht verzögert** werden.

Die zukünftigen Anforderungen an die Übertragungsnetze wurden bekanntlich **u. a. in der ersten dena-Studie** ermittelt („Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“ aus dem Jahre 2005). Sie hatte zum Ziel, eine grundlegende, langfristige energiewirtschaftliche **Planung des gesamten Übertragungsnetzes** zu ermöglichen. Hierbei wurden zuvorderst die Auswirkungen der **Windenergie** auf die Übertragungsnetze und den Kraftwerkspark untersucht und Lösungen für die Integration **erneuerbarer Energien** entwickelt, deren Anteil an der Stromerzeugung als 20 Prozent im Jahr 2015 angenommen wird. Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass **42 Netzausbaumaßnahmen** bis zum Jahr 2015 notwendig sind, von denen **19 Trassenprojekte** darstellen, das heißt den Neubau von Leitungen oder Netzverstärkungen umfassen. Durch die Neubaumaßnahmen soll das bereits bestehende Höchstspannungsnetz (HöS-Netz) **um insgesamt 850 km erweitert** werden. Dies entspricht einem Anteil von 5% bezogen auf die bereits vorhandenen Höchstspannungsstrassen. In der Studie wird geschätzt, dass die Kosten für den **Ausbau des Übertragungsnetzes** für einen Privatkunden etwa **0,025 Cent je kWh** ausmachen werden.

Aktuell läuft die zweite dena-Netzstudie, in der dargestellt wird, wie der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung im Zeitraum 2015 bis 2020 weiter substantiell gesteigert werden kann¹, wobei im Rahmen der Studie als **installierte Offshore-Kapazität in 2020 14 GW** statt anfänglich 20 GW angenommen wird. Die Bundesnetzagentur verfolgt die Diskussionen rund um die Studie mit Interesse und nimmt an den Sitzungen der Projektsteuerungsgruppe **als Zuhörer** teil. **Erste Ergebnisse** der zweiten dena-Netzstudie sind für **Anfang 2010** zu erwarten.

¹ Ziel der Bundesregierung ist es bekanntlich, einen Anteil der EE an der Stromerzeugung von 30% bis 2020 zu erreichen.

Ebenso wie die Erkenntnisse aus der ersten dena-Netzstudie definieren die sog. **Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze** (TEN-E, Entscheidung Nr. 1364/2006/EG vom 06. September 2006) bestimmte, grundlegende Leitungsbauprojekte als dringlich. Diese **TEN-E-Leitlinien** sind ein wichtiger Bestandteil der europäischen Förderung des Infrastrukturausbau: Ziel ist es den Verbund, die Interoperabilität und den Ausbau der transeuropäischen Energienetze zu fördern.

b. Beantragte Erweiterungsinvestitionen in die Stromnetze

Zum **1. Januar 2009** beginnt die erste Regulierungsperiode der **Anreizregulierung**:

Transport- und auch Verteilernetzbetreiber haben innerhalb dieses für Deutschland neuen Regulierungssystems bis zum 30. Juni 2008 fast 300 sog. Investitionsbudgets (§ 23 ARegV) beantragt. Durch die Vorgaben der Anreizregulierung ist sichergestellt, dass der **Ersatz des derzeitigen Anlagenbestandes** aus der **zu Anfang der Regulierungsperiode festgelegten Erlösobergrenze** refinanziert werden kann. Die Möglichkeit der Beantragung von Investitionsbudgets ist für darüber hinaus gehende Erweiterungen und Umstrukturierungen vorgesehen. Das Gesamtvolumen im Strombereich für einen **Investitionszeitraum von 3 Jahren** (2007-2009) beträgt **rund 8,2 Mrd. €**, wovon **7,3 Mrd. den Übertragungsnetzbetreibern** und **900 Mio. € den Verteilernetzbetreibern Strom** zuzuordnen sind.

Die **Projekte der Übertragungsnetzbetreiber**, die den Investitionsbudgetanträgen zugrunde liegen, umfassen u. a.

- den Anschluss von Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee (in Summe ca. 2,9 Mrd. €)
- den Netzanschluss und -ausbau aufgrund neuer Kraftwerke
- den EEG-bedingten Ausbau, v. a. im Norden und in der Mitte Deutschlands
- Projekte der o. g. ersten dena-Netzstudie und der TEN-E-Leitlinien
- Sanierungen aufgrund der Maststahlproblematik.

Bei **Verteilernetzbetreibern Strom** treten folgende Projekttypen auf:

- EEG-bedingter Netzaus- und Netzbau,
- Thomasstahlsanierungen,
- Einbindung KWK-Anlagen,
- Erhöhung thermische Belastbarkeit/Hochtemperaturleiterseile,
- Smart Metering (Einbau intelligenter Zähler).

Derzeit prüft die Bundesnetzagentur die Anträge der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber; die Antragsbearbeitung und -genehmigung wird durch Priorisierung der 300 Projekte auch in Absprache mit den Netzbetreibern zeitlich gestaffelt. Fehlende Angaben wurden und werden weiterhin nachgefordert. **Erste Genehmigungen** sollen **zeitnah** erteilt werden.

Schreibt man die beantragten Investitionsbudgets **zahlenmäßig in die Zukunft fort**, verdeutlicht sich der **hohe Ausbaubedarf in den deutschen Stromnetzen**.

2. Allgemeine Verzögerungen des Ausbaus der Übertragungsnetze

Gemäß den **Netzzustands- und Netzausbauberichten 2008** der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), den zugehörigen **dritten Quartalsberichten 2008** und den jährlichen Monitoringabfragen ist ein **gewisser „Investitionsstau“** identifizierbar. Trotz einer steigenden Anzahl von Ausbauprojekten – was auch den Zahlen zu den Investitionsbudgets in Abschnitt 1.b. entnommen werden kann – liegt die Zahl der erfolgten Investitionen der ÜNB in 2007 laut Monitoringabfrage 2008 auf einem niedrigeren Niveau als in 2006. Auch waren die tatsächlichen Investitionen in 2007 niedriger als noch in 2006 für 2007 geplant.

Die Unternehmen berichten **zum Ende des dritten Quartals weiterhin von 38 Ausbaumaßnahmen, die Verzögerungen** unterliegen: Als wesentliche Gründe für die Verzögerungen bei der Umsetzung der Projekte und damit auch für die geringere Investitionshöhe in 2007 werden langwierige behördliche **Genehmigungsverfahren** von teilweise über 10 Jahren (u. a. aufgrund des Widerstandes der lokalen Bevölkerung), z. T. nötige Änderungen in den behördlichen Genehmigungsverfahren, beispielsweise bedingt durch das **Niedersächsische Erdkabelgesetz**, **Lieferengpässe** bei Anlagenherstellern sowie bestehende **Unsicherheiten bei Offshore-Projekten** genannt. Weiter drohen Zeitverzögerungen insbesondere durch die aktuell **lange Lieferzeit von 380 kV-Erdkabeln**; die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass momentan etwa 16 Monate zwischen Auslösung der Bestellung und Anlieferung liegen.

Wirksame **Maßnahmen zur Reduktion** dieser und zukünftiger Verzögerungen **begrüßt die Bundesnetzagentur natürlich sehr**.

Im Netz der E.ON Netz GmbH unterliegen insgesamt 22 Maßnahmen Verzögerungen, darunter 10 Projekte für die Anbindung von Offshore-Windparks. Bei den ÜNB RWE TSO und VE-T sind uns derzeit jeweils 6 verzögerte Maßnahmen mit insgesamt einer Offshore-Anbindung bekannt. Beim ÜNB EnBW TNG unterliegen 4 Maßnahmen Verzögerungen. Der mit Abstand **häufigste Verzögerungsgrund** liegt bei allen ÜNB in den **langwierigen Genehmigungsverfahren**, wovon – ohne die Offshore-Anbindungsmaßnahmen – insgesamt 18 Maßnahmen betroffen sind.

Insbesondere **zwei der 19 Trassenprojekte der ersten dena-Studie** (Ausbauprojekte zwischen Ganderkesee, St. Hülfe und Wehrendorf sowie die sog. Südwestkuppelleitung) unterliegen laut Kenntnis der Bundesnetzagentur einem Zeitverzug, sodass das **Zieljahr 2010 der Inbetriebnahme der beiden Projekte nicht haltbar zu sein scheint**.

Trotz der Verzögerungen liegen in Deutschland derzeit **keine klassifizierten strukturellen Engpässe gemäß StromNZV** beim Transport von Strom vor. Dieser Zustand kann aber laut Aussage der Netzbetreiber nur noch aufrecht erhalten werden, indem punktuell und situationsabhängig netz- oder marktbezogene Maßnahmen (z. B. durch entlastende Schalthandlungen oder durch gezielte entlastende Eingriffe in die Kraftwerksfahrweise) ergriffen werden, die mit hohen Kosten verbunden sein können. Es kann dennoch **nicht abschließend beurteilt werden**, ob und, falls ja, in welchem Umfang durch die skizzierten Entwicklungen in Zukunft strukturelle Engpässe im deutschen Übertragungsnetz auftreten werden. Die derzeit **verfügbaren Informationsquellen** (bspw. Netzausbauberichte, Veröffentlichungspflichten)

ten durch die KraftNAV oder das gemeinsame „Regionenmodell Stromtransport 2012“ der ÜNB) haben **nicht den dafür notwendigen Detaillierungsgrad oder sind in Teilen bisher nicht ausreichend transparent** gegenüber der Bundesnetzagentur gestaltet.

Aus diesen Gründen wird die Bundesnetzagentur verstärkt den Einsatz und die Kosten für Redispatch- und Countertradingmaßnahmen innerhalb Deutschlands beobachten und **in Kürze eine diesbezügliche Engpass-Evaluierung** einführen.

Die Verzögerungen beim Netzausbau laufen den **Zielen eines höheren Anteils Erneuerbarer Energien** am Energieverbrauch ebenso wie einer **Verbesserung der Wettbewerbssituation bei der Stromerzeugung erheblich zu wider**.

3. Strategic Energy Review der Europäischen Kommission vom November 2008

Die in der 2. Strategic Energy Review der EU-Kommission getroffenen Aussagen zum Ausbau der Netzinfrastrukturen beziehen sich **auch auf die Notwendigkeit der Beschleunigung der Genehmigungs- und Planungsverfahren**. Im Grünbuch zu den TEN-E-Leitlinien wird festgestellt, dass die TEN-E-Leitlinien die Herausforderungen, die derzeit im europäischen Energiemarkt bestehen, nicht bewältigen können. In der Zukunft sollen die derzeit geltenden Leitlinien durch ein **neues Instrument** ersetzt werden: das **EU Energy Security and Infrastructure Instrument**.

Als mögliche Ziele eines solchen Instruments werden genannt: die Komplettierung des EU-Binnenmarktes, die Sicherstellung des Netzausbaus um des Abtransports der Energie aus erneuerbaren Energiequellen sowie die Garantie von Versorgungssicherheit mithilfe von Infrastrukturschlüsselprojekten innerhalb (Baltic Interconnection Plan, LNG, North-South-gas and -electricity-interconnections within central and south east Europe, Blueprint for a North Sea offshore grid) und außerhalb (New Southern Gas Corridor, Mediterranean Ring) der EU.

Für die **Weiterentwicklung der TEN-E-Leitlinien** schlägt die EU-Kommission im Grünbuch verschiedene Maßnahmen vor: Die Ziele der Leitlinien sollen an den Zielen der europäischen Energiepolitik ausgerichtet werden. Der Fokus der TEN-E sollen im Strombereich die **Höchstspannungsnetze** und im Gasbereich die **Fernleitungsnetze** sowie die LNG-Terminals und Speicher sein, aber auch Oil-Pipelines umfassen. Zudem könnte die Leitlinien auch auf neue Technologien, wie Biogaseinbindung in Transportsysteme, CO₂-Pipelines aus der CCS-Technologie u. a. erweitert werden. Im Strombereich sollen auch neue Technologien wie sog. „**smart technologies**“ zum Einsatz kommen.

Im Grünbuch zu den TEN-E-Leitlinien wird außerdem vorgeschlagen, durch eine **Harmonisierung** der in den einzelnen Mitgliedsstaaten geltenden Genehmigungsverfahren insbesondere die Genehmigungen von strategischen, grenzüberschreitenden Projekten zu erleichtern. **Es fehlen jedoch Aussagen zur Notwendigkeit der Vereinfachung von Planungs- und Genehmigungsverfahren**. Es wird klargestellt, dass die EU zwar keine Kompetenzen zur Änderung der Vorschriften zur Enteignung habe, aber zumindest zur **Verbesserung des**

Informationsaustauschs zwischen den Mitgliedsstaaten und den Projektpartnern beitragen will. Insbesondere wird in diesem Zusammenhang die **Verkabelung** neuer Infrastruktur als Möglichkeit erwähnt, um dem Problem der fehlenden Akzeptanz der betroffenen **Bevölkerung** für den Netzausbau zu begegnen. Gleichzeitig wird aber auch darauf hingewiesen, dass die **zu erwartenden Kosten einer solchen Lösung** entgegenstünden.

Der **CEER, Council of European Energy Regulators**, stimmt derzeit eine Positionierung aller Regulierungsbehörden als Beitrag für das Europäische Parlament ab. Darin wird vor allem adressiert, dass besonderes Augenmerk auf die Beschleunigung der Genehmigungsverfahren gelegt werden muss und **konkrete Vorschläge seitens der EU vorgestellt werden müssen**. Dies betrifft den Ausbau grenzüberschreitender Leitungen, muss aber auch die Beschleunigung des nachgelagerten nationalen Netzausbaus umfassen. Im Rahmen der Gespräche im CEER sieht vor allem die Bundesnetzagentur **die Empfehlung einer Verkabelung** zur Umgehung der Akzeptanzprobleme der Bevölkerung **kritisch** (Vgl. Abschnitte 5. und 6.).

4. Wichtige Elemente des Gesetzesentwurfs

a. Der Bedarfsplan in Anlage 1 des EnLAG

Als ein zentrales Element beinhaltet der Gesetzesentwurf einen Bedarfsplan mit 24 vordringlichen Projekten. Hierbei handelt es sich unter anderem um die Projekte der ersten **dena-Studie** und der **TEN-E-Leitlinien**. Für Vorhaben des Bedarfsplans steht entsprechend dem Gesetzesentwurf zum einen der **energiewirtschaftliche Bedarf in den behördlichen Genehmigungsverfahren fest**, zum anderen wird der **Rechtsweg** auf eine Instanz, das Bundesverwaltungsgericht, **verkürzt**. Es wird ebenso das beschleunigte Planfeststellungsverfahren nach § 43b Nr. 1 EnWG für diese Projekte gelten.

Eine Aufnahme von Projekten in den Bedarfsplan ist gleichbedeutend mit der Feststellung der **energiewirtschaftlichen Notwendigkeit**. Im Rahmen der Genehmigung von Investitionsbudgets (§ 23 ARegV) durch die Bundesnetzagentur sind diese Projekte somit dem Grund nach zu genehmigen; die Bundesnetzagentur hat weiterhin als Aufgabe, die Höhe der angesetzten Kosten der individuellen Vorhaben zu prüfen.

In der **Begründung des Entwurfs heißt es zu § 1 EnLAG**, dass der Bedarfsplan nicht abschließend sei und weiterhin Vorhaben – selbst solche vordringlicher Art –, die nicht in den Bedarfsplan aufgenommen sind, realisiert werden können. Letzteres **hofft die Bundesnetzagentur sehr**; es ist dem Missverständnis zu begegnen, weitere Projekte, die eben **nicht im Bedarfsplan** aufgenommen werden, seien nicht „notwendig“ bzw. nicht „vordringlich“. Es könnte sich die Frage stellen, warum ein bestimmtes Projekt enthalten ist und ein anderes ebenfalls notwendiges Vorhaben nicht. Alle Projekte außerhalb des Bedarfsplans könnten in den Genehmigungsverfahren den Anschein der Nicht-Notwendigkeit erwecken und allein aus dieser Tatsache heraus einer **diskriminierenden Verzögerung** ausgesetzt sein verglichen mit Projekten des Bedarfsplans. Insofern sollte der Bedarfsplan so knapp wie möglich und zugleich so lang wie nötig in Bezug auf eine **objektive Vordringlichkeit** gehalten werden.

b. Die Pilotprojekte zur Verkabelung

Der Entwurf zum EnLAG sieht **vier Pilotvorhaben** vor, um den **Einsatz von Erdkabeln** auf der Höchstspannungsebene im Übertragungsnetz zu testen. Wegen der nötigen Gleichbehandlung kann nur der Gesetzgeber eine solche Auswahl treffen. **Die Verkabelungstechnik soll der Freileitungsvariante – so wörtlich – „auf einem technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt“ vorgezogen werden können**, wenn **gewisse, nach Kenntnis der Bundesnetzagentur nicht weiter begründete Mindestabstände zu Wohngebäuden** unterschritten werden. Die Kosten der Verkabelung dieser Pilotvorhaben würden entsprechend der Länge des jeweiligen Übertragungsnetzes **bundesweit umgelegt**.

Nach gegenwärtigen Erkenntnissen (Vgl. etwa Abschnitt 6. unten) **bleibt es abzuwarten**, ob die gesetzlich geschaffene Möglichkeit der Verkabelung **zu einer grundsätzlichen Beschleunigung der Umsetzung der gewählten Projekte** führen wird. Eine Ad-hoc-Beschleunigungswirkung beim Netzausbau durch die Möglichkeit der Verkabelung tritt nach derzeitigem Erkenntnisstand jedenfalls nicht unmittelbar ein. Für bereits fortgeschrittene oder abgeschlossene Genehmigungsverfahren auf Freileitungsbasis bedeutete das Umschwenken auf eine Verkabelungslösung bislang den Stopp der bisherigen Planung und notwendige Neuplanungen. **Verzögerungen in den Genehmigungsverfahren** von bis zu einem Jahr durch ein solches Umschwenken – wie sie bei einem Kraftwerksanschlussprojekt in Niedersachsen (**Wilhelmshaven - Conneforde**) bereits eingetreten sind und sich in anderen Fällen abzeichnen – dürfen sich aus Sicht der Bundesnetzagentur jedenfalls **nicht wiederholen und erfordern verstärkte Bemühungen aller an der Planung Beteiligten, Zeitverluste zu kompensieren**. Durch die Absätze 9 und 10 in § 118 EnWG entsprechend dem Regierungsentwurf zum EnLAG ist diese Gefahr jedoch im Bereich der Planfeststellungsverfahren reduziert worden.

Der Bedarfsplan soll **alle 5 Jahre** durch das BMWi in Einvernehmen mit dem BMU und dem BMVBS hinsichtlich einer Anpassungsnotwendigkeit **überprüft sowie dem Bundestag darüber berichtet** werden; Erfahrungen mit dem Einsatz von Erdkabeln sind in dem Bericht ebenso darzustellen.

Pilotprojekte sind sinnvoll, um in Bezug auf die Praxistauglichkeit im Rahmen von Einzelprojekten **erste Erfahrungen zu sammeln und Hypothesen zu verifizieren**. Es gibt **viele offene Fragen** hinsichtlich der Verkabelung in der HöS-Ebene, deren Klärung durch die Umsetzung einzelner Vorhaben mit Pilotcharakter sinnvoll ist. Ein Ad-Hoc-Systemwechsel hin zu einem flächendeckenden Einsatz wäre hingegen unverantwortlich.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur sollte **anhand der Pilotprojekte** die erhoffte **Beschleunigungswirkung empirisch überprüft** werden, bevor eine Ausweitung der Möglichkeit zur Verkabelung im HöS-Bereich in Betracht gezogen wird. Die **Auswahl von vier sehr langen** – die gesamte Leitungslänge der vier Vorhaben beträgt ca. 500 km – und für die künftige, bedarfsgerechte Netzstruktur zentralen **Leitungsbauprojekten** als Pilotvorhaben ist **hingegen** aus Sicht der Bundesnetzagentur **ein ehrgeiziges Vorhaben**.

c. Stand der Pilotprojekte

- **Abschnitt Altenfeld – Redwitz der Leitung Lauchstädt – Redwitz (Abschnitt in Thüringen)**

Das **Raumordnungsverfahren** für dieses Vorhaben hat laut Wissensstand der Bundesnetzagentur bereits in **2005 begonnen**. Erst **kürzlich**, im Oktober 2008, wurden im Auftrag des Freistaats Thüringen ein juristisches und ein technisches **Gutachten zur Beurteilung der Gesamtleitung** von Lauchstädt nach Redwitz **abgeschlossen**.

Laut dem **Bericht zum 3. Quartal 2008 über den Stand der Umsetzung der Netzausbauvorhaben der E.ON Netz GmbH**, welcher über die Internetpräsenz des Unternehmens abgerufen werden kann, stellen sich Verlauf und Status Quo der Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren der vier Pilotprojekte folgendermaßen dar:

- **Abschnitt Ganderkesee – St. Hülfe (Niedersachsen) der Leitung Ganderkesee – Wehrendorf**

Die Raumordnung war hier bereits 2006 abgeschlossen sowie die Antragsunterlagen für die Planfeststellung wurden im Dezember 2007 eingereicht. Beide Verfahren waren **durch das Erdkabelgesetz erneut aufzulegen**. Voruntersuchungen für die zu ändernden Antragsunterlagen im Rahmen der Planfeststellung wurden angeschlossen und den Behörden zur Sichtung vorgelegt. Die Erstellung der neuen Antragsunterlagen auf Basis einer Teilverkabelung bedeutet laut der E.ON Netz GmbH eine **Verzögerung von mindestens einem Jahr**. Durch die lange Lieferzeit von Erdkabeln kann sich die vormals geplante Inbetriebnahme in 2010 **zusätzlich um ein Jahr verschieben**. Das **Einhalten des Zieljahrs 2010** der Inbetriebnahme entsprechend der ersten dena-Studie ist aus Sicht der Bundesnetzagentur somit **mehr als fraglich**.

- **Leitung Diele – Niederrhein (Abschnitt in Niedersachsen)**

Die Antragskonferenz für das Raumordnungsverfahren hat Anfang Oktober stattgefunden. Das **Zieljahr der Inbetriebnahme** gemäß der ersten dena-Studie ist jedoch „erst“ **2015**. Dennoch befindet sich das Projekt durch die sich abzeichnende Teilverkabelung und die erheblichen Lieferzeiten für Erdkabel laut der E.ON Netz GmbH auf **einem kritischen Zeitpfad**. Ein Zeitverzug von einem Jahr kann nicht ausgeschlossen werden.

- **Leitung Wahle – Mecklar (Abschnitt in Niedersachsen)**

Nach der ersten Antragskonferenz zur Raumordnung Ende 2007, mussten die **Antragsunterlagen auf Basis des Erdkabelgesetzes überarbeitet** werden. Es kam in diesem Zusammenhang auch eine neu zu untersuchende Variante hinzu. Im Juni 2008 hat eine ergänzende Antragskonferenz stattgefunden. In den nächsten sechs Monaten, nach dem Erhalt des überarbeiteten Untersuchungsrahmens, sollen die Antragsunterlagen erarbeitet werden. Ein Ziel für das Ende des Raumordnungsverfahrens oder für den Beginn der Planfeststellung ist der Bundesnetzagentur nicht bekannt. Das Projekt soll im **Jahr 2015 in Betrieb** genom-

men werden; durch die sich abzeichnende Teilverkabelung und die erheblichen Lieferzeiten für Erdkabel ist dieser **Zeitpfad laut der E.ON Netz GmbH jedoch kritisch** zu sehen.

Es ist **nur mit großen Anstrengungen erreichbar**, die **Zeitverluste**, welche durch Umlanungen in Richtung Teilverkabelung **eingetreten sind**, durch eine gegenläufige **Beschleunigungswirkung der Erdverkabelung zu kompensieren**.

5. Mehrkosten durch Erdverkabelung in der Höchstspannung

Eine Erdkabellosung in der Höchstspannung (HöS) ist in der **Gesamtkostenbetrachtung** teuer als eine Freileitung: Es wird eine **Spannbreite** des Mehrkostenkostenfaktors von **3 bis 6**, bei **potentiell nötigen Redundanzen für die (n-1)-Sicherheit ggf. sogar noch höher, in den gängigen Studien genannt**. Sie hängen von verschiedenen Faktoren ab wie bspw. den Investitionskosten, der technischen Lebensdauer – die im Fall konventioneller Erdkabel etwa halb so groß wie diejenige von Freileitungen angenommen wird –, den Kosten für Wartung/Instandhaltung oder den Verlustkosten ab. Diese Mehrkosten werden auch davon abhängen, **inwieweit die Ausweitung der Angebotskapazitäten für Kabel mit dem Nachfrageanstieg mithalten** kann (Vgl. 6.b.).

Diese Nachteile gelten **sehr ähnlich** auch ohne Vollverkabelung **mit einem realistischen Verkabelungsanteil** entlang der Trasse; bei den aktuell diskutierten Projekten mit Verkabelungstendenzen variiert er projektbezogen zwischen 30 und 60%.

Für die mit dem Gesetzesentwurf ausgewählten Pilotprojekte plus der bekannten Kraftwerksanschlussprojekte in Niedersachsen, welche gemäß dem aktuellen Stand teilweise unterirdisch verlaufen werden, hätte dies **somit deutlich kostentreibende Auswirkungen**. Über die **tatsächliche Höhe der Mehrkosten** kann man im **Vorhinein streiten**, jedoch wird sie erst **nach der Umsetzung verlässlich bekannt** sein.

6. Zu beachtende Aspekte bei der Erdverkabelung in der Höchstspannung

a. Technische Nachteile

Die **Erdverkabelung** auf Basis der **Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ)** unterliegt **Längenrestriktionen**: Eine Verlegung ist technisch höchstens bis zu **Längen von etwa 15-20 km sinnvoll**. Darüber hinaus stößt die HDÜ-Erdverkabelung aufgrund der **aufwändigen Maßnahmen für die Blindleistungskompensation²** an ihre Grenzen. Auch bei Freileitungen treten Blindleistungsverluste auf; diese sind allerdings gegenüber denen bei Erdkabeln deutlich geringer, so dass aufwändige Kompensationsmaßnahmen erst bei sehr weiträumigen Distanzen erforderlich sind. Daher wird die HDÜ-Erdverkabelung in der Höchstspannung (HöS) derzeit ausschließlich für kürzere Strecken in städtischen Regionen in eingesetzt (z. B. in Berlin, Wien oder Kopenhagen). Erfahrungen mit **HDÜ-Erdkabeln für**

² Blindleistung ist diejenige elektrische Leistung, die zum Aufbau und zur Erhaltung von elektromagnetischen Feldern bei Drehstrom (= Wechselstrom) benötigt wird, jedoch nicht zur Verrichtung von Arbeit zur Verfügung steht.

überregionalen Stromtransport gibt es hingegen **bisher nicht**. Erdkabel entsprechen beim Ferntransport von Elektrizität über große Strecken **zurzeit noch nicht dem Stand der Technik**.

Die **Längenrestriktion** bei der HDÜ-Erdverkabelung in der HöS wird auch **seitens der Kabelhersteller eingestanden**. Keiner der führenden Kabelhersteller hat in den Gesprächen mit der Bundesnetzagentur den Anschein erweckt, eine HDÜ-Erdverkabelung für den Transport elektrischer Energie über weiträumige Entfernungen sei – jenseits von Kostenfragen – eine technisch erprobte Lösung.

Teilverkabelungen, d. h. abschnittsweise Verkabelungen, sind aus technischer Sicht ebenfalls problematisch. So können durch Blitzeinschläge auf Freileitungsabschnitten hervorgerufene **Überspannungen** sich in angrenzenden Kabelabschnitten fortpflanzen und dort vorzeitiges Altern oder sogar Isolationsfehler hervorrufen. Auch die bei Freileitungen üblichen **Schutzsysteme** müssen bei Teilverkabelungen erheblich angepasst werden. An jedem Übergang von einem Freileitungsabschnitt auf einen Kabelabschnitt sind zudem **aufwändige Übergangsbauwerke** zu errichten.

Reparaturen bei Erdkabeln sind aufgrund der **reduzierten Zugänglichkeit aufwändiger** als bei Freileitungen. Angaben von Netzbetreibern und Kabelherstellern zufolge können Störungen mit Ausfallzeiten von mehreren Tagen auftreten. Selbst unter der Annahme gleicher Ausfallhäufigkeiten ist daher damit zu rechnen, dass Erdkabel in der HöS **deutlich höhere Zeiten der Nichtverfügbarkeit** als herkömmliche Freileitungen haben.

Als erste **Hinweise aus der Praxis**, die auf erhöhte Nichtverfügbarkeiten von HDÜ-Erdkabeln hindeuten, müssen mehrfache Ausfälle einer **2006 in der Nähe von Mailand** in Betrieb gegangenen HöS-Verkabelung gewertet werden – mit einer Ausfalldauer von insgesamt 4 Monaten – sowie schadensbedingte mehrmonatige Unterbrechungen von **HöS-Erdkabeln im Stadtbereich von Berlin in den vergangenen Jahren**.

Zurzeit sind die Ausfälle häufig auf **Schäden an den Muffen** zurückzuführen; sie verbinden die einzelnen, jeweils bis zu 1000 m langen Kabelsegmente und sind ein besonderer Schwachpunkt bei der HDÜ-Verkabelung. Die Kabelhersteller gestehen die technisch aufwändige und nicht unproblematische Vermuffung bei den HDÜ-Erdkabeln ein.

Statistisch belastbare Daten zur Nichtverfügbarkeit von HöS-Erdkabeln liegen derzeit mangels der geringen bisher im Betrieb befindlichen Abschnitte **jedoch noch nicht vor**.

Die Verwendung von Kabeln birgt auch deshalb Probleme, da sie anders als Freileitungen **kaum standardisiert geordert werden** können. Bei allen Projekten muss im Grunde der verbindliche Planfeststellungsbeschluss abgewartet werden, bevor die Kabel bestellt werden können; erst dann liegen die für die Bestellung nötigen Details wie z. B. Kabellängen, -durchmesser und -qualitäten vor. Gegenüber Freileitungen bedeutet allein dies in der Regel eine **Verzögerung von etwa einem Jahr**.

b. Produktionskapazitäten inkl. Lieferzeiten

Augenmerk muss auch auf die Frage der **Produktionskapazitäten** von HöS-Erdkabeln gelegt werden. Bei den vorhandenen Fertigungskapazitäten ist zunächst zu beachten, dass für ein Drehstromsystem je drei Kabel³ benötigt werden. Bei unterirdischen Trassen mit hohen Übertragungsleistungen, die denen von großen Freileitungen vergleichbar sind, werden in der Regel drei Drehstromsysteme zur Übertragung der Leistung erforderlich sein.

Die **Fertigungskapazität für HöS-Kabel in Europa** beträgt nach Wissen der Bundesnetzagentur **in etwa 2000 bis 2500 km pro Jahr**. Allein für die Pilotprojekte des EnLAG plus der Anschlussleitungen für geplante Kraftwerke in Niedersachsen werden jedoch je nach Verkabelungsgrad und Übertragungsleistung **über 2500 km Kabel** benötigt. Für die Realisierung allein dieser Projekte müssten also **sämtliche europäische Kabelhersteller mindestens ein Jahr lang nur für diese deutschen Projekte** fertigen.

Die Fertigungskapazitäten relativieren sich, wenn man bedenkt, dass diese den **Weltmarkt** mit einer derzeit hohen Nachfrage bedienen und der Weltmarkt die Preise bestimmt; nur ein Teil der o. g. Produktionskapazität steht daher dem **deutschen Markt** zur Verfügung. Die Kapazitäten reduzieren sich weiter, da ein Teil für die Herstellung der **Anschlusskabel der Offshore-Windparks in Nord- und Ostsee** benötigt wird: Einige Kabelhersteller können mit ein und derselben Fertigungskapazität nicht nur HöS-HDÜ-Kabel produzieren, sondern auch die für die Offshore-Anbindung in der Nordsee erforderlichen Kabel auf Basis der **Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)**. Angesichts der grundsätzlichen technischen Verwandtschaft der HDÜ- und der HGÜ-Kabel und der oben skizzierten Ressourcenknappheit besteht folglich ein gewisses Risiko, dass **landseitige Erdverkabelung und Offshore-Anbindung in Konkurrenz zu einander** treten und sich gegenseitig beeinflussen.

In den vergangenen Jahren haben viele Hersteller ihre Kapazitäten aufgrund fehlender Nachfrage heruntergefahren. Sie steigern die Produktionskapazität aufgrund der steigenden weltweiten Nachfrage derzeit wieder. **Fraglich** ist dennoch, ob die benötigten Kabelmengen für den in den nächsten Jahren anstehenden Netzausbau **zeitgerecht geliefert werden können**: Aktuell liegen laut Aussage einzelner Netzbetreiber etwa 16 Monate zwischen Auslösung der Bestellung eines **380 kV-Erdkabels** und dessen Anlieferung.

Aussagen einzelner Kabelhersteller, denen zufolge Lieferverzögerungen bei einem starken Anstieg der Nachfrage zwar möglich seien, dass es aber grundsätzlich keine Limitierung der Produktionskapazitäten gebe und somit **der Bedarf gedeckt werden könne**, bewertet die Bundesnetzagentur daher **mit Vorsicht**. Die Bundesnetzagentur bemüht sich um die **Klärung der Frage**, ob **die enormen Kabelmengen rechtzeitig** – die anvisierten Inbetriebnahme der jeweiligen Projekte bedenkend – durch die Produzenten bereitgestellt werden könnten. Eine **positive und bindende Aussage** dazu hat die Bundesnetzagentur trotz mehrfacher Nachfrage **bisher nicht erhalten**.

³ Analog zur konventionellen HDÜ-Freileitungstechnik, wo drei Leiterseile für einen Stromkreis erforderlich sind, werden ebenso drei Erdkabel für einen HDÜ-Stromkreis benötigt.

Diese beschränkten Produktionskapazitäten stehen insbesondere einer **Ausweitung der Verkabelungsmöglichkeit über die vier Pilotvorhaben hinaus klar entgegen.**

c. Umweltauswirkungen

In Bezug auf die ökologischen Auswirkungen der Erdverkabelung in der Höchstspannung ist von einem **nicht unbeträchtlichen Flächenverbrauch** entlang der Erdkabeltrasse auszugehen. Bei einem Erdkabel mit einer gleichen Übertragungsfähigkeit wie eine herkömmliche 380-kV-Freileitung ist mit einem **Streifen von bis zu 15 m und mehr** zu rechnen; die vielfach geäußerten Bedenken bzgl. **20 bis 30 m** sind nach Herstelleraussagen **jedoch verfehlt**. Aufgrund der Zugänglichkeit kann dieser Streifen nicht bebaut und auch forstwirtschaftlich vermutlich nicht genutzt werden. Die Erwärmung des Bodens schränkt eventuell auch eine landwirtschaftliche Nutzung ein.

7. Temperaturmonitoring, Heißeleiterseile und Hochspannungsgleichstromtechnik

Die **Bundesnetzagentur begrüßt** alle Maßnahmen, die dazu führen, dass die **Stromnetze effizienter genutzt und kostengünstig betrieben** werden können.

a. Temperaturmonitoring

Temperaturmonitoring kann eine zusätzliche **Maßnahme zur höheren Auslastung vorhandener Netze sein**. Dabei ist zu berücksichtigen, dass nicht nur die Leitungen, sondern auch die Schalter, Sammelschienen, Mess- und Schutzeinrichtungen in den Umspannwerken anzupassen sind. Auch die Netzführung muss bei der Beurteilung der (n-1)-Sicherheit die temporär höheren Transportleistungen in den Berechnungen berücksichtigen.

Temperaturmonitoring ist kein Instrument, welches geplante Netzausbauprojekte ersetzen könnte, sondern Temperaturmonitoring macht es situationsabhängig möglich, höhere Transportaufgaben zu bewältigen.

b. Hochtemperaturleiterseile

Hochtemperaturleiterseile ermöglichen den Betrieb bis zu einer Leitertemperatur von 150 Grad Celsius. Standardfreileitungsstrecken sind entsprechend der Norm auf maximal 40 Grad ausgelegt. Damit ermöglichen **Hochtemperaturleiterseile wesentlich höhere Transportaufgaben als Standardleiterseile**. Die Begrenzung ist durch den temperaturabhängigen Durchhang begründet.

Hochtemperaturleiterseile sind für Strecken mit volatiler Last sinnvoll, im Dauerbetrieb **steigen die Verluste** stark an.

Hochtemperaturleiterseile sind ebenfalls **kein Instrument, welches geplante Netzausbauprojekte ersetzt könnte**.

c. Hochspannungsgleichstromtechnik

Die **Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)** sollte zunächst **getrennt von der Fragestellung Kabel oder Freileitung** betrachtet werden.

Die HGÜ-Technik ist eine Variante für den Netzausbau zur Kapazitätserweiterung bei Übertragungsnetzen bzw. als Netzanbindung für Offshore-Windparks durch Kabelstrecken. Hierzu muss der Drehstrom **zunächst in Gleichstrom umgerichtet** werden. Der Stromtransport erfolgt dann per Gleichstrom und am anderen Ende der Leitung wird wieder in Drehstrom konvertiert.

Die notwendigen **Umrichter** an beiden Enden der HGÜ-Leitung sind technisch **aufwändig** und machen für sich betrachtet die HGÜ-Technik **im Vergleich zur Drehstromtechnik teurer**, da sie bei Letzterer nicht erforderlich sind. Die HGÜ-Technik eignet sich insbesondere für verlustarme **Transporte über weiträumige Entfernungen (minimal ab 500 km)**, wie sie bei den in Deutschland zu überbrückenden Distanzen im vermaschten Drehstromnetz üblicherweise nicht vorkommen. Die **Gleichstromübertragung ist zudem aufgrund ihrer Punkt-zu-Punkt-Übertragungscharakteristik nur schwer** in das vermaschte deutsche Drehstromübertragungsnetz einzubinden.

Weltweit gibt es bereits HGÜ-Freileitungen in Betrieb, die den wirtschaftlichen Energietransport über große Distanzen ermöglichen. Ein **wirtschaftlicher Betrieb innerhalb Deutschlands erscheint derzeit fraglich**.

8. Erdverkabelung im Verteilnetzbereich

Der **Forderung nach einer allgemeinen Pflicht zur Erdverkabelung im Verteilnetzbereich** (bis 150-kV) steht die Bundesnetzagentur **äußerst kritisch** gegenüber. Der Einsatz von Erdkabeln sollte auch im Verteilnetz **nicht generell vorgeschrieben** werden. Es bestehen bei einer Erdverkabelung in den Ebenen 30-kV bis 150-kV die **gleichen technischen und wirtschaftlichen Nachteile** gegenüber einer gleich leistungsstarken Freileitung wie im Übertragungsnetz (über 150-kV), wenn auch **in einer geringeren Ausprägung**.

Aufgrund besonderer Umstände **im Einzelfall** kann durchaus aus technischer und wirtschaftlicher Sicht eine Erdverkabelungslösung **einer Freileitungslösung vorzuziehen sein**. Von einer **generellen Pflicht** zur Erdverkabelung im Verteilnetzbereich **ist jedoch abzusehen**.

9. Fazit

Für Vorhaben des **Bedarfsplans** steht entsprechend dem Gesetzesentwurf der **vordringliche Bedarf fest**. Es muss allerdings verhindert werden, dass **Projekte außerhalb des Bedarfsplans** einer **diskriminierenden Verzögerung** ausgesetzt werden. Der Bedarfsplan

sollte deshalb so knapp wie möglich und zugleich so lang wie nötig in Bezug auf eine **objektive Vordringlichkeit** gehalten werden.

Die **Verkabelungstechnik** eignet sich nach wie vor weder aus technischen, betrieblichen noch aus wirtschaftlichen Gründen für eine flächendeckende Übertragung von Elektrizität. Es sollte nicht der Anschein erweckt werden, HDÜ-Erdkabel würden beim Ferntransport von Elektrizität **über große Strecken dem Stand der Technik** entsprechen. Darüber hinaus gelten angesichts der **beschränkten Produktionskapazitäten lange Lieferzeiten**. Für die Zukunft wirft dies die zurzeit noch offene Frage auf, ob die umfangreiche Kabelmengen, welche benötigt werden, rechtzeitig bereitgestellt werden können. Es existiert zudem ein gewisses **Risiko**, dass **landseitige Erdverkabelung und Offshore-Anbindung** in Konkurrenz zu einander treten und **sich gegenseitig beeinflussen**.

Es gibt viele offene Fragen, deren **empirische Überprüfung durch die Umsetzung einzelner Pilotvorhaben sinnvoll** ist: Es sollte sowohl die **tatsächliche Beschleunigungswirkung, als auch die Praxistauglichkeit** eines deutlich ausgedehnten Einsatzes von Erdkabeln untersucht werden. Eine **Beschleunigung des Netzausbaus** durch eine Verkabelung in der Höchstspannung ist auch aufgrund der Umstellung der Genehmigungsverfahren **nur mit außergewöhnlichen Anstrengungen denkbar**.

Aufgrund der sich abzeichnenden **erheblichen Mehrkosten** hält die Bundesnetzagentur eine flächendeckende Erdverkabelung **zum jetzigen Zeitpunkt** mit dem Gebot einer **effizienten Betriebsführung**, die zentraler Bestandteil des Energiewirtschaftsgesetzes und der Anreizregulierung sind, **für problematisch**.

Eine **hinreichende Sicherheit der Netze** bleibt weiter nur gewährleistet, wenn die dringlich erforderlichen Netzausbauprojekte nicht weiter verzögert werden. **Verzögerungen** beim Netzausbau laufen jedoch auch den **Zielen eines höheren Anteils Erneuerbarer Energien** am Energieverbrauch ebenso wie einer **Verbesserung der Wettbewerbssituation bei der Stromerzeugung zu wider**.

Wirksame Maßnahmen zur Reduktion bestehender und zur Vermeidung zukünftiger Verzögerungen **begrüßt die Bundesnetzagentur deshalb sehr**. Auch Planungs- und Genehmigungsverfahren sollten hinsichtlich ihres Aufwandes auf den Prüfstand gestellt werden.