

L. Jarass | G. M. Obermair

Welchen **Netzbau** erfordert die **Energiewende?**



mit **Netzentwicklungsplan 2012**



MV-Verlag, Münster, 2012
280 S., 21 €
ISBN 978-3-86991-641-5

Welchen Netzbau erfordert die Energiewende?

unter Berücksichtigung des Netzentwicklungsplans 2012

Energiewende – eine Einführung.....	15
Teil I : Änderung der Stromversorgung durch die Energiewende	21
1 Struktur und Entwicklung der Stromversorgung.....	22
2 Erneuerbare Energieträger: räumliche und zeitliche Verteilung des Angebots	42
Teil II : Grundlagen des Netzbbaus	58
3 Zuverlässige Stromversorgung bei hohen Anteilen stark fluktuierender erneuerbarer Erzeugung.....	59
4 Repowering bestehender Leitungen	95
5 Leitungsneubau durch Erdkabel statt Freileitung	117
Teil III : Optimierung des Netzbbaus	138
6 Netzbau: nicht zu viel und nicht zu wenig.....	140
7 Maßnahmen zur Optimierung des Netzbbaus.....	163
Teil IV : Realisierung des Netzbbaus.....	196
8 Maßnahmen zur Erhöhung der Akzeptanz des Netzbbaus.....	197
9 Überschätzung des Übertragungsbedarfs führt zu falschen gesetzlichen Vorgaben	218
10 Netzentwicklungsplan 2012.....	237

Teil IV : Realisierung des Netzbbaus

Der Begriff **Netzbau** umfasst die Gesamtheit aller Maßnahmen zur Erhöhung der maximalen Übertragungsleistung mittels Optimierung und Verstärkung bestehender Leitungen sowie Leitungsneubau.

Im folgenden Teil IV werden Maßnahmen zur Realisierung des Netzbbaus dargestellt:

- Welche Maßnahmen sind zur Erhöhung der Akzeptanz des Netzbbaus angezeigt (Kap. 8)?
- Wie kann Gesetzgebung und Verwaltung diese Entwicklung in Abstimmung mit den beteiligten Bürgerinnen und Bürgern, Investoren und Netzbetreibern optimal steuern (Kap. 9)?
- Wie ist der Stand der Planungen ab 2013, und was versprechen deutsche und europäische Zukunftsprojekte (Kap. 10)?

8 Maßnahmen zur Erhöhung der Akzeptanz des Netzausbaus

In diesem Kapitel werden Maßnahmen dargestellt, die nach einer Optimierung der Netzausbauplanung eine Erhöhung der Akzeptanz und damit eine Beschleunigung des dann noch erforderlichen Netzausbaus ermöglichen:

- Maßnahmen zur Erhöhung der Akzeptanz des Leitungsausbaus,
- angemessener Ausgleich der Vorteile und der Lasten des Netzausbaus.

Leitungsausbauvorhaben werden v.a. abgelehnt wegen befürchteter Gesundheitsgefahren und Umweltbeeinträchtigungen sowie des Verlusts von Immobilienwerten. Viele Betroffene sind zudem nicht davon überzeugt, dass das jeweilige Leitungsausbauvorhaben notwendig und vernünftig ist. Sie wehren sich gegen Entscheidungen über ihre Köpfe hinweg. Akzeptanz und Zustimmung seitens der Bevölkerung lassen sich mit Hinweisen auf die Rechtslage und rechtsstaatliche Verfahren der Entscheidungsfindung dann nicht erwirken, wenn das Vorhaben selbst in breiten Bevölkerungskreisen in Frage gestellt wird [Niedersachsen 2011a, S. 21/22].

Neue Stromtrassen würden von der betroffenen Bevölkerung besser akzeptiert, Betroffene würden Leitungsausbauvorhaben 'vor ihrer Haustür' eher zustimmen, wenn bei der Planung und Umsetzung bestimmte Mindestanforderungen eingehalten werden, u.a.:

- Nutzung von Möglichkeiten zur Verringerung des notwendigen Übertragungsbedarfs (vgl. das frühere Kap. 7.1).
- Vorrangige Nutzung von kostengünstigen und gegenüber einem Leitungsausbau weniger belastenden Alternativen des Netzausbaus (vgl. das frühere Kap. 7.2).
- Vor allem aber öffentliche Verfahren unter Einbeziehung der Medien, in denen der Öffentlichkeit verständlich gemacht wird, dass der Verzicht auf Kernenergie (positiv besetzt) und die Reduzierung der fossilen Energieerzeugung (wegen Klimaschutz ebenfalls positiv besetzt) nicht ohne Maßnahmen zur Erhöhung der Übertragungsleistung, also nicht ohne Netzausbau, möglich ist.

„Um Verständnis und Akzeptanz für den Leitungsausbau zu stärken, wird die Bundesregierung eine Informationsoffensive 'Netze für eine umweltschonende Energieversorgung' starten“ [Energiekonzept 2010, S. 18]. Allgemeine Informationen sind aber zu wenig, erforderlich sind konkrete Maßnahmen zur Erhöhung der Akzeptanz des Netzausbaus [DUH 2010a; DUH 2010b; SRU 2011, Kap. 9.3]. Als konkrete Maßnahmen zur Erhöhung der Akzeptanz von Leitungsausbauten werden im Folgenden vorgeschlagen:

- Nachweis, dass ein Leitungsausbau primär der Integration erneuerbarer Energien dient (Kap. 8.1).

- Vollständige Transparenz der Planungsvorhaben und der Planungsgrundlagen sowie nachvollziehbare Begründungen für die Leitungsplanungen (Kap. 8.2).
- Verlegung der Leitungen als Erdkabel, soweit technisch möglich und wirtschaftlich vertretbar, sowie verbindliche Regelungen für den Bau von Freileitungen, etwa bezüglich der Abstände zu Wohngebieten oder für den Bau in besonders geschützten Gebieten, die derzeit von den Planungsbehörden nur für die vier Pilotvorhaben des Energieleitungsausbaugesetzes vorgegeben werden können (Kap. 8.3).
- Sicherstellung eines gerechten Vorteils- und Lastenausgleichs beim Netzbau (Kap. 8.4).

8.1 Leitungsneubau für erneuerbare Energien wird eher akzeptiert

8.1.1 Leitungsneubau für konventionelle Kraftwerke konterkariert die Energiewende

„Netzbetreiber sind auf Verlangen der Einspeisewilligen verpflichtet, unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas sicherzustellen.“ [§ 9 Abs. 1 S. 1 EEG]. Dies schließt allerdings das so genannte Einspeisemanagement ein [§ 11 Abs. 1 EEG; § 13 EnWG], wonach Netzbetreiber ausnahmsweise und für eine Übergangszeit bis zum Abschluss der EEG-bedingten Erweiterung der Netzkapazität berechtigt sind, Anlagen zur Gewinnung elektrischer Energien (herunter) zu regeln, falls sonst das Netz überlastet wäre, **und** wenn sie sichergestellt haben, *„dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird.“* [§ 11 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EEG].

Diese Sicherstellung der Abnahme der größtmöglichen Strommenge aus erneuerbaren Energien ist zweifellos nur erreichbar, indem bei hohem Angebot erneuerbarer Energie konventionelle Kraftwerke jeweils soweit wie technisch möglich (vgl. die frühere Tab. 3.2) zurückgefahren werden, so dass in der Summe die Gesamtnachfrage gedeckt wird.

Ein Leitungsneubau, der nur erforderlich ist, um die volle Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken auch bei sehr starker Einspeisung erneuerbarer Energien zu ermöglichen, etwa indem der Überschuss exportiert wird, ist konträr zu den gesetzlichen Zielsetzungen der Energiewende, wie sie in § 1 Abs. 1 EEG klar definiert sind:

- Klima- und Umweltschutz,
- nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung,
- Einbeziehung auch der langfristigen externen Effekte bei der angestrebten Verringerung der sozialen Kosten der Energieversorgung,
- Schonung fossiler Energieressourcen.

Ein Leitungsneubau wegen Weiterbetrieb von konventionellen Kraftwerken auch bei starker Einspeisung erneuerbarer Energien konterkariert die Energiewende. Dennoch ist es anscheinend strittig, ob die Übertragungsnetzbetreiber das Netz auch hierfür ausbauen müssen. So sieht etwa der Entwurf des Netzentwicklungsplans 2012 einen massiven Leitungsneubau zwischen Ostdeutschland und Nordbayern vor, um in Ostdeutschland eine massive Einspeisung von konventionellem Strom parallel zu sehr starker Windenergieeinspeisung zu ermöglichen: *„Ein weiteres Merkmal dieses Netznutzungsfalls ist, dass trotz einer hohen Windeinspeisung von 20,2 GW (onshore 17,2 GW, offshore 3 GW) auch die thermischen Erzeugungseinheiten mit einer hohen Leistung von 14 GW einspeisen.“* [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, S. 118]. Dieser Konflikt bedarf in jedem Fall einer rechtlichen Klarstellung zur Vermeidung von überhöhten Leitungsneubauten (vgl. das frühere Kap. 7.1.3).

Stattdessen werden mögliche Überlastungen von Leitungen in strittigen Fällen, z.B. für die Rechtfertigung der neuen Südthüringenleitung, von den Netzbetreibern den massiven Stromeinspeisungen bei Starkwindlagen angelastet: Die wachsende Einspeisung von erneuerbaren Energien in Ostdeutschland erfordere einen Leitungsneubau. Ein besonders eindrucksvolles Beispiel für diese zumindest hier offensichtlich unzutreffende Behauptung ist der Bericht der Bundesnetzagentur zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/2012 [Bundesnetzagentur 2012e, S. 55ff.]:

„Aufgrund hoher Prognose für die Windeinspeisung mit Höchstwerten von über 20.000 MW wurden für die Nacht vom 22. auf den 23. Februar 2012 mehrere (n-1)-Verletzungen in den Regelzonen von 50Hertz und TenneT prognostiziert. Es wurden bereits zahlreiche präventive Redispatchmaßnahmen zwischen 50Hertz und TenneT vorgenommen, um insbesondere die 380 kV Stromkreise zwischen den Umspannwerken Remptendorf (50Hertz) und Redwitz (TenneT) zu entlasten. Trotz erheblichem präventivem und kurativem Redispatch sowie Einspeisemanagementmaßnahmen in Höhe von bis zu 1.000 MW konnte die (n-1)-Sicherheit in dieser Nacht für ca. 1,5 Stunden nicht sichergestellt werden. Nach Ausschöpfung sämtlicher Redispatchmöglichkeiten mussten durch 50Hertz Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG in Verbindung mit § 11 Abs. 1 EEG ergriffen und Windenergieanlagen abgeregelt werden. Erst am Morgen des 23. Februar 2012 um 7:30 Uhr konnte die RAAS-Ampel von TenneT wieder auf grün gesetzt werden. Insgesamt mussten in dem Zeitraum fast 4.000 MW Leistung abgesenkt und durch Redispatch ausgeglichen werden, um einen sicheren Netzbetrieb gewährleisten zu können. Auch hier zeigt sich deutlich die Notwendigkeit eines beschleunigten Ausbaus der Anbindung der 50Hertz Regelzone an das Netz der TenneT sowie auch die Notwendigkeit des Ausbaus der Nord-Süd-Verbindungen im Netz der TenneT.“

Es wird damit suggeriert, dass wegen der starken Windenergieeinspeisung in Ostdeutschland erhebliche Netzgefährdungen auftreten und deshalb eine neue 380kV-Leitung gebaut werden müsse parallel zur bestehenden 380kV-Leitung Remptendorf-Redwitz.

Ein Blick in die von 50Hertz seit Anfang 2012 für seine Regelzone veröffentlichten Daten zeigt den wahren Grund der Netzüberlastung: In der fraglichen Nacht vom 22. auf den 23. Februar 2012 betragen

- die gesamte Erzeugung ca. **15 GW** [50Hertz 2012b, Erzeugung], davon EEG-Einspeisung: ca. 5 GW (davon Windenergie ca. 4 GW) [50Hertz 2012a], also **konventionelle Erzeugung**: ca. **10 GW**;
- **die gesamte Nachfrage** ca. **9 GW** [50Hertz 2012b, eingetretene Regelzonenlast] und
- der damit zu exportierende **Erzeugungsüberschuss** ca. **6 GW** (= 15 GW – 9 GW).

Die Überlastung der Leitung und die erforderlichen Redispatchmaßnahmen resultieren also ausschließlich aus der fehlenden Abregelung der bestehenden konventionellen Kraftwerke, wofür die oben von der Bundesnetzagentur genannte Prognose durchaus ausreichend Zeit gegeben hätte: Schon eine geringfügige Abregelung um weniger als 10% der Erzeugung der konventionellen Kraftwerke im Vorfeld der befürchteten Netzgefährdung hätte die Probleme beheben können. Mit diesen Maßnahmen hätten der Netzbetreiber und die Betreiber der konventionellen Kraftwerke den Regelungen des EEG sowie Sinn und Zweck der Energiewende entsprochen: Abregelung von konventionellen Kraftwerken bei Starkwindlagen.

8.1.2 Verbrauchsvorrang für erneuerbare Energien wieder einführen

Bis 2010 war die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) dreifach privilegiert durch [Jarass/Voigt 2009]:

- Mindesteinspeisepreis [§ 16 EEG],
- Einspeisevorrang [§ 8 EEG],
- Verbrauchsvorrang [§ 37 Abs. 1 EEG₂₀₀₉ i.V.m. § 37 Abs. 5 EEG₂₀₀₉].

Ab 2010 trat eine grundlegende Umstellung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus zum Erneuerbare-Energien-Gesetz in Kraft [§ 1 AusglMechV]:

„Der bundesweite Ausgleich nach §§ 34 bis 39 des EEG ist mit folgenden Maßgaben durchzuführen:

- 1. Die Übertragungsnetzbetreiber sind nicht verpflichtet, den Strom an die ihnen nachgelagerten Elektrizitätsversorgungsunternehmen durchzuleiten.*
- 2. Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind nicht verpflichtet, Strom von dem für sie verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber abzunehmen und zu vergüten.“*

Die bisherige Abnahmeverpflichtung (‘Verbrauchsverpflichtung’) der Elektrizitätsversorgungsunternehmen wird durch die Verordnung explizit aufgehoben.

Ein Beispiel:

- Bis 2010 mussten die Stadtwerke Wiesbaden den erneuerbaren Strom anteilig physikalisch abnehmen [§ 37 Abs. 1 EEG₂₀₀₉ i.V.m. § 37 Abs. 5 EEG₂₀₀₉] und durften ihn nicht unter

den EEG-Sätzen weiterverkaufen [§ 37 Abs. 5 EEG₂₀₀₉]; dies führte im Ergebnis zu einem Verbrauchsvorrang für erneuerbaren Strom.

- Seit 2010 müssen die Stadtwerke den Windstrom nicht mehr abnehmen und sind nun völlig frei, ihren gesamten Strombedarf durch eigene oder fremde konventionelle Kraftwerke zu decken. Allerdings müssen sie die anteiligen Kosten für die EEG-Vergütung bezahlen und ihre Kunden entsprechend belasten, unabhängig davon, ob diese tatsächlich mit EEG-Strom beliefert werden.

Inwieweit und in welchen Mengen EEG-Strom tatsächlich auch verbraucht wird, ist nicht mehr zwingend und detailliert gesetzlich vorgegeben, sondern hängt zukünftig von Entscheidungen der Energieversorgungsunternehmen, von Gesetzesauslegungen und von Börsenpreisentwicklungen ab. Dadurch resultiert ein zusätzlicher Leitungsbedarf, weil nun konventionelle Kraftwerke parallel zu Starkwindeinspeisung einspeisen wollen, da sie nun auch bei Starkwindeinspeisung Verbraucher beliefern dürfen.

Lösung: Verbrauchsvorrang für Erneuerbare-Energien-Strom ist wieder einzuführen [Jarass/Voigt 2009]. Dies erhöht auch die Akzeptanz des dann noch verbleibenden Netzausbaubedarfs.

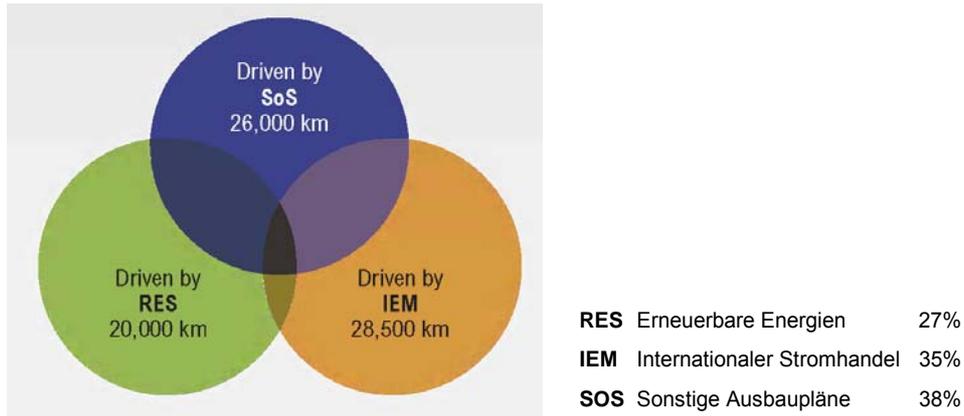
8.1.3 Leitungsneubau für internationalen Handel von konventioneller Energie widerspricht den Zielen des EEG

Ein Positionspapier der Energietechnischen Gesellschaft im VDE verdeutlicht diesen Aspekt des Leitungsneubaus [VDE 2010, S. 51]: „*Hierbei ist der in den letzten Jahren bereits eingeleitete und zukünftig mit zunehmender Tendenz sich fortsetzende Wandel des Übertragungsnetzes zur Großhandelsplattform im Europäischen Binnenmarkt zu berücksichtigen.*“

Der Entwurf des Netzentwicklungsplans 2012 sieht z.B. für das Szenario A2022 einen deutschen Stromexport von bis zu 22 GW vor bei einem gleichzeitigen Import aus oder zusätzlichem Export nach Skandinavien von bis zu 12 GW; für das Leitszenario B2022 wird mit noch größeren Austauschleistungen gerechnet [Netzentwicklungsplan Entwurf 2012, S. 53, Abb. 20].

Gemäß dem 10-Jahres-Netzplan der Europäischen Vereinigung der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) sollen bis 2020 über 35.000 km neue Höchstspannungsleitungen quer durch Europa gebaut werden [ENTSO-E 2010, S. 9], davon rund 10.000 km als Hochspannung-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ). Gemäß ENTSO-E resultiert nur gut ein Viertel des Leitungsneubaubedarfs aus dem Ausbau der erneuerbaren Energien, über ein Drittel hingegen aus der geplanten Erweiterung des internationalen Stromhandels (vgl. Abb. 8.1).

Abb. 8.1 : Haupttreiber für Leitungsneubau in Europa



Quelle: [ENTSO-E 2010, S. 10].

Begründungen für neue Leitungen finden wenig Unterstützung bei der Bevölkerung und v.a. bei den Betroffenen, wenn die Leitungen wesentlich auch für konventionelle Stromspeisung benötigt werden.

„Die große Mehrzahl der aktuellen Projekte werde nur deshalb benötigt, weil die großen Kohlekraftwerke auch dann betrieben werden sollen, wenn bei starkem Wind die Windkraft eigentlich ausreichen würde, um den größten Teil Deutschlands mit Strom zu versorgen. ... Tatsächlich hat der Energiekonzern RWE im rheinischen Braunkohlerevier in den vergangenen Jahren neue Kraftwerke in Betrieb genommen. Weitere sind in Bau, ebenso wie im Ruhrgebiet. Der Sprecher der für den Netzbetrieb zuständigen RWE-Tochter Amprion verweist zwar darauf, dass es auch heute schon südlich der Braunkohlekraftwerke einen Engpass gebe, bestätigt aber ausdrücklich, dass die neuen Leitungen nicht nur der Windkraft dienen sollen. Die zweite Herausforderung sei die Integration von neuen konventionellen Kraftwerken, die vor allem im Ruhrgebiet gebaut werden: 'Von diesen Kraftwerken müssen wir den Strom abtransportieren und dafür neue Leitungen bauen.'“ [ARD 2010].

Mittlerweile haben Untersuchungen der Bundesnetzagentur bestätigt, dass Gefährdungen wichtiger Leitungen wesentlich durch massiven Export von Kohle- und Kernenergie bedingt sind [Bundesnetzagentur 2012e, S. 71f.]: „Die Stromexporte haben zu einer Verschärfung der Situation im deutschen Stromnetz bzw. bei der Erzeugungsbilanz beigetragen, da die vertraglich eingegangenen Exportverpflichtungen eingehalten werden müssen. Der Export wirkte daher als zusätzliche Nachfrage deutscher Erzeugungsleistung in einer ohnehin schon von hoher (nationaler) Last geprägten Situation.“ Und erst diese Verschärfung durch die Stromexporte hat eine Gefährdung der Netze verursacht.

Ein Beispiel [Bundesnetzagentur 2012e, S. 52ff.]: Vom 08. bis 10. Februar 2012 wäre die für die Stromversorgung Südwestdeutschlands wichtige Leitung von Köln/Rommerskirchen

nach Koblenz/Weißenthurm für einige Stunden geringfügig (< 100 MW) überlastet gewesen, wenn eines der beiden Leitungssysteme ausgefallen wäre [Bundesnetzagentur 2012e, Abb. 19]. Gleichzeitig wurden in diesem Zeitraum zwischen 2.000 MW und 6.000 MW nach Österreich, Schweiz und Frankreich exportiert. Die Überlastung entstand also nicht durch Windtransport vom Nordwesten nach Südwesten Deutschlands, sondern wesentlich durch diesen zusätzlichen Stromexport aus den Braunkohlekraftwerken der RWE im Raum Köln/Aachen.

Der zuständige Übertragungsnetzbetreiber Amprion, eine frühere Tochter von RWE, baut wegen derartiger Überschreitungen nun eine neue 380kV-Parallelleitung, damit auch in Zukunft gesichert Braunkohlestrom aus dem Raum Köln/Aachen über Südwestdeutschland ins Ausland exportiert werden kann.

Es könnte rechtlich strittig sein, ob die Übertragungsnetzbetreiber das Netz auch umbauen dürfen bzw. müssen für den Einspeisebedarf aus konventionellen Kraftwerken im Rahmen des internationalen Stromhandels, auch wenn, wie im gezeigten Beispiel, der deutsche Strombedarf (von unabdingbar zur Systemstabilisierung erforderlichen konventionellen Kraftwerken abgesehen) vollständig durch erneuerbare Energien gedeckt werden kann. In jedem Fall konterkariert ein derartiger Netzausbau die grundlegenden Zielsetzungen der Energiewende.

Zudem sollten in jedem Fall die Kosten von denjenigen bezahlt werden, die durch den Netzausbau für den internationalen Stromhandel unmittelbar profitieren, also von den internationalen Stromproduzenten und Stromhändlern, nicht aber – vermittelt durch diesen Netzausbau den Strompreisen zugeschlagenen Netzentgelte – von den inländischen Stromverbrauchern.

8.1.4 Fazit

Mittlerweile haben Untersuchungen der Bundesnetzagentur in Verbindung mit Lastflussangaben der Übertragungsnetzbetreiber bestätigt, dass Gefährdungen wichtiger Leitungen wesentlich bedingt sind durch

- Weiterbetrieb von konventionellen Kraftwerken auch bei Starkwindeinspeisung [Bundesnetzagentur 2012e, S. 55ff.],
- Export von Kohle- und Kernenergie [Bundesnetzagentur 2012e, S. 52ff.].

Der Netzausbau in Deutschland wird also nicht primär für den Ausbau der erneuerbaren Energien geplant, sondern für den Weiterbetrieb von konventionellen Kraftwerken auch bei Starkwindeinspeisung und für den internationalen Stromhandel.

Den von einem Leitungsbau Betroffenen ist schwer zu vermitteln, warum sie die Belastungen durch neue Freileitungen hinnehmen sollen, und den Stromverbrauchern ist schwer zu vermitteln, warum sie teure neue Leitungen bezahlen sollen, wenn diese in Wirklichkeit nicht zwingend für die Integration von erneuerbaren Energien erforderlich sind.

Die Akzeptanz von neuen Leitungen ist eher positiv, falls sie – nachvollziehbar belegt – für die Netzintegration von erneuerbaren Energien erforderlich sind; die Akzeptanz ist hingegen sehr gering, falls die Leitungen für den Weiterbetrieb von Kern- und Kohlekraftwerken auch bei hoher Windenergieeinspeisung erforderlich sind [Baake 2010].

Im Einklang mit den Zielen der Energiewende und des EEG sollten folgende Grundprinzipien berücksichtigt werden:

- Leitungsneubau nur für die Integration von erneuerbaren Energien und
- Transport von konventioneller Energie, z.B. für den internationalen Stromhandel, nur, soweit Übertragungskapazitäten im Netz frei sind.

Damit kann die Akzeptanz des Leitungsneubaus deutlich erhöht werden.

8.2 Transparenz beschleunigt den Netzbau

Bisher wird die Notwendigkeit der Leitungsplanungen meist nur allgemein behauptet, weder Lastflussanalysen noch aktuelle Belastungen und die tatsächlichen Gründe für angebliche Überlastungen werden (gerichtsfest) dargelegt. Wenn im Einzelfall für Extremsituationen Lastflüsse genannt werden, zeigt sich regelmäßig, dass die neuen Übertragungskapazitäten keinesfalls für die Integration der erneuerbaren Energien erforderlich sind, sondern für den Export von Kohlestrom (vgl. das frühere Kap. 8.1.3) oder aber für den Weiterbetrieb von ostdeutschen Braunkohlekraftwerken auch bei Starkwind-einspeisung, wie Unterlagen von 50Hertz bezüglich der Südthüringenleitung belegen (vgl. das frühere Kap. 8.1.1).

Die Dena-Netzstudie-I, die Grundlage für das Energieleitungsausbaugesetz aus 2009 ist, die häufig zur Begründung eines Leitungsneubaus herangezogene Dena-Netzstudie II sowie das Regionenmodell der Übertragungsnetzbetreiber überschätzen den Leitungsneubaubedarf systematisch und in erheblichem Ausmaß (vgl. das spätere Kap. 9.1). Ohne eine fachgerechte und überprüfbare Begründung wurde 2009 durch das Energieleitungsausbaugesetz „die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf“ von 24 Netzausbauvorhaben per Gesetz dekretiert, offensichtlich, weil man deren Notwendigkeit nicht gerichtsfest begründen konnte. Das ist das genaue Gegenteil von Transparenz.

Hierzu schreibt die Bundesnetzagentur in ihrem Monitoringbericht 2010 durchaus zutreffend: *„Die Möglichkeiten zur Straffung der Verfahren und Beschränkung des Rechtsschutzes ... sind ... weitgehend ausgeschöpft. Es fehlt aber nach wie vor an einer breiten gesellschaftlichen Akzeptanz für den Ausbau der Elektrizitätsleitungen, wohingegen die Förderung von Windenergie in der Öffentlichkeit häufig auf Zustimmung stößt.“* [Bundesnetzagentur 2010b, S. 24].

8.2.1 Öffentlichkeit der Verfahren ist Grundvoraussetzung für Bürgerbeteiligung

Die breite gesellschaftliche Akzeptanz für den Netzausbau hat offensichtlich als Grundvoraussetzung die Transparenz und Öffentlichkeit der Verfahren [§ 12e EnWG]. Warum sollte die Öffentlichkeit einen – im Fall von Freileitungen massiven – Eingriff in die Landschaft und ggf. in Eigentumsrechte hinnehmen, ohne frühzeitig hinreichend über die Sinnhaftigkeit und Notwendigkeit solcher Maßnahmen informiert zu sein?

Die Bundesregierung will zukünftig die Transparenz des Planungs- und Genehmigungsverfahrens erhöhen, „z.B. durch die Auslegung von Planungsunterlagen im Internet“ [Energiekonzept 2010, S. 19].

Im Energiewirtschaftsgesetz sind nicht weniger als 12 Paragraphen [§§ 12, 12a, 12b, 12c, 12d, 12e, 14, 43, 43a, 43b, 43c, 43h EnWG] der Erstellung des Netzentwicklungsplans durch die Regulierungsbehörde, seiner Kenntnisnahme durch den Bundestag und der Planfeststellung für die einzelnen im Plan enthaltenen Vorhaben gewidmet. Hier ist auch das Auslegen des Plans am Sitz der Regulierungsbehörde geregelt und das Recht, sich zum Plan zu äußern: „... die betroffene Öffentlichkeit“ (wer ist das eigentlich?) „kann sich zum Entwurf des Netzentwicklungsplans ... äußern.“ [§ 12c Abs. 3 S. 5 EnWG].

Aber bei den Planfeststellungsverfahren gilt weiterhin die bereits 2006 zur Verfahrensbeschleunigung für Infrastrukturvorhaben festgelegte Regelung [InfraStrPlanVBeschlG], dass Anhörungen nicht mehr stattfinden müssen [§ 43a Abs. 5 EnWG]. Damit kann das ganze Verfahren hinter den Mauern der Vorhabenträger und der Genehmigungsbehörde durchgeführt werden, mit Ausnahme der einmonatigen Auslegung der Vorhabensunterlagen in Papierform in den betroffenen Gemeinden. Soweit Anhörungen überhaupt stattfinden, können diese grundsätzlich nicht-öffentlich durchgeführt werden (z.B. gemäß [§ 68 Abs. 1 ThürVwVfG]).

Ein abschreckendes Beispiel: Im Gebiet Prignitz in Nordbrandenburg ist eine neue 110kV-Leitung geplant zum Anschluss von Windkraftwerken. Eine Erdkabellösung liegt nahe. Die Mehrkosten einer Ausführung als Erdkabel dürfen auf die Netzentgelte allerdings nur dann umgelegt werden, falls die Mehrkosten 60% oder weniger gegenüber einer Freileitungsausführung betragen [§ 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 6 ARegV]. Der zuständige Verteilnetzbetreiber lehnt die Planung einer Erdkabellösung ab, weil diese Lösung angeblich 93% teurer sei als die von ihm beantragte reine Freileitungslösung, ein Ergebnis, das in krassem Gegensatz zu sonst üblichen Kostenschätzungen steht (vgl. das frühere Kap. 5.3.1(1)). Als Beleg wird ein vom Vorhabenträger in Auftrag gegebenes Gutachten benannt, dessen Veröffentlichung strikt untersagt ist: Gegen Verkabelung und für eine reine Freileitung wird von der brandenburgischen Genehmigungsbehörde also entschieden aufgrund eines Geheimgutachtens.

Es mag in der Tat schwierig sein, eine echte Mitwirkung der Bürgerinnen und Bürger in solchen technisch und wirtschaftlich hochkomplexen Fragen herbeizuführen. Aber nach den hier beschriebenen Verfahren darf man sich nicht wundern, wenn die „be-

troffene Öffentlichkeit“ die von den Netzbetreibern vorangetriebenen Planungen massiv kritisiert und alles unternimmt, um deren Umsetzung zu verhindern.

8.2.2 Lastflussanalysen sind zwingend erforderlich

„Voraussetzung für einen erfolgreichen und sinnvollen Netzausbau ist die Sicherstellung der notwendigen Datengrundlage. Die notwendigen Lastflussdaten der Unternehmen müssen den Planungsbehörden zugänglich gemacht werden.“ [SPD 2011a, Kap. 4.5]. *„Planfeststellungsantrag und Planfeststellungsunterlagen sollten zusammen mit Lastflussanalysen im Internet veröffentlicht werden.“* [Baake 2010].

Für ein Neubauvorhaben irgendeiner anderen Art (z.B. eine Straßenplanung), besonders wenn es mit einem massiven großräumigen Eingriff in eine besonders schützenswerte Landschaft verbunden ist, wird üblicherweise vom Antragsteller eine detaillierte, dokumentierte und überprüfbare Begründung für die Notwendigkeit dieses Eingriffs vorgelegt. Dies ist bei Hoch- und Höchstspannungsleitungen meistens nicht der Fall. Für derartige Leitungsplanungen sollte eine solche Begründung insbesondere Angaben enthalten über

- Lastflüsse und Belastungen aller im betroffenen Raum vorhandenen Betriebsmittel (Leitungen, Transformatoren und Schalter) sowie
- einspeisende Kraftwerke und angeschlossene Verbraucher.

Die Daten sind für mindestens ein volles Jahr in viertelstündiger Auflösung erforderlich.

Solche quantitativen Lastflussanalysen sollten die Situation vor und nach dem Bau der geplanten Leitung zeigen für die wesentlichen Betriebszustände, d.h.:

- Maxima und Minima im Tagesgang und im Jahresgang
- sowohl für den ungestörten Betrieb als auch für den (n-1)-Störfall, bei dem ein Betriebsmittel ungeplant ausfällt.

Angaben nur für vier typische Lastsituationen, nämlich Starkwind/Starklast, Starkwind/Schwachlast, Schwachwind/Starklast, Schwachwind/Schwachlast, sowie Unterscheidung der einspeisenden Kraftwerke nur in erneuerbare, konventionelle und nicht abschaltbare, wie sie die Übertragungsnetzbetreiber ohnehin veröffentlichen müssen (vgl. das spätere Kap. 9.1.3), oder nur Belastungsangaben ohne Angaben zur Art der Einspeisung sind nicht ausreichend [Bürgerbeteiligung 2011].

Nun wird häufig von den Übertragungsnetzbetreibern argumentiert, dass sie derartige Daten aus Datenschutzgründen nicht herausgeben können. Der Übertragungsnetzbetreiber ist aber z.B. bei Anträgen für einen Netzanschluss von mehr als 100 MW verpflichtet, genau derartig detaillierte Angaben zu Lastflussanalysen etc. dem Antragsteller zur Verfügung zu stellen. Dabei müssen die Netzdaten *„in Form und Inhalt geeignet sein, um sachkundigen Dritten als Entscheidungsgrundlage zu dienen* [§ 5 KraftNAV]“.

Den Forderungen nach Offenlegung der detaillierten Lastflussanalysen hat der Gesetzgeber mit einer EnWG-Änderung 2011 zumindest ansatzweise entsprochen: „Die Regulierungsbehörde gibt auf Antrag insbesondere netzknotenpunktscharfe Einspeise- und Lastdaten sowie Informationen zu Impedanzen und Kapazitäten ... an Dritte heraus, die die Fachkunde zur Überprüfung der Netzplanung und ein berechtigtes Interesse gegenüber der Regulierungsbehörde nachweisen sowie die vertrauliche Behandlung der Informationen zusichern ...“ [§ 12f Abs. 2 S. 1 EnWG].

Es bleibt abzuwarten, inwieweit dieser erfreuliche Schritt in Richtung verbesserter demokratischer Kontrollmöglichkeit nicht nur auf der obersten Ebene, nämlich der Bundesnetzagentur als zuständiger Regulierungsbehörde, wirksam wird, sondern mehr Transparenz schafft auf allen weiteren Verwaltungsebenen, insbesondere auch bei den Genehmigungsbehörden für konkrete Einzelmaßnahmen, sodass Genehmigungen auf der Basis eines Geheimgutachtens, wie bei einem 110kV-Anschluss in Brandenburg, zukünftig ausgeschlossen werden können (vgl. das Beispiel im früheren Kap. 8.2.1).

Allgemeine Informationskampagnen, wie die am 22. Februar 2011 vom Bundeswirtschaftsminister unter dem Motto „Akzeptanz, schnellere Genehmigungsverfahren, Smart Grids“ gestartete Informationsplattform „Zukunftsfähige Netze“ [BMW Plattform 2011], sind wenig überzeugend, solange die Offenlegung der Begründungen für Leitungsneubauten und die Transparenz der Verfahren nicht auf allen Ebenen gesetzlich gesichert sind.

Die im Energiewirtschaftsgesetz nun genannten netzknotenpunktscharfen Einspeise- und Lastdaten sind in der Tat unentbehrlich zur Überprüfung der Notwendigkeit einer bestimmten Netzausbaumaßnahme und zur Beurteilung der Sachgerechtigkeit der gewählten technischen Lösung – von der Optimierung des Netzes bis zu einem Neubau in Erdkabelausführung: Für den Transport von stark fluktuierenden erneuerbaren Energien, wie Windenergie, die andererseits sehr gut und kurzfristig regelbar sind, können Netzoptimierung und Netzverstärkung (vgl. das frühere Kap. 4) und die kurzfristige Überlastbarkeit bei Erdkabeln kostengünstig genutzt werden (vgl. das frühere Kap. 5.3.1(1)), weniger hingegen für den gesicherten Transport von dauerhaft einspeisenden Grundlastkraftwerken.

Es steht allerdings zu befürchten, dass im Bundesnetzplan diese kostengünstigen Maßnahmen der Netzoptimierung und Netzverstärkung weitgehend unberücksichtigt bleiben und ausschließlich ein Neubau von Leitungen verfolgt wird (vgl. das spätere Kap. 10.2.1(5)).

8.3 Verkabelung erleichtert und beschleunigt den Leitungsneubau

„Wir haben nach Fukushima einen so starken Druck auf den Netzbedarf, Erdverkabelung sollte akzeptiert werden“, so Stefan Kohler, Geschäftsführer der Dena [PlusMinus 2011].

8.3.1 Erdkabel deutlich schneller umsetzbar als Freileitungen

Die Eignung zur Verkabelung ist unterschiedlich. Hierbei muss unterschieden werden (vgl. das frühere Kap. 5.1):

- Höchstspannung (> 110 kV): Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) bei Nord-Süd-Teilstrecken kommt v.a. bei der Einspeisung von Offshore-Windenergie infrage, da diese ohnehin über Gleichstrom-Seekabel an Land kommt. Außerdem Teilverkabelung bei herkömmlichen 380kV-Drehstrom-Höchstspannungsleitungen nahe von Siedlungen und in besonders schützenswerten Landschaften.
- Hochspannung (110 kV): soll nach geltender Rechtslage [§ 43h EnWG] im Regelfall als Erdkabel ausgeführt werden.
- Mittel- und Niederspannung (< 110 kV): immer als Erdkabel.

Hierzu wurde in einer Reihe von Fragen Einvernehmen zwischen den Netzbetreibern und den vom Leitungsbau Betroffenen erzielt [DUH 2010b]. Die großen technischen und wirtschaftlichen Möglichkeiten der Verkabelung von Hoch- und Höchstspannungsleitungen wurden in einem gemeinsamen Papier der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) und der europäischen Kabelanbieter (EUROPACABLE) dargestellt [ENTSO/Europacable 2011]. Dies könnte eine gute Grundlage für entsprechende gesetzliche Regelungen bilden.

Bei nachgewiesener Erforderlichkeit der Leitung sprechen sich Kommunen, Bürgerinitiativen und direkt Betroffene für eine durchgehende Erdverlegung aus, die dann durch die hohe Akzeptanz schnell umsetzbar ist.

Einige Beispiele:

- Erfahrungen, die in Niedersachsen bei der Verlegung des 75 km langen HGÜ-Erdkabels zum Anschluss der Offshore-Windparks als Fortsetzung an Land bis zum Umspannwerk in Diele (bei Emden) gemacht werden konnten, sprechen dafür, dass bei durchgehender Erdverkabelung eine hohe Akzeptanz, auch bei den Landwirten, erzielt werden kann [Niedersachsen 2011a, S. 21/22].
- Rund zehn Jahre war die 110kV-Leitung Breklum-Flensburg in Planung zur Erweiterung der Netzkapazität, um Windenergie vom Verknüpfungspunkt [§ 5 Abs. 1 S. 1 EEG] Breklum zum 110/380kV-Umspannwerk Flensburg zu übertragen [Voigt 2010] und damit die Übertragung des Stroms aus Windparks nahe der Nordseeküste sicherzustellen. Gegen die vom Verteilnetzbetreiber vorgesehene Freileitungsausführung gab es massive Widerstände vor Ort. Die GEO mbH (Enge-Sande, Schleswig-Holstein) erarbeitete eine Planung zur Erdverkabelung und holte innerhalb von wenigen Monaten bis Ende 2004 alle erforderlichen Genehmigungen der über 300 Landbesitzer ein. Zudem bot GEO an, den Bau im Auftrag des Verteilnetzbetreibers durchzuführen, was abgelehnt wurde. Die kostengünstigste Alternative, nämlich ein Einsystem-Erdkabel ohne Einbindung in das öffentliche Netz direkt zum 380/110kV-Umspannwerk in Flensburg zu verlegen, hätte bedeutet, dass die Kosten nicht auf die Netzentgelte umgelegt hätten werden können und GEO die ge-

samten Kosten hätte tragen müssen. Der Verteilnetzbetreiber bestand auf einer Freileitungslösung, nicht zuletzt, weil er befürchtete, dass dann zukünftig alle neuen 110kV-Planungen verkabelt werden müssten. Der Bau verzögerte sich insgesamt um fast zehn Jahre. Unter Berücksichtigung dieser enormen Verzögerungen wäre selbst eine Doppelsystem-Erdkabellosung kostengünstiger gewesen als die jetzt realisierte, die Umwelt stark belastende Freileitungsausführung [Jarass/Obermair 2005b].

- In der Schweiz bestand der zuständige Übertragungsnetzbetreiber darauf, die seit rund 2000 geplante Höchstspannungsleitung Beznau-Birr als Freileitung durchzusetzen. Die Gemeinde Riniken hatte dieser Planung zugestimmt mit der Maßgabe, dass ein besonders belasteter Abschnitt von rund einem Kilometer verkabelt werden sollte. Der Übertragungsnetzbetreiber lehnte diesen Kompromiss ab, offensichtlich, um einen Präzedenzfall für eine Verkabelung bei einer Höchstspannungsleitung zu vermeiden. Dies verzögerte den Leitungsbau um über zehn Jahre. Das Schweizer Bundesgericht hat in 2011 abschließend entschieden, dass die Leitung als Erdkabel im beklagten Abschnitt verlegt werden muss [Verkabelung Riniken 2011].
- Durch die bei Ausführung als Erdkabel erreichbare Beschleunigung des Leitungsneubaus und damit eine frühere Einspeisung von erneuerbaren Energien können trotz Mehrkosten für die Verkabelung die einzel- und gesamtwirtschaftlichen Erträge erheblich erhöht werden [Leprich 2011; Leprich 2012]. Ein Beispiel: Bei Berücksichtigung der durch den verzögerten Netzausbau der 30 km langen 110kV-Leitung Breklum-Flensburg entgangenen Windenergienutzung wäre eine Erdkabellosung auch einzelwirtschaftlich kostengünstiger gewesen als die erst viele Jahre später realisierte Freileitungslösung [Jarass/Obermair 2005a, S. 7f.].

8.3.2 Neubau von 110kV-Leitungen seit 2011 als Erdkabel vorgeschrieben

„Im Hochspannungsnetz der 110 kV Ebene sind sowohl Freileitungen als auch Erdkabel gleichberechtigt zuzulassen. Erdkabeltechnik entspricht auf dieser Spannungsebene dem Stand der Technik und kann verstärkt auch zur Konfliktverminderung eingesetzt werden.“ [Niedersachsen 2011b, S. 4].

Seit August 2011 ist nun gesetzlich festgelegt, neue 110kV-Leitungen grundsätzlich als Erdkabel auszuführen [§ 43h EnWG]: *„Hochspannungsleitungen auf neuen Trassen mit einer Nennspannung von 110 Kilovolt oder weniger sind als Erdkabel auszuführen, soweit die Gesamtkosten für Errichtung und Betrieb des Erdkabels die Gesamtkosten der technisch vergleichbaren Freileitung den Faktor 2,75 nicht überschreiten und naturschutzfachliche Belange nicht entgegenstehen ...“*. Allerdings enthält der Paragraph im letzten Halbsatz noch ein Hintertürchen: *„... die für die Zulassung des Vorhabens zuständige Behörde kann auf Antrag des Vorhabenträgers die Errichtung als Freileitung zulassen, wenn öffentliche Interessen nicht entgegenstehen.“*

Die grundsätzliche Verkabelung von neuen 110kV-Leitungen wird zum einen die Akzeptanz wesentlich erhöhen und gleichzeitig den Druck erhöhen, auch einen nennenswerten Teil der geplanten 380kV-Höchstspannungsleitungen als Erdkabel zu realisieren.

8.3.3 Meist keine Beantragung von 380kV-Erdkabellösungen durch den Vorhabenträger

Die zuständigen Genehmigungsbehörden stehen vor einem Dilemma: Die Vorhabenträger beantragen in der Regel Alternativen mit (Teil-)Verkabelung gar nicht, u.a. auch deshalb, weil eine Umlegung der kabelbedingten Mehrkosten nicht gesichert ist.

Es ist strittig, inwieweit es die geltende Rechtslage den Genehmigungsbehörden derzeit generell ermöglicht, die Vorhabenträger gegen deren Willen zur Untersuchung weiterer Alternativen zu veranlassen. Nur bei den vier EnLAG-Pilotprojekten kann seit März 2011 der Vorhabenträger von der Genehmigungsbehörde zu Teilverkabelungen veranlasst werden [EnLAG Novelle 2011a].

Dies führt zu einem lästigen und zeitaufwändigen Hin und Her und häufig letztlich zur Genehmigung einer suboptimalen Freileitungslösung, die deshalb anschließend von den Betroffenen mit guten Argumenten beklagt wird. Hier besteht erheblicher rechtlicher Klärungsbedarf (vgl. auch das spätere Kap. 9.2.3(2)).

(1) Niedersächsisches Erdkabelgesetz vom 13. Dezember 2007

Die Niedersächsische Staatskanzlei kam bereits 2007 zum Ergebnis, dass eine Verkabelung auch von 380kV-Leitungen technisch zuverlässig möglich sei bei vertretbaren Mehrkosten [Niedersachsen Netzausbau 2007]. Dies wurde damals vehement von den Übertragungsnetzbetreibern bestritten. Nachdem der zuständige Übertragungsnetzbetreiber sich nachhaltig weigerte, Verkabelungsalternativen bei Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren zu untersuchen und zu beantragen, wurde Ende 2007 das Niedersächsische Erdkabelgesetz beschlossen [Niedersachsen Erdkabelgesetz 2007], das zwingend eine Verkabelung in besonders sensiblen Gebieten vorsieht:

- in Landschaftsschutzgebieten,
- bei Unterschreitung von Mindestabständen von 400 m zu Wohngebäuden im Innenbereich (200 m im Außenbereich im Sinne des [§ 35 BauGB]).

Die Niedersächsische Landesregierung betont [Niedersachsen Positionspapier 2010], dass auch nach Erlass des Energieleitungsausbaugesetzes (vgl. das spätere Kap. 9.2.2) die drei dort genannten und in Niedersachsen geplanten Höchstspannungsleitungen Wahle-Mecklar, Ganderkesee-St.Hülfe und Diele-Niederrhein als Freileitungen nur genehmigungsfähig seien, wenn die im Landes-Raumordnungsprogramm [Niedersachsen Raumordnung 2007, 4.2. Energie, Ziffer 07] beschlossenen Mindestabstände von 400 m zu Wohngebäuden im Innenbe-

reich und 200 m im Außenbereich eingehalten würden. Damit werden die im Energieleitungsausbaugesetz vorgesehenen **Möglichkeiten** einer Verkabelung bei Unterschreiten der Mindestabstände [§ 2 Abs. 2 EnLAG] indirekt als **Verpflichtung** definiert. Zudem sei eine Querung von Landschaftsschutzgebieten durch eine Höchstspannungsfreileitung im Regelfall nicht genehmigungsfähig.

Weiter schreibt die Niedersächsische Landesregierung [Niedersachsen Positionspapier 2010, S. 2/3]:
„Es ist daher bei Vorlage von Genehmigungsanträgen, die die Teilverkabelungsmöglichkeiten zur Vermeidung von Siedlungsannäherungen umsetzen, mit deutlichen Verfahrensbeschleunigungen zu rechnen. Soweit dagegen Anträge mit erheblichen Rechtsmängeln eingereicht würden, wie z. B. Anträge, die Freileitungsannäherungen unterhalb der Mindestabstände zu Wohnbereichen vorsehen, ist dagegen mit erheblichen Verfahrensverlängerungen zu rechnen. Derartige Anträge haben in diesen Bereichen in der Regel keine Aussicht auf Genehmigung. Auch ist mit massiven Widerständen aus der betroffenen Bevölkerung und den Kommunen zu rechnen. Es liegt daher in der Verantwortung der Vorhabenträger, Anträge unter Ausschöpfung der vorgenannten Handlungsmöglichkeiten so zu stellen, dass diese verfahrenshemmende Mängel nicht enthalten.“

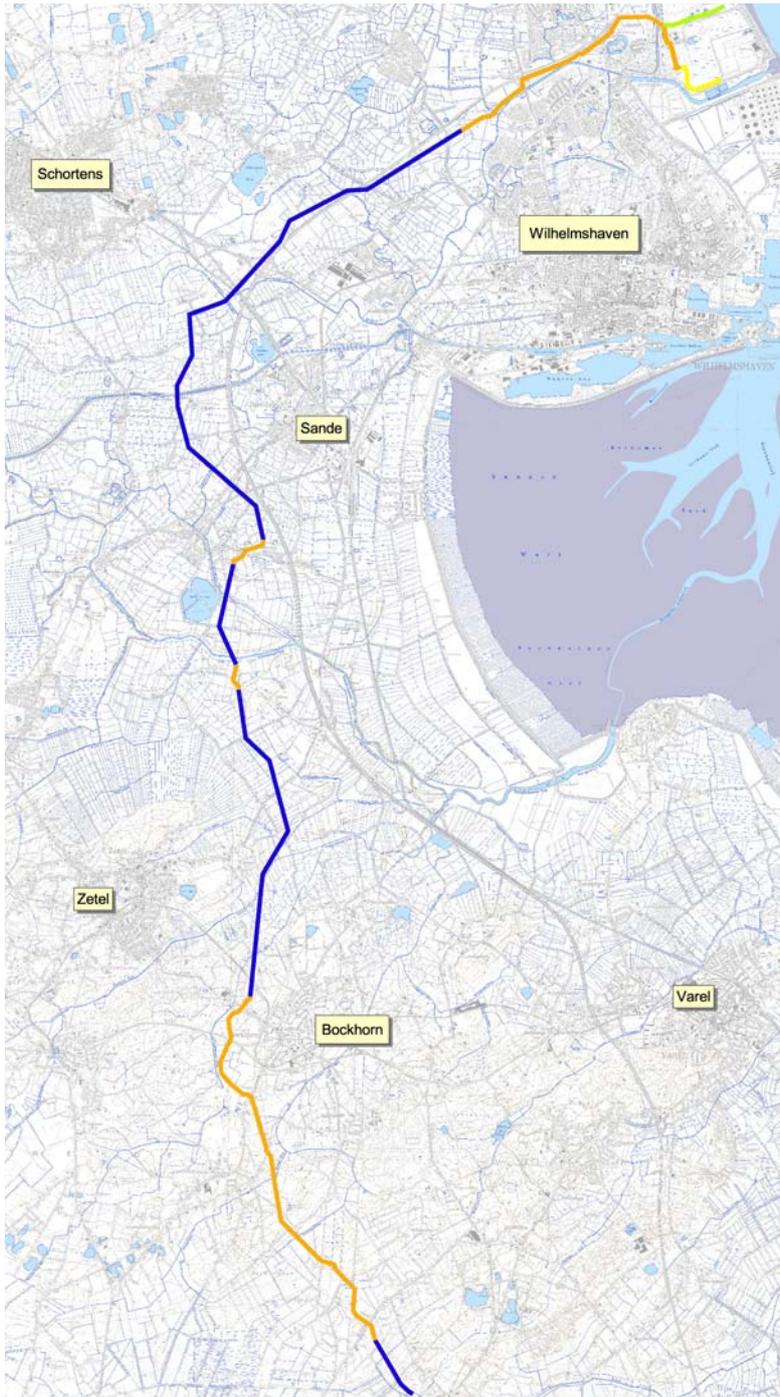
Entsprechend schlug das Land Niedersachsen eine Stärkung der Genehmigungsbehörden beim Netzausbau vor [Niedersachsen 2011b, S. 4]:

- Im Höchstspannungsnetz sind zukünftig Teilverkabelungen zur Vermeidung von Wohnbereichsannäherungen auf allen Ausbaustrecken zuzulassen. Den Ländern muss, wie bei den Pilotstrecken des EnLAG, generell das Recht eingeräumt werden, Teilverkabelungen in den Genehmigungsverfahren anzuordnen.
- Für das zukünftige Overlaynetz soll durchgängig Erdverkabelung zum Einsatz kommen.

(2) TenneT hat 380kV-Teilverkabelungen auch außerhalb der späteren EnLAG-Pilotvorhaben beantragt

TenneT hat 380kV-Teilverkabelungen auch außerhalb der EnLAG-Pilotvorhaben beantragt. Das Planfeststellungsverfahren für die 380kV-Leitung Wilhelmshaven-Conneforde wurde am 27. Februar 2009 eingeleitet [Niedersachsen 2012a]. Antragstellerin für die Baumaßnahme war die E.ON Netz GmbH. Das Verfahren wurde von TenneT (früher Transpower) fortgeführt.

Die hier geplante Leitungsverbindung (vgl. Abb. 8.2) war die erste, bei der im Verlauf der Freileitung Teilstrecken als Erdkabel vorgesehen waren und bei der die ab 30. Januar 2008 gültigen niedersächsischen Maßgaben zu Teilverkabelung Anwendung finden sollten [Niedersachsen Raumordnung 2008].

Abb. 8.2 : Geplante 380kV-Teilverkabelung Wilhelmshaven-Conneforde

Hinweis: Die zur Verkabelung vorgesehenen Leitungsabschnitte sind heller eingezeichnet.

Quelle: [Niedersachsen 2012a].

Die Planunterlagen lagen in der Zeit vom 10. März 2009 bis einschließlich 09. April 2009 in den Städten Wilhelmshaven, Schortens und Varel sowie in den Gemeinden Sande, Bockhorn, Zetel und Wiefelstede zur allgemeinen Einsichtnahme öffentlich aus. **Das Verfahren ruht auf Antrag des Vorhabenträgers TenneT.**

(3) TenneT will EnLAG-Vorgaben bei der 380kV-Leitung Ganderkesee-St.Hülfe nicht erfüllen

Für die geplante 380kV-Leitung Ganderkesee-St.Hülfe hatte der frühere Netzbetreiber E.ON-Netz die Planung auf der Grundlage des Niedersächsischen Erdkabelgesetzes und des Landes-Raumordnungsprogramms überarbeitet und für die 56 km lange Trasse sieben Erdkabelabschnitte vorgesehen (Teilverkabelungsgrad 56%). Am 21. August 2008 wurde die Vereinbarkeit der neuen Planungen mit der landesplanerischen Feststellung von der Regierungsvertretung Oldenburg bestätigt.

Der neue Übertragungsnetzbetreiber TenneT hat nach Erlass des Energieleitungsausbaugesetzes in 2009 (vgl. das spätere Kap. 9.2.2) die Planungen überarbeitet und Antragsunterlagen mit nur zwei Erdkabelabschnitten mit einer Länge von 3 km und 3,6 km Länge erarbeitet. Die Planfeststellungsbehörde des Landes Niedersachsen macht die Eröffnung des Verfahrens in Übereinstimmung mit den EnLAG-Vorgaben davon abhängig, dass TenneT explizit sieben Erdkabelabschnitte mit einer Gesamtlänge von ca. 28 km beantragt [Niedersachsen 2012b].

TenneT wendet sich nun gegen diese Vorgaben der Planfeststellungsbehörde des Landes Niedersachsen, die nach Meinung von TenneT zum Teil durch Einzelgebäude ausgelöst sind [TenneT 2011], und entgegen der Position der Planfeststellungsbehörde ist TenneT der Überzeugung, vollständige Unterlagen eingereicht zu haben.

Weil TenneT nicht alle Anforderungen der zuständigen Landesbehörde an die Qualität der Antragsunterlagen erfüllen will (insbesondere zu Teilverkabelungen), hat TenneT am 22. Juli 2011 Klage beim Bundesverwaltungsgericht auf Eröffnung des Planfeststellungsverfahrens eingereicht.

Durch das Energieleitungsausbaugesetz wurde also die Umsetzung dieses Leitungsbauvorhabens deutlich verzögert!

(4) Mehrkosten einer 380kV-Verkabelung auch außerhalb der vier EnLAG-Pilotvorhaben auf die Netzkosten umlegbar

Die Bundesnetzagentur hat Ende März 2012 erklärt, dass Mehrkosten für eine Verkabelung, „soweit diese aus den entsprechenden Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren als erforderlich hervorgehen“, auf die Netzentgelte umgelegt werden können. Denn nicht die Genehmigung der Mehrkosten im Rahmen eines Investitionsbudgets sei „maßgeblich für die konkrete Trassenplanung, sondern ist der Entscheidung durch die Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren über Umfang und

Ausgestaltung der Trassenführung nachgestellt.“ [Bundesnetzagentur 2012d, S. 2]. In einem weiteren Schreiben der Bundesnetzagentur von Mitte 2012 wird zudem erläutert, dass auch bereits genehmigte Investitionsbudgets geändert werden können, um die Mehrkosten einer Verkabelung auf die Netzentgelte umlegen zu können: „In den Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren wird über den Umfang und die detaillierte Ausgestaltung der Trassenführung entschieden. Eine Änderung der Maßnahme ... kann ... eine entsprechende Anpassung der durch die Bundesnetzagentur genehmigten Investitionsmaßnahme und somit die Refinanzierung über die Netzentgelte ermöglichen.“

[Bundesnetzagentur 2012g, S. 2].

Im Klartext: Die Mehrkosten für eine Verkabelung werden von der Bundesnetzagentur akzeptiert, wenn gemäß Planfeststellungsbeschluss nur durch eine Teilverkabelung eine angemessene Umsetzung der Erhöhung der Transportkapazität erreicht werden kann.

8.4 Angemessener Ausgleich der Vorteile und der Lasten des Netzbbaus

8.4.1 Vorschläge für eine angemessene Kostenüberwälzung

(1) Vorschlag 1: Bundesweite Kostenüberwälzung, falls Netzbau für erneuerbare Energien erforderlich

In der Mitte Deutschlands erstreckt sich der Übertragungsnetzbetreiber TenneT von Schleswig-Holstein bis Bayern, ähnlich im Westen Amprion vom Niederrhein über das Rhein-Main-Gebiet bis nach Schwaben. Diese weiträumige Ausdehnung wirkt jeweils ähnlich wie eine bundesweite Umlegung. Der ostdeutsche Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz (neue Bundesländer und Hamburg), aber auch viele ostdeutsche regionale Netzgesellschaften, haben überproportional hohe Netzanschlusskosten für erneuerbare Energien im Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz, können aber trotzdem nach geltendem Recht die resultierenden Kosten nur innerhalb ihrer Regelzone umlegen. Zudem sinken tendenziell in den neuen Bundesländern die umlagebelasteten Strommengen. Damit steigen Netzentgelte und Strompreise in den neuen Bundesländern überproportional, ohne dass deren Stromverbraucher dadurch nennenswerte Vorteile haben, während die westdeutschen Verbraucher überproportional von ostdeutschen erneuerbaren Energien profitieren.

Eine bundesweite Überwälzung der EEG-bedingten Netzbaukosten ist für die Regelzone von 50Hertz deshalb besonders relevant. Netzbaukosten sollten bundesweit umgelegt werden, soweit sie ganz überwiegend durch den Ausbau der erneuerbaren Energien bedingt sind. Die Thüringische Landesregierung hat einen entsprechenden Antrag im Bundesrat eingebracht [Thüringen 2010a]: „Zur Zeit liegen die Netzent-

gelte in den Ländern Hamburg, Berlin, Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Sachsen-Anhalt, Sachsen und Thüringen auf der Übertragungsnetzebene etwa doppelt so hoch wie in den übrigen Ländern. ... Die Ursache der höheren Entgelte liegt ganz maßgeblich in dem im Vergleich zu anderen Regelzonen höheren Anteil regenerativer Energien Dies führt zu 100% höheren spezifischen Netzkosten in dieser Regelzone, die langfristige industrie- und standortpolitische Auswirkungen haben. In den nachgelagerten Verteilnetzen besteht ein analoges Problem.“

Auf der Grundlage des Antrags der Thüringischen Landesregierung hat der Bundesrat am 15. April 2011 die Bundesregierung aufgefordert, einen entsprechenden bundesweiten Ausgleichsmechanismus zu prüfen [Thüringen 2011a]: „Den Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen können in bestimmten Regionen der Bundesrepublik Deutschland besonders hohe Kosten für die Netzintegration von dezentralen Erzeugungsanlagen nach dem EEG und für deren Einspeisung entstehen. ... Diese regional unterschiedlich hohen Kosten wirken sich auf die Höhe der örtlichen Netzentgelte und mittelbar auch auf die von den Letztverbrauchern zu entrichtenden Strompreise aus.“

(2) Vorschlag 2: Überwälzung der Netzausbaukosten für erneuerbare Energien auch für Leitungen außerhalb des öffentlichen Netzes

Die Kosten des Netzausschlusses von Erneuerbare-Energien-Anlagen bis zum nächsten Netzausschlusspunkt müssen vom Anlagenbetreiber getragen werden [§ 13 Abs. 1 EEG]. Die Kosten einer resultierenden Kapazitätserweiterung des Netzes, z.B. eine neue 110kV-Leitung zur nächsten 380kV-Höchstspannungsleitung, müssen vom zuständigen Netzbetreiber getragen werden. Derartige Leitungen, die ausschließlich durch den Abtransport von erneuerbaren Energien bedingt sind, können im Regelfall deutlich kostengünstiger außerhalb des öffentlichen Netzes gebaut werden in Form eines direkten Anschlusses an das nächstgelegene Höchstspannungsnetz (vgl. das frühere Kap. 5.3.2(2)). Es ist dann nämlich nicht erforderlich, dass die Leitung als Doppelsystem (n-1)-gesichert ist, was bei der im Regelfall gesetzlich vorgesehenen Erdkabelauführung [§ 43 h EnWG] die Investitionskosten fast halbiert.

Eine Umsetzung dieser kostengünstigen und schnell umsetzbaren Lösung scheitert derzeit daran, dass derartige Leitungen außerhalb des öffentlichen Netzes als Netzausschlussleitungen gelten [§ 13 Abs. 1 EEG], deren Kosten der Betreiber der Erneuerbare-Energien-Anlagen tragen müsste.

Die Netzausschlusskosten sollte deshalb zukünftig der zuständige Netzbetreiber tragen und überwälzen können, soweit gegenüber einem sonst erforderlichen Umbau des öffentlichen Netzes Kosten gespart werden können. Gesetzliche Änderungen bei der Kostentragung und Überwälzbarkeit von 110kV-Windparkanschlüssen sind erforderlich [§§ 9, 13, 14 EEG].

(3) Vorschlag 3: Keine Kostenüberwälzung, falls Netzbau nicht für erneuerbare Energien erforderlich

Wer soll den Netzbau für den internationalen Netzverbund und Stromhandel bezahlen? Zentrales Problem ist die Finanzierung des Netzbaus, die im Regelfall über die jeweiligen Nationalstaaten erfolgt, nur im Ausnahmefall werden EU-Zuschüsse für den Netzausbau gewährt (z.B. ca. 100 Mio. € für die Südhüngenleitung). Deshalb könnte man über folgende Lösung nachdenken:

- Ein ganz überwiegend für die Integration von erneuerbaren Energien erforderlicher Netzbau sollte von der Allgemeinheit, nämlich von allen Stromverbrauchern, bezahlt werden.
- Wenn der Netzbau überwiegend für den internationalen Stromhandel erforderlich ist, sollten die Kosten von denjenigen bezahlt werden, die dadurch unmittelbar profitieren, also von den internationalen Stromproduzenten und Stromhändlern, nicht aber von inländischen Stromkunden.

8.4.2 Kompensationsmöglichkeiten

„Die vorhandenen Akzeptanzprobleme stehen auch im Zusammenhang mit dem Eindruck der betroffenen Menschen, dass sie Wertverluste ihrer Grundstücke und eine Beeinträchtigung ihrer Lebensqualität hinnehmen müssen, ohne dass es dafür einen ortsbezogenen Ausgleich gibt.“ [Niedersachsen 2011a, S. 26-28].

(1) Entschädigung der betroffenen Kommunen

Kommunen, die von **neuen** Höchstspannungsfreileitungen betroffen werden, können ab 2012 eine einmalige Ausgleichszahlung erhalten in Höhe von 40.000 € pro km [§ 5 Abs. 4 StromNEV]. Dies entspricht rund 4% der Investitionskosten einer Höchstspannungsfreileitung und beträgt etwa so viel wie die Bundesnetzagentur für durchgeführte Raumordnungs- oder Planfeststellungsverfahren pro km Leitungslänge bekommt [§ 30 NABEG].

Übrigens: Landwirte bekommen für die Überspannung ihrer Flächen und für die Maststandorte ca. 20% des Bodenwerts bei einer angenommenen Spannweite von 70 m, typischerweise pro km also 40.000 € bis 80.000 €.

Eine alternative Ausgleichsmöglichkeit für Kommunen könnten konzessionsabgabenähnliche kommunale Ausgleichszahlungen sein [Niedersachsen 2011a, S. 26/27]. Damit würden allerdings die lokalen Stromverbraucher der Kommune Entschädigungen leisten, also genau die Bevölkerungsgruppe, deren Region von der Leitung direkt betroffen ist – ein sicherlich problematisches Vorgehen.

Eine weitere Möglichkeit besteht über Kompensationsmöglichkeiten durch eine reformierte Gewerbesteuererlegung, ähnlich wie seit 2009 bei der Windenergie festgelegt

[Niedersachsen 2011a, S. 26]: Der Übertragungsnetzbetreiber erwirtschaftet aus steuerrechtlicher Sicht seine Gewinne am Standort der Betriebsstätte. Eine Betriebsstätte ist auch jede feste Betriebsanlage, die der Tätigkeit eines Unternehmens dient [§ 12 AO]. Bei der Zerlegung der Gewerbesteuer sind aber diejenigen Gemeinden nicht zu berücksichtigen, in denen „sich nur Anlagen befinden, die der Weiterleitung ... elektrischer Energie dienen, ohne dass diese dort abgegeben werden“ [§ 28 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 GewStG]. Beim Übertragungsnetzbetreiber wird deshalb bislang nur der Firmensitz der Netzbetreiber-Gesellschaft als Betriebsstätte angesehen. Bei der Gewerbesteuerzerlegung sollten zukünftig auch Sachanlagewerte des Unternehmens berücksichtigt werden, wie seit 2009 bei den Windparks.

(2) Ausgleichsmöglichkeiten bei einer Beeinträchtigung des Privateigentums

Die Niedersächsische Landesregierung schreibt zu Ausgleichsmöglichkeiten bei einer Beeinträchtigung des Privateigentums [Niedersachsen 2011a, S. 27/28]:

„Grundstückseigentümer werden von den Übertragungsnetzbetreibern immer dann entschädigt, wenn Mastfundamente gesetzt, Erdkabel verlegt oder Grundstücke von Freileitungen überspannt werden. Das kann durch einmalige Zahlungen oder Pachtzahlungen geschehen. ... Grundstückseigentümer können nach einem Planfeststellungsbeschluss auch enteignet werden, wenn sie ihr Grundstück nicht im öffentlichen Interesse nutzen lassen wollen. Entschädigung wird gewährt für den durch die Enteignung eintretenden Rechtsverlust und für andere durch die Enteignung eintretende Vermögensnachteile. Die Entschädigung für den durch die Enteignung eintretenden Rechtsverlust bemisst sich nach dem Verkehrswert des zu enteignenden Grundstücks. Diese Grundsätze gelten unabhängig davon, für welchen Zweck die Enteignung erfolgt. Es erscheint fragwürdig, für Beeinträchtigungen von Grundstückseigentum, die auf dem Umbau des Höchstspannungsnetzes beruhen, höhere Entschädigungsansprüche zu normieren als für Beeinträchtigungen, die zu anderen Zwecken erfolgen. ...

Hiervon zu trennen ist jedoch die Möglichkeit des Gesetzgebers, die Bereitschaft der betroffenen Eigentümer, ihre Grundstücke für den Umbau des Höchstspannungsnetzes zur Verfügung zu stellen, durch staatliche Fördermittel – die neben die vom Vorhabenträger zu erbringende Entschädigung treten – zu erhöhen.“