

# **Der Flaschenhals der Energiewende – Ausbau der Stromhaupt- und -verteilnetze – Freileitungen oder Erdkabel –**

Von Dr.-Ing. Klaus Beyer, Berlin\*

## **1. Allgemeines**

Am 29. März 2000 trat das EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz) in Kraft. Hiermit wurden eine Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energie am Bruttostromverbrauch sowie der Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen.

Ca. 10 Jahre später (28. Oktober 2010) wurde die Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke durch die schwarz-gelbe Bundesregierung beschlossen. Die Naturkatastrophe von Fukushima in Japan (11. März 2011) brachte jedoch eine Wende in der bisherigen Strategie, und die Bundesregierung beschloss die Rücknahme der Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke am 6. August 2011. Damit wurden erneut die schon einmal verfassten Ziele aufgestellt: Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien von mindestens 35% bis 2020 sowie bis zu 80% bis zum Jahr 2050.

Wie der Allgemeinheit bekannt, schreitet der Anteil der erneuerbaren Energien schneller voran als geplant. Dies hat zur Folge, dass der zusätzliche alternativ produzierte Strom nicht abgenommen werden kann. Die Ursache liegt darin begründet, dass die großen Strommengen, die mehrheitlich im Süden Deutschlands benötigt werden, nicht vom Norden, der hauptsächlichen Produktionsstätte des Stroms aus erneuerbaren Energien, transportiert werden kann. Hierfür sind große Stromtrassen von Nord nach Süd quer durch Deutschland notwendig. Dieser notwendige Ausbau der Trassen hinkt jedoch gewaltig der Erzeugung hinterher.

Die Gründe hierfür sind mannigfaltig wie beispielsweise: Planungsverzögerungen, Streit um die Weitergabe von Kosten an die Verbraucher sowie partiell Widerstände in der Bevölkerung.

Da in Deutschland glücklicherweise keine diktatorische Situation wie in manch anderen Ländern besteht, sollte man bei großen Infrastrukturprojekten die Bevölkerung mit einbeziehen und ihre Wünsche berücksichtigen. Die Kultur der Bürgerinitiativen hat sich im Laufe der Zeit in Deutschland sehr gewandelt: von teilweise „Berufsdemonstranten“, die gegen alles sind, hin zu hochqualifizierten Bürgern mit konstruktiven, qualifizierten Vorschlägen. Das Zwiegespräch mit der Bevölkerung muss gesucht und gehalten werden und nicht selbstherrlich und arrogant entschieden werden. Beispiele aus jüngster Zeit gibt es genug in Deutschland.

---

\* Dr.-Ing. Klaus Beyer  
Geschäftsführer GSTT e.V.  
Messedamm 22  
14055 Berlin  
[beyer@gstt.de](mailto:beyer@gstt.de)

Grundsätzlich erkennt die Bevölkerung die Notwendigkeit der Stromautobahnen durch Deutschland zwar an, doch sollten sich diese aber möglichst nicht in ihrer eigenen Nähe befinden. Ist dies jedoch nicht zu vermeiden, ist hier die erdverlegte Kabel-Variante – möglichst grabenlos – der Freileitungsvariante vorzuziehen.

Die erdverlegte Kabelvariante stellt sich zwar kostenintensiver dar, jedoch sollte der Umweltschutzaspekt unbedingt berücksichtigt werden, obgleich diesem Rechnung zu tragen ist. Technisch betrachtet ist diese Kabelvariante durchführbar.

## 2. Netze

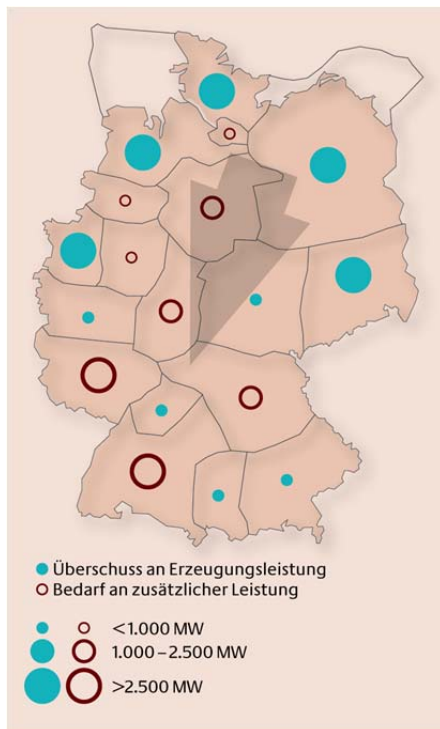
Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber wurden erstmals 2012 verpflichtet, einen so genannten Netzentwicklungsplan (NEP) vorzulegen. Der NEP ist ein zentrales Dokument auf dem Wege in das neue Energiezeitalter. Er wird die zu erwartende Entwicklung der deutschen Strominfrastruktur für die nächsten 10 bzw. 20 Jahre abbilden. Darüber hinaus wird er konkrete Empfehlungen für den Aus- und Neubau der Stromtransportnetze in Deutschland enthalten. Erstellt wird der NEP unter Leitung der DENA (Deutsche Energie-Agentur GmbH - gefördert von den Bundesministerien für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit sowie Wirtschaft und Technologie).

Die DENA-Netzstudie I (2005) hatte für die Integration von Windenergie ins Stromnetz bis 2015 einen Bedarf von 850 km neuen Stromtrassen im Höchstspannungsnetz ermittelt sowie die Notwendigkeit von Maßnahmen zur Verstärkung des Stromübertragungsnetzes festgestellt.

Die Netzstudie II (Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung bis 2020) baut auf den Ergebnissen der DENA-Netzstudie I. Der in der Studie ausgewiesene trassenkonkrete Ausbaubedarf im Höchstspannungsnetz ist in das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG 2009) als vordringlich umzusetzendes Vorhaben eingeflossen.

Der Schwerpunkt dieser Netzstudie liegt auf der Ermittlung des Netzausbaubedarfs für das deutsche Stromnetz bis 2020/25 aufgrund der verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien unter Berücksichtigung des konventionellen Kraftwerksparks und des europäischen Stromhandels.

Nach den Ergebnissen der DENA-Netzstudie I wird bis zum Jahr 2015 die Errichtung von 850 km neuen Trassen notwendig sein. Bei den Untersuchungen der DENA-Netzstudie II werden diese Trassen als vollständig realisiert vorausgesetzt, was sich nach den heutigen Erkenntnissen schwierig gestalten wird. Diese Studie untersucht verschiedene Systemlösungen auf ihre Eignung, einen Anteil von 39 Prozent erneuerbarer Energien an der deutschen Stromversorgung bis 2020 vollständig in das Energiesystem zu integrieren.



Gemittelte Regionalbilanz: Stromerzeugung und -nachfrage in 2020  
 Quelle: DENA

In ihrer Studie untersucht die DENA verschiedene Szenarien eines möglichen Netzausbaus. Beim Basisszenario (BAS) wird die Realisierung des Netzausbaus im Rahmen bisher eingesetzter Technik angenommen: Ausbau unter Nutzung von 380-kV-Drehstromfreileitungen mit Standardübertragungsfähigkeit. Im Ergebnis müssten so rund 3.600 km neue Freileitungstrassen errichtet werden, bei jährlichen Kosten von etwa 950 Millionen Euro.

Die Studie zeigt ebenfalls ein Bewertungsschema zum Vergleich verschiedener Übertragungstechnologien auf:

- Konventionelle 380-kV-Drehstromfreileitungen
- 800-kV-Drehstromfreileitungen
- Erdverlegte 380-kV-Drehstromkabel
- Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) auf Basis von Freileitungen
- Erdverlegte HGÜ-Kabel
- Gasisolierte Leiter (GIL)

Zu berücksichtigen ist, dass der Ausbau der Netze die anstehenden Probleme nicht allein bewältigt, sondern zusätzlich eine Flexibilisierung des Stromsystems benötigt wird oder anders ausgedrückt: eine intelligente Übertragungstechnik. Um Maßnahmen für eine Optimierung des Gesamtsystems zu entwickeln, hat die DENA-Netzstudie II die Potenziale der verschiedenen Flexibilisierungsoptionen geprüft und

sie bei der Berechnung des Ausbaubedarfs im deutschen Höchstspannungsnetz berücksichtigt.

- Stromspeicher
- Demand-Side-Management (DSM)
- Verbesserte Prognosegüte der Windstromeinspeisung

Stromspeicher unterstützen die Integration erneuerbarer Energien, indem sie nicht integrierbare Erzeugungsleistungen aufnehmen. Lösungen bilden hier z.B. Batterien für die Elektromobilität und Power to Gas. 20 % der eingespeisten Energiemenge könnte durch 10.000 am Netz hängende Fahrzeuge zwischengespeichert werden. Diese Energiemenge kann bei Bedarf rückgespeist oder als Fahrstrom genutzt werden.

Wasserstoff eignet sich als Energieträger zur Absicherung der Energieversorgung über einen längeren Zeitraum und ist hervorragend zur Speicherung in unseren Gasnetzen (Stadtgas) geeignet. Eine Beimengung von 10% Wasserstoff stellt dabei kein Hindernis dar. Höhere Prozentsätze der Zumischung werden noch untersucht. Die Produktion von Wasserstoff lässt sich leicht durch Elektrolyse erreichen.

Die Steuerung der Stromnachfrage wird als Demand-Side-Management (DSM) bezeichnet. DSM kann zum Ausgleich fluktuierender Einspeisung aus erneuerbaren Energien beitragen, indem zum Beispiel in Zeiten geringer Windstromproduktion auch die Stromnachfrage gesenkt wird, d.h., die Steuerung des Energiemix funktioniert nur mit einem smarten Marktdesign. Wir benötigen demnach intelligente Elektrozähler und Stromabnehmer. Beispielsweise würde sich die vorbereitete Waschmaschine selbsttätig in der Nacht einschalten, wenn die zur Verfügung gestellte Windenergie nicht abgenommen würde, oder beispielsweise in der Mittagszeit, in der der Haushaltsstromverbrauch am geringsten ist.

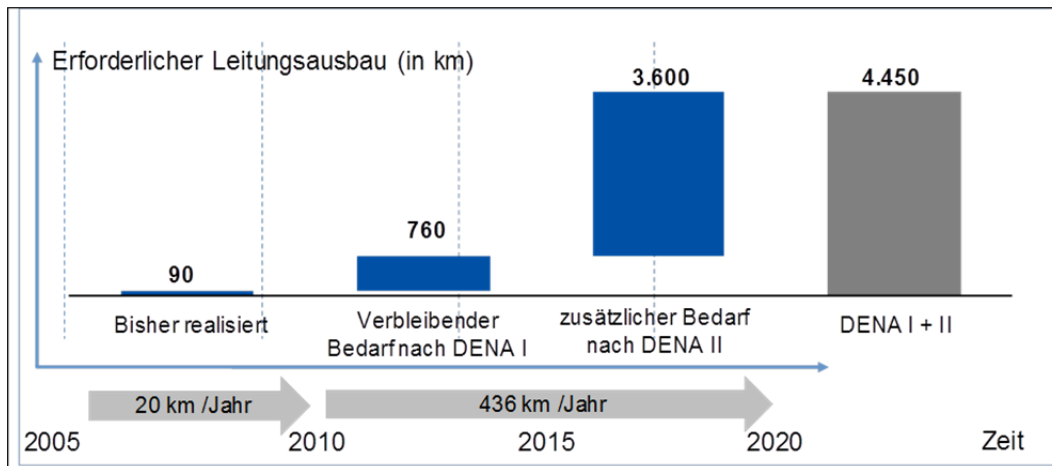
Die Endgeräteindustrie nimmt diese Herausforderung an und hat Beispiele auf der Internationalen Funkausstellung in Berlin gezeigt. Hier wäre nachfolgend ein Standard zu entwickeln, um alle Geräte verschiedener Hersteller miteinander kommunizieren lassen zu können.

Eine weitere Voraussetzung für eine intelligente Energielandschaft stellt das Breitbandnetz dar, das ebenfalls zur Steuerung auszubauen ist.

Auch eine verbesserte Prognosegüte der Windstromeinspeisung bildet einen Beitrag zur Flexibilisierung der Netze. Wie eine Studie zeigt, können Windprognosen bis zum Jahr 2020 um 45 Prozent verbessert werden, unter anderem auch aufgrund höher aufgelöster Wettermodelle.

Zukünftig wird ein signifikanter Anteil der Windenergie aus Offshore-Windparks der Nord- und Ostsee stammen. Sie müssen an das Stromnetz an Land angeschlossen werden, um den Strom zu den Verbrauchern zu transportieren. Für die Anbindung der Offshore-Windparks bis 2020 werden nach DENA II Seekabel mit einer Länge von insgesamt 1.550 km benötigt. Dafür fallen jährliche Kosten in Höhe von 340 Millionen EURO an.

In der DENA-Netzstudie II wird ein Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf 39 Prozent bis zum Jahr 2020 untersucht. Dies stellt jedoch lediglich eine Zwischenmarke dar: Bereits zum Jahr 2030 plant die Bundesregierung einen Anteil der regenerativen Stromerzeugung in Höhe von 50 Prozent. Dies zeigt, dass auch nach 2020 noch eine weitere Anpassung der Netzinfrastruktur notwendig sein wird.



Netzausbaubedarf Höchstspannung 220 / 380 kV gemäß DENA I und II  
Quelle: RWE Power

### 3. Technik – Freileitungen und Kabel

Bei Freileitungen und Kabeln wird zwischen 3 Spannungsebenen unterschieden:

- Höchst- und Hochspannung (bis 380 kV (größere Werte derzeit in Deutschland noch nicht möglich)),
- Mittelspannung (bis 30 kV) und
- Niederspannung (230 V bis 1000 V).

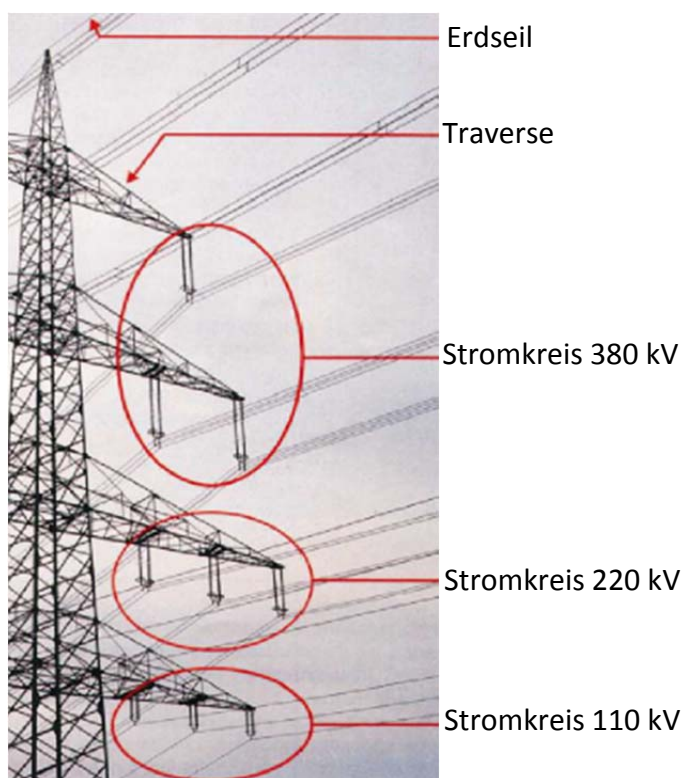
Diese Spannungsebenen teilen sich auf in:

- Übertragungsnetze (Höchstspannung 220 / 380 kV) zum Transport großer Leistungen über weite Entfernungen und Nutzung von Ausgleichseffekten)
- Stromverteilnetze zur Verteilung des elektrischen Stroms in der Fläche. Neu hinzugekommen ist der Transport der EE-Erzeugung.
  - Hochspannung > 60 kV und < 220 kV
  - Mittelspannung 6 kV ≤ 60 kV
  - Niederspannung bis 0,4 kV

Freileitungen zur Stromübertragung weisen prinzipiell ein Seilsystem auf, bestehend aus einer Stahlseele (z.B. aus 7 Einzeldrähten) und beispielsweise 24 Aluminiumdrähten in 2 Lagen, gegenläufig geschlagen.

Der Abstand der Seile wird durch die Spannungsübertragung bestimmt und beträgt bei 380 kV 5000 mm. Somit entsteht ein relativ großer Platzbedarf.

Es ist daher verständlich, dass sich allein aus optischen Gründen bei diesen Bauwerken Widerstand regt.



Freileitungsmast mit sechs Stromkreisen und einer Höhe von ca. 70 m  
Quelle Hofmann

Die Alternative für Freileitungsmasten stellen aus technischer Sicht erdverlegte Kabel als mögliche Übertragungsmittel dar.

Bereits 1884 hatte der Magistrat von Berlin die unterirdische Verlegung von Stromleitungen angeordnet. Dadurch wurde die Entwicklung leistungsfähiger Energiekabel gefördert.

Bei Kabeln als Hoch- und Höchstspannungsübertragungsmittel wird grundsätzlich zwischen 3 Typen unterschieden:

- VPE (Vernetzte Polyethylen-Isolierung) – Kabel  
(bei 380 kV = 2500 mm<sup>2</sup>  $\cong$   $\varnothing$  5,6 cm, bei l = 900 m Gewicht = 40 t)
- GIL - gasisolierte Rohrleitungen
- HGÜ (HVDC - High Voltage Direct Current) – Hochspannungsgleichstrom-übertragung

Auch bei VPE- Wechselstromkabeln sind Abstände zwischen den 3 Kabeln von ca. 30-50 cm einzuhalten. Zudem werden nach ca. 900 m Muffenbauwerke oder -schächte benötigt.

Die GIL-Leitungen lassen sich wie übliche Rohrleitungen verlegen.

Bei der HGÜ-Übertragung werden lediglich 2 Kabel mit einem relativ geringen Abstand zueinander benötigt. Aufgrund der beim Gleichstrom erforderlichen Gleichrichterstationen erweisen sich diese Kabel jedoch erst bei Übertragungslängen von mindestens 150 km als wirtschaftlich. Im zweiten Entwurf des „NEP Strom 2012“ (von den Übertragungsnetzbetreibern bis zum 10. Juli 2012 öffentlich zur Konsultation gestellt und Mitte August an die Bundesnetzagentur (BNetzA) übermittelt) sind für den Neubau von 2100 km Korridore für Hochspannungsgleichstromleitungen vorgesehen.

#### Wann lassen sich Kabel in grabenloser Bauweise verlegen?

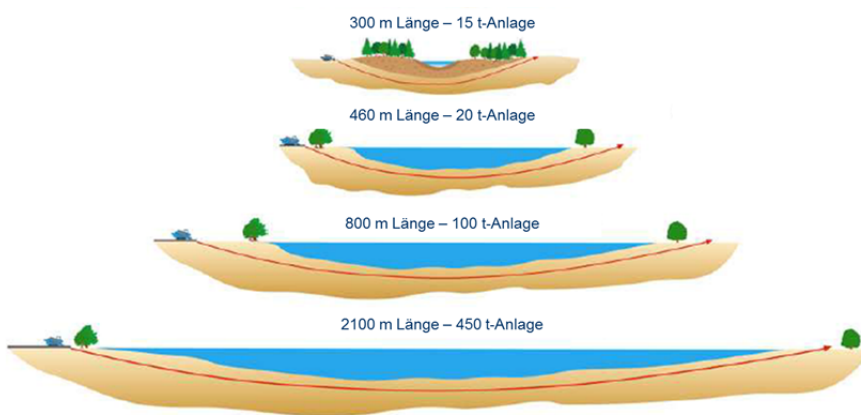
- Alle Erdkabel von 1 kV bis 220 kV sind grabenlos einbaubar.  
(380 kV-Kabel sind nicht erprobt und wurden bislang unterirdisch nur im Leitungstunnel (Microtunnelbau) oder im speziellen Kabelkanal (Betonelemente) verlegt.)
- 1 kV, 5 kV, 10 kV, 20 kV, 30 kV lassen sich mit Pilotbohrungen verlegen (3er-Bündel).
- 60 kV, 110 kV und 125 kV (3er-Bündel) bedürfen Pilot- und Aufweitbohrungen (direkt oder im Schutzrohr; 110 kV oft als Einzelader-Verlegung, d.h. 3x bohren).
- 220 kV sind nur als Einzeladern verlegbar (Abstand beachten), d.h. 3x bohren (Verlegung im perforierten Leerrohr oder direkt im Erdreich).

#### Welche Techniken zur grabenlosen Bauweise der Kabelverlegung stehen zur Verfügung?

- Bodenverdrängungshammer (Erdrakete – überwiegend für Hausanschlüsse)
- Grabenlose Verlegung mit Kabelflug / -fräse (obwohl nicht zu 100% grabenlos, rechnet diese Bauweise trotzdem zu den grabenlosen Bauweisen)
- Steuerbare HDD-Verfahren (Horizontal Directional Drilling)
- Microtunnelling
- Pipe Express (bisher Prototyp)



Kabelverlegepflug im Watt  
Quelle: Busch



Reichweiten beim HDD- Verfahren  
Quelle Tracto Technik





Pipe Express mit Oberflächenfahrzeug  
Quelle: Herrenknecht

Da davon ausgegangen werden kann, dass die ersten 4 Verfahren in der o.g. Aufzählung bekannt sind, nachfolgend eine Erläuterung zum Pipe Express: Hierbei handelt es sich um eine Neuentwicklung, die zz. als Prototyp vorhanden ist. Das System besteht aus einem Fahrzeug, das eine Microtunnellingmaschine kurz unter der Oberfläche zieht (Überdeckung 0,5 m-2,5 m). Der ausgetragene Boden wird in diesem Fall nicht nach hinten durch das entstandene Rohr, sondern wie bei einer Fräse an die Erdoberfläche gefördert. Bei einer Vortriebsleistung von bis zu 0,8 m/min kann ein Durchmesser von 800 mm - 1400 mm bei einer Haltungslänge bis zu 1000 m aufgeföhren werden.

Diese Haltungslänge ist mit der Größenordnung gelieferter und transportabler Kabellängen von 900 m abgestimmt.

Der Pipe Express stellt nicht die einzige Neuentwicklung dar: Die Unternehmen Herrenknecht AG und HOCHTIEF AG in Verbindung mit dem BMBF (Bundesministerium für Bildung und Forschung) sowie der STUVA e.V. (Studiengesellschaft für unterirdische Verkehrsanlagen) arbeiten derzeit an dem so genannten „Powertunnel“, der Ende September 2012 in Berlin vorgestellt wird.

Auch andere Institutionen und Unternehmen erforschen derzeit diesen Bereich, so z.B. Prof. Dr. Heinrich Brakelmann (Universität Duisburg-Essen, Fachbereich IW/ETS) und S & P Consult GmbH (Dr. Robert Stein). Bei deren Projekt „Power Tube“ liegt der Schwerpunkt weniger im Bereich Bauverfahren, sondern eher im Komplex Kabelverlegung, wie im Speziellen z.B. durch Frequenzverschiebung einen geringeren Abstand zwischen den Kabeln bei der Verlegung zu ermöglichen.

Wo liegen aus technischer Sicht die Vor- und Nachteile zwischen Freileitungen und Kabeln (bezogen auf 380 kV) ?

	<b>Vorteile</b>	
Freileitungen	VPE-Kabel	HGÜ-Gleichstrom
geringe Investitionskosten	in der Landschaft unsichtbar und kein Zerstören des Landschaftsbildes	wie VPE-Kabel
Abnahme von Strom für Einspeisung überall möglich	Landwirtschaft uneingeschränkt möglich	wie VPE-Kabel
geringe Erdarbeiten	keine elektromagnetischen Felder an der Erdoberfläche	wie VPE-Kabel
	geringe Betriebskosten	kein Abschalten des Stromnetzes bei Reparatur erforderlich
	geringe Stromverluste	keine Erderwärmung
		keine Übergangschächte erforderlich
		geringe Betriebskosten
		geringe Stromverluste (unter 5%)

Tabelle 1: Vorteile Technik Freileitungen und Kabel – 380 kV

	<b>Nachteile</b>	
<b>Freileitungen</b>	<b>VPE-Kabel</b>	<b>HGÜ-Gleichstrom</b>
Zerstörung des Landschaftsbildes	höhere Investitionskosten leichte Erderwärmung (1,5°C an der Erdoberfläche über dem Kabelgraben)	wie VPE-Kabel
50 Meter hohe und höhere Gittermaste mit einer Breite von 31 Metern	Übergangsschächte und Muffen erforderlich Abschalten des Stroms bei Reparatur	
großer Flächenbedarf und Freihalten der Trasse (Breite von 70 Metern und mehr)	Freihalten der Trasse von tiefwurzeln dem Bewuchs	wie VPE-Kabel
hohe Stromverluste		Gleichrichterstationen bei Übergangspunkten ins und vom Wechselstromnetz erforderlich
der Witterung ausgesetzt		
Abschalten des Stroms bei Reparatur		
hohe Strahlung direkt unter den Masten (40 m von der Mitte = 1 µT (Mikro-Tesla), Grenzwert = 100 µT)		
gesundheitliche Risiken vermutet		
Die Leitungen können eine tödliche Unfallgefahr für Vögel vor allem in Brut-, Rast- und Zuggebieten darstellen.		

Tabelle 2: Nachteile Technik Freileitungen und Kabel – 380 kV

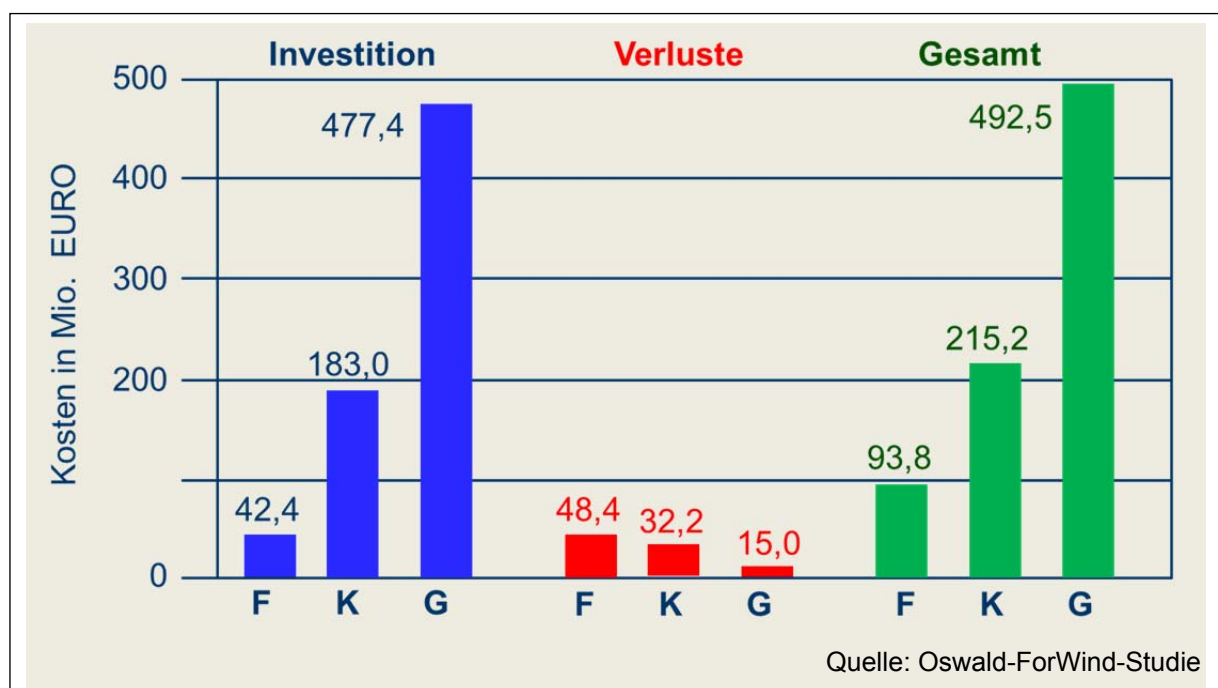
#### 4. Wirtschaftlicher Vergleich Freileitungen – Kabel

Der wirtschaftliche Vergleich zwischen Freileitungen und in der Erde, bzw. Leitungstunneln verlegten Kabeln ist nachfolgend in Tabellenform dargestellt.

	Freileitungen (380 kV)	Kabel (380 kV)
Investitionskosten	circa 0,8 Mio. €/km für eine 3.000-MW-Freileitung	3,2 bis 8 Mio. €/km für ein 3.000-MW
Betriebskosten	3.000 €/km und Jahr	circa 1.000 €/km und Jahr
Kosten Stromverluste	bis zu 153.000 €/km und Jahr (abhängig von der tatsächlichen Übertragungsleistung)	bis zu 68.000 €/km und Jahr (abhängig von der tatsächlichen Übertragungsleistung)
Gesamtkosten		2 - 5 x mehr als Freileitungen, bei 110 kV teilweise sogar geringer als bei Freileitungen

Tabelle 3: Wirtschaftlicher Vergleich Freileitungen – Kabel

Quelle: Forum Netzintegration



Kostendarstellung zwischen Freileitung (**F**), Kabel (**K**) und GIL (**G**) an einem Beispiel (380-kV-Trasse Ganderkesee – St. Hülfe (**F**= 60 km, **K / G** = 54 km) Wirtschaftlichkeitsvergleich (Bar- und Kapitalwerte Betrachtungszeit 40 Jahre)

### Was bedeutet das für den Endkunden?

Die „Oswald-Studie“ (Prof. Dr.-Ing. habil. B. R. Oswald Hannover, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung an der Universität Hannover, 380-kV-Trasse Ganderkesee – St. Hülfe, 2005) errechnet Mehrkosten für das Erdkabel vom 1,6-fachen bis zum 5,4-fachen (ausschließlich betriebswirtschaftliche und keine volkswirtschaftlichen Aspekte wurden berücksichtigt).

Beim 2,4-fachen der Mehrkosten (angenommener Mittelwert) werden für 3600 km (DENA II – Basisvariante = 0,2 ct/kWh) Netzausbau zusätzlich 0,025 Cent pro kWh benötigt, d.h.  $(0,025 + 0,2) \cdot 2,4 = 0,54$  ct/kWh (Quelle: *Initiativen Pro Erdkabel NRW, bestätigt durch Prof. Dr. Uwe Leprich, Hochschule für Technik und Wirtschaft, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, Saarbrücken*). D. h., würden die Mehrkosten der Kabelverlegung an den Endkunden weitergereicht, entspräche dies zusätzlichen Kosten von ca. ½ Cent und damit jährlichen Mehrkosten von ca. 19,00 Euro (18,90 EUR) (bezogen auf einen 4-Personen-Haushalt, 3500 kWh/a).

## **5. Fazit und Ausblick**

Die Energiewende wird Veränderungen in allen Bereichen des Stromversorgungssystems mit sich bringen. Es ist daher erforderlich, das gesamte System entsprechend anzupassen. Somit kommt dem Netz eine entscheidende Bedeutung zu, da erst durch die unterschiedlichen Energieerzeuger es auch intelligent und somit flexibler werden muss.

Der Umbau muss als regionale, nationale und europäische Aufgabe gleichzeitig angegangen werden, d.h. gesamteuropäisch ist eine einheitliche Ideologie zu erreichen und durch ein intelligentes Netz der Ausgleich herzustellen. Der Ausgleich zwischen den wetterabhängigen Wind- und Solarkraftwerken kann umso besser erfolgen, je weitläufiger die Räume einbezogen werden können. Es ist relativ unwahrscheinlich, dass gleichzeitig überall in Europa großflächig Windflaute herrscht, während tagsüber nirgendwo Solarstrom erzeugt werden kann: Irgendwo in Europa weht immer Wind und die Sonne scheint.

Der Netzausbau muss stark beschleunigt werden. Der Einfluss von Umweltverbänden und Bürgern nimmt stetig zu und ist zu berücksichtigen. Im Sinne eines umweltverträglichen Netzausbaus sollten die berechtigten Forderungen durch verstärkten Erdkabelbau – und das auch grabenlos – in die Planungen und Ausführungen mit einbezogen werden.

Es wird nicht sinnvoll sein – auch unter Kostengesichtspunkten – 100 % der Freileitungen durch Kabel zu ersetzen, jedoch erscheinen 25 – 30 % realistisch, zumal die Mehrkosten auch für den Endverbraucher zumutbar sind.

Für die Baukonzerne wird sich ein großes Betätigungsfeld erschließen. Zudem wird eine große Zahl mittelständischer Unternehmen, speziell im Leitungsbau, benötigt.

Bei der breiten Palette der Neubautechnologien kann jährlich mit einem Volumen i.H. von ca. 1 Mrd. EUR für den Leitungsbau gerechnet werden. Ohne Nachwuchs im Rohrleitungsbau sind die Aufgaben, die der Branche bevorstehen, nur schwer zu verwirklichen. Doch: Der Leitungsbau nimmt die Herausforderung an und steht bereit!

Eine Beschleunigung des Netzausbaus wird vor allem deshalb erwartet, da der Gesetzgeber die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Leitungen mit dem Bedarfsplan verbindlich feststellt. Daraus folgt, dass mögliche langwierige Auseinandersetzungen über einen tatsächlichen Bedarf an neuen Stromtrassen in Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren entfallen.

Wie im letzten Jahr durch das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) beschlossen, werden die BNetzA zukünftig die Raumplanung für die Art der Leitungen übernehmen, die durch mehrere Bundesländer oder ins Ausland führen. Eine Bürgerbeteiligung soll konzentrierter und früher als bislang üblich erfolgen. Aus Sicht der BNetzA würde das Verfahren weiter beschleunigt, könnte sie auch die Planfeststellung im eigenen Hause durchführen. Hierzu bedarf es jedoch zunächst der Zustimmung des Bundesrates.

Eingebunden in die Arbeiten sind zukünftig auch die Umweltverbände. Auch diesen ist die Tatsache bewusst, dass die Energiewende ohne einen wesentlich beschleunigten Netzausbau zum Scheitern verurteilt ist, sie legen jedoch großen Wert darauf, dass die Beschleunigung der Verfahren nicht zu Lasten der Bürgerbeteiligung geht. Peter Ahmels (Deutsche Umwelthilfe) ist davon überzeugt, dass dabei sowohl dem Wohnumweltschutz der Anwohner von Stromtrassen als auch dem Naturschutz eine Schlüsselfunktion zukommen. Dieser Auffassung kann nur zugestimmt werden, und es sollte selbstverständlich sein, dass Gesundheit und Umweltschutz vor wirtschaftlichen Gewinnmaximierungen zu Lasten der Bevölkerung und des Umweltschutzes Vorrang haben sollte.

In der deutschen Energiepolitik ist neben den bekannten Akteuren Bundeswirtschafts- und -umweltministerium das Verbraucherschutzministerium hinzugekommen. Damit soll vermieden werden, den Endverbraucher als „Kleinkunden“ wie gewohnt zur Kasse zu bitten, während der Großverbraucher verschont bleibt. Nach einem Kabinettsbeschluss betrifft die Kostenbelastung zukünftig jeden Verbraucher. Bei den neuen Entschädigungsregeln für die Anbindung der Offshore-Parks wird der Kleinstromkunde mit max. 0,25 ct/kWh belastet. Das entspricht bei einem 4-Personenhaushalt 8,75 EUR/a (bei 3500 kWh/a).

Zudem beabsichtigt die Bundesregierung neben dem allgemeinen NEP einen speziellen Offshore-Netzentwicklungsplan einzuführen.

Da der Ausbau der Windenergie schneller voranschreitet als erwartet, erwägt Bundesumweltminister Peter Altmaier eine Wachstumsbremse beim Ökostromzubau einzuführen und wirbt dafür, nach der Bundestagswahl das EEG zu reformieren. Denn ohne Gegensteuern würde lt. Altmaier der Anteil der erneuerbaren Energien an der

Stromerzeugung bis 2020 nicht wie geplant auf 35 %, sondern bereits auf 40 % – 45 % steigen.

Zusätzlich soll Ende September 2012 im Bundeskabinett die geplante Haftungsregelung für Offshore-Parks als Gesetz verabschiedet werden: Windparkbetreibern sollen bei Verzögerungen und Störungen bei der Netzanbindung Entschädigungen zugesprochen werden. Diese Kosten sollen wie bisher üblich an die Stromkunden weitergegeben werden – eine Risikoumverteilung zu Lasten der Endverbraucher.

Der Netzausbau stockt nach wie vor. Um die Energiewende in Deutschland erfolgreich voranzubringen, besteht zügiger Handlungsbedarf. Nur so können die vielfältigen großartigen Möglichkeiten ausgeschöpft werden.