

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 Netzbaus	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 Netzbaus	138
6 Netzbau: nicht zu viel und nicht zu wenig.....	140
7 Maßnahmen zur Optimierung des Netzbaus.....	163
Teil IV : Realisierung des Netzbaus.....	196
8 Maßnahmen zur Erhöhung der Akzeptanz des Netzbaus.....	197
9 Überschätzung des Übertragungsbedarfs führt zu falschen gesetzlichen Vorgaben	218
10 Netzentwicklungsplan 2012.....	237

5 Leitungsneubau durch Erdkabel statt Freileitung

Seit Jahren wird kontrovers diskutiert, ob ein Neubau von Leitungen zu einem erheblichen Anteil mit Erdkabeln statt Freileitungen ausgeführt werden kann und soll. Bis auf wenige – innerstädtische – Ausnahmen war es in Deutschland in der Vergangenheit üblich, im Hoch- und Höchstspannungsnetz eine Erhöhung der Übertragungsleistungen ('Netzbau') mittels Freileitungen auszuführen. Erdkabel seien im Vergleich viel zu teuer und ggf. auch technisch nicht gleichwertig zu realisieren – so hieß und heißt es v.a. auf der Seite der Netzbetreiber.

Erfahrungen bei verschiedenen Projekten in Deutschland belegen, dass die Realisierung der Infrastrukturverbesserung in Gestalt von Freileitungsbauten im Hoch- und Höchstspannungsnetz auf erhebliche Widerstände stößt: bei den Naturschutzverbänden ebenso wie generell in der Bevölkerung. Diese Widerstände führen zu erheblichen Verzögerungen. Dabei richtet sich der Widerstand in aller Regel nicht gegen Leitungen als solche, sondern gegen Freileitungen. Erdkabelösungen, die den gleichen Zweck erfüllen, werden durchweg akzeptiert.

5.1 Einsatzmöglichkeiten von Erdkabeln

Es kommen heute ausschließlich Kabel mit Kunststoffisolierung zum Einsatz, so genannte VPE-Kabel. VPE steht für 'vernetztes Polyethylen', ein relativ preiswerter Kunststoff mit hervorragenden mechanischen (hohe Biegsamkeit) und elektrischen Eigenschaften (hohe Durchschlagsfestigkeit, geringe elektrische Verluste, geringe Alterung).

5.1.1 Naturgesetzlich gegebene Grenze für Drehstromverkabelung: Blindstrom

Jede Leitung stellt einen 'Kondensator' dar, eine Art von Ladungsspeicher, deren Speicherfähigkeit als 'Kapazität' bezeichnet wird. Ist die Leitung an einem Ende mit einer Wechselspannungsquelle (einem Generator oder Transformator) verbunden, etwa von 50 Hz, so fließt in jeder 50stel Sekunde erst Ladung, sagen wir positiven Vorzeichens hinein, dann wieder heraus, und dann dasselbe mit negativer Ladung hinein und wieder heraus, auch wenn am anderen Ende der Leitung kein Verbraucher angeschlossen ist. Dieser unvermeidliche, 100mal pro Sekunde seine Richtung umkehrende Ladestrom wird 'Blindstrom' genannt, da er im zeitlichen Mittel keine Energie transportiert, sondern diese nur periodisch in der Leitung hin- und herschiebt, solange am anderen Ende keine Energie abgenommen wird. Die Höhe des Blindstroms ist proportional zur Kapazität des betreffenden Leitungsstücks, bei gegebener Kapazität ist der Blindstrom proportional zur angelegten Betriebsspannung, bei 380 kV also rund

3,5mal so groß wie bei 110 kV. Die Kapazität wiederum wächst bei gegebener Ausführung der Leitung proportional zur Länge des Leitungsstücks zwischen Einspeisung und Ausspeisung.

Ein Erdkabel mit VPE-Isolierung zwischen Seele und Mantel weist pro Längeneinheit eine 10mal bis 20mal höhere Kapazität gegenüber einer Freileitung mit derselben Übertragungsleistung auf, und die Kapazität ist umso größer, je größer der Querschnitt der leitenden Kabelseele ist.

Ab einer so genannten 'Grenzlänge' wird der **Blindstrom**, der fließt, auch wenn vom Verbraucher am anderen Ende der Leitung kein Ampere abgenommen wird, ebenso groß wie der thermische Grenzstrom. Ein Kabel dieser Länge ist also durch diesen periodischen Lade- und Entladestrom schon völlig ausgelastet, könnte sich dementsprechend schon – ohne Energietransport zu einem Verbraucher – bis zur zulässigen Betriebstemperatur erwärmen und daher nicht mehr in der Lage sein, zusätzlich **Wirkstrom** zu übertragen. Für 380kV-VPE-**Drehstrom**-Erdkabel liegt diese Grenzlänge je nach Querschnitt des Leiters bei etwa 50 km bis nur 30 km bei 1.200 mm² Querschnitt.

Die elektrische Energie, die während der ersten Viertelperiode des 50Hz-Stroms von 1/200stel Sekunde vom Kraftwerk in einen Kondensator, hier also das Kabel, hineinfließt, fließt, wie gesagt, in der nächsten Viertelperiode wieder heraus, wenn am Kabelende kein Verbraucher eingeschaltet ist. Deshalb ist dieser periodische Vorgang von Laden und Entladen mit keinem Energieverbrauch verbunden, außer den 'Reibungsverlusten', die beim Hin- und wieder Zurückfließen des Stroms aufgrund des elektrischen Widerstands in der Leitung selbst entstehen.

Der Blindstrom lässt sich bei 380 kV gerade noch für einen Leitungsabschnitt von 20 km bis 30 km prinzipiell kompensieren, indem an beiden Enden eine Drossel ('Induktivität') eingebaut wird, doch kann dies insbesondere bei mehreren solchen Erdkabelabschnitten innerhalb einer Leitung zu parasitären elektrischen Schwingungen führen, die eine Störung der Leitung bis hin zum elektrischen Durchschlag bewirken können.

5.1.2 Verkabelung von Nieder-, Mittel- und Hochspannungsleitungen (bis 110 kV)

(1) Verkabelung von Nieder- und Mittelspannungsleitungen (bis 60 kV) ist Standard

Die Erschließung von innerstädtischen Zonen, von Neubausiedlungen und von kleinen Ortschaften erfolgt ganz überwiegend mit Kabeln im Niederspannungsbereich bis 10 kV ('Verteilungsebene'). Auch im Mittel- und Hochspannungsbereich bis 110 kV werden

seit Jahren immer mehr Kabel mit Verlegung in Kabelgräben von typischerweise 1,5 m Tiefe oder in innerstädtischen Tunneln eingesetzt.

Im Nieder- und Mittelspannungsbereich entstehen auch netztechnisch gegenüber Freileitungen kaum zusätzliche Probleme. Bei den überwiegend kurzen Abständen zwischen Einspeise- und Ausspeisepunkt (von einigen km bis etwa 20 km) spielen die im Folgenden v.a. für die Höchstspannungsebene diskutierten Fragen des hohen kapazitiven Belags keine wesentliche Rolle. Hinsichtlich der Investitionskosten sind Kabel bis 20 kV den Freileitungen vergleichbar, hinsichtlich Verwaltungsaufwand, Transportverlusten, Versorgungssicherheit und Akzeptanz der Anlieger der Freileitung deutlich überlegen. Erdkabel sind deshalb heute im Neubau Standard im Mittelspannungsbereich.

(2) Verkabelung von 110kV-Hochspannungsleitungen (60 kV bis 110 kV) technisch erprobt

Schon auf der 110kV-Hochspannungsebene der Übertragungsleitungen mit typischen Leitungslängen oberhalb von 20 km ist die Lage eine andere.

Eine Verkabelung von 110kV-Leitungen ist mittlerweile Stand der Technik; typische Leitungslängen sind 20 km bis 40 km. Werden allerdings 110kV-Kabel mit Längen über etwa 20 km in einem vermaschten Netz parallel zu Freileitungen eingesetzt, so fließt wegen der weitaus niedrigeren Impedanz der Kabel (eine Art von 'Wechselstromwiderstand') immer der größere Teil des Stroms über das Kabel und nicht über die parallel geschaltete Freileitung. Deshalb sind je nach Struktur des Netzes in den relevanten Maschen mehr oder minder aufwändige Maßnahmen zur 'Impedanz-Anpassung', etwa durch Längsdrosseln zu treffen, u.U. sogar sehr teure Spezialtransformatoren mit Schrägregelung einzusetzen. Bei sehr hohem Kabelanteil in einem Netz muss ggf. eine durchgängige, aufwändige Systemumstellung der Erdung durchgeführt werden [Hofmann/Oswald 2010, Kap. 5.1, Kap. 6].

An einem Übergang 'auf freier Strecke' von Freileitung zu Kabel und wieder zu Freileitung entsteht meist ein hoher Aufwand für Überspannungsschutz: Bei einem Blitzeinschlag in die Freileitung kann sich der Spannungspuls zwischen den Übergangsstellen so aufschaukeln, dass ein Durchschlag der Isolation des Kabels wegen Überspannung erfolgen kann. Durch Überspannungsableiter und verstärktem Blitzschutz der Freileitung (z.B. zwei Erdseile statt einem Erdseil über den spannungsführenden Seilen) lässt sich dieses Risiko vermindern.

Mittlerweile werden immer stärker Notwendigkeit und Chancen von Erdkabeln beim Netzbau gesehen. Auch bei 110kV-Hochspannungsleitungen werden Erdkabel seit vielen Jahren in städtischen Gebieten eingesetzt, mittlerweile auch immer häufiger in ländlichen Gebieten.

Ein Neubau ist auf 110kV-Niveau im Regelfall als Erdkabel kostengünstig ausführbar und seit 2011 für den Regelfall auch gesetzlich vorgeschrieben [§ 43h

EnWG]. Dadurch werden zukünftig lange Gerichtsverfahren mit den Anliegern von geplanten 110kV-Freileitungstrassen vermieden (vgl. das spätere Kap. 8.3.1).

5.1.3 Verkabelung von Höchstspannungsleitungen (220/380 kV)

(1) Probleme und Lösungen

Für eine Teilverkabelung von 380kV-Drehstromleitungen gibt es umweltfreundliche 380kV-VPE-Kabel mit einer maximalen Übertragungskapazität von rund 1.500 MW pro System [ENTSO-E/Europacable 2011, S. 25].

Im 380kV-Höchstspannungsnetz ist der Einsatz von **Drehstrom**-Erdkabeln gegenüber dem 110kV-Netz allerdings mit erheblichen Problemen und Mehrkosten verbunden:

- Wenn kurze Zwischenstücke einer 380kV-Freileitung als Erdkabel ausgeführt werden sollen, sind an den Übergangsstellen beiderseits aufwändige Schutzeinrichtungen erforderlich, um elektrische Ladungsdurchschläge mit Kabelzerstörung zu verhindern.
- Zudem können 380kV-Kabelstrecken von mehr als etwa 30 km Länge wegen des aus rein physikalischen Gründen unvermeidlichen Blindstromproblems (vgl. das frühere Kap. 5.1.1) nur mit dazwischengeschalteten aufwändigen Kompensationseinrichtungen ('Drosseln') ausgeführt werden. Dadurch wird das Risiko von höherfrequenten Überspannungsschwingungen, die nicht nur die Erdkabel, sondern das gesamte Netz gefährden können, deutlich erhöht, v.a., wenn bei Gesamtlängen der Erdverkabelung von über 60 km mehrere hintereinander geschaltete Kompensationseinrichtungen erforderlich sind.
- Das Gleiche gilt natürlich für Seekabel, die ja bis auf einen stärkeren Schutzmantel mit Erdkabeln technisch grundsätzlich übereinstimmen. Wegen dieser Blindstromproblematik können Offshore-Windparks, die 50 km und mehr vor der Küste liegen, grundsätzlich nur mit Hochspannung-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) an das Festland-Netz angebunden werden und nicht etwa mit herkömmlichen Drehstrom-Seekabeln.

Als Alternative zu aufwändigeren Lösungen wird der Einsatz eines 16,7Hz-Overlaynetzes in Europa vorgeschlagen [Brakelmann/Erllich 2010, S. 8; Erllich 2010]. Die Anlagenlieferanten greifen diese Ideen aber nicht auf, weil sie die „*in der Praxis bewährte Umrichter- und Kabeltechnik (HVDC light/plus)*“ nun großtechnisch einsetzen wollen [Brakelmann/Erllich 2010, S. 9/10].

GIL-Technik: Die Dena-Netzstudie-II hat die gasisolierte Leitung (GIL) im Detail untersucht [Dena 2010, S. 169ff.]: Sie ähnelt im Aufbau einer Pipeline mit einem stromführenden Innenleiter aus Aluminium. Das Rohrsystem ist mit einem Stickstoff-SF₆-Gemisch als Isoliermedium gefüllt, bei dem eine Beimischung von 20% SF₆ ausreicht. Die Verwendung von SF₆ als Isoliergas hat sich seit Jahrzehnten bewährt und ist z.B. in gasiso-

lierten Schaltanlagen üblich. Aufgrund der Gasisolierung zeigen GIL im Gegensatz zu Kabelstrecken ein elektrisch erwünschtes, der Freileitung sehr ähnliches Betriebsverhalten. Selbst die Übertragung von hohen Leistungen (>1.000 MVA) erfordert keine Kühlsysteme. Neben einer Reihe von weiteren technischen Vorteilen ist die gasisolierte Leitung wartungsfrei und durch ihre Kapselung unanfällig gegen äußere Störeinflüsse.

Entscheidender Nachteil: Bisher wurde GIL nur über relativ kurze Strecken verlegt. Insgesamt sind nur ca. 200 km bis 300 km GIL-Systeme weltweit in Betrieb, die größte Systemlänge ist dabei 3.300 m. Vor einer kommerziellen Verfügbarkeit sind noch in erheblichem Umfang Prototypen für längere Strecken und Demonstrationsanlagen für den Dauergebrauch zu erstellen. Die GIL-Technologie ist also weder derzeit noch in absehbarer Zeit für ein Overlaynetz verfügbar. Nach ersten groben Kostenschätzungen liegen ihre Kosten mehr als doppelt so hoch wie die Kosten der HGÜ-Technik [Dena 2010, S. 28] (zu HGÜ vgl. das spätere in Kap. 5.1.4).

(2) Bereits realisierte Referenzprojekte für eine 380kV-Erdverkabelung

Es steht außer Frage, dass die vom Gesetzgeber beschlossene Forcierung von Teilverkabelungen [§ 2 EnLAG] wesentliche Änderungen bei der Netzplanung erfordern. Auf der Höchstspannungsebene existieren bisher nicht sehr viele längere verkabelte 380kV-Strecken. Allerdings werden bereits 2005 mehrere Beispiele für Strecken angeführt, wo längere 380kV-Kabel seit Jahren erfolgreich im Dauerbetrieb eingesetzt sind [VDE 2010, S. 31; Oswald 2005]; der deutsche Übertragungsnetzbetreiber Transpower berichtet beispielhaft von vier 380kV-Erdkabeln in Verbundnetzen mit insgesamt fast 100 km Länge [Transpower Niedersachsen 2010, S. 11].

Im Ausland gibt es bereits eine Reihe von in Betrieb befindlichen Referenzprojekten [Europacable 2009, S. 5]:

- Barajas Projekt in Madrid: zwei 400kV-Leitungen je 13 km,
- Elstree Projekt in London: 10 km eines 400kV-Ringes,
- Kopenhagener Ring: 12 km eines 400kV-Ringes,
- Vale of York: 6 km mit 400 kV,
- Aarhus-Aalborg Linie: 15 km langer Teilverkabelungsabschnitt 400kV-Projekt, ein wichtiger Nord-Süd-Übertragungskorridor in Dänemark,
- Turbigo-Rho-Leitung in Italien: 8,5 km mit 380 kV, die u.a. eine der bevölkerungsreichsten Regionen der Lombardei versorgt.

Ein 40 km langes 500kV(!)-Kabel-Doppelsystem ist in Tokio seit rund zehn Jahren störungsfrei in Betrieb [BMU Netzausbau 2006, S. 5].

Zudem sind u.a. mehrere neue 275kV- und 400kV-Projekte im Vereinigten Königreich geplant, insbesondere in London, aber auch für mehrere Abschnitte einer 220 km langen Leitung in Schottland.

In den Niederlanden hat der Netzbetreiber TenneT (seit 2009 Eigentümer des deutschen Übertragungsnetzbetreibers Transpower) im Mai 2008 beschlossen, zwei Abschnitte der 2*380kV-Leitung Wateringen-Beverwijk ('Randstad-Projekt') mit einer Übertragungsleistung von 2*2.750 MVA zu verkabeln [Europacable 2009, S. 5], der zugehörige Abschnitt südlich von Amsterdam mit ca. 10 km Erdkabel ist bereits in der Ausführungsplanung.

Außerhalb Europas werden z.B. in den USA rund 40 km einer neuen 345kV-Übertragungsleitung in Connecticut verkabelt, nachdem 18 km Erdkabel bereits in einem benachbarten Gebiet erfolgreich verlegt worden sind.

Die maximalen Übertragungsleistungen von Hochspannung-Gleichstrom-Erdkabeln (HVDC) wurden seit 2000 um einen Faktor bis 10 erhöht. Mittlerweile sind Nennspannungen von bis zu 300 kV und 1,1 GW Übertragungsleistung pro System lieferbar [Spahic 2010]. Sollte die für die nächsten Jahre von Kabelherstellern avisierte weitere Erhöhung auf 400 kV bis 500 kV realisiert werden, könnte eine Übertragungsleistung von rund 1,8 GW pro System erreicht werden, so hoch wie bei derzeit standardmäßig gebauten Freileitungssystemen.

Für den Neubau von 380kV-Leitungen gibt es seit 2009 Vorgaben zur Teilverkabelung [§ 2 Abs. 2 EnLAG; § 12e Abs. 3 EnWG].

5.1.4 Hochspannung-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)

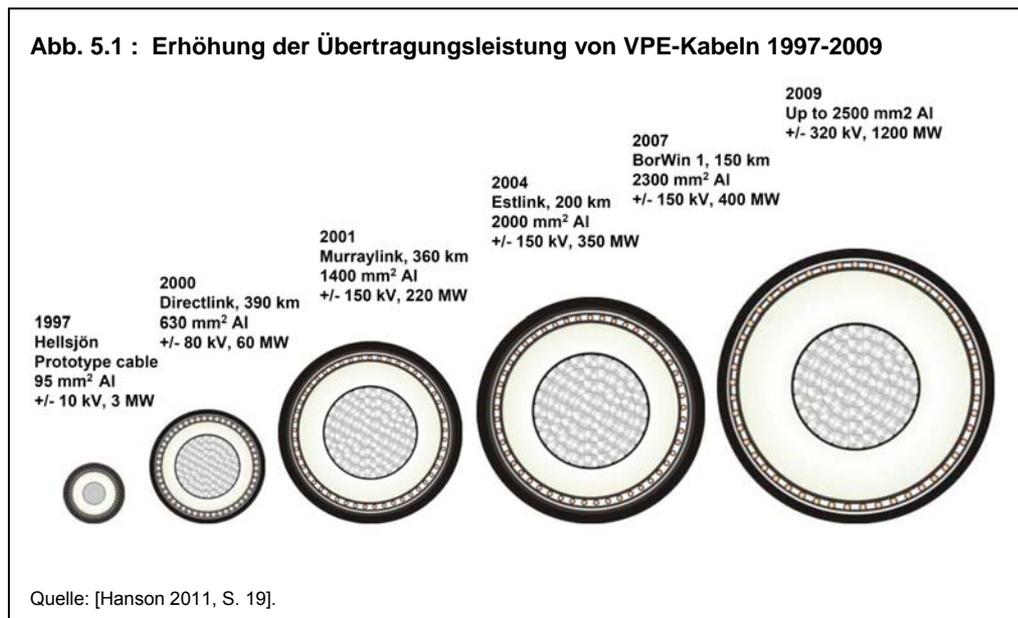
Mit Hochspannung-Gleichstrom können sehr große Leistungen (über 1 GW pro System) über größere Entfernungen mit geringen Verlusten übertragen werden [ENTSO/Europacable 2011; Brakelmann/Erlich 2010; Oswald/Hofmann, 2010; Jarass/Obermair/Voigt 2009, S. 75-81; Westermann 2010 und die dort zitierte Literatur]. Seit einigen Jahren steht die Umformer-Technik mit Starkstrom-Halbleiter-Bausteinen zur Verfügung, die es ermöglicht mit sehr geringen Umwandlungsverlusten Drehstrom in Hochspannung-Gleichstrom und, am anderen Ende der Leitung, wieder zurück in Drehstrom umzuformen. Bei Gleichstrom gibt es keinen Blindstrom; damit gibt es auch keine Blindstromproblematik wie bei Drehstrom (vgl. das frühere Kap. 5.1.1). Damit kann nun also elektrische Energie auch auf langen Strecken mit Hochspannung-Gleichstrom-Erdkabeln übertragen werden. Die Gleichstrom-Drehstrom-Umrichter können zudem 'phasengesteuert' einspeisen und so zur Verringerung des Blindstromproblems beitragen.

(1) HGÜ-Erdkabel hoher Leistung verfügbar

Seit 2000 wurde eine Verzehnfachung der Übertragungsleistung von VPE-Gleichstrom-Kabeln auf 1.100 MW pro System erreicht, bis zu 1.700 MW pro System werden in den nächsten Jahren erwartet (vgl. Abb. 5.1). „VPE-Kabel werden auch für Spannungen von ± 500 kV zur Verfügung stehen, so dass eine Übertragungsleistung von 1.700 MW pro Kabelsystem zu erwarten ist. ... Die Umrichterverluste werden auf höchstens 1% pro Umrichterstation sinken.“ [VDE 2010, S. 45; Westermann 2010, S. 6ff.].

Für eine Teilverkabelung von 380kV-Drehstromleitungen gibt es umweltfreundliche VPE-Erdkabel mit einer maximalen Übertragungsleistung von rund 1.500 MW pro System [ENTSO/Europacable 2011, S. 25]. Mittlerweile sind 320kV-HGÜ-VPE-Erdkabel mit bis zu 1.200 MW Übertragungsleistung pro System lieferbar [Oswald/Hofmann 2010, S. 10; Westermann 2010, S. 6/7], z.B. HVDC light von ABB oder HVDC plus von Siemens. Diese Gleichstromerdkabel sind netzwerkfähig und damit sehr gut in das bestehende Übertragungsnetz integrierbar. Allerdings resultieren dadurch erhebliche Mehrkosten.

Die erste deutsche HGÜ-Anlage ermöglichte von 1993 bis 1995 den Stromaustausch zwischen Deutschland und Tschechien, bis Tschechien an das westeuropäische Verbundnetz angeschlossen wurde.



Für den Anschluss von großen Offshore-Windparks sind zwingend Seekabel erforderlich. Der Anschluss erfolgt in der Ostsee wegen der relativ kurzen Strecken und der geringeren zu übertragenden Leistung über Drehstrom-Seekabel [Dena 2010, Kap. 11.3.3.4], in der Nordsee wegen der großen Leitungslängen von weit über 100 km (vgl. die spätere Tab. 6.1, Z. 2) über Gleichstrom-(HGÜ)-Seekabel [Dena 2010, Kap. 11.3.2.4].

Die Gleichstrom-Seekabel können an Land problemlos als Gleichstrom-Erdkabel weitergeführt werden, ggf. aber auch in Freileitungsausführung, wofür dann nur zwei Leiterseile für Hin- und Rückstrom erforderlich sind. Auch in Afrika werden mittlerweile Gleichstromsysteme zur Übertragung großer Leistungen über sehr große Entfernungen eingesetzt: 2011 wurde in Namibia zwischen Windhoek und Viktoria-Falls eine über 900 km lange 300kV-Gleichstrom-Freileitung in Betrieb genommen, die einen Versorgungsring Kapstadt-Windhoek-ViktoriaFalls-Johannesburg-Kapstadt ermöglicht und so die Versorgungssicherheit im südlichen Afrika deutlich erhöht.

(2) Wird Windenergie über HGÜ in den Süden transportiert, so wirkt dies, als wäre die Windenergieeinspeisung im Süden

Wird Windleistung über HGÜ in den Süden transportiert, so wirkt dies, als wäre die Windenergieeinspeisung im Süden: „*Gleichstromverbindungen können aus der Sicht des Netzes als eine Leistungsentnahme in einem bestimmten Knoten und die Einspeisung der nahezu gleichen Leistung in einem anderen entfernten Knoten aufgefasst werden. Wird z. B. 3.000 MW Windleistung über HVDC in den Süden transportiert, so wirkt dies, als wäre die Windeinspeisung im Süden. Das vorhandene unterlagerte Drehstromnetz wird dadurch nicht beeinflusst.*“ Zudem können HGÜ-Erdkabel „*bei geeigneter Regelung ... verbessernd auf die Stabilität wirken*“ [Brakelmann/Erlich 2010, S. 5/6] (vgl. hierzu auch das frühere Kap. 4.4.2 und das spätere Kap. 7.4.2).

5.2 Versorgungssicherheit von Erdkabeln

5.2.1 Fehlerraten und Ausfalldauern pro Fehler

Die Nichtverfügbarkeit einer Übertragungsanlage wird bestimmt über:

- Zahl der Fehler pro Jahr ('Fehlerrate'),
- durchschnittliche Ausfalldauer pro Fehler,
- Zahl der Wartungen pro Jahr ('Wartungsrate'),
- durchschnittliche Wartungsdauer pro Wartung.

Bei den entsprechenden statistischen Kennzahlen für Fehlerraten und Ausfalldauern pro Fehler unterscheiden sich Kabel und Freileitungen erheblich:

- Durch ihre exponierte Lage treten bei Freileitungen häufiger Störungen auf als bei Kabeln. Solche Störungen, z.B. Lichtbogenfehler infolge von Blitzeinschlägen in die Leitung, verursachen in den meisten Fällen allerdings keine bleibenden Fehler, sondern können durch eine Kurzunterbrechung und Wiedereinschaltung unmittelbar behoben werden.
- Störungen an Kabeln sind seltener, bewirken aber meist bleibende Schäden. Während des Betriebs sind Fehler durch mechanische Einwirkung, durch Alterung oder Korrosion, durch Überspannungen oder durch thermische Überbeanspruchung möglich. Bei den heute auf hohem Qualitätsniveau gefertigten VPE-Kabeln und bei dem üblichen Überspannungsschutz sind es allerdings meist äußere Einwirkungen bei Bauarbeiten, die zum Versagen eines Kabels führen.
- Während davon auszugehen ist, dass ein Freileitungsschaden schnell gefunden und innerhalb weniger Stunden, zumindest aber meist im Laufe eines Tages behoben ist, wird die Behebung eines Kabelschadens, z.B. bei 380kV-Erdkabel, meist mit mindestens ein bis zwei Wochen (für Fehlersuche, Erdarbeiten, Montage, Spannungsprüfung) anzusetzen sein, im statistischen Mittel nach bisher vorliegenden Erfahrungen [CIGRE 2009] mit rund 600 Stunden.

Es wird angenommen, dass alle Wartungen von Freileitungen und von Erdkabeln planbar sind und in Schwachlastzeiten durchgeführt werden können. Damit wird durch Wartungen die Versorgungssicherheit nicht beeinflusst.

(1) Fehlerraten von Erdkabeln und Freileitungen

Von der CIGRE-Working Group B1-10 wurde ein Bericht zur Ausfallstatistik von Hoch- und Höchstspannungskabeln veröffentlicht [CIGRE 2009], dessen Ergebnisse im Hinblick auf VPE-isolierte Hoch- und Höchstspannungskabel in der nachstehenden Tab. 5.1 zusammengefasst sind.

Zum Vergleich: 380kV-Freileitungssysteme haben rund 0,35 Fehler pro 100 System-km und Jahr [Oswald 2005, Tab. 3.3].

Tab. 5.1 : Fehlerraten von Hoch- und Höchstspannungskabeln

[Fehler pro Jahr]	60 kV bis 219 kV	220 kV bis 500 kV
(1) Interne Fehler (Materialfehler, Überlastung etc.)		
(1.1) Kabel pro 100 System-km	0,027	0,067
(1.2) Muffen pro 100 Muffen	0,005	0,026
(1.3) Endverschlüsse pro 100 Endverschlüsse	0,006	0,032
(2) Externe Fehler (Bagger etc.)		
(2.1) Kabel pro 100 System-km	0,057	0,067
(2.2) Muffen pro 100 Muffen	0,002	0,022
(2.3) Endverschlüsse pro 100 Endverschlüsse	0,005	0,018
(3) Gesamte Fehlerrate Erdkabel		
(3.1) Kabel pro 100 System-km	0,085	0,133
(3.2) Muffen pro 100 Muffen	0,007	0,048
(3.3) Endverschlüsse pro 100 Endverschlüsse	0,011	0,050

Quelle: [CIGRE 2009, Tab 8.3].

Hinweis: Bei sehr hohen Übertragungsleistungen von deutlich über 1.000 MVA sind zwei Erdkabelsysteme für den Ersatz von einem Freileitungssystem erforderlich; das verdoppelt die Fehlerraten der Erdkabel, da bei Ausfall eines der beiden Kabelsysteme das gesamte Kabelsystem ausfällt.

Für Gleichstrom-Erdkabel (HGÜ) macht CIGRE keine separaten Angaben. Die ungeplante Nichtverfügbarkeit eines HGÜ-Erdkabels, die derzeit noch unbekannt ist, könnte vielleicht auch rund 100 Stunden pro 100 System-km und Jahr wie bei Drehstrom-Erdkabeln betragen. Hinzu kommen in jedem Fall noch Nichtverfügbarkeiten der Wechsel-Gleichrichter für Wartung von bis zu 1,5%, also weitere rund 100 Stunden

pro Jahr [Brakelman/Erllich 2010, S. 21], die allerdings, wie vorher ausgeführt, planbar sind und in lastschwache Zeiten gelegt werden können.

Tab. 5.2 zeigt die Fehler pro Jahr von Höchstspannungskabeln (und zum Vergleich von Freileitungen) für unterschiedliche Leitungslängen.

Tab. 5.2 : Fehler von Höchstspannungskabeln für unterschiedliche Leitungslängen

Mengen bzw. Fehler pro Kabelsystem jedes Kabelsystem hat 3 Kabel	Leitungslänge [km]		
	1	10	100
(1) Erforderliche Mengen			
(1.1) Kabelsystem (a´ 1 km Lieferlänge)	1	10	100
(1.2) Muffen (3 Muffen pro 1 km Kabelsystem)	0	27	297
(1.3) Endverschlüsse	6	6	6
(2) Fehler pro Jahr			
(2.1) Kabel	0,001	0,007	0,067
(2.2) Muffen	0,000	0,007	0,077
(2.3) Endverschlüsse	0,002	0,002	0,002
(2.4) Summe	0,003	0,016	0,146
(3) Zum Vergleich: 380kV-Freileitungen			
Summe	0,004	0,035	0,350

Erläuterungen zu Tab. 5.2:

Die Berechnungen basieren auf Tab. 5.1 und gehen zudem von folgenden Annahmen aus:

- Die Kabeltrasse kann hinreichend gegen äußere Einwirkungen geschützt werden (Abdeckplatten, Kabelkanal etc.), so dass externe Fehler ausgeschlossen werden können und damit nur die Fehlerraten für interne Fehler (Tab. 5.1, Z. 1) berücksichtigt werden müssen. Müssen auch externe Fehler berücksichtigt werden, so führt das ungefähr zu einer Verdoppelung der Ausfallwahrscheinlichkeit eines Einzelsystems.
- Die Lieferlänge von Kabeln beträgt 1 km [Brakelmann/Waschk 2010]; bei einer Gesamtlänge der Leitung von 1 km ist dann keine Muffe erforderlich (Tab. 5.2, Sp. 1, Z. 1.2), für den zweiten und folgenden Kilometer sind pro Kabelsystem je drei Muffen erforderlich (jedes Kabelsystem hat drei Leiter!). Pro Kabelsystem sind zudem am Anfang und am Ende der gesamten Leitung je drei Endverschlüsse erforderlich.

(2) Durchschnittliche Ausfalldauer pro Fehler

Erdkabelsysteme auf Höchstspannungsebene haben eine mittlere Ausfalldauer von rund **600 Stunden pro Fehler** [CIGRE 2009; Brakelmann 2009b, S. 21].

Die Netzbetreiber 50Hertz, TenneT und Terna Rete Italia nehmen unter Berücksichtigung der schlechten Erfahrungen mit einem 380kV-Doppelsystem in einem Tunnel in Berlin (systematischer äußerer, mechanischer Muffenfehler) für 380kV-VPE-Kabel eine mittlere Ausfalldauer von 1.200 Stunden pro Fehler an [Colla 2011].

Zur Erhöhung der Verfügbarkeit von 380kV-Kabelanlagen wird vorgeschlagen, eine oder zwei Reserveadern mitzuführen [Brakelmann/Waschk 2011; Brakelmann et al. 2011d]. Dadurch

resultiert die durchschnittliche Dauer eines Ausfalls ähnlich hoch wie bei Freileitungen, falls die Umschaltung per Hand vorgenommen wird. Bei einer sehr aufwändigen automatischen Umschaltung per Trennschalter resultiert eine noch deutlich niedrigere durchschnittliche Dauer eines Ausfalls.

Es gibt eine Reihe von Maßnahmen zur weiteren Erhöhung der Versorgungssicherheit von Erdkabeln [Brakelmann 2009a, S.5/6].

Zum Vergleich: Für 1994 bis 2001 weist die Störungsstatistik für 380kV-Freileitungssysteme in Deutschland eine mittlere Ausfalldauer von 2,94 Stunden pro Fehler aus [Oswald 2005, Tab. 3.3]. Das Orkantief Kyrill in 2007 [Störungsstatistik 2008, S. 6], die Großstörung der 380kV-Ems-Freileitungskreuzung am 04. November 2006 [Bundesnetzagentur 2007] etc. haben die durchschnittliche Ausfalldauer sicher deutlich erhöht. Die Nordostschweizerische Kraftwerke AG gibt für ihre 380kV-Freileitungen für 2000 und 2001 eine durchschnittliche Ausfalldauer von 6,2 Stunden pro Fehler an, für 1999 (inkl. Sturm 'Lothar') eine durchschnittliche Ausfalldauer von 308,6 Stunden pro Fehler [NOK 2004, S. 26], also das Hundertfache der beiden Vorjahre.

Für die folgenden Berechnungen wird mit einer durchschnittlichen Ausfalldauer von **8 Stunden pro Fehler** gerechnet.

5.2.2 Ausfalldauern von Erdkabeln und Freileitungen pro Jahr

Entsprechend dem (n-1)-Kriterium werden üblicherweise zur Erreichung einer ausreichenden Versorgungssicherheit Verbindungen in Netzen als Doppelleitungen gebaut, um bei Ausfall einer Leitung trotzdem die Versorgung gesichert aufrechterhalten zu können. Die Versorgung ist nur gefährdet, wenn beide Systeme gleichzeitig ausfallen. Für die Versorgungssicherheit ist also die gleichzeitige Nichtverfügbarkeit von beiden Leitungssystemen entscheidend.

(1) Ausfalldauern eines Erdkabel-Einzelsystem deutlich höher als bei Freileitungs-Einzelsystem

Für ein Einzelsystem (vgl. Tab. 5.3, Z. 1.1/2.1/3.1) ergibt sich die Ausfalldauer pro Jahr als Produkt von

- Fehlerrate (vgl. Tab. 5.1) und
- durchschnittliche Ausfalldauer pro Fehler (vgl. Kap. 5.2.1(2)).

Für Erdkabel wird wieder angenommen (vgl. Erläuterungen zu Tab. 5.2), dass die Kabeltrassen hinreichend gegen äußere Einwirkungen geschützt werden (Abdeckplatten, Kabelkanal etc.) kann, so dass externe Fehler ausgeschlossen werden können und damit nur die Fehlerraten für interne Fehler (Tab. 5.1, Z. 1) berücksichtigt werden müssen. Werden auch externe Fehler (Tab. 5.1, Z. 2) berücksichtigt, so führt das ungefähr zu einer Verdoppelung der Ausfalldauer eines Einzelsystems.

(2) Ausfalldauer eines Erdkabel-Doppelsystems mit Reserveadern niedriger als bei Freileitungs-Doppelsystem

Für das Doppelsystem (Tab. 5.3, Z. 1.2/2.2/3.2) ergibt sich die Untergrenze der Ausfalldauer pro Jahr als Produkt von

- Quadrat der Ausfallwahrscheinlichkeit eines Einzelsystems (Ausfallwahrscheinlichkeit = Ausfalldauer pro Jahr dividiert durch 8.760 Stunden) und
- durchschnittliche Ausfalldauer pro Fehler (vgl. Kap. 5.2.1(2)).

Aufgrund der sehr geringen Gesamtanzahl an Ausfällen ist die Zahl der Doppelausfälle von Freileitungen statistisch nur mit einer sehr großen Ungenauigkeit zu bestimmen. In größerem Umfang passierten Doppelausfälle eigentlich nur bei Freileitungen während sehr massiver Klimakatastrophen oder anderer äußerer Einwirkungen, z.B.:

- Orkantief Kyrill in 2007 [Störungsstatistik 2008, S. 6],
- extreme Wettersituation im Münsterland im November 2005 [Stromausfall 2006],
- Großstörung der 380kV-Ems-Freileitungskreuzung am 04. November 2006 wegen Abschaltung für ein querendes Schiff (Großtransport) als Auslöser für einen Stromausfall in zahlreichen Gebieten Deutschlands und anderen Staaten Westeuropas [Bundesnetzagentur 2007].

Die Nordostschweizerische Kraftwerke AG gibt für ihre 380kV-Freileitungen folgende Ausfalldauern an [NOK 2004, S. 26]:

- 2000 und 2001: 1,33 Ausfälle pro 100 km und Jahr mit einer durchschnittlichen Ausfalldauer von 6,2 Stunden, Nichtverfügbarkeit also 8,3 Stunden pro 100 km und Jahr.
- 1999 (inkl. Sturm 'Lothar'): 3,09 Ausfälle pro 100 km und Jahr mit einer durchschnittlichen Ausfalldauer von 308,6 Stunden, Nichtverfügbarkeit also 954 Stunden pro 100 km und Jahr: **Im Sturmjahr 1999 war die Nichtverfügbarkeit von 380kV-Freileitungen also gut 100mal so hoch wie in den beiden Jahren ohne Sturm.**

In allen Fällen zeigte sich, dass ungeplante Ausfälle von Freileitungssystemen immer wieder beide Systeme gleichzeitig betreffen, was die Versorgungssicherheit durch Freileitungs-Doppelsysteme deutlich vermindert. Wegen dieser statistischen Abhängigkeit ergibt sich die Wahrscheinlichkeit eines Doppelausfalls nicht als Produkt der Wahrscheinlichkeiten von zwei Einzelausfällen, sondern **eher als Summe** der beiden Wahrscheinlichkeiten für den Ausfall eines Systems.

Während Ausfälle von Freileitungssystemen immer wieder beide Systeme gleichzeitig betreffen, kann man bei Erdkabeln zumindest im Außenbereich wohl tendenziell davon ausgehen, dass der Ausfall eines Leitungssystems unabhängig vom Ausfall des anderen Leitungssystems ist, da Erdkabel weder von Klimakatastrophen noch von exogen bedingten Leitungsabschaltungen wegen Schiffsgroßtransporten etc. betroffen sind. Damit ergibt sich die Wahrscheinlichkeit für die gleichzeitige Nichtverfügbarkeit beider Leitungssysteme eines Erdkabel-Doppelsystems eher als **Produkt** der Einzel-

wahrscheinlichkeiten, was zu sehr viel niedrigeren Ausfallraten bei Erdkabel-Doppelsystemen im Vergleich zu Freileitungs-Doppelsystemen führt. Dies setzt allerdings voraus, dass die Reparatur des gestörten Kabelsystems ohne Abschaltung des ungestörten Kabelsystems durchgeführt werden kann.

(3) Ergebnis

Tab. 5.3 zeigt die resultierenden Ausfalldauern pro Jahr von Höchstspannungskabeln und von 380kV-Freileitungen:

- Die Ausfalldauer eines Freileitungs-**Einzelsystems** (Tab. 5.3, Z. 3.1) ist deutlich niedriger als die Ausfalldauer eines Erdkabel-**Einzelsystems ohne** Reserveader (Tab. 5.3, Z. 1.1), aber etwas höher als die Ausfalldauer eines Erdkabel-**Einzelsystems mit** Reserveader (Tab. 5.3, Z. 2.1).
- Die Ausfalldauer eines Freileitungs-**Doppelsystems** (Tab. 5.3, Z. 3.2) ist deutlich niedriger als die Ausfalldauer eines Erdkabel-**Doppelsystems ohne** Reserveader (Tab. 5.3, Z. 1.2), aber etwas höher als die Ausfalldauer eines Erdkabel-**Doppelsystems mit** Reserveader (Tab. 5.3, Z. 2.2).

Tab. 5.3 : Ausfalldauern von Höchstspannungskabeln für unterschiedliche Leitungslängen

Ausfalldauer	Leitungslänge [km]		
	1	10	100
(1) Erdkabel ohne Reserveader (Ø 600 Stunden Ausfalldauer pro Fehler)			
(1.1) Einzelsystem [Stunden pro Jahr]	1,6	9	88
(1.2) Doppelsystem [Sekunden pro Jahr] größer als	0,06797	2,4787	216,41
(2) Erdkabel mit Reserveader (Ø 6 Stunden Ausfalldauer pro Fehler)			
(2.1) Einzelsystem [Stunden pro Jahr]	0,02	0,1	0,9
(2.2) Doppelsystem [Sekunden pro Jahr] größer als	0,00000006797	0,000002479	0,0002164
(3) Freileitung (Ø 8 Stunden Ausfalldauer pro Fehler)			
(3.1) Einzelsystem [Stunden pro Jahr]	0,03	0,3	2,8
(3.2) Doppelsystem [Sekunden pro Jahr] deutlich größer als	0,00000029424	0,000029424	0,0029424

Erdkabel haben – im Gegensatz zu Freileitungen – aufgrund der Wärmekapazität des umgebenden Mediums (Magerbeton und/oder Erdreich) mindestens eine für Stunden bis wenige Tage reichende Überlastkapazität, abhängig von der Überlast auch viele Tage oder gar einige Wochen. Dies ist bei der Übertragung der stark fluktuierenden Windenergie von besonderem Vorteil, weil es die Versorgungssicherheit deutlich erhöht

[Jarass/Obermair/Voigt 2009, Kap. 4.3.2] sowie die Verkabelungskosten deutlich senkt (vgl. das folgende Kap. 5.3.1).

5.3 Kosten einer Verkabelung von Hoch- und Höchstspannungsleitungen

5.3.1 Einzel- versus gesamtwirtschaftliche Kosten

(1) Investitionskosten von Erdkabeln versus Freileitungen

Die Investitionskosten sind sehr stark von den Trassenbedingungen und den erforderlichen Erhöhungen der Übertragungsleistungen abhängig; sie liegen etwa beim 1,5- bis 6fachen einer Freileitung. Die Gesamtkosten unter Berücksichtigung der bei Erdkabeln deutlich niedrigeren Betriebs- und Verlustkosten sind im 110kV-Bereich teilweise im Bereich von Freileitungen [Brakelmann 2011a], bei sehr starken hohen Ausbauleistungen und in schwierigem Gelände im 380kV-Bereich beim 3- bis 5fachen von Freileitungen [TenneT 2009, Kap 1.3.2.1.3, S. 22; Oswald 2005; Oswald 2008] (vgl. zu den Investitionskosten von Höchstspannungsleitungen beispielhaft die spätere Tab. 5.4).

Gegebenenfalls muss bei höheren 110kV-Kabelanteilen das Erdungssystem angepasst werden, was einmalige, allerdings erhebliche zusätzliche Kosten verursachen kann.

Bei den laufenden Kosten fallen neben den üblichen Überwachungs- und Wartungskosten v.a. die Kosten ins Gewicht, die durch die unvermeidlichen elektrischen Verluste (Ohm'scher Widerstand) der Leitungen entstehen. Diese Verluste sind stark vom mittleren Auslastungsgrad der Leitungen und von seiner zeitlichen Variation abhängig.

Beim Vergleich der betriebswirtschaftlichen Kosten gehen neben den höheren Investitionskosten der Kabel ihre deutlich niedrigeren Verlustkosten wegen des bei gleicher Übertragungsleistung um einen Faktor 3 bis 4 niedrigeren Ohm'schen Widerstands mit ein. Je nach Zahl der so genannten 'Vollverluststunden' kommt man so zum Ergebnis, dass der Barwert der Kosten inklusive Betriebs- und Verlustkosten einer 110kV-Doppelsystem-Freileitung trotz der deutlich niedrigeren Investitionskosten nicht wesentlich niedriger ist als der eines zweisystemigen Erdkabels.

In alle Kostenvergleiche geht ein, dass die elektrischen Verluste bei Freileitungen wegen der geringeren erforderlichen Leiterquerschnitte und des daraus resultierenden höheren elektrischen Widerstands weitaus höher sind als bei gleich leistungsfähigen Erdkabeln. Für die kalkulatorischen Verlustkosten ist es entscheidend, ob sie unter betriebswirtschaftlichen Aspekten mit den normalen Gestehungskosten des Netzbetreibers (z.B. mit 3,5 ct/kWh bis 6 ct/kWh) oder aber unter energiepolitischen Gesichtspunkten

punkten nach EEG als 'verlorene Windenergie' (z.B. mit 7,5 ct/kWh) bewertet werden [Brakelmann 2006b].

Für die Optimierung einer Erdkabellösung sollte berücksichtigt werden:

- Erdkabel haben eine weit reichende Überlastkapazität für Stunden bis wenige Tage, abhängig von der Überlast auch viele Tage oder gar einige Wochen, was bei der Übertragung der stark fluktuierenden Windenergie von besonderem Vorteil ist und die Versorgungssicherheit erhöht [Jarass/Obermair/Voigt 2009, Kap. 4.3.2; Oswald 2005, S. 51].
- Die Annahme einer Dauerlast ist unrealistisch [Oswald/Hofmann 2010] und erhöht die Kosten einer Verkabelung unnötig.
- Es gibt Möglichkeiten zur weiteren Verringerung der Kosten für Erdkabel, insbesondere durch kostenoptimierte Auslegung (z.B. Aluminium- statt Kupferleiter) und Verlegung in hochwärmeleitfähigem Spezialbeton oder im Tunnel [Brakelmann 2009b, S. 9ff.; Brakelmann et al. 2011d].

(2) Erdkabel haben eine hohe Umweltverträglichkeit und niedrige soziale Kosten

Das Umweltbundesamt kommt beim Vergleich der Umweltbeeinflussung durch Freileitungen und durch Erdkabel zu folgendem eindeutigen Fazit [UBA 2010; BMU Netzausbau 2006]: Erdkabel sind in sämtlichen Bereichen hinsichtlich der Umweltauswirkungen, wie Vogelschlag, Landschaftsbild, Magnetfelder, elektrische Felder, Eingriffe in Gehölze, günstiger als Freileitungen.

Bei Teilverkabelungen in besonders betroffenen Gebieten, wie Biosphärenreservat und Ortsdurchschneidungen, erscheint eine Umsetzung von geplanten Leitungsverbindungen mit Kabeln sehr viel leichter und v.a. sehr viel schneller umsetzbar. Dies verringert auch die Kosten der Kabellösung relativ zu einer reinen Freileitungslösung deutlich [Jarass/Obermair 2005a, S. 7f.; Leprich 2011; Leprich 2012].

380kV-Erdkabel können sehr umweltverträglich installiert werden [Brakelmann 2010a; Brakelmann 2009b, S. 23]. Jedoch kann eine mögliche Bodenaustrocknung in unmittelbarer Kabelnähe bei einer Verkabelung in trockenem Umfeld eine große Rolle spielen. Aber selbst bei Dauer-Nennlast, also bei einer dauerhaften Leitertemperatur von 90°C, überschreitet die Erwärmung der Erdoberfläche direkt oberhalb der Kabel unter normalen Umständen eine Größe von 1°C bis 2°C nicht, und in seitlichem Abstand von maximal rund drei Metern zu den Kabeln ist praktisch keine Bodenerwärmung mehr gegeben (< 1°C). [Brakelmann 2009b, S. 23/24].

Gerade wegen der offenen Fragen zur Einwirkung von Magnetfeldern auf den Menschen ist es sehr vernünftig, niedrige Grenzwerte festzulegen und generell technische Lösungen zu wählen, bei denen das Magnetfeld mit der Entfernung rasch abnimmt. Die elektromagnetischen Felder über Erdkabeln fallen schon in geringen seitlichen Abständen von wenigen Metern auf extrem niedrige Werte ab, so dass jedenfalls

Daueraufenthaltsbereiche von Menschen, wie Häuser, Spielplätze etc., nicht betroffen sind.

Freileitungen sind gegenüber Erdkabeln also in mehrfacher Hinsicht höhere externe Kosten zuzuschreiben:

- durch Landschaftsbeeinträchtigungen, die v.a. in Küstenlandschaften, Erholungsgebieten und wenig industrialisierten Regionen stark ins Gewicht fallen und erheblichen Widerstand in der Bevölkerung hervorrufen; dies wiederum führt zu
- langwierigen und kostenträchtigen Genehmigungsverfahren, die überdies die durch die Leitung angestrebte Einspeisung von Windenergie und den damit erzielbaren volkswirtschaftlichen Nutzen um Jahre blockieren können [Jarass/Obermair 2005a, S. 49-51; Leprich 2011; Leprich 2012].
- Elektromagnetische Felder fallen bei Freileitungen erst bei Abständen von deutlich über einige Dutzend Meter auf sehr niedrige Werte ab, vergleichbar mit der Höhe der Leiterseile über Grund. Bei Erdkabeln ist schon in einigen Metern Entfernung von der Kabeltrasse – bei je gleicher übertragener Leistung – das Magnetfeld eines Erdkabels schwächer als in etwa 100 m Entfernung von einer Freileitung.

Untersuchungen zur Quantifizierung von Landschafts- und Umweltbelastungen von Freileitungen haben soziale Kosten von 0,1 Mio. € pro km bis 0,3 Mio. € pro km Freileitung je nach Bauausführung und Art der durchschnittlichen Landschaft ergeben, dagegen vernachlässigbare soziale Kosten für VPE-Erdkabel, sofern sie nicht durch Naturschutz- oder Feuchtgebiete verlegt werden [Jarass/NieBlein/Obermair 1989, S. 67; Apfelstedt/Jarass/Obermair 1996; zu den Zahlenwerten Jarass/Obermair 2005c, S. 48/49].

Hinzu kommen weitere Vorteile der Erdkabel: Zwar ist die biologische Wirkung von Magnetfeldern, insbesondere auf den Menschen, ein Feld komplexer wissenschaftlicher Fragen mit sehr kontroversen Antworten. Gerade deshalb ist es vernünftig, niedrige Grenzwerte festzulegen und generell technische Lösungen zu wählen, bei denen das Magnetfeld gering ist und mit der Entfernung rasch abnimmt. Dies ist bei Erdkabeln, nicht aber bei Freileitungen, der Fall.

Die langfristigen gesamtwirtschaftlichen Kosten von 110kV-Kabeltrassen liegen je nach lokalen Bedingungen und entsprechender Ausführung nicht wesentlich über denen von Freileitungen [Jarass/Obermair 2007, Abschn. 3.2.2]. Hierbei spielt zusätzlich eine Rolle, dass das Planungs- und Genehmigungsverfahren für Freileitungen heute durch Einsprüche bis hin zu Gerichtsverfahren mit entsprechenden wirtschaftlichen Verlusten um Jahre verzögert wird, teilweise sogar überhaupt nicht zum Abschluss gebracht werden kann, was für Erdkabel nicht der Fall ist [Jarass/Obermair 2005a; Jarass/Obermair 2005b; Leprich 2011; Leprich 2012].

Aus den genannten Gründen erhöht sich der Druck der öffentlichen Meinung zur generellen Ausführung von Hochspannungsleitungen durch Erdkabel, v.a. auf Strecken erhöhter Umweltsensibilität. So empfahl z.B. die EU-Kommission schon im Dezember 2003 [EU 2003], an sensiblen Stellen den Leitungsbau wegen der naturschutzrechtlichen Widerstände gegen Freileitungen durch Einsatz von Erdkabeln zu beschleunigen.

Zudem betonte sie für den Fall einer generellen Politik der Verkabelung die positiven Wirkungen für „... *the likely beneficiaries: utilities, their customers, local residents and the wider community.*“

(3) Leitungsneubau im Höchstspannungsnetz erfordert Teilverkabelung oder HGÜ-Vollverkabelung

Für zukünftige 380kV-Höchstspannungsleitungen, z.B. die im Energieleitungsausbaugesetz vorgesehenen längeren Höchstspannungsleitungen Diele-Niederrhein, Wahle-Mecklar oder Erfurt-Redwitz, scheidet im Regelfall eine reine Freileitungsvariante aus. Für den Neubau von 380kV-Leitungen gibt es seit 2009 Vorgaben zur Teilverkabelung [§ 2 EnLAG; § 12e Abs. 3 EnWG], etwa wegen starker Siedlungsannäherung (weniger als 400 m [§ 2 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 EnLAG]) oder besonders schützenswerter Landschaft (etwa Höhen des Thüringer Waldes [§ 2 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 EnLAG]).

Die realisierbaren Alternativen für den Leitungsneubau im Höchstspannungsnetz sind demnach 380kV-Teilverkabelung oder HGÜ-Teil- oder Vollverkabelung. Für längere Teilverkabelungen, insbesondere aber für Höchstspannungsleitungen von größerer Länge verbleibt nur Höchstspannung-Gleichstrom-Übertragung. Dies muss bei allen technischen und wirtschaftlichen Vergleichen berücksichtigt werden.

HGÜ-Erdkabel sind mittlerweile eine bezahlbare Alternative zur versorgungssicheren Übertragung von Windstrom von der Küste nach Süddeutschland: **Wird Windleistung über HGÜ in den Süden transportiert, so wirkt dies, als wäre die Windenergieeinspeisung im Süden.** Das vorhandene unterlagerte Drehstromnetz wird dadurch nicht beeinflusst. Zudem können HGÜ-Erdkabel „*bei geeigneter Regelung ... verbessernd auf die Stabilität wirken*“ [Brakelmann/Erlich 2010, S. 5/6].

5.3.2 Einzelwirtschaftliche Kosten von 110kV-Erdkabeln optimieren

(1) Mehrkosten von 110kV-Erdkabeln dürfen auf die Netzentgelte umgelegt werden

Ein Neubau ist auf 110kV-Niveau im Regelfall als Erdkabel kostengünstig ausführbar und seit 2011 für den Regelfall auch gesetzlich vorgeschrieben [§ 43h EnWG]; dadurch werden zukünftig lange Gerichtsverfahren mit den Anliegern von 110kV-Freileitungstrassen vermieden (vgl. das spätere Kap. 8.3.1).

Die Mehrkosten einer Ausführung als 110kV-Erdkabel dürfen auf die Netzentgelte umgelegt werden, falls die Mehrkosten 60% oder weniger gegenüber einer Freileitungsausführung betragen [§ 23 Abs. 1 S. 2 Nr. 6 ARegV]. Die Bundesnetzagentur muss diese Mehrkosten also akzeptieren. Problem: Die Kosten des Netzbbaus wie auch die Mehrkosten einer Verkabelung werden gemäß derzeit geltender Rechtslage nur auf

die Netzentgelte des Regionalversorgers umgelegt und erhöhen in dieser Region die Strompreise, ohne dass die Region von der zusätzlichen Windenergieeinspeisung nennenswert profitiert. Zukünftig sollte eine bundesweite Kostenüberwälzung möglich sein, falls der Netzbau für erneuerbare Energien erforderlich ist (vgl. das spätere Kap. 8.4.1(1)).

(2) Anschlussleitungen für erneuerbare Energien kostengünstig als Einfach-Erdkabel bauen

Reine Anschlussleitungen für erneuerbare Energien können im Regelfall deutlich kostengünstiger außerhalb der öffentlichen Energieversorgung gebaut werden in Form eines direkten Anschlusses an das nächstgelegene Höchstspannungsnetz. Es ist dann nicht erforderlich, dass die Leitung als Doppelsystem (n-1)-gesichert ist, was gerade bei Erdkabelauführung die Investitionskosten fast halbiert; damit liegen die Gesamtkosten im Regelfall nicht mehr über den Kosten einer Doppel-Freileitung.

Zudem fällt es den Betreibern des öffentlichen Netzes leichter, einer Verkabelung von 110kV-Hochspannungsleitungen zuzustimmen, falls das Erdkabel eine reine Windanschlussleitung und nicht Teil der öffentlichen Versorgung ist. Bei einer Verkabelung von 110kV-Leitungen im öffentlichen Netz fürchten die Netzbetreiber nämlich, dass dann zukünftig jeder Leitungsneubau verkabelt werden muss. Die Netzbetreiber wollen aus guten Gründen keine 110kV-Leitungen im öffentlichen Netz bauen, die nicht (n-1)-gesichert sind; damit scheiden im Regelfall 110kV-Leitungen mit nur einem System aus.

Falls der Windkraftwerksbetreiber außerhalb des öffentlichen Netzes eine 110kV-Leitung als reine Anschlussleitung zum Höchstspannungsnetz (380 kV) als kostengünstiges Einfachsystem-Erdkabel baut, muss er die Netzanschlusskosten selber tragen [§ 13 Abs. 1 EEG]. Damit wird diese gesamtwirtschaftlich optimale Lösung nicht gewählt.

Deshalb sollten zukünftig alle erforderlichen Leitungskosten in jedem Fall der zuständige Netzbetreiber tragen und überwälzen können, da so gegenüber einem sonst erforderlichen Umbau des öffentlichen Netzes Kosten gespart werden können. Gesetzliche Änderungen bei der Kostentragung und Überwälzbarkeit von 110kV-Windparkanschlüssen sind hierfür erforderlich (u.a. [§§ 9, 13, 14 EEG]).

5.3.3 Investitionskosten von Freileitung, Teilverkabelung und HGÜ-Vollverkabelung – Beispiel für 380 kV

Die Investitionskosten sind stark vom jeweiligen Projekt abhängig. Welche Mehrkosten sich aus einer geeigneten Verkabelung bzw. Verrohrung ergeben, wird von den erforderlichen Umplanungen und technischen Lösungen im Einzelnen abhängen. Es gibt noch wenig großtechnische Erfahrungen mit Zwischenverkabelungen von 380kV-

Leitungen in vermaschten Netzen. Bei der anstehenden Realisierung der neuen Höchstspannungsleitungen für die Übertragung von Offshore-Windenergie wird sich zeigen, ob in besonders schützenswerter Landschaft oder nahe an Siedlungen Teilverkabelungen in **Drehstromtechnik** sinnvoll sind oder ob sinnvoller Weise solche Leitungen nicht besser von vorneherein auf ganzer Länge mit **Gleichstromkabeln** ausgeführt werden müssen.

Im Auftrag von Transpower (Rechtsnachfolger TenneT) wurde Anfang 2010 ein Wirtschaftlichkeitsvergleich unterschiedlicher Übertragungstechniken im Höchstspannungsnetz anhand der geplanten 380kV-Leitung Wahle-Mecklar durchgeführt [Oswald/Hofmann 2010], dessen Ergebnisse hier beispielhaft dargestellt werden sollen:

Die Investitionskosten für die geplante 380kV-Freileitung Wahle-Mecklar wurden für verschiedene Trassenvarianten abgeschätzt. Sie betragen

- ca. 200 Mio. € für die kürzeste und zudem kostengünstigste Freileitung ('FL1B') mit 201 km Länge, also rund **1 Mio. € pro km**,
- rund 250 Mio. € für die teuerste, um 50 km längere Freileitungsvariante ('FL4A'),

jeweils zzgl. ca. 41 Mio. €, falls zwei 110kV-Abgänge gebaut werden [Oswald/Hofmann 2010, Bild 5.2].

Zu den Kosten einer 380kV-Teilverkabelung werden zwar grundlegende Angaben gemacht, aber kein abschließender Kostenvergleich. Eine erste grobe Abschätzung auf der Basis der in [Oswald/Hofmann 2010] gemachten Kostenangaben ergibt:

Für eine 31 km lange Drehstrom-Teilverkabelung (Verkabelungsanteil bezogen auf die Gesamtstrecke ca. 15%) ergeben sich Investitionskosten

- von 107 Mio. € für die technische Mindestlösung mit 2 Systemen a´ 2.500 mm² Querschnitt,
- von mindestens 160 Mio. € für die von Oswald/Hofmann präferierte Lösung mit 2*2 Systemen [Oswald/Hofmann 2010, Tab. 4.4].

Zieht man hiervon jeweils die für die Freileitung eingesparten Investitionskosten von 31 Mio. € (= 31 km * 1 Mio. € pro km) ab, ergeben sich gegenüber einer reinen Freileitungsausführung Mehrkosten von rund 75 Mio. € für die technische Mindestlösung, sonst mindestens von rund 130 Mio. €. Sind für die insgesamt rund 200 km lange Strecke zwei Verkabelungsabschnitte a´ 31 km erforderlich (Verkabelungsanteil 30%), ergeben sich doppelte Mehrkosten von 150 Mio. € bzw. von mindestens 260 Mio. €.

Im Folgenden werden für die Mehrkosten der Teilverkabelung die Mindestkosten der von Oswald/Hofmann präferierten Lösung in Höhe von 130 Mio. € bzw. 260 Mio. € verwendet.

Die HGÜ-Vollverkabelung ist nur rund 182 km lang [Oswald/Hofmann 2010, S. 16] und hat rund 640 Mio. € Investitionskosten,

- davon ca. 285 Mio. € für die reine Leitung, also rund **1,6 Mio. € pro km**,

- zzgl. ca. 355 Mio. € für die beiden Konverter am Anfang und am Ende der Leitung, also rund **2 Mio. € pro km** bei dieser für HGÜ relativ kurzen Strecke.

Hinzu kommen jeweils ca. 170 Mio. €, falls zwei HGÜ/110kV-Abgänge gebaut werden [Oswald/Hofmann 2010, Bild 5.3]. Die 110kV-Abgänge würden bei einer HGÜ-Vollverkabelung wohl nicht gebaut, für ggf. erforderliche Netzverstärkungen würde dann z.B. die bestehende 380kV-Freileitung genutzt.

Oswald/Hofmann gehen von maximal 2,5% Konverterverlusten bei HGÜ aus [Oswald/Hofmann 2010, Bild 4.3], damit werden die jährlichen Verlustkosten bei HGÜ gut doppelt so hoch angenommen wie bei einer reinen Freileitung [Oswald/Hofmann 2010, Bild 5.5].

Bei HGÜ wird in den nächsten Jahren mit Konverterverlusten von 1% und weniger gerechnet [Dena 2010, Abb. 11-21, S. 224; VDE 2010, S. 45]. Falls so niedrige Verluste tatsächlich realisiert werden können, sind die Verlust- und Betriebskosten von Freileitung, Teilverkabelung und HGÜ für die hier untersuchte 380kV-Leitungsplanung Wahle-Mecklar nicht wesentlich unterschiedlich und können deshalb für einen Kostenvergleich außer Betracht bleiben.

Tab. 5.4 gibt einen Vergleich der Investitionskosten für reine Freileitung, Teilverkabelung und HGÜ-Vollverkabelung.

Tab. 5.4 : Investitionskosten von Erdkabeln versus Freileitung

Beispiele für die geplante Höchstspannungsleitung Wahle-Mecklar	Länge [km]	Investitionskosten		
		[Mio. €]	bezogen auf Teilverkabelung	[Mio. €/km]
(1) 380kV-Freileitung				
(1.1) minimal	201	200	43%	1,0
(1.2) Durchschnitt	225	225	49%	1,0
(1.3) maximal	250	250	54%	1,0
(2) 380kV-Teilverkabelung				
(2.1) Erdkabelanteil 15%	201	330	72%	1,6
(2.2) Erdkabelanteil 31%	201	460	100%	2,3
(2.3) Erdkabelanteil 46%	201	590	128%	2,9
(3) HGÜ-Vollverkabelung				
(3.1) Gesamt	182	640	139%	3,5
(3.2) davon Leitung	182	285		1,6
(3.3) davon Konverter		355		2,0
(4) zum Vergleich: HGÜ-Vollverkabelung bei 400 km Länge				
(4.1) Gesamt	400	981	unter Berücksichtigung der größeren Länge	2,5
(4.2) davon Leitung	400	626		1,6
(4.3) davon Konverter		355		0,9

Quellen: [Oswald/Hofmann 2010, Tab. 4.4], für Teilverkabelung darauf gestützte eigene Berechnungen.

Die Ergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Die reinen Leitungskosten einer HGÜ-Erdkabelverbindung sind mit 1,6 Mio. € pro km (Tab. 5.4, Z. 3.2) niedriger als die Leitungskosten einer 380kV-Teilverkabelung mit rund 30% Erdkabelanteil, die rund 2,3 Mio. € betragen (Tab. 5.4, Z. 2.2). Zudem ist eine Erdkabellösung im Regelfall deutlich kürzer als eine Freileitungslösung, da Freileitungen Wohnsiedlungen großräumig umgehen müssen.
- Hinzu kommen allerdings bei HGÜ Kosten für die beiden Wechselstrom-Gleichstrom-Konverterstationen am Anfang und am Ende der HGÜ-Leitung von insgesamt 355 Mio. € (Tab. 5.4, Z. 3.3). Offshore-Netzanschlüsse, die ohnehin als HGÜ ausgeführt werden, sollten deshalb unbedingt als HGÜ weiter nach Süden geführt werden, da die Kosten der Konverter dann nur einmal anfallen.
- Selbst bei der hier sehr kurzen Leitungslänge von 182 km ist eine HGÜ-Vollverkabelung mit insgesamt 640 Mio. € (Tab. 5.4, Z. 3.1) nur rund 40% teurer als eine 380kV-Teilverkabelung (mit knapp einem Drittel Erdkabelanteil), die 460 Mio. € kostet (Tab. 5.4, Z. 2.2).

Schon bei einer Länge von 400 km sind die Investitionskosten einer HGÜ-Vollverkabelung mit 2,5 Mio. € pro km (Tab. 5.4, Z. 4.1) nicht mehr nennenswert höher als die einer Teilverkabelung mit 380kV-Drehstromtechnologie, die 2,3 Mio. € pro km betragen (Tab. 5.4, Z. 2.2).

Fazit: HGÜ-Erdkabel entwickeln sich mittlerweile zu einer bezahlbaren Alternative für die versorgungssichere Übertragung von Windstrom von der norddeutschen Küste nach Süddeutschland. Es zeigt sich, dass eine Vollverkabelung mit Höchstspannung-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) ab ca. 400 km nicht nur technisch, sondern auch wirtschaftlich einer Teilverkabelung deutlich überlegen ist, falls die von den HGÜ-Anbietern gemachten Kostenangaben tatsächlich realisiert werden können.