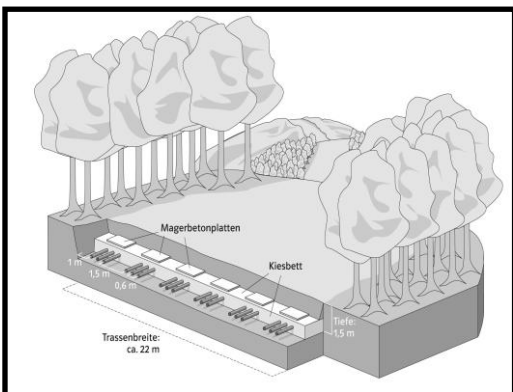


Fakten zum Netzausbau



- ⇒ Hochspannungsfreileitungen
- ⇒ VPE-Hochspannungsdrehstromkabel (Nexans)



- ⇒ Gasisolierte Rohrleitung – GIL (Siemens)
- ⇒ Gleichstromkabelsystem HVDC Light® (ABB)

Fakten zu 380 kV-Freileitungen und alternativen Kabelsystemen

Gemeinsam mit Vertretern von E.ON-Netz, MU, ML, MWK, MW (Planfeststellungsbehörde) und Prof. Oswald (Uni Hannover) wurden 2007 verschiedene Gespräche mit Kabelherstellern geführt.

Die Ergebnisse der Gespräche wurden unter Einbeziehung der ForWind-Studie (Prof. Oswald) in die nachfolgende Struktur eingearbeitet, um eine bessere Übersichtlichkeit und Vergleichbarkeit zu gewährleisten.

Folgende Themen wurden bei den einzelnen Techniken abgefragt:

- Stand der Technik
- Netzstabilität
- Übertragungsverluste
- Nutzungsdauer
- Einsatzmöglichkeiten
- Bauzeit und Bautechnik
- Zuverlässigkeit
- Verfügbarkeit
- Forschungsbedarf
- Elektromagnetische Wirkung
- Flächenbelastung
- Ökologische Auswirkungen
- Landschaftsbildbeeinträchtigung
- Investitionskosten
- Betriebskosten
- Kostensenkungspotenzial

Inhalt:

1	Fakten zu den 380-kV-Freileitungssystemen.....	3
2	Fakten zu den VPE-Kabellösungen (Drehstrom).....	5
3	Fakten zur Gasisolierten Rohrleitung (GIL) von Siemens	8
4	Fakten zum Gleichstromsystem HVDC Light® (ABB).....	11

1 Fakten zu den 380-kV-Freileitungssystemen

1.1 Technische Eigenschaften

- **Stand der Technik**

Freileitungen sind der eigentliche Standard im europäischen Verbundnetz und weisen eine gesamte Trassenlänge von etwa 110.000 km auf (380-kV-Bereich). Für 3000 MW Übertragungsleistung benötigt man 6 an Masten aufgehängte Stahl-Aluminium-Seile.

- **Netzstabilität**

Die Anforderungen an den Netzbetrieb werden erfüllt.

- **Übertragungsverluste**

Die Stromverluste einer Freileitung können dreimal so hoch sein wie bei einem erdverlegten System. Bei einem Dauerstrom von 2000 A beträgt der Verlust etwa 360 kW pro km (1 Stromkreis). Bei einer 60 km langen Freileitung können 260 Mio. kWh pro Jahr an Verlusten entstehen.

- **Nutzungsdauer**

Die Nutzungsdauer liegt bei 80 Jahren, wenn die Seile zwischendurch einmal ausgetauscht werden.

- **Einsatzmöglichkeiten**

Außerhalb der Städte werden Freileitungen überall an Land eingesetzt.

- **Bauzeit und Bautechnik**

Die Aufstellung eines Gittermastes dauert in der Regel nicht länger als einen Tag, wenn das Fundament gesetzt ist. Die Gittermasten werden durchschnittlich in einem Abstand von 375 m aufgestellt. Die Seile werden in einer Länge von etwa 3000 m geliefert.

- **Zuverlässigkeit**

Unproblematisch. Die meisten Störungen werden durch kurzzeitiges Abschalten ohne Beeinträchtigung der Versorgung beseitigt.

- **Verfügbarkeit**

In großen Mengen lieferbar

- **Forschungsbedarf**

Kein Forschungsbedarf erkennbar. Die Technik ist grundsätzlich ausgereift.

1.2 Auswirkungen auf die Umwelt und die Menschen

- **Elektromagnetische Wirkung**

Der Schutz der Bevölkerung und insbesondere der Nachbarschaft vor elektromagnetischer Strahlung ist auf Grundlage des Bundesimmissionsschutzgesetzes in der zugehörigen 26. Verordnung geregelt. Die für diesen Bereich anzusetzenden Grenzwerte sind 100 μT (Mikro-Tesla) für das magnetische Feld und 5 kV/m für das elektrische Feld. In der Regel werden 40 m von der Trassenmitte Werte von 1 μT und 1 kV/m nicht überschritten. Der zivilisatorische Hintergrund in Häusern liegt in der Größenordnung von 0,1 μT .

- **Flächenbelastung**

Für eine Übertragung von 3000 MW werden 50 m hohe Gittermaste mit einer Breite von 31 m eingesetzt. Mit Sicherheitsstreifen entsteht eine Trassenbreite von 70 m.

- **Ökologische Auswirkungen**

Die mögliche Störung des Vogelflugs wird im Rahmen der Umweltverträglichkeitsprüfung naturschutzfachlich bewertet und kann dazu führen, dass ein anderer Trassenverlauf erforderlich wird.

- **Landschaftsbildbeeinträchtigung**

Die visuelle Wirkung der Hochspannungsmasten wird sehr unterschiedlich beurteilt. Rechtliche Vorgaben gibt es hier im Bereich des Denkmal- und Naturschutzes.

1.3 Wirtschaftlichkeit

- **Investitionskosten**

Für eine 3000 MW-Freileitung werden etwa 1,2 Mio. Euro pro km gerechnet.

- **Betriebskosten**

Die Betriebskosten betragen ohne Einbezug der Leitungsverluste 3000 Euro pro Kilometer und Jahr. Die Kosten für die Stromverluste können maximal 153.000 Euro pro Kilometer und Jahr betragen (abhängig von der tatsächlichen Übertragungsleistung).

- **Kostensenkungspotenzial**

Es sind keine produktionstechnischen Möglichkeiten zur weiteren Senkung der Kosten bekannt.

2 Fakten zu den VPE-Kabellösungen (Drehstrom)

2.1 Technische Eigenschaften

● Stand der Technik

Die Kabel mit „vernetzter Polyethylen-Isolierung (VPE)“ sind eine Weiterentwicklung der seit fast 80 Jahren genutzten Öl- bzw. Ölpapierkabel. Im Juni 2000 wurde ein 5,4 km langes 400-kV-System in einem Tunnel mit einer Übertragungsleistung von 1100 MW in Berlin in Betrieb genommen. Kabelprojekte mit 400 kV finden sich außerdem z.B. in Madrid, London, Rotterdam, Wien und Mailand. Die Übertragungskapazität kann durch die Anzahl der Kabel beliebig erhöht werden. Für 3000 MW benötigt man 3 Systeme aus je 3 Einleiterkabeln (mit einem Querschnitt von 2500 mm²).

● Netzstabilität

Erdkabel verhalten sich im Netz anders als die Freileitungen. Das muss durch eine besondere Technik ausgeglichen werden (Blindleistungskompensation und Anpassung der Impedanz). Die Einflüsse einer (Teil-) Verkabelung auf das Netz müssen im Vorfeld im Detail analysiert werden. Große leistungsstarke Netze sind u. U. alle 30 bis 40 km des Kabelsystems zu kompensieren. Sehr schwache Netze sind an den Kabelschaltungen alle 5 bis 10 km zu kompensieren.

● Übertragungsverluste

Die Übertragungsstromverluste im Kabel sind um mindestens 50% geringer als bei der Freileitung, weil Kabel aus thermischen Gründen einen größeren Querschnitt aufweisen müssen.

● Nutzungsdauer

Die Nutzungsdauer von Hochspannungs-Erdkabeln wird auf mindestens 40 Jahre geschätzt (Keine Langzeiterfahrung).

● Einsatzmöglichkeiten

VPE-Kabel werden heute besonders in Ballungsgebieten eingesetzt. Grundsätzlich ist aber auch der Einsatz in ländlichen Regionen möglich. Auf Grund des örtlichen Widerstands wurden beispielsweise Teilverkabelungen in folgenden Gebieten durchgeführt:

- 10% der 140 km langen Hochspannungsleitung zwischen Aarhus und Aalborg (Dänemark) wurden verkabelt und 2004 in Betrieb genommen.
- 5,7 km der 75 km langen Hochspannungsleitung zwischen Middlesbrough und York (Großbritannien) wurden verkabelt und 2003 in Betrieb genommen.
- 8 km der 32 km langen Hochspannungsleitung zwischen Turbigo und Rho (Italien) wurden verkabelt und 2006 in Betrieb genommen.

● Bauzeit und Bautechnik

Die Bauzeit hängt im Wesentlichen vom Untergrundmaterial und den erforderlichen Tiefbauarbeiten ab. Das Unterqueren von Straßen und von besonders geschützten Gebieten geschieht durch aufwändige Verfahren (Bohrung oder Dükerung).

● Zuverlässigkeit

Einmal verlegt, sind Erdkabel grundsätzlich wartungsfrei. Nur externe Einflüsse könnten das Kabel beschädigen. Im günstigen Fall, bei dem der Netzbetreiber Ersatzkabel und Muffen vorrätig hat, muss von einer Reparaturzeit von einem Monat ausgegangen werden. Eine neuere Studie von Eurelectric zeigt, dass Kabel deut-

lich seltener als Freileitungen beschädigt werden - insbesondere, weil Erdkabel weniger für ungünstige Witterung anfällig sind.

● **Verfügbarkeit**

In den Jahren 2004 und 2005 wurden weltweit 12 Systeme (400 kV) installiert. Die Verfügbarkeit hängt wesentlich von der Entwicklung der internationalen Nachfrage und den Produktionskapazitäten ab. Die Kabelhersteller haben in der Vergangenheit ihre Produktionskapazitäten im Höchstspannungsbereich reduziert. Derzeit übersteigt die weltweite Nachfrage die Herstellerkapazitäten. Da Kabelsysteme besonders auch im Offshore-Bereich verstärkt zum Einsatz kommen, ist hier mit anhaltenden Kapazitätsproblemen zu rechnen.

● **Forschungsbedarf**

Kein Forschungsbedarf erkennbar. Die Technik ist grundsätzlich ausgereift.

2.2 Auswirkungen auf die Umwelt und die Menschen

● **Elektromagnetische Wirkung**

Ein elektrisches Feld entsteht nur zwischen Leiter und dem Schirm. Das magnetische Feld schwächt sich mit der Entfernung schneller ab als bei Freileitungen. Das Magnetfeld eines Erdkabels ist im Abstand von 1 Meter über dem Boden höher als direkt unter einer entsprechenden Freileitung. Jedoch fällt das Feld schnell zur Seite des Kabels hin ab, und schon 2 Meter von der Mittellinie des Kabels entfernt beträgt es weniger als 1 Mikrottesla. Das magnetische Feld unmittelbar über dem Kabel kann durch bauliche Maßnahmen abgeschirmt werden. Dies ist dann erforderlich, wenn sich z.B. ein Wohnhaus unmittelbar über dem Kabelschacht befindet. Die Abschirmung kann durch Verlegung „amagnetischer“ Stahlplatten erreicht werden.

● **Flächenbelastung**

Für eine Übertragung von 3000 MW (= 9 Einleiterkabel) sind drei jeweils 1 m breite Gräben im Abstand von 5 m erforderlich. Dadurch wird eine etwa 20 m breite Trasse notwendig sein. In der Bauzeit wird eine zusätzliche Fläche genutzt, um den Bodenaushub von 4,5 m³ pro Meter abzulagern und die schweren Kabel in Magerbeton einzubauen. Die Kabel sind maximal 900 m lang. Eine Kabeltrommel wiegt ca. 40 t, so dass ein ausreichend tragfähiger Untergrund (eventuell eine Baustraße) erforderlich ist, um die schweren Maschinen einsetzen zu können.

● **Ökologische Auswirkungen**

Eine Bodenaustrocknung im Nahbereich ist durch die Wärmeabstrahlung möglich. Man schätzt, dass sich die Oberfläche direkt über dem Kabelgraben unter extremen Einsatzbedingungen um ca. 2 °C erwärmen kann. Der Kabeleinbau erfordert erhebliche Eingriffe in den Naturhaushalt, da der Baustellenbereich bis zu 30 Meter breit sein muss. Die Kabel sind in speziellem Verlegematerial zu verlegen und zusätzlich durch Abdeckungen zu schützen. Die Trasse ist dauerhaft zu unterhalten und von tiefwurzelndem Bewuchs freizuhalten. Bei hohem Grundwasserstand sind Spundwände zu setzen und der Baubereich zu entwässern. Nach Beendigung der Bauarbeiten ist im Trassenbereich der ursprüngliche ökologische Zustand nicht wieder herstellbar.

● **Landschaftsbildbeeinträchtigung**

Erdkabel müssen jederzeit zugänglich bleiben. Der Verlegebereich muss frei bleiben von tief wurzelndem Bewuchs. Eine Erdkabel-Trasse ist also grundsätzlich noch wahrnehmbar und würde in einem Waldgebiet auch zu einer optischen Zerschneidung des Landschaftsbilds führen. In Feldern, Wiesen und offenen, weiten Landschaften hinge-

gen wird der Verlauf der Kabeltrasse schon ein Jahr nach Beendigung der Arbeiten nicht mehr sichtbar sein.

2.3 Wirtschaftlichkeit

● Investitionskosten

Abhängig von der gewählten technischen Ausstattung sowie der Bodenbeschaffenheit, sind die Installationskosten um den Faktor 4 bis 10 höher als für die Errichtung einer vergleichbaren Freileitung. Die Verlegekosten machen etwa 40% der Gesamtkosten aus. Jüngste Studien zeigen, dass je nach Einzelfall die Kostenunterschiede über die Lebensdauer der Kabel bzw. Freileitungen hinweg bis auf einen Faktor des zwei – bis fünffachen fallen können.

● Betriebskosten

Die Wartungskosten sind etwa um die Hälfte geringer als bei einer Freileitung und betragen etwa 1000 Euro pro Kilometer und Jahr. Die Stromverlustkosten können - abhängig von der tatsächlichen Übertragungsleistung – bis zu 68.000 Euro pro Kilometer und Jahr betragen und liegen damit erheblich niedriger als bei Freileitungen.

● Kostensenkungspotenzial bei der Kabelherstellung

Gering, da die Kabelkosten durch den börsennotierten Rohstoffpreis und nicht durch die Fortschritte bei der Automatisierung der Herstellung entstehen.

3 Fakten zur Gasisolierten Rohrleitung (GIL) von Siemens

3.1 Technische Eigenschaften

● Stand der Technik

Ein GIL-System ähnelt einer Pipeline mit Innenleiter, die mit einem Gasgemisch (80% Stickstoff und 20% SF₆, 7 bar Druck) als Isoliermedium gefüllt ist. Je System kommen 3 parallel angeordnete Rohre mit einem Durchmesser von ca. 50 cm und einer Lieferlänge von 11m – 14m zum Einsatz. Mehrere Rohre werden in einem staubfreien Montagezelt gasdicht zu einem Rohrstrang aneinander geschweißt. Zur Übertragung einer Leistung von 3000 MVA wird, wie bei einer Freileitung, ein Doppelsystem benötigt, das aus 2 x 3 Rohrsträngen besteht. Bislang hat Siemens etwa 35 km Systemlänge gebaut.

● Netzstabilität

Die Anforderungen des Netzbetriebs werden ausnahmslos erfüllt und zum Teil übertroffen.

● Übertragungsverluste

Die Übertragungsverluste sind bei einer GIL grundsätzlich geringer als bei einer Freileitung (-65%) und betragen bei einem Dauerstrom von 2000 A etwa 130 kW pro Kilometer. Bei einem 54 km langen System können damit die Verluste bis max. 61,5 Mio. kWh pro Jahr betragen.

● Nutzungsdauer

Die Nutzungsdauer wird in Anlehnung an die Erfahrungen mit Gasisolierten-Schaltanlagen und den bisher ausgeführten GIL-Systemen auf mindestens 50 Jahre geschätzt. Im Kraftwerk Wehr ist seit 1974 ein GIL-System störungsfrei im Betrieb. Für Erdverlegung liegen allerdings noch keine Langzeiterfahrungen vor.

● Einsatzmöglichkeiten

Das GIL-System wird heute besonders in Ballungsgebieten eingesetzt. Grundsätzlich ist aber auch der Einsatz in ländlichen Regionen möglich. Unter einer Autobahn ist der Bau wegen Vibrationen zwar nicht möglich, die GIL könnte aber parallel zu Autobahnen, ggf. auch im Mittelstreifen geführt werden. Die Unterquerung von Brücken ist grundsätzlich möglich, muss aber im Einzelfall geprüft werden.

● Bauzeit und Bautechnik

Die Bauzeit hängt im Wesentlichen vom Untergrundmaterial und den erforderlichen Tiefbauarbeiten ab. Das Unterqueren von Straßen, Flüssen, Wegen und von besonders geschützten Gebieten erfolgt mit Hilfe von Dükern oder in einer Tunnelbauweise. Die 11 bis 14 m langen Rohre werden vor Ort gasdicht verschweißt. Nach 1200 m ist jeweils ein ebenerdiges Schachtbauwerk erforderlich, das bei 2 Systemen etwa 12x4x3 m groß ist.

● Zuverlässigkeit

Störungen treten grundsätzlich seltener auf als bei Freileitungen (Siemens erwartet, dass diese ca. 10 x seltener auftreten als bei Freileitungen). Dafür sind aber die Reparaturzeiten länger, was zu einer längeren Aufrechterhaltung der Notversorgung bei einem nicht redundanten System (bei 400 kV eher selten) führen kann.

- **Verfügbarkeit**

Die Verfügbarkeit hängt wesentlich von der Entwicklung der internationalen Nachfrage und den Produktionskapazitäten ab. Gegenwärtig kann Siemens pro Jahr etwa 20 km GIL-Systeme (Doppelsystem) bauen.

- **Forschungsbedarf**

Kein Forschungsbedarf erkennbar. Die Technik ist grundsätzlich ausgereift und wurde von einem unabhängigen Institut (IPH Berlin) gemäß praxisnaher Vorgaben deutscher EVU's (BEWAG/Vattenfall, PreussenElektra /e.on, RWE) erfolgreich geprüft.

3.2 Auswirkungen auf die Umwelt und die Menschen

- **Elektromagnetische Wirkung**

Ein elektrisches Feld entsteht nur zwischen dem Innenleiter und dem Mantelrohr. Ein magnetisches Feld tritt nach Außen hin praktisch nicht in Erscheinung, so dass die Gefährdung, im Gegensatz zu Kabeln und Freileitungen, durch elektromagnetische Felder völlig ausgeschlossen werden kann.

- **Flächenbelastung**

Für eine Übertragung von 3000 MW (= 6 Rohre Doppelsystem) ist eine Grube von 10 Meter Breite erforderlich. In der Bauzeit wird eine max. 30 Meter breite Trasse zur Zwischenlagerung des Aushubs notwendig.

- **Ökologische Auswirkungen**

Das Rohrsystem und die Schachtbauwerke können Rückwirkungen auf die Grundwasserführung haben. Eine landwirtschaftliche Flächennutzung oder eine Aufforstung mit flach wurzelnden Pflanzen ist problemlos möglich.

- **Landschaftsbildbeeinträchtigung**

Die ebenerdigen Schachtbauwerke (alle 1200m) müssen - wenn auch für einen äußerst seltenen Bedarf - zugänglich bleiben. Der Verlegebereich kann wie bei Freileitungen genutzt und gestaltet werden.

3.3 Wirtschaftlichkeit

- **Investitionskosten**

Für ein 3000 MW GIL-Projekt (2 Systeme) werden etwa 8,8 Mio. Euro pro km gerechnet. Die Investitionskosten sind maßgeblich von der Streckenführung abhängig. Kürzere Trassenverläufe als bei Freileitungen (Umgehung von Ortschaften) sind vorstellbar.

- **Betriebskosten**

Deutlich geringer als bei einer Freileitung, da die Übertragungsverluste wesentlich geringer ausfallen. Ohne Einbezug der Übertragungsverluste betragen die Betriebskosten 1200 Euro pro Kilometer und Jahr.

Beim Vergleich einer Freileitung mit einer GIL sind mit der GIL Einsparungen von 4,6 Mio. Euro pro Jahr möglich (auf heutiger Kostenbasis und bei Berücksichtigung der Übertragungsverluste bei einer Strecke von 54 km). Die Kosten für die Stromverluste können maximal 54.000 Euro pro Kilometer und Jahr betragen (Abhängig von der tatsächlichen Übertragungsleistung).

- **Kostensenkungspotential**

Gering, da die Hauptkosten durch den börsennotierten Materialpreis und nicht durch die Fortschritte bei der Automatisierung der Herstellung entstehen.

4 Fakten zum Gleichstromsystem HVDC Light[®] (ABB)

4.1 Technische Eigenschaften

● Stand der Technik

Die Entwicklung der so genannten HVDC-Light-Technik begann bei ABB 1997 mit einer Leistung von 3 MW. Diese „selbstgeführte Hochspannungsgleichstromübertragung“ ist heute schon mit einer Übertragungsleistung von 1100 MW als 300-kV-Systeme lieferbar. Diese Technik kann neben der Netzanbindung für Offshore-Windparks auch als Alternative zur Freileitung eingesetzt werden. In Australien wurde ein 180 km langes HVDC-Light-System (150 kV / 220 MW) installiert. Das größte derzeit in Betrieb befindliche System hat eine Bemessungsleistung von 350 MW bei einer Gleichspannung von 150 kV. In Schweden (Southlink) befindet sich ein 320 kV-Projekt über eine Entfernung von 400 km in einer Prüfphase, um bis zu 1000 MW zu übertragen. Die Verlegung soll dabei zu 97% neben vorhandenen Straßen erfolgen. Die Kosten sollen zwischen 200 und 300 Mio. Euro liegen. Damit liegen die Kosten der HVDC Light Verbindung für dieses Projekt in derselben Größenordnung wie eine vergleichbare Freileitungs-Drehstrom-Übertragung. In Holland (Randstadt) ist ein 2200 MW-Projekt mit 2 Systemen über eine Entfernung von 65 km in der Diskussion. Die Kosten würden bei dieser kurzen Entfernung das 4-Fache einer Freileitungslösung betragen.

● Netzstabilität

Die Anforderungen an den Netzbetrieb werden erfüllt. Das HVDC-Light-System basiert auf Leistungselektronik, produziert Blindleistung nach Wunsch und ist voll steuerbar. Die gleichzeitige Nutzung beider Regelungen kann darüber hinaus zur Erhöhung der Übertragungsfähigkeit paralleler Leitungen genutzt werden. Während eines Fehlers im Netz kann HVDC Light wirkungsvoll zur Spannungs- und Frequenzstützung eingesetzt werden. HGÜ-Leitungen werden in der Regel als Punkt-zu-Punkt-Verbindungen eingesetzt, wobei der Aufbau eines DC-Netzes mit mehreren Umrichterstationen mit der selbstgeführten HGÜ ebenfalls realisierbar ist.

● Übertragungsverluste

Die Verluste einer HVDC-Light-Übertragung setzen sich aus den Verlusten des Gleichstromkabels und der Umrichterstationen zusammen. Die Verluste des Kabels sind grundsätzlich geringer als bei der Freileitung. Ein typischer Wert für ein 1.100-MW-HVDC-Light-System mit 200 km Übertragungsstrecke kann mit etwa 5 % angegeben werden.

● Nutzungsdauer

Die Nutzungsdauer wird ähnlich wie bei der klassischen HGÜ auf 30 bis 40 Jahre geschätzt.

● Einsatzmöglichkeiten

Der Einsatz von HVDC-Light-Systemen ist sinnvoll bei Anwendungen, bei denen kein stabiles Netz vorhanden ist, wie z.B. der Anschluss von Offshore-Windparks oder Ölplattformen. Innerhalb von Drehstromnetzen werden HVDC-Light-Lösungen bei der Überbrückung größerer Entfernungen (ab ca. 150 km) interessant.

● **Bauzeit und Bautechnik**

Die Bauzeit hängt im Wesentlichen vom Untergrundmaterial und den erforderlichen Tiefbauarbeiten ab. Eine 330-MW-Übertragung in den USA mit 40 km Seekabel wurde z. B. in weniger als zwei Jahren realisiert, ebenso die 350-MW-Verbindung Estlink zwischen Finnland und Estland mit rund 70 km See- und 30 km Landkabel. Das Unterqueren von Straßen und von besonders geschützten Gebieten geschieht durch aufwendige Verfahren (Bohrung oder Dükerung).

● **Zuverlässigkeit**

Die Ausfallhäufigkeiten von Erdkabeln und Freileitungen sind etwa identisch. Ein HVDC-Light-Landkabel kann innerhalb spätestens einer Woche repariert werden, wenn Teile des Kabels zu ersetzen sind. Sind Ersatzkabel und Ersatzmuffen vorrätig, so reduziert sich die Reparaturzeit auf maximal 4 Tage. Der Ersatz von Muffen kann innerhalb von einem Tag realisiert werden.

● **Verfügbarkeit**

Die Verfügbarkeit hängt wesentlich von der Entwicklung der internationalen Nachfrage und den Produktionskapazitäten ab (Konkrete Angaben liegen hier bislang nicht vor).

● **Forschungsbedarf**

Forschungsbedarf besteht hinsichtlich höherer Spannung für die VPE-Gleichstromkabel und höherer Leistung für die Stromrichtermodule. Die Weiterentwicklung dieser Technik sollte wissenschaftlich begleitet werden. Der optimale Standort einer HVDC-Light-Übertragung im vermaschten elektrischen Netz sollte in einer Netzstudie untersucht werden.

4.2 Auswirkungen auf die Umwelt und die Menschen

● **Elektromagnetische Wirkung**

Gleichspannungskabel besitzen praktisch kein elektromagnetisches Feld. Im Gegensatz zu Freileitungen und auch zu Drehstromkabeln gibt es kein veränderliches magnetisches Feld, sondern lediglich ein statisches Feld, welches deutlich kleiner ist als das Erdmagnetfeld. Auch das magnetische Feld der Umrichterstationen weist gegenüber den gültigen Grenzwerten einen deutlich geringeren Wert auf.

● **Flächenbelastung**

Für eine Übertragung von 3300 MW sind 3 HVDC-Light-Systeme mit jeweils 1100 MW erforderlich. Jedes System besteht aus zwei Kabeln mit einem Durchmesser von 12 cm. Bei der Verlegung dieser 6 Kabel ist eine Trasse von ca. 12 Meter Breite erforderlich. In der Bauzeit wird eine mindestens 30 Meter breite Trasse notwendig. Die Umrichterstationen für ein 1100 MW System können in einem Gebäude von 60 mal 30 Metern untergebracht werden, zusätzlich werden Freiluftanlagen mit einem ähnlichen Flächenbedarf benötigt.

● **Ökologische Auswirkungen**

Eine Bodenaustrocknung im Nahbereich kann durch die Dimensionierung des Systems vermieden werden. Der Kabeleinbau bedeutet in der Regel einen nicht unerheblichen Eingriff in den Naturhaushalt, da der Baustellenbereich bis zu 30 Meter breit sein muss. Die Kabel sind in speziellem Verlegematerial zu verlegen und zusätzlich durch Abdeckungen zu schützen. Die Trasse ist dauerhaft zu unterhalten und von tief wurzelndem Bewuchs freizuhalten. Bei hohem Grundwasserstand sind Spundwände zu setzen und der Baubereich zu entwässern. Der Kabeleinbau kann allerdings bei einfachen Bodenverhältnissen mit einem Platz sparenden Kabelpflug vorgenommen werden.

- **Landschaftsbildbeeinträchtigung**

Erdkabel müssen jederzeit zugänglich bleiben. Der Verlegebereich muss frei bleiben von tief wurzelndem Bewuchs. Eine Erdkabel-Trasse ist also grundsätzlich noch wahrnehmbar und würde in einem Waldgebiet auch zu einer optischen Zerschneidung des Landschaftsbilds führen.

4.3 Wirtschaftlichkeit

- **Investitionskosten**

Für ein 3000 MW Projekt werden etwa 4 Mio. Euro pro km gerechnet. ABB schätzt, dass das HVDC-Light-System gegenüber der Freileitung ab einer Länge von über 150 km wirtschaftlich sein könnte, wobei die Wirtschaftlichkeit vor allem stark von den projektspezifischen Kabelverlegungskosten abhängt.

- **Betriebskosten**

Jährlicher Wartungsaufwand ergibt sich bei den Erdkabeln faktisch keiner, bei den Umrichterstationen in geringem Umfang. Die Wartungskosten sind dadurch etwa um die Hälfte geringer als bei einer Freileitung. Die Verlustkosten sind auf Grund der Stromrichterverluste bei kleinen Übertragungslängen minimal höher als bei der Drehstromkabeltechnik.

- **Kostensenkungspotenzial**

Kostensenkungspotenziale für das Kabel selbst sind gering, da die Hauptkosten durch den börsennotierten Materialpreis und nicht durch die Fortschritte bei der Automatisierung der Herstellung entstehen. Ein erhebliches Potential besteht dagegen bei den Verfahren zur Kabelverlegung. Das Kostensenkungspotenzial für die Stromrichterstationen ist abhängig von den Forschungsergebnissen auf diesem Gebiet.