



# Stellungnahme

Univ.-Prof. Dr.-Ing. habil. L. Hofmann

Institut für Elektrische Energiesysteme

Leibniz Universität Hannover

auf Einladung des Ausschusses für Wirtschaft und Energie für die öffentliche  
Anhörung am 14.10.2015 zu den Vorlagen:

Gesetzentwurf der Bundesregierung  
Entwurf eines Gesetzes zur Änderung von Bestimmungen  
des Rechts des Energieleitungsbaus  
BT-Drs. 18/4655

und

Unterrichtung durch die Bundesregierung  
Entwurf eines Gesetzes zur Änderung von Bestimmungen  
des Rechts des Energieleitungsbaus  
- Drucksache 18/4655 -

Stellungnahme des Bundesrates und Gegenäußerung der  
Bundesregierung  
BT-Drs. 18/5581

Stadtbahnlinie 4 und 5  
Haltestelle Schneiderberg

Bankverbindung:  
Nord/LB Hannover  
DE71 2505 000 0101 4270 60  
BIC: NOLADE2HXXX

Steuer-Nr.: 2520226433  
UstID: DE 811 245 527

Hannover, den 09. Oktober 2015

# Drehstrom- oder Gleichstromübertragung mit Freileitungen und Kabeln

## 1 Einleitung

Diese Stellungnahme beschränkt sich ausschließlich auf einen technischen und wirtschaftlichen Vergleich der Hochspannungs-Drehstrom- und Hochspannungs-Gleichstromübertragung mit Freileitungen, Kabeln oder Freileitungen mit Zwischenverkabelungen. Aspekte, die die Auswirkungen auf die Umwelt (u. a. Mensch, Flora, Fauna, Ökologie) betreffen, und die Akzeptanzproblematik, unter der hier u. a. soziale Aspekte, rechtliche Fragen, Genehmigungsverfahren, Informationsbedarf subsummiert werden, werden nicht behandelt.

Eine Ausbauentcheidung im elektrischen Energieversorgungsnetz, insbesondere im Übertragungsnetz, sollte die technischen und auch die wirtschaftlichen sowie umweltrelevanten Aspekte ausreichend und ausgewogen berücksichtigen. Dabei hat sich in der Vergangenheit gezeigt, dass auch die Akzeptanz einer Ausbauvariante u. a. Einfluss auf die Verfahrensdauer haben kann und damit ebenfalls angemessen gewürdigt werden sollte (**Bild 1**).

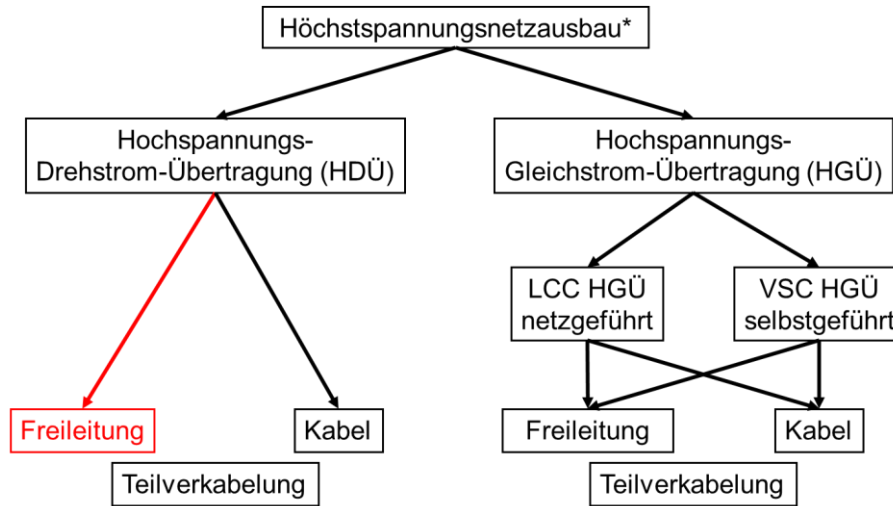
<p><b>Versorgungszuverlässigkeit</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• ausreichende Übertragungskapazität, (n-1)-Sicherheit</li> <li>• Betriebsverhalten</li> <li>• Verhalten im Fehlerfall</li> <li>• elektrisches, mechanisches und thermisches Verhalten</li> </ul>	<p><b>Wirtschaftlichkeit</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Investitionskosten</li> <li>• Betriebskosten (Verlustkosten, Wartungskosten)</li> <li>• sonstige Kosten (z. B. Reparaturkosten)</li> </ul>
<p><b>Umweltverträglichkeit</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Flora, Fauna, Habitat</li> <li>• Landschaftseingriff</li> <li>• Wasserhaushalt</li> <li>• elektromagnetische Felder</li> <li>• Geräusentwicklung</li> </ul>	<p><b>Akzeptanz</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Planungsverfahren (Notwendigkeit, Mitsprache, Transparenz)</li> <li>• Informationsbedarf der Bevölkerung</li> <li>• Verfahrensdauer</li> <li>• Landschaftsbild, Immobilien- und Grundstückswerte</li> <li>• Ausgleichsmaßnahmen</li> </ul>

**Bild 1** Auswahl von Rahmenbedingungen für den Höchstspannungs-Netzausbau

## 2 Stromübertragungssysteme und ihre Einsatzgebiete

Große Mengen elektrischer Energie, wie sie im Rahmen des deutschen und europäischen Stromhandels im Übertragungsnetz (380- und 220-kV-Netzspannungsebene) ausgetauscht werden oder durch große Kraftwerke und Wind- und Photovoltaik-Parks eingespeist werden, können grundsätzlich mit der Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ) oder Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) großräumig in die Verbrauchszentren abtransportiert werden (siehe **Bild 2**).

Die Leitungsausführung als HGÜ ist entweder in Form der klassischen HGÜ mit Gleichstrom-Zwischenkreis (Line Commutated Converter (LCC)) oder in Form der selbstgeführten Voltage Source Converter (VSC) HGÜ mit Gleichspannungs-Zwischenkreis möglich, wobei für die Netzausbaumaßnahmen heute vornehmlich nur noch die VSC-HGÜ aufgrund ihrer günstigeren Übertragungseigenschaften (s. u.) für eine HGÜ in Betracht gezogen wird.

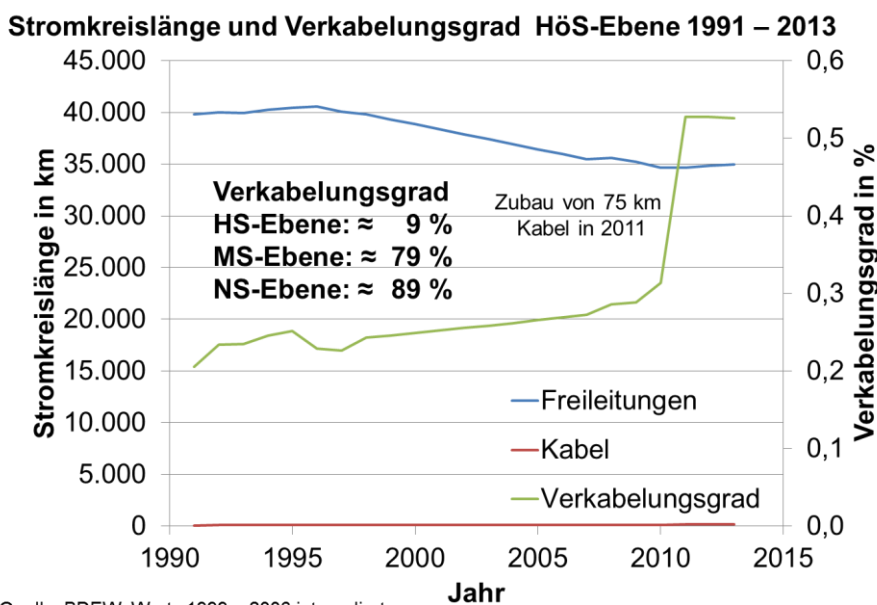


\*Netzausbau mit Gasisolierter Übertragungsleitung (GIL) nicht berücksichtigt

**Bild 2** HöS-Netzausbau mit Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ) oder Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)

Für beide Übertragungstechniken HDÜ und HGÜ können grundsätzlich Freileitungen, (Erd)Kabel oder auch Gasisolierte Übertragungsleitungen (GIL) eingesetzt werden. Dabei ist es auch denkbar, eine „gemischte“ Leitungsverbindung z. B. aus Freileitung- und Kabelabschnitten zu errichten (Teil- oder Zwischenverkabelung). Alle Übertragungsleitungen stellen ausgereifte Techniken dar, die sich aber hinsichtlich ihrer Betriebserfahrungen unterscheiden.

Im deutschen Übertragungsnetz und auch im vermaschten ENTSO-E-Verbundsystem dominieren eindeutig Drehstrom-Freileitungen. Sie besitzen in Deutschland einen Anteil von mehr als 99,7 % aller 220- und 380-kV-Leitungsverbindungen (siehe **Bild 3**).



Quelle: BDEW, Werte 1999 – 2006 interpoliert

**Bild 3** Stromkreislänge und Verkabelungsgrad HöS-Ebene 1991 – 2008 (Quelle: BDEW, Werte 1999 – 2006 interpoliert)

Drehstrom-Kabelverbindungen findet man in Deutschland auf kurzen Strecken und hauptsächlich in städtischen Bereichen (z. B. Berlin). Die GIL weist in Deutschland eine vernachlässigbar kurze Systemlänge auf und wird hier nicht weiter betrachtet.

Die LCC und VSC HGÜ sind dominierend als Punkt-zu-Punkt-Verbindung und werden vor allem als Seekabelverbindung (LCC HGÜ: z. B. Baltic Cable zwischen Deutschland und Schweden) und zur Kopplung asynchroner Netze eingesetzt. Die VSC HGÜ wird darüber hinaus in Deutschland für den Netzanschluss der weit auf See befindlichen Offshore-Windparks eingesetzt. Generell wird die HGÜ als Punkt-zu-Punkt-Verbindung bislang dort eingesetzt, wo die technischen Grenzen (s. u.) der HDÜ erreicht werden. Die beiden folgenden **Tabellen 1** und **2** geben eine Übersicht über VSC-HGÜ-Projekte in Europa ab 2004.

**Tabelle 1** VSC-HGÜ-Projekte als Kabelausführung in Europa seit 2004

Name	Konverterstation 1	Konverterstation 2	Länge Kabel in km	Volt in kV	Leistung in MW	Jahr
HVDC Troll	Norway - Kollsnes	Norway - Offshore platform Troll A	70	60	80	2004
Estlink	Estonia - Harku	Finland - Espoo	105	150	350	2006
NordE.ON 1	Germany - Diele	Germany - Borkum 2 platform	203	150	400	2009
HVDC Valhall	Norway - Lista	Norway - Valhall, Offshore platform	292	150	78	2009
BorWin1	Germany - Diele	Germany - BorWin Alpha platform	200	±150	400	2012
BorWin2	Germany - Diele	Germany - BorWin Beta platform	200	±300	800	2015
East West Interconnector	Ireland - Woodland	UK - Shotton, Wales	130	±200	500	2012
DolWin1	Germany - Heede	Germany - DolWin Alpha platform	165	±320	800	2015
HelWin1	Germany - Büttel	Germany - HelWin Alpha platform	130	±250	576	2015
SylWin1	Germany - Büttel	Germany - SylWin Alpha platform	205	±320	864	2015
INELFE	France - Baixas	Spain - Santa Llogaia	64	±320	2000	2014
Skagerrak 4	Norway - Kristiansand	Denmark - Tjele	244	500	700	2014
Åland - Finland	Åland - Ytterby	Finland - Nådendal	158	80	100	2015
Troll A 3&4	Norway - Kollsnes	Norway - Troll A 3&4 platform	70	66	100	2015
HVDC NordBalt	Sweden - Nybro	Lithuania - Klapeida	450	300	700	2015
DolWin2	Germany - Heede	Germany - DolWin Beta platform	135	±320	900	2015
HelWin2	Germany - Büttel	Germany - HelWin Beta platform	130	±320	690	2015
HVDC Finland - Åland	Finland - Ytterby	Finland - Nådendal	158	80	100	2015

**Tabelle 2** VSC-HGÜ-Projekte als Freileitungsausführung in Europa seit 2004

Name	Konverterstation 1	Konverterstation 2	Länge Freileitung in km	Volt in kV	Leistung in MW	Jahr
SydVästlänken	Norway-Hallsberg	Sweden - Barkeryd ; Sweden - Hurva	63	±300	2x720	2013-2015

### 3 Eigenschaften der Übertragungstechniken

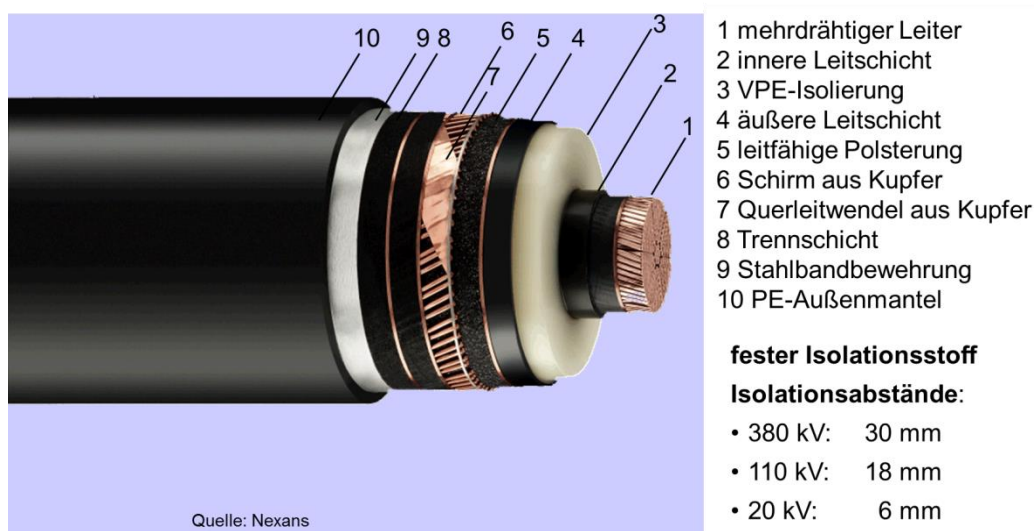
#### 3.1 Hochspannungs-Drehstromübertragung

##### 3.1.1 Drehstrom-Freileitungen und Drehstrom-Kabel

Freileitungen und Kabel sind Übertragungssysteme mit unterschiedlichen technischen Eigenschaften mit entsprechenden Auswirkungen auf ihr Betriebsverhalten und ihre Wirtschaftlichkeit. Zudem weisen beide Technologien deutliche Unterschiede in Bezug auf ihre Umweltverträglichkeit und Wechselwirkungen mit der Umwelt auf. Bestimmend für die jeweiligen Eigenschaften von Freileitungen und Kabeln sind hauptsächlich die Art des Isoliermediums, die Höhe der Betriebsspannung und damit die Abstände zwischen Leitern und geerdeten Teilen.

Bei Freileitungen dient die umgebende Luft als Isoliermedium. Der natürliche Isolierstoff Luft hat den Vorteil, dass er sich ständig, auch nach Fehlern, erneuert, also keiner Alterung unterliegt. Außerdem leitet die Luft die im Leiter entstehende Verlustwärme gut ab, so dass es zu keinem Wärmestau kommt. Freileitungen sind deshalb höher belastbar als Kabel gleichen Leiterquerschnitts. 380-kV-Freileitungen sind seit 1952 im Einsatz. Sie sind in ihrer einfachen und robusten Bauweise, die in der Vergangenheit ständig optimiert wurde, nicht zu überbieten. Dies ist auch der entscheidende Grund dafür, dass die Hoch- und Höchstspannungsnetze in Europa und auch weltweit nahezu ausschließlich mit Freileitungen ausgebaut wurden. Der wesentliche Nachteil des Isolierstoffes Luft besteht darin, dass er relativ große Isolationsabstände der Leiter untereinander und zur Erde erfordert, wodurch Freileitungen eine ausge dehnte Geometrie aufweisen.

Als Kabel kommen heutzutage aus Umweltgründen nur noch Kunststoffkabel in Frage (**Bild 4**). In der Hochspannungsebene wird als Isolierstoff vernetztes Polyethylen (VPE) eingesetzt. Der Isolierstoff ist aufgrund seiner geringen Dicke und seiner geringen Wärmeleitfähigkeit einer hohen elektrischen und thermischen Beanspruchung ausgesetzt, was zu Alterungserscheinungen und damit zu einer begrenzten Nutzungsdauer der Kabel führt. Die Alterung wird durch Überlastungen beschleunigt. Außerdem ist die Isolierung empfindlich gegen Überspannungen. Da VPE-Kabel in der 380-kV-Ebene erst seit 1986 in kurzen Längen im Einsatz sind, gibt es vergleichsweise geringe Betriebserfahrung und keine ausreichende Erfahrungen zur Nutzungsdauer. Zurzeit werden wie bei 110-kV-VPE-Kabeln Nutzungsdauern von 40-50 Jahren erwartet. Freileitungen erreichen demgegenüber Nutzungsdauern von 80 Jahren und mehr. Außerdem können bei der Freileitung im Gegensatz zum Kabel Nutzungsdauer erhaltende Maßnahmen (z. B. Streichen der Maste, Auswechseln der Isolatoren) ohne großen Aufwand und teilweise sogar unter Spannung durchgeführt werden.

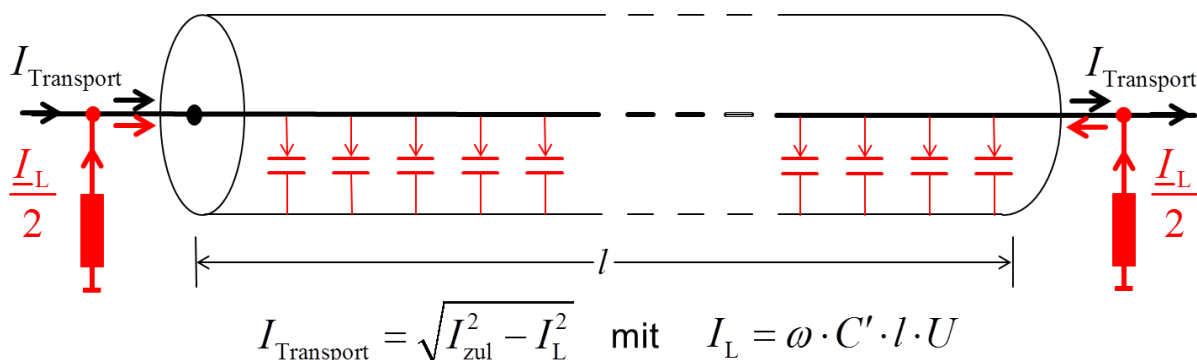


**Bild 4** Aufbau 380-kV-VPE-Einleiterkabel (Quelle: Nexans)

Um mit 380-kV-Kabeln größere Übertragungsleistungen zu erreichen, müssen wegen der schlechten Ableitung der Verlustwärme Einleiterkabel mit Kupferleitern großen Querschnitts eingesetzt werden. Das hat zwar den Vorteil, dass die stromabhängigen Verluste kleiner als bei der Freileitung sind, führt aber zu hohen Kabelkosten und zu relativ kurzen noch transportfähigen Kabelabschnittslängen sowie breiten Kabelgräben. Die einzelnen Kabelabschnitte

von 400 m bis zu maximal 1000 m auf Spezialspulen müssen durch Muffen miteinander verbunden werden. Die Muffen stellen sehr empfindliche Bestandteile einer Leitung dar. Sie müssen unter sehr sauberen Bedingungen so montiert werden, dass die verschiedenen Aufbausichten der Kabel (**Bild 4**) miteinander verbunden werden, wobei die im Inneren der Kabel auftretenden elektrischen Felder so geführt werden müssen, dass es zu keinen unzulässig hohen Feldstärken z. B. an Kanten kommt, und keine Einschlüsse von z. B. Schmutzpartikeln entstehen. Beides führt zwangsläufig im Laufe der Betriebsjahre zu einem Durchschlag. Diese Arbeiten können nur durch wenige Spezialisten ausgeführt werden.

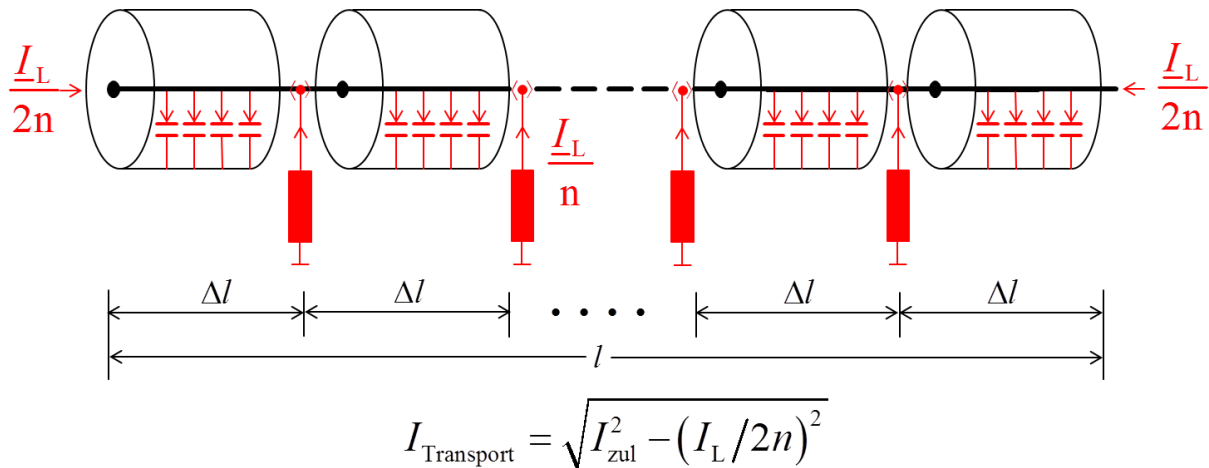
Aufgrund der geringen Isolierwanddicke und der höheren Dielektrizitätszahl von VPE haben Kabel einen deutlich höheren Kapazitätsbelag  $C'$  als Freileitungen (ca. 17-fach). Durch die Gesamtkapazität des Kabels fließt ständig ein Strom zum geerdeten Schirm ab. Dieser kapazitive Strom, der sogenannte Ladestrom  $I_L$ , schränkt die Übertragungsfähigkeit des Kabels ein und führt zu zusätzlichen Verlusten im Kabel und im umgebenden Netz. Der kapazitive Strom wächst proportional mit der Übertragungsspannung  $U$  und der Kabellänge  $l$ , so dass das Kabel ab einem bestimmten Wert des Produktes aus Übertragungsspannung und Übertragungslänge an seine natürlichen Grenzen, d. h. den thermisch zulässigen Strom  $I_{zul}$  stößt (s. **Bild 5**) und dann keine weitere Energieübertragung ( $I_{Transport}$ ) mehr möglich ist.



**Bild 5** Kapazitiver Ladestrom von Drehstromkabeln (idealisierte Annahmen)

In der 380-kV-Spannungsebene tritt dieses Problem schon bei Längen von einigen 10 km auf. Will man das Kabel ungeachtet dessen für größere Übertragungsentfernungen einsetzen, muss man es in mehrere Abschnitte unterteilen, an deren Enden die kapazitiven Ströme durch Kompensationsspulen bereitgestellt werden (s. **Bild 6**). Neben dem zusätzlichen technischen und finanziellen Aufwand, dem zusätzlichen Platzbedarf entstehen hierfür beträchtliche zusätzliche Verluste.

Kurzschlüsse auf Übertragungsleitungen sind unvermeidbare Störungen. Bei Freileitungen entstehen die meisten Kurzschlüsse durch atmosphärische Störungen oder andere vorübergehende Einwirkungen und bilden sich dann über Lichtbögen aus. Durch kurzzeitiges Ab- und anschließendes Wiedereinschalten (Automatische Wiedereinschaltung (AWE)) des betreffenden Leiters können die Lichtbogenkurzschlüsse zum Verlöschen gebracht werden, ohne dass dadurch die Energieversorgung dauerhaft beeinträchtigt wird oder ein bleibender Schaden entsteht. Die umgebende Luft stellt anschließend wieder die Isolation der Leiterseile bereit.



**Bild 6** Ladestromkompensation von Drehstromkabeln (idealisierte Annahmen)

Ein Kurzschluss auf einem Kabel ist immer mit der Zerstörung des Kabels an der Kurzschlussstelle verbunden und macht eine Abschaltung und Reparatur (Einbau eines neuen Kabelstücks (mindestens 10 m) und von zwei Verbindungsmuffen je Leiter) erforderlich. Die Zeit für die Fehlersuche, Reparatur und Spannungsprüfung nimmt bei einem einphasigen Kabelfehler in der 380-kV-Ebene zurzeit mindestens ca. vier Wochen bei Verfügbarkeit eines Reparaturkabels und von zwei Verbindungsmuffen in Anspruch. Zudem verursacht die Reparatur erhebliche Kosten. Eventuell erforderliche Reparaturen an Freileitungsisolatoren oder an Leiterseilen lassen sich demgegenüber in deutlich kürzerer Zeit, teilweise sogar unter Spannung, erledigen. Die Nichtverfügbarkeit eines Kabelsystems als Folge eines Fehlers ist damit deutlich höher als bei einem Freileitungssystem (s. u.).

### 3.1.2 Drehstromfreileitung mit Teil-/Zwischenverkabelung

Um bei einer Teilverkabelung einer Freileitungsverbindung einen Engpass zu vermeiden und somit die gleiche Übertragungsleistung (s. o.) wie für die Freileitung zu gewährleisten, sind für den oder die Kabelabschnitte in der Regel für den Ersatz eines Freileitungssystems zwei parallele Kabelsysteme erforderlich. Hinzu kommt der zusätzliche technische, finanzielle und bauliche Aufwand für die Übergangsanlagen für den Übergang von der Freileitung auf das Kabel und vom Kabel auf die Freileitung. **Bild 7** zeigt beispielhaft eine Anlage für den Übergang von zwei Freileitungssystemen auf zwei Kabelsysteme. Der Platzaufwand für eine solche Übergangsanlage kann mit ungefähr 50 m × 50 m abgeschätzt werden.

Besondere Aufwendungen erfordert die Schutz- und Sekundärtechnik, die in einem separaten Gebäude auf dem Grundstück untergebracht werden kann. Hinsichtlich der Gefahr von Isolationdurchschlägen durch Überspannungen (z. B. aufgrund von Blitzeinschlägen in die Freileitung) sind die Kabelabschnitte durch Überspannungsableiter zu schützen. Ggf. sind ergänzend verstärkte Masterdungen zur Vermeidung von Rückwärtsüberschlägen und zusätzliche Erdseile auf den Freileitungsabschnitten auf einer Länge von ca. 1 km vor den Kabelabschnitten vorzusehen. Aufgrund der zusätzlichen Betriebsmittel/Komponenten (Kabel, Muffen, Kabelendverschlüsse, ggf. Leistungsschalter und Trenner) erhöht sich die Nichtverfügbarkeit der gesamten Übertragungsstrecke im Vergleich zu einer reinen Freileitungsübertragungsstrecke.

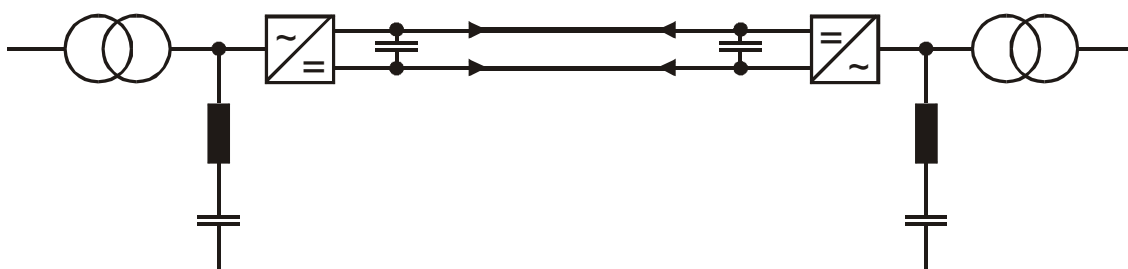


**Bild 7** Übergangsanlage Kabel–Freileitung: Gesamtansicht (von rechts nach links) mit Abspannportal, Überspannungsableitern, Kabelendverschlüssen, Gebäude und umzäuntes Grundstück

### 3.2 Hochspannungs-Gleichstromübertragung

Eine HGÜ besteht grundsätzlich aus zwei Konverterstationen, die die Verbindung mit dem umgebenden Drehstromnetz herstellen und dafür in der einen Konverterstation den Drehstrom in Gleichstrom und in der anderen Konverterstation in umgekehrter Richtung umrichten, und einem Gleichspannungskabelsystem, das die beiden Konverterstationen verbindet (siehe **Bild 8**). Zusätzlich sind noch Stromrichtertransformatoren, Glättungsdrosseln (LCC HGÜ) oder Glättungskondensatoren (VSC HGÜ), Filteranlagen und Nebenanlagen (z. B. für Steuerung, Kühlung, Schutz) erforderlich.

Die HGÜ benötigt im Gegensatz zu den Drehstromleitungen keinen kapazitiven Ladestrom und weist bei Belastung auch keine induktiven Spannungsabfälle auf. Es tritt damit eine wesentlich geringere hierdurch bedingte Längenbegrenzung im Vergleich zur Drehstromtechnik auf.



**Bild 8** VSC HGÜ mit Stromrichtertransformatoren, Filteranlagen, Konverterstationen, Glättungskondensatoren und Gleichspannungskabel



### 3.2.1 Klassische LCC HGÜ

Die klassische LCC HGÜ wurde insbesondere für die Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen entwickelt und ist weltweit in Form von Gleichspannungsfreileitungen oder Seekabelverbindungen im Einsatz. Ein Nachteil der klassischen HGÜ besteht aus heutiger Sicht darin, dass als Kabel nur Öl- oder ölgetränkte Papiermassekabel eingesetzt werden können, weil die umweltfreundlicheren VPE-Kabel wegen der für eine Energieflussumkehr notwendigen Spannungsumpolung im Gleichspannungs-Zwischenkreis nicht eingesetzt werden können.

Die Stromrichter sind netzkommutierend und benötigen dafür, im Gegensatz zu der selbstgeführten VSC HGÜ, induktive Blindleistung, deren Größenordnung ungefähr der halben Bemessungsleistung der LCC HGÜ entspricht. Die LCC HGÜ kann des Weiteren nur in einem Zwei-Quadrantenbetrieb arbeiten, bei dem die induktive Blindleistung von der übertragenen Wirkleistung abhängig ist. Dabei kann die Wirkleistung in beide Richtungen kontinuierlich in einem Bereich zwischen der Bemessungsleistung und ca. 10 % der Bemessungsleistung gestellt werden. Ein Schwachlastbetrieb mit kleinen Übertragungsleistungen kann zu einem sogenannten Lückbetrieb führen, der ein regelungstechnisch sehr nachteiliges, stark nichtlineares Betriebsverhalten darstellt. Die Stromrichter in den Konverterstationen sind darüber hinaus nicht bzw. nur sehr geringfügig und nur kurzzeitig überlastbar.

Der Einbau eines Abzweigs, z. B. in das 110-kV-Netz für eine Leistungsabnahme bzw. -einspeisung, in eine LCC HGÜ, eine sogenannte Multi-Terminal-HGÜ, gestaltet sich schwierig. Die LCC HGÜ ist deshalb prädestiniert für eine Punkt-zu-Punkt-Energieübertragung über sehr lange Übertragungsstrecken (bis zu ca. 4000 km). In jedem Fall würde für den Abzweig eine zusätzliche Konverterstation erforderlich, die erhebliche Mehrkosten nach sich ziehen. Der Platzbedarf beträgt z. B. für eine 600-MW-Konverterstation ca. 80 m × 180 m.

### 3.2.2 VSC HGÜ

Die VSC HGÜ (**Bild 8**) basiert auf selbstgeführten pulsmodulierten Stromrichtern oder modularen Multi-Level-Konvertern (MMC) mit Voll- und Halbbrücken Submodulen, die in der Regel mit abschaltbaren IGBT-Ventilen aufgebaut sind. Im Gegensatz zur klassischen HGÜ besitzt die VSC HGÜ einen Gleichspannungszwischenkreis mit Glättungskondensatoren.

Die VSC HGÜ ermöglicht eine unabhängige kontinuierliche Wirk- und Blindleistungsregelung auf beiden Seiten der VSC HGÜ, einen sogenannten Vier-Quadrantenbetrieb. Damit kann zur Leistungsflussumkehr die Stromrichtung geändert werden, wodurch die umweltfreundlichen VPE-Kabel eingesetzt werden können. Eine Spannungsregelung an den Netzanschlusspunkten ist im Gegensatz zur klassischen HGÜ möglich. Probleme mit einem Lückbetrieb wie bei der klassischen HGÜ bestehen nicht. Des Weiteren ist kein frequenz- und spannungsstarres Netz notwendig wie bei der klassischen HGÜ. Anforderungen an die Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt bestehen damit nicht.

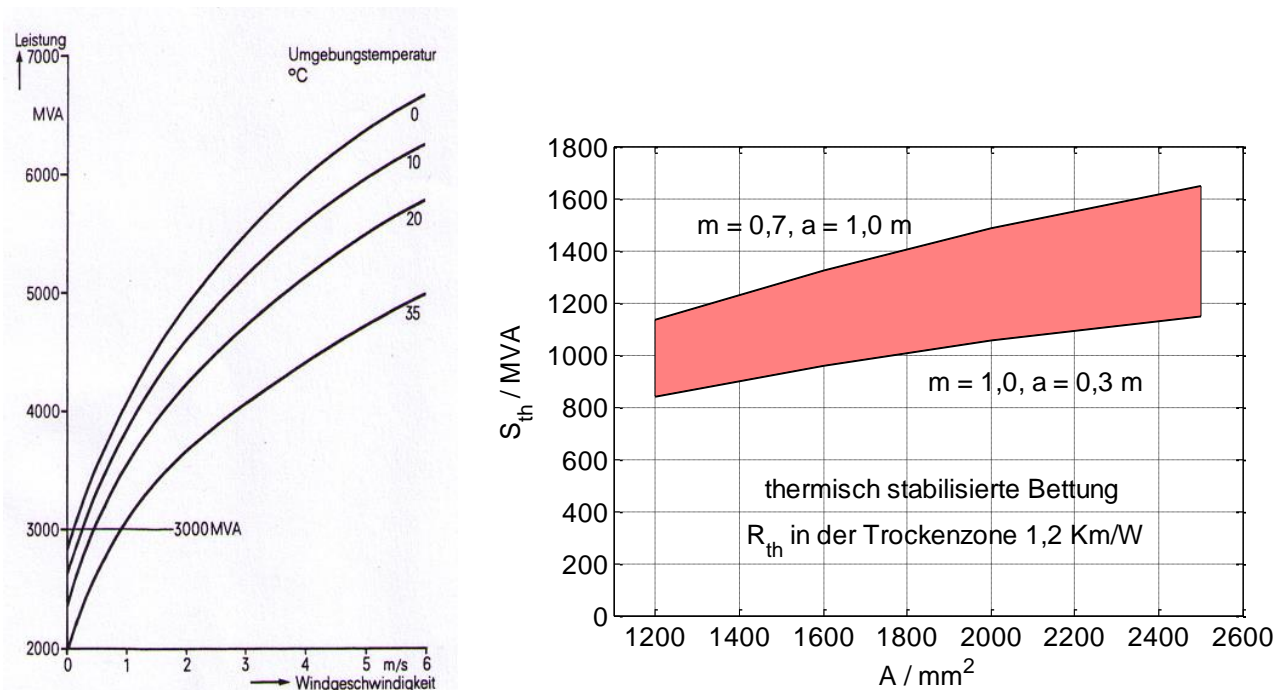
Die Konverterstationen enthalten grundsätzlich dieselben Elemente wie die klassische HGÜ. Sie sind aber deutlich kompakter und benötigen einen erheblich geringeren Platzbedarf als die LCC HGÜ (z. B. 50 m × 100 m für 1000 MW, Höhe 12-25 m).

Die Stromrichter in den Konverterstationen sind ebenfalls nicht überlastbar. Ein HGÜ-Betrieb mit Abzweigungen (z. B. Abgänge in das 110-kV-Netz) lässt sich mit der VSC-Technik einfacher als bei der klassischen LCC HGÜ realisieren, ist aber gegenüber der selbstregelnden Drehstromtechnik mit zusätzlichen Konverterstationen sowie einem zusätzlichen Aufwand an Regelungstechnik und Informationsübertragung verbunden. Des Weiteren sind die für einen solchen Multi-Terminal-Betrieb notwendigen Gleichstrom-Leistungsschalter zwar von einem Hersteller verfügbar, wurden aber noch nicht im Netzbetrieb eingesetzt.

## 4 Vergleich ausgewählter technischer Eigenschaften

### 4.1 Übertragungsleistung

Die Drehstromfreileitung hat bei 380 kV eine Übertragungskapazität pro System von mehr als 3000 MVA (unter Normbedingungen bei 35 °C Umgebungstemperatur und  $v = 0,6$  m/s Windgeschwindigkeit). Durch Ausnutzung der klimatischen Verhältnisse besitzt sie eine Überlastungsreserve (siehe **Bild 9, links**), die auch in der Netzführung durch ein Temperatur- oder Freileitungsmonitoring bei entsprechenden klimatischen Verhältnissen ausgenutzt werden kann.



**Bild 9** links: Belastbarkeit 380-kV-Freileitung mit Viererbündeln Aldrey/St 564/72 („Finch“) in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit und der Umgebungstemperatur bei max. Seiltemperatur von 80°C (Quelle: Prof. Oswald, IEH); rechts: Kabelbelastbarkeit für ein 380-kV-VPE-Kabel in Abhängigkeit von der Kabelquerschnittsfläche  $A$ , dem Leitermittenabstand  $a$  und dem Belastungsgrad  $m$

Die Belastbarkeit eines 380-kV-VPE-Kabels hängt außer vom Querschnitt, vom tageszeitlichen Belastungsverlauf, ausgedrückt durch den Belastungsgrad  $m$ , dem Legeabstand  $a$  und der Bettung (thermisch stabilisiert oder nicht), sowie der Anzahl weiterer Systeme im selben Graben ab (siehe **Bild 9, rechts**). Eine Überlastung der Kabel ist je nach Vorbelastung für einen begrenzten Zeitraum zulässig. Eine Überlastung mit Überschreitung der maximal zulässigen

gen Leitertemperatur von 90 °C für VPE-Kabel führt zur Verringerung der Lebensdauer der Isolierung.

Die VSC HGÜ wird zurzeit mit VPE-Kabeln für Übertragungsleistungen bis 1200 MW pro System bei Spannungen von  $\pm 320$  kV angeboten. Ausgeführt bzw. im Bau sind bislang Anlagen bis 1000 MW pro System bei  $\pm 320$  kV. Die Übertragungsleistungen sind damit noch deutlich geringer als die für die LCC HGÜ, die mit masseimprägnierten Kabeln Übertragungsleistungen von 2000 MW bei  $\pm 500$  kV ermöglichen.

Seit August 2014 sind auch 525-kV-VPE-Gleichstromkabel verfügbar, mit denen Übertragungsleistungen von bis zu 2600 MW Leistung bei Kupferleitern bzw. 2000 MW bei Aluminiumleitern pro System möglich sind <sup>/1/</sup>. Dieses Kabel hat mittlerweile auch die notwendigen Langzeittests bestanden, wurde aber noch nicht im Netzbetrieb erprobt.

## 4.2 Verfügbarkeit

Die Verfügbarkeit der VSC HGÜ wurde in älteren Veröffentlichungen von den Herstellern z. B. mit mindestens 98,5 % garantiert. Dem entspricht eine Nichtverfügbarkeit von ca. 130 h/a (130 Stunden pro Jahr). Dieser relativ hohe Wert ist allein durch jährlich durchzuführende Wartungsarbeiten an den Stromrichterventilen begründet (geplante Nicht-Verfügbarkeit). Störungsbedingte Ausfallzeiten sind dabei noch nicht berücksichtigt. Durch optimierte Wartungskonzepte ist zu erwarten, dass diese Zeiten der geplanten Nicht-Verfügbarkeit reduziert werden können. Für belastbare Aussagen zu den tatsächlich auftretenden Nichtverfügbarkeiten (geplant und ungeplant) fehlen zurzeit noch belastbare statistische Auswertungen.

Die Erwartungswerte der Nichtverfügbarkeit von Drehstrom-Freileitungen und -Kabeln werden demgegenüber durch störungsbedingte Ausfälle dominiert. Er beträgt beispielsweise bei 380-kV-Freileitungen mit einer Länge von 200 km 2,1 h/a <sup>/2/</sup>. VPE-Kabel sind abgesehen von der Inspektion der Cross-Bonding-Kästen praktisch wartungsfrei. Die Nichtverfügbarkeit von 380-kV-Kabeln kann aufgrund der geringen Grundgesamtheit nur mit Zuverlässigkeitsdaten von 110-kV-Kabeln abgeschätzt werden <sup>/3/</sup>. Sie ist mit einem Wert von 89,6 h/a für eine 200 km lange Kabelstrecke zwar deutlich höher als die der Freileitung, aber ebenfalls geringer als die der VSC-HGÜ.

## 4.3 Nutzungsdauer

Die Nutzungsdauern können grob mit den folgenden Werten näherungsweise abgeschätzt werden:

- Drehstromfreileitung: > 80 Jahre
- Drehstrom-VPE-Kabel: 40-50 Jahre

<sup>/1/</sup> [https://www.energie-innovativ.de/fileadmin/user\\_upload/energie\\_innovativ/Energiedialog/Dokumente/2015-01-17-Erdverkabelung-HGUE-Habild.pdf](https://www.energie-innovativ.de/fileadmin/user_upload/energie_innovativ/Energiedialog/Dokumente/2015-01-17-Erdverkabelung-HGUE-Habild.pdf).

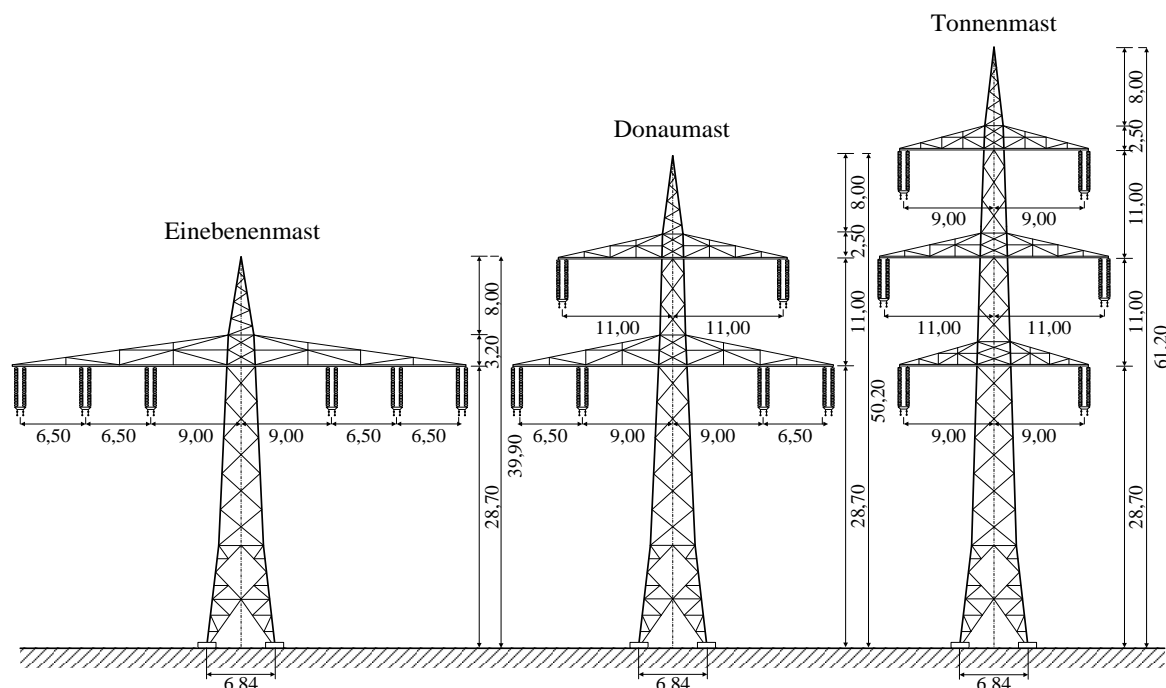
<sup>/2/</sup> Oswald, B. R., et al.: Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz. Hannover und Oldenburg, 20.09.2005.

<sup>/3/</sup> Obergünner, M., Schwan, M., Krane, Ch., Pietsch, K., v. Sengbusch, K., Bock, C., Quadflieg, D.: Ermittlung von Eingangsdaten für Zuverlässigkeitsberechnungen aus der VDN-Störungsstatistik. Elektrizitätswirtschaft, Juli 2004, Heft 15.

- HGÜ Konverterstationen: 40 Jahre
- HGÜ VPE-Kabel: 40-50 Jahre

#### 4.4 Trassenbreite

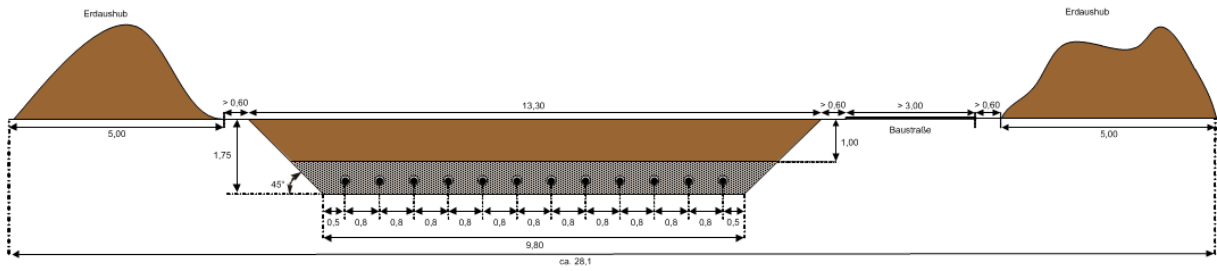
Die folgenden Bilder zeigen Beispiele für typische Drehstrom-Freileitungsmaste (**Bild 10**) und –Kabeltrassen (**Bild 11**) sowie für Gleichstrom-Freileitungsmaste (**Bild 12**) und –Kabeltrassen (**Bild 13**) die Trassenbreite sowie für die Freileitungen die Höhe der Masten und für die Kabel die Kabelgrabentiefe. Generell können bei Freileitungen durch andere Mastkonstruktionen und Maßnahmen, auf die hier nicht eingegangen werden kann, die Trassenbreite und auch die Masthöhe verringert werden (z. B. /4/). Auch die Kabelgrabenbreite kann durch eine Verringerung der Kabelabstände und der Kabelsystemabstände verringert werden, wobei dann die Übertragungskapazität durch die gegenseitige thermische Beeinflussung abnimmt.



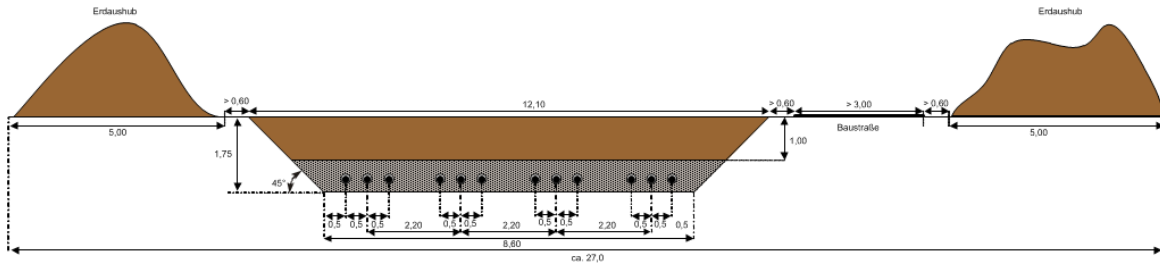
**Bild 10** Mastkopfbilder von 380-kV-Drehstromfreileitungen mit zwei Systemen

/4/ Rathke, Mohrmann, Hofmann: Ökologische Auswirkungen von 380-kV-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen. Abschlussbericht Technik/Ökonomie. Energieforschungszentrum Niedersachsen (EFZN) im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2011

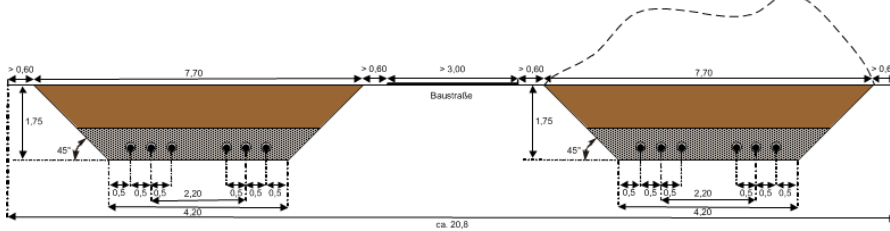
Variante 1: Äquidistante Legung



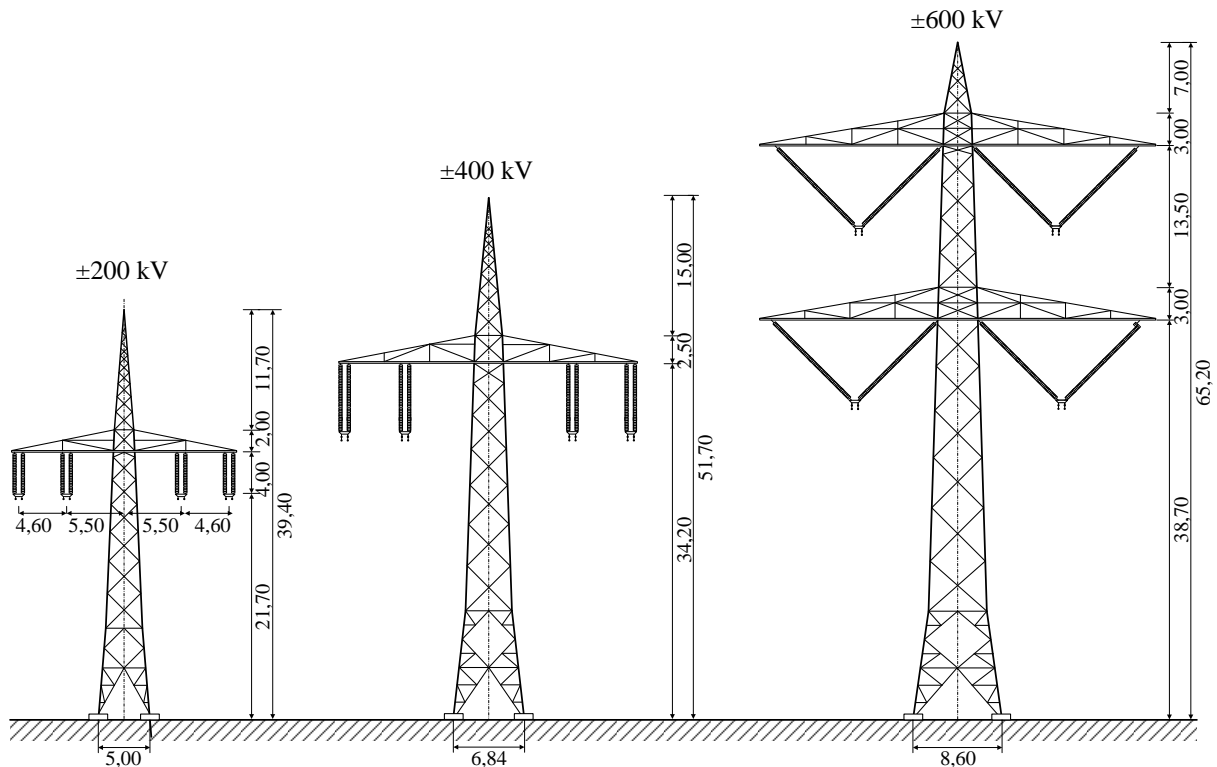
Variante 2: 2x2 Systeme äquidistant verlegt



Variante 3: 2 Doppelsysteme in getrennten Kabelgräben

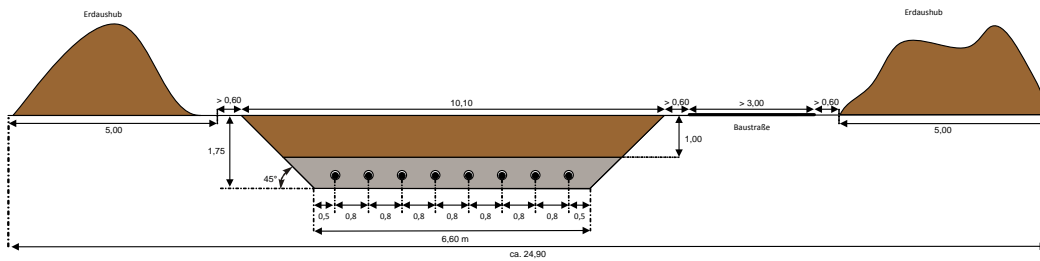


**Bild 11** 380-kV-Kabelgrabenprofile für 2 × 2 Systeme

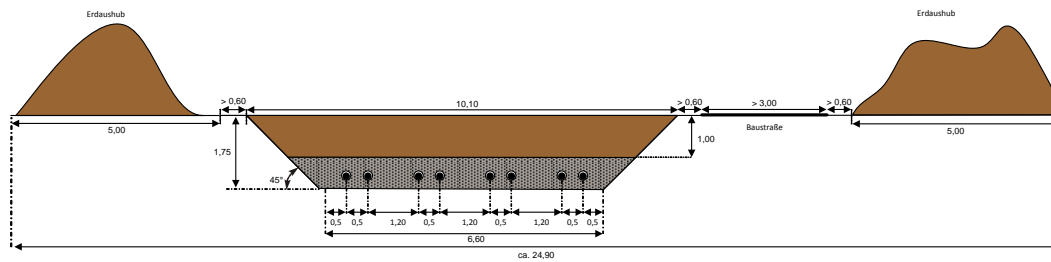


**Bild 12** Mastkopfbilder von HGÜ-Freileitungen mit zwei Systemen

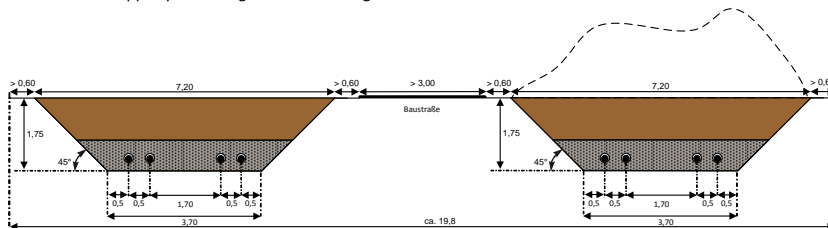
Variante 1: Äquidistante Legung



Variante 2: 2x2 Systeme äquidistant verlegt



Variante 3: 2 Doppelsysteme in getrennten Kabelgräben



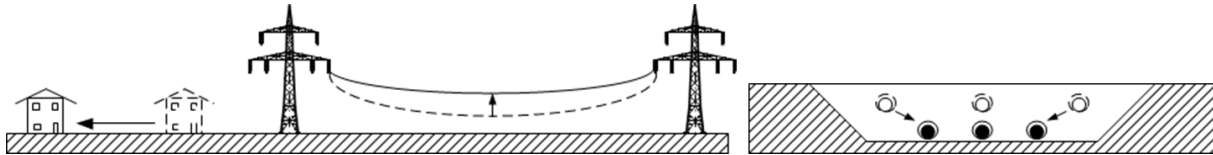
**Bild 13** HGÜ-Kabelgrabenprofile für  $2 \times 2$  Systeme

## 4.5 Elektromagnetische Felder

Die elektromagnetischen Felder von Freileitungen und Kabeln hängen vom Mastkopfbild und der Aufhängehöhe sowie dem Durchhang der Leiterseile bzw. von der Legeanordnung und Legetiefe der Kabel ab. Grundsätzlich gilt:

- Das magnetische Feld (B-Feld) ist abhängig von der Höhe des Stromes.
- Das elektrische Feld (E-Feld) ist abhängig von der Leiter-Erde-Spannung.
- Kabel besitzen aufgrund ihres Schirmes kein äußeres elektrisches Feld.
- Elektromagnetische Felder sind abhängig von Abstand zur Leitung und Geometrie:
  - Kleinere Leiterabstände führen zu kleineren Feldern.
  - Größere Abstände zur Leitung führen zu kleineren Feldern.

Die Verringerung der elektromagnetischen Felder ist damit durch geringere Leiterabstände, größere Legetiefe der Kabel bzw. höhere Aufhängepunkte und geringeren Durchhang der Leiterseile (**Bild 14**), optimale Phasenfolge und Sonstiges (z. B. Schirmung) möglich.



**Bild 14** Möglichkeiten der Reduzierung von Magnetfeldern bei Freileitungen (links) und Kabeln (rechts)

Bei der Drehstrom-Freileitung und dem Drehstrom-Kabel existieren elliptische Drehfelder mit einer Frequenz von 50 Hz. Durch entsprechende Auslegung liegt die magnetische Flussdichte auch im Nahbereich der Leitung bei maximaler Belastung in einer Höhe von 1 m über dem Erdboden bei der Freileitung bzw. 20 cm über dem Erdboden bei Kabelanlagen unter dem Wert von  $100 \mu\text{T}$  (50 % des Grenzwerts von  $200 \mu\text{T}$ ), der für den nicht nur vorübergehenden Aufenthalt von Menschen festgelegt ist <sup>/3/</sup>. Die elektrische Feldstärke kann direkt unter einer Freileitung und bei einem überdurchschnittlich großen Durchhang im Bereich des maximalen Durchhangs des Leiterseils größer als  $5 \text{ kV/m}$  werden.

Das magnetische Feld der HGÜ ist aufgrund der Gleichströme ein statisches Magnetfeld, für die ein gesetzlicher Grenzwert von  $500 \mu\text{T}$  festgelegt ist. Die Werte liegen im Bereich der Werte für das Erdmagnetfeld. Das Gleichstromkabel weist ebenfalls kein äußeres elektrisches Feld auf.

Grundsätzlich gilt, dass die magnetische Flussdichte  $B$  von Kabeln bei gleicher Übertragungsleistung im Nahbereich höher als die einer Freileitung ist. Die magnetische Flussdichte nimmt aber bei den Kabeln mit steigender Entfernung von der Leitungstrasse schneller ab als die der Freileitung. Kabel besitzen kein äußeres elektrisches Feld.

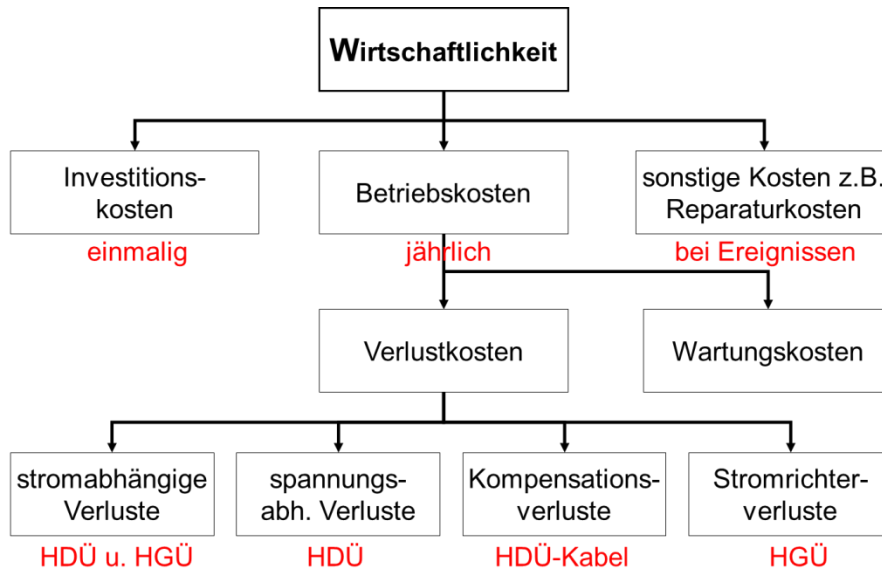
## 5 Wirtschaftlichkeit

Bei Wirtschaftlichkeitsvergleichen sind neben den Investitionskosten auch die während des Betriebs anfallenden Kosten zu berücksichtigen. Alle Kosten sind auf einen Bezugszeitpunkt für einen Vergleich (durch Auf- oder Abzinsung) zu beziehen und für einen festgelegten Zeitraum, z. B. 40 Jahre zu bestimmen.

Bei der Hochspannungs-Drehstromübertragung entstehen sowohl strom- als auch spannungsabhängige Verluste. Beim Drehstromkabel entstehen zusätzlich noch Verluste in den bei längeren Übertragungsstrecken notwendigen Kompensationsdrosselspulen (siehe **Bild 15**).

Demgegenüber weist die Hochspannungs-Gleichstromübertragung in den Kabeln keine spannungsabhängigen sondern nur stromabhängige Verluste auf, da bei Gleichspannung in der Kabelisolation keine dielektrischen Verluste auftreten. Stattdessen sind in den beiden Konverterstationen zusätzliche Stromrichterverluste zu berücksichtigen. Diese können für die VSC HGÜ mit ca. 1,0 % der Übertragungsleistung in jeder der beiden Konverterstationen abgeschätzt werden.

<sup>/3/</sup> 26. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über elektromagnetische Felder - 26. BImSchV). Bundesgesetzblatt Jahrgang 1996, Teil 1, Nr 66, 16.12.1996. Neugefasst durch Bek. v. 14.8.2013 I 3266.



**Bild 15** Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen unter Berücksichtigung verschiedener Kostenarten

Die Verlustkosten sind bei einer Wirtschaftlichkeitsuntersuchung ebenso wie die Investitionskosten zu berücksichtigen. Sonstige Kosten, wie z. B. Reparaturkosten nach Störungen können aufgrund ihres stochastischen Auftretens nicht geeignet berücksichtigt werden.

Die Wirtschaftlichkeit einer Leitungsverbindung hängt grundsätzlich von den folgenden Einflussfaktoren ab:

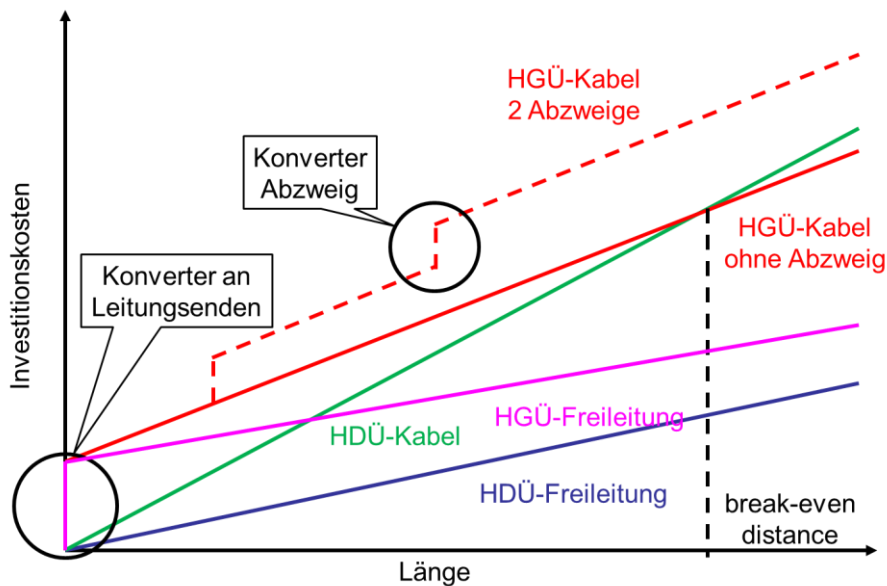
- Übertragungsleistung, Anzahl der Systeme
- Betriebsmittelauslastung: Arbeitsverlustfaktor, Jahresbelastungsgrad
- Leitermaterial (Kupfer, Aluminium)
- Kompensationsmaßnahmen und deren Verluste: Drosselspulen
- Trasse: u.a. Bodenbeschaffenheit, Grabenprofil, Bettungsmaterial, Verfüllmaterial, etc.
- Umgebungsbedingungen, bauliche Anforderungen (Konverterstationen),
- Aufwand für Querungen von Autobahnen, Gewässern, Bahnstrecken, Flüssen, etc.
- Anforderungen an die Sekundärtechnik
- ökonomische Faktoren: Zinssätze, Nutzungs-/Abschreibungsdauer, Verlustkosten
- erwartete und geforderte Zuverlässigkeit

Es wird damit deutlich, dass in der Höchstspannungsebene aufgrund der Einflussgrößen keine Pauschalangaben zu Kostenverhältnissen möglich sind. Ein Leitungsausbauprojekt muss immer individuell untersucht werden.

Für ein Verständnis der prinzipiellen Verhältnisse der Investitionskosten für Drehstrom- und Gleichstrom-Freileitungen und –Kabeln in Abhängigkeit von der Leitungslänge dient das **Bild 16**. Grundsätzlich sind Drehstrom-(Gleichstrom)-Kabelanlagen u. a. aufgrund der höheren Materialkosten, der aufwendigen Erdarbeiten und der aufwendigeren Querungen von Autobahnen, Gewässern, etc. (HDD-Bohrungen bei Kabeln, Überspannung durch Freileitungen) teurer als die Drehstrom-(Gleichstrom)-Freileitungen. Ebenso kann davon ausgegangen werden, dass Drehstrom-Freileitungen (-Kabel) u. a. aufgrund eines zusätzlichen Leiters (drei Leiter statt zwei Leiter) teurer sind als Gleichstrom-Freileitungen (-Kabel). Allerdings sind bei Gleichstrom-Leitungen zusätzliche Investitionskosten für mindestens zwei Konverterstati-



onen erforderlich, wodurch auf kurzen Leitungslängen Gleichstromleitungen unwirtschaftlicher sind als Drehstromleitungen. Ab einer bestimmten Länge (im **Bild 16** break-even distance) weisen Gleichstromleitungen allerdings geringere Investitionskosten auf.



**Bild 16** Prinzipielle Investitionskostenverhältnisse von Drehstrom- und Gleichstrom-Freileitungen und -Kabeln in Abhängigkeit von der Leitungslänge

Aufgrund der hohen Investitions- und Verlustkosten der VSC HGÜ ist sie deshalb im vermaschten europäischen Verbundsystem mit den dort üblichen kurzen Übertragungsstrecken und -leistungen unwirtschaftlich gegenüber einer Drehstromleitung. Sie wurde bislang als Punkt-zu-Punkt-Verbindung für große Übertragungsentfernungen, insbesondere als Seekabelverbindung, eingesetzt, also dort, wo die Drehstromtechnik ihre technischen Grenzen erreicht.

Die folgende **Tabelle 3** zeigt Kostenfaktoren zur Drehstrom-Freileitung von Drehstrom-Kabeln und VSC HGÜ mit Kabeln, die im Rahmen einer Studie für das BMU im Jahre 2011 für verschiedene Übertragungsleistungen und Übertragungsentfernungen berechnet wurden. Hierbei ist zu beachten, dass die zugrundeliegenden Annahmen für die Investitionskosten aus dem Jahre 2010 stammen und bei den Kabeln für die Verlegung im norddeutschen Tiefland gelten. Kostensteigerungen durch extremes Gelände oder eine erhöhte Anzahl komplizierter Kreuzungen und Querungen von Autobahnen, Gewässern, etc., Kosten für zusätzliche Abgänge (z. B. in die 110-kV-Netze) entlang der Leitung und Kosten für die Hochspannungsprüfung der Kabel wurden ebenfalls nicht berücksichtigt, wodurch die Kostenfaktoren für die Kabelvarianten und die VSC HGÜ-Kabelvarianten prinzipiell unterschätzt wurden. Insgesamt wird aber auch hier deutlich, dass die HGÜ-Kabel erst bei großen Übertragungsentfernungen gegenüber den Drehstrom-Kabeln wirtschaftlich werden.

**Tabelle 3** Kostenfaktoren zur Drehstrom-Freileitung von Drehstrom-Kabeln und VSC HGÜ mit Kabeln (Stand 2011) /4/

Kostenfaktoren zur Freileitung		Drehstrom-Kabel				VSC-HGÜ mit Kabel			
Länge in km		50	100	200	500	50	100	200	500
Leistung	1000 MW	2,83	2,83	2,83	2,76	8,81	5,16	3,34	2,20
	2000 MW	4,17	4,17	4,17	4,10	8,88	5,14	3,28	2,12
	3000 MW	3,85	3,85	3,85	3,60	9,40	5,44	3,46	2,12

## 6 Fazit

Alle vorgestellten Drehstrom- und Gleichstrom-Übertragungssysteme stellen ausgereifte Techniken dar und sind grundsätzlich im Höchstspannungsnetz einsetzbar.

Der Einsatz der HGÜ-Technik im vermaschten Übertragungsnetz mit seinen kurzen Übertragungsentfernungen erscheint aufgrund der dargelegten nachteiligen Betriebseigenschaften und der erheblichen wirtschaftlichen Nachteile nicht sinnvoll (siehe auch **Tabelle 4**). Die HGÜ-Technik sollte dort eingesetzt werden, wo ihre technischen Vorteile gegenüber der Drehstromtechnik zum Tragen kommen. Anwendungsgebiete sind die Energieübertragung über sehr große Entfernungen als Punkt-zu-Punkt-Verbindung, z. B. als Seekabelverbindungen, im Rahmen eines Overlay-Netzes oder beim Netzanschluss von weit auf See liegenden Offshore-Windparks.

**Tabelle 4** Vergleich Drehstrom- und Gleichstromtechnik

Drehstromtechnik	Gleichstromtechnik
bestehendes Netz basiert auf HDÜ, Anteil Freileitungen > 99,7 %	Einsatz als Punkt-zu-Punkt-Verbindung, Seekabelverbindung, offshore-Windparkanschluss
einfache Spannungstransformation und Leistungsauskopplung (UW)	Umweg über HDÜ, Multi-Terminal-Betrieb, zusätzliche Stromrichterstationen
selbstständige Einstellung des Leistungsflusses	Steuerung des Leistungsflusses, ggf. nicht genügend Übertragungskapazität im (n-1)-Fall
überlastbar	keine Überlastfähigkeit
wirtschaftliche Leitungslänge begrenzt, ausreichend im europäischen Verbundsystem	wesentlich geringere Längenbegrenzung, Wirtschaftlichkeit für kurze Leitungslängen begrenzt
natürliche Erhöhung der Netzstabilität	asynchrone Netzkopplung, künstliche Erhöhung der Netzstabilität möglich
Erhöhung der Kurzschlussleistung, Spannungsstützung bei Kurzschlüssen	ungenügender Beitrag zur Spannungsstützung bei Kurzschlüssen

<sup>/4/</sup> Rathke, Mohrmann, Hofmann: Ökologische Auswirkungen von 380-kV-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen. Abschlussbericht Technik/Ökonomie. Energieforschungszentrum Niedersachsen (EFZN) im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2011

Der Vergleich der Drehstrom-Kabel mit der Drehstrom-Freileitung zeigt, dass in der HöS-Ebene technische und betriebliche Nachteile sowie wirtschaftliche Nachteile (Mehrkosten) der Drehstrom-Kabel gegenüber der Drehstrom-Freileitung bestehen. Drehstromkabel sollten auf kurzen Strecken u. a. in dichtbesiedelten Gebieten eingesetzt werden. Die Freileitung zeichnet sich insbesondere durch ihre hohe Verfügbarkeit, Übertragungsleistung und lange Nutzungsdauer sowie ihre nicht alternde, nach Durchschlägen selbstheilende Luftisolierung, Überlastbarkeit und Wirtschaftlichkeit aus. Weitere Aspekte sind in **Tabelle 5** zusammengefasst.

**Tabelle 5** Vergleich weiterer Aspekte von Freileitungen und Kabeln

	Freileitung	Kabel
<b>Nutzungsdauer</b>	> 80 Jahre	40-50 Jahre
<b>Überlastbarkeit</b>	in kalten oder windstarken Jahreszeiten größte Überlastungsreserve, Freileitungsmonitoring	in Abhängigkeit von der Vorbelastung ist ggf. eine Überlastung möglich ⇒ Verkürzung der Lebensdauer
<b>Betriebs- erfahrung HDÜ</b>	380-kV-HDÜ: seit 1952  500-kV-HDÜ: seit 1958  735-kV-HDÜ: seit 1964	380-kV-HDÜ, MI-Kabel: seit 1950 380-kV-HDÜ, VPE: seit 1986 550-kV-HDÜ, MI: seit 1974 550-kV-HDÜ, VPE: seit 2000
<b>Betriebs- erfahrung HGÜ</b>	400-kV-HGÜ: seit 1964 500-kV-HGÜ: seit 1970	200-kV-HGÜ, MI-Kabel: seit 1950 300-kV-HGÜ, VPE: seit 2006 500-kV-HGÜ, MI-Kabel: seit 1975 500-kV-HGÜ, VPE: 2014, Prototyp
<b>Querung von Hindernissen</b>	Überspannung von Auto- u. Eisenbahn, Flüssen, etc.	HDD-Bohrungen (HDD=Horizontal Direct Drilling)

Die Teilverkabelung einer Freileitungsverbindung erfordert zur Vermeidung eines Engpasses in der Regel ein zusätzliches paralleles Kabelsystem sowie einen zusätzlichen technischen, finanziellen und baulichen Aufwand für die Anlagen für den Übergang Kabel – Freileitung. Es sind besondere Aufwendungen für die Schutz- und Sekundärtechnik zu treffen. Die Nichtverfügbarkeit der gesamten Übertragungsstrecke erhöht sich aufgrund der zusätzlichen Betriebsmittel (Kabel, Muffen, Kabelendverschlüsse) im Vergleich zu einer reinen Freileitungsübertragungsstrecke.