

An den Vorsitzenden des Ausschusses für
Planung, Wirtschaftsförderung & Liegenschaften
der Stadt Meerbusch
Herrn Leo Jürgens
Rathaus
40667 Meerbusch

per Fax: 02150/916-321/320

Geschäftsstelle:

Meerbuscher Str. 47
40670 Meerbusch (Osterath)
Tel. 0 21 59/47 09 0
Fax 0 21 59/81 52 05
E-Mail:
fdp-meerbusch@t-online.de
Internet:
www.fdp-meerbusch.de

21.10.08

**Geplante 380 kV- Freileitung von Gohrpunkt nach Meerbusch- Osterath:
Eilantrag der FDP zu TOP 2.0 der Sitzung des Ausschusses für Planung, Wirtschafts-
förderung, Liegenschaften am 22.10.2008**

Sehr geehrter Herr Jürgens,

die FDP beantragt hiermit, der Ausschuss für Planung, Wirtschaftsförderung, Liegenschaften des Rates der Stadt Meerbusch möge folgende Stellungnahme der Stadt Meerbusch beschließen:

1. Gemäß §43 des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970 (3621)), zuletzt geändert durch Gesetz vom 29. August 2008 BGBl. I S. 1790) wird die Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens gefordert.
2. Abweichend von den Planungen der RWE, die Leitung als Freileitung zu bauen, wird gefordert, diese als Erdleitung auszuführen.

Begründung:

Die RWE Transportnetz Strom GmbH beabsichtigt, ihre 380 kV- Hochspannungsnetz auszubauen. Ein Bestandteil dieser Maßnahme ist die geplante Netzverstärkung auf der Achse Diele (E.ON- Netz) – Meppen – Wesel/Niederrhein – Uftorf – Meerbusch-Osterath – UA Gohrpunkt – Rommerskirchen - Sechtem – Weißenthurm.

In der Beratungsvorlage zu TOP 2.0 der Sitzung des Ausschusses für Planung, Wirtschaftsförderung, Liegenschaften am 22.10.2008 findet sich ein Vorschlag für eine Stellungnahme der Stadt Meerbusch, der - abgesehen von der Begründung - lediglich aus dem oben genannten Punkt 1 besteht.

Wir schlagen darüber hinaus vor (oberer Punkt 2) zu fordern, die Leitung als Erdleitung auszuführen, die nach unserer Meinung die beste Lösung darstellt. Die Erdleitung bietet gegenüber der Freileitung erhebliche Vorteile (vgl. u.a. Quellenangaben):

Freileitungen	Vorteile von Erdkabel
<ul style="list-style-type: none"> • zerstören die Natur und das Landschaftsbild (Masthöhe 50-60 Meter) • verursachen erhebliche Energieverluste (10 – 20 %) beim Transport • verursachen laute Leitungsgeräusche • bewirken Wertverluste von Immobilien in der Umgebung der Leitungen • sind wetterabhängig • schädigen das Klima • stellen eine Gefahr für Landwirte dar (Stromübertritt von der Leitung auf Maschinen und Beregnungsanlagen) • produzieren Elektrosmog und elektromagnetische Strahlen und stellen somit eine Bedrohung für die Gesundheit von Mensch und Tier dar. 	<ul style="list-style-type: none"> • nur 6 % des Landverbrauchs gegenüber einer Freileitung • erhebliche CO₂-Einsparungen • keine elektromagnetischen Felder • sehr geringe Stromverluste • bessere Netzstabilität • deutlich geringerer Materialeinsatz • keine Wertverluste von Immobilien • keine Beeinträchtigung des Freizeitwertes der Landschaft • keine Leitungsgeräusche

Zur Zeit gibt es offenbar 3 Arten der Erdleitung:

1. Kabel mit vernetzter Polyethylenisolierung (VPE)
2. Gasisolierte Leitungen (GIL)
3. Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ, z.B. HVDC)

Aus Sicht der RWE stellt die Freileitung gegenüber der Erdleitung die gesamtwirtschaftlich günstigere Alternative dar (vgl. Beratungsvorlage S.7). Dabei wird Bezug genommen auf das Gutachten von Oswald et al. (2005); allerdings werden in diesem Gutachten nur die VPE- und die GIL- Erdleitungen im Vergleich zur Freileitung untersucht.

Demgegenüber stellen Ravenmark & Normark (2005; vgl. auch Staatskanzlei Niedersachsen 2007) fest, dass die Kosten für eine HGÜ-Leitung in Abhängigkeit von örtlichen Gegebenheiten durchaus auf dem Niveau einer Freileitung liegen können.

Die FDP fordert daher, die geplante Leitung als Erdleitung auszuführen.

Quellen:

Kreienberg M: 50 Jahre Hochspannungs- Gleichstromübertragung (HGÜ). ETZ 2004, 10, 58-59

Oswald BR, Müller A, Krämer M: Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz – Technische, betriebswirtschaftliche und umweltfachliche Beurteilung von Freileitung, VPE- Kabel und GIL am Beispiel der 380 kV- Trasse Ganderkesee – St. Hülfe. ForWind, Zentrum für Windenergieforschung der Universitäten Oldenburg und Hannover. Hannover und Oldenburg 2005.

Staatskanzlei Niedersachsen 2007: <http://www.netzausbau-niedersachsen.de/00000099a20f1370a/index.html> (Zugriff 21.10.2008)

Ravenmark D, Normark B: Unsichtbar und umweltschonend – unterirdische Energieübertragung mit HVDC light. ABB Technik 2005, 4, 25-29



Unsichtbar und umweltschonend

Unterirdische Energieübertragung mit HVDC Light®

Dag Ravemark, Bo Normark

Für die Übertragung elektrischer Energie über große Entfernungen waren Freileitungen lange Zeit die erste Wahl, da Erdkabel aufgrund ihrer hohen Kosten und ihres geringeren Leistungsvermögens keine attraktive Alternative darstellten.

Mit der Einführung von HVDC Light® wurden die Karten neu gemischt. Da sich Erdkabel nicht für die Drehstromübertragung über große Entfernungen eignen, eröffnet das besondere

Verhalten von Gleichstrom völlig neue Möglichkeiten.

Auch das Argument, das Verlegen der Erdkabel sei zu teuer, hat an Schlagkraft verloren. Bedenken über die Umweltauswirkungen von Freileitungen und die Verfügbarkeit neuer, kostensparender Technologien haben zu einem Umdenken geführt, sodass Erdkabel heute attraktiver sind als je zuvor.



Netzflexibilität

Mehr als ein Jahrhundert lang basierte die elektrische Energieübertragung vorwiegend auf Freileitungen, was hauptsächlich auf die geringeren Kosten im Vergleich zur unterirdischen Hochspannungsübertragung zurückzuführen war.

Jüngste Studien besagen, dass die Kosten für eine unterirdische Übertragungsleitung 5- bis 15-mal höher sind als für herkömmliche Freileitungen. Doch dieser Vergleich ist bereits überholt. Zwei zentrale Faktoren bringen dieses Denkmuster ins Wanken:

- Umweltauflagen erhöhen die Kosten und verlängern die Implementierungszeiten von Freileitungen.
- Technische Entwicklungen bewirken eine deutliche Senkung der Kosten für die unterirdische Übertragung.

Umweltauflagen und ihre Folgen

Es gibt mehrere Gründe, warum unterirdische HGÜ-Kabel umweltverträglicher sind als Drehstrom-Freileitungen.

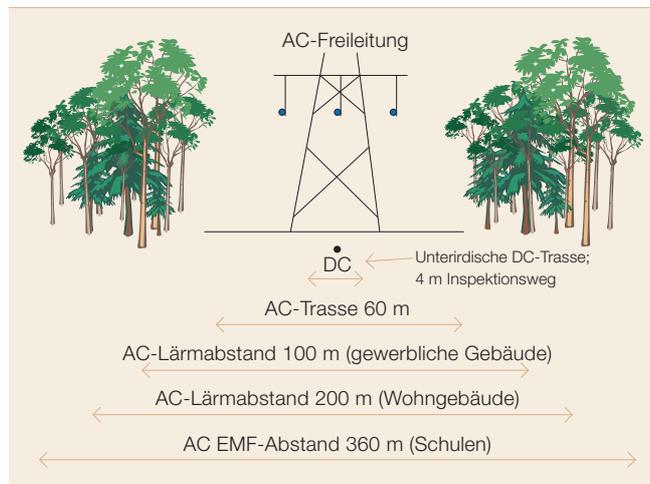
Flächennutzung

Eine HGÜ-Leitung beansprucht deutlich weniger Fläche als eine Drehstrom-Freileitung. Während die Trasse einer 400-kV-Freileitung einen bis zu 60 m breiten Streifen benötigt, auf dem keine Gebäude oder hohe Bäume stehen dürfen **1**, ist für ein Gleichstrom-Erdkabel höchstens ein 4 m breiter Inspektionsweg an der Oberfläche erforderlich. So werden für eine 400 km lange Drehstrom-Freileitung 2.400 Hektar Land benötigt, während ein ebenso langes Gleichstromkabel gerade einmal 160 Hektar (also weniger als 6%) beansprucht.

Lärmbelastung

Die Anforderungen an die Flächennutzung beschränken sich nicht nur auf die eigentliche Trasse, sondern gehen darüber hinaus. So können sich die Geräusche der Leitungskorona, die besonders bei feuchtem Wetter und Nebel zu hören sind, negativ auf Gebäude in der Nähe von Freileitungen auswirken. Die Breite dieses «Geräuschkorridors» hängt von den örtlichen Lärmschutzverordnungen sowie der Bauweise und Spannung der

1 Vergleich der Flächennutzung für HVDC Light® und einer Drehstrom-Freileitung



Leitung ab. Darüber hinaus wird die Erteilung von Genehmigungen häufig durch den Widerstand der Anwohner erschwert. Ein Gleichstrom-Erdkabel verursacht dagegen naturgemäß keinen Lärm.

Elektromagnetische Felder

Die Nutzbarkeit von Flächen in der Nähe einer Freileitung kann auch durch

2 Auswirkung der Nähe zu Freileitungen auf den Wert von Immobilien (in Finnland)

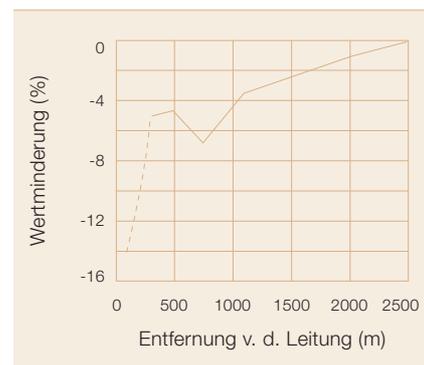


Tabelle 1 Vergleich des Materialeinsatzes

Material	Gleichstrom Erdkabel	Drehstrom Freileitung
Aluminium	3,3 kg	2,1 kg
Kupfer	1,4 kg	
PVC	2,3 kg	
PEX	6,1 kg	
Stahl		100,0 kg
Keramik		0,3 kg
Beton		376,3 kg
Gesamt	13,1 kg	478,8 kg

magnetische und elektrische Felder beeinträchtigt werden. In einigen Ländern bestehen entsprechende Regelungen hinsichtlich solcher Magnetfelder. Die schwedische Behörde für elektrische Sicherheit und das niederländische Umweltministerium empfehlen beide eine Obergrenze von 0,4 µT (Mikrotesla) für Magnetfelder von Übertragungsleitungen mit 50 Hz. Dies entspricht der Belastung, die heutzutage normalerweise in Städten gemessen wird.

Im Gegensatz zu einer Drehstromleitung ist das Feld eines Gleichstromkabels statisch

(d.h. nicht strahlend). Wendet man dieselbe Regelung wie für Drehstrom an, so ist kein «EMF-Korridor» entlang eines Gleichstrom-Erdkabels nötig, da das Feld direkt über dem Kabel sogar weitaus schwächer ist als das natürliche Magnetfeld der Erde.

Verlust von CO₂-Senken

Wälder gelten als CO₂-Senken, weil Bäume Kohlendioxid aus der Atmosphäre in Kohlenstoff umwandeln und in Form von Holz und organischen Bodensubstanzen speichern. Ein Hektar Wald ist in der Lage, 9,2 Tonnen CO₂ im Jahr zu absorbieren. Der Bau einer 400 km langen 400-kV-Freileitung durch ein Gebiet, das zu 75% aus Wald besteht, bedeutet somit den Verlust von 16.780 Tonnen nicht umgewandeltem CO₂ im Jahr.

Materialeinsatz

Der Materialbedarf einer Drehstrom-Freileitung ist größer als der eines Gleichstromkabels. Ein Vergleich des statistischen Materialaufwands pro Meter Übertragungsleitung ist in **Tabelle 1** dargestellt.

Analysiert man den Materialeinsatz über die gesamte Lebensdauer einer Übertragungsleitung im Rahmen einer Lebenszyklusanalyse (LCA), so ergibt sich pro Meter Gleichstromkabel eine Umweltbelastung von 64,5 kg CO₂-Äquivalent gegenüber 365,4 kg CO₂-Äquivalent pro Meter Freileitung. Mit anderen Worten, die materialbedingte Umweltbelastung eines Gleichstromkabels beträgt nur 17,6% der Belastung durch eine Drehstrom-Freileitung.

Optische Beeinträchtigung und Wertverlust

Verschiedene Studien haben gezeigt, dass die Nähe zu einer Freileitung den Wert von Immobilien mindert. So ist zum Beispiel laut einer Untersuchung in Großbritannien der Wert von Einfamilienhäusern in einer Entfernung von 100 m zu einer Freileitung 38 % geringer als der vergleichbarer Häuser in anderer Lage. Eine finnische Studie hat ergeben, dass die Wertminderung proportional mit der Nähe zur Leitung steigt [2].

Ein Beispiel: Angenommen, entlang einer 400 km langen Leitung liegen alle 500 m

- eine Immobilie in 500 m Entfernung zur Freileitung (mit 8% Wertminderung),
- zwei Immobilien in 1.000 m Entfernung zur Freileitung (mit 4% Wertminderung) und
- drei Immobilien in 2.000 m Entfernung zur Freileitung (mit 2% Wertminderung).

Bei einem durchschnittlichen Wert der Immobilien von 150.000 Euro beläuft sich die Wertminderung entlang der 400 km langen Trasse auf sage und schreibe 25 Millionen Euro.

Elektrische Verluste

Innerhalb eines Drehstromnetzes kann die unterirdische Übertragung mit HVDC Light® zur einer Optimierung des Netzbetriebs und somit zur Senkung der elektrischen Verluste beitragen. Die Verluste in der HGÜ-Leitung entsprechen der Verlustminderung im Drehstromnetz, d.h. die HGÜ-Leitung überträgt den Strom praktisch «ohne» Verluste. Die Optimierung des Netzbetriebs durch HGÜ lässt sich auf folgende zwei Ursachen zurückführen: den höheren durchschnittlichen Spannungspegel im Drehstromnetz und die Reduzierung von Blindleistungsflüssen.

So treten zum Beispiel bei der Übertragung von 350 MW (50% Auslastung) mit HGÜ keine Verluste auf, während bei der Hochspannungs-Drehstromübertragung Verluste von 5% entstehen. Das bedeutet, der Betreiber kann mit einer HGÜ-Verbindung 76.650 MW mehr Strom im Jahr verkaufen. Die elektrischen Gesamtverluste¹⁾ entsprechen einem jährlichen CO₂-Ausstoß von 45.990 Tonnen.

Netzstabilität

HGÜ-Systeme können niemals überlastet werden und können darüber hinaus zur Lastfluss- und Spannungsregelung eingesetzt werden [3]. Außerdem können mit Hilfe der HGÜ Leistungspegelungen wirksam gedämpft und sich ausbreitende Netzstörungen verhindert bzw. begrenzt werden. Dies gilt besonders, wenn zwei Punkte im selben Drehstromnetz miteinander verbunden werden, d.h. die Leitung parallel zu Drehstromleitungen verläuft, denn ein HVDC Light®-Stromrichter ist ein hervorragender Erzeuger bzw. Verbraucher von Blindleistung.

Technische Eigenschaften von unterirdischen Übertragungssystemen

Bei der Planung herkömmlicher Freileitungen ist es am besten, den Strom mit hoher Spannung über große Entfernungen zu übertragen, da so nicht nur die Übertragungskapazität erhöht, sondern auch die Verluste gesenkt werden können. Bei der Drehstromübertragung mit Erdkabeln sieht es allerdings anders aus.

Hier steigt mit der Spannung auch die Blindleistungsaufnahme des Kabels, so dass sich die technisch mögliche Länge verkürzt und nicht verlängert. In diesem Fall sprechen die Gesetze der Physik also gegen eine Drehstrom-Fernübertragung mit Erdkabeln. Nach heutigen Erkenntnissen liegt die maximale rentable Übertragungsentfernung für eine unterirdische 345-kV-Drehstromleitung bei 60 km.

HVDC Light® – ein neues System für die unterirdische Energieübertragung

Die HVDC Light®-Technologie basiert auf folgenden zentralen Komponenten:

- Extrudiertes Kabel
- Umrichter
- Schutz- und Steuerungssystem

Spannungswischenkreis-Umrichter belasten die Kabel weniger stark als herkömmliche HGÜ-Stromrichter, was die Entwicklung von extrudierten HGÜ-Kabeln ermöglicht hat. Das extrudierte HVDC Light®-Kabel bietet einige entscheidende Vorteile gegenüber herkömmlich imprägnierten Kabeln:

- Es ist vollständig ölfrei.
- Es hat ein geringes Gewicht.

Fußnote

¹⁾ Bei einem OECD-Durchschnitt von 600 kg CO₂/MWh für Elektrizität

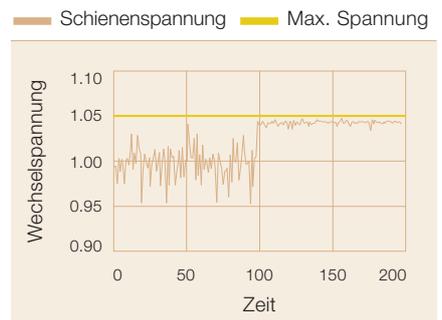
- Es ist sehr flexibel, was die Verlegung erleichtert.
- Es besitzt einfache, vorgefertigte Verbindungsstücke.

Darüber hinaus bieten Spannungswischenkreis-Umrichter deutliche Vorteile gegenüber herkömmlichen HGÜ-Stromrichtern:

- Eine wesentlich geringere Größe – normalerweise sind sie nur halb so



3 Verbesserung der Netzstabilität durch HGÜ



4 HVDC Light®-Produktmatrix

- Verfügbar 2000
- Verfügbar 2004
- Verfügbar 2006

			
DC Voltage	500 A	1000 A	1500 A
+/- 80 kV	90 MW	180 MW	280 MW
+/- 150 kV	170 MW	350 MW	500 MW
+/- 300 kV	350 MW	700 MW	1000 MW

Netzflexibilität

5 Bau der Murraylink HVDC Light®-Verbindung (Australien)



hoch und benötigen nur drei Viertel der Stellfläche.

- Die hervorragende Spannungs- und Blindleistungsregelung senkt das Risiko von Blackouts.
- Sie fungieren als «Firewall» gegen Netzstörungen und verhindern lawinenartige Abschaltungen, wie sie in Drehstromnetzen auftreten können²⁾.
- Sie können in sehr schwachen Netzen arbeiten und erfordern keine Verstärkung des Netzes.
- Dank ihrer «Schwarzstartfähigkeit» verkürzen sie die Ausfallzeiten nach einem Blackout.

Dank neuer und schneller Steuerungstechnik können die besonderen Vorteile von Spannungszwischenkreis-Umrichtern voll genutzt werden.

Technische Entwicklung von HVDC Light®-Systemen

HVDC Light® wurde 1997 mit einer kleinen 3-MW-Versuchsanlage eingeführt. Seitdem haben sich die Größe und Leistungsfähigkeit der Kabel und Stromrichter enorm weiterentwickelt. Das größte derzeit im Betrieb befindliche System ist ein 330-MW-System mit ±150 kV. Ein System für 350 MW befindet sich zurzeit im Bau. Das Design der Umrichter wurde durch neue Schaltkonzepte verbessert, mit denen die Anzahl der Bauteile verringert und die Umrichterverluste um 60% gesenkt wurden.

Im Gegensatz zur herkömmlichen HGÜ zeichnet sich HVDC Light® durch eine

hohe Modularisierung und eine bessere Ausnutzung von Halbleiterelementen aus. Die in 4 dargestellte Produktmatrix zeigt die verfügbaren Module.

Kabelverlegung

Ein entscheidendes Element bei der unterirdischen Energieübertragung ist die Verlegung der Kabel. Im Falle der australischen Murraylink-Verbindung (5 und 6) wurden die Kabel mit Hilfe von modifizierten Maschinen zur Verlegung von Rohrleitungen verlegt. Pro Tag konnten bis zu 3 km Kabel verlegt werden, und die Gesamtkosten für die 170 km lange Verbindung beliefen sich auf annehmbare 10 Millionen australische Dollar (6,2 Millionen Euro). HVDC Light®-Kabel haben ein relativ geringes Gewicht (typischerweise < 10 kg/m), weshalb sie sich ähnlich verlegen lassen wie Glasfaserkabel, d.h. die verwendete Ausrüstung und die Verlegungstiefe (1–1,5 m unter der Oberfläche) sind vergleichbar.

Kostenvergleich Freileitungen – Erdkabel

Wie bereits erwähnt, bietet die neue HGÜ-Technologie einige einzigartige Eigenschaften, die sich besonders positiv auf die Netzsicherheit auswirken. Deshalb sollte, bevor ein strenger Kostenvergleich gezogen wird, zunächst eine Bedarfsanalyse durchgeführt werden.

Einige der wichtigsten Punkte hierzu sind in Tabelle 2 aufgeführt.

Sind mindestens drei dieser Bedingungen gegeben, stellt ein HVDC Light®-System mit hoher Wahrscheinlichkeit eine attraktive Lösung dar. Lässt sich für eine Freileitung nur schwer eine Genehmigung bekommen, ist dies allein schon Grund genug für eine HVDC Light®-Lösung.

Im Folgenden werden zwei Beispiele beschrieben, die zurzeit in der Planung sind.

Tabelle 2 Checkliste für die HGÜ-Eignung

<input type="checkbox"/> Übertragung von 50–1000 MW
<input type="checkbox"/> Schnelle und präzise Regelung erforderlich
<input type="checkbox"/> Entfernung von mehr als 100 km
<input type="checkbox"/> Genehmigung von Freileitungen schwierig
<input type="checkbox"/> Asynchrone Netze
<input type="checkbox"/> Schwaches Drehstromnetz
<input type="checkbox"/> Gefahr von dynamischer Instabilität
<input type="checkbox"/> Spannungsqualitätsprobleme
<input type="checkbox"/> Schwarzstartfähigkeit erforderlich
<input type="checkbox"/> Hohe Verfügbarkeit trotz möglicher Gewitter, Stürme/Hurrikane bzw. Vereisung erforderlich
<input type="checkbox"/> Niedriger Wartungsbedarf erforderlich
<input type="checkbox"/> Geringer Platzbedarf erforderlich
<input type="checkbox"/> Gefahr von niederfrequenten harmonischen Resonanzen
<input type="checkbox"/> Rasche Spannungs- und Blindleistungsregelung zur Erhöhung der Netzsicherheit erforderlich

Fußnote

²⁾ Siehe Lennart Carlsson: HGÜ – eine «Firewall» gegen Störungen in Hochspannungsnetzen, ABB Technik 3/2005, S. 42-46

Fall 1: 700 MW über 400 km

In diesem Fall werden mindestens fünf der in Tabelle 2 aufgeführten Kriterien erfüllt:

- Übertragung von 50–1000 MW
- Übertragungsentfernung über 100 km
- Schwierige Genehmigung von Freileitungen
- Gefahr von dynamischer Instabilität
- Rasche Spannungs- und Blindleistungsregelung zur Erhöhung der Netzsicherheit erwünscht

Ein Vergleich der direkten Investitionskosten ergibt folgende Kostenspanne: Die direkten Investitionskosten für die HVDC Light®-Lösung einschließlich Umrichter, Kabel und deren Verlegung liegen im Bereich von 228 bis 348 Millionen Euro. Diese große Spanne ist hauptsächlich auf unterschiedliche Verlegungskosten und örtliche Marktbedingungen zurückzuführen.

Bei einer Drehstrom-Freileitung ist die Kostenspanne noch größer. Wie eine Studie von ICF Consulting aus dem Jahr 2001 zeigt, sind die Kosten von Land zu Land sehr verschieden. Nimmt man diese Daten als Grundlage, so liegen die direkten Investitionskosten für eine Drehstrom-Freileitungslösung einschließlich Installation und Unterstationen im Bereich von 108 bis 365 Millionen Euro.

Betrachtet man die direkten Investitionskosten, so ist der Preis für die Erdkabel-

lösung zwischen 0,6- und 3,2-mal so hoch wie für eine Freileitung – ein deutlicher Unterschied zu dem ursprünglich erwarteten 5- bis 15fachen.

Darüber hinaus sollten noch andere Faktoren berücksichtigt werden wie:

- Zusätzliche Investitionen in Einrichtungen zur Spannungs- und Blindleistungsregelung im Falle der Drehstromlösung
- Verluste (beide Lösungen)
- Kosten für die Genehmigung der Freileitung
- Kosten für die Genehmigungs- und Bauzeit (beide Lösungen)
- Höhere Übertragungskapazität im bestehenden Drehstromnetz (HGÜ-Lösung)
- Wertverlust von Immobilien

Werden diese Faktoren in die Bewertung mit einbezogen, gewinnt die HGÜ-Lösung deutlich an Attraktivität. Im Falle der Freileitung kommen zum Beispiel noch folgende realistische Faktoren hinzu:

- Zusätzliche Blindleistungskompensation: 20,7 Millionen Euro
- Wertverlust von Immobilien: 20,7 Millionen Euro
- Wert der höheren Übertragungskapazität im bestehenden Drehstromnetz: 41,4 Millionen Euro

Berücksichtigt man diese Faktoren, erhöht sich die Kostenspanne für die

Drehstromlösung auf 191 bis 448 Millionen Euro, und für das Erdkabel bleiben 228 bis 348 Millionen Euro. Die Kosten für beide Lösungen sind also durchaus vergleichbar, sodass es von örtlichen Faktoren abhängt, welche Alternative letztendlich am günstigsten ist.

Fall 2: 350 MW über 100 km

Eine ähnliche Berechnung für diesen Fall ergibt direkte Investitionskosten für die HGÜ-Lösung zwischen 91 und 124 Millionen Euro, während sich die Kosten für die Drehstrom-Freileitungslösung zwischen 33 und 75 Millionen Euro belaufen. Die Kosten für die HGÜ-Lösung sind also 1,2- bis 3,75-mal höher als für eine Freileitung. Bezieht man die oben genannten zusätzlichen Faktoren mit ein, verringert sich auch hier der Kostenunterschied zwischen beiden Lösungen.

Fazit

Mit steigenden Umweltauflagen nehmen nicht nur die Gesamtkosten für Freileitungen, sondern auch die Gefahr von erheblichen Projektverzögerungen zu. Neue HGÜ-Technologie in Form von HVDC Light® hat dazu geführt, dass die unterirdische Energieübertragung nicht nur technisch machbar, sondern auch wirtschaftlich tragbar geworden ist. Dies gilt besonders, wenn mit der Investition in neue Netze gleichzeitig die Versorgungssicherheit sichergestellt werden soll. Die herkömmliche Meinung, Erdkabel seien 5- bis 15-mal so teuer wie Freileitungen, muss revidiert werden. Je nach örtlichen Gegebenheiten können die Kosten für eine unterirdische Hochspannungsleitung durchaus mit denen einer herkömmlichen Freileitung vergleichbar sein.

6 HVDC Light® Ventilgehäuse (Murraylink)

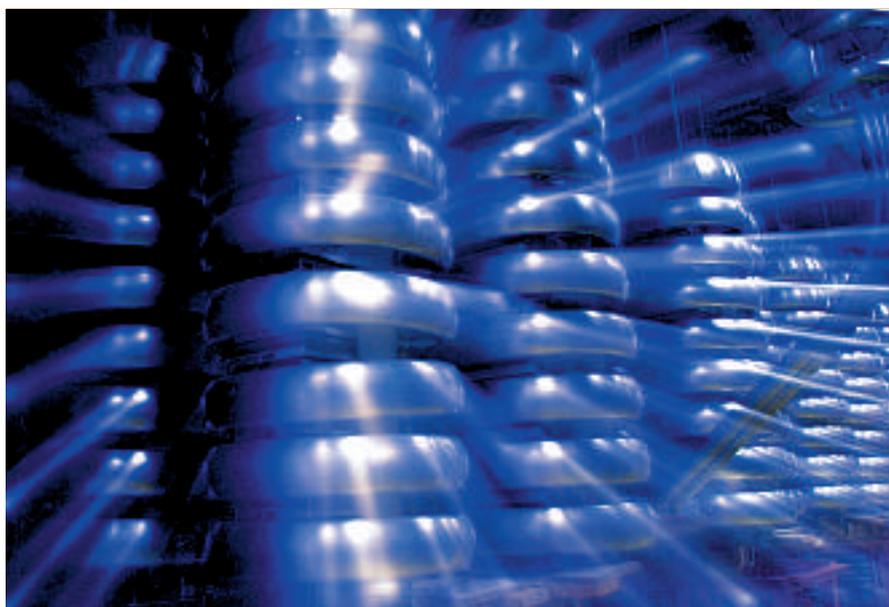
**Dag Ravemark**

ABB Corporate Research
Västerås, Schweden
dag.ravemark@se.abb.com

Bo Normark

ABB Power Technologies
Zürich, Schweiz
bo.normark@se.abb.com

50 Jahre Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ)

Michael Kreienberg

Vor 50 Jahren erteilte die schwedisch staatliche Verwaltung der Wasserkräfte den Auftrag, die weltweit erste Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) zwischen der Insel Gotland/Schweden und dem Festland des Königreichs herzustellen. Die historische Verbindung beginnt im Ort Västervik (Festland) und endet bei Visby (Insel). Mit Inbetriebnahme der Verbindung am 1. Januar 1956 entstand die erste funktionierende, kommerziell genutzte HGÜ-Verbindung, die sich – zwischenzeitlich immer wieder dem Stand der Technik angepasst – bis heute bewährt hat. Mittlerweile kommt die HGÜ mit steigender Tendenz auf allen Kontinenten zum Einsatz.

Vorteile der HGÜ

Die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) bietet sich im Besonderen als klassische Punkt-zu-Punkt-Übertragungsstrecke bei großen Entfernungen an, wobei die Wirtschaftlichkeitsgrenze im Bereich der Freileitungen bei 500 km angesetzt wird, wohingegen sich (See-)Kabelanlagen bereits ab 30 km rechnen können.

Die Vorteile liegen auf der Hand: Konventionelle Dreiphasen-Drehstrom-Übertragungsstrecken führen für jeden Außenleiter stets eine Leitung; bei der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung kommt man mit lediglich zwei Leitungen aus (wird die Erde als Pol verwendet reicht eine Leitung). Zusätzlich entfallen bei der HGÜ die bei Wechselstrom auftretenden kapazitiven und induktiven Verluste, die sich im Besonderen bei Kabelanlagen störend bemerkbar machen.

Die prinzipielle Funktionsweise mit Konverterstationen jeweils am Anfang und Ende der Strecke macht die HGÜ auch zur Kopplung von asynchronen Netzen interessant (Gleichstrom-Kurzkopplung) [1].

Die HGÜ-Verbindung nach Gotland/Schweden

Die von Asea (heute ABB, www.abb.com, [2]) 1954 erstellte HGÜ-Verbindung nach Gotland/Schweden bestand aus einer 25 km langen Landstrecke und einem 70 km langen Seekabel, welches aus Kostengründen als Einleiterkabel ausgeführt wurde (Rückleiter Seewasser).

Der in Västervik (Festland) ankommende Drehstrom wurde in Gleichstrom 200 A (bei einer Spannung von 100 kV) umgeformt und auf die Insel Gotland übertragen.

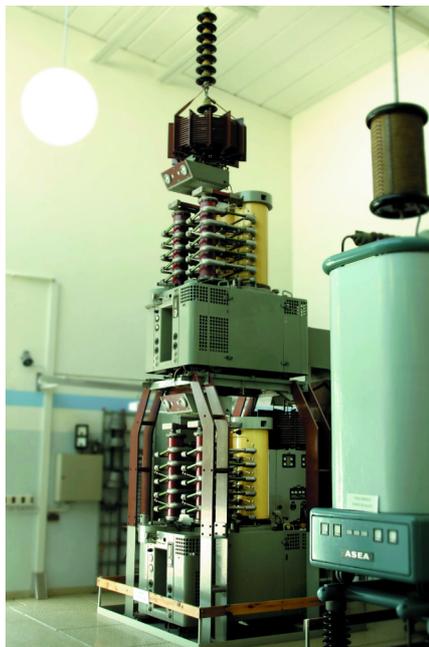


Bild 1. Quicksilberdampfventil 50 kV, 200 A für HGÜ-Anwendungen (l.), rechts daneben das erste Thyristorventil (50 kV, 200 A)

Dort angekommen wurde er wieder in Drehstrom umgewandelt (30 kV, 50 Hz) [3, 4].

Dies geschah zunächst mit den damals üblichen Quicksilberdampf-Gleichrichtern (Bild 1), wobei die gittergesteuerte Gleichrichtergruppe aus sieben Gefäßen bestand (eines als Reserve). Die ersten Betriebserfahrungen zeigten, dass sich das Wagnis der Einführung einer neuen Technologie gelohnt hat. „Es hat sich gezeigt, dass die neuen Bauelemente die Erwartungen der Konstrukteure voll erfüllt und zum Teil sogar übertroffen haben“, so nachzulesen in der ETZ-B 9/1957 [5].

Allerdings berichtet gleicher Artikel auch von 29 Rückzündungen in den Gleichrichtern und 16 in den Wechselrichtern – ein beachtliches Problem, das Quecksilberdampfgleichrichter systembedingt aufweisen [6].

Thyristor: Die Halbleiter erobern die Hochspannungstechnik

1970 wurde die HGÜ-Verbindung von 20 MW/100 kV unter Beibehaltung der Kabelverbindung auf 30 MW/150 kV leistungsgesteigert. Wieder war die Gotland-Verbindung Ort einer Pioniertat, denn die Realisierung erfolgte weltweit erstmals mit einem Thyristormodul für HGÜ-Anwendungen (Bild 1).

Der Anstieg des Energiebedarfs machte eine Erweiterung der Stromabbindung von Gotland notwendig, es entstanden die HGÜ-Verbindungen „Gotland 2“ (1983) und 1987 „Gotland 3“, beide 150 kV und je 130 MW Übertragungsleistung. Die HGÜ-Strecke „Gotland 3“ machte die Ursprungsverbindung „Gotland 1“, die bis dahin von 1954 bis 1986 nahezu störungsfrei gearbeitet hat, obsolet.

Die Entwicklung geht weiter: IGBT-Halbleiter in der HGÜ

Die Entwicklung der Hochspannungs-gleichstrom-Übertragung ist mit der Einführung des Thyristors (Bild 2) nicht am Ende. Längst sind Transistoren in Form von IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) die HGÜ vorgedungen – so z. B. im Rahmen des 1997 eingeführten HVDC-Light-Konzepts von ABB [7].



Bild 2. Die aktuell in der Konverterstation verwendeten wassergekühlten Thyristorventile (150 kV, 910 A). Pro Ventil sind 36 Thyristoren in Serie geschaltet



Bild 3. HGÜ-Konverterstation „Longquan“ in China. Mit einer Größe von 42 Fußballfeldern Teil der Verbindung nach Changzhou im Rahmen des Drei-Schluchten-Staudamms

Auch diese HGÜ-Technik letzter Stand findet sich auf Gotland wieder: Die steigende Zahl von Windenergieanlagen auf der Insel machte eine neue – diesmal inner-gotländische – Leitungsverbindung zwischen den Städten Näs und Bäck nötig. Aufgrund der guten Erfahrungen mit HGÜ-Kabelverbindungen, die zusätzlich wegen ihres landschaftserhaltenden Charakters einfacher zu genehmigen sind, hat sich der Energieversorger Vattenfall AB [8] 1999 für das HVDC-Light-Konzept von ABB entschieden.

Ausblick

Die HGÜ-Technologie ist derzeit hinsichtlich ihres Marktanteils von zwei Hauptfaktoren geprägt: Die – besonders seit den Stromausfällen in 2003 in den Blickpunkt der Öffentlichkeit gerückte – Versorgungssicherheit erfordert kleinere, synchronisierte Netze. Ein weiterer wesentlicher Faktor in die Anbindung asynchroner Netze an Back-to-Back-HGÜ-Systeme.

Bereits heute bildet die HGÜ das Fundament des nationalen Stromnetzes in China (Bild 3), aber auch in der Europäischen Union wird ein Großteil des Investitionsbedarfs (ca. 1,7 Mrd. €) in die HGÜ-Technologie fließen.

Literatur

- [1] Tschütsch, H.-U.: Kopplung zweier MS-Netze in Ulm optimiert Leistungsbedarf. *etz Elektrotech. + Autom.* 125 (2004) H. 5, S. 29–31
- [2] ABB Asea Brown Boveri Ltd., Zürich/Schweiz: www.abb.com
- [3] Lamm, U.: Kraftübertragung mit hochgespanntem Gleichstrom in Schweden. *ETZ-A Elektrotech. Z.* 76 (1955) H. 17, S. 590–597
- [4] N. N.: Die Gleichstrom-Kraftübertragung nach Gotland. *ETZ-B Elektrotech. Z.* 7 (1954) H. 1, S. 22
- [5] N. N.: Erste Erfahrungen mit der Gleichstromübertragung nach Gotland. *ETZ-B Elektrotech. Z.* 9 (1957) H. 9, S. 367
- [6] Anschütz, H.: Geschichte der Stromrichtertechnik mit Quecksilberdampfgefäßen. Berlin·Offenbach: VDE VERLAG, 1985 (ISBN 3-8007-1405-1)
- [7] DC-Systems. ABB Asea Brown Boveri Ltd., Zürich/Schweiz: www.abb.com/hvdc
- [8] Vattenfall AB, Stockholm/Schweden: www.vattenfall.se