

# **Stromtransport: Erfordernisse und Lösungen für ein europäisches Verbundnetz unter Nutzung solaren Stroms aus Nordafrika**

Thomas Benz, ABB AG, Mannheim

## **Kurzfassung**

Für den Transport solaren Stroms aus den Wüstenregionen in Nordafrika und dem Nahen Osten nach Europa, ist eine Erweiterung bzw. ein Ausbau des europäischen Übertragungsnetzes erforderlich. Als besonders attraktive Lösung für diese Aufgabe erweist sich die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ). Sie zeichnet sich insbesondere dadurch aus, dass große Mengen elektrischer Energie über weite Strecken verlustarm und zu wirtschaftlichen Kosten übertragen können. Darüber hinaus bietet diese Technik weitere Vorteile hinsichtlich Stabilität und Zuverlässigkeit weiträumiger Stromnetze. Die HGÜ ist eine seit über 50 Jahren kommerziell eingesetzte und bewährte Technik [1]. Sie wird in vielen Ländern der Erde wie in China, Indien und den USA für die Stromübertragung sowohl über Land als auch unter Wasser verwendet. Aber auch in Europa finden sich vermehrt Anwendungen zum Beispiel zur Stromübertragung durch Nord- und Ostsee oder zur Anbindung großer Offshore-Windparks an das Übertragungsnetz.

## **1. Drehstromübertragung – Bis heute das System der Wahl für Europa**

Elektrische Energie wird in Europa durchweg unter Nutzung von Drehstrom übertragen und verteilt. Von großem Vorteil sind hierbei dessen Transformierbarkeit, die einfache elektromechanische Energieumwandlung mit Hilfe von Drehstromgeneratoren und -motoren, die einfache Schaltbarkeit aufgrund des natürlichen Stromnulldurchgangs sowie die einfache Vernetzung. Um die dabei fließenden Ströme und damit die stromabhängigen Verluste möglichst klein zu halten, erfolgt die Übertragung über längere Strecken bei hohen Spannungen. In Deutschland und Europa sind das heute üblicherweise 220 bzw. 380 kV. Die Frequenz beträgt im gesamten Stromversorgungssystem 50 Hz.

Zunehmende Verluste und Stabilitätsprobleme sind die wesentlichen Gründe, weshalb die Drehstromübertragung mit zunehmender Übertragungsdistanz ihre technisch-wirtschaftliche Grenzen findet. Drehstromkabel können wegen des hohen Blindleistungsbedarfs bereits bei Entfernungen kleiner 100 km nur noch unter hohem technischem und wirtschaftlichem Aufwand betrieben werden.

## **2. Hochspannungsgleichstromübertragung – Die Alternative zur Drehstromübertragung**

Sollen große Mengen elektrischer Energie über weite Strecken übertragen werden, besitzt die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) technische und wirtschaftliche Vorteile gegenüber der Drehstromübertragung. Hierbei wird der im Kraftwerk erzeugte Drehstrom erst gleichgerichtet, dann übertragen und schließlich wieder in Drehstrom umgewandelt. Die Gleich- bzw. Wechselrichtung an den Enden der Übertragungsstrecke erfolgt in sogenannte Umrichterstationen (*engl.: Converter Station*). Drehstromnetze unterschiedlicher Frequenz können nur über sogenannte Gleichstromkurzkupplungen miteinander gekuppelt werden.

## 2.1. Physikalisch-technische Besonderheiten der Gleichstromübertragung

Die Übertragung und Verteilung elektrischer Energie ist an Leitungen gebunden. Jeder Strom durchflossene Leiter ist von einem Magnetfeld umgeben, Abb. 1. Zum Aufbau des magnetischen Feldes wird sogenannte induktive Blindleistung benötigt. Diese Leistung wird im Magnetfeld gespeichert und beim Abbau des Feldes wieder ins Netz zurückgespeist. Weiterhin existiert aufgrund der Potenzialdifferenz zwischen dem Hin- und Rückleiter einer Leitung ein elektrisches Feld. Zum Aufbau des elektrischen Feldes wird sogenannte kapazitive Blindleistung benötigt. Diese Leistung wird beim Abbau des Feldes ebenfalls wieder ins Netz zurückgespeist. Bei einer 50-Hz-Drehstromleitung wird die elektrische und magnetische Energie im 100-Hz-Takt ein- und ausgespeichert [2].

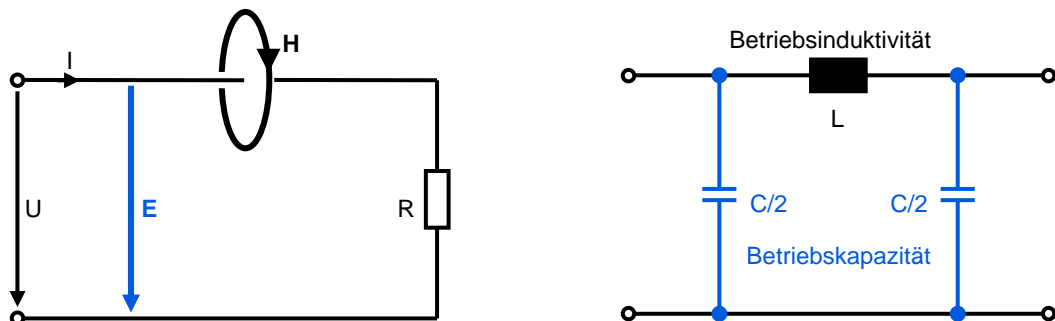


Abb. 1: Links: Feldmodell für eine elektrische Leitung.  $H$ : Magnetfeld.  $E$ : elektrisches Feld.  $U$ : Spannung.  $I$ : Strom.  $R$ : Verbraucher.  
Rechts: Vereinfachtes Netzwerkmodell für ein elektrisch kurzes Leitungsstück.  $L$ : Induktivität.  $C$ : Kapazität.

Bei Gleichstrom ist das Ein- und Ausspeichern ein einmaliger, lediglich beim Ein- bzw. Ausschalten auftretender Vorgang. Im stationären Betrieb erfolgt keine Umladung von elektrischer und magnetischer Energie zwischen den Leitungskapazitäten und Leitungsinduktivitäten. Aus diesem Grund wird zum Betrieb einer Gleichstromleitung im Gegensatz zu einer Drehstromleitung keine Blindleistung benötigt. Es sind daher auch keine Einrichtungen zur Deckung des Blindleistungsbedarfs der Leitung (Blindleistungskompensation) erforderlich.

Bei der Drehstromübertragung bewirken die Leitungsinduktivitäten zusätzliche Spannungsabfälle sowie eine Phasenverschiebung zwischen der Spannung am Anfang und am Ende der Leitung. Überschreitet die Phasenverschiebung einen bestimmten Winkel, verliert die Leitung den Synchronismus und die Übertragung wird instabil, d.h. die Spannung am Ende der Leitung kollabiert [3]. Somit begrenzt der sogenannte Leitungswinkel die Reichweite der Drehstromübertragung.

Da bei der Gleichstromübertragung keine Phasenverschiebung auftritt, treten auch bei den größten Entfernungen keine Stabilitätsprobleme auf [4]. Für die Übertragungslänge, ganz gleich ob als Kabel oder als Freileitung ausgeführt, wird die Übertragungslänge nur durch den ohmschen Widerstand des Leiters begrenzt. Bei entsprechender Dimensionierung des Leiters (Material, Querschnitt) besteht damit für praktische Anwendungen so gut wie keine Längenbegrenzung für die Übertragungsleitung.

Bei Gleichstrom gibt es keine Stromverdrängung (*engl.: Skin-Effekt*) im Leiter. Der Leiterquerschnitt kann voll ausgenutzt werden. In der Isolation von Kabeln entstehen keine dielektrischen Verluste und in den Kabelschirmen und -bewehrungen treten keine

Wirbelströme auf, weshalb damit auch keine zusätzlich Erwärmung des Kabels erfolgt. Die Gleichstromübertragung ist daher grundsätzlich verlustärmer als die Drehstromübertragung.

Weiterhin sind für die Gleichstromübertragung nur zwei Leiter erforderlich. Gleichstromfreileitungen lassen sich daher für die gleiche Übertragungsleistung deutlich kostengünstiger bauen als Drehstromfreileitungen, denn der Aufwand für Leitermaterial, Isolatoren, Armaturen und Masten fällt deutlich geringer aus. Darüber hinaus kann die erforderliche Trasse aufgrund der kompakteren Bauweise von Gleichstromfreileitungen deutlich schmaler gehalten werden. Bei gleichem Aufwand für Leitermaterial und Isolation kann eine Gleichstromfreileitung etwa die doppelte Leistung wie eine Drehstromleitung übertragen [5].

Bei Gleichstromkabeln ist ebenfalls ein geringerer Aufwand an Leitermaterial und Isolation notwendig als bei Drehstromkabeln. Ein Auskreuzen der Kabelschirme ist nicht erforderlich, was hier speziell den Verlegungsaufwand reduziert.

## 2.2. Stromrichter-Technologien

Abhängig von der Übertragungsaufgabe kommen heute netzgeführte (klassische HGÜ) oder selbstgeführte (VSC-HGÜ) Stromrichter zum Einsatz.

### 2.2.1. Klassische HGÜ

Bei der klassischen HGÜ handelt es sich um netzgeführte Stromrichter mit Gleichstromzwischenkreis (*engl.: Line Commutated Converter, LCC*). Zum Einsatz kommen Leistungsthyristoren (Thyristor-Ventile), die ein- aber nicht ausschaltbar sind. Diesen Nachteil nimmt man jedoch in Kauf, da sich an einem Wechselstromnetz damit besonders einfache und für hohe Leistungen besonders wirtschaftliche Stromrichterschaltungen aufbauen lassen.

Eingeschaltet bzw. gezündet werden die Thyristoren durch einen Stromimpuls (Zündimpuls) in den Steueranschluss (*engl.: Gate*), Abb. 2.



Abb. 2: 6-Zoll-Leistungsthyristor [Quelle: ABB]. Sperrspannung: 8,5 kV. Stromtragfähigkeit: 4,5 kA.

Der Zündimpuls ist mit der Netzspannung synchronisiert, die Phasenlage kann stetig gegenüber jener der Netzspannung verstellt werden. Die Höhe der Gleichspannung – und damit die Höhe der übertragenen Wirkleistung – richtet sich nach der Wahl des Zündzeitpunktes (Phasenanschnittsteuerung), Abb. 3. Beim Nulldurchgang der Spannung verlöschen die Thyristoren von selbst. Strom durch den Thyristor fließt erst wieder nach dem nächsten Zündimpuls.

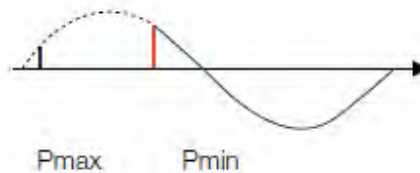


Abb. 3: Beispiele für unterschiedliche Phasenlagen der Zündimpulse und die daraus resultierende übertragene Wirkleistung [6].

Die für den Übergang des Stroms von einem Stromrichterzweig auf einen anderen erforderliche Kommutierungsblindleistung (ca. 50 – 60 % der übertragenen Wirkleistung) muss bei den netzgeführten Stromrichtern durch das umgebende Drehstromnetz bereitgestellt werden. Dies erfordert für den Betrieb der HGÜ ein spannungsstarrs Drehstromnetz, d.h. ein Netz mit hoher Kurzschlussleistung. Es können aber auch zusätzliche Kondensatoren zu den ohnehin erforderlichen Oberschwingungsfiltren installiert werden (*engl.: Capacitor Commutated Converter, CCC*) [7]. Dies führt jedoch i.d.R. zu einem höheren Platzbedarf für die Umrichterstationen.

Die Steuerbarkeit der Stromrichter erlaubt es, dass die Übertragungsleistung in einem Bereich von einer minimalen Übertragungsleistung bis zur Bemessungsleistung sehr schnell und unabhängig von den Vorgängen in den umgebenden Drehstromnetzen geändert werden kann. Die minimale Übertragungsleistung liegt üblicherweise zwischen 5 und 10 % der Bemessungsleistung. Bei Unterschreitung der minimalen Übertragungsleistung wird die HGÜ außer Betrieb genommen, da dies sonst zu Kommutierungsfehler und damit zur Unterbrechung des Leistungsflusses führen kann.

Die Leistungsflussumkehrung erfolgt bei der klassischen HGÜ durch Umpolung der Spannung. Die Stromrichtung bleibt gleich. VPE-Kabel werden aufgrund einer möglichen Spannungsumkehr nicht zur Übertragung verwendet, da sich bei Gleichspannungsbeanspruchung Raumladungen im Isolierstoff bilden können, die sich aufgrund der niedrigen Leitfähigkeit nur sehr langsam abbauen und beim Umpolen zu extremen Feldüberhöhungen führen [8].

Für den Aufbau von Umrichterstationen werden in der Praxis mehr Thyristoren eingesetzt als für die gesamte Sperrspannung erforderlich wären. Bei etwaigem Ausfall eines oder weiterer Thyristoren können die intakten Thyristoren dann den Betrieb bis zum nächsten Wartungstermin aufrechterhalten. Damit ist eine sehr hohe Verfügbarkeit der klassischen HGÜ gewährleistet.

### 2.2.2. VSC-HGÜ

Bei der VSC-HGÜ handelt es sich um selbstgeführte Stromrichter mit Gleichspannungszwischenkreis (*engl.: Voltage Source Converter, VSC*). Hier kommen Bipolartransistoren mit isoliertem Gate (*engl.: Insulated Gate Bipolar Transistor, IGBT*) zum Einsatz. Diese Ventile lassen sich über entsprechende Steuersignale ein- und ausschalten. Als Ansteuerverfahren kommt häufig die Pulsweitenmodulation (*engl.: Pulse Width Modulation, PWM*) zur Anwendung.

Die VSC-HGÜ benötigt im Gegensatz zur klassischen HGÜ keine Blindleistung zur Kommutierung. Betrag und Phase der Ausgangsspannung lassen sich unabhängig von der Netzspannung einstellen. Damit kann im Gegensatz zur klassischen HGÜ nicht nur die Wirkleistung sondern zusätzlich auch die Blindleistungsaufnahme oder -abgabe unabhängig

voneinander geregelt werden. Abb. 4 zeigt das vereinfachte einphasige Ersatzschaltbild für einen VSC-HGÜ-Umrichter.

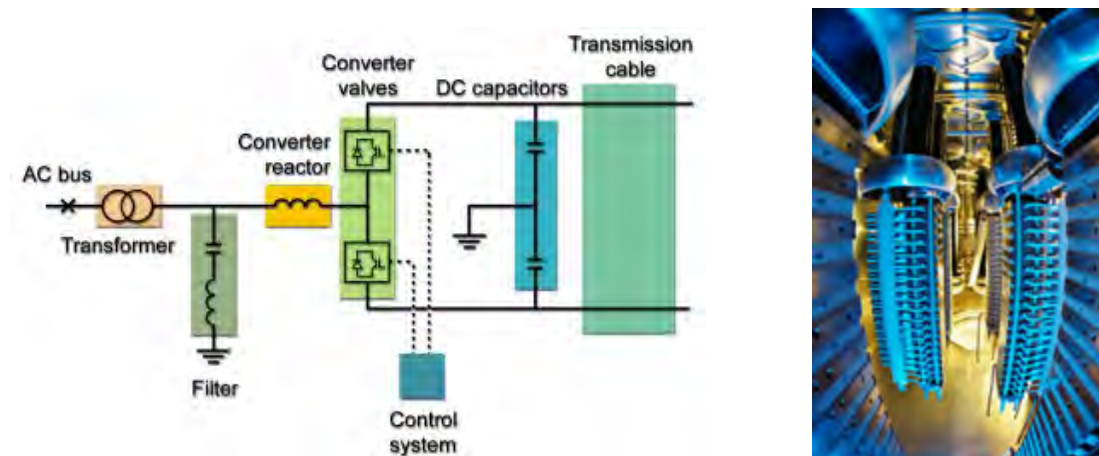


Abb. 4: Links: Vereinfachtes, einphasiges Ersatzschaltbild eines VSC-HGÜ-Umrichters [6]. Rechts: Beispiel für einen VSC-HGÜ-Ventilstapel, bestehend aus einer Reihenschaltung von bis zu 30 IGBT-Modulen [Quelle: ABB].

Der Gleichspannungszwischenkreis hat ähnlich wie bei der klassischen HGÜ zwei Pole, die mit entgegengesetzter Spannung betrieben werden. Große DC-Kondensatoren in beiden Stromrichterstationen glätten die Gleichspannung. Sie dienen gleichzeitig als Energiespeicher zwischen Gleich- und Wechselrichter. Der Wechselrichter auf der entgegengesetzten Seite der Übertragungsstrecke formt die Gleichspannung wieder in eine Wechselspannung um, bei der wieder Betrag und Phase von der Regelung vorgegeben werden kann.

In Abb. 5 ist dargestellt, wie bei der VSC-HGÜ aus der Gleichspannung wieder eine sinusförmige Wechselspannung entsteht.

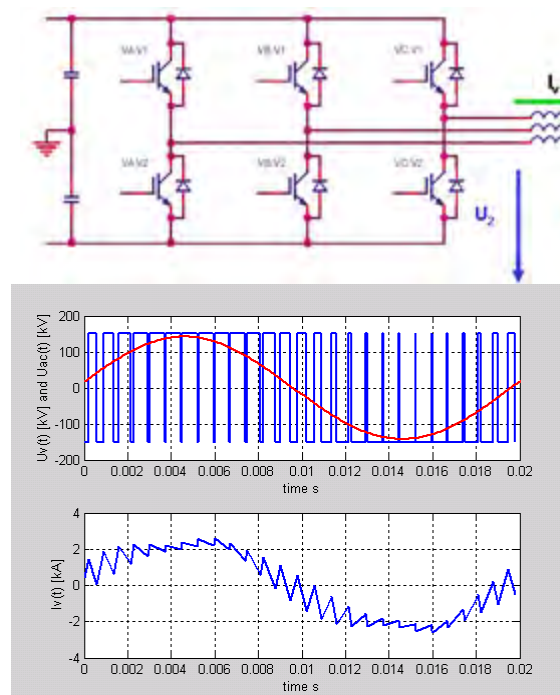


Abb. 5: Prinzipielle Darstellung der Wechselrichtung einer Gleichspannung bei einer VSC-HGÜ.



Da bei der VSC-HGÜ ein deutlich geringerer Aufwand für die Oberschwingungsfilterung erforderlich ist als bei der klassischen HGÜ, fällt auch der Platzbedarf für die Umrichterstationen hier deutlich geringer aus.

Die Leistungsflussumkehrung erfolgt durch Umkehr der Stromrichtung. Die Polarität der Spannung bleibt erhalten. Diese Technik eignet sich daher besonders für die Übertragung mit VPE-Kabeln.

Bei der VSC-HGÜ sind ebenfalls eine gewisse Anzahl redundanter IGBT-Module vorgesehen, was den Ausfall einzelner IGBT zulässt. Im Fehlerfall bildet ein spezielles Legierungsplättchen mit dem Silizium-Chip eine stabile, den Betriebsstrom tragende Verbindung und das IGBT-Modul geht bis zur nächsten Wartung in den Zustand des sicheren Kurzschlusses (*engl.: Short-Circuit Failure Mode, SCFM*) [9]. Damit ist bei der VSC-HGÜ ebenfalls eine sehr hohe Verfügbarkeit gewährleistet.

### 3. Anwendungsbeispiele

Derzeit sind weltweit mehr als 100 HGÜ-Anlagen mit einer Leistung von insgesamt ca. 80.000 MW in Betrieb bzw. in Bau.

#### 3.1. Klassische HGÜ

Der Leistungsbereich der klassischen HGÜ erstreckt sich heute von 250 bis 9.000 MW bei einer Spannung von bis zu  $\pm 800$  kV (sog. Ultra-HGÜ).

Die Stromübertragung kann per Freileitung oder Kabel erfolgen. Für die Übertragung per Freileitung stehen Freileitungssysteme bis zu den höchsten Spannungen zur Verfügung. Für die Übertragung per Kabel werden heute masseimprägnierte Kabel (MI-Kabel) bis zu einer Gleichspannung von maximal 500 kV gefertigt. VPE-Kabel werden bei der klassischen HGÜ auf Grund der Spannungsumkehr bei Leistungsrichtungswechsel nicht verwendet.

Die erste kommerzielle HGÜ wurde 1954 – damals noch mit Quecksilberdampfgleichrichtern – in Betrieb genommen. Das mit einer Kapazität von 6.400 MW größte Übertragungssystem der Welt wird zur Zeit in China gebaut, Abb. 6.



Abb. 6: Links: UHVDC-Verbindung Xiangjiaba – Shanghai, China. Rechts: Ventilhalle in Fengxian  
[Quelle: ABB].

Diese HGÜ ermöglicht die Übertragung der im Wasserkraftwerk Xiangjiaba im Südwesten Chinas erzeugten elektrischen Energie über eine Entfernung von etwas mehr als 2.000 km in die Industriezentren an der chinesischen Ostküste (Shanghai). Die Inbetriebnahme des ersten HGÜ-Pols ist für 2010 geplant. Um die Übertragungsverluste zu minimieren, wurde als Übertragungsspannung erstmals  $\pm 800$  kV gewählt. Die für diese Spannungshöhe erforderlichen Komponenten wurden komplett neu entwickelt. So kommen für die Ventile auch neu entwickelte 6-Zoll-Thyristoren mit einer Sperrspannung von 8,5 kV und einer Stromtragfähigkeit von 4,5 kA zum Einsatz (s. Abb. 2).

Die Übertragung erfolgt per Freileitung mit zwei Gleichstromsystemen (2 x 2 Leiter). Zur Reduzierung der Koronaverluste werden auch hier wie bei Drehstromfreileitungen die Leiterseile als Bündelleiter ausgeführt. Der Flächenbedarf für die Übertragungsstrecke fällt jedoch um 40 % geringer aus, als bei einer Realisierung in Drehstromtechnik erforderlich gewesen wäre. Die Übertragungsverluste für das Gesamtsystem liegen unter 7 %. Die Verfügbarkeit der Umrichterstationen wird mit mehr als 99,5 % angegeben.

In Europa kam die HGÜ – bis auf die Nutzung von Kurzkupplungen – wegen der hier üblichen geringen Übertragungsentfernungen bisher ausschließlich bei Seekabelverbindungen zum Einsatz. Die mit insgesamt 580 km derzeit längste Kabelstrecke verläuft durch die Nordsee und verbindet die asynchronen Stromnetze Norwegens und der Niederlande, Abb. 7. Sie wurde 2008 in Betrieb genommen und besitzt eine Übertragungsleistung von 700 MW bei einer Gleichspannung von  $\pm 450$  kV. Die Übertragungsverluste für das Gesamtsystem liegen hier unter 4 %.



Abb. 7: Links: HVDC-Seekabelverbindung NorNed zwischen Feda (Norwegen) und Eemshaven (Niederlande).

Rechts: NorNed-Seekabel [Quelle: ABB]. Leiter: 2 x 790 mm<sup>2</sup> Kupfer. Isolierung: Masse-impregniertes Papier. Abmessungen: 217 x 136 mm. Gewicht: 84 kg/m.

Die wesentlichen Gründe für die Verwendung von HGÜ sind die lange Seekabelverbindung, die Kopplung asynchroner Netze und der steuerbare Leistungsfluss (Stromhandel).

### 3.2. VSC-HGÜ

Der Leistungsbereich der VSC-HGÜ erstreckt sich heute von 50 bis 1.200 MW bei einer Spannung von bis zu  $\pm 320$  kV.

Die Stromübertragung erfolgt hier üblicherweise mit VPE-Kabeln. Eine Übertragung per Freileitung ist ebenfalls möglich [10]. Für die Kabelübertragung stehen derzeit VPE-Kabel bis

zu einer Spannung von  $\pm 320$  kV und einem Leiterquerschnitt für Aluminium bis zu  $2.500 \text{ mm}^2$  zur Verfügung. Der Einsatz von masseimprägnierten Kabeln ist ebenfalls möglich.

Die erste VSC-HGÜ wurde 1997 in Schweden in Betrieb genommen. Weltweit sind derzeit 9 Anlagen in Betrieb, 4 weitere sind in Bau.

Die mit 176 km längste Landkabelverbindung wurde 2002 in Australien in Betrieb genommen. Sie verbindet die Drehstromnetze von Victoria und Südaustralien für den Stromhandel, Abb. 8.

Die Übertragungsleistung beträgt 220 MW bei einer Spannung von  $\pm 150$  kV. Die Verfügbarkeit des Systems beträgt mehr als 98,5 % einschließlich geplanter Instandhaltung. Die Gründe für die Verwendung einer HGÜ lagen im Wesentlichen in der langen Kabelverbindung, dem steuerbaren Leistungsfluss und der einfachen behördlichen Genehmigung des Vorhabens.



Abb. 8: Links: Landkabelverbindung Murraylink in Australien. Rechts: Kabelverlegung.

Im November 2009 wurde der erste HGÜ-Anschluss für einen Offshore-Windpark an das deutsche Übertragungsnetz fertig gestellt, Abb. 9.



Abb. 9: Links: Anschluss des Offshore-Windpark-Clusters Borkum 2 an das Übertragungsnetz. Rechts: Offshore-HGÜ-Plattform.

Die Übertragungsleistung der eingesetzten VSC-HGÜ beträgt 400 MW bei einer Spannung von  $\pm 150$  kV. Mit rund 200 km, davon 128 km Seekabel und 75 km Landkabel, ist dies die derzeit längste Verbindung, die für den Netzanschluss eines Offshore-Windparks gebaut wurde.



#### **4. Vorteile der HGÜ**

Für die Übertragung großer Leistungen über weite Strecken (größer 600 – 800 km) ist die HGÜ der Drehstromübertragung technisch-wirtschaftlich überlegen. Grund hierfür sind die geringeren Investitionskosten für die Gleichstromleitung bei gleicher Leistung und die fehlenden Stabilitätsprobleme. Für die Seekabelübertragung ist die HGÜ oftmals die einzig realisierbare Lösung, da bei Drehstromseekabeln die Übertragungsentfernung aufgrund der erforderlichen Ladeleistung auf ca. 20 – 30 km begrenzt ist [2].

Die HGÜ bietet jedoch auch die Möglichkeit, den Leistungsfluss in einem Drehstromnetz zu steuern. Während des Betriebs kann sie gezielt einzelne Drehstromübertragungsleitungen entlasten bzw. die Übertragungskapazitäten von Drehstromleitungen besser ausnutzbar machen [11].

Ein weiterer großer Vorteil ist, dass eine HGÜ bei Fehlern im umgebenden Drehstromnetz nicht überlastet werden kann, da die übertragene Leistung von der Regelung bestimmt wird und nicht wie bei der Drehstromübertragung durch den Phasenwinkelunterschied zwischen den zwei Netzanschlusspunkten [12].

Die VSC-HGÜ zeichnet sich zusätzlich dadurch aus, dass sich Wirk- und Blindleistung sehr schnell und getrennt voneinander regeln lassen. Sie kann innerhalb kürzester Zeit (ca. 100 ms) nach einem Fehlereintritt die volle Blindleistung zur Verfügung stellen und somit einen wichtigen Beitrag zur Stabilität eines Übertragungsnetzes leisten. Darüber hinaus sind ein Betrieb an schwachen Drehstromnetzen mit nur geringen Kurzschlussleistungen und die Anbindung von Inselnetzen möglich. Auch ein Netzwiederaufbau ist mit dieser Stromrichtertechnik sogar möglich (Schwarzstartfähigkeit) [13], [14].

#### **5. Nachteile der HGÜ**

Ein wesentlicher Nachteil einer HGÜ sind die Basiskosten für die Gleich- bzw. Wechselrichterstationen an den Enden der Übertragungsstrecke. Darüber hinaus sind Multi-Terminal-Systeme nur durch zusätzliche Stromrichter möglich, was zu höheren Investitionskosten und einem größeren Flächenbedarf als bei Drehstromtechnik führt.

Zum Aufbau eines Gleichstromnetzes sind Gleichstromschalter erforderlich, die sich für höhere Spannungen derzeit noch in der Entwicklung befinden.

#### **6. Mittelfristige Entwicklungsschritte**

##### **6.1. Klassische HGÜ**

Die Verluste der netzgeführten Stromrichter betragen derzeit 0,7 % pro Umrichter. Durch die geringeren Verluste einer DC-Übertragung ergeben sich für längere Übertragungsstrecken und größerer Übertragungsleistungen geringere Verluste als bei einer vergleichbaren Drehstromübertragung. Eine weitere Reduzierung der Verluste steht bei der klassischen HGÜ eher nicht im Fokus. Der Blick ist – falls überhaupt erforderlich – eher auf noch höhere Übertragungsspannungen gerichtet.

## 6.2. VSC-HGÜ

Bei der VSC-HGÜ werden höhere Übertragungsspannungen und damit höhere Übertragungsleistungen möglich. Neue IGBT-Module mit einer Sperrspannung von 4,5 kV (bisher 2,5 kV) und einer Stromtragfähigkeit von 2.000 A stehen bereits zur Verfügung, Abb. 10. Damit werden auch die Umrichterverluste der VSC-HGÜ von derzeit 1,6 % auf höchstens 1% pro Umrichterstation sinken.



Abb. 10: Neues IGBT-Modul [Quelle: ABB]. Sperrspannung: 4,5 kV. Stromtragfähigkeit: 2 kA.

VPE-Kabel werden auch für Spannungen von  $\pm 640$  kV zur Verfügung stehen, so dass eine Übertragungsleistung von 1.700 MW pro Kabelsystem zu erwarten ist.

Die wohl interessantesten Aussichten für die VSC-HGÜ liegen jedoch in der Möglichkeit zur Bildung von Systemen mit mehreren Terminals. Derzeit wird in der Cigré-Arbeitsgruppe B4.52 an einer HVDC-Grid-Feasibility-Studie gearbeitet, die im April 2012 veröffentlicht werden soll. Sie soll die Grundlage für den Bau von Gleichstromnetzen schaffen.

## 7. Zusammenfassung

Mit der klassischen, netzgeführten HGÜ lassen sich große Leistungen sehr effizient über weite Strecken übertragen. Für die Seekabelübertragung ist sie oftmals die einzig realisierbare Lösung. Die Verbindung starker, asynchroner Netze mit hoher Leistung ist ebenso eine Domäne der klassischen HGÜ.

Mit der VSC-HGÜ können weitere Anwendungsgebiete erschlossen werden, wie der Anschluss von Offshore-Windparks an das Drehstromnetz, die elektrische Versorgung von Offshore-Plattformen, Lastzentren und Inseln sowie die zur Verfügungstellung von Systemdienstleistungen wie Spannungsregelung, Lastflussregelung und Blindleistungsbereitstellung im Drehstromnetz. Die künftig wohl interessantesten Anwendungen für die VSC-HGÜ liegen in der Möglichkeit zur Bildung von Systemen mit mehreren Terminals und der Aufbau von DC-Netzen.

Die Einsetzbarkeit einer HGÜ-Lösung ist in jedem Fall projektspezifisch zu klären und nicht verallgemeinerbar.

## Literatur

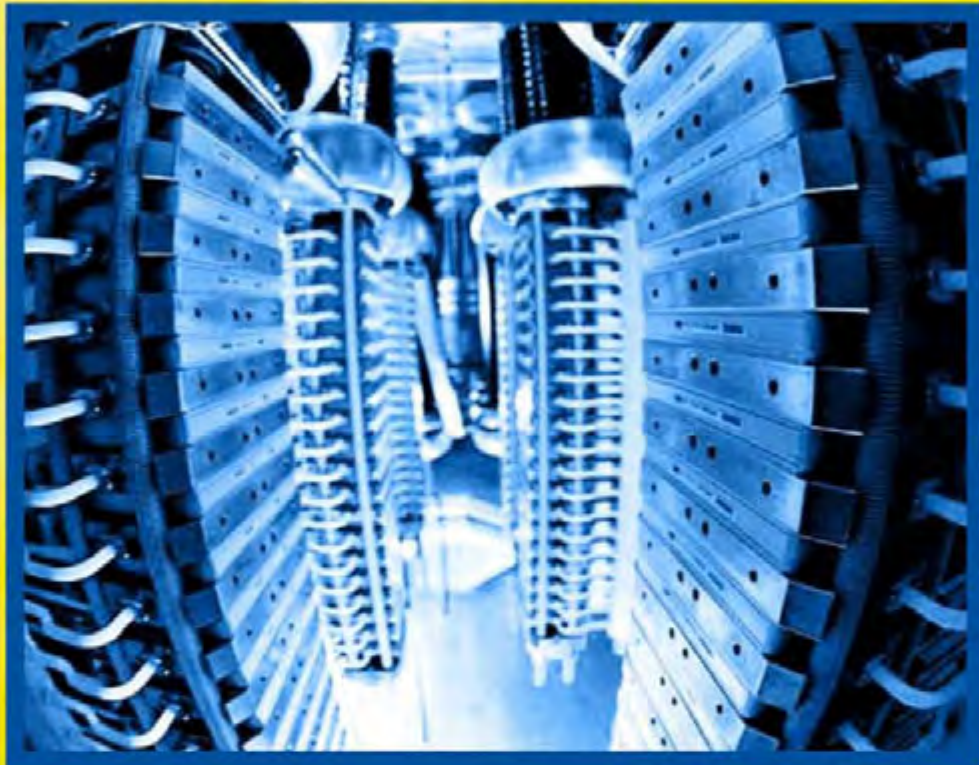
- [1] Asplund, G.; Carlsson, L.; Tollerz, O.: 50 Jahre HGÜ, Teil I und II  
ABB Technik 4/2003, S. 6 – 13
- [2] Nelles, D.: Netzdynamik – Elektromechanische Ausgleichvorgänge in elektrischen  
Energieversorgungsnetzen  
VDE-Verlag Berlin Offenbach, 2009
- [3] Schwab, A.: Elektroenergiesysteme – Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung  
elektrischer Energie. 2., aktualisierte Auflage, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2009
- [4] Oeding, D.; Oswald, B. R.: Elektrische Kraftwerke und Netze. 6. Auflage  
Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2004
- [5] Oswald, B. R.: Technische Fragen der Netzverstärkung  
[www.forwind.de/publications/Netzverstaerkung.pdf](http://www.forwind.de/publications/Netzverstaerkung.pdf), Download am 28.11.09
- [6] ABB AB Grid Systems – HVDC, Sweden: It's time to connect - Technical description of  
HVDC Light<sup>®</sup> technology, Revised edition, March 2008
- [7] Ärnlö, B.: HVDC 2000 – eine neue Generation von HGÜ-Anlagen  
ABB Technik 3/1996, S. 10 - 17
- [8] Küchler, A.: Hochspannungstechnik. Grundlagen – Technologie – Anwendungen  
3., neu bearbeitete Auflage, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2009
- [9] Hanson, J.; Eicher, S.: Selbstgeführte Umrichter für die Hochspannungs-Gleichstrom-  
Übertragung und ihr Einsatz im elektrischen Versorgungsnetz. In: ETG-Fachbericht 105:  
Bauelemente der Leistungselektronik und Ihre Anwendungen, Vorträge der ETG-Fachtagung  
vom 10. bis 11. Oktober 2006, VDE-Verlag Berlin-Offenbach, 2006, S. 167 ff
- [10] ABB AB Grid Systems – HVDC, Sweden: Caprivi Link Interconnector
- [11] Asplund, G.; Jansson, E.; Johansson, St.; Rudervall, R.: Power System Stability Benefits with  
VSC DC-Transmission Systems. CIGRE Paris, Session 2004, Paper B4-204
- [12] Carlsson, L.: HGÜ – eine „Firewall“ gegen Störungen in Hochspannungsnetzen  
ABB Technik 3/2005, S. 42 – 46
- [13] Harnefors, L.; Rey, P.; Zhang, L.: Power System Reliability and Transfer Capability  
Improvement by VSC HVDC (HVDC Light<sup>®</sup>). CIGRE Regional Meeting on Security and  
Reliability of Electric Power Systems, June 18-20, 2007, Tallinn, Estonia
- [14] Rehtanz, Ch.; Hanson, J.; Johansson, St. G.: Netzverstärkungen und Offshore Anbindungen mit  
selbstgeführten HGÜ. Beitrag im Rahmen der ETG-Fachtagung anlässlich des VDE Kongress  
vom 18. bis 20. Oktober 2004 in Berlin, VDE-Verlag Berlin-Offenbach, 2004, S. 297 ff

Dr. Thomas Benz  
ABB AG  
ABB/PTLS-B  
Kallstadter Str. 1  
D-68309-Mannheim  
[thomas.benz@de.abb.com](mailto:thomas.benz@de.abb.com)

Exzerpt aus Tagungsband des AKE, DPG-Tagung 2010 Bonn

home:

[http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE\\_Archiv/DPG2010-AKE\\_Bonn/Links\\_DPG2010.htm](http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/DPG2010-AKE_Bonn/Links_DPG2010.htm)



## Energie

Technologien für die Zukunft

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung in Bonn 2010

Herausgegeben von Hardo Bruhns

# **Energie**

Technologien für die Zukunft

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung in Bonn 2010

Arbeitskreis Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Herausgegeben von Hardo Bruhns

Bad Honnef, April 2011



Frühjahrstagung des Arbeitskreises Energie  
in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft  
Bonn, 15. und 16. März 2010

Hauptvorträge

Inhaltsverzeichnis

Einleitung.....	5
Übersicht über die Fachsitzungen.....	7
Abstracts .....	8
Energieeffizienz in der Informationstechnologie (vorgetragen von W. Gnettner).....	18
ITER, the Decisive Step towards Fusion Energy (vorgetragen von G. Janeschitz) .....	29
The Physics Base for ITER and DEMO (vorgetragen von H. Zohm).....	44
Neue Reaktorenkonzepte für die Kernspaltung, Entwicklungen von AREVA (vorgetragen von W. Dams).....	55
Brennstoffzellen für mobile Anwendungen – Wo stehen wir auf diesem Weg? (vorgetragen von D. Stolten) .....	67
Elektrische Energiespeicher (vorgetragen von M. Rzepka) .....	77
Strom aus solarthermischen Kraftwerken im Sonnengürtel (vorgetragen von R. Pitz-Paal) .....	90
Stromtransport: Erfordernisse und Lösungen für ein europäisches Verbundnetz unter Nutzung solaren Stroms aus Nordafrika (vorgetragen von T. Benz) .....	97
Intelligente Stromnetze - Perspektiven und Potenziale (vorgetragen von F. Schulte) .....	108
Geothermische Stromerzeugung - Vom Reservoir bis zur Turbine (vorgetragen von E. Huenges).....	114
Energie aus Biomasse – Perspektiven für Europa (vorgetragen von D. Thrän).....	126
Thermodynamisch optimiertes Heizen und Kraft-Wärme-Kopplung (vorgetragen von G. Luther).....	137

Der vorliegende Band fasst schriftliche Ausarbeitungen der Hauptvorträge der AKE Tagung des Jahres 2010 in Bonn zusammen. Leider ist es nicht gelungen, von allen Vortragenden Manuskripte zu erhalten. Die Präsentationsfolien aller Hauptvorträge können auf der Webseite des Arbeitskreises über:

<http://www.dpg-physik.de/dpg/organisation/fachlich/ake.html>

(von dort zu dem Archiv des AKE weiterklicken) eingesehen werden. Allen, die zu diesem Sammelband beigetragen haben, sei an dieser Stelle sehr herzlich gedankt.

Düsseldorf, im Dezember 2010

Hardo Bruhns

Direkter Link zum AKE - Archiv:

<http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/index.htm>

Direkter Link zum AKE - Archiv, Tagung 2010 -Bonn:

[http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE\\_Archiv/DPG2010-AKE\\_Bonn/Links\\_DPG2010.htm](http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/DPG2010-AKE_Bonn/Links_DPG2010.htm)