

# Bewertung von Drehstrom- und Gleichstromvarianten für Hochleistungs-Fernübertragungen im Großverbund

Dr.-Ing. Joachim Schneider,  
 Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen

## 1 Einleitung

Die politischen Veränderungen der letzten Jahre in Mittel- und Osteuropa haben Bewegung in die europäischen Verbundsysteme gebracht. So wird dem Wunsch einiger mitteleuropäischer Staaten nach synchroner Anbindung an die UCPTE u.U. bereits Ende diesen Jahres (nach dem erwarteten Anschluß der VEAG) oder Anfang 1996 nachgekommen werden. Auch die Ukraine und Rußland streben nach engerer Zusammenarbeit mit dem Westen. Dies wird deutlich in Projekten wie der angedachten HGÜ-Euroschiene zwischen Rußland und Deutschland und Joint Ventures zum Bau neuer Kraftwerke. **Bild 1** zeigt eine Reihe von geplanten, im Bau oder bereits in Betrieb befindlichen HGÜ-Anlagen zwischen europäischen Verbundsystemen.

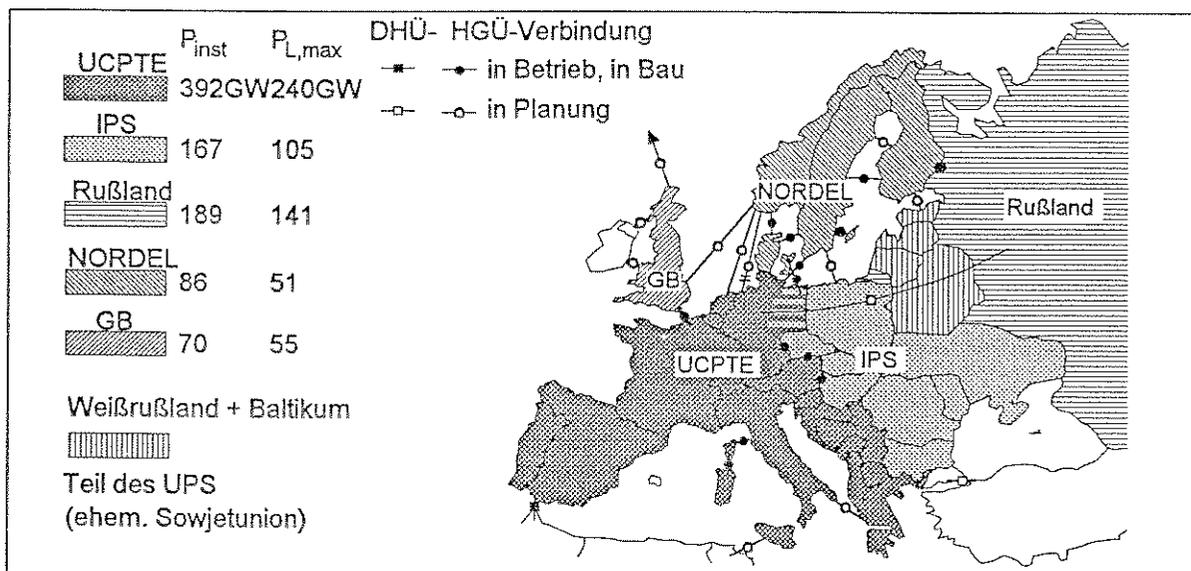


Bild 1: Verbundsysteme in Europa, 1992 [1-4]

Einhergehend mit dem Wunsch der Energieversorgungsunternehmen nach engerer energiewirtschaftlicher Zusammenarbeit verläuft in Westeuropa eine Entwicklung, die es in Zukunft immer schwerer machen wird, eine verbrauchsnahe Energieerzeugung in ausreichender Höhe zu realisieren. Dies ist der steigende Widerstand der Bevölkerung gegen großtechnische Anlagen. Die großen Potentiale ungenutzter regenerativer Energieträger (Wasserkraftreserven) in Norwegen und auch Rußland bieten dagegen die Möglichkeit, intensiveren Stromhandel zu betreiben. Die erzeugte Energie müßte jedoch über große Entfernungen in die Verbrauchszentren Mittel- und Westeuropas transportiert werden. Die ungenutzten regenerativen Energiequellen und der Wunsch nach engerer energiewirtschaftlicher Zusammenarbeit der Verbundunternehmen werden - vor dem Hintergrund einer zunehmenden  $CO_2$ -Debatte - dazu führen, daß in Zukunft verstärkt mit Hochleistungs-Fernübertragungen zu rechnen ist.

Hochleistungs-Fernübertragungen können prinzipiell auf drei unterschiedliche Arten erfolgen:

- Transit über bestehendes Verbundnetz (Ausbau vorhandener Kuppelleitungen)
- Drehstrom-Höchstspannungsübertragung (DHÜ, Bau übergeordneter Transportleitung)
- Gleichstrom-Höchstspannungsübertragung (HGÜ)

Mit Hochleistungs-Fernübertragungen gehen eine Reihe von Wirkungen auf die Verbundsysteme einher. Dies können zum einen technisch-betriebliche Wirkungen sein; hier müssen vor allem die durch die Hochleistungs-Fernübertragung entstehenden Verluste in den bestehenden Verbundnetzen oder auf den eigens für die Hochleistungs-Fernübertragung errichteten Übertragungsleitungen berücksichtigt werden [5]. Die Praxis der Betriebsführung großer Verbundsysteme zeigt aber auch, daß mit Hochleistungs-Fernübertragungen die statische Stabilität der Verbundsysteme beeinträchtigt wird [6,7]. So verstärken Hochleistungs-Fernübertragungen u. U. Pendelungen zwischen Generatorgruppen oder ganzen Verbundteilnetzen. Durch die höhere Auslastung des Verbundnetzes kann weiterhin die Zuverlässigkeit, wie z. B. die (n-1)-Sicherheit eines Netzes, gefährdet sein.

Neben den technisch-betrieblichen Wirkungen sind vor allem die wirtschaftlichen Wirkungen von Hochleistungs-Fernübertragungen von Bedeutung. Für die Übertragung elektrischer Energie über große Entfernungen fallen Errichtungskosten für den Bau eigens zu errichtender DHÜ- oder HGÜ-Leitungen oder für die Verstärkung des Verbundnetzes, Betriebskosten für Personal und Instandhaltung der Anlagen und Verlustkosten an. Werden durch die Hochleistungs-Fernübertragung Netze Dritter betroffen, so muß für deren anteilige Benutzung eine Transitgebühr entrichtet werden.

Mit der vergleichenden Bewertung von Drehstrom- und Gleichstromvarianten für Hochleistungs-Fernübertragungen haben sich bereits in der Vergangenheit eine Reihe von Arbeiten beschäftigt. Zum einen wurde das stationäre Übertragungsverhalten und die Kosten spezieller Projekte untersucht, zum anderen wurde das dynamische Übertragungsverhalten anhand einfacher Modelle näher betrachtet. Eine Berücksichtigung unterlagerter Verbundsysteme fehlt in den meisten Fällen. Es sollen daher im Rahmen des vorliegenden Beitrags sowohl die technisch-betrieblichen Wirkungen in Hinblick auf stationäres und dynamisches Übertragungsverhalten als auch die Kosten der Hochleistungs-Fernübertragung untersucht werden, wobei jeweils unterschiedliche unterlagerte Verbundstrukturen berücksichtigt werden [7]. Als Bewertungskriterien der unterschiedlichen technischen Varianten der Hochleistungs-Fernübertragung werden die statische Stabilität und die Kosten der Hochleistungs-Fernübertragung betrachtet.

## 2 Strukturen europäischer Verbundsysteme

### Höchstspannungsnetze

In Europa haben sich in der Vergangenheit unterschiedliche Strukturen der Höchstspannungsebenen entwickelt. So sind in Westeuropa (UCPTE) und in Mitteleuropa (CENTREL: Polen, Tschechei, Slowakei, Ungarn) 400-kV-Höchstspannungsnetze mit unterlagerten 220-kV-Netzen errichtet worden. In Westeuropa herrschen Doppelleitungen vor, so daß bei durchschnittlich drei Leitungen pro Station etwa sechs Stromkreise von jedem Netzknoten ausgehen. Diese Zahl nimmt nach Osten hin ab. In den CENTREL Staaten und Rumänien sowie Bulgarien liegt die Zahl der Stromkreise pro Netzknoten in etwa bei vier bis fünf [7]. In

der Ukraine, Weißrußland und dem Baltikum sind vor allem 330-kV-Netze vorhanden. Ihnen wurde in den 70er Jahren ein 750-kV-Transportnetz überlagert, das mit 2,3 Stromkreisen pro Knoten einen sehr niedrigen Vermaschungsgrad aufweist. Im restlichen Teil der ehemaligen Sowjetunion, d.h. in Rußland und Kasachstan, überwiegen vermaschte 220-kV-Netze, denen ein ebenso vermaschtes 500-kV-Netz überlagert ist [7]. Alle Höchstspannungsebenen der ehemaligen Sowjetunion wurden ausschließlich als Einfachleitungssysteme gebaut. **Bild 2** zeigt die beschriebenen Strukturen der Höchstspannungsebenen in Europa. Es wird deutlich, daß drei repräsentative Verbundstrukturen zur Beschreibung der europäischen Verbundsysteme mit Netz und Kraftwerkspark nachgebildet werden müssen.

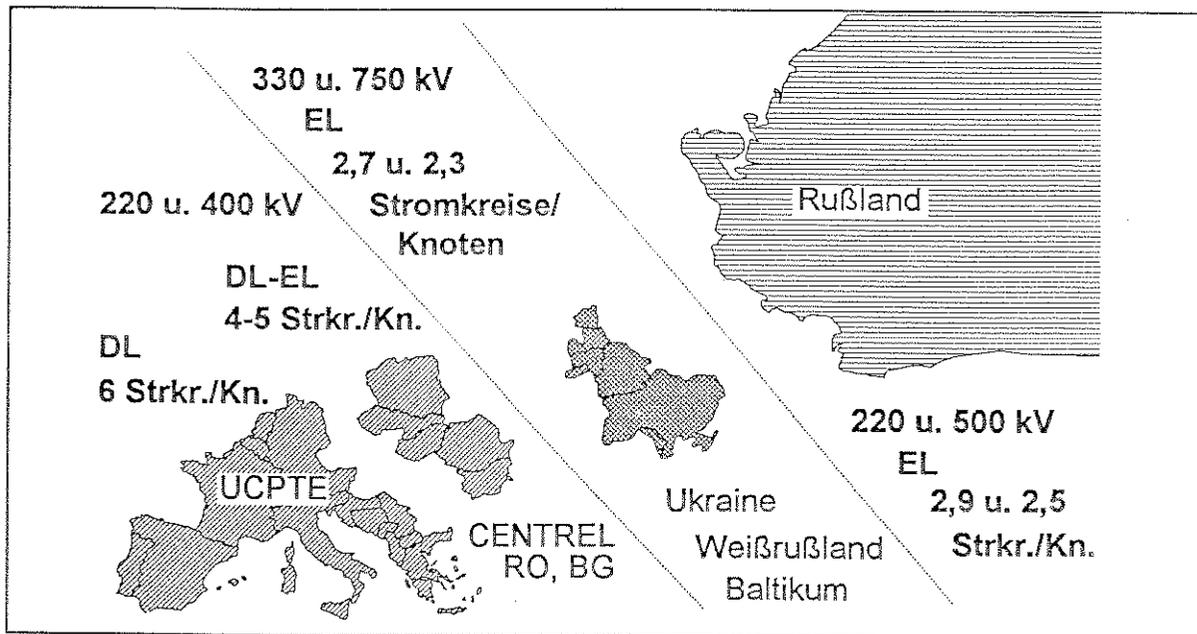


Bild 2: Strukturen der Höchstspannungsebenen in Europa

#### Kraftwerke

Die Verbundsysteme in Europa weisen sehr unterschiedliche Primärenergiestrukturen auf: von rein hydraulischen bis zu rein thermischen Systemen. Auch ist die Zahl der an einem Kraftwerksstandort installierten Blöcke und deren Blockgröße sehr unterschiedlich von Land zu Land. Es müssen in der Modellierung die Unterschiede im Primärenergieeinsatz, unterschiedliche Blockgrößen und deren Konzentration an einem Standort berücksichtigt werden, da sie großen Einfluß auf die Kostenrechnung und Dynamik der betrachteten Verbundsysteme haben.

#### Varianten der Hochleistungs-Fernübertragung

Für die Hochleistungs-Fernübertragung werden drei Varianten betrachtet [8,9]:

	Spannungsebene	Stationsabstand
<input type="checkbox"/> Nahbereichskupplung:	$\leq 500$ kV;	$\leq 250$ km
<input type="checkbox"/> DHÜ-Fernkupplung:	$\leq 1150$ kV;	$\leq 500$ km
<input type="checkbox"/> HGÜ-Fernkupplung:	$\leq \pm 600$ kV;	unbegrenzt

Die Nahbereichskupplung ist heute bis zu Spannungen  $\leq 500$  kV realisiert und verbindet grenznahe Schaltanlagen. Die Stationsabstände sind in der Regel kleiner als 250 km.

### 3 Methodik

Für die Bewertung unterschiedlicher technischer Varianten der Hochleistungs-Fernübertragung wird die in **Bild 3** vorgestellte Methodik gewählt [7]. Ausgehend von einem vorgegebenen Verbundzenario mit einer festen Lastsituation, Übertragungsentfernung und Übertragungstechnik wird die Übertragungsleistung und die Anzahl der Übertragungsleitungen variiert. Durch die Betriebssimulation (Lastfluß, Ausfallrechnung und Spannungs-Blindleistungs-Optimierung) werden Grenzverletzungen im System festgestellt und die Verluste der Übertragung ermittelt. Der Betriebssimulation nachgeschaltet ist die Berechnung der statischen Stabilität mit Hilfe der besonders geeigneten Modalanalyse. Sie überprüft die Grenze der statischen Stabilität und liefert als Ergebnis die Dämpfung der kritischen elektromechanischen Eigenschwingungen. Ist eine der Grenzen verletzt, so wird entschieden, ob die Grenzverletzung durch Zubau von Kompensationseinrichtungen oder erst durch Ausbau der Übertragungsleitungen behoben werden kann. Sind keine Grenzen verletzt, so werden die berechneten Verluste in den Verbundsystemen und auf den Übertragungsleitungen sowie die Leistungsflüsse durch die Verbundsysteme einer Auswertung zugeführt, die die Übertragungskosten ermittelt.

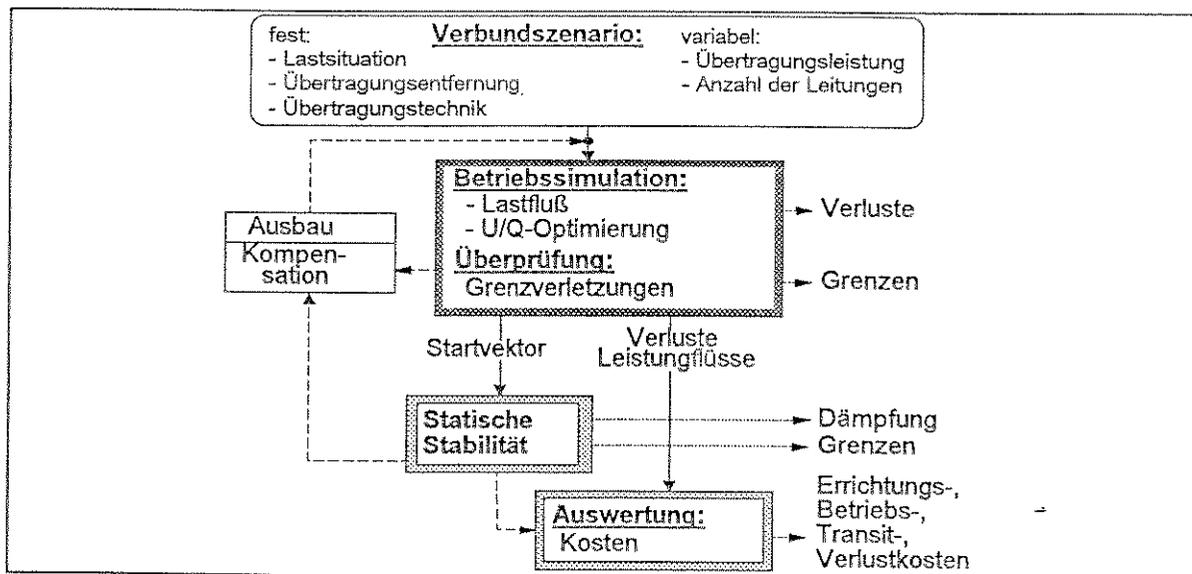


Bild 3: Methodisches Vorgehen

### 4 Bewertung von Drehstrom- und Gleichstromvarianten

Bild 4 zeigt das den folgenden Untersuchungen zugrundeliegende exemplarische Modellverbundsystem aus der Zusammenschaltung zweier repräsentativer Modellsysteme [7]. Das Modellsystem "I" ist ein Abbild des westeuropäischen Verbundes (400-kV-Wabennetz), während das Modellsystem "II" ein Abbild der Ukraine mit 330-kV-Wabennetz und überlagertem 750-kV-Strangnetz ist. Es werden die drei vorgestellten Übertragungsvarianten betrachtet: Erstens der Ausbau der Nahbereichskupplungen, deren Basisvariante bereits über zwei Doppelleitungen verfügt, auf bis zu fünf Leitungen. Dem gegenübergestellt wird zweitens der Ausbau von bis zu drei DHÜ- (750 kV) und drittens von bis zu drei HGÜ-Fernkupplungen ( $\pm 600$  kV). Die Übertragungsentfernung wird zwischen 1000 und 2000 km, die Höhe der Leistungsübertragung zwischen 0 und 5 GW variiert.

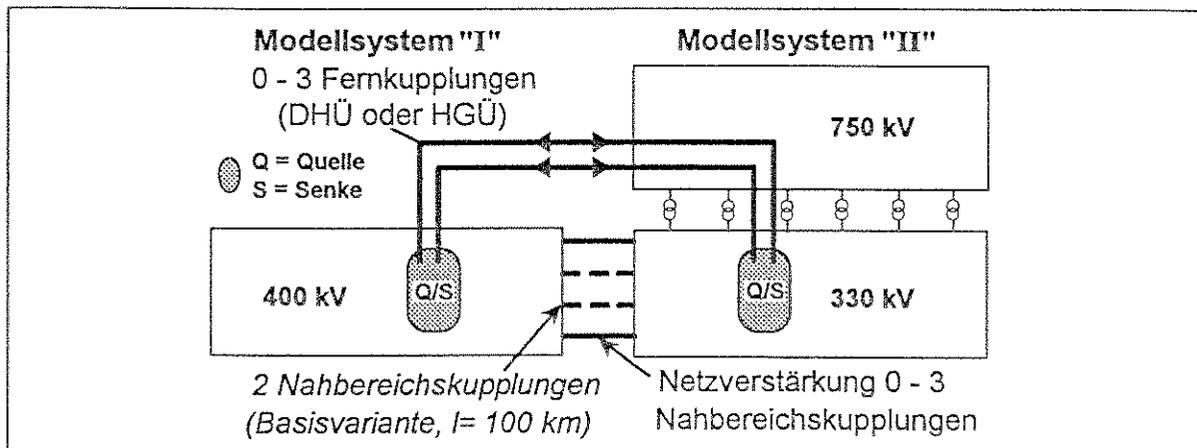


Bild 4: Betrachtetes Modellverbundsystem

#### 4.1 Statische Stabilität

Bild 5 zeigt den Vergleich der Bewegung zweier Eigenwerte der untersuchten Kupplungsvarianten für 3 GW Übertragungsleistung. Deutlich zu sehen ist, daß ein Ausbau der Nahbereichskupplung die Teilnetzpendelung quasi nicht verändert, da die elektrische Mitte der gegeneinanderschwingenden Generatorgruppen hier innerhalb des Modellsystems "II" liegt. Die DHÜ- wie die HGÜ-Fernkupplung verbessern die Stabilität der Teilnetzpendelung deutlich. Die DHÜ koppelt durch ihre niedrige Impedanz die gegeneinanderschwingenden Generatorgruppen deutlich besser als die Nahbereichskupplung. Die HGÜ entlastet das unterlagerte Verbundnetz, da sie alleine die zu übertragende Leistung führt und somit den elektrischen Leitungswinkel zwischen den gegeneinanderschwingenden Generatorgruppen verkleinert. Die Gesamtnetzpendelung zeigt im Unterschied zur Teilnetzpendelung auch eine Verbesserung beim Ausbau der Nahbereichskupplung. Hier liegt die elektrische Mitte der gegeneinanderschwingenden Generatorgruppen genau in der Kuppelstelle der Modellsysteme. Es wird deutlich, daß die HGÜ auch hier durch die Entlastung des unterlagerten Verbundnetzes die größten Stabilitätsverbesserungen erreichen kann.

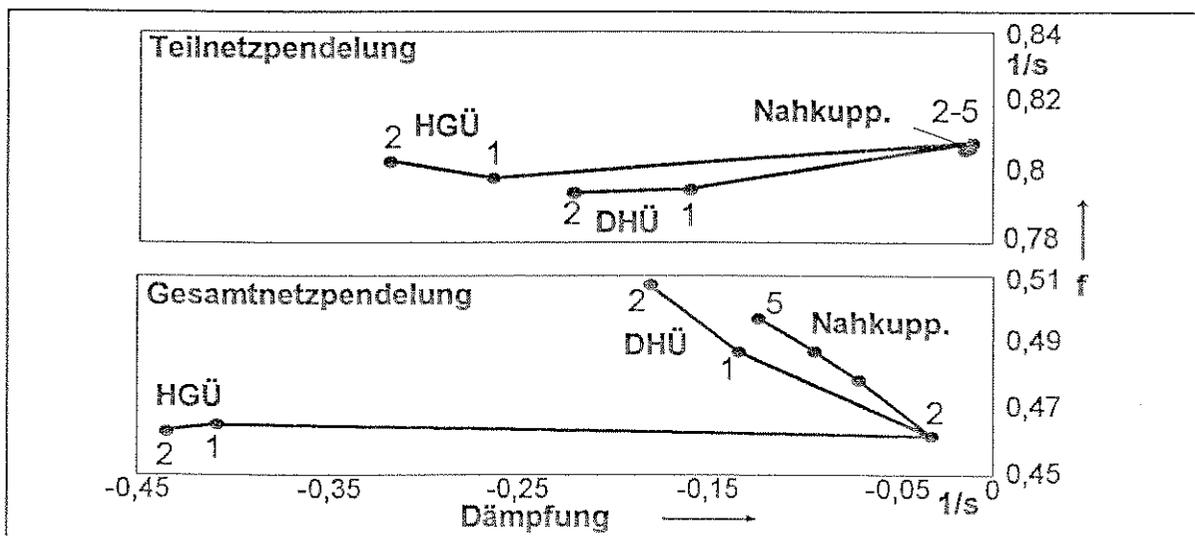


Bild 5: Bewegung kritischer Systemeigenwerte bei unterschiedlichen Kupplungsvarianten

## 4.2 Übertragungskosten

### □ Errichtungskosten

Bild 6 zeigt den Vergleich der Errichtungskosten einer HGÜ- und DHÜ-Fernkupplung für die Übertragungsentfernungen 1000 und 2000 km [7]. Bei 1000 km Übertragungsentfernung liegen die Errichtungskosten für beide Varianten noch etwa in derselben Größenordnung, während bei 2000 km schon deutliche Kostennachteile für die DHÜ-Fernkupplung zu verzeichnen sind. Dies liegt zum einen an den höheren Leitungs- und Stationskostenanteilen bei großen Entfernungen, zum anderen daran, daß durch größeren Kompensationsaufwand und die Notwendigkeit, zur Ladeleistungskompensation Zwischenstationen einzufügen, die Kosten für die DHÜ-Freileitung deutlich über denen der HGÜ-Freileitung liegen.

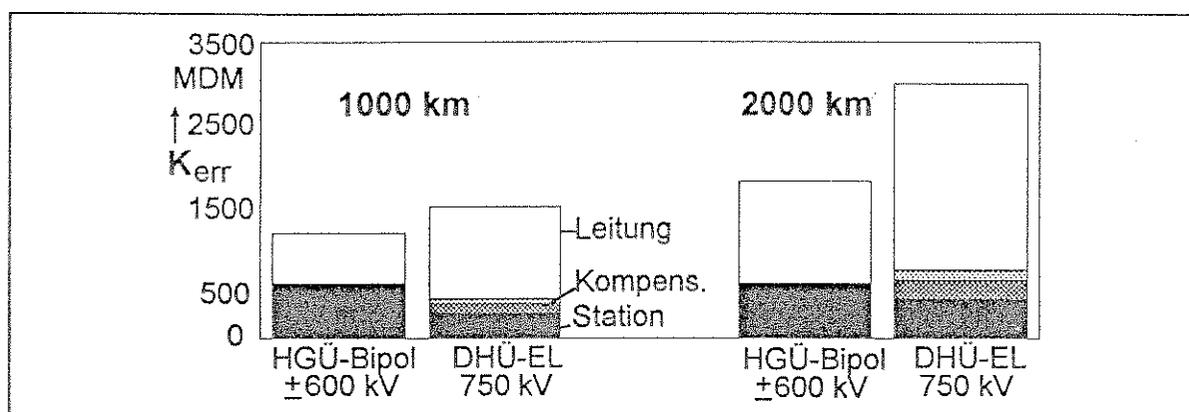


Bild 6: Vergleich der Errichtungskosten von DHÜ- und HGÜ-Varianten

### □ Gesamtkosten (Errichtung, Betrieb, Verluste, Transit)

Die Gesamtkosten setzen sich, wie bereits beschrieben, aus den Errichtungs- und Betriebskosten, den Transit- und Verlustkosten zusammen. Die Verlustkosten sind für die betrachteten HGÜ- und DHÜ-Varianten bei 1000 km Übertragungsentfernung in etwa gleich.

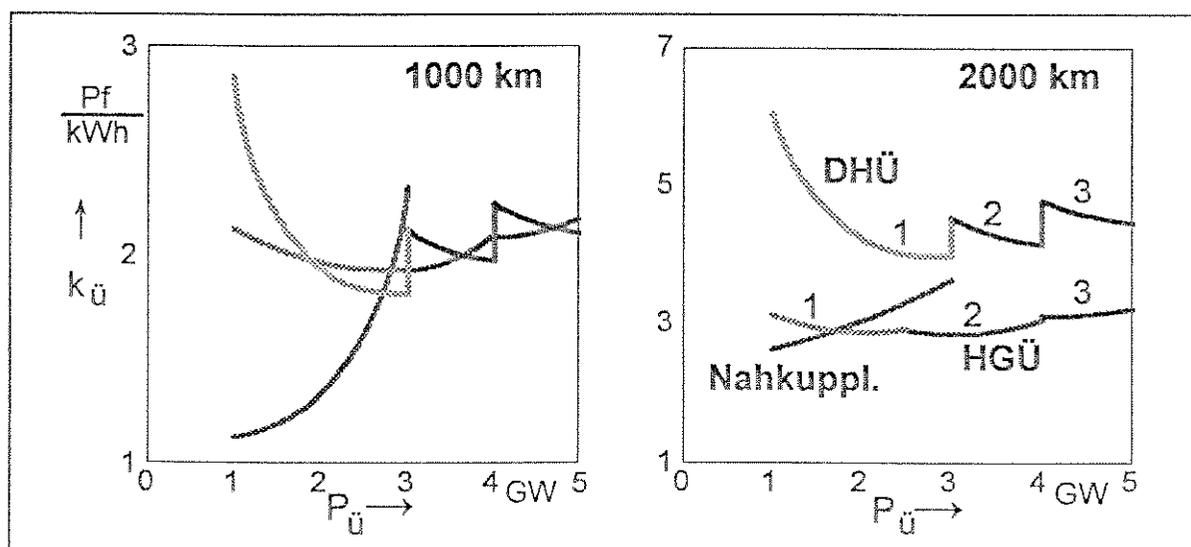


Bild 7: Bezogene Übertragungskosten unterschiedlicher Übertragungsvarianten

Bei 2000 km Übertragungsentfernung sind die HGÜ-Verluste geringer. Die Berücksichtigung von Transitzkosten führt zu einer eindeutigen Bevorzugung von HGÜ-Anlagen und bringt sowohl für die DHÜ-Fernkupplung als auch für die Nahkupplung hohe Kostenanteile mit sich. Da die HGÜ die gesamte zu übertragende Leistung direkt von der Quelle zur Senke überträgt und so das unterlagerte Netz entlastet, entstehen nur sehr geringe Transitzkosten. Die DHÜ überträgt entsprechend dem Impedanzverhältnis zwischen unterlagertem Netz und DHÜ-Fernkupplung einen großen Anteil der Leistung über das unterlagerte Netz und hat so einen hohen Transitzkostenanteil (Bild 7). Durch die höheren Verlustkosten, die stark steigenden Transitzkosten und die höheren Errichtungs- und Betriebskosten ist für 2000 km Übertragungsentfernung keine DHÜ-Lösung konkurrenzfähig zur Leistungsübertragung über HGÜ-Fernkupplungen. Es ergibt sich die jeweils günstigste Variante der Leistungsübertragung nach einem Bereich geringer Übertragungsleistungen, in dem auch noch die Nahbereichskupplung durch ihre niedrigen Errichtungskosten kostengünstig ist, durch den Übergang von einer auf zwei und schließlich drei HGÜ-Fernkupplungen.

## 5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Über ein bestehendes Verbundnetz sind nur kleine Leistungen bei schlechter Dämpfung von Teilnetzpendelungen kostengünstig übertragbar. Die Gleichstrom-Höchstspannungsübertragung zeigt stabileres Übertragungsverhalten als die Drehstrom-Höchstspannungsübertragung und weist dadurch auch Vorteile bei kleinen Übertragungsentfernungen auf. Betrachtet man hohe Leistungen und große Entfernungen, so können diese kostengünstig nur mit der Gleichstrom-Höchstspannungsübertragung realisiert werden.

## 6 Literatur

- [1] UCPTE: Jahresbericht 1992 und Halbjahresberichte 1+2
- [2] NORDEL: Jahresbericht 1992
- [3] IPS Central Dispatching Organization: Jahresbericht 1992
- [4] Schneider, J.; Haubrich, H.-J.; Brumshagen, H.; Denzel, D.; Schwarz, J.; Bondarenko, A. F.; Okin, A. A.; Kucherov, Y. N.; Rudenko, Y. N.: Technical requirements and possibilities of an all-European East-West interconnection, CIGRÉ-Bericht 37-103, Paris 1994
- [5] Müller, H.-C.; Schwarz, J.; Haubrich, H.-J.: Technical limits of interconnected systems, CIGRÉ-Bericht Nr. 37-301, Paris 1992
- [6] Haubrich, H.-J.; Schneider, J.; Brumshagen, H.; Okin, A. A.; Portnoy, M. G.: Study on the dynamic behaviour of a large interconnected power system, CIGRÉ-Bericht Nr. 38-3.9, Brasilien, Sept. 1993
- [7] Schneider, J.: Bewertung von Drehstrom- und Gleichstromvarianten für Hochleistungs-Fernübertragungen im Großverbund, Dissertation, RWTH Aachen, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 26, Verlag der Augustinus Buchhandlung, Aachen 1995
- [8] CIGRÉ WG 38.04: Ultra high voltage technology, CIGRÉ, Paris 1993
- [9] Campos Barros, J. G.; Frontin, S. O.; Jardini, J. A.; Reis, L. B.: Engineering studies for HVDC above  $\pm 600$  kV with a view to its application to the transmission of large blocks of power over very long distances, CIGRÉ-Bericht 14-01, Paris 1988