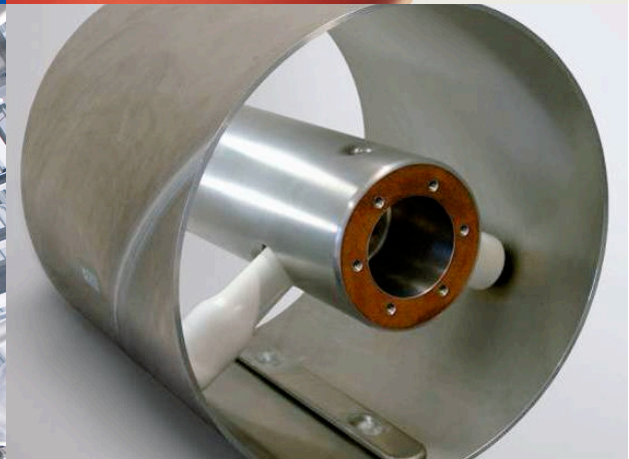
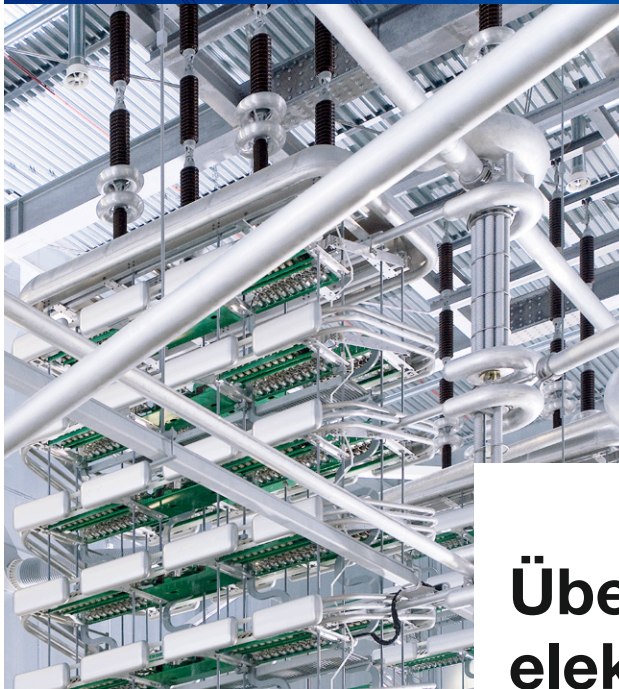


VDE-Positionspapier



**Übertragung
elektrischer Energie**

ETG

VDE

Autoren

ETG Taskforce Übertragung elektrischer Energie

Dipl.-Ing. Thomas Aundrup, RWE – Westfalen-Weser-Ems Netzservice GmbH
Dr.-Ing. Thomas Benz, ABB AG
Dr.-Ing. Christoph Dörnemann, Amprion GmbH
Dipl.-Ing. Wilfried Fischer, 50Hertz Transmission GmbH
Dr.-Ing. Christoph Gehlen, Amprion GmbH
Dipl.-Ing. Wolfgang Glaunsinger, VDE-ETG
Dipl.-Ing. Hans Hellmuth, transpower stromübertragungs gmbH
Prof. Dr.-Ing. Jochen Kreusel, ABB AG
Dr. rer.nat. Peter Menke, Siemens AG
Dipl.-Ing. Rolf Neumaier, EnBW Transportnetze AG
Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz, Technische Universität Dortmund
Dipl.-Ing. Axel Schomberg, transpower stromübertragungs gmbH
Dipl.-Ing. Johannes Schwippe, Technische Universität Dortmund

Impressum

VDE VERBAND DER ELEKTROTECHNIK
ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK e.V.

Stresemannallee 15 · 60596 Frankfurt am Main
Fon 069 6308-0 · Fax 069 6312925
<http://www.vde.com> · E-Mail: etg@vde.com

Titelbild: Eon, Nexans, Siemens

Gestaltung: Michael Kellermann · Graphik-Design · Schwielowsee-Caputh

Mai 2010

Übertragung elektrischer Energie

Positionspapier der
Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG)

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	6
Kurzfassung und Empfehlungen	8
1 Rahmenbedingungen und Anforderungen an das Übertragungsnetz	16
1.1 Historische Entwicklung der Netze	16
1.2 Politische und regulatorische Rahmenbedingungen	18
1.3 Zukünftige Anforderungen an die Übertragungsnetze	19
2 Technologien im Übertragungsnetz	23
2.1 Drehstromübertragung mittels Freileitungen	24
2.2 Drehstromübertragung mittels Kabel	29
2.3 Abschnittsweise Verkabelung von Übertragungsstrecken	32
2.4 Gasisolierte Leitungen	34
2.5 Hochtemperatur-Leiteseile	36
2.6 Leiterseilmonitoring	38
2.7 Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ)	41
2.8 Netzregler / FACTS	46
3 Weiterentwicklung des „Gesamtsystems Übertragungsnetz“	50
3.1 Netzplanung	51
3.2 Prognose der Netznutzung	52
3.3 Erweiterte Planungs- und Auslegungskriterien	54
3.4 Netzbetrieb/Netzbetriebsplanung	55
3.5 Kommunikationstechnik	57
3.6 Systemschutz (Defence Plan)	57
3.7 Übergeordnete Spannungsebene – Overlaynetz	58
Anhang	59
A Gesetze und Richtlinien	59
B Studien und Berichte	61
C Darstellung aktueller Studien	62

Abkürzungsverzeichnis

AWE	Automatische Wiedereinschaltung (in der Vergangenheit auch Kurzunterbrechung (KU) genannt)
EnLAG	Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG) vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870).
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission Systems
GIL	Gasisolierte Leitung
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity, heute Teil der ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators
VPE	Vernetzes Polyethylen

Vorwort

Die hohe Qualität der Stromversorgung in Deutschland nimmt eine Schlüsselrolle bei der Energieversorgung in Gegenwart und Zukunft ein. Sie ist eine wichtige Grundvoraussetzung für die Leistungsfähigkeit einer modernen Industriegesellschaft im europäischen Binnenmarkt. Die zunehmenden Handelsbeziehungen für einen funktionierenden Strommarkt setzen einen freizügigen physikalischen Stromtransport voraus. Die Integration erneuerbarer Energien, insbesondere großer Windparks, aber auch der übrige, sich künftig ändernde Kraftwerkspark stellen zusätzliche Anforderungen an das Übertragungsnetz.

Darüber hinaus führen geänderte gesetzliche und regulatorische Rahmenbedingungen zu einer veränderten Betriebsweise der Netze, die unter Berücksichtigung eines immer komplexer werdenden Umfeldes planerisch unterstützt werden muss.

Alle Anforderungen setzen ein stabiles und funktionierendes Übertragungsnetz voraus. Das synchrone Netz ermöglicht das optimale Zusammenspiel zwischen Erzeugung und Verbrauch. In der Vergangenheit konnte von einem gerichteten Lastfluss vom Kraftwerk, über das Übertragungs- und Verteilungsnetz bis zu den Kunden ausgegangen werden. Die Veränderungen der Erzeugungsstruktur durch Zunahme kleiner Erzeugungseinheiten und der damit verbundene verstärkte Einsatz von leistungselektronischen Anlagen verändern die traditionellen Lastflüsse. Die in einem Drehstromnetz global vorliegenden Informationen „Frequenz“ und „Synchronität“ werden von zwei wesentlichen Effekten beeinflusst:

- Der vermehrte Einsatz von über Umrichtern angeschlossenen dezentralen Energieumwandlungsanlagen vermindert die rotierende Masse und somit die Intensität des „Herzschlages des Netzes“, sofern hier nicht mit regelungstechnischen Mitteln ein Ersatz geschaffen wird.
- Die zur Verfügung stehende relative Koppelkapazität durch Drehstromleitungen zur synchronen Kopplung der rotierenden Massen nimmt mit zunehmender Netzauslastung ab.

In Zukunft sind die bestehenden intelligenten Konzepte des Netzausbaus, der Planung und des Betriebs weiter zu entwickeln, um eine anforderungsgerechte leistungsstarke Energieübertragung mit minimalem Aufwand realisieren zu können. Neben den klassischen



Drehstromsystemen werden international zunehmend Hochspannungsgleichstromsysteme (HGÜ) in Freileitungs- und Kabeltechnik eingesetzt. Innovative Technologien wie z.B. Gasisolierte Leitungen (GIL) oder leistungselektronische Netzregler ermöglichen neue Formen des Netzausbaues und einen optimierten Netzbetrieb.

Die Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG) nimmt mit diesem Informationspapier den aktuellen Sachstand und die technologischen Optionen zur Energieübertragung aus Sicht der Netzbetreiber, Hersteller, Verbände und der Wissenschaft auf und stellt diesen strukturiert dar. Im Fokus steht neben der Darstellung des aktuellen Standes der Technik in der Dreh- und Gleichstromübertragung, auch die Gegenüberstellung von möglichen Ausführungen als Erd- oder Freileitung. Innovative Technologien werden diskutiert und bezüglich der kurz- und mittelfristigen Anwendbarkeit bewertet. Darüber hinaus werden neue planerische Ansätze zum wirtschaftlichen Netzausbau sowie zukünftige Optionen für die Systemführung aufgezeigt.

Kurzfassung und Empfehlungen

Die Anforderungen an Energieübertragungsnetze in Deutschland und Europa sind zunehmend geprägt durch die europaweiten Energiemärkte und sich verlagernde Einspeiseorte insbesondere infolge des verstärkten Ausbaus erneuerbarer Energiequellen. Unabhängig von den Organisationsformen, den Besitzverhältnissen und den politischen Randbedingungen für die Netzbetreiber bleibt das übergeordnete Ziel die Gestaltung und der Betrieb eines möglichst effizienten Übertragungsnetzes, welches auch unter den sich verändernden Anforderungen den Kriterien der Umweltverträglichkeit, Akzeptanz, Effizienz, Wirtschaftlichkeit und Sicherheit für die Versorgung gleichermaßen genügt. Eine sichere Energieversorgung zu angemessenen Preisen bei geringem Umwelteinfluss ist ein entscheidender Erfolgsfaktor für den Wirtschaftsstandort Deutschland.

Die Experten der Energietechnischen Gesellschaft im VDE stellen nachfolgend den aktuellen Sachstand und die technologischen Optionen zur elektrischen Energieübertragung aus Sicht der Netzbetreiber, Hersteller, Verbände und der Wissenschaft bewertend dar und leiten hieraus Empfehlungen für die technologische Weiterentwicklung des Übertragungsnetzes ab.

- Die heutige und auch zukünftige Basistechnologie der Energieübertragung sind **Freileitungsnetze auf Hoch- und Höchstspannungsebene**. Hierbei wird ein guter Kompromiss zwischen allen oben genannten Kriterien erreicht. Übertragungsleistungen von zweimal 1800 bis 2500 MVA pro Mast bei 400 kV sind Standard in Deutsch-



land. Höhere Spannungen und Leistungen befinden sich weltweit im Einsatz. Langjährige Erfahrungen beim Bau und Betrieb führen zu einer hohen Sicherheit bei gleichzeitig geringen Kosten. Freileitungen mit ihrer visuellen Umweltbeeinflussung sind zum Bestandteil der Kulturlandschaft geworden. Optimierte kompaktere Mastbauformen, auch mit neuen Werkstoffen können den visuellen Eindruck mindern, wobei jedoch Einschränkungen bei der Verfügbarkeit und im Betrieb entstehen können.

- **Kabelsysteme** bieten eine Alternative zur Reduzierung der Sichtbarkeit. Auf Höchstspannungsebene sind jedoch bislang nur kurze Strecken von wenigen Kilometern für Spezialanwendungen und häufig mit besonderen Verlegearten gebaut. Erfahrungen mit langen unterirdischen Höchstspannungskabelanlagen in vermaschten und stark fluktuierend betriebenen Systemen bestehen bislang nicht. Erst durch Pilotinstallationen können Erfahrungen gesammelt werden, so dass die hohe Systemsicherheit und -verfügbarkeit gewährleistet bleibt. Aufgrund des hohen Verlegeaufwandes und einer vergleichsweise geringeren Übertragungsleistung von bis zu 1000 MVA ist das Kostenniveau in jedem Fall deutlich höher als bei vergleichbaren Freileitungssystemen. Die Sichtbarkeit durch Schutzstreifen, die weitestgehend von Bewuchs freizuhalten sind, ist speziell in Waldgebieten unvermeidlich. Die elektromagnetischen Feldbelastungen sind in derselben Größenordnung wie bei Freileitungen jedoch räumlich stärker konzentriert.
- Für **gemischte Systeme mit einer teilweisen Verkabelung** gelten dieselben Einschränkungen, wobei durch die Übergangsstellen eine zusätzliche Komplexität beim Aufbau und Betrieb hinzukommt. Zur Vermeidung der hieraus resultierenden Einschränkung der Systemsicherheit ist es vor einem standardmäßigen Einsatz ebenfalls unerlässlich, Pilotinstallationen zu errichten und Erfahrungen mit den Komponenten und deren Betrieb zu sammeln.
- Die Anwendung darüber hinausgehender innovativer Technologien ist für die speziellen Anforderungen in vermaschten Systemen und längeren Strecken auf Höchstspannungsebene zu überprüfen. Das **Leiteseilmonitoring** zur erhöhten Ausnutzung des thermischen Betriebsbereichs von Freileitungen wird mehr und mehr in der Praxis angewendet. Der Möglichkeit zur Erweiterung des Betriebsbereichs ist sorgfältig zu evaluieren, um ein Gefahrenpotential durch lokal überhitzte Leiteseilabschnitte auszuschließen. Die steigenden Verluste, die verringerte Betriebsreserve und betriebliche Probleme durch hohe Spannungswinkel und somit schwächere Synchronisierung sind gegenüber dem Nutzen abzuwägen und planerisch und betrieblich zu berücksichtigen.



- Die Verwendung von **Hochtemperaturleiterseilen** unterschiedlicher Bauart erfordert zunächst die Gewinnung weitgehender Erfahrungen bei der Installation und beim Betrieb. Eine höhere Betriebstemperatur bei gleichem Durchhang ermöglicht eine höhere Stromtragfähigkeit und Übertragungsleistung. Dem gegenüber stehen überproportional steigende Verluste mit steigendem Strom und wiederum erhöhte Spannungswinkel. Geringe Biegeradien, teilweise sprödes Materialverhalten und verändertes Verhalten an den Klemmvorrichtungen sind bei der Installation zu beachten und im Betrieb auf ihr Langzeitverhalten hin zu überprüfen, um Gefahren für Menschen und Betrieb auszuschließen. Da bislang nur wenig Installations- und Betriebserfahrungen bestehen, sind wiederum zunächst Pilotinstallationen vorzunehmen, um insbesondere Gefährdungen durch diese Technologie auszuschließen.
- Eine Alternative zu Kabelsystemen sind **Gasisolierte Leitungen (GIL)**. Die aus gasisolierten Schaltanlagen abgeleitete Technologie ist weitestgehend bekannt. Die Übertragungsleistungen sowie das elektrische Verhalten sind ähnlich wie bei Freileitungen, so dass sich eine relativ einfache Systemintegration ergibt. Die Trassenbreite ist aufgrund der höheren Leistung geringer als bei vergleichbaren Kabelsystemen. Diese Technologie weist je nach Situation und Ausbau ähnliche Investitionskosten wie Hochspannungskabelstrecken vergleichbarer Leistung auf. Installationserfahrungen werden gerade in Deutschland mit einer ersten erdverlegten Anlage von knapp 1 km gesammelt.
- Eine langjährig erprobte Technologie ist die **Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ)** mit Thyristoren. Die Energieübertragung über weite Distanzen ist mit dieser Technologie weltweit vielfach im Einsatz. HGÜ-Freileitungen mit einer Leistung bis zu 6.400 MW befinden sich im Bau. Seekabelstrecken bis zu 1.000 MW stehen kurz vor dem Einsatz. Konventionelle HGÜ mit Freileitungen werden zur Verbindung asynchroner Netze aber auch parallel zu vermaschten Höchstspannungsnetzen eingesetzt. Neben den konventionellen HGÜ mit Thyristoren werden zunehmend auch HGÜ mit bipolaren Transistoren mit isoliertem Gate (Insulated Gate Bipolar Transistor, IGBT) und wesentlich kompakteren Gleichspannungszwischenkreisumrichtern (Voltage Source Convertern, VSC) im unteren Leistungsbereich eingesetzt. Derartige HGÜ eignen sich in Verbindung mit VPE-Kabeln insbesondere für Offshore-Anwendungen. Die bislang größte realisierte Anbindung eines Offshore-Windparks ist mit einer Übertragungsleistung von 400 MW jedoch noch vergleichsweise gering, wobei mittlerweile eine Leistung von 1.200 MW bei einer Spannung von ± 320 kV technisch möglich ist.



HGÜ-Kabelstrecken weisen für den weiträumigen Stromtransport insbesondere bei längeren Verbindungen Vorteile gegenüber Drehstromkabelverbindungen auf. Der Einsatz von HGÜ-Übertragungsstrecken im stark vermachten Drehstromnetz – Parallelbetrieb Drehstromleitung / HGÜ-Leitung – muss noch in der Praxis untersucht werden.

HGÜ (mit Thyristoren oder IGBTs) rechnen sich insgesamt bei langen Übertragungsstrecken durch geringere Kosten für die HGÜ-Freileitung und die geringeren Übertragungsverluste, die die hohen Umrichter- und -verluste mehr als kompensieren. Bei Offshore-Anwendungen sind HGÜ-Seekabel in der Regel schon aus technischen Gründen die alleinige Lösung.

- Die Lastflüsse in Drehstromnetzen lassen sich durch **geschaltete oder leistungselektronisch gesteuerte Netzregler, sogenannte FACTS-Geräte**, beeinflussen. Der Bedarf an flexibel einsetzbaren Kompensationseinrichtungen und leistungsflusssteuernden Elementen wird stark ansteigen. Viele Ausführungsvarianten dieser Geräte befinden sich weltweit im Einsatz, andere sind jedoch bisher nur in der Theorie entworfen. Mit Hilfe dieser Geräte könnten Netzbereiche häufig im Betrieb gleichmäßiger und höher ausgelastet werden. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass sich hierdurch der Betrieb immer in Richtung von Stabilitätsgrenzen verschiebt, so dass aus netzplanerischer Sicht eine grundsätzliche Erhöhung der Übertragungskapazität häufig nur begrenzt zu erzielen ist und gegenüber der Netzsicherheitssituation abzuwägen ist. Der spezifische Einsatz ist streng nach Kosten und Nutzen zu bewerten.
- Es ist denkbar, dass das bestehende Übertragungsnetz mit fortschreitender Veränderung insbesondere der Erzeugungsstruktur an



die Grenzen seiner Leistungsfähigkeit stößt. Für zukünftige Transportaufgaben kann daher die **Schaffung eines Overlaynetzes** notwendig werden. Die technologische Realisierung hängt von den systemtechnischen Anforderungen sowie der Entwicklungsmöglichkeit der oben beschriebenen Technologien ab.

Insgesamt sind über die vorgestellten Technologien hinaus keine weiteren revolutionären Technologieschritte zu erwarten. Die heutigen innovativen Technologien bieten von Fall zu Fall Vorteile bei der Anwendung gegenüber heutigen Freileitungen, jedoch müssen speziell zur Gewährleistung der System- und Betriebssicherheit Erfahrungen durch Pilotinstallationen gesammelt werden. Langfristige Kosten für Betrieb, Wartung und Instandhaltung sind zu ermitteln. Gefährdungen von Menschen sind auszuschließen.

Pilotinstallationen und zugehörige Aufwendungen für Investitionen, Planung, Betrieb sowie Forschung und Entwicklung führen zunächst zu erhöhten Gesamtkosten, denen jedoch ein bestimmter Nutzen, wie z.B. ein geringerer Trassenverbrauch oder eine geringere visuelle Umweltbeeinflussung gegenüberstehen.

Im Rahmen der Erarbeitung dieses Positionspapiers ist deutlich geworden, dass die Kette von Forschung und Entwicklung, über Pilotanlagen bis hin zum großtechnischen Einsatz in der heutigen Welt unterbrochen ist. Eine Idee bzw. technische Entwicklung wird nur über die kommerzielle Nutzung zur Innovation. Die Unterstützung des innovativen Schrittes durch Pilotanlagen fehlt jedoch im gegenwärtigen regulatorischen Umfeld, so dass viele der aufgelisteten Technologien auf die Erkenntnisse von Pilotinstallationen für die Anwendung speziell in vermaschten und volatil betriebenen Netzen wie in Deutschland und Westeuropa warten, bevor ein großtechnischer Einsatz möglich ist.

Die Autoren empfehlen daher dringend, dass die genannten Kosten für innovative Technologien und Pilotinstallationen vom Regulator als Bestandteil des Netznutzungsentgeltes anzuerkennen sind. Nur so wird es ermöglicht, ein Klima für Innovationen und neue Technologien zu schaffen, das Basis für die zukunftsfähige Übertragungsnetzentwicklung in Deutschland ist.

Eine Forcierung der Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen in diesem Bereich führt darüber hinaus zu einem nicht unerheblichen Vorteil für Hersteller und Universitäten in Deutschland. Die Beteiligung der Netzbetreiber an öffentlichen Forschungsprojekten in Deutschland und der EU ermöglicht den Übergang von Forschung und Entwicklung zu Pilotanwendungen. Hierdurch wird die Innovation in Richtung eines kommerziellen Einsatzes und Betriebs neuer Technologien beschleunigt.

Über die Netztechnologien hinaus erfordern Unsicherheiten bezüglich zukünftiger Entwicklungen und ein zunehmend volatiler Betrieb neue Arten der Planung und Risikobewertung. Damit die Netzsicherheit nicht sinkt, müssen zu jedem identifizierten Risiko ausreichende und eindeutige Abhilfemaßnahmen definiert werden. Betriebliche Maßnahmen müssen gegenüber Netzinvestitionen mit wahrscheinlichkeitstheoretischen Verfahren wirtschaftlich abgewogen werden. Netz- und marktbezogene Maßnahmen nach EnWG § 13 dürfen nur der Ausnahmefall sein und nur bei Gefährdung der Systemsicherheit ergriffen werden. Hierzu können neue Planungs- und Bewertungsverfahren Abhilfe schaffen. Eine Ausbauplanung auf Basis weniger deterministischer Netznutzungsfälle ist zukünftig nur noch bedingt möglich. Neben den Möglichkeiten des Auftretens von Engpässen sind auch die Häufigkeit und die Dauer des Auftretens von Bedeutung. Lastflussberechnungen auf Basis der Ergebniszeitreihen energiewirtschaftlicher Marktmodelle oder probabilistischer Modelle bieten in diesem Zusammenhang die Möglichkeit, stochastische Eigenschaften von Verbrauchern und Einspeisern besser abzubilden und so ein umfassenderes Bild der Gesamtsituation im Übertragungsnetz zu erhalten. Energiewirtschaftliche Marktmodelle sind bereits einsatzbereit, Verfahren zur probabilistischen Netzberechnung sind momentan noch in der Entwicklung.

Die Einbeziehung von klimatischen Abhängigkeiten zwischen Netzbelastung und Netzbelastbarkeit in den Netzplanungsprozess erlaubt eine Nutzung vorhandener Freiheitsgrade in der Betriebsmittelbelastbarkeit. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass z.B. die oben genannte Technologie des Leiterseilmonitorings nur mit einer gewissen Einsatzwahrscheinlichkeit die Erhöhung der Übertragungsleistung im Leistungsbereich von mehreren 100 MW erlaubt. Alternative Maßnahmen müssen somit vorgehalten werden, wenn bei hohen Außentemperaturen hohe Übertragungsleistungen gefordert sind.

Der Netzbetrieb steht vor neuen Herausforderungen, da die Systeme künftig immer näher und häufiger an den Belastungsgrenzen betrieben werden. Eine komplexere Netzüberwachung und die automatisierte Aktivierung von Handlungen bei Störungen (Defence Plan, Special Protection Schemes) werden somit ein integraler Bestandteil einer zukünftigen Systemführung. Zur Unterstützung der Systemführung müssen zusätzliche Informationen über den aktuellen Netzzustand (Klimadaten, Spannungswinkel, Nachbarnetze) in geeigneter Form online und mit einer Analytik verknüpft zur Verfügung stehen. Um dies zu erreichen, ist ein Austausch von Informationen über den aktuellen Netzzustand sowohl regional als auch überregional weiterzuentwickeln. Die Weiterentwicklung derartiger Verfahren unter Einsatz moderner Mess- und Kommunikationstechnik ist Gegenstand der Forschung.

Es wird dringend empfohlen, die genannten Themen der Planung und des Betriebs neben der pilotmäßigen Erprobung der Übertragungstechnologien durch die Förderung von Forschungs- und Entwicklungsvorhaben von Herstellern, Netzbetreibern und Universitäten geeignet zu unterstützen.

Generell ist festzuhalten, dass erhöhter Transportbedarf im Leistungsbereich von mehreren tausend Megawatt in erster Linie nur durch den Ausbau des Netzes d.h. durch den Neubau von Höchstspannungsfreileitungen in Dreh- oder Gleichstromtechnologie gedeckt werden kann, um die Integration großer Mengen erneuerbarer Energien sowie eines flexiblen Marktgeschehens zu ermöglichen.



1. Rahmenbedingungen und Anforderungen an das Übertragungsnetz

In diesem Kapitel wird die historische Entwicklung des Übertragernetzes sowie die sich in den letzten Jahren geänderten gesetzlichen Rahmenbedingungen dargestellt. Die hierdurch hervorgerufenen Veränderungen werden aufgezeigt.

1.1 Historische Entwicklung der Netze

Im Jahr 1913 gab es in Deutschland rd. 4000 Elektrizitätsunternehmen. Diese arbeiteten fast ausschließlich autark ohne jegliche Verbindungen untereinander. Nach Planungen mit 100-kV-Leitungen wurde 1922 die erste 220-kV-Leitung in Nord-Süd-Richtung erbaut, um die konventionelle Kraftwerksleistung im Rheinland und in Westfalen mit den Wasser- und Speicherkraftwerken in den Alpen zu verbinden. Weiteres Ziel war es, einen Verbund der Braunkohlekraftwerke im Rheinland und in der Lausitz mit den Steinkohlekraftwerken in Westfalen und dem Saarland und den Wasserkraftwerken in Österreich aufzubauen. Besonders die nicht genutzten Wasserkraftreserven in Österreich sollten für den Norden Deutschlands nutzbar werden. Für die Übertragung der elektrischen Leistung war ein 220-kV-Doppelleitungssystem mit unterlagertem 110-kV-Verteilungsnetz geplant. Erst nach dem zweiten Weltkrieg wurde das 380-kV-Übertragungsnetz innerhalb Deutschlands und Europas weiter ausgebaut und länderübergreifend vernetzt. Alle diese Entwicklungen zur Vernetzung wurden durch die folgenden vier wesentlichen Vorteile vorangetrieben:

- stochastischer Ausgleich der Belastung und Erzeugung
- Störungsausgleich durch Soforthilfe unter den Erzeugungseinheiten
- Erreichung eines Primärenergiemixes der Erzeugung
- weniger erforderliche Kraftwerksreserveleistung

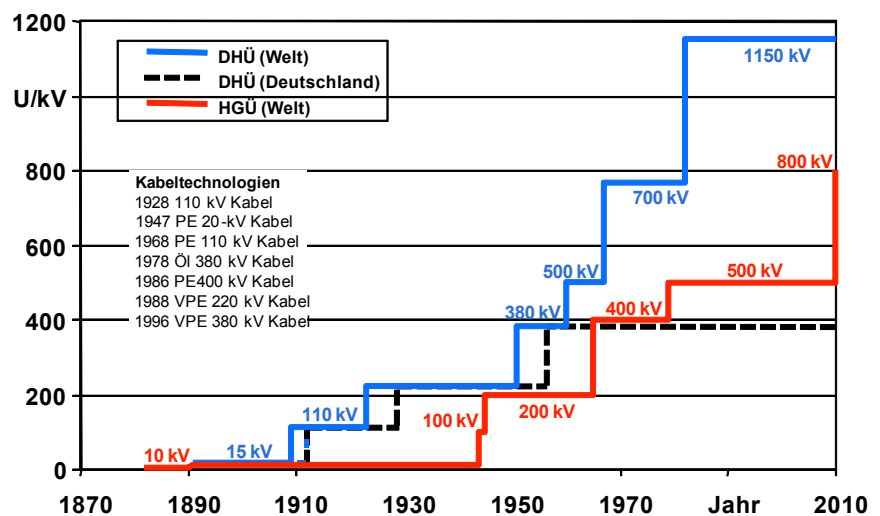
Auf der technischen Grundlage eines neuen, leistungsstarken Übertragungsnetzes und den Wachstumsprognosen der 60er Jahre, hatte die Elektroindustrie ihre Forschung und Entwicklung bereits auf Span-



nungsebenen, die größer als 380 kV sind, gerichtet und entsprechende Betriebsmittel entwickelt und getestet (siehe Abbildung 1-1). Aufgrund des Rückgangs der Steigerung des Stromverbrauchs wurde eine Erhöhung der Spannung nicht notwendig.

Mit dem Bau von Kernenergieanlagen auch in Gebieten ohne natürliche Primärenergieträger lag der Fokus des Netzes auf dem Störungsausgleich und in der Wahrung der Synchronität. Dieser Leitgedanke galt auch in den Genehmigungsverfahren beim Anschluss der fünf neuen Bundesländer an das europäische Verbundnetz ab dem Jahr 1990. Transporte großer Strommengen über große Entfernungen standen nicht im Mittelpunkt der Planung des Übertragungsnetzes.

Abb. 1-1: Entwicklung der Spannungsebenen (DHÜ = Drehstrom-Hochspannungs-Übertragung, HGÜ = Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung);
Quelle: ETG im VDE



1.2 Politische und regulatorische Rahmenbedingungen

Aufgrund der hohen Bedeutung der Versorgungssicherheit für die Bevölkerung, die Wirtschaft und die Industrie hinsichtlich der Belieferung mit elektrischer Energie, sowie zur Durchsetzung von politischen bzw. ökologischen Zielen werden Rahmenbedingungen sowohl für den Ausbau, als auch für den Betrieb elektrischer Netze und dem Energiehandel vorgegeben. In Anlage A sind die wesentlichen Gesetze und die hieraus abgeleitet betrieblichen Richtlinien aufgeführt. Prägnant zusammengefasst können aus den Zielen die folgenden Effekte für das Übertragungsnetz genannt werden (Anlage A. Gesetze und Richtlinien [1] bis [13]):

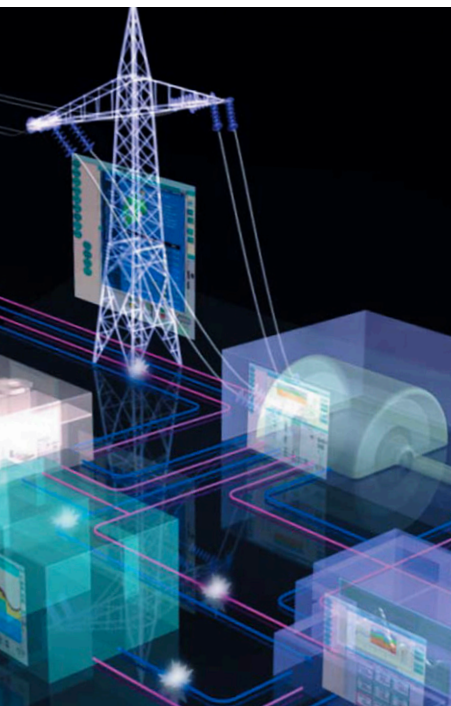
- Realisierung eines Strommarktes → zunehmender und volatiler Stromfluss; Veränderte Struktur im Kraftwerkspark hinsichtlich Primärenergieeinsatz und örtlicher Verteilung
- Förderung von regenerativen Energie → volatiler Lastfluss und Rückspeisung aus unterlagerten Netzebenen; Veränderter Kraftwerkeinsatz und Regelenenergiebedarf
- Umweltschutzaspekte → Beschränkungen bei der Leitungs- und Trassengestaltung; Veränderter Kraftwerksparkausbau

Diese Rahmenbedingungen haben wesentlichen Einfluss auf den Ausbau und den Betrieb des Übertragungsnetzes:

Mit der Umsetzung der Strommarktliberalisierung in den 90er Jahren auf EU- und Bundesebene und der Etablierung von Strommärkten hat sich ein erhöhter großflächiger Stromtransport innerhalb Europas ergeben. Ziel der europäischen Energiepolitik ist ein vollkommen freizügiger, einheitlicher Markt. Hierfür ist das bisherige für den Störungsbetrieb dimensionierte Übertragungsnetz auszubauen, so dass idealerweise keine innereuropäischen Engpässe auftreten. Gleichzeitig wird von den Kunden vorausgesetzt, dass die Versorgungsqualität und -zuverlässigkeit beibehalten werden und das Gesamtsystem Stromnetz unter Einhaltung von Spannungs- und Frequenzbändern stabil geführt wird. In Brüssel wurde das „3. Richtlinienpaket Energie“ verabschiedet, in dem es unter anderem um die Stärkung der Unabhängigkeit von Übertragungsnetzbetreibern geht. Neben dem Ownership-Unbundling wurde auch die Alternative des „dritten Weges“ zugelassen. Hierzu ist die Gründung eines sogenannten Independent Transmission Operators – des unabhängigen Übertragungsnetzbetreibers notwendig. Dieser ist unabhängig von Erzeugung und Vertrieb. Eine zwingende Trennung des Eigentums von integrierten Energieversorgungsunternehmen ist nicht notwendig.

Die Förderung des Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen, wird in Deutschland durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG, [7]) geregelt. Dieses bewirkt eine veränderte Erzeugungs- und Kraftwerksstruktur. Zusätzlich zur steigenden Erzeugung aus erneuerbaren Energien an Land werden zukünftig neben einer Vielzahl von dezentralen Standorten mit Kleinanlagen große Offshore-Windparks in der Ost- und Nordsee errichtet. Diese hohen Erzeugungsleistungen müssen in die Verbrauchszentren in Mittel- und Süddeutschland transportiert werden. Hinzu kommt der beschlossene Kernenergieausstieg, der vor allem im Süden Kraftwerkskapazitäten stilllegt. Zudem räumt die Netzanschlussverordnung den Kraftwerksbetreibern die Möglichkeit ein, ihre neuen Kraftwerksstandorte nicht nach einem optimierten Netzanschlusspunkt, sondern nach Kriterien, auf Basis von Investitions- und Betriebskosten des Kraftwerkes zu wählen. Dies führt zu einer zusätzlichen Verlagerung zukünftiger Kraftwerksstandorte. Um den notwendigen Ausbau der Übertragungsnetze zu beschleunigen, hat der Gesetzgeber das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG, [12]) verabschiedet. In diesem Gesetz befindet sich ein Bedarfsplan für Netzausbauprojekte, die im wesentlichen aus der „dena-Netzstudie I“ [16] resultieren und als dringlich eingestuft werden. Das Gesetz schreibt die Notwendigkeit von diesen Verbindungen verbindlich fest.

1.3 Zukünftige Anforderungen an die Übertragungsnetze



Der Wandel energiepolitischer, regulatorischer und gesellschaftlicher Rahmenbedingungen und die veränderte Erzeugungsstruktur erfordern eine Anpassung der bestehenden Übertragungsnetze. Der historische Aufbau der Übertragungsnetze erfüllt die Anforderungen an die zukünftigen Netze nicht. Es sind umfangreiche Maßnahmen zur Erweiterung und Ertüchtigung der Übertragungsnetze erforderlich.

Eine wesentliche Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber ist es, dazu beizutragen, dass die Sicherstellung der Versorgung von Verbrauchern mit elektrischer Energie gewährleistet bleibt. Die heute gewohnte, hohe Versorgungszuverlässigkeit der Energieübertragung und -verteilung ist auch der Maßstab für die Zukunft und die übergeordnete Aufgabe der Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber. Neben der lokalen Sicht zur Versorgungssicherheit hat jeder Übertragungsnetzbetreiber das globale Kriterium der Systemstabilität der Netze zu beachten. Sie muss mit einer hohen Zuverlässigkeit und Qualität erfüllt werden. Neben dem Management der Energieflüsse durch zentrale Betriebsführungssysteme, ist hier besonderes Augenmerk auf die eingesetzten Betriebsmittel zu legen. Neue Technologien sind im Rahmen von Pilotprojekten zu

testen. Insbesondere muss hier Wert auf einen sicheren Betrieb, eine hohe Verfügbarkeit und einen stabilen Zustand des Gesamtsystems gelegt werden. Störungen in den Übertragungsnetzen können Auswirkungen auf die Energieversorgung in ganz Europa mit sehr hohen negativen wirtschaftlichen Folgen haben.

Aufgrund von politisch geänderten Rahmenbedingungen, z.B. der Entflechtung von Erzeugung und Verteilung, Integration regenerativer Energien und die Zunahme des internationalen Stromhandels, wird zukünftig dem Transport der elektrischen Energie eine erhöhte Bedeutung zukommen. Zusätzlich sind dabei nach wie vor die Bedingungen für den Netzausbau hinsichtlich Effizienz, Wirtschaftlichkeit und ökologischer Aspekte einzuhalten.

Durch die Integration der Offshore-Windenergie, aber auch durch die Verlagerung der Einspeisung werden die Übertragungsnetze zukünftig immer weiter wachsende Transportaufgaben wahrnehmen müssen, die zudem zeitlich sehr volatil sind. Um den Anforderungen gerecht zu werden, sind die Netze angemessen auszubauen. Aufgrund von europäischen Vorgaben zum Naturschutz (FFH-Richtlinien, Natura 2000-Gebiete, Artenschutz) und deren Umsetzung im Bundesnaturschutzgesetz stellt die Aufgabe des bedarfsgerechten Netzausbaus eine große Herausforderung dar. Die Akzeptanz in der Bevölkerung gegenüber diesen Infrastrukturprojekten ist ein zusätzliches limitierendes Kriterium.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind gesetzlich verpflichtet, unter Wahrung der Systemsicherheit ihre Netze bedarfsgerecht auszubauen, die Erzeugung aus erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen vorrangig aufzunehmen und vollständig zu integrieren, einen diskriminierungsfreien Netzzugang für alle Marktteilnehmer wie Kraftwerksinvestoren und die freie Netznutzung zu ermöglichen sowie den europäischen Energiebinnenmarkt durch eine länderübergreifende, verbesserte Interoperabilität weiter zu fördern.

Als zusätzliche notwendige Nord-Süd-Verbindungen sind zunächst rd. 850 neue Trassenkilometern identifiziert worden [16], um u.a. die Windenergieeinspeisungen an der Nord- und Ostsee den Verbrauchern zuführen zu können. Der Netzausbau erfolgt unter Einhaltung des § 43 EnWG (Planfeststellungsverfahren mit öffentlicher Beteiligung).

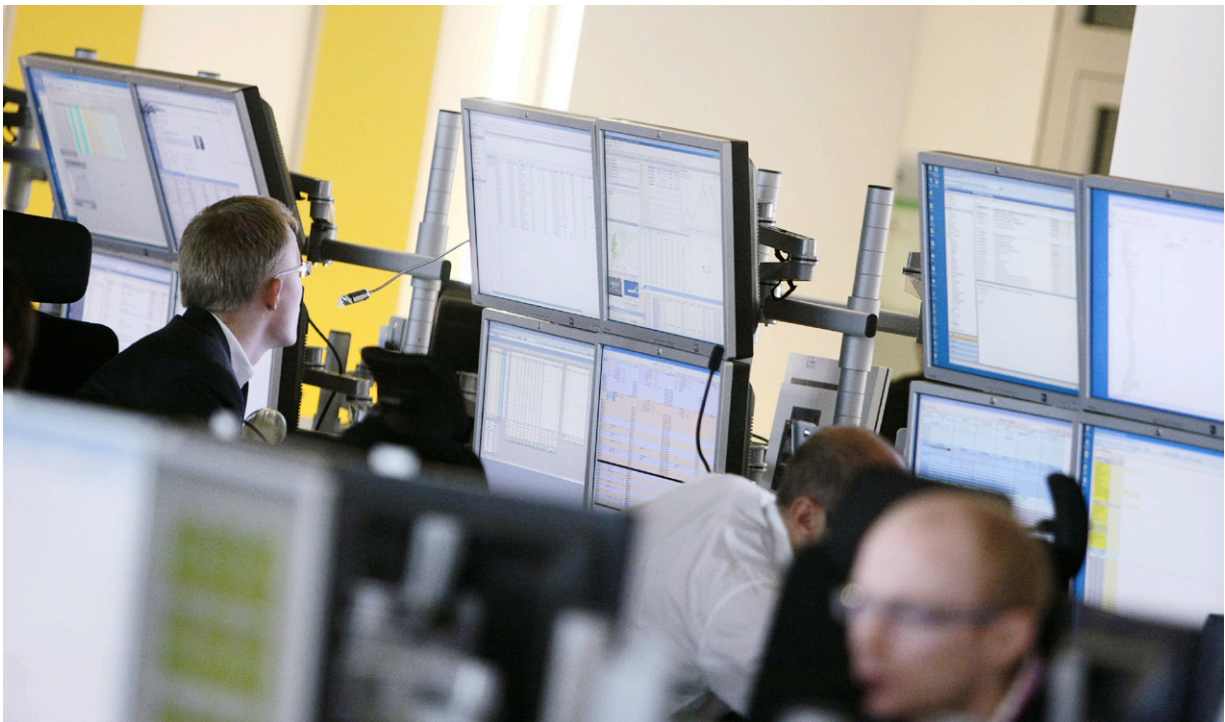
Die wesentlichen Ausbauprojekte sind im EnLAG [12] aufgeführt. Der Netzausbau stellt einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung und der Europäischen Union dar, das heißt, die Senkung des CO₂-Ausstoßes durch den Ausbau und Integration der Windstromerzeugung an den norddeutschen Küsten. Die Bundesregierung hat deshalb die o. g. Netzausbauprojekte in ihrem Bedarfsplan zum beschleunigten Ausbau der Höchstspannungsnetze aufgenommen. Die vorgesehenen 380-kV-Drehstromprojekte müssen

jetzt umgesetzt werden, um die avisierten Windkraftprojekte (On- und Offshore) nicht zu gefährden.

Zukünftig werden auf Grund der Veränderung der Erzeugungs- und Lastsituation in Deutschland starke Nord-Süd- und Nordost-Südwest-Transportstrecken erforderlich werden. In der „dena-Netzstudie II“ [17], die sich insbesondere mit der weiteren Einbindung von Offshore-Windkraftprojekten befasst und aktuell durchgeführt wird, werden darüber hinaus verschiedene und innovative Technologien zur Erhöhung der Übertragungskapazität auf ihre Eignung hin geprüft. Pilotprojekte sollten an geeigneter Stelle durchgeführt werden, ohne die gewohnte Versorgungssicherheit zu gefährden.

Es stellt sich die Frage, welche Technologien zum Einsatz kommen sollen. Hierbei ist zu beachten, dass

- die Technologie für stark belastete Hochenergieübertragungsstrecken ausgereift und erprobt sowie den anerkannten Regeln der Technik zu entsprechen hat,
- die mit neuen Technologien gegebenenfalls verbundenen höheren Gesamtkosten (Investition, Betrieb, Forschung und Entwicklung) vom Regulator als Bestandteil des Netznutzungsentgeltes akzeptiert werden.



Im wirtschaftlichen, politischen und gesellschaftlichen Prozess des Strukturwandels der Energiewirtschaft werden die folgenden wesentlichen Anforderungen hierbei auf die Politik, Netzbetreiber, Technologieentwickler zukommen:

Politische Randbedingungen:

- Den Betroffenen in den Regionen müssen die Ziele des Klimaschutzes und die daraus abgeleiteten Maßnahmen wie die Erschließung erneuerbarer Energiequellen und den Netzausbau vermittelt werden.
- Es muss eine breite Akzeptanz für Übertragungstechnologien und den Ausbau der Übertragungsstrecken hergestellt werden. Hierzu gehört, dass neue Technologien, Betriebsmittel und Techniken wie bislang auch umweltverträglich sind und die strengen deutschen Vorgaben des Naturschutzes einhalten.

Systembetrachtungen:

- Erhalt der Synchronität und Stabilität des Netzes auch bei steigendem Stromtransport und verändertem Kraftwerkspark,
- Steigerung des wirtschaftlichen Einsatzes von Regelenergien zur Verstärkung volatiler Einspeiser,
- Koordination und Steuerung einer ständig zunehmenden Anzahl an Marktteilnehmern und Einflussgrößen auf das Übertragungsnetz,
- Dynamische und statische Stabilität auch nach Ausfall für den Transport wichtiger Betriebsmittel und der Erhalt der Handlungsfähigkeit.

Primär-/Sekundärbereich:

- Technologisch neue Betriebsmittel in der Energietechnik müssen gesamtwirtschaftlich gerechtfertigt sein, d. h. sie dürfen neben der Investition keine hohen Wartungs- und Instandhaltungskosten sowie Betriebskosten verursachen, die nicht dem Nutzen entsprechen.
- Die heutige Infrastruktur insbesondere der vorhandene Trassenraum müssen optimal genutzt werden.
- Defekte Betriebsmittel müssen auch nach Jahren einfach und schnell instandgesetzt werden können. Das beinhaltet eine effektive Reserveteilhaltung sowie eine Kompatibilität von Anschlüssen etc.
- Die Effizienz der Betriebsmittel und des Netzbetriebes muss durch Reduktion von Verlustleistungen gesteigert werden.



2. Technologien im Übertragungsnetz

Bei der Drehstromübertragung in Europa erfolgt die Übertragung der elektrischen Energie mit der Netzfrequenz von 50 Hz. Die Aufteilung des Leistungsflusses auf die unterschiedlichen Verbindungen ergibt sich anhand der Impedanzverhältnisse der einzelnen Verbindungen zueinander. Beim Ausfall von Leitungen verändern sich diese Impedanzverhältnisse und es stellt sich selbständig ein neuer Leistungsfluss über die Leitungen ein. Dies führt unter Umständen zu Leitungsüberlastungen. Die Grundsätze der Netzplanung und der Netzführung sind so ausgelegt, dass es im Falle des Ausfalles eines Betriebsmittels (n-1-Fall) des sich im Betrieb befindlichen Netzes zu keinen unzulässigen Auslastungen (Überlastungen) kommt. Die stationäre Frequenz ist im gesamten Verbundsystem identisch. Alle Bauwerke und elektrische Anlagen werden nach den geltenden gesetzlichen und technischen Rahmenbedingungen errichtet.

Die europäische Strom-Infrastruktur besitzt derzeit ein höchstes Maß an Zuverlässigkeit. Darauf sind sowohl industrielle Prozesse als auch Privatanwendungen aufgebaut. Diesen Anspruch haben auch zukünftig alle an den Stromnetzen angeschlossenen Kunden, Stromerzeuger wie

Anwender. Alle Veränderungen in den Netzen müssen daher sorgfältig auf ihren Einfluss hinsichtlich dieser Zuverlässigkeit geprüft und bewertet werden. Dies betrifft bei den Übertragungsnetzen insbesondere Fragen der Systemstabilität, da dies keine regionalen oder nationalen, sondern europäische Auswirkungen hinsichtlich der Zuverlässigkeit der elektrischen Energieversorgung haben kann.

Die im folgenden aufgeführten Technologien decken einen Bereich von Basistechnologien bis hin zu innovativen Ansätzen ab. Die beschriebenen Freileitungen bis 400 kV und darüber hinaus sind die wichtigste und kostengünstigste Basistechnologie der Energieübertragung in Deutschland und Europa. Neue Materialien wie Hochtemperaturleiterseile bergen noch viele Fragestellungen bei Installation und Betrieb, so dass diese ein Potential für die Zukunft versprechen, jedoch vor einem großflächigen Einsatz sorgfältig erprobt werden müssen. Das Leiterseilmonitoring hingegen setzt sich mehr und mehr als betriebliche Maßnahme durch, wobei heutzutage die Grenzen ausgelotet werden, um keine Sicherheitsrisiken einzugehen.

Kabel sind ebenfalls weit verbreitet. Sie sind jedoch auf 400-kV-Ebene als innovativ zu bewerten. Auf teilverkabelte Strecken aus Freileitungen und Kabeln trifft dieses ebenfalls zu, da vielfältige offene Fragen durch Pilotinstallationen noch zu klären sind. Weitere Technologien wie Hochspannungsgleichstromübertragungen (HGÜ) oder Gasisolierte Leitungen (GIL) sind zwar seit vielen Jahren bekannt, jedoch erfordert deren Anwendung speziell in vermaschten Verbundsystemen neue Erkenntnisse. Leistungselektronische Netzregler in unterschiedlicher Ausprägung gelten teilweise als Standardtechnologie. Einige Baukonzepte sind jedoch weltweit nur wenige Male oder bislang überhaupt nicht im Einsatz, so dass je nach Anwendungsfall individuell neue Erkenntnisse gesammelt werden müssen.

Somit umfassen die folgenden Abschnitte eine Reihe von innovativen Technologien, die bezüglich ihrer individuellen Vor- und Nachteile bei Planung, Bau und Betrieb bewertet werden.

2.1 Drehstromübertragung mittels Freileitungen

Grundlegende Technologie

Grundlegende Bestandteile von Freileitungen sind die Masten mit ihren Fundamenten sowie die Freileitungsstromkreise inklusive der dazugehörigen Isolatoren. Die Masten einer Freileitung dienen als Stützpunkte für die Leiterseilaufhängung. Sie bestehen aus dem Mastschaft, der Erdseilstütze, den Querträgern (Traversen) und dem Fundament. An den Traversen werden die Isolatorketten und daran die Leiterseile befestigt.



Die Erdseilstütze (in der Regel die Mastspitze oberhalb der obersten Traverse) dient der Befestigung des Erdseils, das für den Blitzschutz der Freileitung erforderlich ist.

Insbesondere die Anzahl der Stromkreise, deren Spannungsebene, die möglichen Mastabstände und einzuhaltenden Begrenzungen hinsichtlich der Schutzstreifenbreite oder Masthöhe bestimmen die Bauform, -art und Dimensionierung der Masten. Die Masten müssen die Zugkräfte der eingesetzten Leiterseile und die Kräfte, die zusätzlich durch die äußeren Lasten, die insbesondere durch Wind und Eisbildung hervorgerufen werden, sicher aufnehmen können.

Das Übertragungsnetz wird in Deutschland bzw. Westeuropa mit einer Spannung von 380 kV betrieben. Die Stromkreise bestehen aus jeweils drei Bündelleitern, wobei jeder Bündelleiter aus bis zu vier einzelnen, durch Abstandhalter miteinander verbundenen Einzelseilen besteht. Meist werden Viererbündel ausgeführt. Bei den miteinander verbundenen vier Leiterseilen eines Viererbündels der 380-kV-Stromkreise handelt es sich um Verbundleiter, deren Kern heute aus Stahldrähten besteht, der von einem mehrlagigen Mantel aus Aluminiumdrähten umgeben ist. Die Übertragungsleistung eines Systems beträgt rund 1800 MVA bis 2500 MVA.

Neben den stromführenden Leiterseilen wird über die Mastspitze ein Blitzschutzseil (Erdseil) mitgeführt. Das Erdseil soll verhindern, dass Blitzeinschläge in die stromführenden Leiterseile erfolgen und dies eine Störung des betroffenen Stromkreises hervorruft. Das Erdseil ist ein dem Leiterseil gleiches oder ähnliches Aluminium-Stahl-Seil. Der Blitzstrom wird mittels des Erdseils auf die benachbarten Masten und über diese weiter in den Boden abgeleitet.

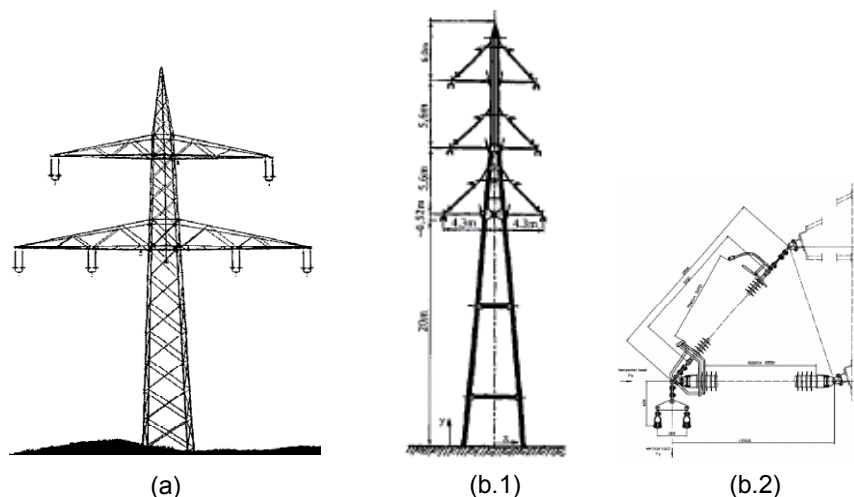
Grundsätzlich gibt es weltweit eine Vielzahl von verschiedenen Mastformen. In Deutschland wird vorwiegend der sogenannte Donau-Mast eingesetzt (siehe Abb. 3.1). Er stellt aus technischen, wirtschaftlichen und ästhetischen Gründen in der Regel ein Optimum für die Bedingungen in Deutschland dar. Diese 380-kV-Freileitungsmasten haben je nach Ausführung eine Höhe von ca. 40 bis 60 m und eine Traversenausladung von ca. 2 x 10 – 15 m. Um einen sicheren Betrieb zu gewährleisten, ist ein Schutzstreifen von ca. 2 x 40 m erforderlich, in dem es zu Einschränkungen hinsichtlich von Bewuchs und Bauhöhen kommt. In Fällen in denen eine Reduzierung der Gesamthöhe der Freileitungsmaste erforderlich ist (z. B. Reduzierung der Fernwirkung hinsichtlich Sichtbarkeit), kann ein Einebenen-Mast eingesetzt werden oder eine Kurzstielleitung zum Einsatz kommen.

Aufgrund der begrenzten Trassenverfügbarkeit und der Diskussionen um die Umweltbeeinträchtigungen von Freileitungen sind in der Vergangenheit immer wieder Anstrengungen unternommen worden, Hoch-

spannungsfreileitungen kompakter zu gestalten. Bei dem kompakteren Aufbau der Leitungen sind Aspekte zu beachten wie magnetische und elektrische Feldstärken, veränderte mechanische Beanspruchungen durch Windlasten, eingeschränkte Spannfeldlängen durch das Ausschwingverhalten der Verseilung und damit eine höhere Mastanzahl und höhere Kosten, Alterung von Verbundmaterialien sowie eine deutlich eingeschränkte Zugänglichkeit bei der Durchführung von Instandhaltungsmaßnahmen.

Für eine kompaktere Gestaltung von Hochspannungsfreileitungen können zunächst die Phasenabstände bei Verwendung der üblichen Stahlgitterkonstruktionen verringert werden, indem durch Einsatz von sogenannten V-Ketten die Phasenseile mehr oder weniger fixiert werden. Durch Masten mit Vollwandkonstruktion kann der Phasenabstand gegenüber der Gitterkonstruktion weiter reduziert werden. Alternativ können Portalgitterkonstruktionen ausgeführt werden, wobei die Stromkreise vertikal bzw. horizontal angeordnet sind.

Abb. 2-1: Typischer Donaumast (a) und Kompaktleitungen (b.1) mit Traversen aus Verbundisolatoren in Dreiecksanordnung (b.2)



Eine weitere Möglichkeit zur kompakteren Gestaltung bietet die Verwendung von Traversen aus Verbundisolatoren an Stelle der Stahltraversen. Abbildung 2-1 zeigt eine Anordnung mit zwei vertikal angeordneten Stromkreisen. Die Leiter sind an einer Dreiecksanordnung aus Verbundisolatoren abgespannt. Auf diese Weise ergibt sich für eine 380-kV-Leitung eine Leitungsbreite von ca. 9 m und ein schmalerer Schutzstreifen.

Darüber hinaus lässt sich ein kompakterer Aufbau der Leitungen auch durch Einsatz von Isolatoren mit geringeren Schlagweiten erreichen. Da geringere Schlagweiten auch die Überspannungsfestigkeit der Leitung verringern, müssen Überspannungsableiter parallel zu den Isolatoren angeordnet werden. Diese Leitungsableiter, die in der Regel mit Verbundisolatoren ausgerüstet werden, können die auf der Leitung auftretenden



den Blitzüberspannungen begrenzen und die Fehlerhäufigkeit reduzieren. Aus wirtschaftlichen Gründen können nur Leitungsabschnitte mit besonderer Blitzgefährdung mit Leitungsableitern ausgerüstet werden. Die Kompaktbauweise von Leitungen ist Stand der Technik, wird aber in Deutschland wegen der vorgenannten Nachteile nur in Sonderanwendungen eingesetzt. Bei der Übertragung elektrischer Energie treten in unmittelbarer Umgebung der spannungs- und stromführenden Betriebsmittel (Kabel, Freileitungen, Umspannung, etc.) elektrische und magnetische Felder auf.

Bei der derzeitigen Übertragungstechnologie sind dies niederfrequente Wechselfelder mit einer Frequenz von 50 Hz. Sowohl bestehende Techniken als auch Zukunftstechnologien müssen die für elektrische und magnetische Felder geltenden Immissionsgrenzwerte einhalten. Für 50-Hz-Felder kommen in Übertragungsnetzen die Anforderungen der 26. BImSchV [13] zur Anwendung.

Eine Immission anderer Art sind Geräusche, die als Brummen in der Nähe von Umspannanlagen oder auch als hochfrequente Koronageräusche bei seltenen Wetterlagen im Bereich von Freileitungen wahrgenommen werden können. Auch hier sind die im Bereich der Wohnbebauung zulässigen Immissionen begrenzt, wie sie in der Technischen Anleitung Lärm (TA Lärm) angegeben werden. Bestehende und zukünftige Übertragungstechniken müssen diesen Anforderungen genügen.

Bisherige Realisierungen und Betriebserfahrungen

Freileitungen sind bis heute das bewährte Übertragungsmedium in der Höchstspannungstechnik mit einer weitreichenden Betriebserfahrung. Seit den 30-er Jahren des vergangenen Jahrhunderts werden 380-kV-Freileitungen geplant und errichtet. Insgesamt gibt es in Europa rund 220.000 Systemkilometer Höchstspannungsfreileitungen (220-kV- und 380-kV-Leitungen). Sie ermöglichen den synchronen Verbundbetrieb und stellen die heute gewohnte Versorgungsqualität im Verbundnetz sicher. Störungen werden schnell erkannt und können in der Regel in kürzester Zeit behoben werden.

Diese Technik zeichnet sich durch einen relativ einfachen Aufbau und die Nutzung des bei vielen Störungsarten selbstheilenden Isoliermediums Luft aus und hat sich deshalb weltweit als Standard durchgesetzt. Freileitungen erreichen lange Lebensdauern von ca. 80 bis 100 Jahre, wobei nach ca. 40 Jahren die Verseilung ausgetauscht werden muss.

Kosten

Für eine Freileitung in klassischer Bauart (ausgelegt für zwei 380-kV-Stromkreise mit einer Übertragungsleistung von jeweils etwa 2000 bis 3000 MW) ergeben sich Investitionskosten von rund 1 Mio. €/km.

Mittelfristige Entwicklungsschritte (<5 Jahre)

Höchstspannungsfreileitungen sind weitestgehend ausgereift und es sind keine größeren mittelfristigen Entwicklungsschritte zu erwarten. Derzeit wird geprüft, in wie weit das Leiterseilmonitoring (siehe Kapitel 2.6) und Hochtemperaturleiterseile (siehe Kapitel 2.5) mittelfristig zum Einsatz kommen können. Langfristiges Entwicklungspotential besteht in der Verbesserung der Leiterseilsysteme, Armaturen, der Sichtbarkeit für die Avifauna durch spezielle Erdseilmarkierungen u.a., es könnte auch über eine Ausdehnung auf Mehrleiterübertragungen mit mehr als 3 Außenleitern nachgedacht werden.

Vorteile

Eine hohe Verfügbarkeit kann bei Freileitungen dadurch erzielt werden, indem ein Großteil der auftretenden Fehler im Netz (einpolige Fehler) sicher und schnell erkannt und mit Hilfe einer Automatischen Wiedereinschaltung (AWE) – eine für den Kunden nicht wahrnehmbare kurzzeitige einpolige Fehlerabschaltung – versorgungsunterbrechungsfrei behoben wird.

Aufgrund der überirdischen Installation sind alle Komponenten gut zugänglich, wodurch sich kurze Reparaturdauern bei Störungen ergeben. Freileitungen sind aus der Luft leicht inspizierbar und Fehlerstellen können einfach geortet werden.

Durch die üblicherweise gute Luftkühlung sind Freileitungen in relativ weiten Temperaturbereichen betreibbar und kühlen auch nach einer zeitlich beschränkten Erwärmung schnell wieder ab. Hierdurch sind temporäre Überlastungen im Bereich bis zu mehreren 10 Minuten betrieblich akzeptabel.

Einschränkungen

Durch die Sichtbarkeit von Freileitungen kommt es je nach landschaftlichen Randbedingungen zu Akzeptanzeinschränkungen.

Bei Kompaktleitungen ist eine erhöhte Materialbeanspruchung, eine eingeschränkte Zugänglichkeit bei der Durchführung von Instandhaltungsmaßnahmen von in Betrieb befindlichen Anlagen, sowie eine höhere Ausfallwahrscheinlichkeit zu verzeichnen.



2.2 Drehstromübertragung mittels Kabel

Grundlegende Technologie

Für eine Erdverlegung von Höchstspannungsverbindungen stehen grundsätzlich auch Kabel zur Verfügung. Diese bestehen aus einem inneren Kupferleiter, der durch eine Isolationsschicht aus vernetztem Polyethylen (VPE) vom Kabelschirm getrennt wird. Daneben kommen auch masseimprägnierte Kabel zum Einsatz, bei denen das Isolationsmedium aus ölgetränktem Papier besteht. Diese Art der Kabel werden allerdings außer bei HGÜ nicht mehr neu installiert. Reine ölsolierte Kabel oder Gasaußendruckkabel werden heute nicht mehr gebaut. Einzelne Anlagen befinden sich jedoch noch in Betrieb.

Da Kabel nur in begrenzter Länge auf eine Trommel passen, müssen einzelne Abschnitte mittels sogenannter Muffen verbunden werden. Um entlang des Kabels bezüglich der drei Phasen gleichmäßige elektrische Verhältnisse zu haben, ist am Ort der Muffen ein Auskreuzen der Kabelschirme (Cross Bonding) erforderlich. Derartige Muffen sind sehr aufwändig und erfordern daher begehbare Muffenbauwerke. Zu Kabelinstallationen gehören üblicherweise auch Blindleistungskompensationseinrichtungen, um das Spannungsniveau bei unterschiedlichen Betriebspunkten einzuhalten. Derartige Kompensationseinrichtungen sind spezielle Anlagen, die in Abständen von ca. 30 bis 50 km entlang der Kabelstrecke errichtet werden müssen.

Die Bodenverhältnisse, in denen die Kabel verlegt werden, bestimmen maßgeblich, wie die thermischen Verluste des Kabels in das Erdreich abgeleitet werden können. Hieraus lässt sich die Strombelastbarkeit des Kabelsystems ableiten, so dass das Kabel nicht durch Überhitzung beschädigt wird.

Ein Kabelsystem mit drei Einleiterkabel 2500 mm² kann ohne zusätzliche Kühleinrichtungen in der Regel 1000 MVA Leistung übertragen. Um ein 380-kV-Freileitungssystem zu ersetzen, sind bei gleicher zu übertragender Leistung mindestens zwei 380-kV-Kabelanlagensysteme erforderlich. Um eine 380-kV-Freileitung mit zwei Drehstromsystemen zu verkabeln, benötigt man somit vier 380-kV-Kabelanlagensysteme mit jeweils drei Phasen (4 x 3 x 2500 mm²). Daraus ergibt sich nach derzeitiger Abschätzung wegen der thermischen Belastung bei einem Bemessungsstrom von 2700 A ein Kabelgraben von ca. 15 m Breite (Tiefe ca. 2 m). Inklusive Arbeitsstreifen ergibt sich eine Gesamtbreite von bis zu 40 m. Abweichungen sind bei der Kreuzung von anderen Infrastruktureinrichtungen möglich.

Bei bestimmten geografischen Verhältnissen, beispielsweise bei der Errichtung von Kabelanlagen im Gebirge, können hier Abweichungen erforderlich werden. Wenn zusätzlich die 380-kV-Kabelverbindung für

einen Strom von 3600 A bemessen wird, werden wegen der notwendigen thermischen Entkopplung bei felsigem Boden breitere Kabeltrassen notwendig. Es ist mit einer Kabelbettbreite von 20 m zu rechnen. Ferner ist dauerhaft sicherzustellen, dass in Waldgebieten kein Wurzelwerk in das Kabelbett hineinwächst. Daher wird in Waldgebieten ein zusätzlicher seitlicher Abstand von jeweils 5 m notwendig.

Im Mittelspannungsverteilnetz (MS) wird bei der Bemessung der Übertragungskapazität von Kabelanlagen der im Tagesverlauf stark schwankende Lastgang berücksichtigt, so dass MS-Kabelanlagen für einen Lastfaktor von 0,7 dimensioniert werden. Ein solcher Ansatz ist bei Kabelanlagen im Höchstspannungsnetz nicht zulässig. Die heutigen Übertragungsaufgaben des Höchstspannungsnetzes erfordern eine Bemessung auch für lang andauernde Höchstlasten. Dieses ist insbesondere bei der Dimensionierung zu beachten. Im Gegensatz zu Freileitungen benötigen Kabel aufgrund der thermischen Eigenschaften bei Überlastung wesentlich länger zur Abkühlung.

Durch diagnostische Prüfungen und entsprechende Monitoringsysteme (siehe auch Kapitel 2.6) kann eine Kabelanlage überwacht und eventuelle Fehlersituationen frühzeitig erkannt werden. Hierzu zählen die Teilentladungsmessung an den Verbindungsmuffen und Kabelendverschlüssen sowie die Temperaturüberwachung mittels Glasfaserleitungen im Kabel oder diskreter Temperatursensoren zur Bewertung der maximalen Belastbarkeit.

Bisherige Realisierungen und Betriebserfahrungen

Kabelinstallationen bis 110 kV, vereinzelt 220 kV, sind heutiger Standard. Hierbei haben sich Kabel aus VPE durchgesetzt. Darüber hinaus sind vereinzelt noch Öldruckkabel und Gasaußendruckkabel im Einsatz. Bei 380-kV-Kabeln im Verbundnetz verfügt man in Deutschland und international über keine weitreichenden Betriebserfahrungen. Die bisherigen Installationen beschränken sich auf einige wenige Kilometer für Spezialanwendungen. Durch das EnLAG [12] können in Deutschland zukünftig einige Kabelabschnitte auf den Pilotstrecken errichtet werden. An diesen Stellen sollen entsprechende Betriebserfahrungen gesammelt werden.

Tabelle 2-1 gibt einen Überblick über die bis heute eingesetzten 380-kV-VPE-Kabelsysteme in Europa. Hierbei ist zu beachten, dass viele dieser Kabel in speziellen Tunneln verlegt wurden, teilweise niedrige Querschnitte aufweisen und üblicherweise nicht an den Grenzen der Belastbarkeit betrieben werden. Daher sind die Betriebserfahrungen nur begrenzt auf den Einsatz im vermaschten Höchstspannungsnetz übertragbar.

Tabelle 2-1: 380-kV-VPE-Kabelinstallationen in Europa

Land	Strecke	Anzahl der Systeme	Trassenlänge / km	Art der Verlegung	Kabelquerschnitt / mm ²	Leistung pro System / MVA	Inbetriebnahme
D	Berlin	2	6,3 5,2	Tunnel mit Gebläse	1600	1100	1998 2000
E	Flughafen Madrid	2	12,8	Tunnel mit Gebläse	2500	1390 (Winter) 1720 (Sommer)	2005
DK	Stadtkabel Kopenh.	1 1	22 14	Erdverlegung	1600	975 800	1997 1999
UK	Stadtkabel London Connection	1	20	Tunnel mit Gebläse	2500	1600	2004
DK	Aarhus-Aalborg	2	14,5	Erdverlegung (drei Abschnitte)	1200 (Alu)	500	2004
I	Turbigo-Rho	2	8,4	Erdverlegung	2000	1050	2006
A	Nordeinspeisung Wien	2	5,2	Erdverlegung Kühlung möglich	1200	620 ungek. 1040 gekühlt	2006
NL	Rhein-querung bei Rotterdam	2	2,2	Verrohrung	1600	1000	in Bau

Kosten

Die Kosten für Kabelinstallationen variieren sehr stark mit den örtlichen Gegebenheiten insbesondere aus der Bodenbeschaffenheit und den hiermit einhergehenden Tiefbaukosten. Es ist davon auszugehen, dass die Investitionskosten für 380-kV-Kabelanlagen einschließlich der notwendigen Kompensationsanlagen um das 4- bis 10-fache höher als bei Freileitungen vergleichbarer Übertragungsleistung liegen.

Die Gesamtverluste einer Übertragungstrecke hängen von der Dimensionierung und Auslastung des entsprechenden Kabelsystems ab und sind jeweils im Einzelfall zu bewerten.

Mittelfristige Entwicklungsschritte (<5 Jahre)

Die Entwicklung von VPE-Kabeln und zugehörigen Komponenten wie Muffen, Kabelendverschlüssen geht kontinuierlich weiter, so dass von einer zunehmenden Lebensdauer und sinkenden Störanfälligkeit auszugehen ist. Bei entsprechender Nachfrage wird erwartet, dass sich die Produktionsabläufe verbessern, wodurch die Qualität steigt und die Produktionskosten sinken.

Vorteile

Einmal verlegt sind Kabel quasi wartungsfrei. Jedoch tritt Wartungsbedarf von den Kompensationseinrichtungen etc. auf.

Durch die Erdverlegung wird abgesehen von dem notwendigen, sichtbaren Schutzstreifen eine begrenzte Sichtbarkeit der Leitungsverbindung erreicht.

Die Magnetfelder sind in der gleichen Größenordnung wie bei Freileitungen, jedoch flächenmäßig konzentrierter.

Die Kabelverlegung bietet gegenüber Freileitungen einen stark verbesserten Schutz vor Umwelteinflüssen (Eis, Blitz, etc.). Hieraus ergibt sich eine geringere Fehlerhäufigkeit.

Einschränkungen

Der Bau von Kabeln ist vergleichsweise aufwändig. Der Eingriff in Natur und Landschaft während der Bauphase der Kabelbettung ist umfangreich. Der Schutzstreifen darf nicht überbaut werden und ist dauerhaft von tiefwurzelndem Bewuchs freizuhalten wegen der höheren Leiter-Erdkapazität bei Kabelstrecken in Drehstromtechnik ist ca. alle 30 bis 50 km eine Kompensationsanlage erforderlich. Alle 600 bis 1000 m sind Muffenverbindungen mit komplexer Feldsteuerung erforderlich, die technisch aufwändig sind und extrem sorgfältig auf der Baustelle auszuführen sind.

Tritt im Betrieb ein Fehler auf, dann führt dieses zu wesentlich längeren Reparaturdauern, da neue Muffen gesetzt werden müssen. Eine längere Nichtverfügbarkeit im Fehlerfall ist die Folge. Viele Kabelfehler werden durch Dritte (z.B. Bagger) verursacht.

Betrieblich muss bei Kabeln eine Überhitzung durch Überlastung sicher vermieden werden. Dem entsprechend ist bei Kabeln in vermaschten Systemen eine ausreichende betriebliche Reserve einzuplanen oder es sind zusätzlich Leistungsfluss steuernde Elemente zur Begrenzung der Übertragungsleistung (siehe Kapitel 2.8) einzuplanen.

2.3 Abschnittsweise Verkabelung von Übertragungsstrecken

Bei einer abschnittswisen Verkabelung von Übertragungsstrecken kann man von Hybridleitungen sprechen, dies wären dann Freileitungen mit einem oder mehreren Kabelabschnitten. Aufgrund der zunehmenden Relevanz dieser Ausführungsform werden die wesentlichen Aspekte im folgenden diskutiert.

Grundlegende Technologie

Die grundlegende Technologie entspricht der von Freileitungen und Kabeln. Jedoch sind bei Hybridleitungen besondere Anforderungen an den Netz- und Überspannungsschutz zu beachten.

Bei der reinen Freileitung werden Fehler, die z.B. durch Blitzschlag, Vogelkot oder kurzzeitige Berührung durch Äste etc. hervorgerufen werden, durch eine automatische Ab- und Wiedereinschaltung (AWE) der betroffenen Phase behoben, ohne dass es zu Versorgungsunterbrechungen kommt. Dieses kann bei einer Hybridleitung wegen der Kabelanteile so nicht übernommen werden, da einpolige Kabelfehler immer einen nicht selbst heilenden Isolationsfehler bedeuten. Bei Kabelabschnitten im Freileitungszug stehen folgende drei Schutzverfahren zur Diskussion:

- Separater Schutzbereich je Abschnitt: Bei Schutzanregung wird lokalisiert, in welchem Bereich die Anregung erfolgte, darauf wird entweder eine einpolige AWE bei einem Freileitungsfehler durchgeführt oder es erfolgt eine dreipolige Abschaltung.
- Ein Schutzbereich für den gesamten Leitungszug, bei Schutzanregung erfolgt eine dreipolige Abschaltung.
- Ein Schutzbereich für den gesamten Leitungszug, bei einpoliger Anregung wird eine einpolige AWE durchgeführt mit möglichem Kabelgroßschaden.

Des Weiteren ist der Überspannungsschutz sorgfältig zu betrachten. Treten z.B. durch Blitzeinschläge Wanderwellen auf der Übertragungsstrecke auf, verursachen diese an den Übergangsstellen vom Kabel zur Freileitung (Übergang von Feststoffisolierung zur Luftisolierung) aufgrund von Brechungen und Teilreflektionen Überspannungen. Da sich die Wellenwiderstände von Kabeln und Freileitungen im Verhältnis 1:10 unterscheiden (Kabel: ca. 35 Ohm, Freileitung: ca. 350 Ohm), können diese Reflektions- und Brechungsvorgänge besonders ausgeprägt sein und zu sehr hohen Überspannungen führen. Daher ist eine Überprüfung der geplanten Überspannungsschutzmaßnahmen für den jeweiligen Anwendungsfall sinnvoll und muss zusammen mit der Materialprüfung und dem Test der Kabelendverschlüsse erfolgen. Zudem sind weitere Maßnahmen zum Schutz der Kabelendverschlüsse in Erwägung zu ziehen, eventuell durch Einhausung der Übergangsstellen.

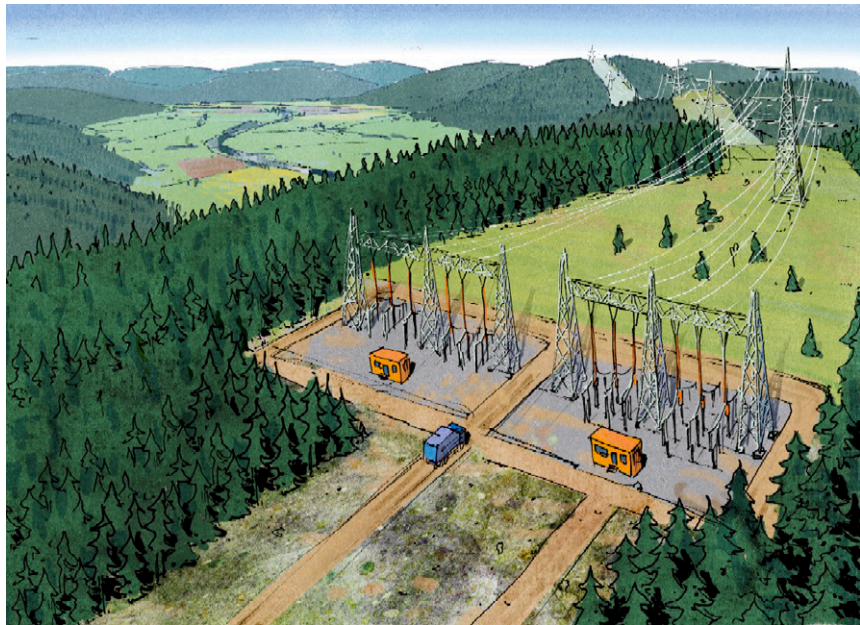
Vorteile

Der Vorteil dieser Bauform ist die Ermöglichung von Trassen mit höherer Bevölkerungsakzeptanz mit einem vertretbarem Kosten / Nutzenverhältnis bzw. Kostenreduktion durch die kürzere Kabelgesamtlängen.

Einschränkungen

Neben den besonderen Berücksichtigungen des Netz- und des Überspannungsschutzes gelten dieselben Einschränkungen wie bei reinen Kabel- und Freileitungssystemen.

Abb. 2-2: Beispiel für ein Übergangsbauwerk Freileitung auf Kabel für eine 4-systemige Übertragungsleitung



2.4 Gasisolierte Leitungen

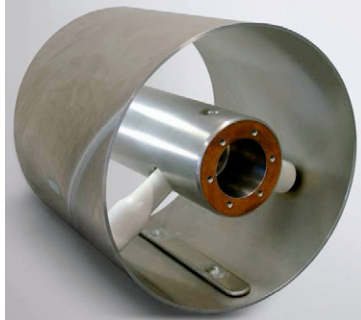
Grundlegende Technologie

Gasisolierte Leitungen (GIL) verwenden ein Isoliergasgemisch aus Stickstoff und SF_6 . Die gasisolierten Leitungen im Höchstspannungsnetz bestehen aus einem Aluminium-Leiterrohr und einem nahtlos geschweißten, gasdichten Aluminium-Mantelrohr. Als Isoliermedium dient ein Gasgemisch aus 20% SF_6 -Gas und 80% Stickstoff. Das Rohrsystem selbst hat abgeschottete Teilbereiche (alle 20 bis 1200 m), um bei Beschädigungen nur einen Teil des Gasgemisches zu verlieren bzw. für Wartungsarbeiten, Teilbereiche evakuieren und wieder befüllen zu können. Hierdurch können die Auswirkungen einer ungewollten Freisetzung des für den Menschen ungefährlichen Isolier- und Treibhausgases SF_6 für die Umwelt minimiert werden. Die GIL-Technik eignet sich für die Verlegung in der Erde oder im Tunnel. Bei Erdverlegung ist von einer Trassenbreite von 7 m auszugehen.

Aufgrund der sehr geringen Impedanz von GIL kann bei längeren GIL im Verbundsystem der Einsatz einer Längskompensation bzw. einer Lastflusssteuerung notwendig werden, um die GIL nicht zu überlasten.

In der Regel werden allerdings nur kürzere Leitungsabschnitte als GIL ausgeführt, so dass sich die Impedanz der Gesamtübertragungsstrecke nicht nennenswert ändert.

Abb. 2-3: Querschnitt eines GIL-Leitungsrohres



Bisherige Realisierungen (ggf. Beispiele) und Betriebserfahrung

In den 1970er Jahren errichtete Anlagen sind auch heute noch ohne technische Probleme in Betrieb. Die weltweit erste GIL mit Mischgasfüllung wurde 2001 für die Palexpo, Genf, Schweiz errichtet. Am Frankfurter Flughafen wird zur Zeit im Rahmen eines Pilotprojektes ca. ein Kilometer einer bestehenden Höchstspannungsfreileitung zu einer erdverlegten GIL umgebaut (Inbetriebnahme 2010). In China sind an mehreren Staudämmen GIL in Bau. Die Lebensdauer von GIL wird mit mindestens 50 Jahren kalkuliert.

Tabelle 2-2: GIL-Projekte in Deutschland

Land	Strecke	Anzahl der Systeme	Trassenlänge (km)	Art der Verlegung	Leistung pro System (MVA)	Inbetriebnahme
Deutschland	Flughafen Frankfurt	2	0,9	Erdverlegung	1800	2010
Deutschland	Kavernenkraftwerk Wehr	2	0,7	Im Tunnel	1400	1976
Schweiz	Messe Genf	2	0,45	Im Tunnel	760	2001

Kosten

Die Kosten einer GIL Installation liegen weit oberhalb (etwa um den Faktor 6 bis 12) von Freileitungen gleicher Leistung, sind aber bei großen Übertragungsleistungen im Vergleich zu Kabeln wettbewerbsfähig.

Geplante mittelfristige (<5 Jahre) Entwicklungsschritte

GIL sind weitestgehend ausgereift. Mittelfristige Entwicklungssprünge sind in der Verlegetechnik zu erwarten. Erfolgte bisher nur eine Tunnelverlegung, ist die reine Erdverlegung ein weiterer Entwicklungsschritt, der bis hin zur Anwendung bei der Anbindung von Offshore-Windpark-Clustern führen könnte.

Vorteile

GIL haben gegenüber VPE-Kabeln eine deutlich höhere Übertragungsfähigkeit und liegen mit 3000 MVA im Bereich von Freileitungen.

Dadurch ergeben sich geringere Trassenbreiten als bei VPE-Kabeln.

Die Technik eignet sich allerdings auch für längere Strecken und macht unter Umständen Sinn, wenn hohe Übertragungsleistungen gefordert sind und eine Freileitung nicht zum Einsatz kommen kann. Zudem kann jede Trassenführung verwirklicht werden, selbst große Steigungen oder senkrechte Strecken. Im Gegensatz zu Kabeln sind auch längere Strecken ohne Blindleistungskompensation möglich.

GIL haben ähnliche Betriebseigenschaften wie Freileitungen. Sogar automatische Wiedereinschaltungen nach Fehlerereignissen sind möglich, d.h. bei einem Überschlag innerhalb der GIL erlischt der Lichtbogen in der Regel bei der Kurzunterbrechung automatisch und die GIL erreicht wieder die ursprüngliche Spannungsfestigkeit.

Einschränkungen

Auf Grund der kostenintensiven Bauweise werden GIL in der Regel nur über wenige Kilometer eingesetzt, z. B. zur Anbindung von Lastzentren und Ballungsgebieten.

Betriebserfahrungen von sehr langen GIL-Strecken parallel zu oder im Verbund mit bestehenden Freileitungsverbindungen im eng vermaschten 380-kV-Netz, liegen noch nicht vor.

Bei Fehlerereignissen innerhalb der GIL ist eine Wartung erforderlich.

Das SF₆-Gas erfordert eine sehr sorgfältige Behandlung, damit es nicht in die Umwelt gelangt, da es ein ungiftiges Treibhausgas ist.

Das Handling durch gasisierte Schaltanlagen ist Stand der Technik.

2.5 Hochtemperatur-Leiterseile

Grundlegende Technologie

Hochtemperaturseile sind ein Ansatz, um die Übertragungsfähigkeit bestehender Freileitungen zu erhöhen. Es handelt sich um Freileitungsseile, die eine höhere Leiterseiltemperatur ohne Schaden verkraften.

Die Personen- und Systemsicherheit darf jedoch nicht gefährdet

werden. Grundsätzlich kann zwischen zwei Arten von Hochtemperaturleiterseilen unterschieden werden.

Der erste Typ (konventionelle Hochtemperaturleiter, sog. TAL) unterscheidet sich im Aufbau nicht von Standard-Leiterseilen, jedoch sind die verwendeten Materialien so behandelt, dass sie deutlich höhere Leiterseiltemperaturen zulassen. Der Durchhang dieser Seile ist bei höheren Leiterseiltemperaturen höher als bei Standardseilen, weshalb unter Umständen eine Erhöhung vorhandener Masten erforderlich wird oder die Statik der Masten aufgrund des stärkeren Leiterseilzuges angepasst werden muss.

Der zweite Typ unterscheidet sich im Aufbau gegenüber Standardleiterseilen. Am Leiterseil besteht eine Lücke zwischen dem Kern des Leiterseiles und dem eigentlichen Leitermaterial, das den Leiterkern umgibt. Die Seile werden nur am Leiterkern abgespannt, weshalb das Material des Kernes allein das Ausdehnungsverhalten bei höheren Temperaturen bestimmt. Die Materialien sind so gewählt, dass bei höheren Temperaturen keine erhöhten Durchhänge auftreten. Hochtemperaturleiter wie ACCC (Kern aus Kohlefaser-Werkstoff) und ACCR (Kern aus Keramikfaser-Aluminium-Verbundwerkstoff) werden heute in Deutschland und Europa nicht standardmäßig eingesetzt.

Für diesen zweiten Typ sind Spezialarmaturen erforderlich, die zurzeit bei US-amerikanischen Lieferanten nach US-Norm verfügbar sind. Entwicklungen gemeinsam mit deutschen Lieferanten laufen bereits, so dass diese Frage zukünftig keinen absehbaren Engpass darstellen wird. Es ist jedoch zu beachten, dass insbesondere zu den erforderlichen Prüfungen aktuell keine durchgängige deutsche bzw. europäische Normung für alle Komponenten des Beseilungssystems existiert.

Bisherige Realisierungen / Betriebserfahrungen

Hochtemperaturleiter ACCC und ACCR werden heute in Deutschland noch nicht verwendet. Derzeit laufen Versuche mit GAP-Seilen, ACCR- und ACCC-Seilen und TAL-Leitern. Im Rahmen der o.g. Pilotversuche sollen Montage- und Betriebsverhalten untersucht werden. Nach erfolgreichem Abschluss der Pilotprojekte stehen die Hochtemperaturleiter für den weiteren Einsatz in den Netzen grundsätzlich zur Verfügung.

Anwendungen im nicht-europäischen Ausland

Die in Japan bereits verwendeten Seiltypen sind im Normalfall nicht voll ausgelastet, sondern für besondere Ereignisse (Erdbeben) vorgesehen. Insofern bestehen hier keine Erfahrungen einer Hochauslastung im Normalbetrieb.

Kosten

Die Leiterseilkosten liegen um den Faktor 1,1 bis 6 höher als bei Standardleiterseilen, zusätzliche Kosten durch aufwändigere Armaturen und erhöhten Montageaufwand sind zu erwarten.

Geplante mittelfristige Entwicklungsschritte

Die Einsatzmöglichkeiten müssen aufbauend auf den Ergebnissen der Pilotversuche geklärt werden. Dabei werden die sinnvollen Einsatzmöglichkeiten von technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Randbedingungen abhängen. Eine Übersicht über die heute erhältlichen Hochtemperatur-Leiterseile mit ihren Vor- und Nachteilen wird im Rahmen der „dena –Netzstudie II“ [17], die zur Zeit erarbeitet wird, aufgeführt.

Vorteile

Hochtemperaturseile ermöglichen höhere Übertragungsleistungen bei gleichem Leiterseilquerschnitt. Darin liegt aber auch gleichzeitig der Nachteil. Denn wegen der quadratischen Abhängigkeit vom Strom werden die Verluste deutlich ansteigen. Dies ist nicht nur hinsichtlich der Kosten zu bewerten.

Einschränkungen

Beseilungssysteme bestehend aus Seilen, Armaturen und Isolatoren sind nicht durchgängig für Betriebstemperaturen über 80°C genormt. Bei Keramik-Seilen kann es bei Seilschwingungen zu Brüchen kommen. Bei mit Epoxydharz getränkten Glasfaserkernen ist eine Entfestigung bei hohen Seiltemperaturen (150°C) denkbar. Ob eine Umbeseilung bestehender Freileitungen gegenüber einem Neubau mit Hochstrombeseilung auf vorhandener Trasse vorteilhafter ist, ist regulatorisch, technisch und wirtschaftlich zu prüfen. Hierzu gehört insbesondere die Klärung der Frage, ob eine flächendeckende Ausnutzung höher belastbarer Seile die Systemstabilität nachteilig beeinflusst.

2.6 Leiterseilmonitoring

Technologiebeschreibung

In der einschlägigen Norm DIN EN 50182 „Leiter für Freileitungen“, Anhang F, sind maximale Dauerstrombelastbarkeiten für gängige Ausführungen von Leiterseilen angeführt. Die angegebenen Werte beziehen sich auf folgende Umgebungsbedingungen:

- eine Umgebungstemperatur von 35°C
- Sonneneinstrahlung 900 W/m²

- Windgeschwindigkeit 0,6 m/s
- senkrechter Windanströmwinkel
- eine Leiterendtemperatur von 80°C.

Die Strombelastbarkeit des Leiterseils ist durch dessen maximal zulässige Betriebstemperatur begrenzt. Die aktuelle Betriebstemperatur ist neben der Strombelastung auch von den herrschenden Witterungsbedingungen abhängig.

Durch Einsatz von Leiterseilmonitoring lässt sich eine von den zuvor genannten Umgebungsbedingungen abweichende Übertragungskapazität von Freileitungen realisieren, die sich an der maximal zulässigen Leiterseiltemperatur orientiert. Hierzu ist zum einen eine entsprechende Messtechnik zur Erfassung der Leiterseiltemperatur und zum anderen die Abbildung der nicht mehr konstanten, sondern witterungsabhängigen Strombelastbarkeit im Leitsystem erforderlich.

Zur Erfassung der Leiterseiltemperatur stehen zwei grundsätzliche Verfahren zur Verfügung:

- Direkte Messung am Betriebsmittel durch
 - Kraftmessdosen zur Messung der Zugspannung
 - in Leiterseil integrierte Lichtwellenleiter
 - OFW-Sensor auf Leiterseilen
 - aktiver Temperatursensor auf Leiterseilen
 - Ermittlung der Temperatur aus PMU-Messungen
- Indirekte Ermittlung der Seiltemperatur unter Nutzung von Wetterdaten (beispielsweise Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit, Windrichtung)

Bisherige Erfahrungen / Entwicklungsschritte

Nach Sichtung der bisher durchgeführten Untersuchungen ist die Nutzung der witterungsabhängigen Strombelastbarkeit im Netzbetrieb technisch machbar, insbesondere zur Beherrschung von Netzsituationen mit temporär hohen Leistungsflüssen. Dabei kommt vornehmlich die betriebliche Nutzung der temperaturabhängigen Strombelastbarkeiten zur Anwendung.

Für die Nutzung der Witterungsbedingungen für Planungszwecke wurde eine überregionale Potentialindikationskarte für Strombelastbarkeiten von Freileitungen im Starkwindszenario abgeleitet [17]:

- | | |
|---|------|
| ▪ Nord- und ostdeutsches Küstengebiet | 150% |
| ▪ Nord- und Mitteldeutschland bis zu den Mittelgebirgen | 130% |
| ▪ Übriges Gebiet | 115% |

An den Übergängen der Potentialindikationsregionen sind detaillierte Betrachtungen für die Auslegung von Freileitungen durchzuführen.



Kosten

Bei den Kosten ist entscheidend, welche Art des Monitorings eingesetzt wird. Wird die Überlastfähigkeit ohne direkte Messung am Leiterseil mittels einer geeigneten Modellierung, d.h. durch Erfassung der regionalen Wetterdaten und entsprechende Übermittlung in ein hierauf anzupassendes Leitsystem ermittelt, sind die Kosten für die hierfür notwendige Infrastruktur und Anpassung des Leitsystems anzusetzen. Soll jedoch die Leiterseiltemperatur direkt erfasst werden, sind leitungsspezifisch die kritischen Abschnitte (z.B. Windabschattung in Waldschneisen, unterschiedliche Ausrichtung der Leitungsabschnitte zur Hauptwindrichtung usw.) zu bestimmen und dort die Messtechnik sowie die zugehörigen Informationsübertragung zum Leitsystem zu installieren. Die Anzahl der Messorte und die Installation sind je nach Leitung sehr aufwändig, das Kosten-/Nutzen-Verhältnis nur projektspezifisch zu bewerten.

Vorteile

Die witterungsbedingte Ausnutzung der vorhandenen Leiterseilquerschnitte ermöglicht höhere Übertragungsleistungen, jedoch nur temporär in Abhängigkeit der von Witterung. Darin liegt aber auch gleichzeitig der Nachteil. Denn wegen der quadratischen Abhängigkeit vom Strom werden die Verluste deutlich ansteigen. Dies ist nicht nur hinsichtlich der Kosten zu bewerten.

Einschränkungen

Ab- oder Zuschläge zu den hier genannten Strombelastbarkeiten sind anhand des konkreten Trassenverlaufes und der örtlichen sowie technischen Besonderheiten vorzunehmen. Die Übertragungsleistung der mit Temperaturmonitoring ausgerüsteten Verbindungen ist witterungsbedingt und steht somit nur bis zu einem bestimmten Wert sicher zur Verfügung. Diese Einschränkung muss in der Planung und im Betrieb berücksichtigt werden.

Für die Nutzung des Leiterseilmonitoring sind jedoch umfangreiche Prüfungen zur Ertüchtigung der Übertragungsstrecken und zum betrieblichen Einsatz notwendig. Ob durch die zusätzliche temporäre Erhöhung der Grenzauslastung ein steigendes Übertragungserfordernis ausgeglichen werden kann, ist zu prüfen.

2.7 Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ)

Technologiebeschreibung

Bei der Hochspannungsgleichstromübertragung wird Drehstrom erst gleichgerichtet, dann übertragen und schließlich wieder in Drehstrom umgewandelt. Die Gleich- bzw. Wechselrichtung an den Enden der Übertragungsstrecke erfolgt in sog. Umrichterstationen. Für die Stromübertragung werden Kabel und insbesondere bei hohen zu übertragenden Leistungen Freileitungen verwendet werden.

Zum Betrieb von Gleichstromleitungen (Kabel oder Freileitung) wird keine Blindleistung benötigt; es erfolgt eine reine Wirkleistungsübertragung. Die elektrischen und magnetischen Felder in der Umgebung von Gleichstromleitungen liegen weit unterhalb den Empfehlungen beispielsweise der Internationalen Strahlenschutzkommission (ICNIRP 2009).

Die Steuerbarkeit der Stromrichter erlaubt es, dass die Übertragungsleistung sehr schnell und unabhängig von den Vorgängen in den umgebenden Drehstromnetzen geändert werden kann. Für die Umrichtung stehen heute zwei unterschiedliche Stromrichtertechniken zur Verfügung.



Klassische HGÜ

Bei der klassischen HGÜ handelt es sich um netzgeführte Stromrichter mit Gleichstromzwischenkreis. 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. Klassisch ausgeführte Umrichter benötigen im Betrieb Blindleistung (ca. 50 – 60% der übertragenen Wirkleistung), die durch das umgebende Drehstromnetz bereitgestellt werden muss. Dies erfordert für den Betrieb der HGÜ ein spannungsstarres Drehstromnetz. Alternativ können zusätzlich Kondensatoren zu den ohnehin erforderlichen Oberschwingungsfiltern installiert werden, was jedoch zu einem höheren Platzbedarf für die Umrichterstationen führt. Die Verluste der netzgeführten Stromrichter betragen derzeit 0,7% pro Umrichter.

VSC-HGÜ

Bei der VSC-HGÜ handelt es sich um selbstgeführte Stromrichter mit Gleichspannungzwischenkreis (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. Zur Ansteuerung kommen unterschiedliche Verfahren zur Anwendung.

Im Gegensatz zur klassischen HGÜ kann bei der VSC-HGÜ die Blindleistungsaufnahme bzw. -abgabe unabhängig vom Wirkleistungsfluss geregelt werden. 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, weshalb auch VPE-Kabel für die Übertragung geeignet sind.

Bisherige Realisierungen und Betriebserfahrungen

■ **Klassische HGÜ**

Der Leistungsbereich der klassischen HGÜ erstreckt sich heute von 300 bis 6.400 MW bei einer Spannung von bis zu ± 800 kV (sog. Ultra-HGÜ).

Die Übertragung an Land erfolgt üblicherweise mit Gleichstromfreileitungen. Für die Übertragung per Kabel werden heute masseimprägnierte Kabel (MI-Kabel) bis zu einer Spannung von ± 500 kV gefertigt. VPE-Kabel werden bei der klassischen HGÜ auf Grund der Spannungs-umkehr bei Leistungsrichtungswechsel nicht verwendet. Tabelle 2-3

zeigt Projektbeispiele für die klassische HGÜ. Weltweit sind über 90 Projekte mit einer installierten Leistung von annähernd 80.000 MW realisiert. In Europa kam die HGÜ – bis auf die Nutzung von Kurzkupp- lungen – wegen der hier üblichen geringen Übertragungsentfernungen bisher ausschließlich bei Seekabelverbindungen zum Einsatz.

Tabelle 2-3: Projektbeispiele klassische HGÜ

	Trassenlänge [km]	Spannung [kV]	Freileitung/ Kabel	Leistung [MW]	Inbetriebnahme
China	2.000	±800	Freileitung	6.400	2010
Brasilien	2.500	±600	Freileitung	3.150	2012
Deutschland – Schweden	250	±450	Seekabel	600	1994
Norwegen – Niederlande	580	±450	Seekabel	700	2008

■ **VSC-HGÜ**

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

Die Stromübertragung erfolgt hier üblicherweise mit VPE-Kabeln. Eine Übertragung per Freileitung ist ebenfalls möglich. Für die Kabelübertragung stehen derzeit VPE-Gleichstromkabel bis zu einer Spannung von ±320 kV und einem Leiterquerschnitt für Aluminium bis zu 3.000 mm² 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, 5 weitere sind in Bau. Tabelle 2-4 zeigt Projektbeispiele für VSC-HGÜ.

Tabelle 2-4: VSC-HGÜ-Projektbeispiele

	Trassenlänge [km]	Spannung [kV]	Freileitung/ Kabel	Leistung [MW]	Inbetriebnahme
Australien	180	±150	Landkabel	220	2002
Estland – Finnland	105	±150	Seekabel	350	2006
Namibia	970	±350	Freileitung	300	2009
Deutschland (Offshore- Windpark)	200	±150	See-/Landkabel	400	2009
San Francisco Bay	85	200	Seekabel	400	2009

Kosten

Die Kosten für eine HGÜ sind sehr stark von der Übertragungsaufgabe abhängig und lassen sich nur sehr schwer verallgemeinern.

Für eine Gleichstromleitung (Freileitung oder Kabel) liegen die Kosten bei gleicher zu übertragender Leistung aufgrund der geringeren Verluste, der Materialeinsparungen und der kompakteren Bauweise unter den Kosten einer Drehstromleitung. Zusätzlich müssen jedoch die Kosten für die Umrichterstationen berücksichtigt werden, so dass für kurze Übertragungsstrecken eine Drehstromübertragung wirtschaftlicher ist.

Je länger die Übertragungsstrecke aber wird, umso stärker überwiegen die Einsparungen auf der Seite der Gleichstromleitung die zusätzlichen Kosten für die Umrichterstationen. Die Break-Even-Kosten klassischer HGÜ mit Freileitungen liegen im Allgemeinen bei einer Übertragungslänge von 800 bis 1.200 km [CIGRE-Report 388, August 2009]. Oberhalb dieser Übertragungslänge ist eine HGÜ-Lösung wirtschaftlicher. Unterhalb dieser Übertragungslänge ergeben sich je nach Übertragungsaufgabe Kostenfaktoren von 2 bis 7 im Vergleich zu einer entsprechenden 380-kV-Drehstromfreileitungslösung. Im Vergleich zu einer 380-kV-Drehstromverkabelung liegen die Kosten für eine HGÜ-Kabel-Lösung für kürzere Strecken in gleicher Größenordnung und für längere Strecken darunter. Speziell bei VSC-HGÜ ist die das umgebende Drehstromsystem stabilisierende und verlustreduzierende Wirkung mit zu bewerten.

HGÜ-Mehrpunktsysteme (Multi-Terminal-Systeme)

Eine Abzweigung in einem Gleichstromsystem ist nur über zusätzliche Stromrichter möglich und führt zu sogenannten HGÜ-Mehrpunktsystemen (Multi-Terminal-Systeme). Bei der klassischen HGÜ gestaltet sich der Multi-Terminal-Betrieb allerdings als sehr komplex, weshalb dieser bei den realisierten Projekten auf 3 Terminals beschränkt wurde. Mit der VSC-HGÜ-Technik kann ein Multi-Terminal-System einfacher aufgebaut werden. Die Anzahl der Terminals ist hierbei unbegrenzt. Die einzelnen Umrichterstationen können dabei grundsätzlich sowohl Leistung in den Gleichspannungszwischenkreis speisen, als auch Leistung aus diesem beziehen.

Mittelfristige Entwicklungsschritte (<5 Jahre)

▪ **Klassische HGÜ**

Mit Einführung einer Betriebsspannung von ± 800 kV wurde ein wesentlicher Entwicklungsschritt zu höheren Übertragungsleistungen bei geringeren Verlusten gerade erst vollzogen. In den kommenden

5 Jahren wird vor allem die Grundlagenforschung für 1.000-kV-Systeme im Fokus stehen.

■ VSC-HGÜ

Bei der VSC-HGÜ werden höhere Übertragungsspannungen und damit höhere Übertragungsleistungen durch neue IGBT-Module möglich, wodurch auch die Umrichterverluste der VSC-HGÜ von derzeit 1,6% auf höchstens 1% pro Umrichterstation sinken werden. VPE-Kabel werden auch für Spannungen von ± 500 kV zur Verfügung stehen, so dass Übertragungsleistung von 1.700 MW pro Kabelsystem zu erwarten ist.

Die wohl interessantesten Aussichten für die VSC-HGÜ liegen 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.

Vorteile

Die HGÜ eignet sich besonders für die Übertragung großer Leistungen über weite Strecken (größer 600 – 800 km). Zusätzlich bietet die HGÜ die Möglichkeit, über die Steuerbarkeit des Leistungsflusses, Einfluss auf das umgebene Drehstromnetz zu nehmen. Ein weiterer großer Vorteil ist, dass eine HGÜ nicht überlastet werden kann.

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 geringer Kurzschlussleistung und die Anbindung von Inselnetzen möglich. Auch ein Netzwiederaufbau ist mit dieser Stromrichtertechnik möglich (Schwarzstartfähigkeit).

Bei Gleichstrom entstehen in der Isolation von Kabeln keine dielektrischen Verluste und in den Kabelschirmen und -bewehrungen treten keine Wirbelströme auf, weshalb damit auch keine zusätzliche Erwärmung des Kabels erfolgt. Die Gleichstromübertragung ist daher bei ausschließlicher Betrachtung der Übertragungsstrecke verlustärmer als die Drehstromübertragung. Berücksichtigt werden müssen aber die Verluste der Umrichter.

Die Länge der Übertragungsstrecke wird nur durch den ohmschen Widerstand des Leiters begrenzt, für praktische Anwendungen besteht daher so gut wie keine Längenbegrenzung. Für die Gleichstromübertragung sind je Stromkreis nur zwei Leiter erforderlich. Bei gleichem

Aufwand für Leitermaterial und Isolation kann eine Gleichstromstrecke eine deutliche höhere Leistung wie eine vergleichbare Drehstromleitung übertragen. Ein Auskreuzen von Kabelschirmen ist nicht erforderlich.

Einschränkungen

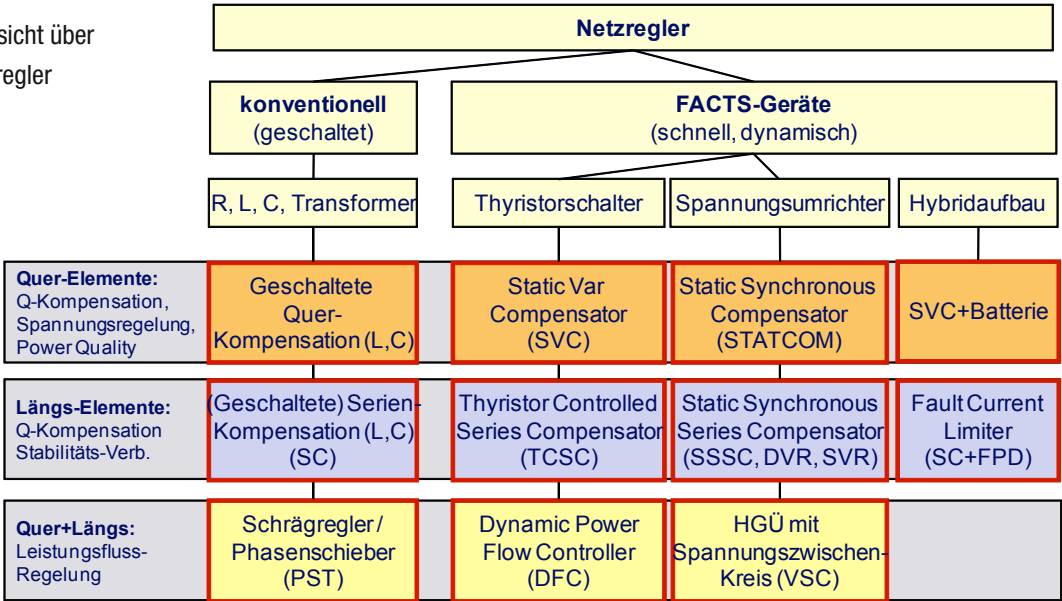
Ein wesentlicher Nachteil einer HGÜ sind die Basiskosten für die Gleich- bzw. Wechselrichterstationen an den Enden der Übertragungsstrecke. Darüber hinaus sind Multi-Terminal-Systeme nur durch zusätzliche Stromrichter möglich, was zu höheren Investitionskosten und einem größeren Flächenbedarf als bei Drehstromtechnik führt. Zum Aufbau eines Gleichstromnetzes sind Gleichstromschalter erforderlich, die sich für die entsprechenden Spannungen derzeit noch in der Entwicklung befinden.

2.8 Netzregler / FACTS

Technologiebeschreibung

Der Leistungsfluss im Drehstromnetz wird durch die Impedanzen der einzelnen Zweige zueinander bestimmt. Mit geschalteten Kompensations- oder Regelelementen und leistungselektronischen Netzreglern (Flexible AC Transmission Systems, FACTS) besteht die Möglichkeit die Impedanzen gezielt zu beeinflussen. Es wird zwischen querregelnden und längsregelnden Elementen unterschieden. Eine Übersicht über mögliche Geräte und deren Wirkungsweise gibt Abbildung 2-4.

Abb. 2-4: Übersicht über Netzregler



Die konventionell geschalteten Elemente sind entweder Quer- oder Längskompensationen. Hierbei werden Kondensatoren oder Spulen durch Lasttrennschalter zu- oder abgeschaltet. Eine kombinierte Längs- und Quereinflussung kann mittels eines schrägregelnden Transformators erfolgen. Soll eine häufigere, schnellere oder besser geregelte Schaltung erfolgen, so kommt Leistungselektronik zum Einsatz. Spezielle Thyristorschaltungen kommen bei SVC oder TCSC zum Einsatz. Der DFC ist eine Kombination aus schrägregelndem Transformator und Thyristor geschalteten Längsinduktivitäten oder/und –kapazitäten. Kommen spannungsgeführte Umrichter zum Einsatz, so kann eine äußerst schnelle und kontinuierliche Netzbeeinflussung erfolgen. Die VSC taucht hier wiederum als Element auf, da diese sowohl den Leistungsfluss als auch die Spannung an beiden Enden unabhängig voneinander regeln kann uns somit alle Netzgrößen stabilisierend beeinflusst. Sonderformen ergeben sich durch Kombination mit Batterien oder als Kurzschlussstrombegrenzer.

Bisherige Anwendungen

Querregelnde konventionelle Netzregler oder als SVC und STATCOM sind schon seit Jahren weltweit hundertfach im Einsatz und gelten als Stand der Technik. Jedoch werden STATCOM meist zur Spannungsstützung an großen Industriestandorten verwendet.

Längsregelnde Netzregler als SC oder TCSC dienen international meist der Stabilitätsverbesserung sehr langer Übertragungsleitungen. TCSC sind am Markt zwar etabliert jedoch insgesamt nur in ca. 10 Installationen realisiert. Die weiteren Längselemente sind nur als Forschungs- oder Pilotanwendungen zu finden.

Schrägregler sind Stand der Technik. HGÜ mit Spannungszwischenkreis bis zu einer Leistungsklasse von 400 MW ebenfalls (Weiteres im Abschnitt HGÜ). DFC werden angeboten, sind jedoch noch nicht gebaut worden, setzen sich jedoch aus etablierten Schrägreglern und SVC-Elementen zusammen.

Mittelfristige Entwicklungsschritte (<5 Jahre)

Die Entwicklungen der HGÜ-Technologie mit Spannungszwischenkreis wird auch die Entwicklung von STATCOM weiter vorantreiben. Insbesondere sind größere Leistungsklassen wirtschaftlicher zu bauen, so dass STATCOMs gegenüber SVCs häufiger zum Einsatz kommen werden.

Der Bedarf nach Leistungsflussreglern, der sich heute durch vermehrten Einsatz von Schrägreglern zeigt, wird zu einer Weiterentwicklung von Alternativen wie DFC führen.

Grundlegend neue Konzepte sind vorerst nicht zu erwarten.

Kosten

Aus vielfältigen Quellen und Informationen von realen Projekten kann die Größenordnung der Kosten für derartige Geräte abgeschätzt werden. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass die realen Projektkosten aufgrund vielfältiger Randbedingungen sich jeweils stark individuell ergeben.

Tabelle 2-5: Abgeschätzte Kosten ausgewählter Netzregler auf 380 kV-Ebene

Netzregler	Leistungsklasse (MVAR)	Kostenbereich in kEUR/MVAR	
		Min	Max
SVC	100-700	30	60
STATCOM	100-400	50	85
SC	100-1000	10	20
TCSC	25-600	25	50
SSSC	100-400	70	120
PST	100-1600	10	40
DFC	100-1600	20	70

Vorteile

Mit Hilfe von querregelnden Netzreglern kann der Spannungsbetrag durch die gezielte Bereitstellung von Blindleistung beeinflusst werden. Um die Übertragungskapazität der Drehstromleitungen nicht zusätzlich durch die Übertragung von Blindleistung zu begrenzen, sollte die Bereitstellung der Blindleistung lokal erfolgen. Speziell FACTS können schnell und flexibel auf Netzstörungen und Fehlern reagieren.

Mit Hilfe von längsregelnden Netzreglern, die gezielt die Impedanzen beeinflussen bzw. Zusatzspannungen aufprägen können, kann der Leistungsfluss gezielt beeinflusst und auf benachbarte Leitungen mit geringerer Belastung verschoben werden. Hierbei muss jedoch auf die Beeinflussung der Spannung geachtet werden, so dass zusätzlich meist auch eine querregelnde Komponente erforderlich ist.

Durch die Leistungsflussregelung können bestehende Betriebsmittel gleichmäßiger ausgelastet werden. Freie Übertragungsreserven auf parallelen Übertragungskorridoren können durch die Leistungsflussregelung speziell in Notfallsituationen genutzt werden. Leistungsflüsse auf überlasteten Leitungen können begrenzt werden.

Insgesamt kann mit derartigen Netzreglern die Flexibilität des Netzbetriebs erhöht werden, um den verstärkten volatilen Einflüssen durch den Markt und erneuerbaren Energien zu begegnen.

Einschränkungen

Während Kompensationseinrichtungen die Stabilität des Netzes permanent verbessern, dient die Verschiebung von Leistungsflüssen nur als stabilisierende Notfallmaßnahme, die nicht dazu dienen kann im Normalbetrieb die Übertragungsfähigkeit zu erhöhen.

Vor allem beim Einsatz mehrerer Netzregler mit sich überlappenden Einflussbereichen, aber auch in Kombination mit einer HGÜ, ist eine Koordinierung dieser Elemente notwendig, um eine gegenseitige negative Beeinflussung zu vermeiden und einen effizienten Einsatz zu gewährleisten. Hierzu ist Kenntnis über den aktuellen Netzzustand notwendig. Um diesen zu bestimmen, ist ein Monitoringsystem des Netzes mit entsprechender Kommunikationsinfrastruktur notwendig. Derartige Verfahren bis hin zur automatisierten Koordination befinden sich jedoch bislang erst in der Forschung und Entwicklung.





3. Weiterentwicklung des „Gesamtsystems Übertragungsnetz“

Die Gewährleistung der elektrischen Energieversorgung wird nicht nur vom Übertragungsnetz und den eingesetzten Technologien bestimmt, sondern auch von den Eigenschaften und dem Verhalten des vorhandenen Kraftwerksparks, dem Marktmodell und der Verbraucher. Aus diesem Grund ist eine systemtechnisch gesamthafte Betrachtung der gesamten Prozesskette von der Erzeugung über Transport und Verteilung bis zu den angeschlossenen Verbrauchern erforderlich. Nur unter einer Betrachtung des Gesamtsystems ist ein sicherer, wirtschaftlicher und effizienter Betrieb und Ausbau des Übertragungsnetzes auf Grund seiner zentralen Rolle im Gesamtsystem möglich. Mit den gesetzlichen und regulatorischen Regelungen für die Elektrizitätswirtschaft in Europa und Deutschland sollten die Rahmenbedingungen so gesetzt werden, dass ein effizientes und optimiertes Gesamtsystems gefördert wird.

Hierbei ist der in den letzten Jahren bereits eingeleitete und sich zukünftig mit zunehmender Tendenz fortsetzende Wandel des Übertragungsnetzes zur Großhandelsmarktplattform im europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt zu berücksichtigen. Die freie, durch Netzaspekte kaum beeinflussbare Standortwahl für alle Erzeugungsanlagen führt zu einer Zunahme verbrauchsferner Erzeugungsstandorte (insbesondere der On- und Offshore Windenergieanlagen). Die Folgen dieser Entwicklungen sind höhere Übertragungsnetzauslastungen mit hohen und weiträumigen Stromtransiten. Die Übertragungsnetze werden dadurch immer näher an ihren Sicherheits- und Stabilitätsgrenzen betrieben. Die gesetzlichen Zielvorgaben bezüglich der Gewährleistung der Systemsicherheit sind unter den vorgenannten Herausforderungen nur zu erreichen, wenn neben der Anwendung von präventiven und kurativen Engpassmanagementverfahren sowohl der weitere Ausbau der Übertragungsnetze mit einem möglichen Einsatz neuartiger Übertragungstechnologien und Betriebsmittel untersucht wird, als auch die Planungsgrundsätze und Planungsverfahren für die Bemessung der Übertragungsnetze darauf abgestimmt und gegebenenfalls weiterentwickelt werden.

3.1 Netzplanung

Um die anstehenden Übertragungsaufgaben bei Wahrung der Versorgungssicherheit zu erfüllen ist das Netz so zu planen, dass dem Netzbetrieb ein ausreichend dimensioniertes Netz mit entsprechenden Freiheitsgraden und Flexibilitäten für betriebliche Belange zur Verfügung steht. Die Netzplanung erfolgt für ausgewählte Netznutzungsfälle (Kombination von Einspeise-/Last- und Transitsituationen, die bemessungsrelevante Belastungen des Netzes darstellen). Die Einhaltung des (n-1)-Kriteriums als klassischer Planungsgrundsatz stellt dabei sicher, dass bei Ausfall oder betrieblicher Abschaltung eines Betriebsmittels ein sicherer Netzbetrieb weiterhin möglich ist, ohne dass es zu Verletzungen von Betriebsgrenzen oder Überlastungen der verbleibenden Betriebsmittel kommt (n-1-Sicherheit). Diese international übliche Praxis in der Netzplanung ermittelt deterministisch die Systemdimensionierung für eine oder mehrere technisch ungünstige Situationen. Das heutige Standardwerkzeug zur Berechnung eines elektrischen Energiesystems auf Basis der so ermittelten Knotenleistungskombinationen ist die rechnergestützte stationäre und dynamische Netzberechnung. Eine Aussage über die zu erwartende Dauer und Häufigkeit – und damit der Wahrscheinlichkeit – der so prognostizierten Maximalbelastungen, ist mit diesem Verfahren prinzipiell nicht möglich. Eine Risikoquantifi-

zierung oder das in Kauf nehmen eines Risikos entspricht nicht diesen Planungsgrundsätzen, sondern die konsequente Minimierung der Risiken steht hierbei im Vordergrund. Dieser seit Jahrzehnten bewährte Ansatz gewährleistet ein hohes Maß an Versorgungssicherheit. In erweiterten Betrachtungen ist ebenfalls zu berücksichtigen, dass ein Ausfall eines Betriebsmittels während der zeitgleichen Freischaltungen ausgewählter Betriebsmittelkombinationen für Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen nicht zu einer Gefährdung der Netzfunktion im Hinblick auf die weiträumigen Transportaufgaben oder der Sicherheit der regionalen Versorgung führt. Insofern sind auch betrieblich bedingte Netzschwächungen in der Planung zu berücksichtigen, um die jeweilige Versorgungsaufgabe sicher erfüllen zu können.

Zukünftig werden

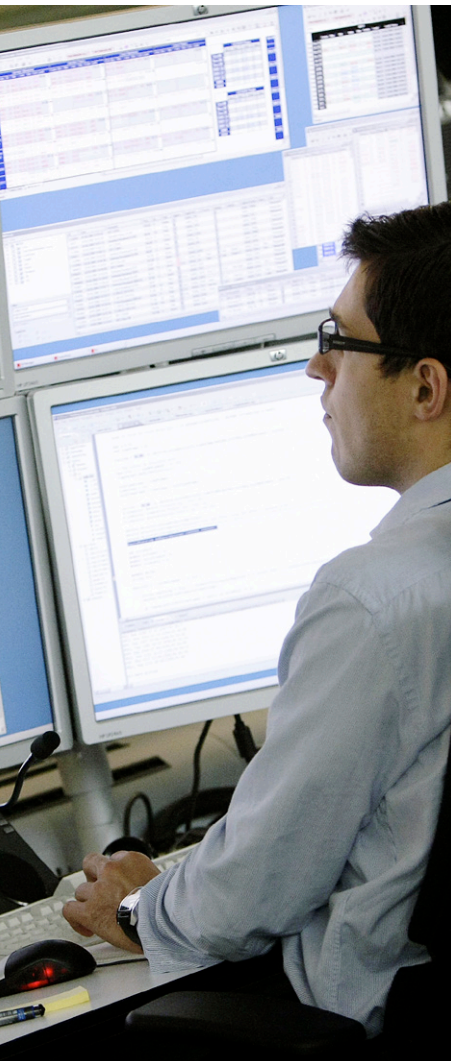
- das volatile Verhalten der internationalen Marktteilnehmer,
- die stark zunehmende dargebotsabhängige Energieerzeugung und die
- großen Unsicherheiten bezüglich zukünftiger konventioneller Kraftwerkskapazitäten

die Entwicklung von repräsentativen und für die Netzdimensionierung relevanten Netznutzungsfällen erschweren. Eine Aussage über den bedarfsgerechten Netzausbau wird auf Basis weniger Netznutzungsfälle grundsätzlich nicht mehr möglich sein. Entsprechend den gesetzlichen Vorgaben nach einem effizienten und wirtschaftlichen Netz müssen unnötige Redundanzen vermieden, aber genügend Reserven vorgehalten werden, um einen sicheren Betrieb zu gewährleisten.

3.2 Prognose der Netznutzung

Zur Prognose der Auftrittswahrscheinlichkeit von Betriebsmittelauslastungen stehen zwei Verfahren zur Verfügung. Die probabilistische Lastflussrechnung basiert auf der Kombination von Wahrscheinlichkeitsdichteverteilungen von Einspeisungen und Lasten mit determinierten Netzszenarien. Energiewirtschaftliche Marktmodelle erlauben eine Prognose der installierten Leistungen von Kraftwerken auf Basis ökonomischer Randbedingungen und liefern auf Basis historischer Zeitreihen nicht determinierter Einflussgrößen, z.B. Einsatzprofile von Kraftwerken im betrachteten Markt.

Im Wesentlichen lassen sich zwei Ansätze zur Realisierung der probabilistischen Lastflussrechnung unterscheiden. Der erste Ansatz nutzt die klassische Lastflussrechnung zur Berechnung der Netzgrößen unter Verwendung von ausgewählten Einspeiseprofilen. Die Wahrscheinlichkeit des berechneten Netzzustandes wird aus der Wahrscheinlichkeit



des entsprechenden Einspeiseprofiles bestimmt. Aufgrund der hohen Rechenkomplexität kommen bei diesem Ansatz Monte-Carlo-Simulationen zum Einsatz. Die zweite Vorgehensweise basiert auf Netzmodellen, die die Verwendung von Faltungsverfahren zur Berechnung des Netzzustands erlauben. Diese berücksichtigen, im Gegensatz zu Verfahren auf Basis von Monte-Carlo-Simulationen, alle Kombinationsmöglichkeiten und weisen eine geringe Rechenkomplexität auf. Diese Verfahren sind zukünftig weiterzuentwickeln, um dadurch die Rechengenauigkeit zu steigern und stochastische Leitungsausfälle sowie die notwendige Netzregelung zu berücksichtigen.

Beim Einsatz der probabilistischen Lastflussrechnung in der Netzplanung bilden die Eingangsgrößen (Wahrscheinlichkeitsdichteverteilungen der Knotenleistungen) die Eigenschaften über einen langen Zeitraum ab. Prognostizierte Ausbauszenarien können mit den dazugehörigen Auftrittswahrscheinlichkeiten gewichtet werden. Auf der Basis dieser Daten lässt sich die Notwendigkeit des Leitungsausbaus auch bei unsicheren Eingangsdaten bewerten. Bei bisherigen Verfahren zur probabilistischen Lastflussrechnung besteht derzeit nicht die Möglichkeit, die Eigenschaften des Energiemarktes abzubilden. Aus diesem Grund ist ein Einsatz der probabilistischen Lastflussrechnung im Übertragungsnetz bislang noch nicht praxistauglich. Die Verfahren sind daher entsprechend weiterzuentwickeln.

Energiewirtschaftliche Marktmodelle sind seit vielen Jahren im Einsatz um z. B. Entscheidungen zum Bau oder zur Stilllegung von Kraftwerken zu unterstützen. Die Nutzung der Ergebnisse dieser Marktmodelle zur Dimensionierung der Übertragungsnetze hat in den letzten Jahren erhebliche Fortschritte gemacht. So wird dieses Verfahren z. B. in Teil 2 der European Wind Integration Study (EWIS II) [24] und der dena-Netzstudie II [23] eingesetzt. Im ersten Schritt wird unter Berücksichtigung der für das betrachtete Szenario gesetzten ökonomischen Randbedingungen die Entwicklung des für ein Marktgebiet wirtschaftlich optimalen Kraftwerksparks ermittelt. Im Idealfall umfasst das Marktgebiet nach heutigem Stand ganz Europa. Im zweiten Schritt werden die Kraftwerke unter Berücksichtigung der Kuppelkapazitäten auf Teilmärkte aufgeteilt. Im dritten Schritt wird der Kraftwerkseinsatz in jedem Teilmarkt für definierte Zeithorizonte (5, 10 oder 15 Jahre) und Perioden (z. B. 8760 Stunden) ermittelt. Die Ganglinien der Einspeisungen und Belastungen werden dann in ein Netzmodell übertragen. Im letzten Schritt werden für die ermittelten Netznutzungssituationen Lastflussberechnungen für den Grundfall und mit Ausfallsimulationen durchgeführt und statistisch ausgewertet. Resultate sind u. a. Aussagen über zu erwartende Netzengpässe und den Bedarf an Energie zur Deckung der Netzverluste.

3.3 Erweiterte Planungs- und Auslegungskriterien

Neben den klassischen Planungskriterien, wie die Einhaltung von Grenzen der Betriebsmittelbelastbarkeit oder betrieblicher Spannungsbänder treten in Folge der veränderten Aufgaben und der höheren Beanspruchung der Übertragungsnetze neue Aspekte in den Vordergrund, die bislang nur von untergeordneter Bedeutung waren. Dies betrifft zum einen die Nutzung bisher nicht berücksichtigter Potenziale thermischer Übertragungsfähigkeiten von Betriebsmitteln, zum anderen sind jedoch zusätzliche technische Grenzwerte und Stabilitätskriterien zu beachten. So kann beispielsweise die witterungsabhängige Belastbarkeit von Freileitungen auch in der Netzplanung Berücksichtigung finden. In der bisherigen Netzplanung wird grundsätzlich von einer maximalen thermischen Belastbarkeit der Leiterseile unter Normbedingungen der Umwelteinflüsse (v. a. Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit und -richtung, Sonneneinstrahlung) ausgegangen. Insbesondere bei höheren Windgeschwindigkeiten und niedrigeren Außentemperaturen im Vergleich zu den Normbedingungen vermögen die Leiterseile aber einen deutlich höheren Strom bis zum Erreichen der thermischen Belastbarkeitsgrenze zu tragen. Korrelieren nun bestimmte Netznutzungsfälle mit günstigen Umgebungsbedingungen, so kann für diese Situationen auch die zugehörige witterungsabhängige Betriebsmittelbelastbarkeit unterstellt werden. Ein Netznutzungsfall mit hoher Windenergieeinspeisung erlaubt daher die Berücksichtigung von thermischen Leitungsbelastbarkeiten, denen abweichend zu den Normbedingungen höhere, der Windenergieeinspeisung entsprechende Windgeschwindigkeiten zu Grunde liegen.

Von Bedeutung wird zukünftig auch eine genauere Betrachtung der sich einstellenden Spannungsbetrags- und Spannungswinkelgrenzen über offene Schaltstrecken sein. Bei Zuschaltung von Leitungen unter großen Spannungswinkeln treten transiente Wirkleistungssprünge an Generatoren auf, die u.a. zu unzulässig hohen Torsionsbeanspruchungen der Antriebswellen in Kraftwerken führen können. Es ist daher zukünftig bei der Netzplanung zu berücksichtigen, ob die erhöhten Betriebsmittelauslastungen noch Schaltheandlungen ohne nachteilige Auswirkungen auf Netzkunden erlauben.

Ein weiterer Aspekt, der bei hoch ausgelasteten Netzen an Bedeutung gewinnt, ist die Wahrung der Spannungsstabilität. Der Betrieb von Leitungen oberhalb einer gewissen Leistungsgrenze (natürliche Leistung) bedingt einen erheblichen Blindleistungsmehrbedarf. Diesem Mehrbedarf kann durch kapazitive Blindleistungskompensation begegnet werden, jedoch verschiebt sich dadurch der Arbeitspunkt des Netzes, so dass die kritische Grenze eines Spannungskollapses in der Größen-

ordnung betriebsüblicher Knotenspannungen liegen kann. Somit gewinnt die Beachtung der Spannungsstabilität an Bedeutung. Die Grenzen eines großräumig weit übernatürlichen Betriebs des Übertragungsnetzes und damit einer generellen höheren Auslastung der Betriebsmittel sind noch zu analysieren.

Bei der Auslegung von Netzen ist zukünftig verstärkt zu beachten, dass betriebsnotwendige Arbeiten bei minimaler Beeinträchtigung von Netzkunden und des Marktgeschehens durchgeführt werden können. Derartige Beeinträchtigungen gehen in der Regel zu Lasten des Netzbetreibers, z. B. Kosten für Redispatch von Kraftwerken. Diese Anforderung führt tendenziell zu höheren Betriebsmittelredundanzen, wie z.B. Reservesammelschienen oder Umgehungsschaltfeldern.

3.4 Netzbetrieb / Netzbetriebsplanung



Für einen sicheren Netzbetrieb müssen sowohl der aktuelle Netzzustand, als auch mögliche Ausfallsituationen schnell erfasst und wenn notwendig, geeignete Maßnahmen zum Erhalt bzw. zur Wiederherstellung der Systemsicherheit vorgeschlagen und koordiniert umgesetzt werden. Dies geschieht heute durch zentral organisierte Überwachungsstellen (Leitzentralen). Grundlegendes Kriterium ist hierbei das (n-1)-Prinzip, das heißt der Ausfall eines beliebigen Netzelements darf nicht zu Funktionsbeeinträchtigungen des Netzes und nicht zu Verletzungen von technischen Grenzwerten führen. Für die Betriebsüberwachung stehen ÜNB übergreifend alle notwendigen Informationen des Netzzustands zur Verfügung, die heute zur Beurteilung der Netzsicherheit benötigt werden. Die Durchführung zyklischer automatisierter Netzsicherheitsrechnungen auf Basis der aktuellen Netzzustands- und Netzbelastungssituationen sind Stand der Technik.

Darüber hinaus stehen heute Informationssysteme in den Leitzentralen zur Verfügung, die einen Überblick über den aktuellen Systemzustand auch in den benachbarten Übertragungsnetzen liefern. Sobald aus einem der Nachbarnetze ein gefährdeter Netzzustand signalisiert wird, werden unter Einbindung der unmittelbar betroffenen Nachbarnetze wirksame Gegenmaßnahmen koordiniert abgestimmt und umgesetzt.

Die künftigen Anforderungen an die online Betriebsüberwachung unter Berücksichtigung höherer Auslastungen der Übertragungsnetze und entsprechender Potenziale moderner Mess- und Kommunikationssysteme sind zu untersuchen. Mit den heute betriebenen Weitbereichsmesssystemen können insbesondere auch dynamische Vorgänge erkannt werden und Störungsabläufe detailliert aufgezeichnet werden. Hierzu wurden Messstellen an ausgewählten Orten im Übertragungsnetz errichtet, die

Strom-, Spannungs-, und Frequenzmessungen zeitlich hoch aufgelöst und durch Signale des Global Positioning Systems (GPS – globales Navigationssatellitensystem zur Positionsbestimmung und Zeitmessung) zeitsynchronisiert messen. Durch den Vergleich der verschiedenen Messungen von unterschiedlichen Orten können neben dem stationären Netzzustand auch dynamische Vorgänge und ihre Ausbreitung innerhalb des Übertragungsnetzes erfasst werden. Diese Informationen dienen heute in erster Linie dazu, dynamische Modelle des Verbundsystems zu validieren bzw. zu verbessern und aufgetretene Störungen zu analysieren. Teilweise sind auch schon Anbindungen an Informationssysteme der Netzleitstellen realisiert, wodurch bei bestimmten Störungen und in kritischen Betriebszuständen automatisch Abhilfemaßnahmen veranlasst werden können, die mit Hilfe von Systemanalysen definiert wurden.

Die Unterstützung des Personals der Leitwarten durch solche Systeme in kritischen Situationen erfordert weitere Entwicklungen insbesondere im Hinblick auf die geeignete Aufbereitung der Zustandserfassung und ihre Visualisierung. Da die Daten systemweit erhoben werden können, sind auch großräumige Ereignisse erfassbar. Der heute praktizierte Austausch von ausgewählten Informationen über die Zuständigkeitsgrenzen einzelner Betreiber hinweg kann erweitert werden, wenn sich dies zur Veranlassung und Koordination geeigneter Abhilfemaßnahmen gegen kritische bzw. gestörte Betriebszustände als vorteilhaft oder notwendig erweisen sollte. Diesbezüglich erfordert die operative Nutzung zusätzlicher Systeminformationen in Leitwarten noch Entwicklungsarbeit.

Aufgrund der volatilen Leistungsflüsse und der starken gegenseitigen Beeinflussung benachbarter Übertragungsnetze werden seit Jahren die Netzbetriebsplanungswerkzeuge und -berechnungen auf internationaler Ebene sukzessive ausgebaut. Seit einigen Jahren werden zwischen den Leitzentralen der westeuropäischen Übertragungsnetze am Tag (d-1) sogenannte DACF-Datensätze (DACF: Day-Ahead-Congestion-Forecast) ausgetauscht. Dieser Datenaustausch ermöglicht es, abhängig von der erwarteten Erzeugungs- und Netzsituation am Folgetag, Netzanalyseberechnungen durchzuführen und rechtzeitig im Voraus kritische Situationen und Netzengpässe zu erkennen sowie Gegenmaßnahmen koordiniert vorzubereiten. Dabei spielt der internationale Austausch von Winderzeugungsdaten zunehmend eine Rolle. Diese Werkzeuge werden laufend verbessert und den neuen Anforderungen angepasst.

3.5 Kommunikationstechnik

Die Messstellen im Netz müssen durch Kommunikationsverbindungen mit Auswertungseinrichtungen flexibel verbunden werden. Bei den Auswertungseinrichtungen können sowohl dezentrale als auch zentrale Konzepte realisiert werden. Bei dezentralen Konzepten kann davon ausgegangen werden, dass die Anforderungen an die Kommunikation deutlich geringer sind. Das Kommunikationsnetz muss hierbei neben einer hohen Zuverlässigkeit, einer geringen Latenzzeit auch die benötigten Datenraten entsprechend der Anwendung bereitstellen können. Ausfälle, auch von Teilen des Kommunikationsnetzes, müssen sicher erkannt werden. Hochgeschwindigkeitsnetze zur Datenverknüpfung zwischen Schaltanlagen befinden sich bereits weltweit im Einsatz und sind kommerziell von mehreren Herstellern erhältlich.

Es ist davon auszugehen, dass diese Technologie mit den nächsten Generationen von Leittechniksystemen (SCADA/EMS-Supervisory, Control and Data Acquisition / Energiemanagementsystem – gesamte Installationen zum überwachen, visualisieren sowie steuern und regeln eines Prozesses) verschmilzt, so dass Anwendungen basierend auf zeitsynchronisierten Daten und nicht zeitsynchronisierten parallel innerhalb des gleichen Netzleitsystems ablaufen und informativ den Netzbetrieb unterstützen.

3.6 Systemschutz (Defence Plan)

Der Einsatz moderner Technik zum Schutz der Systemsicherheit (Defence Plan, Special Protection Schemes) sollte untersucht werden, um die Maßnahmen gegen eine Ausbreitung von Störungen, Kaskadeneffekte und Stabilitätsverlust weiterzuentwickeln. Zu diesem Zweck werden heute Erzeugungseinheiten und Verbrauchseinrichtungen in die Messdatenerfassung einbezogen und es wird deren automatische Steuerung zur Gefahrenabwehr praktiziert. Diese Systeme sind weiterzuentwickeln und auf Basis von Stabilitätsuntersuchungen fallbezogen einzusetzen und zu dimensionieren. Ihr Einsatz schützt schon heute Netzbereiche, die infolge hoher Transite oder besonderer Netztopologie gefährdet sind oder sich in einem stabilitätskritischen Zustand befinden. Der künftig zunehmende Bedarf an hohen, weiträumigen Transiten und die Integration insbesondere der Offshore Windenergie erfordert die Weiterentwicklung und den Einsatz besonderer Systemschutzeinrichtungen. In diesem Bereich besteht Forschungs- und Entwicklungsbedarf.

3.7 Übergeordnete Spannungsebene – Overlaynetz

Um einer noch größeren Transportaufgabe zeitgleicher Leistungsanforderungen über weite Strecken gerecht zu werden, ist ein übergeordnetes Netz denkbar. Eine Realisierung in Drehstromtechnik ist nur mit einer höheren Nennspannung machbar, die eine höhere übertragbare Leistung bei vergleichbaren Strömen ermöglicht. Um ein derartiges Netz an das bestehende Netz anzubinden, wären Transformatoren notwendig. Bei den Impedanzverhältnissen der Leitungen und Transformatoren muss darauf geachtet werden, dass über die neue Spannungsebene nicht zu hohe oder niedrige Leistungsflüsse fließen. Aufgrund der höheren Spannung ist derzeit eine Ausführung lediglich als Freileitung möglich, wobei die Masten deutlich höher und der Schutzstreifen deutlich breiter ausfallen würde. Dies macht eine Realisierung schwieriger. Im westeuropäischen Verbundsystem (früher UCTE) sind bisher keine Übertragungen in der 750-kV-Ebene realisiert worden. In Osteuropa gibt es bereits in dieser Spannungsebene einzelne Verbindungen über große Entfernungen. Die Kosten für den Bau dieser Freileitungen fallen deutlich höher aus.

Anfänglich kann das übergeordnete Netz aus wenigen Verbindungen bestehen, die über Transformatoren an das bestehende 380-kV-Netz angebunden werden. Dort wird sich die zu beherrschende Kurzschlussleistung ins bestehende 380-kV-Netz deutlich erhöhen. Vorteile ergeben sich möglicherweise durch die Weiterentwicklung zum vermaschten europaweiten Overlaynetz.

Eine Realisierung mit HGÜ könnte der Übertragung hoher Leistungen ebenfalls gerecht werden, derzeit allerdings nur in Freileitungstechnik mit ähnlichen Umsetzungsproblemen wie das o.g. Drehstromsystem. Langfristig ist aber auch ein HGÜ-Overlaysystem nur dann sinnvoll, wenn dieses System in sich redundant aufgebaut werden kann. Dies würde die Vermaschung der einzelnen HGÜ-Verbindungen (Multi-Terminal-Systeme) voraussetzen.



Anhang

A Gesetze und Richtlinien

Wesentliche Gesetze und Rahmenbedingungen mit Einfluss auf den Strommarkt, den Bau und Betrieb des Übertragungsnetzes:

- [1] EU-Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG (ABl. EU Nr. L 211 S. 55),
- [2] EU-Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 (ABl. EU Nr. L 211 S. 15),
- [3] EU-Richtlinie 2005/89/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Januar 2006 über Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen (ABl. EU Nr. L 33 S. 22),
- [4] TEN-E-Leitlinien-Entscheidung Nr. 1364/2006/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 6. September 2006 zur Festlegung von Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze und zur Aufhebung der Entscheidung 96/391/EG und der Entscheidung Nr. 1229/2003/EG (ABl. EU Nr. L 262 S. 1),
- [5] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz -EnWG) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970 (3621), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870),
- [6] Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV) vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), zuletzt geändert durch Artikel 2 Absatz 1 der Verordnung vom 17. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2006),
- [7] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz -EEG) vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), zuletzt geändert durch Artikel 3 des Gesetzes vom 29. Juli 2009 (BGBl. I S. 2542),
- [8] Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092), zuletzt geändert durch Artikel 5 des Gesetzes vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870),

- [9] Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung – KraftNAV) vom 26. Juni 2007 (BGBl. I S. 1187),
- [10] Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV) vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), zuletzt geändert durch Artikel 6 des Gesetzes vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870),
- [11] Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung – ARegV) vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), zuletzt geändert durch Artikel 4 des Gesetzes vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870),
- [12] Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG) vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870).
- [13] Sechszwanzigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über elektromagnetische Felder – 26. BImSchV), 16.12.1996

Umgesetzt werden diese Pflichten und Aufgaben in der täglichen Arbeit der Übertragungsnetzbetreiber und sind aktuell u.a. an folgenden Stellen präsent:

- [14] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E, früher UCTE), „Operation Handbook“, in der jeweils geltenden Fassung, dessen Anwendung zwischen den europäischen Übertragungsnetzbetreibern vereinbart wurde („Multilateral Agreement“ der UCTE),
- [15] Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim BDEW, „Transmission Code 2007“, August 2007

B Studien und Berichte:

- [16] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“, 24.02.2005.
- [17] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „Netzstudie II“, noch nicht veröffentlicht
- [18] European wind integration study (ewis), Towards a Successful Integration of Wind Power into European Electricity Grids, European Transmission System Operators 15.01.2007

Studien mit Beschreibungen (Anhang C):

- [19] Prof. B.R. Oswald; „Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz“; 20.09.2005,
http://www.forwind.de/forwind/files/forwind-oswald-studie-langfassung_05-09-23_1.pdf
- [20] Prof. H.-J. Haubrich; „Abtransport der in den Kraftwerken Kopswerk I & II und Rodundwerk II der Vorarlberger Illwerke AG erzeugten elektrischen Energie“; Juli 2007; http://www.pronofatnom.at/informationen/downloads/files/03_studie_illwerke1.pdf
- [21] Prof. Heinrich Brakelmann; „Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel?“; Oktober 2004;
http://www.ets.uni-duisburg-essen.de/~bra/Freileitung_Kabel.pdf
- [22] KEMA; „Machbarkeitsuntersuchung zur Gesamt- oder Teilverkabelung der 380-kV-Leitung „St. Peter – Tauern“ im Bundesland Salzburg“; 27.01.2008;
http://www.salzburg.gv.at/kema_abschluss.pdf
- [23] S. Cole, C. De Jonghe , R. Belmans (KU Lueven); „Die elektrotechnischen Grundlagen für die Planung der 380 kV Höchstspannungsleitung“;
http://www.thueringen.de/imperia/md/content/tmwta/energie/gutachten_380-kv-trasse_technischer_teil.pdf
- [24] ATW-Forschung GmbH, Wiesbaden (Prof. Dr. L. Jarass , Prof. G. M. Obermair); „Notwendigkeit der geplanten 380kV-Verbindung Raum Halle – Raum Schweinfurt“; 21.08.2008;
<http://www.jarass.com/Energie/A/Gutachten%20380kV,%20Kurzfassung.pdf>
- [25] Transpower, Neuseeland; „Comparison of the Reliability of a 400 kV Underground Cable with an Overhead Line for a 200 km Circuit“; 2005;
http://www.gridnewzealand.co.nz/f394,13204/13204_comparison-reliability-400kV-ug-cable-mar-2005.pdf

C Darstellung aktueller Studien

In diesem Kapitel werden aktuelle Studien die ebenfalls Bewertungen zu möglichen Übertragungstechniken vornehmen kurz vorgestellt.

Eine Bewertung der einzelnen Studien erfolgt nicht.

- Name:** **Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz (Technische, betriebswirtschaftliche und umweltfachliche Beurteilung von Freileitungen, VPE-Kabel und GIL am Beispiel der 380 kV-Trasse Ganderkesee – St. Hülfe)**
- Bearbeiter:** ForWind (Prof. B.R. Oswald, Universität in Hannover)
- Auftraggeber:** Land Niedersachsen
- Datum:** 20.09.2005
- Ziel:** Es sind Freileitungen, VPE-Kabel und GIL untersucht und verglichen worden.
Beispiel: 380-kV-Trasse Ganderkesee – St. Hülfe
Länge: ca. 60 km.
Leistung: 1500 und 2200 MW (aufgrund erhöhter Offshore Winderzeugung)
- Zusammenfassung:** Alle drei Lösungen sind prinzipiell geeignet. Die Freileitung stellt aus technischer und energiewirtschaftlicher Sicht in allen betrachteten Fällen eindeutig die beste Lösung dar.
Investitionskosten (Barwerte): Freileitung 40 – 42 Mio. €, Kabel 162 – 183 Mio.€ und GIL 396 – 478 Mio. €. Gesamtkosten (Barwerte der Investitions- und Betriebskosten inkl. Verluste) Freileitung 88 – 92 Mio. €, Kabel 190 – 215 Mio. €, GIL 411 – 493 Mio. €.
- Anmerkung:** Nach Herstellerangaben sind die für GIL in dieser Studie angesetzten Kosten nicht mehr aktuell. Zum heutigen Stand liegen die Kabelkosten und die GIL-Kosten deutlich näher zusammen.
- **Web:** http://www.forwind.de/forwind/files/forwind-oswald-studie-langfassung_05-09-23_1.pdf

Name: Abtransport der in den Kraftwerken Kopswerk I & II und Rodundwerk II der Vorarlberger Illwerke AG erzeugten elektrischen Energie

Bearbeiter: Prof. H.-J. Haubrich (RWTH Aachen)

Auftraggeber: Vorarlberger Illwerke AG, Bregenz

Datum: Juli 2007

Ziel: Untersuchung der Alternativen zur bestehenden 220-kV-Freileitung. Es sind Drehstromkabel (220 kV), gasisolierte Leitungen (GIL, 220 kV) und VSC-HGÜ mit Kabel (± 150 kV) untersucht worden. Dabei ist aufgrund der Wichtigkeit der Strecke (Anbindung von den Kraftwerken) das „n-1“ Prinzip berücksichtigt.
Länge: ca. 30 km (Teile von: 2, 10 und 28 km für verschiedene Leistungen).

Zusammenfassung: Die Technologien sind aus technischer und wirtschaftlicher Sicht verglichen worden.
Bei der Analyse sind die Übertragungskapazitäten, Verfügbarkeiten (Ausfallhäufigkeit, Reparaturdauer, Nichtverfügbarkeit), Lebensdauer und Umwelteinflüsse untersucht. Alle drei alternativen Lösungen sind aus technischer Sicht möglich.
Bei der Wirtschaftlichkeit sind die Investitions-, Instandhaltungs- und Verlustkosten berücksichtigt. Im Vergleich zum Neubau einer 220-kV-Freileitung sind die Kosten für unterirdische Leitungsvarianten mit folgenden Faktoren zu gewichten:

- Faktor 8 für Drehstromkabel
(220 kV, zwei/drei Stromkreisen, VPE-Kabel 2.000 mm²)
- Faktor 12 für GIL
(220 kV, zwei Stromkreise, zusätzlich Drehstromkabel)
- Faktor 20 bis 30 für VSC HGÜ
(± 150 kV, zwei Stromkreise, zusätzlich Drehstromkabel).

► **Web:** http://www.pronofatnom.at/informationen/downloads/files/03_studie_illwerke1.pdf

Name: **Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie:
Freileitung oder Kabel?**

Bearbeiter: Prof. Heinrich Brakelmann (Universität Duisburg-Essen)

Auftraggeber: Bundesverband WindEnergie e.V. (2004)

Datum: Oktober 2004

Ziel: Die durch erhöhte Winderzeugung bevorstehende Netzverstärkung ist für eine 30 km lange Strecke analysiert worden. Dabei sind Drehstromkabel und Drehstromfreileitungen für die Spannungsebene von 110, 220 und 380 kV untersucht und verglichen worden.

Zusammenfassung: In der Studie sind die Eigenschaften wie z.B.: Stromtragfähigkeit, Überlastbarkeit, Spannungsfestigkeit, Lebensdauer, Blindleistungskompensation, Wartung, Ausfallraten und Nichtverfügbarkeit, Einwirkungen durch und auf die Umwelt, Elektromagnetische Verträglichkeit, Geräusche, Sicherheit, optische Beeinflussungen, Nutzungseinschränkungen, Verluste und Wirtschaftlichkeit berücksichtigt.

Bei den Untersuchungen sind folgenden Randbedingungen angenommen, die sich in diesem Vergleich zugunsten der Kabellösung auswirken:

a) zusätzliche Betriebssicherheit kann durch das Erzeugungsmanagement geschaffen werden (abschalten des Windparks),

b) die Last auf der Verstärkungstrasse ist nicht zeitkonstant, sondern wird wesentlich durch die Windsituation mitgeprägt,

110 kV: Bei allen erfassten Varianten ist ein 110 kV-Kabelsystem günstiger als ein Freileitungs-Doppelsystem. Das doppelte 110 kV-Kabelsystem ist ungefähr gleich so teuer wie ein Freileitungsdoppelsystem.

220 kV: Die Barwerte des Freileitungs-Doppelsystems liegen 8 – 23% höher als die Barwerte eines Kabelsystems. Das Kabel-Doppelsystem ist spürbar aufwendiger als das Freileitungs-Doppelsystem (5% bis zu 31%).

380 kV: Das Kabelsystem ist deutlich teurer als die Freileitung – um den Faktor 3 – 6. Die Errichtungskosten eines Kabel-Doppelsystems sind um den Faktor 9 höher.

Bemerkungen beim Kostenvergleich: beim Einsatz eines Regeltransformators bei dem Kabelsystem, steigen auch die Kosten für diese Technologie und durch den Einsatz von größeren Leiterquerschnitten bei den Freileitungen können deren Kosten gesenkt werden.

Kommentar: Die Ergebnisse der Studie (110 kV Spannungsebene) sind von EON Netz aufgrund der methodischen Mängel als unzutreffend bewertet. Die Kabellösung ist laut EON Netz deutlich teurer als in der Studie berechnet (<http://freenet-homepage.de/natur2000/Bewertung-BWE.pdf>).

► **Web:** http://www.ets.uni-duisburg-essen.de/~bra/Freileitung_Kabel.pdf

- Name:** **Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020**
- Bearbeiter:** Konsortium unter der Leitung von Prof. Dr. Walter Schulz vom Energiewirtschaftlichen Institut der Universität Köln. Die Zwischen- und Endergebnisse wurden darüber hinaus von den externen Sachverständigen Prof. Dr. Jürgen Schmid vom Institut für Solare Energieversorgungstechnik in Kassel und Dr. Martin Schmiege von der DlgSILENT GmbH in Gomaringen überprüft.
- Auftraggeber:** Deutsche Energie Agentur , Berlin
- Datum:** Februar 2005
- Ziel:** Basis für eine grundlegende, langfristige energiewirtschaftliche Planung. Zentrales Ziel war die Entwicklung von Strategien für die Integration regenerativer Energieträger in die Stromversorgung. Die dena-Netzstudie I präsentiert Maßnahmen, mit denen ein Anteil von 20 Prozent der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in Deutschland zwischen 2015 und 2020 erreichbar ist.
- Zusammenfassung:** Der stete Ausbau von regenerativen Energien in Norden Deutschlands führt zu der Notwendigkeit eines bundesweiten Transportes d.h. zu einem bundesweiten Netzausbau auf der 380-kV-Höchstspannungsebene. Insgesamt sind 850 km 380-kV- Freileitungen neu zu errichten und eine Reihe von Verstärkungsmaßnahmen umzusetzen.
- **Web:** <http://www.dena.de/de/themen/thema-esd/projekte/projekt/netzstudie-i>

dena-Stellungnahme:

Jarass/Obermair-Gutachten zu Südwestkuppelleitung (S. 69) ist nicht haltbar.

Klimaschutz und Netzsicherheit erfordern Ausbau des Höchstspannungsnetzes. 11.12.2007

<http://www.dena.de/de/infos/presse/pm-archiv/pressemeldung/dena-stellungnahme>

- Name:** Gutachten 380-kV-Salzburgleitung
Auswirkung der möglichen (Teil)Verkabelung des Abschnittes Tauern-Salzach neu
- Bearbeiter:** Univ.-Prof.Dr.Ing. habil. B.R. Oswald
Auftraggeber: Energie-Control GmbH Wien (Regulator)
Datum: 27.12.2007
- Ziel:** Für die 380-kV-Salzburgleitung gilt es die geeignete Übertragungstechnik zu beurteilen.
- Zusammenfassung:** In diesem Gutachten werden drei verschiedene Übertragungstechniken hinsichtlich ihres Reifgrades, Investitions- und Wartungsaufwandes begutachtet.
- 1) Die Leitungsausführung als Freileitung stellt nach technischer, betrieblicher und wirtschaftlicher Bewertung eindeutig die beste Lösung dar.
 - 2) Ein Kabelsystem ist aufgrund der schlechteren Abfuhr der Verlustwärme bei natürlicher Kühlung trotz wesentlich höherer Leiterquerschnitte deutlich geringer belastbar als ein Freileitungssystem. Im Fehlerfall beträgt die Reparaturdauer eines Kabelsystems (Wochen) ein Vielfaches der der Freileitung (Stunden bis Tage).
 - 3) Eine zur Freileitung vollwertige Kabelanlage sollte die gleiche maximale Leistung (thermische Grenzleistung) und die gleiche Verfügbarkeit aufweisen. Anderenfalls stellt das Kabelsystem entweder einen Leistungsengpass oder ein Versorgungsrisiko dar.
 - 4) Eine leistungsäquivalente 1:1-(Teil)Verkabelung einer Doppel-Freileitung (1 Kabelsystem für ein Freileitungssystem) ist mit den heute kommerziell verfügbaren VPE-Kabeln (ohne zusätzliche Kühlung) nicht möglich und wäre aufgrund der deutlich längeren Reparaturdauer der Kabel gegenüber der Freileitung auch aus Gründen der Versorgungszuverlässigkeit abzulehnen.
- Kommentar:** siehe auch Machbarkeitsuntersuchung zur Gesamt- oder Teilverkabelung der 380- kV-Leitung „St. Peter – Tauern“ im Bundesland Salzburg der KEMA, Seite 67
- **Web:** http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/presse/dokumente/pdfs/PK%20SalzburgLeitung_Endfassung_4KS_20080118_0_0.pdf

- Name:** **Machbarkeitsuntersuchung zur Gesamt- oder Teilverkabelung der 380-kV-Leitung „St. Peter – Tauern“ im Bundesland Salzburg**
- Bearbeiter:** KEMA
- Auftraggeber:** Landesregierung Salzburg
- Datum:** 27.01.2008
- Ziel:** Für die 380-kV-Strecke St. Peter – Tauern sind folgende Lösungen untersucht und verglichen worden: Freileitung, Teilverkabelung (mehrere Varianten) und Vollverkabelung.
Länge: ca. 125 km – noch nicht endgültig festgestellt.
- Zusammenfassung:** Alle drei Lösungen (Freileitung, Teilverkabelung und Vollverkabelung) sind prinzipiell geeignet.
Aus raumplanerischer Sicht werden bei der geplanten Freileitungslösung Konflikte hinsichtlich des Siedlungsbestandes und der Siedlungsentwicklung festgestellt, die durch Optimierung der Trassenführung nur eingeschränkt reduziert werden können.
Aus betriebswirtschaftlicher Sicht ist die Freileitungslösung gegenüber der Kabellösung vorteilhaft. Höchstspannungskabelanlagen haben höhere Investitionskosten. Darüber hinaus haben Höchstspannungskabel großer Länge während des Betriebes bei gleicher Anzahl von Drehstromsystemen höhere Verlustkosten als Freileitungen.
Ein vollständiger gesamtwirtschaftlicher Vergleich der unterschiedlichen Technologien ist auf Grund der identifizierten Unsicherheiten gegenwärtig nicht möglich gewesen.
Kostenvergleich zwischen Freileitung, Voll- und Teilverkabelung:
Investitionskosten:
Vollverkabelung ist 5,8-mal so teuer wie Freileitung
Teilverkabelung ist 2,3-mal so teuer wie Freileitung
Gesamtkosten, Annuität (80 Jahre, 5% Zinssatz):
Vollverkabelung ist 4,0-mal so teuer wie Freileitung
Teilverkabelung ist 1,8-mal so teuer wie Freileitung
- Kommentar:** siehe auch Gutachten 380-kV-Salzburgleitung von Prof. Oswald, Seite 66
- **Web:** http://www.salzburg.gv.at/kema_abschluss.pdf

- Name:** **Die elektrotechnischen Grundlagen für die Planung der 380-kV-Höchstspannungsleitung und die rechtliche Beurteilung der 380 kV- Höchstspannungsleitung von Lauchstädt nach Redwitz**
- Bearbeiter:** S. Cole, C. De Jonghe , Prof. R. Belmans (KUniversität Lueven) und Prof. Dr.jur., Dr. rer.pol., Dr. hc. Franz Jürgen Säcker, Freie Universität Berlin
- Ziel:** Wegen der geplanten Offshore Windparks in der Ostsee ist aus der technischen Sicht (Netzicherheit) der Ausbau von neuen Übertragungsleitungen unumgänglich. Dafür sind für einige Trassen im VE-T Netzgebiet 380-kV-Freileitungen, 380-kV-Kabel und HGÜ (Kabel, ± 500 kV) untersucht und verglichen worden: Es ist die energiewirtschaftliche Notwendigkeit sowie die gesetzliche Verpflichtung zum Bau und Betrieb der geplanten 380-kV-Höchstspannungsleitung (Südwestkuppelleitung) zu prüfen und die Ausführungsform (Kabelabschnitte) nach rechtlichen Aspekten zu bewerten.
- Zusammenfassung:** Freileitung, ein Kabel oder abschnittsweise eine Gleichstromverbindung können eine Lösung sein. Die zwei letzten Optionen sind dabei erheblich kostspieliger (jeweils 3 und 5 Mal mehr). Zudem hat eine Freileitung den Vorteil, dass sie, wenn nötig, durch Hinzufügen eines zusätzlichen Systems relativ einfach verstärkt werden. Elektromagnetische Felder sollten dabei kein Problem darstellen da gegenwärtig eine Vielzahl von Techniken besteht, um elektromagnetische Felder zu reduzieren. Die Klimaschutzziele der Europäischen Union und damit der Bundesrepublik Deutschland sind nur mit einem weiteren, zügigen Ausbau der Erneuerbaren Energien zu erreichen.
- Kommentar:** siehe auch Notwendigkeit der geplanten 380kV-Verbindung Raum Halle – Raum Schweinfurt der ATW Forschung GmbH, Seite 69
- **Web:** http://www.thueringen.de/imperia/md/content/tmwta/energie/gutachten_380-kv-trasse_juristischer_teil.pdf
http://www.thueringen.de/imperia/md/content/tmwta/energie/gutachten_380-kv-trasse_technischer_teil.pdf

- Name:** **Notwendigkeit der geplanten 380kV-Verbindung Raum Halle – Raum Schweinfurt**
- Bearbeiter:** ATW-Forschung GmbH, Wiesbaden
(Prof. Dr. L. Jarass , Prof. G. M. Obermair)
- Auftraggeber:** 33 Landräte, Oberbürgermeister und Bürgermeister sowie Bürgerinitiativen aus Südthüringen und Oberfranken
- Datum:** 21.08.2008
- Ziel:** Das schon beantragte Projekt für die Verbindung Raum Halle – Raum Schweinfurt soll aus technischer, wirtschaftlicher und Umweltsicht untersucht werden.
Teil A: Aufnahme des bestehenden Übertragungsnetzes und geplante Maßnahme. Untersuchung der Übertragungskapazitäten und der Notwendigkeit zum Ausbau des 380 kV Netzes.
Teil B: Hier sind die Maßnahme wie Netzoptimierung, Netzverstärkung und Netzneubau sowie die mögliche Verkabelung untersucht.
Teil C und D: Hier ist der windbedingten Netzausbau unter Berücksichtigung der gesamtwirtschaftlichen Kosten untersucht und überprüft worden. Dabei sind auch zukünftige Szenarien der Windenergie berücksichtigt.
Länge: ca. 60 km.
Leistung: 1.800 bis 2.400 MW, sowie 5.400 MW in Spitzenzeiten
- Zusammenfassung:** Die geplante 380-kV-Freileitung Vieselbach – Altenfeld – Redwitz (ca. 60 km) ist nicht notwendig. Ihr Bau ist unter Berücksichtigung der gesetzlich vorgeschriebenen wirtschaftlichen Zumutbarkeit des Netzausbaus nicht zu vertreten, weil ihr Nutzen weit unter Ihren Kosten liegt. Die notwendige Netzverstärkung kann durch Hochtemperaturseile und Freileitungs-Monitoring kostengünstig erreicht werden.
- Kommentar:** Das Ergebnis der Studie (der Netzausbau ist nicht notwendig) ist von den betroffenen Übertragungsnetzbetreibern E.ON Netz und VET sowie der DENA in Frage gestellt worden.
- Kommentar:** siehe auch: Die elektrotechnischen Grundlagen für die Planung der 380-kV-Höchstspannungsleitung von Prof. Belmans, Seite 68
- **Web:** <http://www.jarass.com/Energie/A/Gutachten%20380kV,%20Kurzfassung.pdf>

- Name:** Comparison of the Reliability of a 400-kV-Underground Cable with an Overhead Line for a 200 km Circuit
Zuverlässigkeitsvergleich von 400-kV-Kabel und Freileitung am Beispiel eines 200 km Stromkreises
- Bearbeiter:** Transpower, Neuseeland
- Datum:** 2005
- Ziel:** Diese Studie untersucht das zu erwartende Verhalten eines 400-kV-VPE-Kabels und einer 400-kV-Freileitung in Bezug auf die Ausfallraten, Reparaturdauer und Verfügbarkeit.
Länge: 200 km
- Zusammenfassung:** Die Werte für die 400-kV-Freileitungen könnten einfach ermittelt werden.
Aufgrund der wenigen und relative kurzen Strecken ist die Ermittlung der Zuverlässigkeitswerte für das 400-kV-VPE-Kabel sehr schwer. Reparaturdauer ist bei Kabel viel länger als bei Freileitungen. Sie liegt im besten Fall zwischen 10 und 19 Tagen.
Die Verfügbarkeit von einer 200 km langen 400-kV-Kabelstrecke ist deutlich schlechter als für eine 400-kV-Freileitungsstrecke.
- **Web:** http://www.gridnewzealand.co.nz/f394,13204/13204_comparison-reliability-400kv-ug-cable-mar-2005.pdf

VDE

**VERBAND DER ELEKTROTECHNIK
ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK e.V.**

Stresemannallee 15
60596 Frankfurt am Main

Telefon 069 6308-0
Telefax 069 6312925
<http://www.vde.com>
E-Mail service@vde.com

