

Technologieübersicht.

**Das deutsche Höchstspannungsnetz:
Technologien und Rahmenbedingungen.**

Impressum.

Die Technologieübersicht zu Stromübertragungstechnologien auf Höchstspannungsebene wurde von der Deutschen Energie-Agentur (dena) in enger Zusammenarbeit mit den Arbeitsgruppen „Neue Technologien“ und „Planungs- und Genehmigungsverfahren“ der Plattform „Zukunftsfähige Energienetze“ der Bundesregierung erarbeitet.

Die dena hat dabei das Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen als wissenschaftliches, energietechnisches Institut einbezogen, um die in der Detailübersicht in Kapitel 4 dargelegten Daten und Informationen auf Basis geeigneter Quellen zu recherchieren und darzulegen.

Die in der Technologieübersicht dargestellten Informationen wurden mit verschiedensten Akteuren in einem Konsultationsverfahren abgestimmt. An der Erstellung der Technologieübersicht waren folgende Akteursgruppen beteiligt: Ministerien auf Landes- und Bundesebene, Bundesbehörden, Übertragungsnetzbetreiber, Universitäten, Hersteller von Stromübertragungstechnologien und Nichtregierungsorganisationen.

Die Technologieübersicht wurde im Rahmen des dena-Projekts Effiziente Energiesysteme erarbeitet. Ziel des Projekts Effiziente Energiesysteme – Information und Dialog für eine zukunftsfähige Energieversorgung - ist, im Rahmen der Energiewende kontinuierlich die Einzelaspekte des Diskussionsprozesses in den Gesamtzusammenhang einzuordnen, die Vernetzung der Akteure zu fördern und damit die Umgestaltung des Energiesystems zu unterstützen. Das Projekt ist eine Initiative der Deutschen Energie-Agentur (dena), gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).

www.effiziente-energiesysteme.de

Herausgeber.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Energiesysteme und Energiedienstleistungen
Chausseestr. 128 a
10115 Berlin
Tel: +49 (0)30 72 61 65 - 600
seidl@dena.de

Autoren.

- Hannes Seidl (Projektleiter)
- Reemt Heuke

Alle Rechte sind vorbehalten.

Stand: Juli 2014

Inhalte

Teil 1

1. Einleitung: Ziel und Aufbau des Dokuments

2. Hintergrund und Rahmenbedingungen für den Netzausbau im Übertragungsnetz

3. Überblick und zusammenfassende Einordnung der Stromübertragungstechnologien für das Höchstspannungsnetz

Teil 2

4. Experteninformation:
Detaillierte Daten und Informationen zu Stromübertragungstechnologien auf Höchstspannungsebene

Inhalt

1	Einleitung.	6
2	Hintergrund und Rahmenbedingungen für den Netzausbau im Übertragungsnetz.	8
2.1	Rahmenbedingungen der Stromversorgung in Deutschland.	8
2.2	Planung und Genehmigung von Netzausbaumaßnahmen im deutschen Übertragungsnetz.	9
2.2.1	Übergeordnete Planung und Feststellung des Netzausbaubedarfs.	9
2.2.2	Planung und Genehmigung von Netzausbaumaßnahmen: Korridor- und Trassenfindung im deutschen Höchstspannungsnetz.	15
2.3	Immissionen: Auswirkungen von elektromagnetischen Feldern.	18
3	Überblick und zusammenfassende Einordnung der Stromübertragungstechnologien für das Höchstspannungsnetz.	21
3.1	Drehstromübertragung.	21
3.1.1	Hochspannungsdrehstromübertragung mittels Freileitung 380kV.	21
3.1.2	Hochspannungsdrehstromübertragung mittels Erdkabel 380 kV.	25
3.1.3	Weitere Lösungen für Erdverlegung.	26
3.1.4	Variante für Drehstromübertragung: Teilverkabelung.	28
3.2	Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ).	29
3.2.1	HGÜ mittels Freileitung.	29
3.2.2	HGÜ als Erdverkabelung.	31
4	Detaillierte Daten und Informationen zu Stromübertragungstechnologien auf Höchstspannungsebene.	33
4.1	Drehstromübertragung.	34
4.1.1	Hochspannungsdrehstromübertragung mittels Freileitung 380 kV.	34
4.1.2	Varianten/Optionen für Drehstromfreileitungen.	39
4.1.3	Hochspannungsdrehstromübertragung mittels Erdkabel 380 kV.	55
4.1.4	Weitere Lösungen für Erdverlegung.	60
4.1.5	Variante für Drehstromübertragung: Teilverkabelung.	68
4.2	Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ).	69
4.2.1	HGÜ mittels Freileitung.	69
4.2.2	HGÜ als Erdverkabelung.	79
5	Verzeichnis der verwendeten Einheiten.	87



1. Einleitung:

Ziel und Aufbau des Dokuments



1 Einleitung.

Die Bundesregierung hat es sich zum Ziel gesetzt, bis 2050 die Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien von derzeit ca. 25 Prozent auf 80 Prozent zu erhöhen. Um dieses ambitionierte Ziel zu erreichen, müssen zahlreiche Herausforderungen insbesondere hinsichtlich des Ausbaus der Stromnetze bewältigt werden.

In den Verteilnetzen, also der Nieder-, Mittel- und Hochspannungsebene, wird eine Weiterentwicklung der Netze benötigt, um hohe Einspeiseleistungen erneuerbarer Energien zu integrieren und an die jeweils nächsthöhere Netzebene weiterzugeben. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn in ländlichen Regionen der Einspeisung keine entsprechende Stromnachfrage gegenübersteht.

Ein Um- und Ausbau des bestehenden Übertragungsnetzes, das heute in Deutschland aus den Netzebenen mit Nennspannungen von 380 bzw. 220 kV besteht, ist notwendig, um für den überregionalen Ausgleich zu sorgen und beispielsweise Strom aus Windenergieanlagen im Norden Deutschlands in die Lastzentren in Süd- und Westdeutschland zu transportieren.

Grundsätzlich stehen für die Stromübertragung auf Höchstspannungsebene verschiedene Technologien zur Verfügung, die sich hinsichtlich ihrer Kosten, der (system-) technischen und sozioökologischen Eigenschaften sowie des Entwicklungsgrads unterscheiden.

Ziel und Aufbau dieses Dokuments.

Nutzen und Nachteile der einzelnen Technologien sind aktuell Thema zahlreicher Diskussionen. Die vorliegende Technologieübersicht will daher einen allgemein verständlichen, kompakten und neutralen Überblick über die derzeit vorliegenden Übertragungstechnologien im Höchstspannungsnetz geben und die rechtlichen Rahmenbedingungen sowie die Planungs- und Genehmigungsverfahren skizzieren, die zur Bestimmung der einzusetzenden Technologie bei der jeweiligen Maßnahme für den Um- oder Ausbau der Netze führen. In Ergänzung wurde für Fachakteure und die interessierte Öffentlichkeit eine ausführliche Übersicht der Übertragungstechnologien mit detaillierten Daten und Fakten zusammengestellt, um einen unter fachlichen Gesichtspunkten sachgerechten Vergleich zu ermöglichen. Das Dokument konzentriert sich auf den Technologievergleich von Punkt-zu-Punkt-Verbindungen. Tiefer gehende Systemanalysen und Auslegungskriterien im Verbundsystem werden soweit möglich genannt, jedoch nicht vertiefend analysiert. Bei konkreten Vorhaben sind die Technologien detaillierter und entsprechend der spezifischen Systemsituation zu untersuchen und im Zusammenwirken mit anderen Technologien zu bewerten. Weiter reichende Systemansätze wie zum Beispiel der Wechsel der Netzfrequenz für bestimmte Netzebenen werden im Rahmen dieser Übersicht nicht betrachtet.

Zusammenstellung der Technologien für die Übersicht.

In der vorliegenden Übersicht finden Technologieoptionen Berücksichtigung, die derzeit zur Verfügung stehen, sowie Technologien, die sich gegenwärtig zwar noch in der Entwicklung oder Erprobung befinden, aber regelmäßig mit in die Diskussion getragen werden. Da sich der Stand der Technologie kontinuierlich weiterentwickelt, ist eine regelmäßige Überarbeitung der Technologieübersicht vorgesehen.



2. Hintergrund und Rahmenbedingungen für den Netzausbau im Übertragungsnetz



Hintergrund

2 Hintergrund und Rahmenbedingungen für den Netzausbau im Übertragungsnetz.

2.1 Rahmenbedingungen der Stromversorgung in Deutschland.

Wesentliche Rahmenbedingungen für die Planung und Genehmigung des Ausbaus der Übertragungsnetze in Deutschland sind im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) festgelegt.

Das EnWG legt als übergeordnetes Ziel fest, dass das Energiesystem möglichst

- *sicher,*
- *preisgünstig,*
- *verbraucherfreundlich,*
- *effizient und*
- *umweltverträglich*

sein soll. Dies gilt auch für die Ausgestaltung der Stromversorgung in Deutschland und insbesondere für den Betrieb der Stromnetze. Hierfür wird geregelt, dass die Netze sicher, zuverlässig und leistungsfähig sowie im Bedarfsfall auszubauen sind. Dabei sind bei den verwendeten Anlagen die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu berücksichtigen (§ 49 EnWG).

Neben dem Energiewirtschaftsgesetz sind weitere gesetzliche Vorgaben sowie zugehörige Verordnungen und Verwaltungsvorschriften auf Bundesebene bei der Planung, der Genehmigung, der Errichtung und dem Betrieb von Stromnetzen zu berücksichtigen, so unter anderem:

- Regelungen und Vorgaben auf europäischer Ebene für die Planung und Genehmigung von Höchstspannungsleitungen (entsprechende Verordnungen)
- Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) und Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG): stellen den vordringlichen energiewirtschaftlichen Bedarf an Ausbaumaßnahmen im Übertragungsnetz fest
- Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG): verpflichtet Netzbetreiber zum Anschluss von EE-Anlagen, zur vorrangigen Abnahme des Stroms und bei Bedarf zur Erweiterung der Netzkapazität
- Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG): setzt den Rahmen für beschleunigte Planungs- und Genehmigungsverfahren für den länderübergreifenden oder grenzüberschreitenden Netzausbau
- Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG): macht Vorgaben für den technischen Umweltschutz und die technische Anlagensicherheit
- Raumordnungsgesetz (ROG): bildet den gesetzlichen Rahmen und legt Grundsätze fest, um verschiedene Anforderungen an den Raum aufeinander abzustimmen und potenzielle Konflikte auszugleichen
- Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG): legt den gesetzlichen bundesweiten Rahmen für das Planfeststellungsverfahren (ein Genehmigungsverfahren für Infrastrukturvorhaben) fest
- Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG): legt einheitliche Grundsätze und das Vorgehen bei der Durchführung von Umweltprüfungen fest

Daneben kommen weitere Gesetze und Verordnungen des jeweiligen Bundeslandes (z. B. zur Raumordnungsplanung) zum Tragen.

Hintergrund

Die Bestimmung einer geeigneten Übertragungstechnologie kann immer nur bezogen auf die konkrete Übertragungsaufgabe des einzelnen Ausbaivorhabens erfolgen. Dabei wird die Wahlfreiheit für die Übertragungsnetzbetreiber durch den vorgegebenen rechtlichen Rahmen verbunden mit der begrenzten Verfügbarkeit ausreichend erprobter Übertragungstechnologien sowie deren unterschiedlichen ökonomischen, (system-) technischen sowie sozioökologischen Eigenschaften deutlich eingeschränkt.

Die mit diesem Dokument dargelegte Technologieübersicht ist daher nicht als Auswahlkatalog zu verstehen. Sie soll vielmehr einen Überblick über aktuelle und künftig mögliche Technologien vermitteln. Für viele Ausbaivorhaben wird entsprechend den rechtlichen Rahmenbedingungen und den zur Verfügung stehenden erprobten Übertragungstechnologien weiterhin eine Übertragung per Drehstromfreileitung nach dem Stand der Technik zu nutzen sein.

2.2 Planung und Genehmigung von Netzausbaumaßnahmen im deutschen Übertragungsnetz.

Im Folgenden wird ein Überblick über die Planungs- und Genehmigungsverfahren gegeben, im Rahmen derer auch die Festlegung der einzusetzenden Technologie bei der jeweiligen Maßnahme für den Um- oder Ausbau der Netze auf Höchstspannungsebene erfolgt. Grundsätzlich ist hierbei zu unterscheiden zwischen

- der übergeordneten Planung und Feststellung des Netzausbaubedarfs in Deutschland mit
 - der Netzentwicklungsplanung (NEP), im Rahmen derer gesamthaft für Deutschland der Bedarf an Um- und Ausbaumaßnahmen im Übertragungsnetz ermittelt wird, und
 - den gesetzlichen Festlegungen, die aufbauend auf Netzplanungen für Um- und Ausbaumaßnahmen die energiewirtschaftliche Notwendigkeit feststellen (Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) und Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG)),
- der Ermittlung geeigneter Korridore sowie der letztendlichen Planung und Genehmigung des konkreten Trassenverlaufs und der Stromübertragungstechnologie (Bundesfachplanung bzw. Raumordnungsverfahren sowie Planfeststellungsverfahren) für die jeweiligen Einzelmaßnahmen.

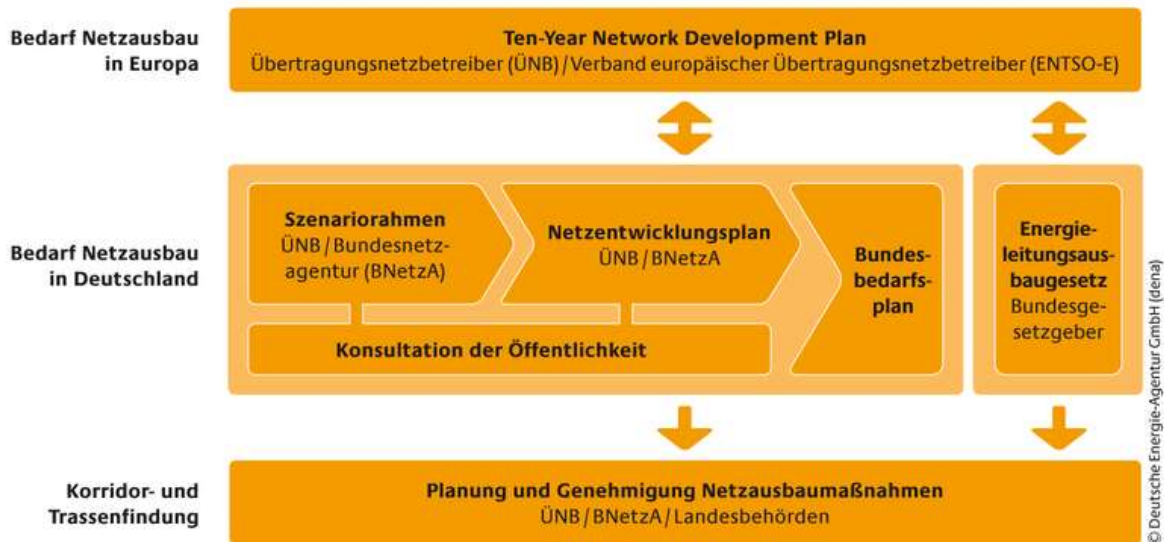
Dieses Dokument gibt nur einen kurzen Überblick über die Verfahren und Prozesse. Detailliertere Erläuterungen sind zum Beispiel unter www.netzausbau.de oder www.effiziente-energiesysteme.de zu finden. Verbindlich für die Durchführung der Verfahren sind die jeweiligen rechtlichen Rahmenbedingungen auf Bundes- bzw. Landesebene.

2.2.1 Übergeordnete Planung und Feststellung des Netzausbaubedarfs.

Grundlage der Netzplanung für das deutsche Höchstspannungsnetz bildet die Ermittlung des tatsächlichen Übertragungsbedarfs und darauf aufbauend die Analyse des Ausbaubedarfs (siehe Abbildung 1). Diese erfolgt in enger Rückkopplung mit der übergeordneten europäischen Netzentwicklungsplanung, dem sogenannten Ten-Year Network Development Plan (TYNDP), der im zweijährigen Zyklus durch den Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) aktualisiert wird.

Hintergrund

Ermittlung des Ausbaubedarfs im deutschen Übertragungsnetz



Der Ausbau des deutschen Übertragungsnetzes wird schrittweise geplant und dabei auch mit den Planungen auf europäischer Ebene abgeglichen. Die Ergebnisse werden im Bundesbedarfsplan zusammengefasst. Dieser bildet die verbindliche Basis für die Planung und Genehmigung der konkreten Netzausbaumaßnahmen.

Abbildung 1: Ermittlung des Ausbaubedarfs im deutschen Übertragungsnetz

Zentrale Instrumente zur Ermittlung und Feststellung des Netzausbaubedarfs in Deutschland sind der Szenariorahmen, der Netzentwicklungsplan, der Bundesbedarfsplan sowie das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG). Sie definieren letztendlich den konkreten Ausbaubedarf. Die Funktion und die Zielsetzung der einzelnen Instrumente sind im Folgenden kurz dargestellt.

Der Szenariorahmen.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind seit dem 28. Juli 2011 dazu verpflichtet, einmal jährlich einen Szenariorahmen zu entwickeln. Der Szenariorahmen soll wahrscheinliche Entwicklungen des deutschen Stromversorgungssystems für die nächsten zehn Jahre umfassen und den mittel- und langfristigen energiepolitischen Zielen der Bundesregierung entsprechen. Der Szenariorahmen legt unter anderem dar, welche Entwicklung für die Stromnachfrage, den konventionellen Kraftwerkspark und den Ausbau der erneuerbaren Energien für die nächsten 10 bis 20 Jahre angenommen wird. Auf Basis des öffentlich konsultierten und durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) genehmigten Szenariorahmens erfolgt im Rahmen des Netzentwicklungsplans (NEP) die Ermittlung des erforderlichen Netzausbaubedarfs.

Der Netzentwicklungsplan (NEP).

Ziel des nationalen Netzentwicklungsplans (NEP) ist es, geeignete technische Maßnahmen zur bedarfsge rechten Optimierung und Verstärkung sowie zum Ausbau des Übertragungsnetzes zu identifizieren, die

Hintergrund

in den darauffolgenden zehn bzw. zwanzig Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.

Da das Energiesystem unter anderem durch den Ausbau der erneuerbaren Energien sowie die Ziele der Vollendung des europäischen Strombinnenmarktes tiefgreifend und kontinuierlich umgestaltet wird, wird der NEP entsprechend den europäischen Vorgaben jährlich angepasst.

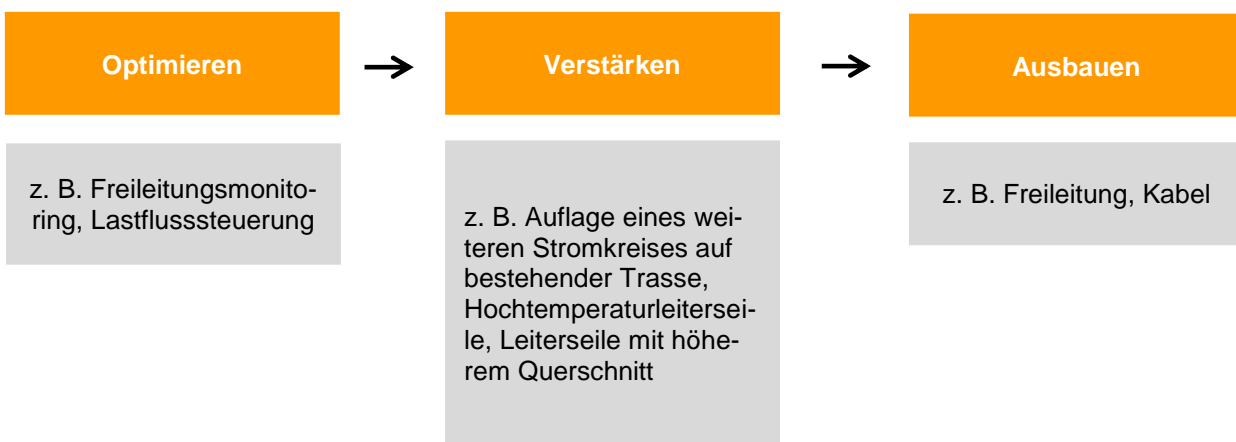


Abbildung 2: Das Nova-Prinzip (Netzoptimierung und -verstärkung vor Ausbau)

Die Ermittlung des Bedarfs zum Um- und Ausbau des Netzes erfolgt grundsätzlich immer mit Blick auf eine sinnvolle Ausgestaltung des Gesamtsystems hinsichtlich der übergeordneten Zielsetzung (sicher, preisgünstig, verbraucherfreundlich, effizient und umweltverträglich) und nach dem Nova-Prinzip:

- Zunächst sind Optimierungsmöglichkeiten des bestehenden Netzes zu nutzen (z. B. Einsatz von Freileitungsmonitoring).
- Falls die Möglichkeiten zur Optimierung ausgeschöpft sind oder generell nicht ausreichen, sind bestehende Netze zu verstärken (z. B. durch Einsatz von Leiterseilen mit höheren Querschnitten, Auflage eines weiteren Stromkreises auf bestehenden Trassen, Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen auf Pilotstrecken, Upgrade auf höhere Spannung).
- Wenn weder eine Optimierung noch eine Verstärkung geeignet sind, um dem zukünftigen Bedarf gerecht zu werden, sind Ausbaumaßnahmen des Netzes zu planen.

Auf der Basis dieser Planung gibt es damit hinsichtlich der später einsetzbaren Technologien je Maßnahme bereits eine gewisse Vorbestimmung. Die Festlegung der konkret einzusetzenden Übertragungstechnologie für die jeweilige Einzelmaßnahme erfolgt im Rahmen der weiteren Planungs- und Genehmigungsschritte gegebenenfalls auch differenziert nach einzelnen Netzabschnitten.

Hintergrund

Nach der Ermittlung des erforderlichen Netzausbaubedarfs durch die Übertragungsnetzbetreiber können unter anderem die Netznutzer, nachgelagerte Netzbetreiber, Träger öffentlicher Belange und Landesbehörden im Rahmen einer öffentlichen Konsultation Einwendungen und Korrekturvorschläge einbringen.

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) prüft die Netzentwicklungsplanung gemäß § 12 c i.V.m. § 12 b und § 17 c EnWG sowie auf Kohärenz zum gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan (TYNDP) auf europäischer Ebene und führt eine strategische Umweltprüfung (SUP) sowie ebenfalls eine öffentliche Konsultation durch. Nach Auswertung und gegebenenfalls Berücksichtigung der Äußerungen der Öffentlichkeit und der betroffenen Behörden wird der Netzentwicklungsplan durch die BNetzA bestätigt.

Beispiel Netzoptimierung:

Im Bereich zwischen Hamburg und Gießen betreibt die TenneT TSO GmbH die Stromkreise der 380-kV- und 220-kV-Leitungen temperaturabhängig (Freileitungsmonitoring).

Hierbei werden die Witterungsverhältnisse zum jeweiligen Zeitpunkt bei der Bewertung der Belastbarkeit von Stromkreisen berücksichtigt, um größere Mengen Strom zu übertragen. Der Netzausbau in der Region kann dadurch später erfolgen, aber nicht ersetzt werden.

Bisherige Auswertungen zeigen beispielsweise, dass durch die Berücksichtigung der Witterungsverhältnisse einer der Stromkreise in ca. 80 % der Zeit mit mehr als 120 % Betriebsstrom betrieben werden kann.



Siehe auch Technologiedarstellung Freileitungsmonitoring (FLM).

Hintergrund

Gesetze zur Feststellung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit des Netzausbaubedarfs: Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) und Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG).**Das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG).****Beispiel Netzverstärkung:**

Bedingt durch den stetig steigenden Transportbedarf zwischen den Regelzonen von 50Hertz und TenneT aufgrund des Ausbaus erneuerbarer Energien sowie der Ausweitung des europäischen Strombinnenmarktes wurde bisher der Thüringer Abschnitt der Leitung Remptendorf – Redwitz mit einem Freileitungsmonitoring überwacht. Dadurch konnte die Leitung nach dem Grundsatz der Netzoptimierung mit einem Strom von 3.025 A (+ 20 %) gegenüber dem Engpassstrom von 2.520 A betrieben werden.

Durch den Ersatz des bestehenden Leiterseils durch ein Hochtemperaturleiterseil konnte mit geringen baulichen Veränderungen an den Masten eine Erhöhung der Strombelastbarkeit auf 3.600 A erreicht werden. Dazu ist jedoch eine erneute Prüfung erforderlich, ob die Grenzwerte der 26. BImSchV eingehalten werden.

Das Beispiel zeigt, dass Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen wie der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen Netzausbaumaßnahmen im Hinblick insbesondere auf den dynamischen Ausbau erneuerbarer Energien nicht ersetzen, aber für einen Zeithorizont von wenigen Jahren hinauszögern können.

Siehe auch Technologiedarstellung Hochtemperaturleiter auf Seite 39.

Mit dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) wurde in 2009 und damit vor der Einführung des regelmäßigen Prozesses der Netzentwicklungsplanung der vorrangige Bedarf und die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Umsetzung von insgesamt 24 Netzausbauprojekten festgestellt. Im Rahmen der Anfertigung des Netzentwicklungsplans 2012 wurde das EnLAG-Vorhaben Nr. 22 (Weier – Villingen) als nicht mehr energiewirtschaftlich notwendig bewertet. Aus diesem Grund ist das Vorhaben Nr. 22 im geänderten EnLAG (vom Juli 2013) nicht mehr enthalten. Die Übertragungsnetzbetreiber können auf Basis des EnLAG die Notwendigkeit und den Bedarf einer Trasse entsprechend EnWG (§§ 43-43 d EnWG) einfacher nachweisen. Hierdurch kann der Genehmigungsprozess beschleunigt werden. Daneben wird mit dem EnLAG erstmalig der Einsatz von Erdverkabelung im Höchstspannungsnetz geregelt. Neben den einsetzbaren Freileitungen können vier konkret genannte Leitungen als Erdkabel errichtet und betrieben werden. Die zuständige Behörde kann unter den entsprechenden Voraussetzungen (insbe-

sondere Unterschreitung von Mindestabständen zu Wohnbebauungen) auch verlangen, das Vorhaben auf einem technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt als Erdkabel zu errichten.

Ziel der Regelungen ist es, den rechtlichen Rahmen für entsprechende Pilotvorhaben zu schaffen und damit den Einsatz dieser Technologie zu testen und Erfahrungen zu sammeln.

Hintergrund

Der Bundesbedarfsplan.

Mindestens alle drei Jahre oder bei wesentlichen Änderungen wird der aktuelle, von der BNetzA bestätigte Netzentwicklungsplan als Entwurf für den Bedarfsplan an die Bundesregierung übersendet.

Das 2013 erstmals auf einer solchen Basis erlassene Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) stellt nun ergänzend zu den bereits im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) enthaltenen Netzausbaumaßnahmen die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf der von der Bundesnetzagentur bestätigten Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2012 zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau der Stromnetze fest. Der Bundesbedarfsplan ist für die Betreiber von Übertragungsnetzen und für die relevanten Planungs- und Genehmigungsverfahren verbindlich. Der Bundesbedarfsplan sieht zwei Gleichstromverbindungen als Pilotvorhaben für eine Erdverkabelung auf Teilabschnitten vor, sofern dies technisch und wirtschaftlich effizient ist und Mindestabstände zu Wohnbauungen unterschritten werden (gegebenenfalls auf Verlangen der zuständigen Behörde). Des Weiteren sieht der Bundesbedarfsplan für bestimmte Maßnahmen vor, diese als Pilotvorhaben für

- den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen bzw.
- eine verlustarme Übertragung hoher Leistung über große Entfernungen per Gleichstrom umzusetzen.

Beispiel Netzausbau auf Basis von Gleichstromübertragung:

Für die Ausbaumaßnahmen im NEP 2012 wurde ermittelt, dass es aus Systemsicht sinnvoll ist, für den weiträumigen Transportbedarf von Strom in Nord-Süd-Richtung auf einzelnen Trassen eine Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) vorzusehen.

Der Einsatz der HGÜ-Technologie ermöglicht es, große Mengen Strom mit geringen Verlusten über weite Strecken zu übertragen, und führt dabei zu einer Reduktion von benötigten Trassen im Vergleich zur üblicherweise eingesetzten Drehstromtechnologie. Auch bestehen weitere vorteilhafte Eigenschaften, wie zum Beispiel die Möglichkeit zur flexiblen Steuerung des Leistungsflusses sowie zur Spannungsstabilisierung an den Endpunkten der Trasse.

Die Genehmigungsfähigkeit und damit die Realisierbarkeit von HGÜ-Trassen werden unter Umständen durch die einfachere Möglichkeit einer (Teil-) Verkabelung erleichtert.

Siehe auch Technologiedarstellung Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) auf Seite 29.

Hintergrund

2.2.2 Planung und Genehmigung von Netzausbaumaßnahmen: Korridor- und Trassenfindung im deutschen Höchstspannungsnetz.

Aus dem ermittelten Um- und Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes in Deutschland leiten sich in einem nächsten Schritt die konkrete Planung und die Genehmigung der Netzausbaumaßnahmen ab. Wie im Folgenden dargestellt erfolgt für Ausbaumaßnahmen zunächst in der Bundesfachplanung bzw. einem Raumordnungsverfahren der Länder die Identifikation eines geeigneten Korridors, in dem die spätere Netztrasse verlaufen soll, und dann im Planfeststellungsverfahren die Findung und Genehmigung des konkreten Trassenverlaufs und der verwendeten Technologien. Für Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen können dabei gegebenenfalls Planungs- und Genehmigungsschritte wegfallen bzw. in vereinfachter Form durchgeführt werden.



Abbildung 3: Planung und Genehmigung der Netzausbaumaßnahmen

Korridorfindung für Neubauprojekte.

Die Bundesfachplanung.

Das Ziel der Bundesfachplanung ist es, für alle im Bundesbedarfsplan aufgeführten länderübergreifenden und grenzüberschreitenden Neubauprojekte von Höchstspannungsleitungen die geeigneten Trassenkorridore zu ermitteln. Trassenkorridore haben dabei eine Breite von 500 bis 1.000 m. Wo die eigentliche Stromtrasse später genau entlangläuft, wird erst im Rahmen der nachgelagerten Trassenfindung festgelegt.

Im Rahmen der Bundesfachplanung erarbeitet der für einen Netzabschnitt verantwortliche Übertragungsnetzbetreiber einen Antrag für einen möglichen Korridorverlauf sowie mögliche Alternativver-

Hintergrund

läufe. Diesem sind unter anderem die notwendigen Unterlagen für die raumordnerische Analyse und die strategische Umweltprüfung der vorgeschlagenen Trassenkorridore beigefügt. Die BNetzA prüft die Unterlagen auf Vollständigkeit und Eignung und beteiligt vor einer Entscheidung die Öffentlichkeit in einem Konsultationsverfahren. Jede Person und insbesondere Träger öffentlicher Belange, Landesbehörden und Umweltverbände können sich zu dem Vorhaben äußern.

Nach Abschluss der Bundesfachplanung werden die als raumverträglich ermittelten Trassenkorridore in den Bundesnetzplan übernommen.

Raumordnungsverfahren der Länder.

Für alle Netzausbauvorhaben innerhalb eines Bundeslandes sowie für alle Netzausbauvorhaben des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) erfolgt die raumordnerische Beurteilung im Rahmen des Raumordnungsverfahrens (ROV) durch die jeweiligen Landesbehörden. Grundlage bilden dabei insbesondere das Raumordnungsgesetz (ROG) sowie die jeweiligen Landesplanungsgesetze der Länder. Unter anderem wird in diesem Rahmen die Vereinbarkeit des geplanten Leitungsbaus mit den langfristigen Entwicklungszielen der Raumordnung und den überörtlichen Zielen des Umweltschutzes überprüft.

Hierzu stellt der verantwortliche Übertragungsnetzbetreiber einen Antrag für einen Korridorverlauf sowie eventuelle Alternativverläufe. Die Breite der Korridore kann dabei je nach Bundesland zwischen 500 m und 5 km variieren.

Anschließend konsultiert und prüft die Raumordnungsbehörde den Sachverhalt auf Raum- und Umweltverträglichkeit. Es ist zu beachten, dass die raumordnerische Beurteilung als Ergebnis des Raumordnungsverfahrens keine unmittelbare Rechtswirkung und eher gutachterlichen Charakter hat.

Übertragungstechnologie und Infrastrukturbündelung.

Es wird bei den Netzausbauvorhaben grundsätzlich von der Freileitungstechnologie ausgegangen. Eine Ausnahme bilden insbesondere die gesetzlich vorgesehenen Fälle für die Durchführung von Pilotvorhaben für neue Übertragungstechnologien. Bei den vorgesehenen Pilotvorhaben für einen Einsatz von Teilverkabelung werden im Rahmen der Korridorfindung noch keine endgültigen Entscheidungen für Teilstrecken mit Erdverkabelung getroffen.

Bei der Realisierung von Netzausbaumaßnahmen versuchen die Übertragungsnetzbetreiber und die zuständigen Behörden, mögliche Auswirkungen der späteren Stromtrassen auf die Umwelt gering zu halten und ökologisch wertvolle Gebiete nicht zu beeinträchtigen. Dies geschieht beispielsweise durch die Bündelung von Infrastruktur, indem Netzausbaumaßnahmen in der Nähe von Autobahnen oder Schienen entlanggeführt oder Leitungen mit unterschiedlichen Spannungsebenen auf einen Mast gelegt werden.

Nach dem Bundesnaturschutzgesetz sind in Deutschland „Natura 2000“-Gebiete, Naturschutzgebiete, Nationalparks und nationale Naturmonumente geschützt. Beeinträchtigungen dieser Gebiete sind zu vermeiden bzw. es müssen strenge Vorgaben eingehalten werden. Die Auswirkungen von Infrastrukturvorhaben auf diese Gebiete sind bei der Planung und Genehmigung zu prüfen.

Hintergrund

„Natura 2000“-Gebiete genießen aufgrund des Europarechts einen besonderen Schutz und Status. Im Vorfeld von neuen Vorhaben muss geprüft werden, ob „Natura 2000“-Gebiete und ihr Schutz beeinträchtigt werden (diese Vorgaben basieren auf Art. 6 der FFH-Richtlinie bzw. § 34 Bundesnaturschutzgesetz).

Darüber hinaus sind europarechtlich nach der FFH-Richtlinie und der Vogelschutzrichtlinie besondere Tier- und Pflanzenarten geschützt. Für den Schutz dieser Arten bildet das Bundesnaturschutzgesetz in Deutschland die Rechtsgrundlage. Der Vorhabenträger eines Projekts muss mittels einer speziellen artenschutzrechtlichen Prüfung frühzeitig untersuchen, ob die zu schützenden Arten durch das Projekt beeinträchtigt werden.

Die genannten Prüfungen können dazu führen, dass das Projekt nicht in der geplanten Form durchgeführt werden darf oder dass Vermeidungs- und Ausgleichsmaßnahmen ergriffen werden müssen, beispielsweise die Schaffung von Ausgleichsflächen.

Der Schutz und die Vorgaben für diese Flächen können jedoch aufgehoben werden,

- wenn dies aufgrund des überwiegenden öffentlichen Interesses notwendig ist
- oder wenn aufgrund der Vorgaben unzumutbare Belastungen entstehen und die Abweichung mit den Zielen des Naturschutzes vereinbar sind.

Vor der Erteilung von Befreiungen von gesetzlichen Vorgaben zum Schutz dieser Gebiete (wie „Natura 2000“-Gebiete, Naturschutzgebiete, Nationalparks, nationale Naturmonumente) haben Naturschutzorganisationen die Möglichkeit, die Unterlagen einzusehen und Stellungnahmen einzureichen.

Trassenfindung: das Planfeststellungsverfahren (PFV).

Das Planfeststellungsverfahren (PFV) ist ein Genehmigungsverfahren für Infrastrukturvorhaben und basiert im Falle von Netzausbaumaßnahmen je nach Vorhaben auf dem Raumordnungsverfahren oder der Bundesfachplanung. Das Ergebnis des Planfeststellungsverfahrens ist der Planfeststellungsbeschluss. Dieser definiert alle relevanten Details der geplanten Höchstspannungsleitung, wie den konkreten Verlauf der Trasse, die Übertragungstechnologie sowie den Typ und die Standorte der Strommasten. Hier wird für die Pilotvorhaben auch festgelegt, ob und auf welchen Teilabschnitten Erdkabel zum Einsatz kommen.

Ziel des Planfeststellungsverfahrens ist es, frühzeitig unterschiedliche Interessen in die Planung mit einzubeziehen und gegeneinander abzuwägen sowie eine bestmögliche Lösung unter Berücksichtigung dieser Interessen zu finden. Bei allen als länderübergreifenden und grenzüberschreitenden gekennzeichneten Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplan sind mit dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) erweiterte Partizipationsmöglichkeiten für das Planfeststellungsverfahren vorgesehen. Für diese Trassen ist die Bundesnetzagentur die zuständige Genehmigungsbehörde. Bei allen anderen Trassen und auch für alle Trassen des EnLAG sind die entsprechenden Landesbehörden für das Planfeststellungsverfahren verantwortlich.

Das Planfeststellungsverfahren wird durch den Antrag des verantwortlichen Übertragungsnetzbetreibers in Gang gesetzt. Dieser beschreibt sehr detailliert das Leitungsvorhaben und die geplante Stromübertragungstechnologie und erläutert die konkreten Auswirkungen auf die Umwelt.

Hintergrund

Die zuständige Behörde auf Landesebene bzw. bei länderübergreifenden und grenzüberschreitenden Trassen die Bundesnetzagentur legt hierfür im Vorfeld den Untersuchungsrahmen fest, prüft die Antragsunterlagen, führt den Erörterungstermin unter Einbeziehung der Öffentlichkeit durch und erlässt schließlich den Planfeststellungsbeschluss.

Im Rahmen der Prüfungen werden auch die Auswirkungen der geplanten Trasse auf Basis einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) begutachtet. Da beim Planfeststellungsverfahren nun der konkrete Trassenverlauf vorliegt, können die Auswirkungen auf die Umwelt sehr viel genauer als im Rahmen der Bundesfachplanung bzw. des Raumordnungsverfahrens geprüft werden. Im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens kann die zuständige Behörde bei Vorliegen der entsprechenden Voraussetzungen, das heißt,

- das EnLAG oder das BBPlG benennt das Vorhaben als ein Pilotvorhaben für Erdverkabelung und
- es handelt sich um einen technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitt und
- die im EnLAG definierten Mindestabstände zu Wohngebäuden werden unterschritten¹,

für bestimmte Streckenabschnitte eine Erdverkabelung verlangen, sofern diese vom Vorhabenträger nicht beantragt wurde.

2.3 Immissionen: Auswirkungen von elektromagnetischen Feldern.

Besonders beim Betrieb von Energieversorgungssystemen, wie beispielsweise der Höchst- bzw. Hochspannungsnetze, entstehen elektromagnetische Felder (EMF), denen der Mensch ausgesetzt sein kann. Daher stellt sich die Frage, ob und wie sich EMF-Immissionen auf die menschliche Gesundheit im Einzelnen auswirken können.

Das elektromagnetische Feld besteht aus einer elektrischen und einer magnetischen Komponente. Das elektrische Feld wird relativ leicht abgeschirmt und dringt wenig in den menschlichen Körper ein. Elektrische Felder haben Effekte auf den Menschen, da der menschliche Körper zum großen Teil aus elektrisch leitenden Flüssigkeiten besteht. Durch ein äußeres elektrisches Feld kommt es zu Strömen im Körper (sogenannte Körperströme), bis die Körperoberfläche einheitlich aufgeladen ist und im Körperinneren kein elektrisches Feld mehr auftritt. Körperströme sind bei den im Alltag vorkommenden elektrischen Feldstärken sehr schwach. Das magnetische Feld hingegen wird weniger leicht abgeschirmt und kann Nerven- und Muskelzellen im menschlichen Körper anregen.

In Deutschland legt die 26. Bundes-Immissionsschutzverordnung (BImSchV) einen Immissionsgrenzwert der magnetischen Flussdichte von 100 μT (bei 50 Hz) für alle Orte, an denen sich Menschen nicht nur vorübergehend aufhalten, fest. Der Grenzwert für die elektrische Feldstärke bei 50 Hz liegt bei 5 kV/m. Lediglich kurzzeitige Überschreitungen der Grenzwerte um maximal 100 % und für maximal 72 Minuten sind an einem Tag erlaubt.

¹ Weniger als 400 m Abstand zu Wohngebäuden, die im Geltungsbereich eines Bebauungsplans oder im unbeplanten Innenbereich im Sinne des § 34 des Baugesetzbuchs liegen, falls diese Gebiete vorwiegend dem Wohnen dienen, oder weniger als 200 m Abstand zu Wohngebäuden, die im Außenbereich im Sinne des § 35 des Baugesetzbuchs liegen. Darüber hinaus ist für die Trasse Altenfeld – Redwitz im Naturpark Thüringer Wald bei der Querung des Rennsteigs der Einsatz von Erdverkabelung auch ohne Nähe zu Wohnbebauungen möglich.

Hintergrund

Mit der am 22. August 2013 in Kraft getretenen Novellierung der 26. Bundes-Immissionsschutzverordnung wurden zudem neue Grenzwerte und Vorsorgemaßnahmen festgelegt, um EMF-Immissionen für den Menschen zu verringern. So wurden unter anderem ein Grenzwert für Gleichstromanlagen (0 Hz) von 500 μT , das Überspannungsverbot sowie eine sogenannte Minderungspflicht zur Minimierung elektrischer und magnetischer Felder beim Bau von neuen Stromtrassen eingeführt.

Die Grenzwerte der 26. BImSchV basieren auf den jeweils aktuellsten gesicherten wissenschaftlichen Erkenntnissen.²

²Weitere Informationen bietet z. B. das Forschungszentrum für Elektro-Magnetische Umweltverträglichkeit (www.femu.de).



3. Technologieübersicht:

**Überblick und zusammenfassende Einordnung
der Stromübertragungstechnologien für das
Höchstspannungsnetz.**



Drehstromübertragung.

3 Überblick und zusammenfassende Einordnung der Stromübertragungstechnologien für das Höchstspannungsnetz.

Es folgen ein kompakter Überblick und eine grundsätzliche Einordnung von Stromübertragungstechnologien für das Höchstspannungsnetz. Eine detaillierte Erläuterung und die Darlegung verschiedener Daten und Fakten sowie der zugrunde gelegten Quellen schließen sich in Kapitel 4 an.

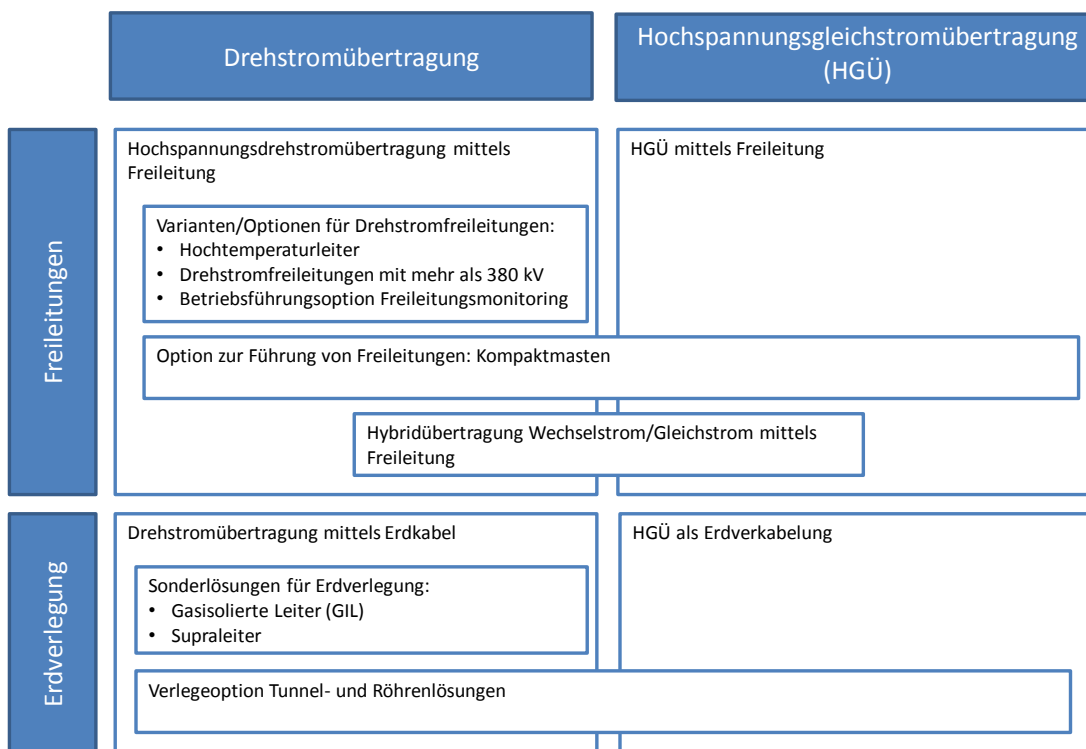


Abbildung 4: Stromübertragungstechnologien für das Höchstspannungsnetz

3.1 Drehstromübertragung.

3.1.1 Hochspannungsdrehstromübertragung mittels Freileitung 380kV.³

Die Hochspannungsdrehstromübertragung (HDÜ) mittels Freileitungen ist heute die mit Abstand am häufigsten eingesetzte Übertragungstechnologie im deutschen Höchstspannungsnetz. Lediglich auf 200 km von insgesamt 35.000 km Netzlänge wird derzeit eine andere Übertragungstechnologie eingesetzt.

Freileitungen bestehen im Allgemeinen aus Stahlgittermasten, die in verschiedenen Bauweisen auf der 380-kV-Netzebene typischerweise zwischen 40 und 70 m hoch, teils auch höher, gebaut werden, und Leiterseilen, in der Regel Aluminium-Stahl-Seilen. Als Isolatoren werden an der Leiterseilaufhängung Porzellan- oder glasfaserverstärkte Kunststoff-Isolatoren verwendet. Zwischen den Leiterseilen wirkt die Luft als

³Detaillierte Informationen erhalten Sie in Abschnitt 4.1.1.

Drehstromübertragung.

Isolator. Auf einem Leitungszug⁴ kommen dann in der Regel zwischen zwei und vier Übertragungssysteme (Stromkreise) zum Einsatz, die jeweils aus drei Leitern bestehen. Die konkrete Anzahl der Übertragungssysteme je Netztrasse ist letztendlich von der zu übertragenden Leistung und der nötigen Redundanz abhängig.

Die Trassenbreite beträgt auf der 380-kV-Netzebene typischerweise ca. 30 m (für einen Standardmast). Innerhalb eines Schutzstreifens von ca. 70 m Breite, der das Ausschlagen der Leiterseile bei Wind berücksichtigt, ist zudem die bauliche und landwirtschaftliche Nutzung eingeschränkt. Höherer Bewuchs, vor allem Baumbestand im Trassenbereich, muss regelmäßig kontrolliert und falls erforderlich gekürzt werden.

Die Hochspannungsdrehstromübertragung mittels Freileitung ist die Technologie, die am längsten in der Praxis Anwendung findet und in Deutschland seit rund 60 Jahren im Höchstspannungsnetz genutzt wird. Sie definiert den heutigen Standard. Ausfallquoten und Kosten sind gering. Häufig werden auch Stromkreise niedrigerer Spannungsebenen in den Trassen mitgeführt.

In der Öffentlichkeit ist der Bau neuer Freileitungstrassen in den letzten Jahren im Kontext des Netzausbaus dennoch verstärkt in die Diskussion geraten. Im Mittelpunkt stehen dabei insbesondere die optische Beeinträchtigung der Landschaft und Vogelschlag. Diskutiert werden ebenfalls mögliche Auswirkungen elektrischer und magnetischer Felder auf die Umwelt, wenngleich sowohl die magnetische Flussdichte als auch die elektrische Feldstärke unter den in der entsprechenden Bundes-Immissionsschutzverordnung (26. BImSchV) festgelegten Werten liegen.

3.1.2 Varianten/Optionen für Drehstromfreileitungen.

3.1.2.1 Hochtemperaturleiter.⁵

Als eine mögliche künftige Variante der derzeit standardisiert eingesetzten Aluminium-Stahl-Leiter werden für Drehstromfreileitungen auf Höchstspannungsebene die sogenannten Hochtemperaturleiter erprobt. Durch den Einsatz neuartiger Materialien sind sie hitzeresistenter als herkömmliche Leiterseile und ermöglichen höhere Übertragungsströme. Hochtemperaturleiterseile kommen insbesondere als Verstärkungsmaßnahme im Bestandsnetz zum Einsatz.

Der Flächenbedarf und die Sichtbarkeit der Trassen sind identisch mit denen klassischer Freileitungen. Für die Immissionen sind noch keine Messwerte (jedoch Rechenwerte) verfügbar. Prinzipiell führen höhere Stromflüsse zu einem stärkeren magnetischen Feld.

Grundsätzlich sind Hochtemperaturleiterseile aufgrund der eingesetzten Materialien teurer als klassische Aluminium-Stahl-Leiterseile. Kommen sie auf bereits bestehenden Netztrassen zum Einsatz, müssen neben den Leiterseilen auch andere Bauteile (z. B. Befestigungen der Leiterseile an den Isolatoren) ausgetauscht werden, da diese in der Regel nicht für die höheren Betriebstemperaturen ausgelegt sind. Ebenso

⁴ Ein Leitungszug bezeichnet eine Kette von Strommasten mit aufgelegten Leiterseilen. In einer Stromtrasse können gegebenenfalls auch verschiedene Leitungszüge parallel verlaufen.

⁵ Detaillierte Informationen erhalten Sie in Abschnitt 4.1.2.1.

Drehstromübertragung.

muss die weitere Netzleit- und Netzschutztechnik an die höheren Übertragungsleistungen angepasst werden. Mit steigenden Leitertemperaturen nimmt der Durchhang der Leiterseile zu. Darüber hinaus ist bei Hochtemperaturleiter vom Typ HTLS (high-temperature-low-sag) bei gleicher Strombelastung ein deutlich geringerer Durchhang als bei konventionellen Seilen vorhanden. Bei gleichem Durchhang kann auf diese Weise eine höhere Stromtragfähigkeit erreicht werden.

Wegen der Erhöhung des Stroms muss eine Prüfung der Systemstabilität als auch der Temperaturbelastbarkeit der verwendeten Komponenten im System, wie z. B. der Armaturen, erfolgen. Auch muss sichergestellt sein, dass die Grenzwerte der Bundesimmissionsschutzverordnung (26. BImSchV) weiterhin eingehalten werden.

Sofern die notwendigen Bodenabstände der Leiterseile auch bei hoher Auslastung eingehalten werden, kann auf eine Masterhöhung verzichtet werden.

Durch die stärkeren Übertragungsströme und die damit verbundene höhere Temperatur kommt es zudem zu vergleichsweise höheren Übertragungsverlusten.

International kommen Hochtemperaturleiter, abhängig von der betrachteten Technologie, derzeit insbesondere im Verteilnetz zum Einsatz. Hochtemperaturleiter werden in Deutschland auf Höchstspannungsebene bisher nur im Rahmen von kleineren Pilotprojekten und über eine geringe Anzahl von Kilometern eingesetzt. Nachweise über das elektrische und mechanische Langzeitverhalten und die Robustheit wurden für die Höchstspannungsebene bislang noch nicht erbracht. Ebenfalls ist die Normung noch unvollständig.

Entsprechend dem Bundesbedarfsplan soll die geplante Höchstspannungsleitung von Daxlanden nach Eichstetten (Baden-Württemberg) als Pilotprojekt für den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen umgesetzt werden.

3.1.2.2 Drehstromfreileitungen mit Bemessungsspannungen über 380 kV.⁶

Das Übertragungsnetz in Deutschland ist heute insbesondere mit 380-kV- und 220-kV-Drehstromfreileitungen realisiert. Prinzipiell ist zur Übertragung hoher Leistungen über weite Strecken auch die Einführung höherer Spannungsebenen über 1.000 kV möglich. Diese Leitungen werden heute bereits im Ausland für die Übertragung hoher Leistungen über weite Distanzen eingesetzt. Ein Freileitungssystem mit einer Nennspannung von mehr als 380 kV benötigt aufgrund der Isolationsabstände allerdings auch größere Masten und somit deutlich breitere Leitungstrassen als eine 380-kV-Freileitung. In einem dicht besiedelten Land wie Deutschland ist diese Technologie aufgrund des deutlich höheren Flächenbedarfs tendenziell schwierig umsetzbar.

⁶ Detaillierte Informationen erhalten Sie in Abschnitt 4.1.2.2.

Drehstromübertragung.

3.1.2.3 Betriebsführungsoption für Drehstromfreileitungen: witterungsabhängiger Betrieb^{7,8}

Der witterungsabhängige Betrieb von Freileitungen wird häufig als Freileitungsmonitoring bezeichnet. Das Grundprinzip des Freileitungsmonitorings (FLM) besteht darin, die für Normbedingungen (35 °C und Wind 0,6 m/s) ausgelegten Freileitungen bei entsprechender Witterung, also bei kaltem und windigem Wetter, stärker zu belasten und damit mehr Leistung pro Leitung übertragen zu können. Die Leitertemperatur wird dabei entweder durch unmittelbare oder mittelbare (z. B. Messung der Seilzugspannung) Messungen am Betriebsmittel (Monitoring) bestimmt oder durch Berechnungen auf Basis von Wetterdaten abgeschätzt.

Unter Berücksichtigung lokaler Witterungsbedingungen kann mithilfe von FLM die Strombelastbarkeit von Freileitungen in Norddeutschland (beispielsweise bei starkem Wind) um bis zu ca. 30 % und in Süddeutschland um bis zu ca. 15 % erhöht werden. Da die erhöhten Belastungsreserven nur zeitweise zur Verfügung stehen, bietet FLM eine höhere Flexibilität im Betrieb der Drehstromfreileitungen, kann aber einen grundsätzlichen Ausbaubedarf des Netzes kaum reduzieren.

Die erhöhten Stromflüsse führen aber auch zu größeren Übertragungsverlusten. Hinsichtlich des Flächenbedarfs und der Sichtbarkeit ergeben sich keine Änderungen gegenüber Freileitungen, bei denen kein FLM angewendet wird.

Der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb ist bereits Stand der Technik. Beispielsweise hat der Übertragungsnetzbetreiber TenneT 2010 insgesamt 900 km Höchstspannungsleitungen auf eine wettergeführte Betriebsweise umgerüstet.

Zusätzlicher Aufwand besteht für Wartung und Reparatur der zusätzlichen Komponenten und des Leitensystems, ansonsten ist der Reparatur- und Wartungsaufwand identisch mit dem bei klassischen Freileitungen. Vor einer Ertüchtigung von Übertragungstrecken für die Nutzung des FLM und zum betrieblichen Einsatz sind umfangreiche Prüfungen zur Ermittlung des konkret nutzbaren Potenzials zur Erhöhung der Übertragungsleistung notwendig, im Rahmen derer auch die Auswirkungen auf die Systemstabilität geprüft werden müssen. Im Regelfall sind auch Maßnahmen bezüglich der Hauptstromkreis-Komponenten sowie der Leit- und Schutztechnik umzusetzen, bevor FLM angewendet werden kann.

3.1.2.4 Option zur Führung von Freileitungen: Kompaktmasten.⁹

Bei raumoptimierten Masten, sogenannten Kompaktmasten, handelt es sich um besonders schmale oder besonders niedrige Mastbauweisen, die zur Verringerung der Trassenbreite bzw. Masthöhe führen. Eine geringere Masthöhe oder eine schmalere Trassenführung können die Raumwirkung positiv beeinflussen.

Im Bereich der Höchstspannung kann durch kompakte Mastbauweisen und eine engere Leitungsführung bei gleicher Masthöhe die Breite der Trasse inklusive Schutzstreifen, im Vergleich zu herkömmlichen Freileitungen deutlich reduziert werden.

⁷ Freileitungsmonitoring.

⁸ Detaillierte Informationen erhalten Sie in Abschnitt 4.1.2.3.

⁹ Detaillierte Informationen erhalten Sie in Abschnitt 4.1.2.4.

Drehstromübertragung.

Die Standfläche der Kompaktmasten ist dabei kleiner als die der konventionellen Masten. Die kompakte Leiteranordnung führt bei bestimmter Bauweise und gleichem Bodenabstand durch verstärkte Kompensationseffekte zwischen den Leitern zu einer Reduktion der elektrischen Feldstärke und der magnetischen Flussdichte am Boden.

Bei einer zunehmend kompakten Anordnung können sich jedoch die witterungsbedingten Geräuschmissionen der Leitung erhöhen.

Im Allgemeinen werden bei der Verwendung von Kompaktmasten um den Faktor 1,5 bis 3 erhöhte Investitionskosten im Vergleich zu herkömmlichen Stahlgittermasten erwartet. In Deutschland liegen bislang noch keine langfristigen Erfahrungen mit kompakten Mast-/Leitungsbauweisen auf der Höchstspannungsebene vor. Im europäischen Übertragungsnetz werden raumoptimierte Leitungen bereits in Leitungsabschnitten unter anderem in Italien, Frankreich, Dänemark, Finnland, der Schweiz und den Niederlanden eingesetzt. Im Bereich der 110-kV-Systeme sind kompakte Mastsysteme schon seit Jahrzehnten in Deutschland im Einsatz.

3.1.3 Hochspannungsdrehstromübertragung mittels Erdkabel 380 kV.¹⁰¹¹

Elektrische Leistung kann auf der Höchstspannungsebene als Drehstrom auch in erdverlegten Kabeln übertragen werden. Die Erdkabel werden im Allgemeinen in einer Tiefe von ca. 1,50 m verlegt. Für die Verbindung der Kabelabschnitte sind bei 380-kV-Betrieb typischerweise alle 700 bis 1.000 m Verbindungsmuffen in der Tiefe der Kabeltrasse erforderlich.

Für den Ersatz einer 380-kV-Drehstromfreileitung ist in der Regel aufgrund der geringeren Übertragungskapazität je Leitungssystem jeweils die doppelte Anzahl von Kabelsystemen notwendig. Es fallen für eine Übertragungsaufgabe situationsabhängig ca. 3 bis 10-fach höhere Kosten als bei Freileitungen an.

Die Instandsetzungsdauer nach einem Fehler beträgt in einem Drittel aller Fehlerfälle maximal eine Woche, in 75 % aller Fälle erfolgt die Instandsetzung innerhalb eines Monats. Erfahrungen aus dem 110-kV-Bereich zeigen eine geringere Verfügbarkeit gegenüber Freileitungen.

Die Grenzwerte für magnetische Felder werden direkt über der Trasse eingehalten. Elektrische Felder treten keine auf.

Eine Erdkabeltrasse für den Ersatz einer 380-kV-Drehstrom-Doppelleitung hat im Betrieb eine Breite von ca. 20 bis 25 m, in der Bauphase von bis zu 40 m. Eine Erdkabeltrasse ist hauptsächlich in Waldgebieten zu erkennen, da sie von tief wurzelndem Bewuchs freigehalten werden muss. Von einer Kabeltrasse auf offenem Gelände sind meist nur die gegebenenfalls in jedem Kabelabschnitt errichteten Muffenbauwerke (als Schachtdeckel) sichtbar. Zusätzlich müssen die Kabelübergangsstationen sowie die gegebenenfalls notwendigen Kompensationsanlagen (bei einer längeren 380-kV-Kabellösung etwa alle 20 bis 30 km erforderlich) überirdisch errichtet werden. Eine landwirtschaftliche Nutzung der Flächen auf einer Kabeltrasse ist möglich. Die möglichen Auswirkungen durch die Erhöhung der Bodentemperatur werden aktuell

¹⁰ Im Folgenden liegt der Fokus auf VPE-Kabeln. VPE-Kabel verwenden vernetztes Polyethylen (VPE) als Isolator.

¹¹ Detaillierte Informationen erhalten Sie in Abschnitt 4.1.3

Drehstromübertragung.

noch untersucht. Zusätzliche Auswirkungen auf Böden resultieren aus den Legearbeiten und dem damit verbundenen großflächigen Eingriff in die Bodenstruktur sowie im Bereich der Arbeitsstreifen.

Weltweit werden die heute standardmäßig eingesetzten VPE-Kabel seit ca. 25 Jahren und in Deutschland seit ca. 15 Jahren in spezifischen Anwendungsfällen (z. B. 380-kV-Leitung in einem Tunnel in Berlin; Kraftwerksanbindungen) in der 380-kV-Ebene eingesetzt. Für das Systemverhalten im vermaschten Netz liegen noch keine Betriebserfahrungen in Deutschland und Europa vor. Aus diesem Grund ist für vier EnLAG-Trassen eine Verkabelung auf Teilabschnitten vorgesehen, um die Technologie im Drehstromsystem erproben zu können. Weltweit sind mehr als 700 km 380-kV Kabelsysteme installiert, davon ca. 200 km in Europa, wobei das längste System 22 km beträgt.^{122,125}

3.1.4 Weitere Lösungen für Erdverlegung.

3.1.4.1 Gasisolierte Leiter (GIL).¹²

Gasisolierte Leitungen (GIL) bestehen aus einem Aluminium-Leiterrohr und einem nahtlos geschweißten, gasdichten Aluminium-Mantelrohr. Als Isoliermedium dient ein Gasgemisch aus 20 % SF₆-Gas (Schwefelhexafluorid) und 80 % Stickstoff. Das Schwefelhexafluorid ist ein ungiftiges, aber klimaschädliches Treibhausgas, das heute auch in Schaltanlagen standardmäßig in Deutschland eingesetzt wird. Es gibt Bestrebungen, umweltfreundlichere Isoliergasgemische zu entwickeln.

GIL haben gegenüber Erdkabeln auf VPE-Basis eine deutlich höhere Übertragungsfähigkeit, ähnlich den Drehstromfreileitungen. Auch die magnetischen Felder sind durch die Kapselung des Mantelrohrs sehr gering. Elektrische Felder werden durch die Kapselung vollständig nach außen abgeschirmt. Die Übertragungsverluste sind mit einem Drittel geringer als bei Drehstromfreileitungen. Aufgrund ihrer elektrischen Eigenschaften lassen sich GIL-Systeme besser als Erdkabel in das bestehende System integrieren.

Die GIL-Leiter werden in der Regel in ca. 1,5 m Tiefe verlegt, die Trassenbreite verringert sich gegenüber vergleichbaren Drehstromkabelsystemen, da GIL im Vergleich zu VPE-Kabeln eine höhere Übertragungsleistung aufweisen. Aufgrund der höheren Leistung ist der Flächenbedarf geringer als bei vergleichbaren Drehstromkabelsystemen. Bei einer Erdverlegung sind Zugangsschächte zur GIL-Trasse erforderlich. Die Erwärmung der GIL im Betrieb führt zu einer Erwärmung des umgebenden Erdreichs und muss bei der Auslegung der GIL berücksichtigt werden. Die maximale Temperatur des Mantelrohrs muss auf einen Bereich von 50 °C bis 60 °C begrenzt werden, um die Austrocknung des umgebenden Erdbodens zu minimieren.

Gasisolierte Leiter befinden sich seit rund 35 Jahren im Einsatz. Aktuell sind weltweit ca. 200 bis 300 km GIL-Systeme in Betrieb. Da die Investitionskosten von GIL-Systemen im Vergleich zu einer Drehstromfreileitung deutlich höher sind, erfolgt der Einsatz bislang nur in Sonderfällen und über relativ kurze Strecken. Betriebserfahrungen auf sehr langen Strecken fehlen. Die GIL-Technologie ist gegenwärtig nur für

¹² Detaillierte Informationen erhalten Sie in Abschnitt 4.1.4.1.

Drehstromübertragung.

die Übertragung von Drehstrom und nicht für Gleichstrom kommerziell verfügbar. GIL für den Einsatz bei Gleichstromübertragung befindet sich derzeit in der Entwicklung.

3.1.4.2 Supraleiter.¹³

Supraleiter sind Materialien, deren elektrischer Widerstand bei sehr niedrigen Temperaturen auf nahezu null abfällt. Der Einsatz der Supraleiter-Technologie für die Stromübertragung in Verteil- und Übertragungsnetzen befindet sich noch im Forschungsstadium. Es wird erwartet, dass Supraleiter bis zur fünffachen Übertragungskapazität bei geringeren Verlusten gegenüber einem Kupferkabel aufweisen können.

Aktuell befindet sich ein Feldtest in Vorbereitung, um den Einsatz der Technologie in einem städtischen Verteilnetz zu erproben und Erfahrungen hinsichtlich der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit auf Verteilnetzebene bewerten zu können. In den USA ist seit 2008 eine 600 m lange Pilotanlage mit 138 kV im Hochspannungsbereich im Einsatz. Es gibt weltweit noch keine Pilotanlagen auf Höchstspannungsebene.

3.1.4.3 Tunnel- und Röhrenlösungen (Verlegeoptionen für die Übertragungstechnologien Kabel und Gasisolierte Leiter).¹⁴

Tunnel oder Röhren werden in der elektrischen Energieversorgung meistens in Stadtgebieten oder für Flussunterquerungen eingesetzt, um ein oder mehrere Kabelsysteme bzw. gasisolierte Leitungen zu verlegen.

Die Verlegung von Kabeln in einer baulichen Hülle kann in sehr unterschiedlichen Varianten realisiert werden und bietet Schutz vor äußeren Einflüssen sowie die Möglichkeit eines schnelleren Zugriffs für Wartungs- und Reparaturarbeiten im Vergleich zu einer direkten Erdverlegung. Bei Verlegung im Tunnel kann eine schnelle Fehlerortung und Reparatur ohne Erdarbeiten gewährleistet werden.

Die Kosten für die Umsetzung eines Tunnels liegen in Abhängigkeit von den Randbedingungen (beispielsweise Bodenqualität, Verlegetiefe und -art sowie Durchmesser) in einer Größenordnung von 15 bis 30 Mio. €/km und überschreiten damit die Kosten für die Umsetzung einer vergleichbaren Freileitungs- oder Erdverkabelungslösung bei Weitem.

Die Sichtbarkeit nach der Verlegung beschränkt sich auf die Schachtbauwerke, die für den Zugang in die Tunnelsysteme sowie deren Ventilation/Kühlung benötigt werden. Die Trassenbreite verringert sich bei Vierfachsystemen auf 3 bis 8 m (gegenüber 15 bis 25 m bei normaler Auslegung eines Erdkabelsystems). Die Verlegung ist unterirdisch mittels Rohrvortrieb ähnlich wie beim Bau von Abwasserkanälen möglich. Bei grabenloser Verlegung ist diese Technologie lediglich durch die gegebenenfalls installierten Lüftungsschächte sichtbar.

Wegen der hohen Kosten kommen Tunnel für die Leistungsübertragung im Höchstspannungsnetz bisher hauptsächlich in Großstädten wegen der dort geringen Verfügbarkeit freier Flächen zum Einsatz.

¹³ Detaillierte Informationen erhalten Sie in Abschnitt 4.1.4.2.

¹⁴ Detaillierte Informationen erhalten Sie in Abschnitt 4.1.4.3.

Drehstromübertragung.

3.1.5 Variante für Drehstromübertragung: Teilverkabelung.¹⁵

Eine Teilverkabelung von Netztrassen ist eine weitere Variante für den Ausbau des Höchstspannungsnetzes. Das Konzept der Teilverkabelung nutzt die Vorteile von Freileitungen und Erdkabel. Um die Kosten des Netzausbaus gering zu halten, wird dabei auf dem größeren Teil der Strecke eines Netzausbauprojekts die Freileitungstechnologie eingesetzt. In sensiblen Gebieten kann durch die teurere Erdverkabelung von Teilstrecken gegebenenfalls die Akzeptanz bei den Bürgern in der Region gesteigert werden. Die höheren spezifischen Kosten der Erdverkabelung relativieren sich in diesem Fall vor dem Hintergrund der Gesamtkosten der Strecke.

Für die Teilverkabelung werden grundsätzlich die bereits aufgeführten Freileitungs- und Erdkabeltechnologien genutzt. Daher werden die Eigenschaften in diesem Abschnitt nicht erneut aufgeführt.

Vier Vorhaben im Rahmen des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) sollen explizit als Pilotvorhaben für Teilverkabelung umgesetzt werden.

¹⁵ Detaillierte Informationen erhalten Sie in Abschnitt 4.1.5.

Hochspannungsgleichstromübertragung.

Für die einzelnen Teilabschnitte gelten dann grundsätzlich jeweils die Eigenschaften der Übertragungstechnologien Drehstromfreileitung bzw. Drehstromerdverkabelung. Die systemtechnischen Eigenschaften der gesamten Netztrasse können durch die Erdkabelabschnitte gegenüber einer reinen Freileitungstrasse zum Beispiel im Hinblick auf Überlastbarkeit eingeschränkt werden. Auch fallen zusätzliche Kosten sowie weiterer Flächenbedarf für die Übergangsstellen zwischen den Abschnitten mit Erdverkabelung und Freileitung an.

3.2 Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ).

Bei der Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) wird Drehstrom erst gleichgerichtet, dann als Gleichstrom übertragen und schließlich wieder in Drehstrom umgewandelt. Die Umrichtung des Stroms an den Ein- und Ausspeisepunkten der Übertragungsstrecke erfolgt in Konverterstationen. Für die Stromübertragung können dabei sowohl Kabel als auch Freileitungen verwendet werden. Anwendungsgebiete für HGÜ sind die Übertragung großer Leistungen über weite Strecken, die Kopplung von nicht synchronisierten Netzgebieten und Seekabelverbindungen. Neuerdings findet die HGÜ auch Anwendung beim Anschluss von Offshore-Windparks an das Drehstromnetz und bei der Verstärkung und Stabilisierung bestehender Drehstromnetze.

Die Übertragungsverluste einer HGÜ-Leitung können, abhängig von der Ausführung der Trasse und deren Auslastung, bei größeren Leitungslängen erheblich unter denen einer HDÜ-Leitung liegen. Je nach Ausführung und Länge kann eine HGÜ-Lösung teurer als eine klassische Drehstromfreileitungslösung sein. Je länger die Übertragungsstrecke wird, umso stärker kompensieren die Einsparungen durch die gegebenenfalls geringeren Verluste der Gleichstromübertragung die zusätzlichen Kosten für die Umrichterstationen und deren Verluste.

Für die Umrichtung stehen zwei Technologien mit unterschiedlichen Eigenschaften zur Verfügung:

- die klassische, netzgeführte Line-Commutated-Converter-HGÜ (LCC-HGÜ) und
- die neuere, selbstgeführte Voltage-Source-Converter-HGÜ (VSC-HGÜ).

3.2.1 HGÜ mittels Freileitung¹⁶.

3.2.1.1 Klassische, netzgeführte HGÜ (LCC-HGÜ).

Bei einer Umsetzung der HGÜ mit Freileitungen ist die Übertragung von sehr hohen elektrischen Leistungen bis 7.200 MW bei Spannungen bis zu 800 kV möglich. Entsprechende Projekte wurden beispielsweise in China umgesetzt.

Eine Besonderheit der LCC-HGÜ-Technologie ist, dass eine Umkehrung der Richtung des Leistungsflusses nur mit einer Zeitverzögerung erfolgen kann. Außerdem benötigen die Umrichterstationen für den Betrieb Blindleistung aus dem Stromnetz.

¹⁶ Detaillierte Informationen erhalten Sie in Abschnitt 4.2.1.

Hochspannungsgleichstromübertragung.

Die Sichtbarkeit und der Flächenbedarf einer HGÜ-Freileitungstrasse sind ähnlich wie bei einem konventionellen Drehstromsystem mit gleicher Spannung, wobei die HGÜ-Freileitung eine höhere Leistung übertragen kann.

Bei der klassischen HGÜ handelt es sich um eine langjährig erprobte Technik, die sowohl in Freileitungsbauweise als auch als See- und/oder Landkabel weltweit in über 90 Projekten im Einsatz ist. In Europa ist sie als See- und Landkabel in Nutzung.

3.2.1.2 Selbstgeführte HGÜ (VSC-HGÜ).

Der Einsatz der selbstgeführten VSC-HGÜ als Freileitung wurde bisher international nur mit vergleichsweise geringen Leistungen umgesetzt. Laut Herstellerangaben können aber auch Übertragungsleistungen realisiert werden, die derzeit in der Größenordnung von denjenigen einer 380-kV-Drehstromfreileitung liegen. Die Sichtbarkeit und der Flächenbedarf einer HGÜ-Freileitungstrasse sind ähnlich wie bei einem konventionellen Drehstromsystem mit gleicher Spannung.

Die VSC-HGÜ bietet gegenüber der LCC-HGÜ verschiedene Vorteile: Für die Umrichter kommt eine Leistungselektronik zum Einsatz, über die sehr flexibel eine Stützung der Spannung des Netzes lokal im Bereich der Ein- und Ausspeisepunkte erfolgen kann.

VSC-HGÜ wird bisher als Punkt-zu-Punkt-Verbindung eingesetzt. Ein erstes System mit mehreren Ein- und Ausspeisepunkten befindet sich derzeit im Aufbau.

Die für ein DC-Netz benötigten Gleichstromschalter sind erstmalig am Markt verfügbar. Derzeit sind sie noch nicht im betrieblichen Einsatz.

Die Technologie wird seit 1997 weltweit in mehr als 20 Projekten eingesetzt – sowohl in Freileitungsbauweise als auch als See- (Interkonnektor Großbritannien – Irland 500 MW, ± 200 kV, Inbetriebnahme 2012) und Landkabel (Spanien – Frankreich, 2 x 1.000 MW, ± 320 kV, Inbetriebnahme 2013). In Deutschland wird sie bisher ausschließlich bei Offshore-Windpark-Anbindungen eingesetzt, sowohl als Seekabel als auch als Landkabel.

Aufgrund der günstigeren Systemeigenschaften wird im Netzentwicklungsplan 2012 die selbstgeführte VSC-HGÜ und nicht die netzgeführte LCC-HGÜ berücksichtigt.

3.2.1.3 Hybridübertragung Drehstrom/Gleichstrom mittels Freileitung.¹⁷

Die Hybridübertragung mittels Freileitung stellt eine kombinierte Nutzung von Hochspannungsdrehstromübertragung und Hochspannungsgleichstromübertragung auf einer Freileitung dar. Das Hybridsystem ist so ausgelegt, dass es auf bestehenden Mastgestängen betrieben werden kann.

¹⁷ Detaillierte Informationen erhalten Sie in Abschnitt 4.2.1.3.

Hochspannungsgleichstromübertragung.

3.2.2 HGÜ als Erdverkabelung.¹⁸

Bei einer Verlegung als Erdkabel und gleicher Übertragungsleistung kann die Trassenbreite unter bestimmten Voraussetzungen geringer ausfallen als bei Drehstromkabeln (siehe Abschnitt 4.2.2). Außerdem entfällt im Vergleich zu Drehstromkabeln die Notwendigkeit, in regelmäßigen Abständen Kompensationsanlagen für Blindleistung vorzusehen. Auch für die HGÜ ist die Teilverkabelung einer Trasse möglich (siehe 3.1.5).

Die Übertragungskapazität von HGÜ-Kabellösungen ist gegenüber HGÜ-Freileitungslösungen begrenzt.

Aktuell stehen kunststoffisolierte Kabel für Gleichstromübertragung aufgrund der hohen Anforderungen an die Isolation nur für VSC-HGÜ und nur für Nennspannungen bis 320 kV zur Verfügung. Kunststoffisolierte Kabel für höhere Nennspannungen bis zu 500 kV befinden sich derzeit in der Entwicklung. Für LCC-HGÜ oder für Verbindungen mit höheren Nennspannungen werden derzeit masseimprägnierte Kabel eingesetzt.

Zwei HGÜ-Vorhaben des BBPIG sind explizit als Pilotvorhaben für Gleichstromverkabelung auf Teilstrecken ausgewiesen.

¹⁸ Detaillierte Informationen erhalten Sie in Abschnitt 4.2.2.



4. Experteninformation:

**Detaillierte Daten und Informationen zu
Stromübertragungstechnologien auf
Höchstspannungsebene.**



4 Detaillierte Daten und Informationen zu Stromübertragungstechnologien auf Höchstspannungsebene.

Die im Folgenden dargelegten Inhalte wurden 2013 im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) erarbeitet durch das:

Institut für Hochspannungstechnik (IFHT) der RWTH Aachen University

Institutsleiter:

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler

Autoren:

Daniel Eichhoff,

Tobias Frehn,

Bernhard Fuchs,

Moritz Mittelstaedt,

Gregor Nikolic,

Cora Petino,

Ralf Puffer,

Andreas Roehder,

Martin Scheufen,

Armin Schnettler

Hochspannungsdrehstromübertragung mittels Freileitung 380 kV.

4.1 Drehstromübertragung.

4.1.1 Hochspannungsdrehstromübertragung mittels Freileitung 380 kV.

Die Hochspannungsdrehstromübertragung (HDÜ) mittels Freileitung ist die am häufigsten eingesetzte Übertragungstechnologie im Höchstspannungsnetz. Im deutschen Höchstspannungsnetz sind von ca. 35.000 km Netzlänge insgesamt nur 200 km nicht als Freileitung, sondern als Drehstromkabel ausgeführt (Stand: 2011)¹⁹. Die Masten der Freileitungen bestehen in der Regel aus Stahl und werden in verschiedenen Bauweisen typischerweise 40 bis 70 m hoch gebaut und in ca. 300 bis 400 m Abstand voneinander aufgestellt. Die Leiter sind meist als Aluminium-Stahl-Seile ausgeführt²⁰ und es werden typischerweise zwischen zwei und vier Stromkreisen aus je drei Phasen bestehende Übertragungssysteme pro Trasse eingesetzt. Häufig werden auch Stromkreise niedrigerer Spannungsebenen in den Trassen mitgeführt. Als Isolatoren werden an der Leiterseilaufhängung Porzellan- oder glasfaserverstärkte Kunststoff-Isolatoren verwendet, zwischen den Leiterseilen wirkt die Luft als Isolator.

4.1.1.1 Ökonomisch-technische Eigenschaften.

Investitionskosten.

Die Investitionskosten für den Neubau einer Höchstspannungsfreileitung hängen im Wesentlichen von der geografischen Beschaffenheit des Trassenverlaufs (z. B. Gebirgszug, Tal-/Flussüberquerung etc.) sowie von der Anzahl und dem Querschnitt der Bündelleiter pro Phase und damit der Übertragungskapazität ab. Typische Werte für die Investitionskosten für Freileitungen liegen bei ca. 1 bis 1,4 Mio. €/km (in einzelnen Fällen deutlich höher)²¹, wobei auf die Leiterseile ca. 30 % bis maximal 50 % der Errichtungskosten einer Leitung entfallen²² (z. B.: Leitung Tauern – Salzach: Dreierbündel mit Querschnitt 635/117: 0,93 Mio. €/km³⁹ Leitung Ganderkesee – St. Hülfe: Doppelleitung mit Viererbündeln und einem Querschnitt 564/72: 1 Mio. €/km²²).

Betriebs- und Wartungskosten:²³

Die Betriebs- und Wartungskosten beinhalten insbesondere die Instandhaltungskosten für die regelmäßige Zustandskontrolle der Komponenten sowie die Trassenfreihaltung. Des Weiteren muss die Beschichtung der Freileitungsmasten im Allgemeinen nach 25 bis 30 Jahren erneuert werden.

Die jährlichen Kosten hierfür belaufen sich bei einem Stromkreis auf ca. 2.300 €/km und erhöhen sich bei einer Aufstockung auf zwei Stromkreise auf ca. 3.000 €/km.²⁴

Reparaturkosten im Störfall müssen als gesonderter Einzelfall betrachtet werden.

¹⁹ ENTSO-E, "Statistical Yearbook 2011"

²⁰ F. Kießling: „Freileitungen – Planung, Berechnung, Ausführung“, Springer-Verlag, 2001.

²¹ Netzentwicklungsplan Strom 2013, 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 2013.

²² B. R. Oswald, „Kabelauslegung und Kostenvergleich bei maximaler Übertragungsleistung von 3000 MVA mit Bezug auf das 380-kV-Leitungsbauvorhaben Ganderkesee - St. Hülfe in der Ausführung als Freileitung oder Drehstromkabelsystem“, ergänzende Studie, 2008.

²³ Verlustkosten werden im Rahmen dieser Technologieübersicht in den Betriebskosten nicht berücksichtigt.

²⁴ B. R. Oswald, „Kabelauslegung und Kostenvergleich bei maximaler Übertragungsleistung von 3000 MVA mit Bezug auf das 380-kV-Leitungsbauvorhaben Ganderkesee - St. Hülfe in der Ausführung als Freileitung oder Drehstromkabelsystem“, ergänzende Studie, 2008.

Hochspannungsdrehstromübertragung mittels Freileitung 380 kV.

Übertragungsleistung.

Die Übertragungsleistung eines 380-kV-Stromkreises mit einem Viererbündel des häufig eingesetzten Aluminium-Stahl-Leitertyps 264-AL1/34-ST1A (680 A Nennstrom pro Leiterseil) beträgt 1.790 MVA (bei einer natürlichen Leistung²⁵ von 604 MW).^{22,26} Bei Erhöhung des Leiterquerschnitts zum Beispiel durch Verwendung des Leitertyps 562-AL1/49-ST1A (1.040 A Nennstrom pro Leiterseil) im Viererbündel erhöht sich die maximal übertragbare Leistung auf 2.740 MVA bei einer nahezu unveränderten natürlichen Leistung.

Lebensdauer.

Die erwartete technische Lebensdauer der wichtigsten Komponenten eines Freileitungssystems beträgt 80 Jahre für Stahlgittermasten bei regelmäßiger Wartung (d. h. Überprüfung und gegebenenfalls Nachbesserung des Schutzanstrichs²⁰) sowie ca. 40 Jahre für Leiterseile und Isolatoren.

Verluste.

Die Verluste einer Freileitung gliedern sich in spannungs- und stromabhängige Verluste. Die spannungsabhängigen Koronaverluste bei Standardbeseilung (4x264-AL1/34-ST1A) betragen bei 380 kV ca. 2,5 kW/km und fallen bei feuchter Witterung höher aus. Die stromabhängigen Leitungsverluste in diesem Viererbündel betragen bei einem Gesamtstrom von 1.000 A ca. 88,5 kW/km und steigen bei einem Gesamtstrom von 2.000 A auf ca. 354 kW/km. Die Verluste sind temperaturabhängig und quadratisch abhängig von der Stromstärke.²⁶

Eine Beseilung mit größerem Leiterquerschnitt (z. B. 562-AL1/49-ST1A) führt zu einem geringeren elektrischen Widerstand der Leitung, sodass die stromabhängigen Verluste bei identischer Belastung geringer ausfallen.

²⁵ Spezifische Kenngröße einer Leitung: Wird eine Leitung mit ihrer Impedanz abgeschlossen, so kompensieren sich die kapazitive und die induktive Blindleistung, sodass eine reine Wirkleistungsübertragung stattfindet.

²⁶ B. R. Oswald: „Technische, betriebswirtschaftliche und umweltfachliche Beurteilung von Freileitung, VPE-Kabel und GIL am Beispiel der 380-kV-Trasse Ganderkeseer – St. Hülfe“, Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz, 2005.

Hochspannungsdrehstromübertragung mittels Freileitung 380 kV.

4.1.1.2 Sozioökologische Eigenschaften.

Flächenbedarf.

Der sogenannte Donaumast²⁷ ist in Deutschland ein übliches Mastbild für Systeme mit zwei Stromkreisen und besitzt eine Trassenbreite von ca. 30 m. Die Regelspannweite beträgt 400 m, nach der ein Mastfundament inklusive Mast errichtet wird. Die Schutzstreifenbreite, innerhalb derer nur eine eingeschränkte bauliche und landwirtschaftliche Nutzung erfolgen kann, liegt bei ca. 70 m.²⁸ Das Ausschwingen der Leiterseile führt zu einem Schutzstreifen in parabolischer Form, in dem zudem auch die maximale Höhe von Pflanzungen begrenzt ist. Eine Überspannung von Wald ist mittels erhöhter Masten möglich.

Sichtbarkeit.

Die Höhe der verwendeten Masten reicht von 40 bis 70 m.²⁹ In Einzelfällen kann die Masthöhe bis zu 227 m betragen (z. B. Tragmasten der Elbkreuzung 2 bei Hamburg/Stade).

Immissionen.

Die von einer 380 kV-Freileitung verursachte elektrische Feldstärke beträgt in einem Abstand von 100 m ca. 0,1 bis 0,2 kV/m³⁰ und steigt mit sinkendem Abstand zur Trasse. Im Nahbereich und bei starkem Durchhang der Leiterseile kann die maximale Feldstärke in Einzelfällen bis zu 9 kV/m betragen.³⁰

Die magnetische Flussdichte bei einer 380-kV-Trasse mit Donaumast unter maximaler Belastung (Nennstrom) und bei maximalem Durchhang (bei Hochsommerwetterlage) beträgt bis zu 52 μT ^{30,31} (gesetzlicher Grenzwert gemäß 26. BImSchV: 100 μT).

Bei feuchter Witterung (z. B. Nebel) können zudem Geräuschimmissionen durch Koronaeffekte auftreten.

4.1.1.3 Systemtechnische Eigenschaften.

Überlastbarkeit.

Der Strombelastbarkeit eines Freileitungsleiters sind thermische Grenzen gesetzt. Bei konventionellen Aluminium-Stahl-Leitern beträgt die zulässige Dauerbetriebstemperatur in der Regel 80 °C.³² Eine Überschreitung dieser Temperatur kann zum vorzeitigen Altern des Leiters sowie aufgrund des Durchhangs des Leiters zu unzulässig geringen Bodenabständen führen. Eine Überlastbarkeit im Sinne der Überschreitung von 80 °C Leitertemperatur ist daher bei Freileitungen nicht vorgesehen.

Die Strombelastbarkeit eines Leiters und damit die Übertragungskapazität einer Freileitung wird konservativ unter der Annahme ungünstiger Wetterbedingungen und der Einhaltung der zulässigen Dauerbetriebstemperatur berechnet (Hochsommerwetterlage: 35 °C Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit

²⁷ F. Kießling: „Freileitungen – Planung, Berechnung, Ausführung“, Springer-Verlag, 2001.

²⁸ D. Oeding, B.R. Oswald: „Elektrische Kraftwerke und Netze“, Springer-Verlag, 2011.

²⁹ W. Nohl: „Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes durch mastenartige Eingriffe“, Im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Raumordnung und Landwirtschaft des Landes Nordrhein-Westfalen, Kirchheim 1993.

³⁰ H.-P. Neitzke et al.: „Bestimmung und Vergleich der von Erdkabeln und Hochspannungsfreileitungen verursachten Expositionen gegenüber niederfrequenten elektrischen und magnetischen Feldern“, Ergebnisbericht im Auftrag des Bundesamtes für Strahlenschutz, 2010.

³¹ L. Hofmann et al.: „Ökologische Auswirkungen von 380-kV-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen“, Studie im Auftrag des BMU, 2012.

³² DIN EN 50182:2001 „Leiter für Freileitungen – Leiter aus konzentrisch verseilten runden Drähten“.

Hochspannungsdrehstromübertragung mittels Freileitung 380 kV.

keit 0,6m/s senkrecht zum Leiter und 900 W/m² Globalstrahlung).³³ Günstige Wetterverhältnisse (z. B. erhöhter Wind, niedrige Umgebungstemperatur) verbessern die Abfuhr der Stromwärmeverluste im Leiter und erlauben somit einen Betrieb oberhalb des Nennstroms. Eine gezielte Ausnutzung dieses Effektes kann durch den sogenannten witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb (auch Freileitungsmonitoring genannt) erreicht werden und setzt die Kenntnis der aktuellen Wetterverhältnisse voraus (siehe Kapitel 4.1.2.3 Betriebsführungsoption für Drehstromfreileitungen: witterungsabhängiger Betrieb).

Neben der thermischen Belastungsgrenze konventioneller Leiter ist zusätzlich die Stabilitätsgrenze, hervorgerufen durch den Spannungswinkel entlang der Leitung, zu beachten. Dieser begrenzt insbesondere mit zunehmender Übertragungsstrecke die zulässige Übertragungskapazität.³⁴

Blindleistung.

Für ein System mit Standard-Viererbündel (4x264-AL1/34-ST1A) im 380-kV-Netz beträgt der Blindleistungsbedarf bei einer maximalen Belastung (2.700 A im Viererbündel) etwa 4,9 Mvar/km induktiv, während das System im unbelasteten Zustand eine kapazitive Ladeleistung von 0,6 Mvar/km aufweist.³⁵

Für einen Stromkreis mit Viererbündeln aus Leiterseilen deutlich größeren Querschnitts (4x562-AL1/49-ST1A) beträgt der Blindleistungsbedarf bei einer Belastung mit 2.700 A 4,0 Mvar/km. Er erhöht sich bei maximaler Belastung mit 4.160 A (1.040 A Nennstrom je Leiterseil) auf 10,7 Mvar/km. Die kapazitive Ladeleistung im unbelasteten Zustand beträgt ca. 0,8 Mvar/km.³⁶

Integration in bestehendes Stromnetz / Auswirkungen auf Netzsicherheit.

Neue Freileitungssysteme lassen sich problemlos in die bestehende Netzinfrastruktur integrieren, da sie im deutschen Höchstspannungsnetz den aktuellen Standard für die Übertragungstechnologie bilden.

Fehler/Wartung.

Freileitungen zeichnen sich im Allgemeinen durch ihre selbstheilende Isolation aus (Umgebungsluft dient als Isolator zwischen den Leiterseilen bzw. den Leiterseilen und geerdeten Teilen).

Die Nichtverfügbarkeit beträgt für 380-kV-Leitungen durchschnittlich 1,2 Stunden pro Jahr pro 100 km.³⁷ Trotz des hohen Potenzials für Störeinflüsse (z. B. atmosphärische Überspannungen) ist durch die Kurzunterbrechung und automatische Wiedereinschaltung (AWE) eine hohe Verfügbarkeit gegeben. Fehler im Netz können so in der Regel schnell identifiziert und behoben werden. Lichtbogenfehler infolge von Blitzeinschlägen gelten dabei nicht als Versorgungsunterbrechung, sofern sie durch dieses kurzzeitige Ab-

³³ VDE Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN), „VDE-AR-N 4210-5 Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb“, April 2011.

³⁴ DEWI / E.ON Netz / EWI / RWE Transportnetz Strom / VE Transmission: „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“, Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena), Köln 2005.

³⁵ U. Leprich et al.: „Ausbau elektrischer Netze mit Kabel oder Freileitung unter besonderer Berücksichtigung der Einspeisung Erneuerbarer Energien“, Studie im Auftrag des BMU, 2011.

³⁶ A. Schnettler: „Szenarien für eine langfristige Netzentwicklung“, Studie im Auftrag des BMWi, 2012.

³⁷ VDN e.V. beim VDEW Berlin: „VDEW-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik“, VDEW-Verlag, Frankfurt am Main, Jahrgänge 1994 bis 2003.

Hochspannungsdrehstromübertragung mittels Freileitung 380 kV.

schalten der Leitung ohne weitere Reparaturmaßnahmen behoben werden können. Wartungsbedingte Abschaltungen wegen Instandhaltung sind durchschnittlich alle 14 Jahre zu erwarten.³⁸

4.1.1.4 Entwicklungsstand.

Bisheriger Einsatz.

Die HDÜ-Freileitungstechnologie ist die gängige und erprobte Technologie, die in Deutschland seit 1957 im Höchstspannungsnetz Anwendung findet³⁹ und weltweit im Einsatz in Stromübertragungsnetzen an Land ist.

Normung.

Durch die DIN EN 50341 (VDE 0210) „Freileitungen über AC 45 kV“ werden die allgemeinen Anforderungen festgelegt, die bei der Planung und Errichtung neuer Freileitungen erfüllt werden müssen. Die Einhaltung der Norm stellt unter anderem die Personensicherheit und den Betrieb einer Freileitung sicher und berücksichtigt Aspekte wie Umweltfragen und die Instandhaltung einer Freileitung. DIN EN 50182:2001 beschreibt die elektrischen und mechanischen Eigenschaften blanker elektrischer Leiter aus in wechselnden Richtungen konzentrisch verseilten runden Drähten.

Der Betrieb von Freileitungen unterliegt der DIN VDE 0105-100.

4.1.1.5 Sonstiges.

Es existieren zum Teil erhebliche Akzeptanzvorbehalte in der Öffentlichkeit gegenüber neuen Freileitungstrassen.

³⁸ H. Vennegerts et al. (FGH): „Bewertung der Optimierungspotenziale zur Integration der Stromerzeugung aus Windenergie in das Übertragungsnetz“, Wissenschaftliche Studie im Auftrag des BMU, 2007.

³⁹ B. R. Oswald: „380-kV-Salzburgleitung – Auswirkungen der möglichen (Teil)Verkabelung des Abschnittes Tauern – Salzach neu“, Gutachten im Auftrag von Energie-Control GmbH, Wien 2007.

Varianten/Optionen für Drehstromfreileitungen.

4.1.2 Varianten/Optionen für Drehstromfreileitungen.

4.1.2.1 Hochtemperaturleiter.

Durch den Austausch klassischer Leiterseile der HDÜ-Technik mit Hochtemperaturleitern kann die mögliche thermische Strombelastbarkeit bei vergleichbarem Leiterquerschnitt um das bis zu 1,9-Fache⁴⁰ gesteigert werden.

Bei den HT-Leitern (high-temperature) wird zwischen den TAL-Leitern mit einer maximal zulässigen Leitertemperatur bis ca. 150 °C und HTLS-Leitern (high-temperature-low-sag) mit einer Leitertemperatur bis ca. 210 °C unterschieden.⁴⁰ TAL-Leiter besitzen wie klassische Leiterseile einen Stahlkern und weisen bei erhöhter Betriebstemperatur im Vergleich zu den HTLS-Leitern einen größeren Durchhang auf. Beim Einsatz der TAL-Leiter sind ggf. entsprechende Masterhöhungen erforderlich, sofern der minimal zulässige Bodenabstand unterschritten wird. Bei HTLS-Leitern ist es durch den Einsatz neuartiger Kernmaterialien mit verringerter thermischer Ausdehnung⁴¹ möglich, trotz höherer Betriebstemperaturen den Durchhang des Leiters zu reduzieren und bestehende Trassen ohne Masterhöhungen mit Hochtemperaturleitern zu beseilen.

Es sind verschiedene Technologien für Hochtemperaturleiter mit zum Teil sehr unterschiedlichen Betriebserfahrungen verfügbar, zum Beispiel:

- ACCR – Aluminum Conductor Composite Reinforced
- ACCC – Aluminum Conductor Composite Core
- ACSS – Aluminum Conductor Steel Supported
- TACSR – Thermal Resistant Aluminum Alloy Conductor Steel Reinforced
- TACIR – Thermal Resistant Aluminum Alloy Conductor Invar Reinforced
- GTASR – Gap Type Heat Resistant Aluminum Alloy Conductor Steel Reinforced

Sie werden zum Teil nur von einzelnen Herstellern angeboten. Bei den Hochtemperaturleiterseilen handelt es sich um eine Technologie zur Ertüchtigung bestehender Freileitungstrassen, die bisher im Höchstspannungsnetz in Deutschland nur vereinzelt eingesetzt wird. Daher werden im Folgenden exemplarisch zwei Leiter der Kategorie HTLS vorgestellt, zu denen umfassende Informationen auf Grundlage entsprechender Betriebserfahrung vorliegen.

Der ACCR-Leiter unterscheidet sich lediglich im Aufbau des Kerns von konventionellen Freileitungsleitern aus Aluminium mit Stahlkern (ACSR – Aluminum Conductor Steel Reinforced). Als Kernmaterial wird ein Aluminiumoxidfaser-Metallmatrix-Verbundwerkstoff eingesetzt, während der Aluminiummantel aus temperaturbeständigem Aluminium (ZTAL-Leiterdrähten) besteht. Dies ermöglicht eine Erhöhung der maximal zulässigen Dauerbetriebstemperatur von 80 °C auf 210 °C.⁴²

⁴⁰ Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE: „Einsatz von Hochtemperaturleitern“, Berlin 2013.

⁴¹ CIGRE: „Considerations relating to the use of high temperature conductors“, Technical Brochure 331, 2007.

⁴² 3M: „Erhöhung der Übertragungskapazität – Hochleistung für zukunftssichere Netze“, ACCR Produktbroschüre, 2013.

Varianten/Optionen für Drehstromfreileitungen.

Beim Leiter des Typs ACCC nimmt ein Komposit-Kern (Polymermatrix aus Karbon-/Glasfaserverbundwerkstoff) die Zugkräfte auf. Aufgrund des kleineren Kerndurchmessers kann bei gleicher Zugfestigkeit ein größerer Aluminiumquerschnitt gegenüber Standard-Freileitungsleitern realisiert werden. Leiter dieses Typs sind durch den Einsatz von weichgeglühten Aluminiumdrähten für eine Dauer-temperaturbeanspruchung von bis zu 180 °C ausgelegt.⁴³

⁴³ CTC Global: „IEC Spec Sheets“, 2012.

Varianten/Optionen für Drehstromfreileitungen.

4.1.2.1.1 Ökonomisch-technische Eigenschaften.

Investitionskosten.

Bei der Netzertüchtigung mittels Hochtemperaturleitern werden die Leiterseile auf bereits vorhandenen Trassen durch Hochtemperaturleiter ersetzt. Daher werden nur die Kosten für die Leiterseile und die Montage, nicht aber die Kosten für Masten, Armaturen, Isolatoren etc. berücksichtigt, da diese weiter verwendet werden können.

Die Investitionskosten für die Leiter betragen beim ACCC-Leiter das 7-fache der Kosten der HDÜ-Technologie. Beim Einsatz von ACCR-Leitern betragen sie zwischen dem 9 und 10-fachen der Kosten für Standard-Aluminium-Stahl-Leiter. Diese Kosten können abhängig vom Nennstrom variieren, die Installationskosten sind jedoch vergleichbar. Durch den komplizierten Vorgang der Leiterverlegung im Falle des GTASR-Leiters verdoppeln sich bei diesem Leitertyp die Installationskosten.⁴⁴

Betriebs- und Wartungskosten.

Hierzu liegen noch keine Erkenntnisse vor.

Übertragungsleistung.

Durch eine Anhebung der zulässigen Dauerbetriebstemperatur von 80 °C auf 150 °C (z. B. Leiterseiltypen ACSS oder TACSR) ist es möglich, bei identischem Querschnitt des Leiters ca. 50 % mehr Strom zu übertragen. Eine weitere Erhöhung auf 210 °C, wie es beim ACCR-Leiter der Fall ist, bewirkt eine Erhöhung um den Faktor 1,9 gegenüber konventionellen Leitern.⁴⁵ Der ACCC-Leiter kann bis zu einer maximalen Dauerbetriebstemperatur von 180 °C eingesetzt werden. Aufgrund des leichteren Kernmaterials kann ein größerer Aluminiumquerschnitt aufgebracht werden, sodass trotz der geringeren Betriebstemperaturen im Vergleich zum ACCR-Leiter annähernd der gleiche Strom bei gleichem Gesamtquerschnitt übertragen werden kann.⁴⁶

Lebensdauer.

Die Lebensdauer für Stahlgittermasten bei regelmäßiger Wartung alle 14 Jahre beträgt 80 Jahre (analog zur konventionellen Freileitungstechnologie). Der Hersteller gibt für den Leitertyp ACCR eine erwartete Lebensdauer von über 40 Jahren an.⁴⁷

Verluste.

Verluste entstehen, neben den spannungsabhängigen Koronaverlusten, durch die Erwärmung des Leiters über dessen Widerstand. Diese Stromwärmeverluste sind quadratisch abhängig vom Strom sowie von der temperaturabhängigen Leitfähigkeit des verwendeten Materials. Da Hochtemperaturleiter typischerweise so ausgelegt werden, dass sie eingesetzt werden, um Freileitungen mit signifikant erhöhten Strömen und Temperaturen betreiben zu können, sind die Verluste im Betrieb deutlich höher als beim Nenn-

⁴⁴ S. C. Nogales et al.: „HTLS and HVDC solutions for overhead lines uprating“, 11th CHLIE Conference, Saragossa 2009.

⁴⁵ Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE: „Einsatz von Hochtemperaturleitern“, Berlin 2013.

⁴⁶ Composite Technology Corporation (CTC): „Development of Stress-Strain Polynomials and Creep Parameters for ACCC/TW Conductors“, 2007.

⁴⁷ 3M: „Vergleich 3M ACCR-Leiteseil und Aluminium/Stahl-Seil“, URL: www.3m.de/accc, Abruf am 02.10.2013.

Varianten/Optionen für Drehstromfreileitungen.

betrieb mit konventionellen Leitern. Bei einer Verdoppelung des Stroms resultiert daraus mindestens eine Vervierfachung der Übertragungsverluste.

Bei einem ACCR-Einzelleiter mit einem typischen Querschnitt (Nennstrom 2.000 A, Querschnitt 587/76) betragen die Stromwärmeverluste im Nennbetrieb mit 2.000 A bei einer Leiterseiltemperatur von 210 °C ca. 325 kW/km. Diese Werte liegen bei vergleichbarem Leiterquerschnitt zwar im Bereich der Verluste konventioneller Aluminium-Stahl-Leiter (562-AL1/49-ST1A), jedoch besitzen diese nur einen Nennstrom von ca. 1.040 A.

4.1.2.1.2 Sozioökologische Eigenschaften.

Flächenbedarf.

Der Flächenbedarf ist identisch mit dem konventioneller HDÜ-Freileitungssysteme.

Sichtbarkeit.

Auch die Sichtbarkeit ist identisch mit der von konventionellen HDÜ-Freileitungssystemen, sofern keine Masterhöhungen erfolgen müssen.

Immissionen.

Die Geräusentwicklung durch Koronaentladung an der Oberfläche des Leiters ist vom elektrischen Feld und von Wasserablagerungen auf der Leiteroberfläche abhängig.⁴⁸ Bei höheren Betriebstemperaturen ist die Verweildauer von Wassertropfen auf der Leiteroberfläche geringer, sodass bei gleichem Leiterdurchmesser die Koronageräusche beim Einsatz von Hochtemperaturleitern in der Höchstspannungsebene eher seltener und geringer ausfallen.⁴⁸

Das vom Leiter ausgehende magnetische Feld ist direkt proportional zum Betriebsstrom. Daher müssen bei einer Erhöhung der Übertragungskapazität durch Stromerhöhung die in der 26. BImSchV aufgeführten Grenzwerte beachtet werden. Dies kann es gegebenenfalls notwendig machen, die Höhe des Stroms im Hochtemperaturleiter zu limitieren. Da das elektrische Feld maßgeblich von der Betriebsspannung abhängt, ist dieses unbeeinflusst vom Leitertyp.⁴⁸

4.1.2.1.3 Systemtechnische Eigenschaften.

Überlastbarkeit.

Eine kurzzeitige thermische Überlastung der Hochtemperaturleiter bei Lastspitzen oder Netzfehlern ist möglich. Der vom Hersteller angegebene Wert für den ACCC-Leiter liegt bei einer Überschreitung der maximalen Dauerbetriebstemperatur von 180 °C um 20 °C bei maximal 10.000 Betriebsstunden kumulativ.⁴⁹ Der ACCR-Leiter darf bei 240 °C (30 °C oberhalb der maximalen Dauerbetriebstemperatur) im Notfallbetrieb für maximal 1.000 Stunden betrieben werden.⁵⁰

⁴⁸ Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE: „Einsatz von Hochtemperaturleitern“, Berlin 2013.

⁴⁹ CTC Global: „IEC Spec Sheets“, 2012.

⁵⁰ 3M: „ACCR – Technical Summary for Common Constructions and Sizes“, 2011.

Varianten/Optionen für Drehstromfreileitungen.

Grundsätzlich kann die Übertragungskapazität eines Hochtemperaturleiters durch den Einsatz von Freileitungsmonitoring auf die gleiche Weise wie beim konventionellen Aluminium-Stahl-Leiter der HDÜ-Technologie gesteigert werden. Es ist hierbei die jeweilige thermische Grenze der Leitertechnologie zu beachten. Ein Überschreiten der Betriebstemperatur beim ACCR-Leiter von 210 °C oder beim ACCC-Leiter von 180 °C führt zu einer irreversiblen Entfestigung der Materialien, was eine dauerhafte Zunahme des Leiterseildurchhangs zur Folge hat. Zusätzlich muss geprüft werden, ob die restlichen stromführenden Komponenten im Netz für eine weitere Erhöhung des Stroms ausgelegt sind. Des Weiteren darf die Stabilität des gesamten Systems (Spannungswinkel, n-1-Kriterium, Spannungsabfall) durch die gestiegene Übertragungsleistung nicht gefährdet werden.

Blindleistung.

Der Blindleistungsbedarf einer Freileitung mit Leitern des Typs ACCR und ACSS mit einer thermischen Strombelastbarkeit von jeweils rund 2.000 A liegt bei 1,6 Mvar/km, wenn der Stromkreis mit diesem Strom betrieben wird. Aufgrund der höheren Induktivität des ACCC-Leiters liegt bei diesem Leitertyp mit einem Nennstrom von 2.000 A die Blindleistung bei 6,8 Mvar/km. Die kapazitiven Ladeleistungen der Leitertechnologien liegen rechnerisch bei ca. 0,9 bis 1,2 Mvar/km.^{51,52,53,54}

Analog zur Hochspannungsdrehstromübertragung muss auch beim Einsatz von Hochtemperaturleitern die Stabilitätsgrenze der Netzregion, bestimmt durch den Spannungswinkel, beachtet werden. Dieser begrenzt die zulässige Übertragungskapazität, sofern kein entsprechender Leitungszubau erfolgt.⁵⁵

Integration in bestehendes Stromnetz / Auswirkungen auf Netzsicherheit.

Bei den Hochtemperaturleiterseilen handelt es sich um Komponenten, die einzeln keinen Einfluss auf die Netzsicherheit des europäischen Übertragungsnetzes haben. Es ist jedoch sicherzustellen, dass vor einem breiten Einsatz belastbare Aussagen über die Langzeitstabilität vorliegen.

Beim Einsatz von Hochtemperaturleitern mit vergleichbarem Durchmesser und Gewicht kann eine Steigerung der Übertragungskapazität auf bestehenden HDÜ-Trassen durch einen technisch einfachen Leitertausch erfolgen. Hochtemperaturleiter mit geringem Durchhang (ACCR, ACCC, TACIR) können ohne eine Masterhöhung ausgetauscht werden und halten bei erhöhten Temperaturen weiterhin den notwendigen Mindestabstand zum Boden ein.

Wegen der Erhöhung des Stroms muss eine Prüfung sowohl der Systemstabilität als auch der Temperaturbelastbarkeit der verwendeten Komponenten im System, wie zum Beispiel der Armaturen, erfolgen. Daraus kann gegebenenfalls die Notwendigkeit eines Komponentenaustauschs resultieren.⁵⁶

⁵¹ Data sheet ACCC Warsaw, Lamifil, 2010.

⁵² 3M: „Composite Conductor Specification 680-T19“, 2013.

⁵³ CTC Global: „IEC Spec Sheets“, 2012.

⁵⁴ 3M: „ACCR – Technical Summary for Common Constructions and Sizes“, 2011.

⁵⁵ DEWI / E.ON Netz / EWI / RWE Transportnetz Strom / VE Transmission: „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“, Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena), Köln 2005.

⁵⁶ VDE-Positionspapier: „Übertragung elektrischer Energie“, ETG im VDE, 2010.

Varianten/Optionen für Drehstromfreileitungen.

Stromführende und schaltende Komponenten sowie die Parametrierung der Leit- und Schutztechnik sind an die erhöhte Strombelastung anzupassen, bevor Hochtemperaturleiterseile eingesetzt werden können.

Fehler/Wartung.

Nachweise über das elektrische und mechanische Langzeitverhalten und die Robustheit sind bislang noch nicht erbracht. Instandhaltungsstrategien für Standardleiter können nicht vorbehaltlos übernommen werden, da ein beschleunigtes Alterungsverhalten der Komponenten (insbesondere an Armaturen sowie an Isolatoren) unter erhöhter Temperaturbelastung nicht auszuschließen ist.⁵⁷

4.1.2.1.4 Entwicklungsstand.

Bisheriger Einsatz.

Hochtemperaturleiterseile werden im deutschen Höchstspannungsnetz bisher nur vereinzelt verwendet und die Betriebserfahrung mit ACCR-Leitern ist in Westeuropa verglichen mit konventionellen Freileitungssystemen gering.

In Europa werden ACCR-Leiter kommerziell in Frankreich und bei National Grid England in Stromkreislängen größer als 15 km eingesetzt.⁵⁸ Im Rahmen von Pilotprojekten sind ACCR auch in Deutschland im Einsatz (5 Abschnitte, insgesamt über 20 km installierte Gesamt-Leiterlänge⁵⁹).⁶⁰ In der Höchstspannungsebene sind einige wenige Projekte, wie zum Beispiel von RTE in Frankreich (2010) oder der Amprion GmbH in Deutschland von Hanekenfähr nach Gersteinwerk (2009), realisiert.⁶⁰

Seit 2001 ist der ACCR-Leiter mittlerweile in 16 Ländern mit einer Gesamt-Leiterlänge⁵⁹ von ca. 4.000 km, vorwiegend in der Hochspannungsebene (110 kV), im Einsatz.⁵⁸ In aktuell 80 Projekten wird ACCR verwendet.⁶⁰

Der ACCC-Leiter ist in über 260 Projekten weltweit in der Hoch- und Höchstspannungsebene auf einer Gesamt-Leiterlänge⁵⁹ von mehr als 22.000 km im Einsatz. In Polen sind bereits ca. 700 km des ACCC-Leiters im Hochspannungsnetz in Betrieb⁶¹; zudem bestehen Installationen in anderen europäischen Ländern, wie zum Beispiel in Portugal und England.⁶²

Normung.

Geltende Normen für Freileitungen und deren Komponenten sind für den Einsatz von Hochtemperaturleitern anzupassen. Der technische Hinweis des FNN zu Hochtemperaturleitern⁵⁷ bietet einen ersten Verweis auf die möglichen Anpassungen gängiger Normen. Pilotprojekte in Deutschland zielen derzeit auf die Konkretisierung dieser Normänderungen ab.

⁵⁷ Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE: „Einsatz von Hochtemperaturleitern“, Berlin 2013.

⁵⁸ Aussage 3M Deutschland GmbH.

⁵⁹ Zur Gesamt-Leiterlänge werden alle Seile eines Leiterseilbündels für jede Phase eines Stromkreises summiert; der Wert ist somit deutlich größer als die installierte Stromkreislänge.

⁶⁰ 3M: „ACCR Commercial Installations“, Januar 2013.

⁶¹ CTC Global: „ACCC Conductor News, June 2013“.

⁶² CTC Global: „ACCC Conductor News, March 2013“.

Varianten/Optionen für Drehstromfreileitungen.

4.1.2.1.5 Sonstiges.

Für diese Technologie nicht relevant.

4.1.2.2 Drehstromfreileitungen mit Bemessungsspannungen über 380 kV.

Die Systemspannung in Deutschland bzw. dem ENTSO-E-Gebiet beträgt 380 bzw. 220 kV; weltweit sind deutlich höhere Betriebsspannungen im Einsatz, um hohe Leistungen über längere Strecken zu übertragen (500 kV, 800 kV, 1.000 kV). So werden beispielsweise in Kanada, den USA, Brasilien, Russland, Südafrika und Indien Freileitungen mit Spannungen bis zu 800 kV (engl. Ultra High Voltage – UHV) betrieben.⁶³ In China sind Übertragungsstrecken mit 1.000 kV in Betrieb; in Indien sind UHV-Übertragungssysteme in der Planung. Zudem werden verschiedene Forschungs- und Testanlagen für Übertragungsspannungen von 1.000 bis 1.200 kV betrieben.^{64,65}

Vor einer Entscheidung zum Bau und Betrieb neuer UHV-Systemspannungen sind umfangreiche Analysen und Berechnungen durchzuführen, die sowohl die technisch-wirtschaftliche Machbarkeit und die Systemintegration (z. B. Stabilität) als auch die Umweltauswirkungen (insbesondere die hohen elektrischen Feldstärken) etc. beinhalten.

Die Gesamtinvestitionskosten in UHV-Drehstromfreileitungen umfassen die Investitionen in Transformatoren und in die Errichtung der Trasse, wobei letztere wesentlich von den regionalen Gegebenheiten abhängig sind.

Typische UHV-Systeme in Kanada, Brasilien und den USA werden mit 765 kV betrieben und sind üblicherweise mit einem Viererbündel und dem Leiterseil Al/St 658/35 ausgestattet. Damit erreicht ein Stromkreis eine Übertragungsleistung von 5.690 MVA. Die natürliche Leistung liegt mit 2.170 MVA bei über dem Dreifachen einer Standard-380-kV-Freileitung.⁶³

Für eine 1.000-kV-Leitung mit 6.800 MW Übertragungskapazität werden in aktuellen Projekten Investitionskosten von ca. 3,7 Mio. €/km veranschlagt (z. B. China, 8er-Bündel, thermischer Grenzstrom 4 kA).^{66,67,68,69,70} Bei einem solchen System liegt die natürliche Leistung bei 4.080 MW.⁷¹

Eine 500-kV-Leitung mit einem Stromkreis benötigt eine Trassenbreite von etwa 60 bis 70 m, wohingegen für Leitungen mit Nennspannungen bis 800 kV eine Trassenbreite von überwiegend 80 bis 120 m zu veranschlagen ist.^{63,64} Im asiatischen Raum wird für 765-kV-Leitungen eine Trassenbreite von ca. 64 m, für eine in Indien geplante 1.200-kV-Leitung von ca. 100 m angegeben.⁷² Zusätzlich sind entsprechend breite

⁶³ F. Kießling: „Freileitungen – Planung, Berechnung, Ausführung“, Springer-Verlag, 2001.

⁶⁴ R. Lings: „Overview of Transmission Lines Above 700 kV“, IEEE PES, 2005.

⁶⁵ T. J. Hammons: „State of the Art in Ultrahigh-Voltage Transmission“, IEEE, 2012.

⁶⁶ The Lantau Group: „China´s UHV Highway Revisited“, April 2013.

⁶⁷ Yuanta: „Greater China: Energy“, Industry Update, 02.11.2011.

⁶⁸ Wechselkurs: 8,20 CNY = 1 €.

⁶⁹ D. Huang et al.: „Ultra High Voltage Transmission in China“, Proceedings of the IEEE (Volume 97, Issue 3), 2009.

⁷⁰ Z. Liang et al.: „Design of UHV AC transmission line in China“, Euro. Trans. Electr. Power, Vol.22, pp. 4–16, 2012.

⁷¹ H. Huang et al.: „UHV 1200 kV AC Transmission“, Siemens PTB, GRIDTECH 2007.

⁷² L. R. Jänicke et al.: „UHV AC Entwicklung über 1100 kV“, Siemens Energy Sector, Hannover Messe – Life Needs Power, 2008.

Varianten/Optionen für Drehstromfreileitungen.

Schutzstreifen zu berücksichtigen, innerhalb derer nur eine eingeschränkte bauliche und landwirtschaftliche Nutzung erfolgen kann.

4.1.2.3 Betriebsführungsoption für Drehstromfreileitungen: witterungsabhängiger Betrieb.

Der witterungsabhängige Betrieb von Freileitungen, häufig als Freileitungsmonitoring (FLM) bezeichnet, stellt eine Betriebsführungsoption dar, um die bestehenden Übertragungskapazitäten klassischer Drehstromfreileitungen effizienter nutzen zu können.

Die Übertragungskapazität von Freileitungssystemen wird im Wesentlichen durch deren thermische Belastbarkeit begrenzt. Ausschlaggebend sind die Leitertemperaturen, die eine wesentliche Rahmenbedingung der Betriebsführung darstellen. Die durch Wärme verursachte Materialausdehnung bestimmt den Durchhang der Leiter und folglich deren Abstand zur Erdoberfläche oder bestehenden Hindernissen. Der sichere Betrieb erfordert hierbei die Einhaltung gesetzlich geregelter Mindestabstände, die unter Berücksichtigung der maximalen Leitertemperatur (sowie besonderer Wetterbedingungen wie Wind- oder Eislasten) zwingend einzuhalten sind.⁷³ Die auslegungsrelevante Maximaltemperatur der Leiter und die damit einhergehende Dauerstrombelastbarkeit sind in Normen geregelt.⁷⁴ Grundlage hierfür bilden die materialspezifischen Stromwärmeverluste des Leiterseils sowie die meteorologischen Umgebungsbedingungen wie Sonneneinstrahlung, Windgeschwindigkeit und Lufttemperatur.

Die maximale Dauerbetriebstemperatur typischer konventioneller Freileitungsleiterseile ist auf 80 °C festgelegt und damit auslegungsrelevant bei der Berechnung der Strombelastbarkeit und des maximalen Durchhangs.⁷⁴ Um die Einhaltung des Temperaturgrenzwerts bei jeglichen Witterungsverhältnissen zu gewährleisten, wird die Dauerstrombelastbarkeit konservativ in Abhängigkeit von Worst-Case-Szenarien ermittelt. Grundlage hierfür bildet ein heißer, windstiller Sommertag, dessen Witterungsbedingungen häufig von den tatsächlichen Bedingungen abweichen. Die zugrunde liegenden Wetterdaten für diese Auslegung betragen:^{73,75} Umgebungstemperatur 35 °C, Windgeschwindigkeit 0,6 m/s senkrecht zum Leiter, Globalstrahlung 900 W/m².

Mithilfe des FLM können die Übertragungskapazitäten der betrachteten Freileitungen auf Basis realer Witterungsverhältnisse adaptiert werden (Dynamic Rating). Hierfür kommen sowohl direkte als auch indirekte Methoden zur Anwendung.⁷⁶ Zu den direkten Methoden gehören die Temperaturmessung am Leiterseil sowie die Messung der Zugspannung und des Leiterseildurchhangs. Indirekte Verfahren basieren auf der Verwendung von Wetterstationen zur Erfassung von Sonneneinstrahlung, Windgeschwindigkeit, Windrichtung und Umgebungstemperatur.⁷⁷ Mithilfe thermischer Leitermodelle und des bekannten Temperaturgrenzwerts kann die maximale Strombelastbarkeit bestimmt werden.

⁷³ DIN EN 50341 „Freileitungen über AC 45 kV“.

⁷⁴ DIN EN 50182:2001 „Leiter für Freileitungen – Leiter aus konzentrisch verseilten runden Drähten“.

⁷⁵ R. Puffer: „Optimierungspotentiale bei Freileitungen“, Vortrag beim BNetzA Technikdialog, 17.04.2012.

⁷⁶ R. Puffer et al.: „Area-wide dynamic line ratings based on weather measurements“, Beitrag B2-106, CIGRE 2012.

⁷⁷ CIGRE Working Group 12: „Description of state of the art methods to determine thermal rating of lines in real-time and their application in optimising power flow“, CIGRE Session 22, Paper No. 304, 2000.

Varianten/Optionen für Drehstromfreileitungen.

Neben dem „Dynamic Rating“ ist ein Betriebsmodell mit jahreszeitlich angepassten Betriebsparametern möglich. Werden jahreszeitabhängige, statistisch gesicherte Witterungsverhältnisse zugrunde gelegt, lassen sich mit „Temporary Loading“ diese natürlichen Reserven nutzen und saisonal Erhöhungen der Übertragungskapazitäten realisieren.⁷⁸

4.1.2.3.1 Ökonomisch-technische Eigenschaften.

Investitionskosten.

Die Kosten für die Umrüstung klassischer Freileitungen auf eine witterungsabhängige Betriebsführung werden mit 60.000 bis 300.000 €/km (je nach Leitungstyp) beziffert.^{79,80} Hierbei sind Kosten für die bauliche Umrüstung von Komponenten der Leitungs-, Schalt-, Schutz- und Messeinrichtungen zur Anpassung an die höheren Betriebsströme pauschal enthalten.^{81,82} Ebenso sind die Anbindung der Messdaten an die bestehenden Leitsysteme sowie die Integration in die Netzbetriebsführung berücksichtigt.

Die Kosten der notwendigen Komponenten zum Betrieb eines Freileitungsmonitoring-Systems sind abhängig von der Art der Temperaturerfassung (direkt oder indirekt) und werden insbesondere von den verwendeten Messverfahren bestimmt. Es muss daher zwischen den direkten Methoden (lasergestützte Messungen des Durchhangs mittels Lasertrigonometrie, Temperaturmessung am Leiterseil, Wärmebildaufnahmen, Zugkraftmessung des Leiterseils) und den indirekten Methoden (Messung von Wetterdaten und Nutzung von Prognosemodellen) unterschieden werden.^{78,83}

Darüber hinaus sind gegebenenfalls zusätzliche Investitionen zur Kompensation eines erhöhten Blindleistungsbedarfs der Freileitung erforderlich.

Betriebs- und Wartungskosten.

Die Betriebs- und Wartungskosten von Freileitungsmonitoring-Systemen hängen stark von der verwendeten Methode (direkt/indirekt) sowie der verwendeten Messtechnik ab. Die jährlichen Kosten werden in Abhängigkeit von den Komponenten im Bereich von 0,1 bis 2,5 % der Investitionskosten beziffert.⁷⁹

Übertragungsleistung.

Die Strombelastbarkeit eines Freileitungssystems wird durch die maximale Leiterseiltemperatur sowie die bestehenden Witterungsverhältnisse (Umgebungstemperatur, Wind, Globalstrahlung) bestimmt. Die durch Freileitungsmonitoring mögliche dynamische Anpassung der Übertragungskapazität ist insbesondere in Situationen mit hohen Windgeschwindigkeiten relevant. Vor allem regionale Besonderheiten, wie beispielsweise ein hohes Aufkommen von Windkraftanlagen und die damit verbundene hohe Einspeiseleistung bei gleichzeitig starker windbedingter Kühlung der Freileitungsseile, begünstigen den Einsatz

⁷⁸ H. Vennegeerts et al. (FGH): „Bewertung der Optimierungspotenziale zur Integration der Stromerzeugung aus Windenergie in das Übertragungsnetz“, Wissenschaftliche Studie im Auftrag des BMU, 2007.

⁷⁹ dena Netzstudie II: „Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015–2020 mit Ausblick auf 2025“, Tabelle 13-5, November 2010.

⁸⁰ TenneT TSO B.V.: „Freileitungsmonitoring – Optimale Kapazitätsauslastung“, Broschüre, September 2013.

⁸¹ M. Schmale: „Freileitungs-Monitoring: Witterungsabhängige Belastbarkeit von Freileitungen“, 2011.

⁸² R. Puffer et al.: „Area-wide dynamic line ratings based on weather measurements“, Beitrag B2-106, CIGRE 2012.

⁸³ CIGRE: „Thermal behaviour of overhead conductors“, CIGRE 22-12 (Ref. No. 207), August 2002.

Varianten/Optionen für Drehstromfreileitungen.

von FLM. Aus diesem Grund können insbesondere in Norddeutschland hohe Potenziale identifiziert werden.

Die Potenziale zur Kapazitätssteigerung werden bei Starkwind⁸⁴ für Norddeutschland exemplarisch mit bis zu ca. 30%, für Süddeutschland mit bis zu ca. 15% beziffert.⁸⁵ Eine genaue Bestimmung in Abhängigkeit von den meteorologischen Bedingungen ist für jede Freileitung spezifisch durchzuführen.⁸¹

Lebensdauer.

Aktuell sind keine ausreichenden Erfahrungswerte verfügbar, welche die Auswirkungen von Freileitungsmonitoring und die damit verbundene höhere Belastung der Betriebsmittel im Hinblick auf deren Lebensdauer bzw. deren vorzeitige Alterung betreffen.⁸⁶

Eine übermäßige Beanspruchung des Leiterseils ist in jedem Fall zu vermeiden. Unzulässig hohe Temperaturen können ein Austropfen des Korrosionsschutzmaterials bewirken.⁸⁷ Hierdurch kann der Alterungsprozess beschleunigt und ein vorzeitiger Austausch der Leiterseile erforderlich werden.

Verluste.

Die Übertragungsverluste von Freileitungen werden maßgeblich durch deren Betriebsstrom determiniert (quadratische Abhängigkeit). Durch den Einsatz von FLM führen die tendenziell höheren Betriebsströme demzufolge ebenfalls zu höheren Verlusten.

4.1.2.3.2 Sozioökologische Eigenschaften.

Flächenbedarf.

Es werden bestehende Freileitungen modifiziert, die Abmessungen der Freileitungstrasse werden dabei nicht verändert.

Sichtbarkeit.

Aufgrund der kompakten Bauweise der notwendigen Messtechnik ist die Sichtbarkeit dynamisch betriebener Freileitungen mit der von konventionellen Freileitungssystemen vergleichbar.

Immissionen.

Höhere Betriebsstromstärken resultieren in höheren magnetischen Feldstärken entlang der Freileitungstrasse. Die Einhaltung der vorgeschriebenen Grenzwerte entsprechend der 26. BImSchV⁸⁸ ist jedoch auch unter Einsatz des FLM bindend.

⁸⁴ Bezeichnet Windgeschwindigkeiten, die zu einer Windeinspeisung >80% der installierten Windleistung führen. Analog werden die Begriffe „Mittel-“ und „Schwachwind“ definiert (dena Netzstudie II).

⁸⁵ dena Netzstudie II, „Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015–2020 mit Ausblick auf 2025“, November 2010.

⁸⁶ R. Puffer: „Netzoptimierung durch witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb“, Vortrag beim Kongress Erneuerbare ins Netz, 06.05.2010.

⁸⁷ M. Muhr, S. Jauffer: „Alterung von Freileitungen“, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Technische Universität Graz, 2006.

⁸⁸ 26. BImSchV, August 2013.

Varianten/Optionen für Drehstromfreileitungen.

4.1.2.3.3 Systemtechnische Eigenschaften.

Überlastbarkeit.

Die Überlastung von Freileitungssystemen im konventionellen sowie im FLM-Betrieb ist durch eine sichere Betriebsführung zu verhindern. Das dem Freileitungsmonitoring zugrunde liegende Prinzip, das heißt die Nutzung von witterungsbedingten Einflüssen zur Kapazitätssteigerung, führt jedoch allgemein zur Verringerung von Betriebsreserven.

Das Freileitungsmonitoring erfordert die Anpassung aller Anlagenkomponenten an den höheren Betriebsstrom. Bei Übertragungsleitungen, die eine Teilverkabelung beinhalten, kann das FLM daher nur bedingt vorteilhaft sein. Die vorhandenen Erdkabelsysteme müssen den höheren Betriebsströmen ebenfalls genügen. Dieses Potenzial hängt maßgeblich von den eingesetzten Kabeltechnologien sowie den bestehenden Wärmeübertragungseigenschaften zwischen Kabelsystem und Erdboden ab.

Blindleistung.

Die durch Freileitungsmonitoring ermöglichte höhere Stromtragfähigkeit hat Einfluss auf den Blindleistungsbedarf der Leitung. Die gesteigerte Betriebsstromstärke geht einher mit einem erhöhten Blindleistungsbedarf, der gegebenenfalls den Einsatz zusätzlicher Blindleistungskompensationsanlagen erforderlich macht.

Integration in bestehendes Stromnetz / Auswirkungen auf Netzsicherheit.

Die Integration des Freileitungsmonitorings in die bestehenden Netzstrukturen ist die zentrale Herausforderung bei der Umsetzung dieser Technologie.

Zur Ertüchtigung von Übertragungsstrecken für den betrieblichen Einsatz des Freileitungsmonitorings ist eine umfangreiche Begutachtung erforderlich. Diese beinhaltet die Prüfung sämtlicher Komponenten wie Schalter, Klemmen, Verbinder und Schutzeinrichtungen auf die Belastbarkeit mit einer höheren Betriebsstromstärke.⁷⁰ Die Anlagenkomponente mit der geringsten möglichen Betriebsstromstärke begrenzt hierbei den maximal zulässigen Betriebsstrom des Gesamtsystems. Die erfassten Wettermessdaten und die Zustandsinformationen zum Leiterseil müssen den Leitsystemen zur Verfügung gestellt werden.

Bei der Potenzialanalyse sowie der Auslegung (insbesondere bei den indirekten Verfahren) des Monitoringsystems spielt die Identifikation von Hotspots innerhalb der Freileitungstrasse eine wichtige Rolle.⁸⁹ So sind häufig die gegenüber dem Wind abgeschatteten Freileitungsabschnitte potenziell kritisch und limitieren die Möglichkeit zur Erhöhung der Übertragungskapazität der Leitung mithilfe von Freileitungsmonitoring.⁹⁰

Für den Einsatz von FLM ist zudem eine Überprüfung der Systemstabilität, insbesondere bezüglich der Spannungsstabilität, notwendig, um die Auswirkungen von FLM auf das Gesamtsystem zu berücksichtigen.

⁸⁹ R. Puffer et al.: „Area-wide dynamic line ratings based on weather measurements“, Beitrag B2-106, CIGRE 2012.

⁹⁰ Bei gleichem Anströmwinkel des Windes und identischen meteorologischen Bedingungen.

Varianten/Optionen für Drehstromfreileitungen.

Fehler/Wartung.

Durch den Einsatz von Freileitungsmonitoring werden vorhandene Betriebsreserven tendenziell reduziert. Gleichzeitig verbessert jedoch die zusätzliche Sensorik die Abbildung des Netzzustands und somit auch die Identifikation geeigneter Betriebsführungsmaßnahmen.

Bei plötzlichen Störungen im Monitoringsystem kann stets auf die konventionelle Betriebsstrategie umgestellt werden. Dies führt je nach Wetterlage zu einer geringeren Übertragungsfähigkeit der betreffenden Freileitung, stellt aber dennoch einen sicheren Systemzustand her.

Im Vergleich zur Betriebsführung konventioneller Freileitungen erfordert das Freileitungsmonitoring zusätzlich die Wartung der eingesetzten Messtechnik. So kann gegebenenfalls eine regelmäßige Kalibrierung wie auch der Austausch von Messtechnik erforderlich werden.

4.1.2.3.4 Entwicklungsstand.

Bisheriger Einsatz.

Das FLM wird vereinzelt an Höchstspannungsfreileitungen in Deutschland eingesetzt. Der Übertragungsnetzbetreiber TenneT TSO setzt auf mehr als 900 km Höchstspannungsleitungen ein wettergeführtes FLM ein (Stand: November 2011).⁹¹

Normung.

Abweichend von den Worst-Case-Abschätzungen des konventionellen Freileitungsbetriebs erlaubt das Freileitungsmonitoring eine höhere Auslastung der Betriebsmittel in Abhängigkeit von den tatsächlichen meteorologischen Umweltbedingungen. Dazu wurde im Jahr 2011 vom Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN), die Anwendungsregel VDE-AR-N 4210-5 zum witterungsabhängigen Betrieb von Freileitungen veröffentlicht.⁹² Diese Anwendungsregel beschreibt die durch witterungsbedingte Einflüsse mögliche Steigerung der Übertragungsleistung von Freileitungen für Wechselspannungen über 45 kV gegenüber den in DIN EN 50182 genannten Standardbedingungen.

4.1.2.3.5 Sonstiges.

Für diese Technologie nicht relevant.

4.1.2.4 Option zur Führung von Freileitungen: Kompaktmasten.

Durch raumoptimierte Freileitungskonzepte können Trassen effizienter genutzt werden. Die Raumwirkung kann durch eine Reduktion der Masthöhe, durch eine schmalere Trassenbreite sowie durch die jeweilige Mastform positiv beeinflusst werden. Diesem Konzept der Raumoptimierung tragen Kompaktmasten durch eine im Vergleich zu der konventionellen Freileitungsausführung mit Stahlgittermasten veränderte Bauform und Leiteranordnung Rechnung.

⁹¹ TenneT TSO B.V.: „Freileitungsmonitoring – Optimale Kapazitätsauslastung von Freileitungen bei TenneT TSO“, http://www.tennetso.de/site/binaries/content/assets/press/information/de/100552_ten_husum_freileitung_du.pdf, Abruf am 25.07.2013.

⁹² VDE Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN): „VDE-AR-N 4210-5 Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb“, April 2011.

Varianten/Optionen für Drehstromfreileitungen.

Kompaktmasten sind meist in geschlossener Bauweise, zum Beispiel als Vollwandmasten (Stahl, Schleuderbeton oder Kunststoff) angedacht bzw. ausgeführt.^{93,94} Alternative Bauweisen von Stahlgittermasten sind ebenfalls möglich. Eine Reduktion der Masthöhe, die hauptsächlich vom Durchhang abhängt und überproportional mit der Spannfeldlänge ansteigt, ist beispielsweise durch Zwischenabhängung an separaten Tragseilen möglich, wodurch der Durchhang verringert wird. Andere Lösungen zur Verringerung der Masthöhe basieren auf dem Einsatz von Isoliertraversen anstelle von Stahltraversen.⁹⁵

Eine geringere Trassenbreite lässt sich über isolierte Traversen anstatt der bislang verwendeten Stahltraversen realisieren, da so geringere Abstände zwischen den aus Bündelleitern bestehenden Phasen möglich sind.⁹⁶

Dabei müssen jedoch für jedes Konzept die auslegungsrelevanten Auswirkungen auf Spannungsfestigkeit und Windlastannahmen geprüft und gegebenenfalls weitere Vorkehrungen getroffen werden, um einen sicheren Betrieb zu ermöglichen.⁹⁷

4.1.2.4.1 Ökonomisch-technische Eigenschaften.

Investitionskosten.

In der Höchstspannung verursachen Kompaktmasten generell höhere Kosten als die konventionellen Mastbauweisen. Gründe sind erhöhte Aufwendungen für Material, Konstruktion und Installation sowie die Tatsache, dass Kompaktmasten bislang projektspezifisch gebaut werden und, mangels Erfahrung, weiteren F&E-Bedarf mit sich bringen. Für Stahlvollwandmasten werden die Investitionskosten auf das etwa 1,5- bis 3 Fache gegenüber einem Stahlgittermast beziffert.^{98,93}

Betriebs- und Wartungskosten.

Durch das veränderte Mastdesign wird gegenüber Standard-Stahlgittermasten von geringeren Wartungskosten ausgegangen, es liegen jedoch noch keine Erfahrungswerte vor.⁹⁹

Übertragungsleistung.

Die Übertragungsleistung eines Stromkreises auf einem Kompaktmast unterscheidet sich nicht von der konventionell geführter HDÜ-Freileitungssysteme.

⁹³ Amprion, „110-/380-kV-Höchstspannungsfreileitung Rommerskirchen – Sechtem, Bl. 4215 und Folgemaßnahmen an bestehenden 220- und 110-kV-Freileitungen“, Erläuterungsbericht, 2012.

⁹⁴ J. Friedrich et al., „Vergleichende Bewertung von 380-kV-Leitungen aus Sicht der Belange von Natur und Landschaft – Kompaktmast – Standardmast“, Studie, 2012.

⁹⁵ H. Pohlmann, SAG, „Innovative Freileitungskonzepte – Erhöhung der Übertragungsfähigkeit“, Vortrag beim Technik-Dialog der Bundesnetzagentur, 2012.

⁹⁶ M. Ammann et al.: „Eine neue 400-kV-Leitung mit Kompaktmasten und isolierten Traversen“, CIGRE Wissenschaftliche Veröffentlichung, 1998.

⁹⁷ F. Kießling: „Freileitungen – Planung, Berechnung, Ausführung“, Springer-Verlag, 2001.

⁹⁸ Tennet, „Dutch Grid Operator Extends Use of New Transmission Line Design“, INMR, Ausgabe 99, Vol.21 Nr.1, 2013.

⁹⁹ TenneT: „New high voltage line featuring reduced magnetic field intensity“, Broschüre, 18.05.2005.

Varianten/Optionen für Drehstromfreileitungen.

Lebensdauer.

Bezüglich der Lebensdauer von Stahl- und Betonmasten kann, ähnlich wie bei der HDÜ-Freileitungstechnologie mit konventionellen Masten, von einer Einsatzzeit von mindestens 80 Jahren ausgegangen werden.¹⁰⁰ Zusätzlich wird für Stahlbetonmasten ein Zeitraum von über 50 Jahren ohne Aufwendungen für zusätzliche Instandhaltung erwartet.^{20,101} Die Leiter und Isolatoren werden, ähnlich wie bei den konventionellen Freileitungskonzepten, nach einer Einsatzzeit von etwa 40 Jahren ausgetauscht.

Verluste.

Es sind keine wesentlichen Unterschiede zu konventionellen HDÜ-Freileitungen zu erwarten.

4.1.2.4.2 Sozioökologische Eigenschaften.

Flächenbedarf.

Mit den Kompaktmasten kann bei gleicher Übertragungsleistung im Vergleich zu einer konventionellen HDÜ-Freileitung eine um bis zu 50 % schmalere Trassenbreite durch engere Leitungsführung und geringere Schutzstreifen erreicht werden.¹⁰²

Sichtbarkeit.

Eine geringere Masthöhe oder eine schmalere Trassenführung können die Raumwirkung positiv beeinflussen.

Immissionen.

Die kompakte Leiteranordnung resultiert in einer Reduktion der elektrischen Feldstärke und der magnetischen Flussdichte am Boden wegen der geringeren Feldausbreitung durch verstärkte Kompensationseffekte zwischen den Leitern.^{103,104,109}

Wenn durch die kompakte Bauweise die Phasenabstände reduziert werden, erhöhen sich somit auch die Randfeldstärken an den Leiteroberflächen. Da diese maßgeblich für die witterungsbedingten Koronaschallemissionen sind, können in diesem Fall erhöhte Koronaschallimmissionen auftreten.

4.1.2.4.3 Systemtechnische Eigenschaften.

Überlastbarkeit.

Es sind aus systemtechnischer Sicht keine wesentlichen Unterschiede zu konventionellen Drehstromfreileitungen zu erwarten.

¹⁰⁰ Herstellerangabe Eurocoles

¹⁰¹ B.R. Oswald, L. Hofmann, „Wirtschaftlichkeitsvergleich unterschiedlicher Übertragungstechniken im Höchstspannungsnetz anhand der 380-kV-Leitung Wahle-Mecklar“, Studie im Auftrag der transpower-stromübertragungs-GmbH (Bayreuth), März 2010.

¹⁰² J. Friedrich et al., „Vergleichende Bewertung von 380-kV-Leitungen aus Sicht der Belange von Natur und Landschaft – Kompaktmast – Standardmast“, Studie, 2012.

¹⁰³ D. Tsanakas et al., „Compact and optimum phase conductor arrangement for the reduction of electric and magnetic fields of overhead lines“, CIGRE Wissenschaftliche Veröffentlichung, 2000.

¹⁰⁴ R. Bräunlich, FKH Schweiz, „Magnetischen und elektrischen Felder und Koronaschallemissionen einer Kompaktfreileitung, Vergleich mit einem Donaumastbild“, Studie im Auftrag der Eurocoles GmbH, 2013.

Varianten/Optionen für Drehstromfreileitungen.

Blindleistung.

Die elektrischen Parameter von Trassen in Kompaktbauweise bewirken wegen der modifizierten Leiteranordnung einen gegenüber konventionellen Freileitungssystemen veränderten Blindleistungsbedarf (je nach konkreter Ausführungsform der Kompakt-Freileitung und des Betriebspunktes).

Integration in bestehendes Stromnetz / Auswirkungen auf Netzsicherheit.

Aus systemtechnischer Sicht ergeben sich keine wesentlichen Unterschiede des Leitungsverhaltens im Vergleich zu den im europäischen Verbundnetz bestehenden Drehstromfreileitungen. Daher ist die Integrierbarkeit in das bestehende Netz als unbedenklich einzustufen. Es verändern sich jedoch elektrische Parameter der Freileitung (z. B. Impedanz). Dies muss bei der Berechnung der Leistungsflüsse im Verbundnetz berücksichtigt werden.

Fehler/Wartung.

Zum Fehlerverhalten von Kompakt-Freileitungssystemen liegen keine Informationen vor.

Durch das kompakte Design kann unter Umständen bei Wartungsarbeiten das Freischalten mehrerer (gegebenenfalls sogar aller) Stromkreise notwendig sein. Dies muss aus betrieblicher und versorgungstechnischer Sicht möglich sein.¹⁰⁵

4.1.2.4.4 Entwicklungsstand.

Bisheriger Einsatz.

In Deutschland kann bislang nicht auf Erfahrungen mit kompakten Mast-/Leitungsbauweisen in der Höchstspannungsebene zurückgegriffen werden. Anstrengungen bei Forschung und Entwicklung werden daher in Deutschland vorangetrieben. Wichtige Forschungsfragen beschäftigen sich mit der Materialkomposition und der Isolationskoordination mit besonderem Augenmerk auf Zugkraft und Feldbeanspruchung.⁹⁶ Der Einsatz von 110-kV-Stahlvollwandmasten und Schleuderbetonmasten hingegen ist in Deutschland seit einigen Jahrzehnten erprobt.¹⁰⁶

International konnten erste praktische Erfahrungen mit Kompaktmasten in höheren Spannungsebenen gesammelt werden. Beispielsweise ist in China seit 1999 ein 500-kV-Freileitungsabschnitt mit Kompaktmasten in Betrieb.¹⁰⁷ Im europäischen Übertragungsnetz werden raumoptimierte Leitungen bereits in kompletten Leitungsabschnitten unter anderem in Italien, Frankreich, Dänemark, Finnland, der Schweiz und den Niederlanden eingesetzt. Im Bereich der 110-kV-Systeme sind kompakte Mastsysteme schon seit Jahrzehnten in Deutschland im Einsatz.^{108,109}

Normung.

¹⁰⁵ Amprion: „110-/380-kV-Höchstspannungsfreileitung Rommerskirchen – Sechtem, Bl. 4215 und Folgemaßnahmen an bestehenden 220- und 110-kV-Freileitungen“, Erläuterungsbericht, 2012.

¹⁰⁶ F. Kießling: „Freileitungen – Planung, Berechnung, Ausführung“, Springer-Verlag, 2001.

¹⁰⁷ X. Gong et al., North China Electric Power Research Institute: „Tests on the first 500 kV compact transmission line in China“, Proceedings of IEEE International Conference on Power System Technology, 2000.

¹⁰⁸ J. B. G. F. da Silva et al.: „Innovative Solutions For Overhead Line Supports“, CIGRE Broschüre 416, 2010.

¹⁰⁹ TenneT: „New high voltage line featuring reduced magnetic field intensity“, Broschüre, 18.05.2005.

Varianten/Optionen für Drehstromfreileitungen.

Durch die DIN EN 50341 werden die allgemeinen Anforderungen in Deutschland festgelegt. Diese werden bei Kompakt-Freileitungssystemen, die nach DIN EN 50341 konzipiert werden, grundsätzlich erfüllt. Beim Einsatz von Isoliertraversen muss eine normkonforme Befestigungsform gewährleistet sein.¹¹⁰

¹¹⁰ Amprion, „110-/380-kV-Höchstspannungsfreileitung Rommerskirchen – Sechtem, Bl. 4215 und Folgemaßnahmen an bestehenden 220- und 110-kV-Freileitungen“, Erläuterungsbericht, 2012.

Hochspannungsdrehstromübertragung mittels Erdkabel 380 kV.

Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass in Deutschland zum Beispiel keine permanente, statisch bedingte Abspannung der Masten nach Norm zugelassen sind und damit einzelne im Ausland eingesetzte Konzepte nicht direkt übertragbar sind.¹¹¹

4.1.2.4.5 Sonstiges.

Für diese Technologie nicht relevant.

4.1.3 Hochspannungsdrehstromübertragung mittels Erdkabel 380 kV.

In der Höchstspannungsebene können neben Freileitungssystemen auch erdverlegte Kabel als Übertragungstechnologie eingesetzt werden. Hierzu stehen prinzipiell verschiedene Kabeltypen mit unterschiedlichen Isolierwerkstoffen zur Verfügung. Der Fokus dieser Betrachtung liegt auf modernen Kabeln mit einer Isolierung aus vernetztem Polyethylen (VPE), die sich gegenüber Öl-Papier-isolierten Kabeln unter anderem aus Umweltschutzgründen durchgesetzt haben.^{112,113}

Erdkabel werden dabei in einer Tiefe von ca. 1,50 m verlegt. Die Bodenverhältnisse, in denen die Kabel verlegt werden, sind maßgeblich für die Ableitung der thermischen Verluste des Kabels und müssen bei der Auslegung des Kabelsystems individuell berücksichtigt werden, um eine unzulässig hohe Erwärmung (und damit eine irreversible Beschädigung) des Kabels und eine Austrocknung des Bodens, zu vermeiden.¹¹³ Die maximal zulässige Dauertemperatur an der Leiteroberfläche bei VPE-Kabeln beträgt 90°C.¹¹⁴

Da die maximale Länge eines Kabelabschnitts durch die Transportmöglichkeiten der verwendeten Kabeltrommeln begrenzt sind (für 380-kV-Systeme typischerweise auf 700 bis 1.000 m)^{115,116}, müssen die einzelnen Kabelabschnitte durch sogenannte Muffen verbunden werden, die entweder direkt im Erdreich verlegt oder gegebenenfalls in sogenannten Muffenbauwerken installiert sind.

Das Betriebsverhalten eines Kabelsystems wird insbesondere durch den hohen Kapazitätsbelag¹¹⁷ des Kabels bestimmt, der sich aus dem Aufbau des Kabels sowie des verwendeten Isolierstoffs ergibt.

4.1.3.1.1 Ökonomisch-technische Eigenschaften.

Investitionskosten.

Für die Substitution eines typischen HDÜ-Freileitungsstromkreises (4x562-AL1/49-ST1A) mit einer Übertragungsleistung von ca. 2.500 MW werden mindestens zwei parallel geführte Kabelsysteme mit jeweils drei Phasen (Leiterquerschnitt 2.500 mm²) benötigt.^{113,115} Zum Vergleich: Auf dem Gestänge einer Freileitungstrasse können mindestens zwei Drehstromkreise installiert werden, sodass eine entsprechende Kabeltras-

¹¹¹ DIN EN 50341 „Freileitungen über AC 45 kV“.

¹¹² L. Heinhold, R. Stubbe: „Kabel und Leitungen für Starkstrom“, 5. Auflage, Publicis Publishing, Erlangen 1999.

¹¹³ VDE-Positionspapier: „Übertragung elektrischer Energie“, ETG im VDE, 2010.

¹¹⁴ B.R. Oswald, „Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz“, 20.09.2005.

¹¹⁵ ENTSO-E, Europacable: „Machbarkeit und technische Aspekte der Teilverkabelung von Höchstspannungsfreileitungen“, Studie, Dezember 2010.

¹¹⁶ L. Hofmann et al.: „Ökologische Auswirkungen von 380-kV-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen“, Wissenschaftliche Studie im Auftrag des BMU, 2012.

¹¹⁷ Elektrische Kenngröße, die die spezifische Kapazität einer Leitung pro Längeneinheit beschreibt, zum Beispiel in nF/km.

Hochspannungsdrehstromübertragung mittels Erdkabel 380 kV.

se mit einer äquivalenten Übertragungsleistung mindestens aus vier Kabelsystemen mit je drei Phasen besteht.

Bei gleicher Übertragungsleistung fallen im Vergleich zur HDÜ-Freileitung 3 bis 10-fach höhere Investitionskosten an, wobei die Werte bei Doppelstromkreisen im oberen Kostenbereich anzusiedeln sind.^{113, 118, 119} Darin sind die Kosten für gegebenenfalls notwendige Blindleistungskompensationsanlagen enthalten. Eine exakte Bestimmung der Kostenverhältnisse ist jedoch nur unter Berücksichtigung der individuellen Eigenschaften einer Trasse (z. B. Topografie, Bodenbeschaffenheit) möglich.

Betriebs- und Wartungskosten.

Die Betriebskosten des Kabelsystems beinhalten Aufwendungen für die Trassenfreihaltung. Die Kosten fallen im Vergleich zu einer Freileitung mit äquivalenter Übertragungsleistung wegen der geringeren Trassenbreite um den Faktor 2 bis 3 geringer aus.¹¹⁹ Zusätzliche Kosten können durch Zustandsüberwachung (u. a. Teilentladungsüberwachung) der Kabelgarnituren und Temperaturmonitoring, die in kritischen Bereichen der Kabeltrasse eingesetzt werden, entstehen.

Reparaturkosten im Störfall, die häufig das Freilegen der Fehlerstelle durch Tiefbaumaßnahmen beinhalten, müssen im Einzelfall betrachtet werden und können daher nicht genauer quantifiziert werden.

Übertragungsleistung.

Die maximale Übertragungsleistung wird durch die thermische Leiter-Grenztemperatur von 90 °C sowie die Verlegeart bestimmt. Sie beträgt pro Kabelsystem im Höchstspannungsbereich ohne aktive Kühlung in Abhängigkeit vom verwendeten Leiterquerschnitt 1.000 bis 1.250 MVA (z. B. bei einem Leiterquerschnitt 2.500 mm² Kupfer).^{113,115}

Lebensdauer.

VPE-Kabel sowie die zugehörigen Muffen und Endverschlüsse sind bei ordnungsgemäßem Betrieb auf eine technische Lebensdauer von mehreren Jahrzehnten (mindestens 40 Jahre) ausgelegt, wobei noch keine Langzeitbetriebserfahrungen existieren.^{116,118} Erhöhte Temperaturen können jedoch zu einer signifikant beschleunigten Alterung der Kunststoffisolation führen, weshalb der Betrieb in diesen Temperaturbereichen unbedingt zu vermeiden ist.

Verluste.

Die spannungsabhängigen Verluste, die unabhängig von der Übertragungsleistung sind, betragen bei der Drehstromübertragung mittels VPE-Kabeln (380 kV, Leiterquerschnitt 2.500 mm²) 11,2 kW/km und sind somit etwa 4 mal höher als bei einer äquivalenten Freileitungsausführung.¹¹⁹

Die stromabhängigen Verluste sind bei Kabelsystemen aufgrund der größeren Leiterquerschnitte und des speziellen Leiterdesigns um den Faktor 2 bis 3 geringer.¹¹⁹ Sie betragen beispielsweise bei einem VPE-

¹¹⁸ ENTSO-E, Europacable: „Machbarkeit und technische Aspekte der Teilverkabelung von Höchstspannungsfreileitungen“, Studie, Dezember 2010.

Hochspannungsdrehstromübertragung mittels Erdkabel 380 kV.

Kabel mit einem Leiterquerschnitt von 2.500 mm^2 und einem Strom von 1.000 A $27,7 \text{ kW/km}$ bzw. bei einem Strom von 2.000 A $110,8 \text{ kW/km}$.¹¹⁹

Zusätzliche Verluste durch notwendige Blindleistungskompensationsanlagen müssen individuell betrachtet werden.

4.1.3.1.2 Sozioökologische Eigenschaften.

Flächenbedarf.

Die Wärmeabgabe des Kabels hat lokal begrenzt (im Bereich des Kabelgrabens) einen Einfluss auf die Bodentemperatur.¹¹⁸ Eine Austrocknung des Bodens im Bereich des Kabelgrabens wirkt sich negativ auf seine Wärmeleitfähigkeit, die mögliche Wärmeabgabe des Kabels und damit auf dessen Betriebsverhalten aus. Es wird daher bereits im Rahmen der Planungsphase, zum Beispiel durch eine entsprechende Dimensionierung und Verlegung des Kabels sowie eine geeignete thermische Bettung, versucht, die Austrocknung zu minimieren und eine Begrenzung der Bodenerwärmung an der Oberfläche um maximal 2 °C ¹¹⁸ zu gewährleisten.

Die Breite einer Kabeltrasse für vier Kabelsysteme zur Substitution eines 380-kV-Doppel-Freileitungssystems beträgt ca. 20 bis 25 m.¹¹⁹ Während der Installation wird für die Einrichtung einer Fahrstraße sowie für die Bodenablagerung und die Baustelleneinrichtung zusätzliche Fläche benötigt, die in dieser Phase zu einer Gesamtbreite von bis zu 40 m führt.¹¹⁹

Zusätzliche Auswirkungen auf Böden resultieren aus den Legearbeiten und dem damit verbundenen großflächigen Eingriff in die Bodenstruktur sowie der Bodenverdichtung im Bereich des Arbeitsstreifens.^{116,119}

Zudem müssen Flächen für die Blindleistungskompensationsanlagen vorgehalten werden.

Sichtbarkeit.

Die Trasse muss von tief wurzelndem Bewuchs freigehalten werden, kann jedoch ohne Einschränkung in normalem Umfang landwirtschaftlich genutzt werden. In Waldgebieten ist daher die Trasse (nebst Kompensationsanlagen) als Schneise zu erkennen, auf landwirtschaftlichen Nutzflächen ist die Sichtbarkeit ca. 1 Jahr nach Fertigstellung¹¹⁹ auf die gegebenenfalls in jedem Kilometerabschnitt zu errichtenden Muffenbauwerke (Schachtdeckel) begrenzt. Zusätzlich müssen die Kabelübergangsstationen sowie die eventuell notwendigen Kompensationsanlagen überirdisch errichtet werden. Eine Bebauung der Kabeltrasse ist aus Gründen der Zugänglichkeit, zum Beispiel im Fall einer notwendigen Reparatur, nicht möglich.

Immissionen.

Beim Drehstromerdkabel beschränkt sich das elektrische Feld auf das Kabel selbst, während der Außenraum somit frei von elektrischen Feldern ist.

¹¹⁹ B. R. Oswald: „Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz“, 20.09.2005.

Hochspannungsdrehstromübertragung mittels Erdkabel 380 kV.

Die magnetische Flussdichte ist im unmittelbaren Bereich der Kabeltrasse bei gleicher Übertragungsleistung um mindestens 20 % höher¹²⁰ als die einer entsprechenden Freileitung.¹¹⁶ Jedoch nimmt die magnetische Flussdichte mit zunehmendem Abstand rascher (als unter einer Freileitung) ab. Durch eine entsprechende Dimensionierung und Verlegung des Kabelsystems können die gesetzlichen Grenzwerte der 26. BImSchV auch im direkten Nahbereich und bei hoher Anlagenauslastung eingehalten werden.^{116,119}

Zudem bestehen technische Möglichkeiten, punktuell weiter gehende Abschirmungen zu realisieren, die jedoch mit signifikanten Aufwendungen verbunden sind.

Geräuschimmissionen sind durch Kabelsysteme nicht zu erwarten, können allerdings durch gegebenenfalls notwendige Blindleistungskompensationsanlagen hervorgerufen werden.

4.1.3.1.3 Systemtechnische Eigenschaften.

Überlastbarkeit.

Die Dimensionierung eines Kabelsystems erfolgt grundsätzlich dahingehend, dass eine Überlastung ausgeschlossen wird. Maßgeblich für die Belastung eines Kabelsystems ist die maximal zulässige Temperatur an der Leiteroberfläche. Die thermische Grenzlast hängt zudem von der Vorbelastung ab, sodass unter günstigen Umständen eine kurzzeitige Überlastung möglich sein kann.^{119,121} Eine Überlastung des Kabels hat jedoch im Allgemeinen eine beschleunigte Alterung des Isolationssystems zur Folge.¹¹⁹

Blindleistung.

Der konstruktionsbedingte Kapazitätsbelag resultiert in einem gegenüber Freileitungen etwa 15- bis 17-mal höheren kapazitiven Ladestrom, der mit einem entsprechenden kapazitiven Blindleistungsbedarf einhergeht.^{119,121} Dieser macht je nach Netzkonfiguration bereits bei Übertragungslängen oberhalb von ca. 15 bis 60 km Kompensationsmaßnahmen sinnvoll bzw. erforderlich.^{119,122}

Integration in bestehendes Stromnetz / Auswirkungen auf Netzsicherheit.

Wegen des erhöhten Kapazitätsbelags des Kabels weisen Kabelstrecken im Vergleich zu Freileitungen eine niedrigere Impedanz auf. Dies führt zu höheren Kurzschlussströmen, an die andere Betriebsmittel des Netzes, wie zum Beispiel die Schaltgeräte, angepasst werden müssen.

In Freileitungssystemen können Fehler durch Isolationsversagen (z. B. infolge von Überspannungen) in der Regel mithilfe einer Kurzunterbrechung (KU), das heißt einer automatischen Aus- und anschließenden Wiedereinschaltung (AWE), geklärt werden. In Kabelsystemen stellt ein Isolationsversagen jedoch keinen flüchtigen, sondern einen permanenten Fehler dar, sodass die für den Betrieb des Übertragungsnetzes wichtige AWE-Maßnahme nicht durchgeführt werden kann, sondern das Kabel vielmehr für die Fehlerlokalisierung und Reparaturen für längere Zeit nicht zur Verfügung steht.

¹²⁰ Die Bestimmung erfolgt gemäß der 26. BImSchV bei Freileitungen 1 m, bei Kabeln 0,2 m über Erdoberkante.

¹²¹ L. Hofmann et al.: „Ökologische Auswirkungen von 380-kV-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen“, Studie im Auftrag des BMU, 2012.

¹²² VDE-Positionspapier: „Übertragung elektrischer Energie“, ETG im VDE, 2010.

Hochspannungsdrehstromübertragung mittels Erdkabel 380 kV.

Transiente Vorgänge im Übertragungsnetz (Blitz-, Schaltüberspannungen) können zur Ausbreitung von Wanderwellenvorgängen führen, die an den Übergängen zwischen Kabel und Freileitung Reflexions- und Transmissionsvorgänge zur Folge haben. Diese sind in den Überspannungsschutzkonzepten (Isolationskoordination) zu berücksichtigen.

Fehler/Wartung.

Kunststoffisolierte Kabel und deren Garnituren sind wartungsfrei. Durch ein strenges Prüfungssystem bei der Kabelfertigung und vor der Inbetriebnahme werden Fertigungs- und Montagefehler weitestgehend ausgeschlossen. Da die Technologie bisher nur in geringem Umfang eingesetzt wird, können keine verlässlichen statistischen Aussagen zu durchschnittlichen Ausfallhäufigkeiten getroffen werden.¹²³ Es existiert jedoch eine statistisch ausreichende Betriebserfahrung mit VPE-Kabeln in der 110 kV-Ebene, auf deren Basis die folgende Abschätzung zur Fehlerhäufigkeit erfolgen kann.¹²⁴ Generell resultiert aus der Erdverlegung gegenüber Freileitungssystemen eine deutlich reduzierte Fehlerhäufigkeit. Da die Fehlerdauer bei Kabelsystemen wegen der aufwendigen Instandsetzung im Allgemeinen deutlich länger ist (die Instandsetzungsdauer beträgt in einem Drittel aller Fehlerfälle maximal eine Woche, in 75 % aller Fälle erfolgt die Instandsetzung innerhalb eines Monats¹²⁵), ist die Gesamtverfügbarkeit eines Kabelsystems im Vergleich zu einem Freileitungssystem geringer.^{123,126}

4.1.3.1.4 Entwicklungsstand.

Bisheriger Einsatz.

VPE-Kabel werden weltweit in der Hochspannungsebene seit mehr als 40 Jahren in großem Umfang eingesetzt. Im Höchstspannungsbereich, in dem seit etwa 25 Jahren VPE-Kabel installiert werden, liegen hingegen nur wenige Betriebserfahrungen vor. Weltweit sind mehr als 700 km 380-kV-Kabelsysteme installiert, davon ca. 200 km in Europa, wobei das längste System 22 km beträgt.^{122,125} Langzeiterfahrungen liegen bisher nicht vor. Für das Systemverhalten im vermaschten Netz liegen keine Betriebserfahrungen in Deutschland und Europa vor, daher wurde im Rahmen des EnLAG die Möglichkeit vorgesehen, in vier EnLAG-Trassen und in zwei BBPIG-Trassen Pilotprojekte für Teilverkabelung durchzuführen.

Normung.

Die internationale Norm IEC 62067 beschreibt Prüfverfahren und Anforderungen für (400-kV-VPE-) Übertragungskabelsysteme. Sie enthält unter anderem ein spezielles Präqualifizierungsprotokoll, das auf einem 12-monatigen Test basiert. Dieser Systemtest wurde für die HV-Verbindung in Berlin zwischen 1990 und 1995 von mehreren Herstellern erfolgreich absolviert. Kabeltrassen müssen nach DIN 4124 „Baugruben und Gräben“ errichtet werden.

¹²³ H. Vennegeerts et al. (FGH): „Bewertung der Optimierungspotenziale zur Integration der Stromerzeugung aus Windenergie in das Übertragungsnetz“, Wissenschaftliche Studie im Auftrag des BMU, 2007.

¹²⁴ H. Vennegeerts et al. (FGH), „Bewertung der Optimierungspotenziale zur Integration der Stromerzeugung aus Windenergie in das Übertragungsnetz“, Wissenschaftliche Studie im Auftrag des BMU, 2007.

¹²⁵ ENTSO-E, Europacable: „Machbarkeit und technische Aspekte der Teilverkabelung von Höchstspannungsfreileitungen“, Studie, Dezember 2010.

¹²⁶ S. Meijer et al.: „Availability and Risk Assessment of 380 kV Cable Systems in Transmission Grids“, Vortrag B1-104, CIGRE 2012.

Weitere Lösungen für Erdverlegung.

Bezüglich des Aufbaus von VPE-Kabeln für die Höchstspannungsebene existieren jedoch derzeit weder auf nationaler noch auf internationaler Ebene entsprechende Normen. Es besteht somit weiterer Normungsbedarf, um die gleiche Standardisierungstiefe wie bei Freileitungen (DIN EN 50341) zu erreichen.

4.1.3.1.5 Sonstiges.

Für diese Technologie nicht relevant.

4.1.4 Weitere Lösungen für Erdverlegung.

4.1.4.1 Gasisolierte Leiter (GIL).

Gasisolierte Leiter (GIL) kommen als Übertragungssysteme im Höchstspannungsnetz zum Einsatz (typischerweise $U_N \geq 380$ kV).¹²⁷ Das Konstruktionsprinzip gasisolierter Leiter ähnelt dem gasisolierter Schaltanlagen (GIS). Ein Innenleiter aus Aluminium befindet sich in einem Mantelrohr aus Aluminium. Der Leiter wird innerhalb des Mantelrohrs durch Stützisolatoren aus Epoxidharz positioniert.¹²⁷ Typische Leiterdurchmesser liegen im Bereich von 280 mm und typische Durchmesser des Mantelrohrs im Bereich von 650 mm.¹²⁷ Der Gasraum zwischen Innenleiter und Mantelrohr ist mit einem Isoliergas unter Druck gefüllt. Den heutigen Stand der Technik stellen GIL gefüllt mit SF₆/N₂-Mischungen (Schwefelhexafluorid/Stickstoff) mit einem SF₆-Anteil von 10 bis 20 % bei einem Fülldruck von typischerweise 7 bar dar^{127,128} und sind aus ca. 15 bis 40 m fabrikgefertigten Elementen zusammengesetzt.¹²⁸ Obwohl mit der GIL-Technologie prinzipiell Leitungslängen von einigen 100 km möglich sind, liegt die typische installierte Länge im Bereich von unter 10 km.^{127,128}

4.1.4.1.1 Ökonomisch-technische Eigenschaften.

Investitionskosten.

Die Investitionskosten einer GIL hängen von den jeweiligen Rahmenbedingungen der Übertragungsaufgabe (z. B. Bemessungsspannung, Übertragungsleistung, Tunnel- oder Erdverlegung der GIL, Anzahl der Stromkreise) ab und variieren daher stark. Für GIL-Projekte im europäischen Höchstspannungsnetz werden Kosten in Höhe von 2,4 Mio. €/km¹²⁸ bis 4,6 Mio. €/km¹²⁹ bei einem Stromkreis bzw. von 4,13 Mio. €/km¹³⁰ bis 8,8 Mio. €/km¹²⁹ bei zwei Stromkreisen angegeben. Die Übertragungsleistung liegt hierbei jeweils im Bereich von ca. 2.000 MVA pro Stromkreis.

Betriebs- und Wartungskosten.

Die Betriebskosten betragen für 380-kV-GIL mit einem Stromkreis ca. 900 bis 1.500 €/km pro Jahr, für 380-kV-GIL mit zwei Stromkreisen ca. 1.400 bis 1.800 €/km pro Jahr.¹³⁸

¹²⁷ CIGRE Joint Working Group 23/21/33.15: „Gas Insulated Transmission Lines (GIL)“, CIGRE Broschüre 218, 2003.

¹²⁸ R. Benato et al.: „High Capability of Long Gas-Insulated Lines in Structures“, Transmission and Distribution Conference and Exhibition, IEEE PES, 2006.

¹²⁹ B. R. Oswald: „Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz“, 20.09.2005.

¹³⁰ R. Benato et al.: „Gas Insulated Transmission Lines in Railway Galleries“, PowerTech, IEEE Bologna, 2003.

Weitere Lösungen für Erdverlegung.

Gasisolierte Leitungen sind wartungsfrei. In regelmäßigen Abständen werden die Sekundärsysteme für Fehlerortung und Temperaturmonitoring geprüft. Bei in Tunneln verlegten GIL werden in mehrjährigen Intervallen Sichtkontrollen durchgeführt. Für diese Maßnahmen wird jedoch keine Abschaltung vorgenommen.¹³⁸

Übertragungsleistung.

GIL weisen im Vergleich zu VPE-Kabeln eine deutlich höhere Übertragungsleistung von bis zu 3.000 MVA pro System auf (ähnlich HDÜ-Freileitungen).^{131,132}

Lebensdauer.

Die Lebensdauer beträgt ca. 50 Jahre.¹³²

Verluste.

Aufgrund der Gasisolation sind dielektrische Verluste bei GIL vernachlässigbar. Die Übertragungsverluste liegen bei ca. 33 % von denen bei HDÜ-Freileitungen bei gleicher Übertragungsleistung.¹³³

4.1.4.1.2 Sozioökologische Eigenschaften.

Flächenbedarf.

Die Verlegung von GIL erfolgt in ca. 1,5 m Tiefe.¹³⁴ Die Trassenbreite beträgt ca. 7 bis 9 m.^{132,134} Aufgrund der höheren Übertragungsleistung ist der Flächenbedarf geringer als bei vergleichbaren Drehstromkabelsystemen.^{132,134} An den Verbindungsstellen zwischen abgeschotteten Gasräumen der GIL werden in Abständen von ca. 1 km Trennbausteine mit Ausdehnungsstücken eingebracht und hierfür Schachtbauwerke aus Beton angelegt.¹²⁹ Zusätzliche Schachtbauwerke sind an den Leitungsenden erforderlich.¹²⁹ Weiterhin resultieren Einflüsse auf die Böden im Trassenbereich aus der Verdichtung des Erdreichs und der Sandbettung der GIL.¹²⁹

Die Erwärmung der GIL im Betrieb führt zu einer Erwärmung des umgebenden Erdreichs und muss bei der Auslegung der GIL berücksichtigt werden.^{133,134} Die maximale Temperatur des Mantelrohrs muss auf einen Bereich von 50 °C bis 60 °C begrenzt werden, um die Austrocknung des umgebenden Erdbodens zu minimieren.¹³⁵

Sichtbarkeit.

Die Verlegung von GIL kann in Freiluft, im Erdreich oder in Tunneln bzw. Schächten erfolgen.¹³⁵

Im Fall unterirdischer Verlegung sind in regelmäßigen Abständen (ca. 1 km) Zugangsschächte zur GIL-Trasse erforderlich.¹³⁶ Das Rohrsystem besteht aus abgeschotteten Sektionen mit Längen von 20 bis 1.200 m, um für Wartungsarbeiten Teilbereiche evakuieren und untersuchen zu können.¹³²

¹³¹ A. Bertinato et al.: „GIL for Transmission in Specific Site Conditions“, 8th International Conference on Insulated Power Cables, 2011.

¹³² VDE-Positionspapier: „Übertragung elektrischer Energie“, ETG im VDE, 2010.

¹³³ CIGRE Joint Working Group 23/21/33.15: „Gas Insulated Transmission Lines (GIL)“, CIGRE Broschüre 218, 2003.

¹³⁴ C. Neumann, S. Poehler: „First Pilot Installation of a 380 kV Directly Buried Gas Insulated Line“, 8th International Conference on Insulated Power Cables, 2011.

¹³⁵ DIN EN 62271-204 „Starre gasisolierte Übertragungsleitungen für Bemessungsspannungen über 52 kV“.

Weitere Lösungen für Erdverlegung.

Immissionen.

Aufgrund des leitfähigen, geerdeten Mantelrohrs werden elektrische Felder vollständig abgeschirmt.¹²⁷ Wegen der Erdung der Mantelrohre an den Leitungsenden sowie in regelmäßigen Abständen entlang der Leitung fließen Ausgleichsströme durch die Mantelrohre. Hierdurch wird das von den Leitern ausgehende magnetische Feld stark reduziert.^{127,137} Werte für die magnetische Flussdichte liegen im Bereich $\leq 5 \mu\text{T}$ und damit deutlich unter den Werten für Kabel und Freileitungen.¹²⁷

4.1.4.1.3 Systemtechnische Eigenschaften.

Überlastbarkeit.

Aufgrund der hohen thermischen Leitfähigkeit des Mantelrohrs ist theoretisch ein zeitlich begrenzter Überlastbetrieb ohne Überhitzung der GIL zulässig, beispielsweise 1,9- bis 2,4-facher Nennstrom für eine Dauer von 12 Stunden ohne Überschreitung der Kurzzeit-Grenztemperatur des Innenleiters von $95 \text{ }^\circ\text{C}$.¹²⁷ Eine Überlastung von bis zu 100 % ist über mehrere Tage möglich.¹³⁸

Blindleistung.

Die geringe Impedanz von GIL kann bei längeren Anlagen im Verbundsystem den Einsatz einer Längskompensation (Drosseln) bzw. einer Lastflusssteuerung notwendig machen, um Überlastungen zu vermeiden.¹³² Bis zu einer Länge von ca. 60 bis 100 km ist jedoch keine Blindleistungskompensation erforderlich.^{127,132} Die Induktivität einer 400-kV-GIL beträgt ca. $0,2 \text{ mH/km}$, die Kapazität ca. $55 \text{ bis } 70 \text{ nF/km}$.^{127,138,139}

Integration in bestehendes Stromnetz / Auswirkungen auf Netzsicherheit.

In Bezug auf Schutz- und Kontrollsysteme besteht kein Unterschied zum Einsatz von Freileitungen.¹⁴⁰ Aufgrund der Ähnlichkeit zur GIS-Technologie sind gasisolierte Leitungen direkt in Energieversorgungssysteme integrierbar und der Anschluss an Schaltanlagen und Transformatoren ist möglich.^{133,140} Beim Anschluss von GIL an Freileitungen müssen am Verbindungspunkt Überspannungsableiter installiert werden.¹⁴⁰ Bei verbreitetem Einsatz von GIL ist eine Erhöhung der Amplitude von Kurzschlussströmen zu erwarten, da die Induktivität einer GIL gegenüber einer Freileitung nur ca. 20 % beträgt.¹³⁷

Fehler/Wartung.

Für die erste Generation gasisolierter Leitungen bestehen mehr als 40 Jahre Betriebserfahrung.¹⁴⁰ Bis jetzt ist kein Störlichtbogenfall in einer GIL berichtet.¹⁴⁰ Eine Automatische Wiedereinschaltung (AWE) nach Fehlerereignissen ist möglich, hierdurch besteht eine gute Verfügbarkeit.¹³² Moderne GIL-Monitoring-Systeme bieten die Möglichkeit zur Gasdichteüberwachung, Leckanalyse, Messung der Temperaturen in den Gasräumen, Messung von Teilentladungen sowie Detektion und Lokalisierung von Störlichtbögen.¹⁴⁰

¹³⁶ dena: „Ausbau des Stromtransportnetzes: Technische Varianten im Vergleich“, 2006.

¹³⁷ R. Benato et al.: „High Capability of Long Gas-Insulated Lines in Structures“, Transmission and Distribution Conference and Exhibition, IEEE PES, 2006.

¹³⁸ H. Vennegeerts et al. (FGH): „Bewertung der Optimierungspotenziale zur Integration der Stromerzeugung aus Windenergie in das Übertragungsnetz“, Wissenschaftliche Studie im Auftrag des BMU, 2007.

¹³⁹ R. Benato et al.: „Gas Insulated Transmission Lines in Railway Galleries – Part II“, PowerTech, IEEE Russia, 2005.

¹⁴⁰ H. Koch: „Gas insulated transmission lines (GIL)“, Wiley-IEEE Press, 2012.

Weitere Lösungen für Erdverlegung.

4.1.4.1.4 Entwicklungsstand.

Bisheriger Einsatz.

GIL sind in der zweiten Generation kommerziell verfügbar.¹⁴¹ Die erste GIL mit einer Bemessungsspannung von 420 kV wurde in Deutschland 1975 installiert.¹⁴⁰ In Deutschland wird die GIL-Technologie bisher nur vereinzelt, beispielsweise in Frankfurt (zwei 380-kV-Systeme mit jeweils 1.800 MVA) auf einer Länge von ca. 1 km, eingesetzt.¹⁴² Der Einsatz erfolgt bislang nur über relativ kurze Strecken, insgesamt sind ca. 200 bis 300 km GIL-Systeme weltweit in Betrieb.^{143,144} Leitungen mit Übertragungskapazitäten von 3.000 bis 4.000 MVA pro Stromkreis bei 400 kV sind nur auf kurzen Strecken im Einsatz, Betriebserfahrungen auf sehr langen Strecken fehlen.¹⁴¹

Normung.

Die DIN EN 62271-204 beschreibt die Anforderungen an gasisolierte Leitungen.¹⁴⁵

4.1.4.1.5 Sonstiges.

Für diese Technologie nicht relevant.

4.1.4.2 Supraleiter.

Supraleitende Materialien besitzen gegenüber den konventionellen Leiterwerkstoffen Kupfer und Aluminium aufgrund ihrer physikalischen Eigenschaften wesentliche Vorteile (höhere Stromdichte, geringere Verluste)¹⁴⁶, die sie insbesondere für die Anwendung in Kabeln interessant machen. Hierzu werden vornehmlich sogenannte Hochtemperatur-Supraleiter (HTS) der zweiten Generation auf Basis von Yttrium-Barium-Kupferoxid (YBCO) eingesetzt, die ihre supraleitenden Fähigkeiten erst oberhalb einer Sprungtemperatur von 92 K¹⁴⁷ verlieren und somit durch flüssigen Stickstoff gekühlt werden können.¹⁴⁸ Andere Metalle verlieren ihre supraleitenden Eigenschaften schon oberhalb viel tieferer Temperaturen.

Pilotprojekte im Verteilungsnetzbereich in der Mittel- und Hochspannungsebene belegen die technische Machbarkeit und liefern erste Betriebserfahrungen mit dieser Technologie.^{149,150,151} Bei diesen Projekten werden die HTS-Kabel in Deutschland (Stadt Essen)¹⁵² und weltweit vor allem genutzt, um durch Substitu-

¹⁴¹ VDE-Studie: „Stromübertragung für den Klimaschutz. Potenziale und Perspektiven einer Kombination von Infrastrukturen“, Mai 2011.

¹⁴² C. Neumann: „Gas-Insulated Lines Provide EHV Solution“, Transmission & Distribution World Magazine, Ausgabe Februar 2010, Penton Media, Inc. (Abruf am 30.10.2013 unter tdworld.com/underground-tampd/gas-insulated-lines-provide-ehv-solution).

¹⁴³ CIGRE Joint Working Group 23/21/33.15: „Gas Insulated Transmission Lines (GIL)“, CIGRE Broschüre 218, 2003.

¹⁴⁴ dena Netzstudie II: „Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015–2020 mit Ausblick auf 2025“, November 2010.

¹⁴⁵ DIN EN 62271-204 „Starre gasisolierte Übertragungsleitungen für Bemessungsspannungen über 52 kV“, 2012.

¹⁴⁶ M. Noe: „Ökonomie und Effizienz Supraleitender Systeme“, Ziehl-III-Tagung, Bonn, 06.03.2012.

¹⁴⁷ Dies entspricht einer Temperatur von ca. -180 °C.

¹⁴⁸ M. Bäcker: „Energy and superconductors – applications of high-temperature-superconductors“, Zeitschrift für Kristallographie, Vol. 226, pp. 343–51, Oldenbourg Wissenschaftsverlag, München 2011.

¹⁴⁹ J. F. Maguire et al.: „Development and Demonstration of a HTS Power Cable to Operate in the Long Island Power Authority Transmission Grid“, IEEE Transactions on Applied Superconductivity, Vol. 17, No. 2, pp. 2034–2037, 2007.

¹⁵⁰ A. Breuer et al.: „Superconducting medium-voltage cables for urban power supply as an alternative scenario to 110 kV installations“, Vortrag B1-301, CIGRE 2012.

¹⁵¹ S. Mukoyama: „Development of 275 kV 3 kA THS Power Cable“, 8th International Conference on Insulated Power Cables, Jicable'11, Paper C.6.2, Versailles 2011.

¹⁵² Ivsupra: „Supraleitung“, ew special, Jg. 112, Heft 6, 2013.

Weitere Lösungen für Erdverlegung.

tion konventioneller Kabel die Übertragungskapazität bestehender Trassen im urbanen Bereich zu erhöhen. Bei gleicher Nennspannung kann in einem kompakten HTS-Kabelsystem zum Beispiel die 3 bis 5-fache Leistung im Vergleich zu einem Kabel mit Kupfer- oder Aluminiumleiter übertragen werden.^{150,153}

In der Höchstspannungsebene wird die Technologie derzeit nicht eingesetzt. Hierzu müssen gegenüber dem Einsatz in der Mittel- und Hochspannungsebene insbesondere Lösungen für die isolationstechnischen Herausforderungen gefunden werden.

4.1.4.3 Tunnel- und Röhrenlösungen.

Tunnel und Röhren¹⁵⁴ werden in der elektrischen Energieversorgung meistens in Stadtgebieten oder für Flussunterquerungen eingesetzt, um als Alternative zur direkten Erdverlegung ein oder mehrere Kabelsysteme oder Gasisolierte Leitungen zu führen. Sie bieten nicht nur Schutz vor äußeren Einflüssen, sondern auch die Möglichkeit, Wartungs- und Reparaturarbeiten schnell durchführen zu können. Je nach Anforderungen an die Versorgungssicherheit und Kabelsystemanzahl können sich die höheren Investitionskosten für Tunnelsysteme lohnen.

4.1.4.3.1 Ökonomisch-technische Eigenschaften.

Investitionskosten.

Die Kosten für die Errichtung eines Tunnels oder einer Röhre hängen, abgesehen von der Länge und dem Durchmesser, stark von der Verlegetiefe und der Bodenbeschaffenheit ab. Für die Errichtung eines Tunnels mitsamt zwei bis vier Kabelsystemen/GIL-Systemen und begehbarem Mittelgang fallen Gesamtkosten in einer Größenordnung von 15,4 bis 28,7 Mio. €/km¹⁵⁵ an.¹⁵⁶ Je nach Durchmesser (3 bis 5 m) und Gesamtlänge (3 bis 75 km) des Tunnels variieren die Kosten je Kilometer sehr stark. Tunnel für GIL-Systeme müssen in der Regel größer sein, weshalb die Kosten für GIL-Tunnel um bis zu 30 % höher liegen als für VPE-Kabeltunnel.¹⁵⁷

Betriebs- und Wartungskosten.

Die Betriebs- und Wartungskosten für Tunnel und Röhren fallen neben den Wartungskosten für die eigentliche Übertragungstechnologie zusätzlich an, um die Konstruktion sowie gegebenenfalls die Lüftungs- und Lichtinstallationen instand zu halten. Hinzu kommen die Kosten für etwaige Temperatur-Messeinrichtungen sowie Brandmelde- und andere Notfall- und Kommunikationseinrichtungen.¹⁵⁸ Insgesamt kann für die Betriebs- und Wartungskosten von Tunneln von einer Größenordnung von ca. 0,14 Mio. €/km ausgegangen werden.¹⁵⁹

¹⁵³ F. Schmidt et al.: „Operation Experience and further Development of a High Temperature Superconducting Power Cable in the Long Island Power Authority Grid“, 8th International Conference on Insulated Power Cables, Jicable'11, Paper C.6.1, Versailles 2011.

¹⁵⁴ Die Unterscheidung zwischen Tunneln und Röhren erfolgt anhand der Begehbarkeit, die im Allgemeinen nur in Tunneln gegeben ist.

¹⁵⁵ Angabe der Kosten in Quelle in Englischen Pfund; Umrechnung 1 £ = 1,20 €.

¹⁵⁶ P. Brinckerhoff, CCI: „Electricity Transmission Costing Study“, 2012.

¹⁵⁷ N. Takinami et al.: „Application of the World's Longest Gas Insulated Transmission Line in Japan“, Proceedings of the 7th International Conference of Properties and Applications of Dielectrical Materials, Nagoya 2003.

¹⁵⁸ Comité technique 5 Tunnels routiers: „Road Tunnel: reduction of Operation Costs“, PIARC 05.06.BEN, 1999.

¹⁵⁹ P. Brinckerhoff, CCI: „Electricity Transmission Costing Study“, 2012; Umrechnung 1 £ = 1,20 €.

Weitere Lösungen für Erdverlegung.

Übertragungsleistung.

Da Tunnel grundsätzlich eine aktive Kühlung ermöglichen, kann die Übertragungsleistung darin installierter Kabel- oder GIL-Systeme gegenüber der direkten Erdverlegung erhöht werden. Die jeweilige maximale Übertragungsleistung hängt von der thermischen Grenztemperatur des verwendeten Kabels bzw. der GIL sowie vom Kühlsystem ab. Theoretisch ist eine Wasserkühlung möglich, meistens wird jedoch aus Kostengründen eine Luftkühlung bevorzugt. Ein einfacher Aufbau sieht jeweils Ventilatoren an beiden Enden des Tunnels für eine forcierte Kühlung mit Umgebungsluft vor. Je nach Gesamtlänge der Tunnel sind Zwischenschächte mit zusätzlichen Ventilationseinrichtungen zu installieren.¹⁶⁰

Typische Tunnelbauten können zwei oder mehr Kabelsysteme aufnehmen. Die beiden 380-kV-Kabelsysteme im Berliner Tunnel können im Normalbetrieb bis zu 1.600 MVA und kurzzeitig bis zu 2.200 MVA übertragen.¹⁶⁰ Im Londoner Tunnel kann ein 400-kV-VPE-Kabelsystem 1.600 MVA übertragen. Beim Betrieb des zweiten Kabelsystems kann jedes System jeweils 1.200 MVA übertragen.¹⁶¹

Lebensdauer.

Für diese Technologie nicht relevant.

Verluste.

Für diese Technologie nicht relevant.

4.1.4.3.2 Sozioökologische Eigenschaften.

Flächenbedarf.

Ein Tunnel für typischerweise zwei Kabelsysteme hat einen Durchmesser von 3,60 m. Neben dem Tunnel existieren je nach Länge und Bedarf vertikale Zugangstunnel für Wartungs- und Reparaturarbeiten sowie zur Kühlung.¹⁶⁰ Effektiv genutzte Tunnel in Mexiko mit einem Querschnitt von 2 x 2,15 m (außen ca. 2,30 x 2,45 m) können bis zu sechs Kabelsysteme aufnehmen. Die kompakte Bauweise führt jedoch zu einer entsprechend größeren Aufheizung des Tunnels und dessen Umgebung. Deshalb sind alle 25 m Lüftungsschächte mit Ventilatoren aufzubauen. Die Schächte stehen an der Erdoberfläche ca. 20 bis 30 cm über und haben einen Flächenbedarf von ca. 2 x 2 m.¹⁶²

Bei einer Konstruktion einer Tunnel-Röhren-Kombination für eine 2,6 km lange Unterseequerung in Singapur hat die rechteckige Röhre eine Breite von 11,79 m und eine Höhe von 4,43 m. Der Tunnel kann bis zu zehn 400-kV- und 230-kV-Kabelsysteme tragen.¹⁶³ Reine Röhrenkonstruktionen haben keinen nennenswerten größeren Querschnitt als die zu führenden Kabel-/GIL-Systeme. Das spart einerseits Investitionskosten und Flächenbedarf, führt jedoch dazu, dass sie nicht mehr wie Tunnel begehbar sind. Dadurch werden Wartungs- und Reparaturarbeiten erschwert.

¹⁶⁰ C. H. Henningsen et al.: „New 400 kV XLPE Long Distance Cable Systems, their first Application for the Power System Supply of Berlin“, 21-109, 1998.

¹⁶¹ S. Sadler et al.: „1600 MVA Electrical Power Transmission with an EHV XLPE Cable System in the Underground of London“, B1-108, CIGRE 2004.

¹⁶² F. Ibarra: „The Mexican largest power transmission network of 400 kV with XLPE cable systems: Design and Construction“, B1-106, CIGRE 2012.

¹⁶³ G.D. Mainwaring et al.: „The Planning, Design and Construction of the Tuas Cable Tunnel and Future Power Transmission Cable Tunnels in Singapore“, RETC Proceedings, 2001.

Weitere Lösungen für Erdverlegung.

Bei der thermischen Auslegung des Tunnels und eventueller Kühleinrichtungen ist zudem die Aufheizung des umgebenden Bodens und vor allem des Grundwassers durch entsprechende Dimensionierung der Anlagen zu begrenzen. In Deutschland darf das Grundwasser nicht um mehr als 5 °C aufgeheizt werden.¹⁶⁴

Sichtbarkeit.

Die Sichtbarkeit nach der Verlegung beschränkt sich auf die Schachtbauwerke, die für den Zugang in die Tunnelsysteme sowie deren Ventilation/Kühlung benötigt werden.

Immissionen.

Elektrische Felder treten durch den Aufbau von Kabeln und GIL in Tunneln nicht auf.

Die Magnetfelder außerhalb des Tunnels unterscheiden sich nicht oder nur geringfügig von denen bei einer Erdverlegung und sind insbesondere abhängig von der verwendeten Übertragungstechnologie (Kabel oder GIL), dem Betriebsstrom sowie der Tiefe des Bauwerks. Die Magnetfelder können zudem durch eine geeignete Anordnung der Kabelsysteme verringert werden.¹⁶⁵ Aus diesem Grund sind für den Tunnelbau keine besonderen Maßnahmen, wie eine zusätzliche Abschirmung, notwendig.

4.1.4.3.3 Systemtechnische Eigenschaften.

Überlastbarkeit.

Die Verlegung von Kabeln und GIL-Systemen in Tunneln ermöglicht den Einsatz von flexiblen aktiven Kühlungssystemen zur Temperaturregulierung innerhalb des Tunnels. Bei Existenz und entsprechender Regelung des Kühlungssystems ist eine Überlastbarkeit grundsätzlich möglich.¹⁶⁴

Blindleistung.

Der Einsatz in einem Tunnel- oder Röhrensystem ändert die Eigenschaften der verwendeten Übertragungstechnologie nicht.

Integration in bestehendes Stromnetz / Auswirkungen auf Netzsicherheit.

Für diese Technologie nicht relevant. Der Einsatz in einem Tunnel- oder Röhrensystem ändert die Eigenschaften der verwendeten Übertragungstechnologie nicht.

Fehler/Wartung.

Die Gefahr von Wasser- und Feuchtigkeitseinbruch in Kabelsysteme ist sowohl in Tunneln als auch in Röhren im Vergleich zu einer Direktverlegung der Kabel im Erdreich kleiner.¹⁶⁶ Wartungs- und Reparaturarbeiten können durch die Zugangstunnel schnell durchgeführt werden. Bei Röhren, in denen die Zugänglichkeit nicht in der Weise wie bei Tunneln gegeben ist, müssen für Reparaturarbeiten an den vermuteten Fehlerorten die Röhren und Übertragungssysteme durch Tiefbaumaßnahmen freigelegt werden.

¹⁶⁴ C. H. Henningsen et al.: „New 400 kV XLPE Long Distance Cable Systems, their first Application for the Power System Supply of Berlin“, 21-109, 1998.

¹⁶⁵ W. Boone et al.: „HV Power Installed in Multi Purpose Tunnels, A Challengeable Option!“, Jicable 2007.

¹⁶⁶ C. H. Henningsen et al.: „New 400 kV XLPE Long Distance Cable Systems, their first Application for the Power System Supply of Berlin“, 21-109, 1998.

Weitere Lösungen für Erdverlegung.

4.1.4.3.4 Entwicklungsstand.

Bisheriger Einsatz.

Tunnel für die Leistungübertragung kommen als Individuallösung in dicht besiedelten Gebieten, zum Beispiel in Großstädten, zum Einsatz. So existieren Tunnel mit zwei oder weitaus mehr Kabelsystemen mit mehreren GW Übertragungsleistung unter anderem in Mexiko City, London und Sydney.^{166,167, 168} In Deutschland wird die Technologie bisher nur für eine einzelne Verbindung in Berlin¹⁶⁹ eingesetzt. Ein Beispiel für einen Tunnel mit einer gasisolierten Leitung findet sich in Nagoya, Japan.¹⁷⁰

Normung.

Für den Bau von Tunneln und Rohren existieren zahlreiche Tiefbau-, Rohr- und Tunnelnormen. Speziell für den Bau von Kabelschutzrohren und Kabelkanälen existiert die DIN 18322 (Kabelleitungstiefbauarbeiten). Für den Tunnelbau gelten unter anderem die DIN 21521 (Gebirgsanker für den Bergbau und den Tunnelbau) und weitere Normen aus dem Tief- und Bergbau, die nicht nur speziell für Tunnel zum Führen von GIL oder Kabeln ausgelegt sind.

4.1.4.3.5 Sonstiges.

Es können in Leitungsgängen und Tunneln zusätzlich Kommunikationsleitungen etc. verlegt und somit Synergieeffekte erzielt werden.

¹⁶⁷ F. Ibarra: „The Mexican largest power transmission network of 400 kV with XLPE cable systems: Design and Construction“, B1-106, CIGRE 2012.

¹⁶⁸ Energy Australia: „Sydney CityGrid Project“, November 2010.

¹⁶⁹ S. Sadler et al.: „1600 MVA Electrical Power Transmission with an EHV XLPE Cable System in the Underground of London“, B1-108, CIGRE 2004.

¹⁷⁰ T. Nojima et al.: „Installation of a 275 kV - 3.3 km gas-insulated transmission line for underground large capacity transmission in Japan“, 21/23/33-01, CIGRE 1998.

Variante für Drehstromübertragung: Teilverkabelung.

4.1.5 Variante für Drehstromübertragung: Teilverkabelung.

Die Teilverkabelung stellt neben reinen Freileitungs- und Kabelsystemen eine weitere Variante für den Ausbau des Höchstspannungsnetzes dar. Im EnLAG 2011 werden vier, im BBPlG zwei weitere Trassen aufgeführt, bei denen Höchstspannungsleitungen in Teilabschnitten als Erdkabel ausgeführt werden können.

Die systemtechnischen Eigenschaften, die in Abschnitt 4.1.3 für Höchstspannungsübertragung mittels Erdkabeln beschrieben sind, gelten im Hinblick auf die Überlastbarkeit, die Integration in das bestehende Stromnetz, die Auswirkungen auf die Netzsicherheit sowie das Fehlverhalten und die Wartung auch für Übertragungssysteme mit Teilverkabelung und führen somit teilweise zu Einschränkungen gegenüber der reinen Freileitungsübertragung. Im Fall einer Teilverkabelung müssen an den Übergängen zwischen Freileitung und Kabel Schäden infolge von transienten Überspannungen, die wegen der unterschiedlich großen Impedanzen auftreten können, durch geeignete Maßnahmen, zum Beispiel die Installation von Ableitern, verhindert werden. Für den Übergang von Freileitung auf Kabel müssen sogenannte Kabelübergangsstationen (KÜS) installiert werden. Für eine KÜS (ohne Kompensationsanlagen) zum Übergang von vier 380-kV-Freileitungs-Stromkreisen auf acht Kabelsysteme wird beispielsweise eine Fläche von ca. 4.800 m² (ca. 60 x 80 m) benötigt.¹⁷¹

¹⁷¹ Amprion: „110-/380-kV-Höchstspannungsfreileitung Rommerskirchen – Sechtem, Bl. 4215 und Folgemaßnahmen an bestehenden 220- und 110-kV-Freileitungen“, Erläuterungsbericht, 2012.

Hochspannungsgleichstromübertragung mittels Freileitung.

4.2 Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ).

Hochspannungsgleichstromübertragungssysteme (HGÜ) stellen neben der Drehstromtechnik eine alternative Übertragungstechnologie dar und werden derzeit insbesondere als Punkt-zu-Punkt-Verbindung und in Einzelfällen mit mehreren Ein- und Ausspeisepunkten realisiert.¹⁷² An den Einspeisepunkten wird der Drehstrom gleichgerichtet, übertragen und an den Ausspeisepunkten wieder in Drehstrom umgewandelt. Die Gleich- bzw. Wechselrichtung an den Ein- und Ausspeisepunkten der Übertragungsstrecke erfolgt in sogenannten Umrichterstationen. Für die Stromübertragung können sowohl Kabel als auch Freileitungen verwendet werden. Aktuelle Forschungsarbeiten beschäftigen sich zudem mit der Einsatzmöglichkeit von gasisolierten Systemen für Gleichstrom.¹⁷³ Anwendungsgebiete für HGÜ sind die Übertragung großer Leistungen über weite Strecken, die asynchrone Kopplung von Netzen sowie Seekabelverbindungen. Insbesondere findet die HGÜ auch Anwendung beim Anschluss von Offshore-Windparks an das Drehstromnetz und bei der Verstärkung und Stabilisierung bestehender Drehstromnetze.

Ein wesentlicher Vorteil der HGÜ-Technologie besteht im Wegfall der bei der Drehstromtechnik auftretenden Blindleistungsverluste durch den Blindleistungsbedarf der Freileitungs- bzw. der Kabelsysteme. Die daraus für die Drehstromtechnik resultierenden erhöhten Verlustkosten bewirken eine steilere Zunahme der Gesamtkosten einer Übertragungsleitung mit zunehmender Leitungslänge im Vergleich zu der HGÜ-Technologie, bei der nur ohmsche Leistungsverluste auftreten. Allerdings müssen bei der HGÜ-Technologie zusätzlich die Kosten für die Umrichterstationen berücksichtigt werden, sodass erst ab einer bestimmten Übertragungsdistanz, die abhängig von der konkreten Übertragungsaufgabe und der verwendeten Umrichtertechnologie ist, die HGÜ-Technologie auch ökonomische Vorteile bietet.

Für die Umrichtung stehen heute zwei verschiedene Stromrichtertechniken mit unterschiedlichen Eigenschaften zur Verfügung: die klassische Line-Commutated-Converter-HGÜ (LCC-HGÜ) mit Gleichstromzwischenkreis und die neuere, selbstgeführte Voltage-Source-Converter-HGÜ (VSC-HGÜ) mit Gleichspannungszwischenkreis, bei der abschaltbare IGBTs (Insulated-Gate-Bipolar-Transistoren) zum Einsatz kommen.

Hochspannungsgleichstromübertragungssysteme werden bisher ausschließlich als Komplettlösung projektiert und dabei auf eine konkrete Übertragungsaufgabe dimensioniert.

4.2.1 HGÜ mittels Freileitung.

4.2.1.1 Klassische, netzgeführte HGÜ (Line Commutated Converter, LCC).

Eine klassische LCC-HGÜ besteht aus Gleichrichtern und Wechselrichtern auf Basis von Leistungsthyristoren. Für den Betrieb der klassischen HGÜ ist ein spannungsstarreres Drehstromnetz, das heißt eine ausreichend hohe Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt, erforderlich, da für den Kommutierungsvorgang ein möglichst unverzerrtes Spannungssignal vorgegeben werden muss. Da netzgeführte Umrichter

¹⁷² ABB, „HVDC Classic - Reference list - Thyristor valve projects and upgrades“, 2013.

¹⁷³ U. Riechert, „Entwicklung gasisolierter Systeme für die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)“, GIS Fachtagung Darmstadt 2013.

Hochspannungsgleichstromübertragung mittels Freileitung.

nur einen der Spannung nacheilenden Wechselstrom einprägen können, ist kapazitive Blindleistung zur Kompensation notwendig. Sie wird in der Regel durch Kondensatorbatterien, Filtereinrichtungen oder andere Blindleistungskompensationseinrichtungen lokal bereitgestellt. Eine Besonderheit der LCC-HGÜ-Technologie ist, dass eine Leistungsflussumkehrung nur mittels Polaritätswechsel der Gleichspannung erfolgen kann.

4.2.1.1.1 Ökonomisch-technische Eigenschaften.

Investitionskosten.

Die Investitionskosten eines HGÜ-Systems beinhalten die Kosten für die Trasse und für die Umrichterstationen. Für die Ausstattung von Umrichterstationen sind die Anschaffungskosten für den Leistungsumrichter sowie die Aufwendungen für Schaltfelder, Transformatoren, Filtereinrichtungen und andere Blindleistungskompensationseinrichtungen zu berücksichtigen.

Abhängig von der Spannungsebene und der Leistungsklasse des Systems variieren die Kosten einer Umrichterstation zwischen 40 und 70 Mio. € bei einer Nennleistung von 500 MW und 140 Mio. € bei einer Nennleistung von 1.500 MW.^{174,175}

Bei 3.000 MW und ± 800 kV können für eine Umrichterstation ca. 200 Mio. € veranschlagt werden. Die Kosten für ein komplettes LCC-HGÜ-System mit Freileitungen als Übertragungstechnologie mit einer Trassenlänge von 750 km betragen etwa 1,5 Mrd. €. Bei der gleichen Übertragungsaufgabe mit einer reduzierten Betriebsspannung von ± 600 kV liegen die Gesamtkosten bei ca. 1,4 Mrd. €, inklusive der Kosten für die Umrichterstation von ca. 176 Mio. €. ¹⁷⁶

Planungs- und Baukosten von Drehstrom- und HGÜ-Freileitungstrassen unterscheiden sich nicht signifikant und sind landes- und regionsabhängig.

Betriebs- und Wartungskosten.

Die Betriebs- und Wartungskosten sind hauptsächlich abhängig von der Nennleistung und der Betriebsspannung des Umrichters. Angaben zu jährlichen Betriebs- und Wartungskosten liegen im Bereich von 0,37 %¹⁷⁷ bis 2 %¹⁷⁸ der Investitionskosten.

Übertragungsleistung.

Bei der LCC-HGÜ-Technologie sind Spannungsebenen von bis zu ± 800 kV Stand der Technik und Übertragungsleistungen bis 7.200 MW mit einer Verbindungslänge von über 1.000 km (Jinping – Sunan, China) mit einem bipolaren HGÜ-System realisierbar.¹⁷⁹ Für ein erstes Pilotprojekt einer Verbindung von Zhundong nach Chengdu in China mit Spannungsebenen von ± 1.100 kV laufen intensive Forschungs- und

¹⁷⁴ D. Westermann et al.: „Voltage Source Converter (VSC) HVDC for Power Transmission – Economic Aspects and Comparison with other AC and DC Technologies“, 2012.

¹⁷⁵ National Grid: „Offshore Development Information Statement – Appendices“, S. 18, 2009; Umrechnung 1 £ = 1,20 €.

¹⁷⁶ M. Bahrman: „HVDC Transmission Overview“, IEEE, 2008; Wechselkurs von 1,32 €/€.

¹⁷⁷ D. Hur: „Economic Considerations Underlying the Adoption of HVDC and HVAC for the Connection of an Offshore Wind Farm in Korea“, JEET Vol. 7, No. 2, pp. 157–162, 2012.

¹⁷⁸ T. Sousa et al.: „An Evaluation of the HVDC and HVAC Transmission Economic“, IEEE, 2012.

¹⁷⁹ S. Henry et al.: „Influence of Embedded HVDC Transmission on System Security and AC Network Performance“, S. 14, 2013.

Hochspannungsgleichstromübertragung mittels Freileitung.

Entwicklungsarbeiten.¹⁸⁰ Weitere Systeme mit großen Übertragungsleistungen und -längen sind neben denen in China unter anderem auch in Brasilien, Indien und den USA zu finden.¹⁸¹

Lebensdauer.

Für klassische HGÜ-Systeme auf Basis von Thyristoren wird eine Lebensdauer von 40 bis 50 Jahren für die Konverter angenommen.^{182,183} Im Rahmen von regelmäßigen Wartungsarbeiten werden einzelne Halbleiterbauelemente ausgetauscht, um Ausfällen und alterungsbedingten Leistungsminderungen vorzubeugen. Darüber hinaus ist ein vollständiger Ersatz der Umrichtersteuerung alle 10 bis 20 Jahre erforderlich.^{184,185} Die Lebensdauer der HGÜ-Freileitungssysteme entspricht weitestgehend derjenigen der HDÜ-Technologie.

Verluste.

Die gesamtsystemischen Verluste gliedern sich in die verbindungsängenunabhängigen Umwandlungsverluste, die in den Umrichterstationen entstehen, sowie in die Übertragungs- bzw. Leitungsverluste. Typische Umwandlungsverluste je Umrichterstation für einen Betrieb mit Bemessungsleistung liegen bei 0,85 % bei einer Bemessungsleistung von 500 MW und 0,75 % bei 1.000 MW.¹⁸⁶

Die Übertragungsverluste der HGÜ-Technologie sind von der Ausführung der Trasse und deren Auslastung abhängig und können bei größeren Leitungslängen und je nach Auslastungsprofil der Leitung erheblich niedriger als bei einer HDÜ-Leitung sein. Der Vergleich der Wirkverluste einer 380-kV-Drehstromtrasse mit einer bipolaren ± 400 -kV-Gleichstromtrasse von jeweils 100 km Länge weist ohne Berücksichtigung der Umrichterverluste beispielsweise bei einer Übertragungsleistung von 1.000 MW ein Verhältnis von ca. 16 MW zu 9 MW auf (Viererbündelleiter mit 265/35Al/St Leiterseilen).¹⁸⁷

4.2.1.1.2 Sozioökologische Eigenschaften.

Flächenbedarf.

Die LCC-HGÜ-Technologie hat aufgrund der Notwendigkeit von Filtereinrichtungen und Blindleistungskompensationsquellen gegenüber der VSC-HGÜ-Technologie einen erhöhten Flächenbedarf für die Umrichterstationen.¹⁸⁸ Für ein exemplarisches HGÜ-System mit einer Bemessungsleistung von 600 MW ist eine Fläche von 2,5 bis 3,5 ha für jede Umrichterstation notwendig. In der Regel nimmt der Flächenbedarf mit zunehmender Bemessungsleistung zu, ist jedoch immer abhängig von den konkreten topografischen Gegebenheiten und den elektrischen Anforderungen.¹⁸⁹ Weiterer Platzbedarf ergibt sich für die Trans-

¹⁸⁰ Z. Liu: „R&D progress of ± 1100 kV UHVDC technology“, 2012.

¹⁸¹ ABB: „HVDC Classic – Reference list – Thyristor valve projects and upgrades“, 2013.

¹⁸² C. Dörnemann et al.: „Stromübertragung für den Klimaschutz“, VDE-Studie, S. 60, 2011.

¹⁸³ National Grid: „Offshore Development Information Statement – Appendices“, S. 12, 2009.

¹⁸⁴ D. Westermann et al.: „Voltage Source Converter (VSC) HVDC for Power Transmission – Economic Aspects and Comparison with other AC and DC Technologies“, S. 67, CIGRE 2012.

¹⁸⁵ N. S. Dhaliwal et al.: „Life extension of Nelson River HVDC system“, Paper B4-101, S. 6, CIGRE 2012.

¹⁸⁶ G. Asplund et al.: „HVDC Grid Feasibility Study“, CIGRE Working Group B4.52, April 2013.

¹⁸⁷ Elektrische Parameter für die Beseilung aus D. Oeding, B. R. Oswald: „Elektrische Kraftwerke und Netze“, 2011.

¹⁸⁸ S. Henry et al.: „Influence of Embedded HVDC Transmission on System Security and AC Network Performance“, 2013.

¹⁸⁹ H. Stigler et al.: „Gutachten zur Ermittlung des erforderlichen Netzausbaus im deutschen Übertragungsnetz 2012“, S. 133, 2012.

Hochspannungsgleichstromübertragung mittels Freileitung.

formatoren, die Gleichspannungsschaltanlage und insbesondere die Filter- und Blindleistungskompensationsanlagen.¹⁹⁰

Für die eigentliche Trasse ist ein Flächenbedarf zu berücksichtigen, der bei gleicher Bemessungsspannung in etwa dem einer entsprechenden Drehstromfreileitungstrasse entspricht.

Sichtbarkeit.

Für die Umrichterstationen geht die Abschätzung der Sichtbarkeit unmittelbar aus der Grundfläche und der Bebauung hervor. Der eigentliche Umrichter ist zum Schutz vor Umwelteinflüssen in einer sogenannten Ventilhalle untergebracht, wobei die Gebäudehöhe abhängig von der verwendeten Spannungsebene ist. Ferner sind in der Regel Service- und Kontrollgebäude zu errichten. Darüber hinaus können die aus Umspannwerken bekannten Schaltfelder auf der Drehstromseite als kompakte, gasisolierte Schaltanlagen ausgeführt und ebenfalls in einer Halle untergebracht werden. Beispielfhaft kann für eine 500-MW-Umrichterstation (400 kV) mit einem Flächenbedarf von 2,7 ha und einer 20 m hohen Ventilhalle gerechnet werden.¹⁹¹

Die Sichtbarkeit der Übertragungstrecke ist abhängig von der Ausführung. HGÜ-Freileitungssysteme weisen eine im Vergleich zu konventionellen Drehstromsystemen mit gleicher Spannungsebene ähnliche Sichtbarkeit auf.

Immissionen.

Hinsichtlich der Immissionen muss zwischen den Immissionen der Umrichterstationen und denen der Trasse unterschieden werden.

HGÜ-Freileitungen bilden ein elektrostatisches und ein magnetostatisches Feld aus. Derzeit existiert in Deutschland kein definierter Grenzwert für die elektrische Feldstärke von HGÜ-Anlagen.¹⁹² Die magnetische Flussdichte bei HGÜ-Anlagen darf 500 μT nicht überschreiten.²²⁵

Akustische Immissionen durch HGÜ-Freileitungstrassen sind sehr breitbandig und weisen verstärkt höhere Frequenzen auf. Die Geräusentwicklung tritt vor allem bei klarem Wetter auf. Sie verringert sich im Gegensatz zu HDÜ-Freileitungen bei schlechterem Wetter (z. B. bei Schnee, Nebel oder Regen).¹⁹³ Zudem entstehen akustische Immissionen durch die Umrichterstationen, die bei modernen Anlagen in einer Entfernung von 250 m von der Station auf weniger als 28 dB(A) reduziert werden können.¹⁹⁴

¹⁹⁰ J. Arrillaga, Y. H. Liu, N. R. Watson: „Flexible Power Transmission: The HVDC Options“, S. 225 f., John Wiley & Sons, 2007.

¹⁹¹ R. Sellick, M. Åkerberg: „Comparison of HVDC Light (VSC) and HVDC Classic (LCC) Site Aspects, for a 500MW 400kV HVDC Transmission Scheme“, S. 4, IET ACDC Conference 2012, Birmingham 2012.

¹⁹² 26. BImSchV, August 2013.

¹⁹³ L. A. Koshcheev: „Environmental Characteristics of the HVDC Overhead Transmission Lines“, 3rd Workshop on Power Grid Interconnection in Northeast Asia, Vladivostok 2003.

¹⁹⁴ N. M. Kirby et al.: „Konti-Skan HVDC Refurbishment and Life Extension Methods for other HVDC Projects“, IEEE PES General Meeting, 2008.

Hochspannungsgleichstromübertragung mittels Freileitung.

4.2.1.1.3 Systemtechnische Eigenschaften.

Überlastbarkeit.

Klassische HGÜ-Systeme dürfen im Normalfall mit 5 bis 10 %¹⁹⁵ nur geringfügig und kurzfristig überlastet werden, wobei der Betriebsstrom in den Umrichtern der limitierende Faktor ist. Durch die Projektierung einer inhärenten Reserve im HGÜ-System durch eine entsprechende Auslegung der Umrichter kann eine deutlich höhere Überbelastbarkeit erzielt werden.¹⁹⁶

Blindleistung.

Für den Betrieb der LCC-HGÜ-Technologie entsteht ein Blindleistungsbedarf in Höhe von 50 bis 60 % der übertragenen Wirkleistung.¹⁹⁷ Der Bedarf muss größtenteils lokal durch eine entsprechende Installation von Blindleistungskompensationsanlagen in den Umrichterstationen gedeckt werden.

Integration in bestehendes Stromnetz / Auswirkungen auf Netzsicherheit

Für den stabilen Betrieb von LCC-HGÜ-Verbindungen werden hinreichend starre Drehstromnetze vorausgesetzt. Sie müssen am Netzanschlusspunkt mindestens über ein Verhältnis der Netzkurzschlussleistung zur Bemessungsleistung des HGÜ-Systems von 2 bis 2,5 verfügen.¹⁹⁸ Zudem sind LCC-HGÜ-Systeme nicht schwarzstartfähig, das heißt, sie bieten nicht die Möglichkeit eines selbstständigen Wiederaufbaus eines Netzes, sondern erfordern ein ungestörtes Drehstromnetz an den Netzanschlusspunkten.

Die bei der LCC-HGÜ-Technologie notwendigen Filter zur Dämpfung harmonischer Schwingungen kleiner Ordnungen können, insbesondere bei vergleichsweise schwachen Drehstromsystemen, zu Resonanzen führen. Bei der Integration in das Verbundnetz ist zudem darauf zu achten, dass Störungen im Drehstromsystem zu Kommutierungsfehlern der Umrichter führen können.^{199,200} Tiefe bzw. lange Spannungseinbrüche im Drehstromsystem können zu einer vollständigen Abregelung der HGÜ und damit zum Verlust wichtiger Übertragungskapazitäten führen.²⁰¹

Fehler/Wartung.

Existierende bipolare HGÜ-Systeme mit einer Spannungsebene bis 600 kV zeigen eine durchschnittliche Verfügbarkeit der HGÜ-Trasse von 97 % der Betriebszeit mit 100 % der Nennleistung auf. In 99,9 % der Betriebszeit ist eine Wirkleistungsübertragung von mindestens 50 % der Bemessungsleistung möglich, da weiterhin ein Pol und die dazugehörigen Umrichter zur Verfügung stehen.²⁰² Ein Großteil der Nichtverfügbarkeit ist auf planmäßige Abschaltungen zurückzuführen.¹⁹⁹

In den Umrichterstationen sind nach 15 Jahren Komponenten, die ihre Lebensdauer erreicht haben, auszutauschen. Nach etwa 20 Betriebsjahren müssen aufwendigere Messungen des Alterungszustands der

¹⁹⁵ Siemens AG: „HVDC – High Voltage Direct Current Transmission“, S. 15, 2012.

¹⁹⁶ G. Asplund et al.: „HVDC Grid Feasibility Study“, CIGRE Working Group B4.52, April 2013.

¹⁹⁷ S. Henry et al.: „Influence of Embedded HVDC Transmission on System Security and AC Network Performance“, S. 14, CIGRE 2013.

¹⁹⁸ F. Fischer et al.: „A new control scheme for an HVDC transmission link with capacitor-commutated converters having the inverter operating with constant alternating“, 2012.

¹⁹⁹ M. G. Bennett et al.: „A Survey of the reliability of HVDC systems throughout the world during 2007-2008“, S. 9, CIGRE 2010.

²⁰⁰ S. Henry et al.: „Influence of Embedded HVDC Transmission on System Security and AC Network Performance“, S. 15, 2013.

²⁰¹ Netzentwicklungsplan Strom 2013, 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 2013.

²⁰² M. Wietschel et al.: „Energietechnologien 2050 – Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung“, S. 621, Fraunhofer Verlag, 2010.

Hochspannungsgleichstromübertragung mittels Freileitung.

Komponenten durchgeführt werden.²⁰³ Der Wartungsbedarf einer HGÜ-Freileitung unterscheidet sich grundsätzlich nicht von dem Äquivalent in der konventionellen Drehstromtechnik.

4.2.1.1.4 Entwicklungsstand.

Bisheriger Einsatz.

Bei der LCC-HGÜ mit Freileitungen handelt es sich um eine weltweit eingesetzte und bewährte Technologie, die bisher in Deutschland nicht verwendet wird. Weltweit sind Freileitungstrassen mit Spannungsebenen von bis zu ± 800 kV und einer Gesamtlänge von mehr als 50.000 km auf Basis der klassischen HGÜ-Technologie installiert.^{204,205,206} Der Einsatz beschränkt sich, mit Ausnahme eines Systems, bei dem drei Stationen miteinander verbunden sind²⁰⁶, ausschließlich auf Punkt-zu-Punkt-Verbindungen.

Normung.

Derzeit bestehen keine Normen für LCC-HGÜ-Verbindungen zu Regelungskonzepten und Spannungsebenen. Aufgrund fehlender Standards ist zurzeit ein HGÜ-System immer projekt- und herstellerspezifisch und kann nicht unmittelbar mit Komponenten anderer Hersteller erweitert werden.²⁰⁷

4.2.1.1.5 Sonstiges.

Genehmigungsfähigkeit.

HGÜ-Umrichterstationen bedürfen genehmigungsrechtlicher Verfahren.

4.2.1.2 Selbstgeführte HGÜ (Voltage Source Converter, VSC).

Bei der VSC-HGÜ (Voltage Source Converter) handelt es sich um selbstgeführte Stromrichter mit Gleichspannungszwischenkreis. Sie erlauben sowohl die Blindleistungs- als auch die Wirkleistungsbereitstellung an den Umrichterstationen und damit auch eine individuelle Steuerung des Leistungsflusses.^{208,209} Innerhalb der VSC-Technik existieren verschiedene Umrichterkonzepte. Die für die praktische Anwendung relevanten Konzepte sind die sogenannten Brückenumrichter (2- und 3-Level-Topologien) und die Multilevel-Umrichter (Modular Multilevel Converter, MMC).²⁰⁹

²⁰³ N. S. Dhaliwal et al.: „Life extension of Nelson River HVDC system“, Paper B4-101, S. 6, CIGRE 2012.

²⁰⁴ ALSTOM: „Effective HVDC solutions up to 800 kV“, 2010.

²⁰⁵ Siemens AG: „HVDC – High Voltage Direct Current Transmission“, 2012.

²⁰⁶ ABB: „HVDC Classic – Reference list – Thyristor valve projects and upgrades“, 2013.

²⁰⁷ G. Asplund et al.: „HVDC Grid Feasibility Study“, CIGRE Working Group B4.52, April 2013.

²⁰⁸ N. Florentzou et al.: „VSC-based HVDC power transmission systems: an overview“, IEEE Transactions on Power electronics, Vol. 24, No. 3, März 2009.

²⁰⁹ ABB: „HVDC Light – It’s time to connect“, 2013.

Hochspannungsgleichstromübertragung mittels Freileitung.

4.2.1.2.1 Ökonomisch-technische Eigenschaften.

Investitionskosten.

Die Investitionskosten für eine VSC-Umrichterstation variieren in den aktuellen Referenzen in Abhängigkeit von der individuellen Projektsituation erheblich. Sie bewegen sich zwischen 90 und 160 Mio. € pro installierten GW.^{210,211,212}

Die weiter notwendigen Investitionskosten für die Freileitungstrasse zur Übertragung des Gleichstroms unterscheiden sich nicht signifikant von einer Drehstromfreileitungstrasse und sind von den regionalen Gegebenheiten abhängig.

Betriebs- und Wartungskosten.

Für die Betriebs- und Wartungskosten von VSC-Umrichtern werden Werte von 0,5 % in Bezug auf die Investitionskosten angegeben.^{213,214}

Aufgrund der Trassenkonfiguration sind bezüglich der Betriebs- und Wartungskosten keine Unterschiede zu einer Drehstromfreileitungstrasse zu erwarten.²¹⁵

Übertragungsleistung.

Für VSC-Freileitungssysteme bestehen derzeit nur wenige Referenzprojekte. Hierbei sind bereits Übertragungsleistungen von bis zu 300 MW bei einer Systemspannung von bis zu 350 kV realisiert.²¹⁶ Mit der MMC-Technologie für VSC-Freileitungssysteme sind Übertragungsleistungen in der Größenordnung von HDÜ-Freileitungssystemen realisierbar²¹⁷, wurden aber bisher noch nicht konkret umgesetzt.

Lebensdauer.

Die Lebensdauer der Umrichterstationen beträgt laut Herstellerangaben ca. 40 bis 60 Jahre.²¹⁸ Für Freileitungsleiterseile wird eine Lebensdauer von mindestens 40 Jahren erwartet. Die Lebensdauer von Masten wird, analog zu Drehstromsystemen, mit 80 Jahren angenommen.^{219,220}

²¹⁰ G. Asplund et al.: „HVDC Grid Feasibility Study“, CIGRE Working Group B4.52, April 2013.

²¹¹ P. Bresesti et al.: „HVDC Connection of Offshore Wind Farms to the Transmission System“, IEEE Transactions on Energy Conversion, Mailand 2007.

²¹² K. Xiangyu, J. Hongjie: „Techno-economics analyses of SVC-HVDC transmission system for offshore wind“, Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), Wuhan 2011.

²¹³ B. Eeckhout et al.: „Economic comparison of VSC HVDC and HVAC as transmission system for a 300 MW offshore wind farm“, European Transactions on Electrical Power, Vol. 20, No. 5, pp. 661–71, 2010.

²¹⁴ K. Xiangyu, J. Hongjie: „Techno-economics analyses of SVC-HVDC transmission system for offshore wind“, Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), Wuhan 2011.

²¹⁵ L. Hofmann et al.: „Ökologische Auswirkungen von 380-kV-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen“, Studie im Auftrag des BMU, 2012.

²¹⁶ T. G. Magg et al.: „Caprivi Link HVDC Interconnector: Comparison between energized system testing and real-time simulator testing“, CIGRE Working Group B4.107, 2012.

²¹⁷ B. Rusek et al.: „Verfügbarkeit von Langstrecken-Übertragungssystemen“, GIS Fachtagung, Darmstadt 2012.

²¹⁸ L. Hofmann et al.: „Ökologische Auswirkungen von 380-kV-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen“, Studie im Auftrag des BMU, 2012.

²¹⁹ F. Kießling: „Freileitungen – Planung, Berechnung, Ausführung“, Springer-Verlag, 2001.

²²⁰ H. Brakelmann: „Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel?“, Rheinberg 2004.

Hochspannungsgleichstromübertragung mittels Freileitung.

Verluste.

Die Verluste des HGÜ-Gesamtsystems setzen sich aus Konversionsverlusten und Übertragungsverlusten zusammen. Die Konversionsverluste betragen bei Nennleistung pro Umrichter ca. 0,9 % der Stationsleistung.²²¹

Die Übertragungsverluste der HGÜ-Technologie, unabhängig von der Umrichtertechnologie, sind von der Ausführung der Trasse und deren Auslastung abhängig und können bei größeren Leitungslängen und je nach Auslastungsprofil der Leitung erheblich niedriger als bei einer HDÜ-Leitung sein. Der Vergleich der Wirkverluste einer 380-kV-Drehstromtrasse mit einer bipolaren ± 400 -kV-Gleichstromtrasse von jeweils 100 km Länge weist beispielsweise bei einer Übertragungsleistung von 1.000 MW ein Verhältnis von ca. 16 MW zu 9 MW auf (Viererbündelleiter mit 265/35Al/St Leiterseilen).²²²

4.2.1.2.2 Sozioökologische Eigenschaften.

Flächenbedarf.

Die Umrichter sind zum Schutz in Gebäuden untergebracht, deren Platzbedarf sich aus der Bemessungsleistung ergibt. Für eine 1.200-MW-Umrichterstation werden laut Herstellerangaben ca. 100 x 150 x 20 m benötigt.²²³

Die erforderliche Trassenbreite ist bei Freileitungsübertragung abhängig von der Nennspannung des Systems und liegt in der gleichen Größenordnung wie bei einem entsprechenden Drehstromfreileitungssystem.²²⁴

Sichtbarkeit.

Die Sichtbarkeit eines VSC-HGÜ-Freileitungssystems ist mit der eines konventionellen Drehstromfreileitungssystems bei ähnlicher Betriebsspannung vergleichbar.¹⁹⁵

Zusätzlich ist die Sichtbarkeit der Umrichterhallen und der Schaltanlagen in den Umrichterstationen zu berücksichtigen.

Immissionen.

HGÜ-Freileitungen bilden ein elektrostatisches und ein magnetostatisches Feld aus. Derzeit existiert in Deutschland kein definierter Grenzwert für die elektrische Feldstärke von HGÜ-Anlagen.²²⁵ Die magnetische Flussdichte bei HGÜ-Anlagen darf 500 μT nicht überschreiten.²²⁵

Zusätzlich sind bei den VSC-Umrichterstationen akustische Immissionen zu betrachten. Diese betragen nach Herstellerangaben 60 bis 65 dB direkt in der Station und können durch geeignete Maßnahmen (z. B. die Unterbringung in einer Halle) wirksam reduziert werden, sodass Immissionsrichtwerte beispielsweise für Wohngebiete eingehalten werden können.²²⁶

²²¹ G. Asplund et al.: „HVDC Grid Feasibility Study“, CIGRE Working Group B4.52, April 2013.

²²² Elektrische Parameter für die Beseilung aus D. Oeding, B. R. Oswald: „Elektrische Kraftwerke und Netze“, 2011.

²²³ ABB: „HVDC Light – It’s time to connect“, 2013.

²²⁴ B. Rusek et al.: „Verfügbarkeit von Langstrecken-Übertragungssystemen“, GIS Fachtagung, Darmstadt 2012.

²²⁵ 26. BImSchV, August 2013.

²²⁶ ABB: „HVDC Light – It’s time to connect“, 2013.

Hochspannungsgleichstromübertragung mittels Freileitung.

4.2.1.2.3 Systemtechnische Eigenschaften.

Überlastbarkeit.

Die Überlastbarkeit eines VSC-HGÜ-Freileitungssystems wird durch die Auslegung der verwendeten Leistungshalbleiter in den Umrichterstationen bestimmt. Deren Design lässt in der Regel keine Überschreitung des Nennbetriebsbereichs zu, um Schäden durch erhöhte thermische Belastung zu vermeiden.

Blindleistung.

Zum Betrieb von HGÜ-Freileitungssystemen mittels VSC ist keine zusätzliche Blindleistungsbereitstellung erforderlich, da die Umrichterstationen, im Gegensatz zu LCC-Systemen, selbst keine Blindleistung benötigen. Es erfolgt eine reine Wirkleistungsübertragung über die HGÜ-Leitung. Dem an den Umrichterstationen angeschlossenen Drehstromnetz kann entsprechend dem individuellen Betriebsdiagramm des VSC-HGÜ-Systems sowohl Blindleistung bereitgestellt als auch von diesem aufgenommen werden.²²⁷

Integration in bestehendes Stromnetz / Auswirkungen auf Netzsicherheit.

Ein VSC-HGÜ-System kann Wirk- und Blindleistung schnell und unabhängig voneinander regeln. Zudem wirkt die selbstgeführte HGÜ spannungsstabilisierend und ist im Gegensatz zur LCC-HGÜ schwarzstartfähig.²²⁷ Eine Stützung der Systemstabilität durch Bereitstellen von Blindleistung für das Drehstromnetz ist, auch ohne einen aktiven Leistungstransport über die HGÜ-Leitung, innerhalb der anlagenspezifischen Grenzen möglich.²²⁷

Im Gegensatz zur klassischen LCC-HGÜ liefern die Umrichter der VSC-HGÜ eine Wechselspannung, die deutlich weniger Oberschwingungen aufweist. Dementsprechend reduziert sich die Notwendigkeit von Filterkreisen. Der Bedarf an Filtern kann durch den Einsatz von VSC-Stationen, die auf der MMC-Technologie basieren, noch weiter verringert werden.²²⁸

Die VSC-HGÜ kann sowohl als Punkt-zu-Punkt-Verbindung als auch als System mit mehreren Ein- und Ausseispunkten realisiert werden.²²⁹

Fehler/Wartung.

Es existieren keine ausreichenden Betriebserfahrungen zu VSC-HGÜ-Freileitungen, die eine Aussage zum Fehler- und Wartungsverhalten dieser Systeme ermöglichen. Die aus der Drehstromfreileitungstechnologie bekannten Auswirkungen und Ausfallwahrscheinlichkeiten, bedingt durch äußere Einflüsse wie zum Beispiel atmosphärische Überspannungen, können jedoch auf die HGÜ-Freileitungstechnik übertragen werden.²³⁰

²²⁷ K. Sengbusch, J. Hanson: „Einbindung von HGÜ-Systemen in Wechselstromnetze – Erfahrungen und Potentiale“, ETG Kongress, 2007.

²²⁸ A. Lesnicar: „Neuartiger, Modularer Mehrpunktumrichter M2C für Netzkupplungsanwendungen“, Dissertation an der Universität der Bundeswehr München, Neubiberg 2008.

²²⁹ G. Asplund et al., „HVDC Grid Feasibility Study“, CIGRE Working Group B4.52, April 2013.

²³⁰ B. R. Oswald, L. Hofmann: „Wirtschaftlichkeitsvergleich unterschiedlicher Übertragungstechniken im Höchstspannungsnetz anhand der 380-kV-Leitung Wahle – Mecklar“, 2010.

Hochspannungsgleichstromübertragung mittels Freileitung.

Die Verfügbarkeit der VSC-HGÜ-Umrichterstation wird von den Herstellern mit 98,5 % angegeben, wobei dieser Wert insbesondere auf den jährlich durchzuführenden Wartungsarbeiten an den Stromrichterventilen beruht und störungsbedingte Ausfallzeiten dabei noch nicht berücksichtigt sind.²³⁰

4.2.1.2.4 Entwicklungsstand.

Bisheriger Einsatz.

Die VSC-Technologie mit Freileitungen wird bisher in Deutschland noch nicht eingesetzt.

Die heutigen Anwendungen der VSC-Technik sind überwiegend als Punkt-zu-Punkt-Verbindungen ausgeführt. Für VSC-Systeme mit Freileitungsübertragung sind nur sehr wenige Betriebserfahrungen vorhanden, da die Technologie erst mit modernen VSC-Stationen auf Basis der 2003 vorgestellten MMC-Technologie wirtschaftlich und technisch möglich geworden ist. Für VSC-Freileitungssysteme gibt es derzeit nur wenige Referenzprojekte. Hierbei sind Übertragungsleistungen von bis zu 300 MW bei einer Systemspannung von 350 kV und einer Übertragungsdistanz von 950 km realisiert.²³¹

Aktuelle Entwicklungen der VSC-Technologie fokussieren die MCC-Technologie und konzentrieren sich auf höhere Systemspannungen und Übertragungsleistungen.²³²

Normung.

Derzeit bestehen keine Normen für VSC-HGÜ-Verbindungen. Aufgrund fehlender Standards erfolgen zurzeit die Auslegung und der Betrieb eines HGÜ-Systems immer projekt- und herstellerepezifisch. Internationale Gremien der CIGRE und der CENELEC arbeiten derzeit an der Entwicklung gemeinsamer Standards.

4.2.1.2.5 Sonstiges.

Realisierbarkeit.

In Deutschland sind VSC-Freileitungssysteme unter Einsatz der MMC-Technologie zurzeit (2013) in der Projektierungsphase und werden voraussichtlich im Jahr 2018 in den Testbetrieb gehen (Netzentwicklungsplan 2013, Korridor A, südlicher Abschnitt „Ultranet“).^{233, 234}

Genehmigungsfähigkeit.

HGÜ-Umrichterstationen bedürfen genehmigungsrechtlicher Verfahren.

²³¹ T. G. Magg et al.: „Caprivi Link HVDC Interconnector: Comparison between energized system testing and real-time simulator testing“, CIGRE Working Group B4.107, 2012.

²³² B. Jacobson et al.: „500 kV VSC Transmission System for lines and cables“, CIGRE Colloquium, San Francisco 2012.

²³³ Netzentwicklungsplan Strom 2013, 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 2013.

²³⁴ B. Rusek et al., „Technik für das Ultranet – Konzept einer AC/DC-Hybridleitung“, ew, Jg. 112, Heft 3, 2013.

Hochspannungsgleichstromübertragung als Erdverkabelung.

4.2.1.3 Hybridübertragung Drehstrom/Gleichstrom mittels Freileitung.

Bestehende Hochspannungsdrehstrom-Freileitungstrassen können zu sogenannten AC/DC-Hybrid-Freileitungen umgerüstet werden, bei denen ein AC-System durch ein DC-Bipol-System ersetzt und dieses somit gemeinsam mit den verbleibenden AC-Stromkreisen auf einem Freileitungsgestänge geführt wird. Dadurch ist es möglich, HGÜ-Freileitungssysteme in bestehende Freileitungstrassen ohne umfangreiche Umbaumaßnahmen zu integrieren und so durch die Nutzung vorhandener Trassen den Bau neuer Freileitungen zu vermeiden.^{235,236} Allerdings sind die bestehenden Porzellanisolatoren nicht für hohe Gleichspannungsbeanspruchungen ausgelegt, sodass sie durch Verbundisolatoren ersetzt werden müssen.^{236, 237}

Die Kosten für eine Konversion eines bestehenden HDÜ-Freileitungstromkreises in ein bipolares HGÜ-Freileitungssystem werden im Netzentwicklungsplan 2013 mit 0,2 Mio. €/km angegeben.²³⁸

Bei der Auslegung der Hybridleitung sind Kopplungsmechanismen zwischen den AC- und den DC-Stromkreisen zu berücksichtigen, die sowohl im Normal- als auch im gestörten Betrieb, das heißt im Fehlerfall, auftreten.^{237, 239}

4.2.2 HGÜ als Erdverkabelung.

Bei VSC- und LCC-HGÜ-Systemen wird eine Umkehr des Leistungsstroms auf unterschiedliche Weise realisiert. Da die in der klassischen LCC-Technologie verwendeten Thyristoren nur einen unidirektionalen Stromfluss erlauben, muss hier die Polarität der Spannung des HGÜ-Systems verändert werden.²⁴⁰ Damit gehen entsprechende Anforderungen an das Isoliersystem der Erdkabelverbindungen einher. In polymerisolierten Kabeln bilden sich bei Gleichspannungsbelastung Raumladungen im Isolierstoff aus, die nur langsam abgebaut werden und bei einem schnellen Polaritätswechsel des elektrischen Feldes zu einer Beschädigung oder sogar zum Versagen des Isoliersystems führen können. Daher können für LCC-HGÜ-Kabelverbindungen keine VPE-Kabel eingesetzt werden.²⁴¹ Stattdessen werden masseimprägnierte Kabel genutzt. Da bei VSC-HGÜ-Systemen die Polarität der Spannung gleich bleibt und die Leistungskehr durch Veränderung der Stromflussrichtung erfolgen kann, können bei VSC-HGÜ-Systemen VPE-isolierte Kabel eingesetzt werden.

Die bei der Nutzung von HGÜ-Erdkabeln verwendete Umrichtertechnologie unterscheidet sich dabei nicht von der, die bei HGÜ-Freileitungen eingesetzt wird.

²³⁵ M. J. Beshir et al., „Prospective AC to DC Conversion in two parallel 287 kV Transmission Lines in the Western US“, Vortrag B2-107, CIGRE-Session 2012.

²³⁶ J. Lunkvist, et al., „Feasibility study for converting 380 kV AC lines to hybrid AC/DC lines“, ABB, 2009.

²³⁷ B. Rusek et al., „Technik für das Ultranet – Konzept einer AC/DC-Hybridleitung“, ew, Jg. 112, Heft 3, 2013.

²³⁸ Netzentwicklungsplan Strom 2013, 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 2013.

²³⁹ M. Kizilcay et al.: „Interaction of a HVDC System with 400-kV AC Systems on the Same Tower“, IPST, Kyoto 2009.

²⁴⁰ D. Oeding, B. R. Oswald: „Elektrische Kraftwerke und Netze“, 7. Auflage, Springer-Verlag, 2011.

²⁴¹ E. Peschke, R. v. Olshausen: „Kabelanlagen für Hoch- und Höchstspannung“, Publicis MCD Verlag, 1998.

Hochspannungsgleichstromübertragung als Erdverkabelung.

4.2.2.1 Klassische, netzgeführte HGÜ (Line Commutated Converter, LCC).

Wegen der oben genannten technischen Randbedingungen werden in diesem Abschnitt masseimprägnierte Kabel betrachtet.

4.2.2.1.1 Ökonomisch-technische Eigenschaften.

Investitionskosten.

Die Investitionskosten eines HGÜ-Systems beinhalten die Kosten für die Trasse und für die Umrichterstationen, wobei letztere unabhängig von der Ausführung als HGÜ-Freileitungs- oder -Kabelsystem sind.

Abhängig von der Spannungsebene und der Leistungsklasse des Systems variieren die Kosten einer Umrichterstation zwischen 40 und 70 Mio. € bei einer Nennleistung von 500 MW und 140 Mio. € bei einer Nennleistung von 1.500 MW.^{242,243}

Hinsichtlich der Trasse einer LCC-HGÜ-Verbindung liegen die Investitionskosten für die Trasse bei einer Kabelausführung um den Faktor 2 bis 3 über den Kosten einer HGÜ-Freileitung gleicher Leistung.^{242,244,245}

Betriebs- und Wartungskosten.

Die Betriebs- und Wartungskosten des HGÜ-Kabelsystems beinhalten zum Beispiel Aufwendungen für die Zustandsüberwachung der Kabelgarnituren und die Trassenfreihaltung. Die Höhe der Kosten kann auf Grundlage der bekannten Daten für die HDÜ-Kabeltechnologie abgeschätzt werden.

Übertragungsleistung.

Bei dem Einsatz von masseimprägnierten Kabeln sind die Spannungen durch die gegenwärtig verfügbare Kabeltechnologie auf ± 500 bzw. ± 550 kV begrenzt.^{245,246} Damit können je nach Kabeldurchmesser unter Annahme einer maximalen Strombelastbarkeit von 2.000 A etwa 2.000 MW über ein symmetrisch monopoles oder bipolares System übertragen werden.

Lebensdauer.

Die Lebenserwartung von masseimprägnierten HGÜ-Kabeln für die LCC-Technologie wird auf mehr als 40 Jahre beziffert.²⁴⁵

Verluste.

Die Verluste der Umrichterstationen sind identisch mit den Angaben im Abschnitt zur LCC-HGÜ-Freileitung.

Aufgrund der Auslegung der Kabelsysteme, die bei der HGÜ- wie auch bei der HDÜ-Technologie unter anderem durch die thermische Grenztemperatur des Leiters bestimmt wird, weisen Kabelsysteme im Ver-

²⁴² D. Westermann et al.: „Voltage Source Converter (VSC) HVDC for Power Transmission – Economic Aspects and Comparison with other AC and DC Technologies“, 2012.

²⁴³ National Grid: „Offshore Development Information Statement – Appendices“, S. 18, 2009; Umrechnung 1 £ = 1,20 €.

²⁴⁴ C. Dörnemann et al.: „Stromübertragung für den Klimaschutz“, 2011.

²⁴⁵ Europacable: „An Introduction to High Voltage Direct Current (HVDC) Underground Cables“, Brüssel, Oktober 2011.

²⁴⁶ T. Aundrup et al.: „Übertragung elektrischer Energie“, 2010.

Hochspannungsgleichstromübertragung als Erdverkabelung.

gleich zu Freileitungssystemen mit äquivalenter Übertragungsleistung einen größeren Leiterquerschnitt und somit geringere ohmsche Verluste auf.

4.2.2.1.2 Sozioökologische Eigenschaften.

Flächenbedarf.

Die insgesamt benötigte Fläche setzt sich aus dem Bedarf für die Umrichterstationen sowie dem für die Kabeltrasse zusammen und ist insbesondere von der Bemessungsleistung und der Anzahl an Kabelsystemen abhängig. Analog zu Drehstromkabelsystemen muss während der Installation eine zusätzliche Fläche für die Bodenablagerung und die Baustelleneinrichtung bereitgestellt werden.²⁴⁷

Für ein beispielhaftes HGÜ-System mit einer Bemessungsleistung von 600 MW besteht ein Flächenbedarf von 2,5 bis 3,5 ha für jede Umrichterstation. Die Breite einer HGÜ-Erdkabeltrasse ist durch die Anzahl der Systeme und ihre Anordnung bzw. Verlegung bestimmt. Beispielhaft kann für zwei bipolare Systeme in einer horizontalen Anordnung von einer Trassenbreite von 4 bis 7 m ausgegangen werden.²⁴⁸

Die Auswirkungen auf Böden, zum Beispiel durch Erwärmung, die Legearbeiten, Bodenverdichtung oder zusätzlichen Flächenbedarf während der Installation, entsprechen denen von Drehstromkabelsystemen.

Sichtbarkeit.

Ebenso wie bei der Drehstromtechnologie dürfen auch LCC-HGÜ-Kabeltrassen nicht bebaut werden und müssen von tief wurzelndem Bewuchs freigehalten werden. Die Sichtbarkeit der Trasse beschränkt sich weitestgehend auf die Muffenbauwerke (Schachtdeckel), falls die Kabelmuffen nicht direkt im Erdreich installiert werden. Die Sichtbarkeit der LCC-Umrichterstation ist unabhängig davon, ob Freileitungen oder Kabel zur Leistungsübertragung verwendet werden.

Immissionen.

Gegenüber der Freileitungsübertragung wird bei der HGÜ-Kabeltechnologie kein elektrisches Feld außerhalb des Kabels ausgebildet. Die Ausprägung der magnetischen Felder ist von der Stromstärke abhängig. Darüber hinaus haben weitere Parameter wie die Anordnung und die Verlegetiefe der Kabel sowie Kompensationseffekte durch benachbarte Leiter einen signifikanten Einfluss.²⁴⁹ Bei üblichen Anordnungen kann von einem statischen Magnetfeld an der Erdoberfläche mit einer Stärke von ca. 50 μT ähnlich dem Erdmagnetfeld ausgegangen werden.^{250,251} Bezüglich der Immissionen der Umrichterstationen gelten die Angaben im Abschnitt zur LCC-HGÜ-Freileitung.

²⁴⁷ B. R. Oswald: „Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz“, 2005.

²⁴⁸ P. Labra, S. Sanz, S. Guyomarch: „New French-Spanish VSC link“, Paper B4-110, CIGRE Session, Paris 2012.

²⁴⁹ O. Bottauscio et al.: „Electromagnetic impact of underground HVDC Cables“, 13th European Conference on Power Electronics and Applications, 2009.

²⁵⁰ L. Hofmann et al.: „Ökologische Auswirkungen von 380-kV-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen“, Studie im Auftrag des BMU, 2012.

²⁵¹ Europacable: „An Introduction to High Voltage Direct Current (HVDC) Underground Cables“, Brüssel, Oktober 2011.

Hochspannungsgleichstromübertragung als Erdverkabelung.

4.2.2.1.3 Systemtechnische Eigenschaften.

Überlastbarkeit.

Da die Überlastbarkeit einer LCC-HGÜ-Verbindung nur durch die Eigenschaften der Umrichterstation definiert wird, ist sie unabhängig von der verwendeten Leitungstechnologie. Somit gelten die gleichen Angaben wie im Abschnitt zur LCC-HGÜ-Freileitung.

Blindleistung.

Es gelten die gleichen Angaben wie im Abschnitt zur LCC-HGÜ-Freileitung.

Integration in bestehendes Stromnetz / Auswirkungen auf Netzsicherheit.

Es gelten die gleichen Angaben wie im Abschnitt zur LCC-HGÜ-Freileitung.

Fehler/Wartung.

Bei HGÜ-Kabelsystemen sind die Trassen freizuhalten. Darüber hinaus können sie als wartungsfrei angesehen werden.²⁵² Ein Hauptanwendungsgebiet der LCC-HGÜ-Kabeltechnologie stellen Seekabelverbindungen dar, bei denen die häufigsten Fehler und Beschädigungen durch Fischerei und durch ankernde Schiffe verursacht werden.²⁵³

Hinsichtlich der Wartung und der Reparatur von LCC-HGÜ-Erdkabeln können die Angaben im Abschnitt zu HDÜ-Erdkabeln als Richtgrößen herangezogen werden.

4.2.2.1.4 Entwicklungsstand.

Bisheriger Einsatz.

Die LCC-HGÜ-Technologie wird mit masseimprägnierten Kabeln seit 1980²⁵⁴ in Deutschland und Europa für Seekabelverbindungen eingesetzt, um Großbritannien und Skandinavien sowie einige Mittelmeerinseln mit dem europäischen Festland zu verbinden.²⁵⁵ Die Nennspannungen der Kabelsysteme sind von anfänglich 150 kV auf mittlerweile 500 kV stetig erhöht worden.²⁴⁵ Für die letztgenannten Applikationen sind HGÜ-Systeme mit Übertragungsleistungen bis 2.000 MW realisiert, die teilweise bereits über 25 Jahre betrieben werden.²⁵⁶

Die LCC-Technik wird weltweit in Form von über 20 See- und Erdkabelverbindungen mit einer Gesamtlänge von ca. 3.700 km (davon 3.600 km als Seekabel) vornehmlich zur Leistungsübertragung von bis zu 2 GW über große Distanzen eingesetzt.^{257,255}

²⁵² B. R. Oswald, L. Hofmann: „Wirtschaftlichkeitsvergleich unterschiedlicher Übertragungstechniken im Höchstspannungsnetz anhand der 380-kV-Leitung Wahle – Mecklar“, 2010.

²⁵³ T. Worzyk: „Submarine Power Cables: Design, Installation, Repair, Environmental Aspects“, Springer, 2009.

²⁵⁴ CIGRE: „Recommendations for tests of power transmission DC cables for a rated voltage up to 800 kV“, ELECTRA 189, 2000.

²⁵⁵ Siemens AG: „HVDC – High Voltage Direct Current Transmission“, 2012.

²⁵⁶ N. Kirby, AREVA T&D: „Power Electronics – HVDC & FACTS“, 2007.

²⁵⁷ ABB: „HVDC Classic – Reference list – Thyristor valve projects and upgrades“, 2013.

Hochspannungsgleichstromübertragung als Erdverkabelung.

Normung.

Derzeit bestehen keine Normen für LCC-HGÜ-Verbindungen. Aufgrund fehlender Standards ist zurzeit ein HGÜ-System immer projekt- und herstellerspezifisch und kann nicht unmittelbar mittels Komponenten anderer Hersteller erweitert werden.²⁵⁸

4.2.2.1.5 Sonstiges.

Genehmigungsfähigkeit.

HGÜ-Umrichterstationen bedürfen genehmigungsrechtlicher Verfahren.

4.2.2.2 Selbstgeführte HGÜ (Voltage Source Converter, VSC).

4.2.2.2.1 Ökonomisch-technische Eigenschaften.

Investitionskosten.

Die Investitionskosten einer HGÜ-Kabelverbindung werden zumeist als Gesamtkosten für die Kabeltrasse und die Umrichterstationen angegeben. Sie hängen zudem in hohem Maß von den individuellen Spezifikationen der Übertragungsaufgabe ab und können daher nicht verallgemeinert angegeben werden.²⁵⁹

Für ein aktuelles Projekt, bei dem Erdkabelverbindungen realisiert werden sollen, werden bei einer Übertragungskapazität von 2 x 1.000 MW, einer Systemspannung von 320 kV und einer Übertragungsdistanz von ca. 65 km Kosten in Höhe von 700 Mio. € kalkuliert.²⁶⁰ Diese betragen das 8- bis 10-fache im Vergleich zur Ausführung als Drehstromfreileitungsverbindung.²⁶⁰

Betriebs- und Wartungskosten.

Die Betriebs- und Wartungskosten der Umrichterstationen sind identisch mit denen bei Verwendung von HGÜ-VSC-Freileitungen und betragen ca. 0,5 % der Investitionskosten der Station.^{261,262} Die Kosten des HGÜ-Kabelsystems (ohne Verlustkosten) beinhalten zum Beispiel Aufwendungen für die Zustandsüberwachung der Kabelgarnituren und die Trassenfreihaltung. Die Kosten können auf Grundlage der bekannten Daten für die HDÜ-Kabeltechnologie abgeschätzt werden.

Übertragungsleistung.

Bei der VSC-HGÜ-Technologie sind Spannungsebenen von bis zu 500 kV Stand der Technik.²⁶³ Derzeit werden VSC-HGÜ-Kabelsysteme mit Übertragungsleistungen bis zu 1.000 MW realisiert.^{255,275}

²⁵⁸ G. Asplund et al.: „HVDC Grid Feasibility Study“, CIGRE Working Group B4.52, April 2013.

²⁵⁹ D. Westermann et al.: „Voltage Source converter (VSC) HVDC for bulk power transmission – technology and planning method“, 9th IET Internat. Conf. On AC and DC Power Transmission, London 2010.

²⁶⁰ P. Labra et al.: „New French-Spanish VSC link“, Paper B4-110, CIGRE Session, Paris 2012.

²⁶¹ B. Eeckhout et al.: „Economic comparison of VSC HVDC and HVAC as transmission system for a 300 MW offshore wind farm“, European Transactions on Electrical Power, Vol. 20, No. 5, pp. 661–71, 2010.

²⁶² K. Xiangyu, J. Hongjie: „Techno-economics analyses of SVC-HVDC transmission system for offshore wind“, Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), Wuhan 2011.

²⁶³ B. Jacobson et al.: „500 kV VSC Transmission System for lines and cables“, Cigré Colloquium, San Fransisco, 2012.

Hochspannungsgleichstromübertragung als Erdverkabelung.

Lebensdauer.

Die aus der Drehstromtechnik bekannte Lebenserwartung von VPE-isolierten Kabeln und deren Zubehör von mindestens 40 Jahren kann auch für Gleichstromanwendungen angenommen werden.²⁶⁴ Langfristige Betriebserfahrungen mit dieser erst seit 1999 eingesetzten Technologie existieren nicht.²⁶⁵ Die Lebensdauer der Umrichterstationen beträgt laut Herstellerangaben ca. 50 bis 60 Jahre.²⁶⁶

Verluste.

Die Verluste des HGÜ-Gesamtsystems setzen sich aus Konversionsverlusten und Übertragungsverlusten zusammen. Die Konversionsverluste betragen bei Nennleistung pro Umrichter ca. 0,9 % der Stationsleistung.²⁶⁷

Aufgrund der Auslegung der Kabelsysteme, die bei der HGÜ- wie auch bei der HDÜ-Technologie unter anderem durch die thermische Grenztemperatur des Leiters bestimmt wird, weisen Kabelsysteme im Vergleich zu Freileitungssystemen mit entsprechender Übertragungsleistung einen größeren Leiterquerschnitt und somit geringere ohmsche Verluste auf.

Kompensationsverluste, die bei der HDÜ-Kabeltechnologie berücksichtigt werden müssen, treten bei Gleichstromkabeln nicht auf.²⁶⁸

4.2.2.2.2 Sozioökologische Eigenschaften.

Flächenbedarf.

Die Umrichter sind zum Schutz in Gebäuden untergebracht, deren Platzbedarf sich aus der Bemessungsleistung ergibt. Für eine 1.200-MW-Umrichterstation werden ca. 100 x 150 x 20 m benötigt.²⁶⁹

Die Trassenbreite eines VSC-HGÜ-Erdkabelsystems wird beispielhaft für 2 x 1.000 MW mit insgesamt 4 VPE-Kabeln (320 kV, 2.500 mm²) mit 4 bis 7 m angegeben.^{270,271} Die Auswirkungen auf Böden, zum Beispiel durch Erwärmung, die Legearbeiten, Bodenverdichtung oder zusätzlichen Flächenbedarf während der Installation, entsprechen denen von Drehstromkabelsystemen.

Sichtbarkeit.

Ebenso wie bei der Drehstromtechnologie dürfen auch HGÜ-Kabeltrassen nicht bebaut werden und müssen von tief wurzelndem Bewuchs freigehalten werden. Die Sichtbarkeit beschränkt sich weitestgehend auf die Muffenbauwerke (Schachtdeckel), falls die Kabelmuffen nicht direkt im Erdreich installiert wer-

²⁶⁴ H. Brakelmann: „Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel?“, Rheinberg 2004.

²⁶⁵ B. Jacobson et al.: „HVDC with voltage source converters and extruded cables for up to +/- 300 kV and 1000 MW“, Paper B4-105, CIGRE Session, Paris 2006.

²⁶⁶ L. Hofmann et al.: „Ökologische Auswirkungen von 380-kV-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen“, Studie im Auftrag des BMU, 2012.

²⁶⁷ G. Asplund et al.: „HVDC Grid Feasibility Study“, CIGRE Working Group B4.52, April 2013.

²⁶⁸ B. R. Oswald, L. Hofmann: „Wirtschaftlichkeitsvergleich unterschiedlicher Übertragungstechniken im Höchstspannungsnetz anhand der 380-kV-Leitung Wahle – Mecklar“, 2010.

²⁶⁹ ABB: „HVDC Light – It's time to connect“, 2013.

²⁷⁰ P. Labra et al.: „New French-Spanish VSC link“, Paper B4-110, CIGRE Session, Paris 2012.

²⁷¹ Europacable: „An Introduction to High Voltage Direct Current (HVDC) Underground Cables“, Brüssel, Oktober 2011.

Hochspannungsgleichstromübertragung als Erdverkabelung.

den. Die Sichtbarkeit der VSC-Umrichterstation ist unabhängig davon, ob Freileitungen oder Kabel zur Leistungsübertragung verwendet werden.

Immissionen.

Gegenüber der Freileitungsübertragung wird bei der HGÜ-Kabeltechnologie kein elektrisches Feld außerhalb des Kabels ausgebildet. Die Ausprägung der magnetischen Felder ist von der Stromstärke abhängig. Darüber hinaus haben weitere Parameter wie die Anordnung und die Verlegetiefe der Kabel sowie Kompensationseffekte durch benachbarte Leiter einen signifikanten Einfluss.²⁷² Bei üblichen Anordnungen kann von einem statischen Magnetfeld an der Erdoberfläche mit einer Stärke von ca. 50 μT ähnlich dem Erdmagnetfeld ausgegangen werden.^{271,273}

Bezüglich der Immissionen der Umrichterstationen gelten die Angaben im Abschnitt VSC-HGÜ-Freileitung.

4.2.2.2.3 Systemtechnische Eigenschaften.

Überlastbarkeit.

Da die Überlastbarkeit einer VSC-HGÜ-Verbindung nur durch die Eigenschaften der Umrichterstation definiert wird, ist sie unabhängig von der verwendeten Leitungstechnologie. Somit gelten die gleichen Angaben wie im Abschnitt zur VSC-HGÜ-Freileitung.

Blindleistung.

Es gelten die gleichen Angaben wie im Abschnitt zur VSC-HGÜ-Freileitung.

Integration in bestehendes Stromnetz / Auswirkungen auf Netzsicherheit.

Es gelten die gleichen Angaben wie im Abschnitt zur VSC-HGÜ-Freileitung.

Fehler/Wartung.

Bei HGÜ-Kabelsystemen sind die Trassen freizuhalten. Darüber hinaus können sie als wartungsfrei angesehen werden.²⁷⁴ Ausfallbedingte Reparaturzeiten an Erdkabelsystemen liegen nach Herstellerangaben bei ca. einer Woche.⁶¹

4.2.2.2.4 Entwicklungsstand.

Bisheriger Einsatz.

Die VSC-Technik (Brückenumrichter) wird seit 1999 weltweit in Form von ca. 20 See- und Erdkabelverbindungen mit einer Gesamtlänge von 3.000 km eingesetzt.^{275,276} In Deutschland wird sie bisher ausschließ-

²⁷² O. Bottauscio et al.: „Electromagnetic impact of underground HVDC Cables“, 13th European Conference on Power Electronics and Applications, 2009.

²⁷³ L. Hofmann et al.: „Ökologische Auswirkungen von 380-kV-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen“, Studie im Auftrag des BMU, 2012.

²⁷⁴ B.R. Oswald, L. Hofmann, „Wirtschaftlichkeitsvergleich unterschiedlicher Übertragungstechniken im Höchstspannungsnetz anhand der 380-kV-Leitung Wahle-Mecklar“, 2010.

²⁷⁵ ABB: „HVDC Light – The original VSC technology – Reference list“, 2013.

²⁷⁶ Siemens AG: „HVDC – High Voltage Direct Current Transmission“, 2012.

Hochspannungsgleichstromübertragung als Erdverkabelung.

lich zur Anbindung von Windenergieanlagen bzw. Windparks eingesetzt (sowohl als Seekabel als auch als Landkabel) und zur Verbindung von anderen europäischen Netzen via Seekabelübertragung (Projekt Baltic Cable).²⁷⁷ Die heutigen Anwendungen sind ausschließlich als Punkt-zu-Punkt-Verbindungen mit Betriebsspannungen bis zu ± 320 kV und einer Übertragungsleistung bis zu 1.000 MW pro Pol ausgeführt.²⁷⁶

Normung.

Derzeit bestehen keine Normen für VSC-HGÜ-Verbindungen. Aufgrund fehlender Standards erfolgen zurzeit die Auslegung und der Betrieb eines HGÜ-Systems immer projekt- und herstellerspezifisch. Internationale Gremien der CIGRE und der CENELEC arbeiten derzeit an der Entwicklung gemeinsamer Standards.

4.2.2.2.5 Sonstiges.

Genehmigungsfähigkeit.

HGÜ-Umrichterstationen bedürfen genehmigungsrechtlicher Verfahren.

²⁷⁷ Herstellerangabe ABB, Referenzprojekt Baltic Cable HVDC.

Verzeichnis der verwendeten Einheiten.

5 Verzeichnis der verwendeten Einheiten.

A	Das Ampere ist die Einheit der elektrischen Stromstärke.
F	Das Farad ist die Einheit für die elektrische Kapazität.
H	Das Henry ist die Einheit für die Induktivität.
Hz	Hertz ist die physikalische Einheit für die Frequenz.
T	Das Tesla, im Dokument meist μT , ist die Einheit der magnetischen Flussdichte.
V	Das Volt ist die Einheit der elektrischen Spannung.
V/m	Volt je Meter, meist in kV/m angegeben, ist die Einheit für die elektrische Feldstärke.
VA	Voltampere, in der Energietechnik aufgrund der hohen Leistungen meist in MVA angegeben, ist die physikalische Einheit der Scheinleistung. Sie entspricht in ihrer Berechnung dem Watt (W)., Sie wird in der Drehstromtechnik aufgrund der komplexen Größen, also dem des Auftreten Auftretens von Blindleistung, verwendet.
var	Das var ist die Einheit der Blindleistung und wird im Dokument für den Blindleistungsbedarf meist mit Mvar angegeben.
W	Watt ist die Einheit der (elektrischen) Leistung.