



© TU Graz



Technischer Bericht

Forschungsprojekt Mittelspannungs-Gleichstromübertragung - Teil 2

Auftraggeber: Österreichs Energie
DI Ursula Tauschek
Projekt-Nr. 11.082

Auftragnehmer: Technische Universität Graz
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Uwe Schichler
Institut für Hochspannungstechnik
und Systemmanagement

Bericht Nr./Datum: TU 20252, 30.06.21



Univ.-Prof. Dr.-Ing. Uwe Schichler



Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	1
2	Forschungsprojekt MGÜ@Netz	2
3	Konverter Technologien	3
3.1	Übersicht zu Konvertertechnologien und deren Eigenschaften	3
3.2	Voltage Source Converter (VSC).....	3
3.3	Line Commutated Converter (LCC)	6
4	Konvertertopologien	7
4.1	Überblick zu Konvertertopologien und deren Eigenschaften	7
4.2	Asymmetrischer Monopol.....	8
4.3	Symmetrischer Monopol	8
4.4	Bipolar	9
4.5	MGÜ-Projekte	10
5	Fehlerabschaltung in MGÜ-Systemen	11
6	Besonderheiten des Isoliersystems bei Gleichspannung.....	12
6.1	Polarisation und Depolarisationsmechanismen	12
6.2	Nichtlineare elektrische Leitfähigkeit von Isolierstoffen.....	12
6.3	Feldinversion.....	13
6.4	Polarisations- und Depolarisationsströme.....	16
6.5	Thermischer Durchschlag	17
7	Übertragungskapazität von Kabelsystemen.....	19
7.1	Erwärmung von Kabelsystemen	19
7.2	Untersuchte Kabelsysteme	20
7.3	Stromtragfähigkeit von erdverlegten MGÜ- und Drehstrom-Kabelsystemen	22
7.4	Übertragungskapazität von MGÜ-Kabelsystemen	25
7.5	Vergleich der MGÜ-Kabelsysteme mit ausgewählten Projekten.....	27
8	Multiphysikalische Simulationen von AC-Garnituren unter Gleichspannungsbeanspruchung.....	29
8.1	Modelle und Simulationen im Überblick	29
8.2	Multiphysikalische Feldberechnung des AC-Endverschlusses	30
8.3	Multiphysikalische Feldberechnung des AC-Muffe	33
9	Isolationsstrommessung an 12/20-kV-Standard-AC-VPE-Kabeln	37
9.1	Isolationsstrommessung an 12/20-kV-Standard-AC-VPE-Kabeln	37
9.2	Prüflingspräparation, Versuchsaufbau und Komponenten des Messsystems	37
9.3	Ablauf der Isolationsstrommessungen bei konstanter thermischer und elektrischer Belastung oder elektrischer Polaritätsumkehrung	39
9.4	Isolationsstrommessung bei konstanter Temperatur und elektrischem Feld	39
9.5	Isolationsstrommessung bei konstanter Temperatur und einer elektrischen Beanspruchung in Form von Polaritätsumkehrungen	41

10	DC-Durchschlagsuntersuchungen an extrudierten AC-VPE-Mittelspannungskabeln	43
10.1	DC-Durchschlagsuntersuchungen an extrudierten AC-VPE-Mittelspannungskabeln.....	43
10.2	Prüfprozedur und Prüfaufbau.....	43
10.3	Ergebnisse der DC-Durchschlagsuntersuchungen	45
11	Freileitungen und Isolatoren bei Mittelspannungsgleichstrombeanspruchung.....	47
11.1	Freileitungen bei Mittelspannungsgleichstrombeanspruchung	47
11.2	Geräuschemission	47
11.3	Spannungsfestigkeit von Isolatoren	50
12	Mögliche Anwendungsfälle für MGÜ in Österreich.....	55
12.1	Kopplung von Verteilnetzen	55
12.2	Anbindung von erneuerbarer Erzeugung	57
12.2.1	Photovoltaik-Großanlagen	57
12.2.2	Windparks	58
13	Zusammenfassung.....	61
	Literaturverzeichnis	62
	Anhang	66

1 Einleitung

Durch den stetigen Zuwachs des Energieverbrauchs und den starken Anstieg von erneuerbaren Energien, wie Photovoltaik und Wind, kommt es weltweit zu Herausforderungen im Transport- und Verteilnetz. Die klimafreundlichen erneuerbaren Kraftwerke sind meist dezentrale Energiequellen. Die erzeugte Energie muss nachfolgend in die Verbraucherzentren transportiert werden. Ein innovativer Lösungsansatz für die auftretenden Herausforderungen hinsichtlich Transport und Verteilung der erneuerbaren Energien ist die Gleichstromübertragung. Erkennbar ist dies an den vielen Projekten, welche aktuell in der Planungs- und Bauphase sind. Als Beispiel können die Projekte SüdLink, NordLink und ULTRANET genannt werden [1]. Zukünftig wird auch die Mittelspannungsebene Gleichstromübertragungssysteme beinhalten, da diese diverse Vorteile gegenüber der Drehstromübertragung aufweisen. Mit Hilfe der Gleichstromübertragung ist einerseits eine höhere übertragbare Leistung möglich andererseits können Umwandlungsverluste, welche bei der Übertragung erneuerbarer Energien entstehen durch eine direkte Übertragung reduziert werden.

Ein zukunftsweisender Ansatz in der Gleichstromübertragung ist die Umwandlung von bestehenden Mittelspannungs-Drehstrom-Übertragungssystemen (MDÜ) in Mittelspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme (MGÜ). Hierbei kann ggf. bei einer vollständigen Qualifizierung des Kabelsystems die Systemspannung angehoben werden. Mittelspannungs-Drehstrom-Kabel weisen heute eine hohe Zuverlässigkeit und eine hohe Verfügbarkeit am Markt auf. Des Weiteren ergeben sich durch die Konvertierung von AC-Kabeln etliche Vorteile hinsichtlich der übertragbaren Leistung und der realisierbaren Kabellängen. MDÜ-Strecken sind hingegen durch den Skin-Effekt, den Proximity-Effekt, die kapazitiven Ladeströme und etwaige Zusatzverluste begrenzt.

Die zunehmende Bedeutung der Mittelspannungs-Gleichstromübertragung ist anhand der steigenden Anzahl von weltweiten Publikationen und Pilotprojekten dokumentiert. Als Beispiele sind an dieser Stelle zahlreiche Pilotprojekte in China und Großbritannien sowie das in Deutschland geförderte Projekt „Verteilernetzverbund mittels Gleichstromübertragungstechnologie (VNB-DC)“ zu nennen, welches u. a. eine Fallstudie für ein 30 km langes MGÜ-Übertragungssystem behandelt (Anhang 1).

Das Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement (IHS) und das Institut für Elektrische Anlagen und Netze (IEAN) der Technischen Universität Graz bearbeiten gemeinsam das Forschungsprojekt „MGÜ@Netz“. Die zweite Phase des Forschungsprojektes beschäftigt sich mit üblichen Konvertertechnologien und -topologien und deren Eigenschaften für die Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit. Durch Simulationen zur Übertragungskapazität sind die Übertragungskapazitäten von MGÜ im Vergleich zu Hoch- und Mittelspannungsdrehstromübertragungen geklärt worden. Mögliche Anwendungsfälle werden näher beschrieben. Zusätzlich wurden multiphysikalische Simulationen von AC-Kabelsystemen unter Gleichspannungsbeanspruchung durchgeführt. Diese dienen dazu die elektrisch/thermischen Beanspruchungen in AC-Garnituren beim Einsatz in MGÜ-Kabelstrecken besser zu verstehen. Des Weiteren wurden experimentelle Untersuchungen in der Form von Isolationsstrommessungen, DC-Durchschlagsversuchen und Messungen der Geräuschemissionen realisiert.

2 Forschungsprojekt MGÜ@Netz

Das von der TU Graz im Jahr 2017 gestartete Forschungsprojekt „MGÜ@Netz“ wurde in Phase 1 im Zeitraum 01/2019 bis 10/2019 bereits von Österreichs Energie unter der Projekt-Nummer 11.062 („Forschungsprojekt Mittelspannungs-Gleichstromübertragung“) gefördert, wobei die Bearbeitung durch das Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement (IHS) und das Institut für Elektrische Anlagen und Netze (IEAN) der Technischen Universität Graz gemeinsam erfolgte. Es war das Ziel, prinzipielle technische Fragestellungen zum Thema MGÜ zu klären und mögliche Anwendungsfälle in Österreich zu identifizieren. Der Abschlussbericht wurde zum 20.12.19 erstellt und die Projektergebnisse wurden im Zuge der Ausschusssitzung 2020 präsentiert.

Der vorliegende Abschlussbericht bezieht sich auf die Phase 2 des Forschungsprojekts „MGÜ@Netz“, das im Zeitraum 07/2020 bis 03/2021 von Österreichs Energie unter der Projekt-Nummer 11.082 („Forschungsprojekt Mittelspannungs-Gleichstromübertragung - Teil 2“) gefördert wurde.

Im Rahmen dieses geförderten Forschungsprojekts wurden am IHS vier studentische Arbeiten und eine Dissertation unterstützt sowie drei Publikationen erstellt und teilweise bereits auf internationalen Konferenzen in Form eines Vortrags präsentiert:

- Bachelorarbeit Weber
- Bachelorarbeit Gollmann
- Bachelorarbeit Leherbauer
- Masterarbeit Andrej
- Dissertation Ratheiser
- Ratheiser, Buchner, Schichler: „Übertragungskapazität von MGÜ-Kabelstrecken bei Verwendung von extrudierten AC-Mittelspannungskabeln“, VDE-Fachtagung „Hochspannungstechnik“, online, 2020
- Ratheiser, Schichler: „DC Leakage Current Measurements: Contribution for the Qualification of extruded MVAC Cables for DC Operation“, International Conference on the Properties and Applications of Dielectric Materials (ICPADM), online, 2021
- Rainer, Renner, Buchner, Schichler: „Medium Voltage DC Transmission: A New Approach for the Power System“, CIGRE South East European Regional Council Conference 2020 in Vienna, Austria, 2021

Darüber hinaus ist zu erwähnen, dass die in der ersten Projektphase von Hr. Ratheiser erstellte Masterarbeit mit dem Titel „Multiphysikalische Simulationen und experimentelle Untersuchungen an extrudierten DC-Kabeln und Kabelgarnituren“ mit dem SEW Eurodrive-Preis 2021 ausgezeichnet wurde.

3 Konverter Technologien

3.1 Übersicht zu Konvertertechnologien und deren Eigenschaften

Die Tabelle 3.1 listet die verschiedenen Konvertertechnologien und deren Eigenschaften auf. Im Folgenden wird die Bedeutung der Eigenschaften für die Systeme beschrieben.

Tabelle 3.1: Konvertertechnologien und deren Eigenschaften [2]

	VSC		LCC
	Halbbrücke	Vollbrücke	
Schaltverluste	gering	gering	vernachlässigbar
Betriebsverluste	moderat	moderat	gering
Betriebserfahrung	gut	gering	gut
Platzbedarf	gering	gering	hoch
Schwarzstartfähigkeit	Ja	Ja	Nein

Platzbedarf: Der Platzbedarf steht direkt im Zusammenhang mit der Technologie. Da bei der LCC-Technologie die Blindleistungskompensation und der Filteraufwand größter ist als bei der VSC-Technologie, muss für die Installationen mehr Platz vorgesehen werden.

Schaltverluste: Die Schaltverluste sind abhängig von der Anzahl der schaltenden Elemente und deren Schaltfrequenz.

Betriebsverluste: Die Betriebsverluste sind abhängig vom Durchgangswiderstand des Ventils.

Betriebserfahrung: Die Betriebserfahrung wird auf Basis des Alters und der Anzahl der in Betrieb befindlichen Anlagen beurteilt.

Schwarzstartfähigkeit: Die Schwarzstartfähigkeit ist bei der LCC-Technologie nur durch den Einsatz weiterer Systeme gegeben. Bei der VSC-Technologie ist dies ohne zusätzliche Systeme möglich.

3.2 Voltage Source Converter (VSC)

Die VSC verhalten sich wie gesteuerte Spannungsquellen und können daher auch ohne Wechselstromnetz hochgefahren werden. Sie sind damit schwarzstartfähig. Für eine Richtungsänderung des Lastflusses wird der Strom umgekehrt, die Spannung bleibt konstant. Auf Grund der konstanten Systemspannung können auch Hochspannungskabel mit vernetztem Polyethylen (VPE) verwendet werden, da sich im Isoliermaterial Raumladungen ansammeln, die nach bisherigen Kenntnissen für HGÜ-Kabel bei einem Polarisationswechsel zu unzulässig hohen Spannungen und damit zu einem Kabelausfall führen können.

Die VSC-Technologie bietet gegenüber der LCC-Technologie die Möglichkeit der Schwarzstartfähigkeit und die Funktionalität einer STATCOM sowie der unabhängigen Regelung von Wirk- und Blindleistung [3]. Als Zwischenspeicher für die Energie werden Kondensatoren verwendet. Beim Ventildesign stehen zwei verschiedene Bauarten zur Verfügung: Halb- und Vollbrücke. Die Eigenschaften sind in Tabelle 3.2 gelistet.

Tabelle 3.2: Ventildesign und deren Eigenschaften [4]

	Halbbrücke	Vollbrücke
CapEx¹	Gering	Hoch
Anzahl Komponenten	Wenig	Viel
Verluste	Gering	Hoch
Betriebserfahrung	Viel Betriebserfahrung	Wenig Betriebserfahrung
Fehlerabschaltung	AC-seitiger Leistungsschalter	Ggf. Abschaltung/Begrenzung durch Konverter
DC Betriebsspannung	> AC Phasen-Phasen Spannung	Unabhängig von AC Spannung

Bild 3.1 und Bild 3.2 zeigen den Aufbau einer Halbbrücke bzw. einer Vollbrücke aus zwei bzw. vier IGBT-Modulen und einem Kondensator.

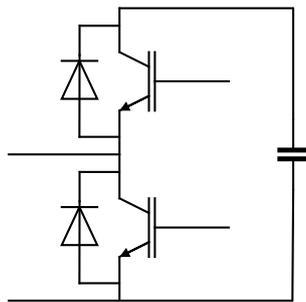


Bild 3.1: Halbbrücke

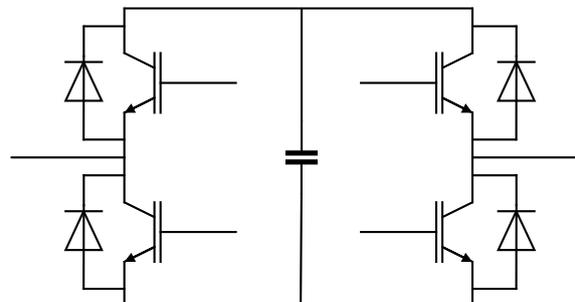


Bild 3.2: Vollbrücke

1-poliger Erdschluss: Im Falle eines DC-seitigen Kurzschluss kann die Vollbrücke den Kurzschlussstrombeitrag der AC-Seite blockieren. Im Falle der Halbbrücke kann der Kurzschlussstrom der AC-Seite über die antiparallelen Freilaufdioden auf die DC-Seite fließen, wenn die DC-Spannung unterhalb der AC-Spannung absinkt [5].

Folgende Schaltungstypen kommen zum Einsatz:

Bei dem **NPC Inverter** wird die effektive Schaltfrequenz pro Ventil reduziert und damit ebenfalls die Verluste (Bild 3.3). Durch die reduzierten Schaltüberspannungen kann auch die Isolation verringert werden und damit Kosten eingespart werden. Zusätzlich wird auch der Filteraufwand reduziert [2]. Die maximale Ausgangsspannung ist die Hälfte der DC-Eingangsspannung, was der wesentliche Nachteil des NPC Inverters ist.

Bei dem **Flying Capacitor Inverter** ist eine symmetrische Spannungsverteilung über den Ventilen notwendig (Bild 3.4). Dazu muss aktiv in die Regelung der Ventile eingegriffen werden. In Abhängigkeit der verwendeten Level werden auch entsprechend viele Kondensatoren mit unterschiedlichem Isolationsvermögen benötigt. Wie auch beim NPC ist der wesentliche Nachteil des Flying Capacitor Inverters, dass die Ausgangsspannung maximal die

¹ CapEx, Capital Expenditure; Investitionsausgaben für Erwerb, Modernisierung und Instandhaltung

Hälfte der Eingangsspannung ist. Da die Schaltfrequenz höher ist als beim NPC sind auch die Schaltverluste bei dieser Anordnung höher als beim NPC.

Bei dem **Modularen Multilevel Converter (MMC)** werden mehrere Halbbrücken (Bild 3.5) oder Vollbrücken (Bild 3.6) in Serie geschaltet. Mit der Anzahl der Elemente erhöht sich der regelungstechnische Aufwand, gleichzeitig reduziert sich aber der Aufwand für die Filterung, weil die sinusförmige Wechselspannung durch die feinere Spannungsabstufung besser nachgebildet werden kann.

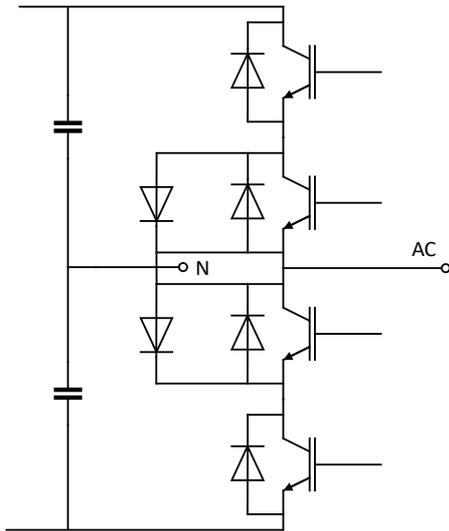


Bild 3.3: Neutral Point Clamped Inverter

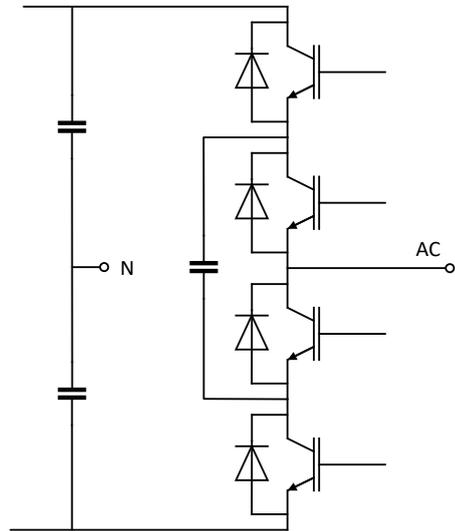


Bild 3.4: Flying Capacitor Inverter

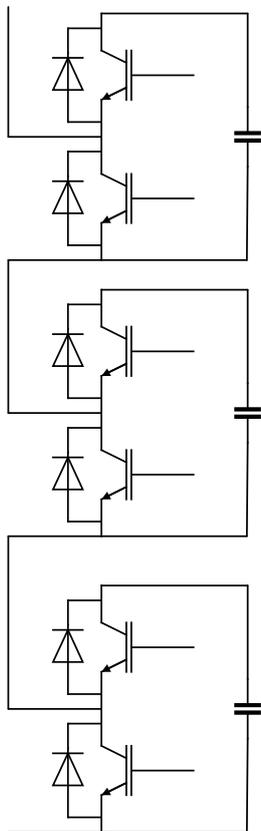


Bild 3.5: MMC-Halbbrücke

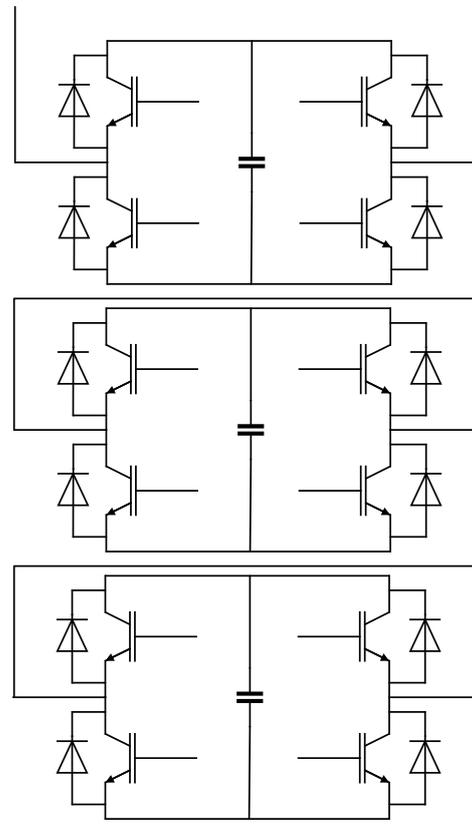


Bild 3.6: MMC-Vollbrücke

3.3 Line Commutated Converter (LCC)

Die LCC verhalten sich wie gesteuerte Stromquellen. Für den Betrieb ist ein Wechselspannungsnetz notwendig. Die Kommutierungsblindleistung beträgt fast 60 % der Nennleistung [3, 6]. Daher sind umfangreiche Kompensationsanlagen notwendig, so dass die benötigte Blindleistung nicht aus dem Wechselspannungsnetz bezogen werden muss. Für die Kompensationsanlagen muss entsprechend viel Fläche vorgesehen werden. Bei LCC-Systemen bleibt die Stromrichtung konstant. Für eine Lastflussumkehrung wird die Spannung an beiden Konvertern umgekehrt. Bei der LCC-Technologie kann weder die Spannung noch die Wirk- und/oder Blindleistung geregelt werden [3]. Als Zwischenspeicher für die Energie werden Spulen verwendet.

4 Konvertertopologien

4.1 Überblick zu Konvertertopologien und deren Eigenschaften

Die Tabelle 4.1 listet die drei verschiedenen Konvertertopologien und deren Eigenschaften auf. Generell wird zwischen einer monopolen und einer bipolaren DC-Übertragung unterschieden. Die Bezeichnung monopolar und bipolar bezieht sich dabei auf die Spannungspolarität, die für die Übertragung zur Verfügung steht.

Tabelle 4.1: Übersicht der Konvertertopologien und deren Eigenschaften [3, 8, 9]

	Monopol		Bipolar
	Asymmetrisch	Symmetrisch	
Überspannung (1-poliger Erdschluss)	-	moderat	hoch
Überstrom (1-poliger Erdschluss)		Kurzzeitig 5 - 11 p.u. Stationär 0 - 1 p.u.	Kurzzeitig 5 - 11 p.u. Stationär: 2 - 12 p.u.
Erdung	a) starr geerdet b) via Drossel geerdet	a) Mittelpunkt der DC-Kapazität starr geredeter b) Mittelpunkt der DC-Kapazität via Drossel geerdet c) hochohmig Erdung der DC Sammelschiene d) hochohmige Erdung auf AC-Seite	a) Mittelpunkt der DC-Kapazität starr geredeter b) Mittelpunkt der DC-Kapazität via Drossel geerdet
Betriebserfahrung	gering	gut	gut
Investitionskosten	gering - mittel	mittel	hoch
Übertragungskapazität	gering - mittel	mittel	hoch
Konvertertechnologie Projekt	VSC Caprivi [10]	LCC NordNed [11]	LCC Xiangjiaba – Shanghai [12]
Zuverlässigkeit	gering	gering/mittel	hoch (zumindest für halbe Leistung)

Überspannung: Die zu erwartenden Überspannungen sind beim symmetrischen Monopol moderat gegenüber der bipolaren Gleichstromverbindung.

Überstrom: Maßgeblich für den transienten Überstrom ist die Größe der Kapazitäten im DC-Netzgebiet. Diese variiert je nach verwendeter Technologie (VSC oder LCC) und Übertragungstechnologie (Kabel oder Freileitung).

Erdung: Die Erdungsmöglichkeiten haben sowohl Einfluss auf die Überspannungen nach einem Fehler und den zu erwartenden Kurzschlussstrom. Generell sind die zu erwartenden Überspannung höher, wenn die Erdung an nur einem Terminal installiert ist, anstatt an mehreren oder allen Terminals [5].

Verluste: Die Verluste werden maßgeblich durch die Anzahl der Bauteile und damit der verwendeten Technologie bestimmt. Im Falle einer Vollbrücke sind die Verluste im Betrieb am

größten. Bei der Verwendung von netzgeführten LCC-Konvertern sind die Verluste am geringsten.

Betriebserfahrung: Seit Anfang der 1970er Jahre wurden Thyristoren in netzgeführten Hochspannungsgleichstromkonvertern verwendet. 1997 wurde die erste VSC-Technologiebasierte Gleichstromverbindung fertiggestellt [2]. In den letzten 10 Jahren wurde jedoch mehrheitlich die VSC-Technologie eingesetzt [3, 7].

Investitionskosten: Zur Abschätzung der Investitionskosten wurde die Anzahl der notwendigen Komponenten und deren Wert herangezogen. Eine prinzipielle Bewertung ist schwer möglich, da die Kosten von der Länge der Übertragungsstrecke, der örtlichen Vorgaben, der verwendeten Übertragungstechnologie (Freileitung oder Kabel) und vielen weiteren Faktoren abhängt.

Übertragungskapazität: Die Übertragungskapazität bezieht sich auf die maximale Übertragungskapazität, die mit der jeweiligen Technologie möglich ist.

Resilienz: Die Resilienz steht im Zusammenhang mit der Konvertertopologie für die Unempfindlichkeit der Topologie gegenüber Fehler und für die Versorgungszuverlässigkeit.

Konvertertechnologie | Projekt: Für jede Konvertertopologie wird ein Beispielprojekt und die verwendete Konvertertechnologie angegeben.

4.2 Asymmetrischer Monopol

Beim asymmetrischen Monopol (Bild 4.1) ist jeweils ein Terminal der beiden Gleichrichter mit Erde oder einem dezidierten Rückleiter verbunden. Das andere Terminal ist auf Hochspannungspotential. Wird als Rückleiter das Erdreich oder Wasser (z. B. das Meer) verwendet, ist nur ein unidirektionaler Strom möglich, was bedeutet, dass die eine Erdelektrode als Kathode, die andere als Anode ausgeführt wird. Ein Rückleiter über Erde oder Wasser sollte aber vermieden werden, da die Ströme zu Korrosion, Chlorbildung und unerwünschten magnetischen Feldern führt. Alternativ kann ein dezidiertes metallischer Rückleiter verwendet werden, um im Falle eines monopolaren Betriebs die Ströme über Erde und damit die Beeinflussung (z. B. Korrosion) anderer Systeme zu vermeiden. Dieser kann kostengünstig mittels Niederspannungskabel verwirklicht werden.

1-poliger Erdschluss: Im Falle eines 1-poligen Erdschlusses beim asymmetrischen Monopol kann keine Leistung mehr über die Gleichstromverbindung übertragen werden. Zur Klärung des Fehlers muss das System neu gestartet werden. Die Dauer bis erneut Leistung über das System übertragen werden kann liegt im Bereich mehrerer 100 ms bis einige Sekunden [10].

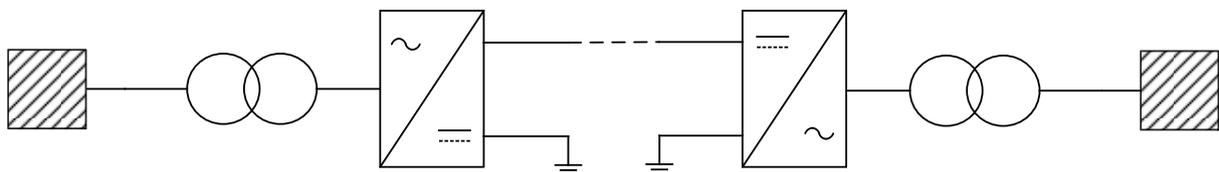


Bild 4.1: Asymmetrische monopolare Gleichstromverbindung

4.3 Symmetrischer Monopol

Symmetrische Monopole (Bild 4.7) arbeiten mit zwei Hochspannungsleitern, die jeweils mit der Hälfte der Gleichspannung betrieben werden und jeweils nur einen Konverter am Ende verwenden. Die Erdung ist daher hochohmig. Bei einem dauerhaften Erdfehler in einem der beiden Leiter wird weiterhin Leistung übertragen. Es fließt kein Kurzschlussstrom durch die

Konverter. Die Spannung in dem gesunden Leiter steigt dabei auf etwa das doppelte der Nennbetriebsspannung eines Leiters an. Zur Behebung des Fehlers ist eine vollständige Abschaltung und Entladung der Gleichstromverbindung notwendig. Damit besteht bei der symmetrischen Monopolverbindung keine Redundanz.

Symmetrische Monopole werden oft als VSC aufgebaut, wenn Gleichstromkabelverbindungen verwendet werden, weil für die Richtungsänderung des Lastflusses kein Polaritätswechsel notwendig ist.

1-poliger Erdschluss: Im Falle eines einpoligen Erdschlusses wird der Kurzschlussstrom von der AC-Seite durch den Konverter blockiert. Die AC-Seite trägt damit nicht zum Kurzschlussstrom bei. Im Falle einer hochohmigen Erdung der AC-Seite ist der zu erwartende Kurzschlussstrom am geringsten. Im Falle einer starr geerdeten DC-Kapazität ist der zu erwartende Kurzschlussstrom am größten [5].

Überspannung: Beim 1-poligen Erdschluss sind die zu erwartenden Überspannung beim symmetrischen Monopol geringer als bei der bipolaren Gleichstromverbindung.

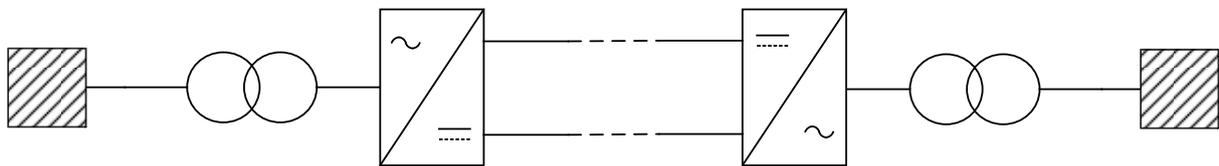


Bild 4.7: Symmetrische monopolare Gleichstromverbindung

4.4 Bipolar

Bei der bipolaren Gleichstromverbindung werden zwei Leiter auf Hochspannungspotential (negatives und positives Potential) zur Leistungsübertragung verwendet. Daher muss die Isolation beider Leiter für die volle Nennspannung ausgelegt werden. Der Mittelpunkt der beiden Konverterstationen kann über Erdelektroden geerdet werden, die etwa für den halben Nennstrom der Konverter ausulegen sind. Alternativ kann ein dezidierter metallischer Rückleiter verwendet werden, um im Falle eines monopolaren Betriebs die Ströme über Erde und damit die Beeinflussung (z. B. Korrosion) anderer Systeme zu vermeiden. Dieser kann kostengünstig mittels Niederspannungskabel verwirklicht werden.

1-poliger Erdschluss: Im Falle eines einpoligen Erdschlusses ist der Kurzschlussstrom in den ersten Millisekunden nach dem Kurzschluss ähnlich dem Kurzschlussstrom des symmetrischen Monopols. Danach steigt der Kurzschlussstrom weiter an, weil der Kurzschluss auch durch die AC-Seite gespeist wird. Dabei können stationäre Kurzschlussströme größer 10 p.u. erreicht werden. Lediglich im Falle einer hochohmigen DC-Sammelschienen-Erdung in Verbindung mit einem metallischen Rückleiter beträgt der stationäre Kurzschlussstrom wenige p.u.

Überspannung: Im Falle eines 1-poligen Erdschlusses führt die hochohmige DC-Sammelschienen-erdung des gesunden Pols zu den größten Überspannungen im Bereich von mehreren p.u. Für den Fall der niederohmigen Erdung der DC-Kapazität in Verbindung mit einem metallischen Rückleiter sind die geringsten Überspannungen (unterhalb 1 p.u.) zu erwarten.

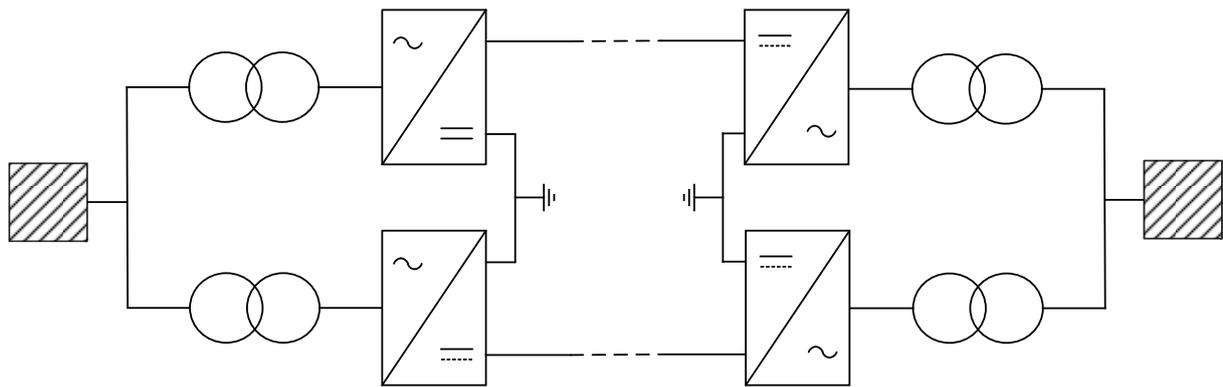


Bild 4.8: Bipolare Gleichstromverbindung

4.5 MGÜ-Projekte

Die folgende Liste gibt einen Überblick über aktuelle MGÜ Projekte. Die Projekte befinden sich in unterschiedlichen Stadien der Umsetzung. Es wird kein Anspruch auf Vollständigkeit der Liste erhoben.

Name	Spannung	Projektstatus
FEN Research Campus Medium-Voltage DC Grid (Deutschland)	$\pm 2,5$ kV	In Betrieb
HVDC Light (ABB, Dänemark, Schweden)	± 9 kV	In Betrieb
University of Nottingham (UK)	5 kV	Unbekannt
Western Power Distribution (UK)	Back-to-back (AC to AC)	Unbekannt
Scottish Power Energy Networks Angle DC (UK)	± 27 kV	In Bau
Power Networks Demonstration Centre (Glasgow, UK)	-	Forschung und Planung von Demonstrator
Medium Voltage DC Investigation for Remote Communities (Kanada)	z.B. ± 50 kV	Forschung und Planung
HVDC Transmission System for Remote Alaskan Applications: Phase 1 & 2 (USA)	12,5 kV und 50 kV	Abgeschlossen (2013)
Eagle Pass Tie (USA, Mexiko)	$\pm 15,9$ kV	Abgeschlossen (2011)
Acaray, Paraguay and Brasilien	Back-to-Back	Abgeschlossen (1981)
MGÜ Projekt von Peking (China)	± 10 kV	Unbekannt (Projektbetrieb seit 2019)
Shanghai Nanhui VSC DC Project (China)	± 30 kV	In Betrieb (Seit 2011)
Anhui Lu'an Jinzhai DC Distribution Project (China)	1,5 kV	In Testbetrieb (Start 2017)
Flexible DC Power Distribution Project in Shenzhen Baolong Industrial Park (China)	± 10 kV	Unbekannt
Medium Voltage DC Grid Project (Südkorea)	20 kV	Forschung und Planung (Start 2016)

5 Fehlerabschaltung in MGÜ-Systemen

In vernetzten MGÜ-Systemen sind die Kernanforderungen für den Schutz: eine schnelle Detektion des Fehlers und die Selektivität. Dadurch soll der Fehler vom Rest des Systems isoliert werden und das System schnell wieder in den Normalzustand zurückgebracht werden. Für die Isolation des Fehlers gibt es im Wesentlichen drei Optionen [13]:

- Fehlerstromblockierung durch den Konverter und DC-Trennschalter
- Konventioneller Konverter mit DC-Leistungsschalter
- Konventioneller Konverter mit AC-Leistungsschalter und DC-Trennschalter

Um das System und die Komponenten vor Überstrom- und/oder Überspannung zu schützen muss, je nach Konfiguration, die Übertragungsstrecke stromlos geschaltet und entladen werden, da die thermische Überlastfähigkeit der Leistungshalbleiter gering ist. Dies wird aktuell bei HVDC-System durch das Auslösen der AC-Leistungsschalter realisiert. Dies bedeutet gleichzeitig, dass die gesamte DC-Übertragung heruntergefahren wird und keine Leistung mehr übertragen werden kann. DC-Leistungsschalter sind kommerziell verfügbar aber nicht für alle Spannungs- und Leistungsklassen. Für den MGÜ-Bereich sind keine dezidierten DC-Schalter verfügbar.

Für den Personenschutz ist die Erdung des MGÜ-Systems entscheidend. Eine Zusammenfassung über die verschiedenen Möglichkeiten ist in [14] zu finden. Denkbar sind TN-S DC, TN-C DC, TN-C-S DC, TT DC und IT DC Systeme (Tabelle 5.1).

Tabelle 5.1: Bedeutung der Buchstaben für die verschiedenen Erdungssysteme im DC-System

1. Buchstabe	T	Starr geerdet
	I	Isoliert oder ein Punkt hochomig geerdet
2. Buchstabe	T	Starr geerdet und abhängig von Erdungspunkt des Systems
	N	Direkte Verbindung zum Erdungspunkt des Systems
Folgebuchstabe(n)	S	PE-Leiter und N-Leiter getrennt ausgeführt
	C	PEN-Leiter kombiniert

6 Besonderheiten des Isoliersystems bei Gleichspannung

6.1 Polarisation und Depolarisationsmechanismen

Die Polarisation beschreibt die Verschiebung und Ausrichtung von ortsfesten Ladungen innerhalb eines Isolierstoffes. Die Verschiebung entsteht durch die Kraftwirkung des elektrischen Feldes auf die ortsfesten Ladungen. Die Depolarisation ist die Umkehrung dieses Prozesses. Das spezifische Verhalten der Atome und Ladungen innerhalb des Isoliermaterials ist im Bild 6.1 veranschaulicht [15].

Die Elektronenpolarisation spiegelt hierbei die Verschiebung der Elektronenhülle relativ zum Atomkern wider. Die Atompolarisation weist in Hinblick auf den Mechanismus ähnliche Eigenschaften auf. Das Molekül wird hierbei deformiert. Bei beiden Polarisationen wird eine Deformierung durch die Polarisation von Elektronen beziehungsweise durch die Polarisation von Atomen herbeigeführt (Deformationspolarisation).

In Kristallgittern wird durch die Kraftwirkung des elektrischen Feldes eine Ausrichtung der geladenen Gitterbausteine veranlasst. Es entsteht dadurch eine Gitterpolarisation des Kristallgitters.

Die Orientierungspolarisation beschreibt die Ausrichtung beziehungsweise die Orientierung von elektrischen Dipolen. Das elektrische Feld bewirkt durch die Coloumb Kraft eine Orientierung der einzelnen polaren Moleküle .

Ein weiterer Mechanismus der Polarisation ist die Grenzflächenpolarisation. Hierbei tritt eine Ansammlung von Ladungsträgern an der Grenzfläche von zwei Medien mit unterschiedlicher Leitfähigkeit auf. In diesem Zusammenhang können Kabelgarnituren genannt werden.

Die Wirkung der beschriebenen Polarisationsmechanismen ist im Allgemeinen immer gleich. Durch die Polarisation entsteht in allen genannten Fällen ein zusätzliches elektrisches Feld E_{Dipol} aufgrund der verschobenen Dipole, welches sich mit dem ursprünglichen Feld überlagert wird. Die elektrische Verschiebungsdichte D wird beim Auftreten von Polarisationsmechanismen nach Gleichung 1 berechnet, wobei D die elektrische Verschiebungsdichte, ϵ die absolute Dielektrizitätszahl, E die ursprüngliche elektrische Feldstärke und P die Polarisation ist.

$$D = \epsilon \cdot (E + E_{\text{Dipol}}) = \epsilon \cdot E + P \quad (1)$$

6.2 Nichtlineare elektrische Leitfähigkeit von Isolierstoffen

Die elektrische Feldverteilung bei Gleichspannungsbeanspruchung ist stark von der Leitfähigkeit der Isolierstoffe abhängig. Die Leitfähigkeit der Isolierstoffe hängt wiederum stark von der auftretenden Feldstärke sowie der Temperatur ab [16, 17]. Da die Nichtlinearität der Leitfähigkeit der Isolierstoffe den elektrischen Feldverlauf stark beeinflusst, muss diese in alle Berechnungen inkludiert und berücksichtigt werden. Wird zum Beispiel ein Kabel im Erdreich verlegt und Energie über das Kabel übertragen, wird der Innenleiter durch die dabei

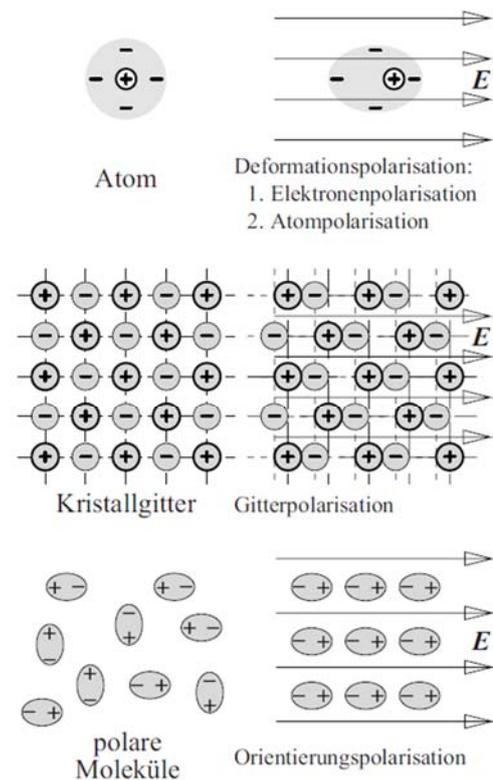


Bild 6.1: Polarisationsmechanismen in Isolierstoffen bedingt durch das anliegende elektrische Feld

auftretenden ohmschen Verluste des Kabels erwärmt. Es stellt sich in Folge dessen ein Temperaturgradient über der Isolierung ein. Aufgrund der unterschiedlichen Temperaturen entlang der Isolierung nimmt die Leitfähigkeit in jedem Punkt der Isolierung einen spezifischen Wert an und beeinflusst dadurch den Verlauf des elektrischen Feldes. Dies ändert in weiterer Folge die Leitfähigkeit in der Isolierung. Die elektrische Leitfähigkeit wird mit Hilfe der Gleichung 2 berechnet [16].

$$\sigma = \sum_i \mu_i \cdot q_i \cdot n_i \quad (2)$$

Die Leitfähigkeit σ ist abhängig von der Beweglichkeit der Elektronen μ_i , der Ladung q_i und der Ladungsträgerdichte n_i . Durch die Abhängigkeit der Leitfähigkeit vom elektrischen Feld E und der Temperatur ϑ ergibt sich, dass die Stromdichte J von diesen Parametern abhängig ist (Gleichung 3).

$$J(E, \vartheta) = \sigma(E, \vartheta) \cdot E(\sigma) \quad (3)$$

In Tabelle 6.1 sind die Grundmodelle für die elektrische Leitfähigkeit beziehungsweise für die Stromdichte dargestellt [16]. Diese Modelle werden meist in ihrer ursprünglichen Form, aber auch in abgeleiteter Form, für die Beschreibung der elektrischen Leitfähigkeit genutzt.

Tabelle 6.1: Grundmodelle der nichtlinearen Leitfähigkeit

Mechanismus	Gleichung
Shottky-Injektion	$J(E, \vartheta) = \frac{4 \cdot \pi \cdot e \cdot m \cdot k_b (1-R) \vartheta^2}{h} \cdot e^{\left(-\frac{\phi}{k_B \cdot \vartheta}\right)} \cdot e^{\beta_S \cdot \sqrt{E}} \quad (4)$ <p style="text-align: center;">mit $\beta_S = \frac{e}{2 \cdot k_B \cdot \vartheta} \cdot \sqrt{\frac{e}{\pi \cdot \epsilon_0 \cdot \epsilon_r}}$</p>
Sprungleitfähigkeit	$\sigma(E, \vartheta) = \frac{2 \cdot v \cdot a \cdot e \cdot n}{E} \cdot e^{\left(-\frac{W}{k_B \cdot \vartheta}\right)} \cdot \sinh\left(\frac{e \cdot E_a}{2 \cdot k_B \cdot \vartheta}\right) \quad (5)$
Poole-Frenkel	$\sigma(E, \vartheta) = \sqrt{N_{\text{eff}} \cdot N_D} \cdot e \cdot \mu \cdot e^{\left(-\frac{\phi}{k_B \cdot \vartheta}\right)} \cdot e^{\beta_{PF} \cdot \sqrt{E}}, \beta_{PF} = \beta_S \quad (6)$

Die Sprungleitfähigkeit basiert auf dem Tunneleffekt von Elektronen. Diese beschreibt die thermische Energie, welche einem Elektron zugeführt werden muss, damit dieses die Energiedifferenz zwischen dem Valenzband und dem Leitungsband aufbringen kann. Der Pool-Frenkel Effekt basiert hingegen auf der Shottky-Injektion und beschreibt, dass ein Elektron in einem großen elektrischen Feld eine geringere thermische Energie benötigt, um vom Valenzband in das Leitungsband zu gelangen.

6.3 Feldinversion

Im Abschlussbericht des Forschungsprojekts „Mittelspannungs-Gleichstromübertragung“ (Bericht „TU 18221“) wurde die Besonderheiten der Gleichspannungsbeanspruchung schon weitestgehend erläutert. Dieses Kapitel soll dazu dienen die Feldinversion, welche bei Gleichspannungsbeanspruchungen auftritt noch etwas genauer auszuführen. Die elektrische Feldstärke in coaxialen Anordnungen wird bei Wechselfeldbeanspruchung und bei Gleichspannungsbeanspruchung mit Hilfe der Gleichung 7 berechnet. Es wird dabei jedoch vorausgesetzt, dass das verwendete Material homogen ist und keine abhängigen Materialparameter aufweist.

$$E = \frac{U}{r \cdot \ln\left(\frac{r_a}{r_i}\right)} \quad (7)$$

Die elektrische Feldstärke berechnet sich unter Gleichspannungsbeanspruchung nach [18] und [19] anhand der Gleichung 8.

$$E(r) = \frac{\delta \cdot U_{\text{DC}} \cdot \left(\frac{r}{r_a}\right)^{\delta-1}}{r_a \cdot \left[1 - \left(\frac{r_i}{r_a}\right)^{\delta}\right]} \quad (8)$$

mit: $\delta = \frac{\frac{\alpha \cdot \Delta\theta}{\ln\left(\frac{r_a}{r_i}\right)} + \frac{\beta \cdot U_{\text{DC}}}{r_a \cdot r_i}}{\frac{\beta \cdot U_{\text{DC}}}{r_a \cdot r_i} + 1}$

Dabei ist δ vom Temperaturgradienten $\Delta\theta$, vom Temperaturkoeffizienten α und vom Feldstärkekoeffizienten β abhängig. Die Parameter r_a und r_i geben den Außen- und Innenradius der coaxialen Anordnung an und r stellt eine beliebige Position zwischen diesen dar. Die Gleichspannung wird durch den Parameter U_{DC} beschrieben.

Die Verteilung des elektrischen Feldes bei Gleichspannungsbeanspruchung hängt neben der Geometrie, anders als bei Wechselspannung, von den Leitfähigkeiten der Isolierstoffe ab und nicht von den relativen Permittivitäten. Die Leitfähigkeit der Isolierstoffe ändert sich aufgrund der Nichtlinearität, die diese mit sich bringen, mehr oder weniger stark mit der Temperatur und mit der auftretenden elektrischen Feldstärke. Dies wurde bereits in Kapitel 6.2 beschrieben. Die Leitfähigkeiten der einzelnen Isolierstoffe erhöhen sich stark mit steigender Temperatur. Bild 6.2 zeigt einen Feldverlauf im Inneren der Isolierung eines Kabels bei verschiedenen thermischen Beanspruchungen. Die gezeigten Kurven stellen die radiale elektrische Feldstärke in Abhängigkeit vom Temperaturgradienten und dem Feldstärkekoeffizienten dar. Wird das Kabel ohne Last betrieben und die Abhängigkeit des Isolierstoffes von der elektrischen Feldstärke vernachlässigt, so tritt derselbe Feldverlauf wie im Falle einer Wechselspannungsbeanspruchung ein. Wird die Abhängigkeit von der elektrischen Feldstärke inkludiert, ergibt sich eine ähnliche Verteilung des elektrischen Feldes. Die verschiedenen elektrischen Leitfähigkeiten, welche in radialer Richtung auftreten, bewirken eine geringe Verschiebung des elektrischen Feldverlaufs. Wird das Kabel belastet, ergibt sich zusätzlich zum elektrischen Feld ein radialer Temperaturgradient. Dieser entsteht durch den Stromfluss im Innenleiter. Wird die Abhängigkeit des Isolierstoffes von der elektrischen Feldstärke vernachlässigt, so ergibt sich aufgrund der starken Abhängigkeit von der Temperatur die sogenannte Feldinversion. Die Feldinversion tritt ab einer gewissen Temperaturdifferenz auf. Wird die Abhängigkeit von der elektrischen Feldstärke wieder in die Überlegung miteinbezogen, so steigt die elektrische Feldstärke am inneren Rand der Isolierung etwas an. Am äußeren Rand hingegen wird die elektrische Feldstärke durch die Verringerung des spezifischen Widerstandes durch die Abhängigkeit vom elektrischen Feld reduziert [20].

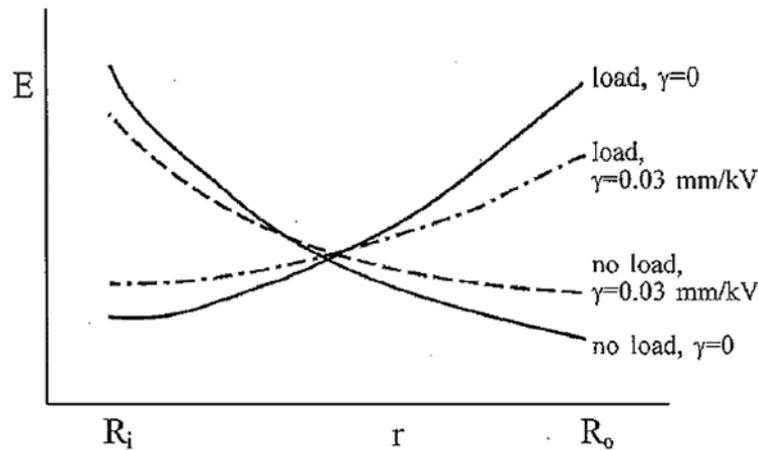


Bild 6.2: Feldverläufe in einer Kabelisolierung in Abhängigkeit des Temperaturgradienten und der elektrischen Feldstärke [20]

Die resistive elektrische Feldverteilung kann mit Hilfe der Gleichungen 9 und 10 berechnet werden. Dabei kann nur eine numerische Lösung der Gleichungen mit der Anwendung einer iterativen Berechnung gefunden werden. In den Gleichungen wird die Gleichspannung mit U , der Innenradius mit R_i , der Außenradius mit R_a , der Temperaturkoeffizient mit α , der Feldstärkekoeffizient mit γ und die Temperaturdifferenz mit $\Delta\vartheta$ angegeben [20].

$$E = U \cdot \frac{r^{k-1} \cdot e^{(-\gamma \cdot E)}}{\int_{R_i}^{R_a} r^{k-1} \cdot e^{(-\gamma \cdot E)} dr} \quad (9)$$

$$k = \frac{\alpha \cdot \Delta\vartheta}{\ln\left(\frac{R_a}{R_i}\right)} \quad (10)$$

In Bild 6.3 ist die Lösung der oben gezeigten Gleichung für ein Kabel mit Öl-Papier-Isolierung für verschiedene Temperaturdifferenzen zwischen dem Innenleiter und dem Schirm des Kabels dargestellt. Das elektrische Feld entspricht im isothermalen Fall (0 K) beinahe dem Verlauf des elektrischen Feldes einer Wechselspannungsbeanspruchung. Des Weiteren kann das elektrische Feld durch die auftretende Feldinversion bei hohen Temperaturdifferenzen (20 K) höhere Werte annehmen als im isothermalen Fall. Der elektrische Feldverlauf, welcher über die Strecke der Isolierung konstant ist, belastet die betrachtete Isolierung im Vergleich am geringsten und kann die Lebensdauer daher verlängern. Die Umwelteinflüsse, welche auf verlegte Kabel und damit auf den Temperaturgradienten der Isolierung wirken, sind von der geographischen Lage, der Jahreszeit und vielen weiteren Faktoren abhängig. Da die Verlegung von Kabeln jedoch über eine Länge von mehreren Kilometern erfolgt, ist es derzeit nicht möglich diese im optimalen Betriebspunkt zu betreiben. Die Motivation heutzutage liegt somit vor allem darin, ein Isoliermedium zu entwickeln, welches eine geringe Abhängigkeit des spezifischen Widerstandes von der Temperatur im Betrieb aufweist und dadurch den Effekt der Feldinversion weitgehend verhindert [17, 21].

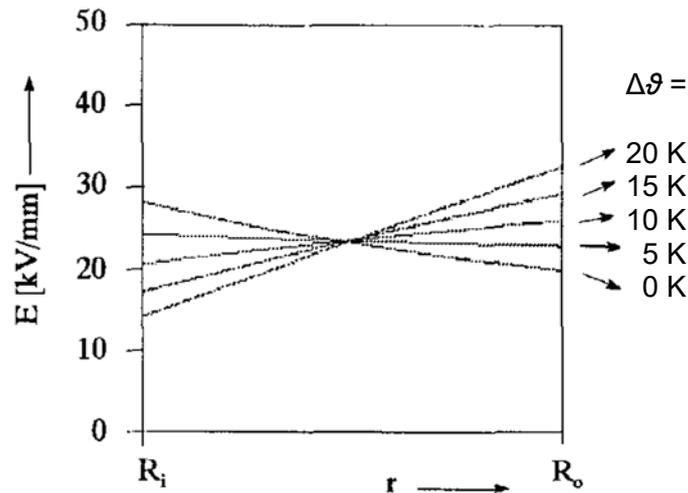


Bild 6.3: Verläufe des elektrischen Feldes in einer Kabelisolierung bei unterschiedlichen Temperaturdifferenzen nach [20]

6.4 Polarisations- und Depolarisationsströme

Beim Anlegen eines elektrischen Feldsprunges werden die positiven und negativen Ladungen durch die Coulomb-Kraft gegeneinander ausgelenkt. Die sich daraus ergebende Stromdichte ist in Gleichung 11 dargestellt, wobei J die Stromdichte, σ die elektrische Leitfähigkeit, ϑ die Temperatur, t die Zeit und D die elektrische Verschiebung beschreibt.

$$J(E, \vartheta, t) = \sigma(E, \vartheta) \cdot E(t) + \frac{dD(t)}{dt} \tag{11}$$

Wie in Kapitel 6.1 beschrieben, tritt beim Anlegen eines elektrischen Spannungsbereichs ein Polarisationsvorgang in den Isoliermaterialien ein. Die Depolarisation beschreibt den umgekehrten Prozess (Bild 6.4).

Der Vorgang der Polarisation (i_p) verursacht in der Kombination mit dem Ladestrom i_l , den Strom von vorhandenen Raumladungen i_{sc} und den Strom aufgrund der endlichen Leitfähigkeit des Materials i_c einen Isolationsstrom i_{iso} . Dieser berechnet sich nach der Gleichung 12 [22].

$$i_{iso}(t) = i_l(t) + i_p(t) + i_{sc}(t) + i_c(t) \tag{12}$$

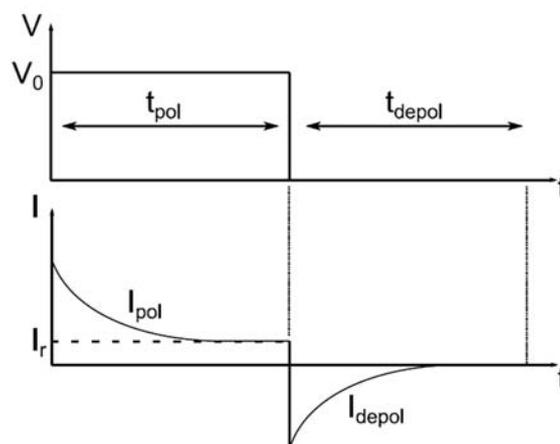


Bild 6.4: Prinzipieller Verlauf der Polarisations- und Depolarisationsströme [22]

nimmt der Widerstand des Materials weiter ab, wodurch der Stromfluss weiter ansteigt. Kann die zusätzliche Wärme nicht mehr abgeführt werden, so setzt sich diese Aufwärtsspirale fort. Das System wird instabil, da jede weitere Erhöhung des Isolationsstroms zu einer zusätzlichen Erhöhung der Temperatur der Kabelisolierung führt, bis ein Durchschlag eintritt. Dieser wird thermischer Durchschlag beziehungsweise „thermal runaway“ genannt, wobei die englische Bezeichnung diesen Vorgang weitaus besser beschreibt. Es tritt somit eine Zerstörung der Isolierung ein, da das Gleichgewicht aus abgeführter und zugeführter Wärme nicht mehr vorhanden ist [24, 25]. Prinzipiell wird in diesem Zusammenhang zwischen der intrinsischen und interaktiven thermischen Stabilität unterschieden. Die interaktive thermische Stabilität bezieht die Interaktion des Kabels mit der Umgebung mit ein. Es kann durch eine Erhöhung des thermischen Widerstandes beziehungsweise durch eine Anhebung der Umgebungstemperatur zu einer thermischen Instabilität kommen (Bild 6.6b) [22]. Die intrinsische Stabilität bezieht die Umgebung des Kabels nicht in die Betrachtung ein. Hierbei wird die thermische Instabilität durch eine Erhöhung der Isolationstemperatur durch den steigenden Isolationsstrom herbeigeführt. Dieser Vorgang hängt stark von der Spannungsbeanspruchung ab (Bild 6.6a) [26]. VPE, welches speziell für die Gleichspannungsbeanspruchung entwickelt wurde, reduziert die Wahrscheinlichkeit eines thermischen Durchschlags. Aufgrund des höheren spezifischen Widerstandes und der geringeren Nichtlinearität des Isolierstoffes werden die Isolationsströme geringgehalten und somit eine zusätzliche Erwärmung verhindert. Die maximale Betriebstemperatur bei zurzeit gängigen DC-Kabeln mit VPE-Isolierung beträgt 90 °C [27].

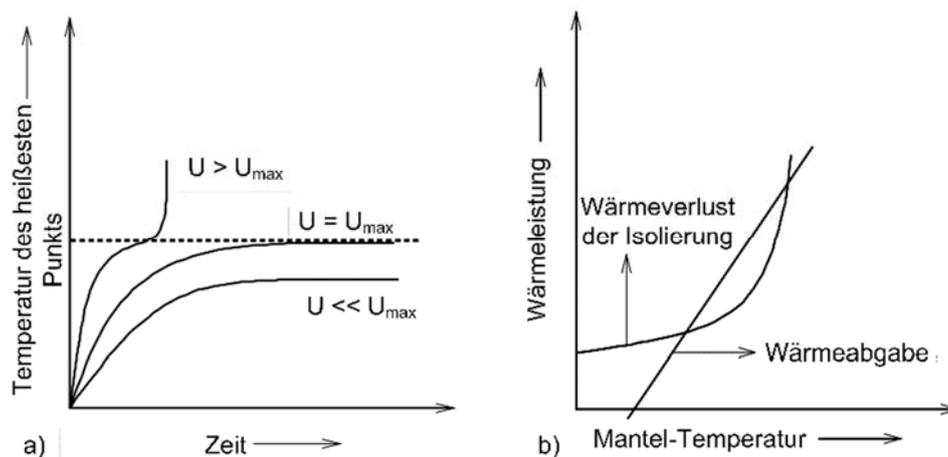


Bild 6.6: Intrinsische (a) und interaktive (b) thermische Stabilität nach [26]

7 Übertragungskapazität von Kabelsystemen

7.1 Erwärmung von Kabelsystemen

Thermodynamisch verweilen Systeme ohne das Auftreten von äußeren Einflüssen in einem Gleichgewichtszustand [28]. In jedem thermodynamischen System sind Quellen und Senken vorhanden, die diesen Zustand beeinflussen. Werden AC-Kabelsysteme betrachtet, so zählen die Joule'schen Verluste im Leiter, die Schirmverluste, die Verluste durch den Proximity-Effekt und die dielektrischen Verluste zu den Quellen. Auch natürliche Einflüsse, wie beispielsweise die Sonneneinstrahlung, müssen in diese Betrachtung inkludiert werden. Als Senken sind der Abtransport der Wärme über das Erdreich, die Kühlung durch Luft oder durch eine äußere Zwangskühlung in Form von Wasser zu nennen. Bei Kabelsystemen treten somit, abhängig von der Verlegeart Strömung, Konvektion und Wärmeleitung auf. Wird in weiterer Folge ein erdverlegtes Kabelsystem betrachtet, so findet der Wärmeabtransport über die Wärmeleitung an die Umgebung statt. Die nachfolgende Gleichung 14 beschreibt die Differentialgleichung zur Berechnung der Wärmeleitung [29]. Hierbei beschreibt ρ den thermischen Widerstand, c die Wärmekapazität, W_{int} die Verlustleistung des Kabels und ϑ die Temperatur [30].

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{1}{\rho} \frac{\partial \vartheta}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{1}{\rho} \frac{\partial \vartheta}{\partial y} \right) + W_{\text{int}} = c \frac{\partial \vartheta}{\partial t} \quad (14)$$

Durch die Gleichung 14 ist ersichtlich, dass neben der Geometrie und der Verlustleistung, der thermische Widerstand des Materials ein entscheidender Einflussparameter bei der Erwärmung von Kabelsystemen ist. Dem Erdreich beziehungsweise dem Bettungsmedium kommt somit eine besondere Bedeutung zu, da bei einer Bodenaustrocknung beziehungsweise einer schlechten Wärmeleitfähigkeit ein Wärmestau verursacht wird. Der übertragbare Strom wird daher stark von den im Kabel auftretenden Verlusten, als auch von der Wärmeabgabe an die Umgebung beeinflusst. Die IEC 60287 beschreibt die gängige Methode der Kabelauslegung für Drehstromanordnungen. Da bei der Kabelauslegung der Temperaturabfall im Dielektrikum nicht betrachtet wird, ist die IEC 60287 bei der Auslegung von DC-Kabeln kritisch zu betrachten [16, 17, 31, 32]. Sowohl bei Drehstrom- als auch bei Gleichstrom-Kabelsystemen wird die auftretende Verlustenergie an das Erdreich in Form von Wärme abgegeben. Im ersten technischen Bericht des Forschungsprojekts „Mittelspannungs-Gleichstromübertragung“ wurde eine Berechnung der Kabelerwärmung gemäß IEC 60287 durchgeführt und mit einer orientierenden FEM-Simulation verglichen. Im vorliegenden Bericht werden umfangreiche FEM-Simulationen dargestellt und ausgewertet, wobei die dielektrischen Verluste bei der Betrachtung von Mittelspannungs-Drehstrom-Kabelsystemen vernachlässigt werden [19].

Im Bild 7.1 ist eine Auflistung der Verluste eines 12/20-kV-AC-VPE-Kabelsystems für verschiedene Querschnitte dargestellt. Erkennbar ist, dass die Verluste, welche durch den Schirm hervorgerufen werden, mit steigendem Leiterquerschnitt ansteigen. Die Verluste, welche lediglich bei Drehstrom-Anordnungen auftreten, werden als wechselstromspezifische Verluste zusammengefasst. Bei dem Einsatz von Gleichspannungs-Kabelstrecken treten keine dielektrischen Verluste, kapazitiven Ladeströme, Wirbelstromverluste oder Verluste, welche durch den Proximity-Effekt hervorgerufen werden, auf [33]. Daraus ergibt sich der Vorteil, dass Gleichstromkabelstrecken eine signifikant größere Länge als Drehstromkabelstrecken aufweisen können. Des Weiteren wird die Erwärmung in DC-Kabeln lediglich durch die Joule'schen Verluste hervorgerufen. Durch das Wegfallen der wechselstromspezifischen Verluste kann bei einem Leiterquerschnitt von 400 mm² die Stromtragfähigkeit um 3,5 % erhöht werden [34].

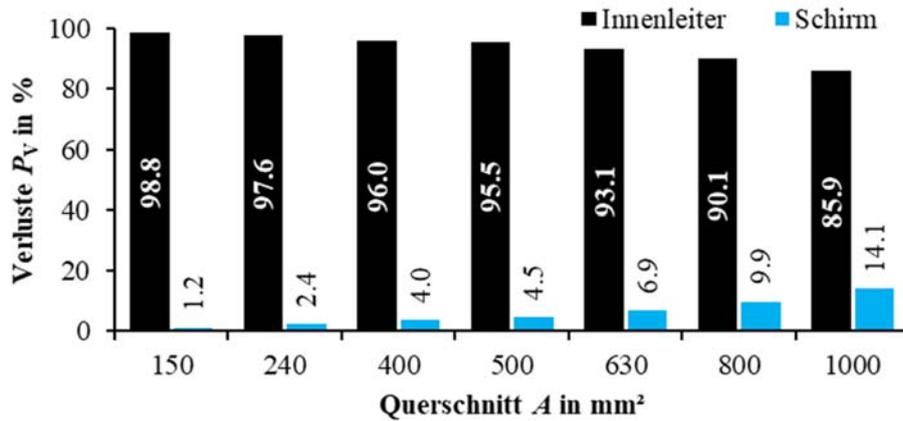


Bild 7.1: Verluste eines Drehstrom-Kabelsystems bei einer Leitertemperatur von 90 °C, Kabel: NA2XS2Y 12/20 kV [30]

7.2 Untersuchte Kabelsysteme

Um das thermische Verhalten von Wechselspannungs- und Gleichspannungskabeln zu vergleichen, müssen diese für unterschiedliche Anordnungen näher untersucht werden. Im Bild 7.2 sind die zu untersuchenden Modelle aufgelistet. Die verschiedenen Modelle stellen einerseits 12/20-kV-AC-Kabelsysteme (M1, M2), ein monopoles Gleichstromsystem (M3), ein bipolares Gleichstromsystem (M4), ein auf ein DC-System umgerüstetes Drehstrom-Kabelsystem (M5) und ein bipolares DC-System mit sechs Leitern (M6) dar. Der ungenutzte dritte Leiter von M5 kann als metallischer Rückleiter oder als defekter Leiter angesehen werden. Die Modelle M7 und M8 beschreiben ein 110-kV-VPE-AC-Kabelsystem, welches im Dreieck verlegt wurde [30].

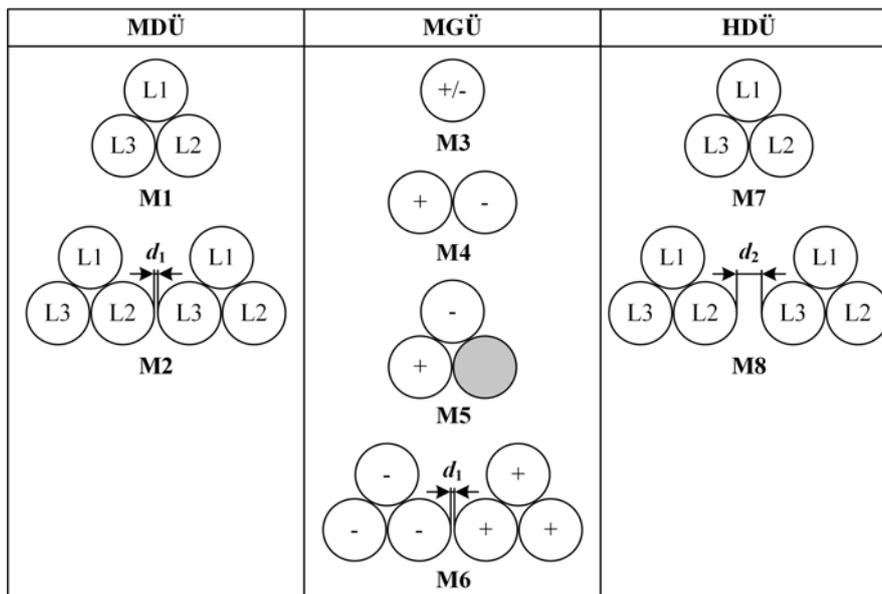


Bild 7.2: Untersuchte Kabelsysteme M1 bis M8 nach [30]

Die ausgewählten Modelle (M1 – M6) sind als 12/20-kV-VPE-AC-Kabel mit Leiterquerschnitten von 150 – 1000 mm^2 und Schirmquerschnitten von 25 – 35 mm^2 ausgeführt worden. Die Modelle zur Nachbildung von Hochspannungs-Kabelsystemen (M7 und M8) weisen Leiterquerschnitte von 800 – 2000 mm^2 auf. Der Schirmquerschnitt wurde mit 50 mm^2 ausgeführt. Für die durchgeführten Simulationen wurde eine Verlegetiefe der Kabelsysteme von 1 m gewählt. Das Erdreich selbst ist in einem Umkreis von einem halben Meter um das Kabel als

„trocken“ ausgeführt. Die Temperatur an der Grenzfläche Erdreich/Luft wurde mit $\vartheta_E = 20\text{ °C}$ angenommen. Um die thermische Beeinflussung der Kabelsysteme real zu gestalten, wurde ein Abstand von $d_1 = 15\text{ mm}$ bei den Mittelspannungssystemen M2 und M6 und ein Abstand von einem halben Meter ($d_2 = 500\text{ mm}$) beim HDÜ-System (Modell M8) gewählt.

Für die multiphysikalische Simulation der einzelnen Kabelsysteme wurden die FEM-Programme „MagNet“ und „ThermNet“ der Fa. Mentor verwendet. Die Ergebnisse, welche nachfolgend beschrieben werden, wurden mit Hilfe von kombinierten thermisch/magnetischen Simulationen generiert, wobei der Strom in den Innenleiter der Anordnung eingepreßt wurde und die Umgebungstemperatur von $\vartheta_U = 20\text{ °C}$ als Randbedingung in das Simulationstool inkludiert wurde. Die wichtigsten Parameter der FEM-Berechnung sind in der Tabelle 7.1 dargestellt. Die Leitfähigkeit des Aluminiums richtet sich bei den Mittelspannungssystemen nach dem angegebenen Wert und bei den Hochspannungskabelsystemen nach dem spezifischen Widerstand. Die Materialparameter für das Erdreich wurden gemäß der VDE 0276-620 Teil 5C mit und ohne Bodenaustrocknung ausgeführt [35].

Tabelle 7.1: Materialparameter für die FEM-Simulationen

	Parameter	Wert	Einheit	Literatur
Kupfer	$\sigma_{20\text{ °C}}$	$59,77 \cdot 10^6$	S/m	[36]
	$\lambda_{20\text{ °C}}$	380	W/(m·K)	[37]
	c_p	386,4	J/(kg·K)	[38]
	ρ_G	8960	kg/m ³	[39]
Aluminium	$\sigma_{20\text{ °C}}$	$37,66 \cdot 10^6$	S/m	[36]
	$\lambda_{0\text{ °C}}$	220	W/(m·K)	[37]
	$\lambda_{200\text{ °C}}$	205	W/(m·K)	[37]
	c_p	900	J/(kg·K)	[38]
	ρ_G	2700	kg/m ³	[39]
VPE	ϵ_r	2,3	-	[40]
	$\lambda_{20\text{ °C}}$	0,28	W/(m·K)	
	c_p	2000	J/(kg·K)	
	ρ_G	952	kg/m ³	
	$\sigma(E, T)$	$\sigma(E, T)$	S/m	[41]
Erdreich	$\lambda_{20\text{ °C, feucht}}$	1,0	W/(m·K)	[35]
	$\lambda_{20\text{ °C, trocken}}$	0,4	W/(m·K)	
	c_p	1200	J/(kg·K)	[42]
	ρ_G	1300	kg/m ³	
PE	$\lambda_{20\text{ °C}}$	0,42	W/(m·K)	[43]
	c_p	1900	J/(kg·K)	[44]
	ρ_G	963	kg/m ³	[45]

Die Kabel sind mit Hilfe der verfügbaren technischen Datenblätter konstruiert worden. Der Skin- und Proximity-Effekt wurden berücksichtigt. Bild 7.3 zeigt den prinzipiellen Modellaufbau

des 12/20-kV-VPE-Kabels in den *Net-Programmen im Vergleich zu einem realen Kabelquerschnitt.

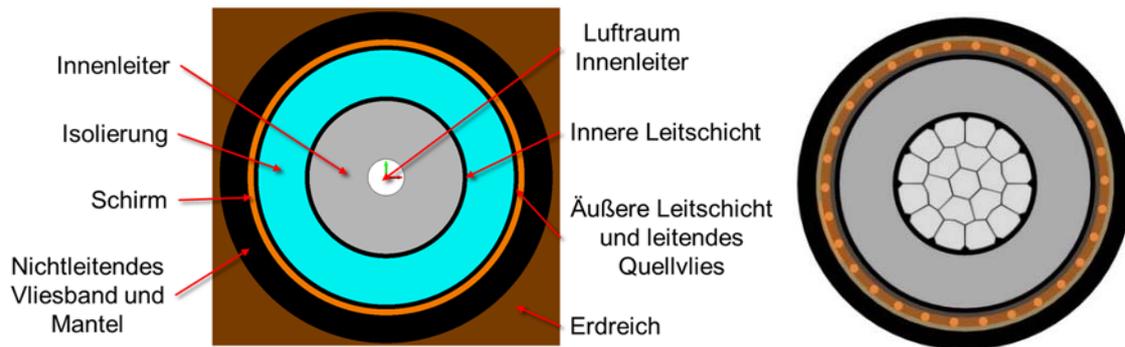


Bild 7.3: Aufbau des Mittelspannungskabels in den *Net-Programmen (links) und realer Kabelaufbau (rechts) [46]

7.3 Stromtragfähigkeit von erdverlegten MGÜ- und Drehstrom-Kabelsystemen

Wie in Kapitel 7.1 beschrieben, wird die Stromtragfähigkeit von Kabelstrecken unter anderem vom gewählten Leiterquerschnitt und der Leiteranzahl stark beeinflusst. Bei den nachfolgenden Betrachtungen wird jeweils der Stromfluss variiert bis eine Innenleitertemperatur von $\vartheta_L = 90 \text{ °C}$ erreicht wird. Im Bild 7.4 ist der Temperaturabfall in einem 12/20-kV-AC-Kabel mit einem Querschnitt von $A = 240 \text{ mm}^2$ für die ausgewählten Modelle M1, M3 und M4 in Abhängigkeit der Bodenaustrocknung dargestellt. Es ist ersichtlich, dass bei trockenen Bodenverhältnissen der Abtransport der Wärme geringer ausfällt, wodurch die Temperaturdifferenz vom Innenleiter zum Mantel des Kabels geringere Werte als ohne Bodenaustrocknung annimmt. Des Weiteren ist erkennbar, dass die Systeme M3 und M4 einen geringeren Temperaturgradienten über die Isolierung aufweisen als das Modell M1. Dies ist auf die gegenseitige thermische Beeinflussung der verlegten Kabel zurückzuführen.

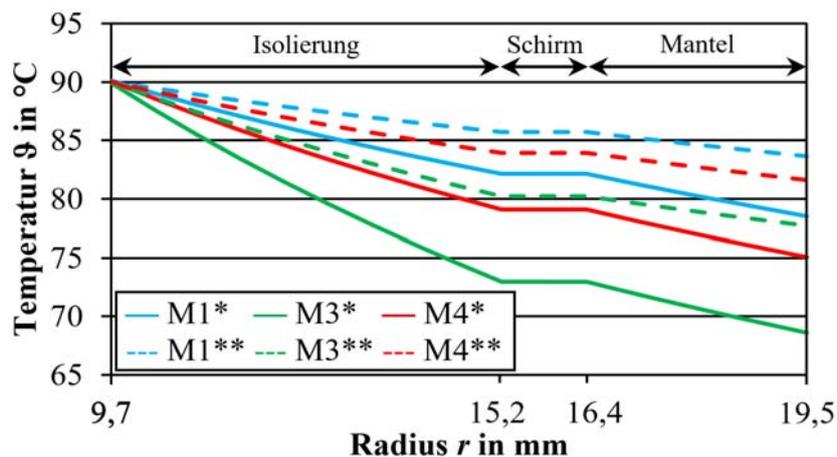


Bild 7.4: Radiale Temperaturverteilung in einem 240-mm²- AC-VPE-Kabel für die Kabelsysteme M1, M3 und M4 bei einer Leitertemperatur von 90 °C, ohne (*) bzw. mit (**) Bodenaustrocknung [30]

In Bild 7.5 ist die Erwärmung von einem MGÜ-Kabelsystem im Vergleich zu einem HDÜ-Kabelsystem dargestellt, wobei der Leiterquerschnitt bei beiden Anordnungen $A = 1000 \text{ mm}^2$ beträgt. Auffällig sind die Größenverhältnisse der Modelle, welche sich vor allem durch die

unterschiedlichen Isolierdicken der gewählten Kabel ergeben. Die Isolierwanddicke des 64/110-kV-AC-VPE-Kabels ist mit 18 mm angenommen worden, wobei sich die Isolierwanddicke des 12/20-AC-VPE-Kabels auf 5,5 mm beläuft. Bei beiden Modellen wird durch den eingespeisten Strom eine Innenleitertemperatur von $\vartheta_L = 90 \text{ °C}$ erreicht.

In weiterer Folge soll die Stromtragfähigkeit von den MGÜ- und MDÜ-Kabelstrecken näher betrachtet werden. Im Bild 7.6 ist hierzu die Stromtragfähigkeit der Modelle M1 – M8 dargestellt. Der übertragbare Strom versteht sich hierbei als Strom pro Leiter für das betrachtete Kabelsystem. Für die Kabelsysteme, welche im Mittelspannungsbereich zum Einsatz kommen, ist die Stromtragfähigkeit der Leiterquerschnitte mit $A = 150 - 1000 \text{ mm}^2$ ersichtlich. Die HDÜ-Kabelsysteme sind mit Querschnitten von $A = 800 - 2000 \text{ mm}^2$ simuliert worden, wobei die Querschnitte über 1000 mm^2 als Segmentleiter ausgeführt sind. Der übertragbare Strom hat jeweils eine Innenleitertemperatur von $\vartheta_L = 90 \text{ °C}$ zur Folge.

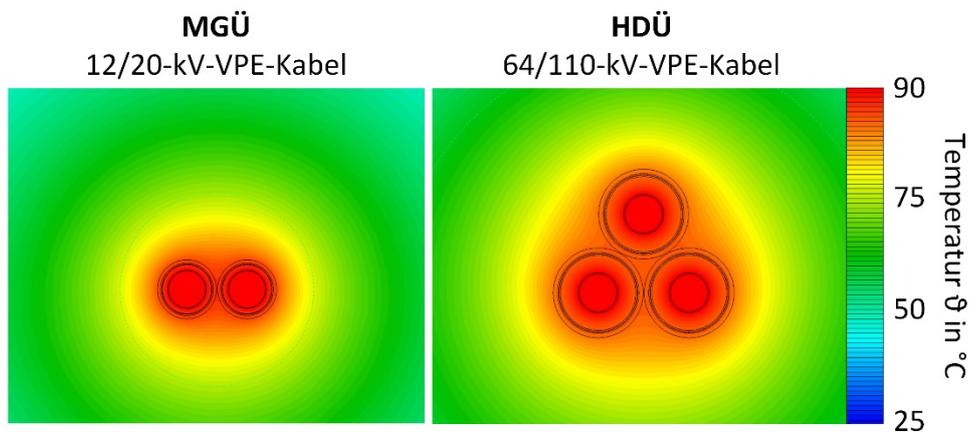


Bild 7.5: Erwärmungsverhalten von einem MGÜ- und einer HDÜ ($A = 1000 \text{ mm}^2$)

Bei näherer Betrachtung vom Bild 7.6 ist erkennbar, dass der übertragbare Strom bei allen Modellen mit steigendem Leiterquerschnitt zunimmt. Die höhere Stromtragfähigkeit ist hierbei auf die größeren Leiterquerschnitte und die bessere Wärmeabgabe aufgrund der größeren Manteloberfläche zurückzuführen. Werden vorerst die Drehstromkabelsysteme betrachtet, so fällt auf, dass der übertragbare Strom eines 64/110-kV-Kabels unter dem von einem 12/20-kV-Kabel liegt. Dies ergibt sich aus der wesentlich höheren Isolierdicke bei den HDÜ-Kabeln. Die Isolierung verursacht eine beachtliche thermische Isolierung, wodurch das Maximum des übertragbaren Stromes im Vergleich zu MDÜ-Kabelsystemen früher erreicht wird. Die geringe Erhöhung des Modells M8 im Vergleich zu dem Modell M2 ist auf den größeren Abstand zwischen den Kabelsystemen zurückzuführen. Wie bereits erwähnt, beläuft sich der Abstand zwischen zwei Systemen der HDÜ-Kabelstrecken auf einen halben Meter und bei den Mittelspannungssystemen auf 15 mm.

Im Bild 7.6 ist ebenfalls ersichtlich, dass der übertragbare Strom mit steigender Leiteranzahl abnimmt. Die Abnahme der Stromtragfähigkeit bei steigender Leiteranzahl ergibt sich aus der steigenden Anzahl von vorhandenen Wärmequellen. Durch die steigende Anzahl von Wärmequellen entsteht eine thermische Beeinflussung der einzelnen Leiter untereinander. Die Übertragungskapazität der Kabelsysteme steigt jedoch durch die steigende Anzahl trotz des geringeren übertragbaren Stroms pro Kabel an. Wird die Stromtragfähigkeit von Mittelspannungs-Drehstrom-Systemen mit der von Mittelspannungs-Gleichstrom-Systemen verglichen, so ist eine Steigerung der Stromtragfähigkeit erkennbar. Diese Steigerung ist einerseits auf die geringere Wärmequellenanzahl und andererseits auf das Fehlen der wechselstromspezifischen Verluste zurückzuführen.

Bild 7.7 zeigt das Verhältnis der Stromtragfähigkeit pro Leiter von den untersuchten Drehstrom- und Gleichstromkabeln für die Anwendung in der Mittelspannungsebene. Es ist ersichtlich, dass bei einem bipolaren MGÜ-Kabelsystem (M6) im Vergleich zu einem Drehstromsystem mit zwei Systemen (M2), die Stromtragfähigkeit um bis zu 17 % gesteigert werden kann. Für das bipolare Gleichstrom-Kabelsystem M4 ergibt sich eine Erhöhung der Stromtragfähigkeit um einen Faktor von bis zu 1,37 gegenüber dem Drehstrom-Kabelsystem M1. Beim monopolaren MGÜ-Kabelsystem M3 kann der Leiterstrom im Vergleich zum Drehstrom-Kabelsystem (M1) um einen Faktor von 1,75 gesteigert werden. In diesem Zusammenhang muss erwähnt werden, dass die IEC 60287 lediglich eine Erhöhung der Stromtragfähigkeit im Bereich von 1 – 7 % vorsieht. Dies ist durch die verringerte Wärmequellenanzahl und die nicht vorhandenen wechselstromspezifischen Verluste nicht pauschal anwendbar, da je nach System und Anwendung die mögliche Stromerhöhung variiert.

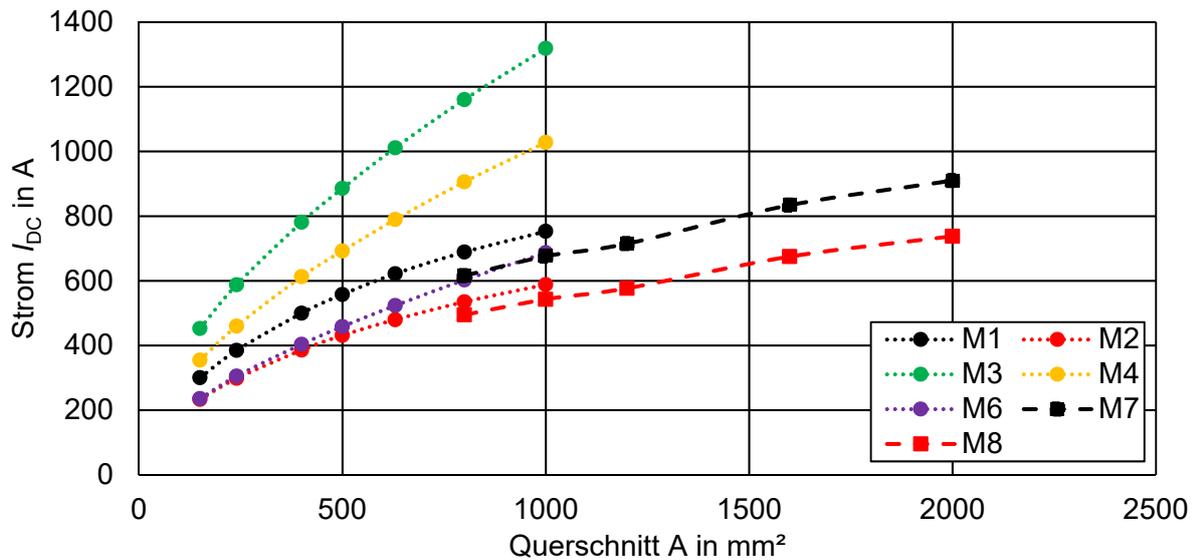


Bild 7.6: Stromtragfähigkeit pro Leiter der verschiedenen Kabelsysteme für eine Leitertemperatur von 90 °C und Berücksichtigung einer Bodenaustrocknung

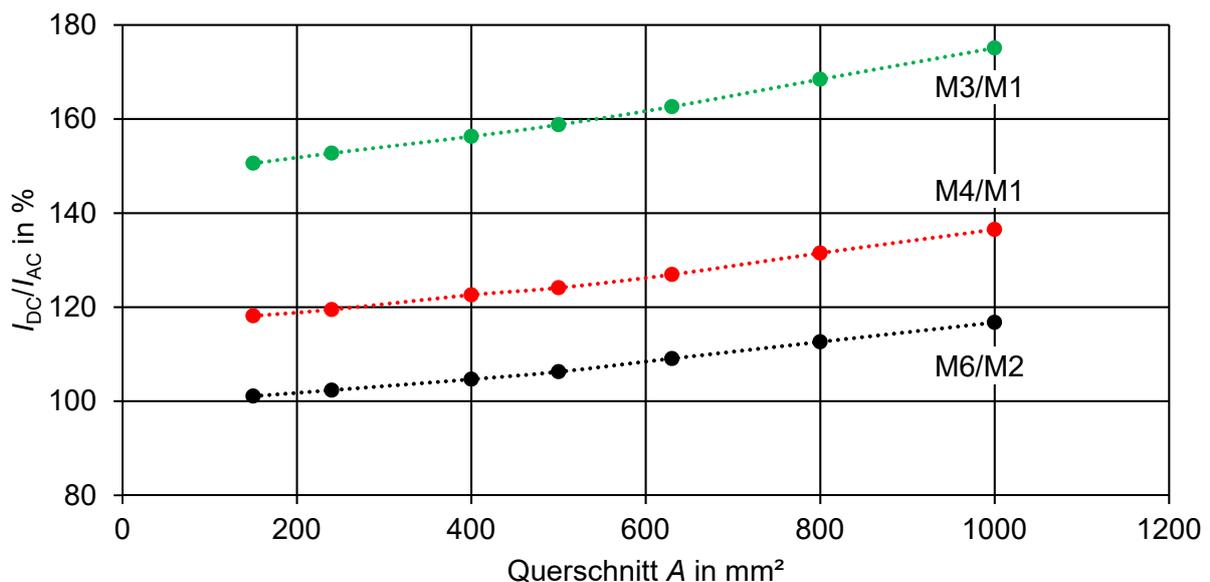


Bild 7.7: Verhältnis der Stromtragfähigkeit der Leiter von MGÜ- und Drehstrom-Kabelsystemen für eine Leitertemperatur von 90 °C und Berücksichtigung einer Bodenaustrocknung

Des Weiteren muss klargestellt werden, dass der in der Literatur [47, 48] pauschal genannte Ansatz für die Stromtragfähigkeit von $I_{DC} = 1,5 \cdot I_{AC}$ für Kabelsysteme keine pauschale Gültigkeit besitzt.

7.4 Übertragungskapazität von MGÜ-Kabelsystemen

Da die Stromtragfähigkeit von Kabelsystemen keine vollständige Auskunft über die übertragbare Leistung mit sich bringt, werden in diesem Kapitel die Übertragungskapazitäten der einzelnen Modelle näher betrachtet. Die Übertragungskapazität berechnet sich für MGÜ-Kabelsysteme nach Gleichung 15 und für Drehstrom-Kabelsysteme nach Gleichung 16. Hierbei ist P_{DC} die Übertragungsleistung des MGÜ-Systems, U_{DC} die DC-Nennspannung, I_{DC} der Gleichstrom je Pol, P_{AC} die Übertragungskapazität des Drehstromsystems, U_{AC} die Außenleiterspannung, I_{AC} der Wechselstrom pro Leiter und $\cos \varphi$ der Leistungsfaktor. Der Faktor m bezieht sich auf die MGÜ-Topologie mit $m = 1$ für monopolare MGÜ und $m = 2$ für bipolare MGÜ.

$$P_{DC} = m \cdot U_{DC} \cdot I_{DC} \quad (15)$$

$$P_{AC} = \sqrt{3} \cdot U_{AC} \cdot I_{AC} \cdot \cos \varphi \quad (16)$$

Die Übertragungskapazität von VPE-isolierten 12/20-kV-Standard-AC- und MGÜ-Kabelsystemen mit einer DC-Nennspannung von $U_{DC} = \pm 55$ kV ist in Bild 7.8 ersichtlich. Des Weiteren ist die Übertragungskapazität eines 64/110-kV-Standard-AC-Kabelsystems dargestellt. Es wurde ein Leistungsfaktor von $\cos(\varphi) = 1$ bei der Betrachtung angenommen. Bei allen Systemen wurde die Bodenaustrocknung berücksichtigt. Der Gewinn an übertragbarer Leistung aufgrund der DC-Nennspannung ist mit P_U und aufgrund der möglichen Stromerhöhung mit P_I gekennzeichnet. Es ist ersichtlich, dass die Übertragungskapazität mit steigendem Leiterquerschnitt und steigender Leiterzahl beziehungsweise Systemanzahl steigt. Des Weiteren ist erkennbar, dass sich die Übertragungskapazität bei bipolaren MGÜs mit sechs Leitern (M6) durch die Leistungssteigerung durch die DC-Nennspannung und den übertragbaren Strom auf 227 MW erhöht.

Tabelle 7.2 stellt die Ergebnisse basierend auf dem Vergleich verschiedener MGÜ-Kabelsysteme mit einer DC-Nennspannung von ± 55 kV mit den betrachteten 12/20-kV-AC- und den 64/110-kV-AC-Kabelsystemen dar. Dabei wurde das Verhältnis für die Leiterquerschnitte von 240 mm^2 und 1000 mm^2 berechnet. Durch eine neue MGÜ-Kabelstrecke beziehungsweise bei Umrüstung eines Drehstrom-Kabelsystems auf DC-Betrieb steigt die übertragbare Leistung in Abhängigkeit von dem Leistungsfaktor $\cos \varphi$ und dem Leiterquerschnitt A um einen Faktor von 2,4 – 6,5 an. Des Weiteren weist die MGÜ-Kabelstrecke etwa dieselbe Übertragungskapazität wie das 64/110-kV-AC-Kabelsystem auf.

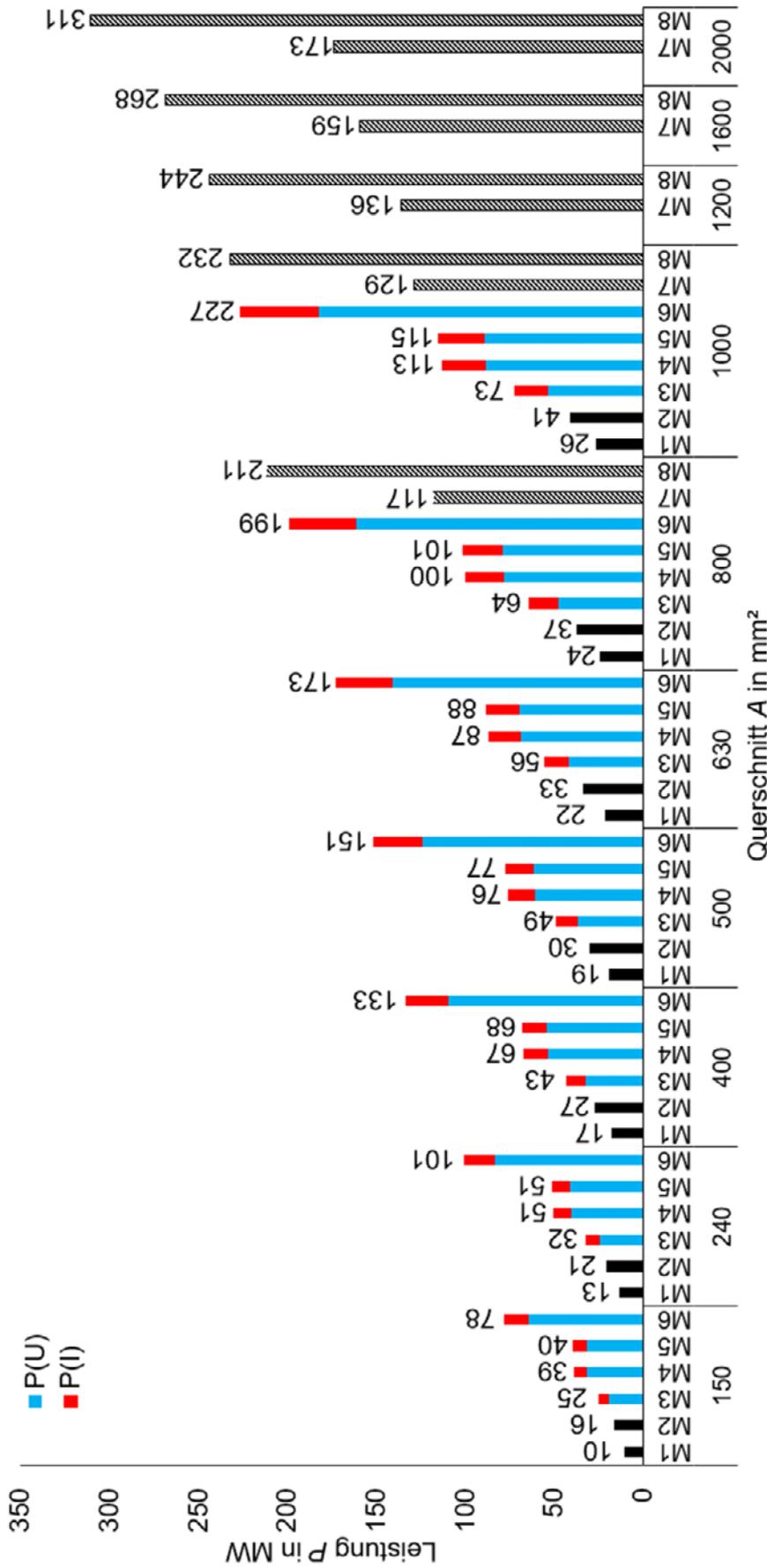


Bild 7.8: Übertragungskapazität der untersuchten Mittelspannungs-Drehstrom-Kabelsysteme (M1, M2), MGÜ-Kabelsysteme (M3 – M6) und Hochspannungs-Drehstrom-Kabelsysteme in Abhängigkeit des Leiterquerschnitts mit $U_{AC} = 20 \text{ kV}$, $U_{DC} = \pm 55 \text{ kV}$, $\cos \varphi = 1$, Leitertemperatur = $90 \text{ }^\circ\text{C}$, mit Bodenaustrocknung ($P(U) = \text{Übertragungskapazität aufgrund der DC-Nennspannung}$, $P(I) = \text{Übertragungskapazität aufgrund der möglichen Stromerhöhung}$)

Tabelle 7.2: Verhältnis der Übertragungskapazitäten von MGÜ- gegenüber Drehstrom-Kabelsystemen (P_{DC}/P_{AC}) für verschiedene Leiterquerschnitte und Leistungsfaktoren mit $U_{AC} = 20$ kV und $U_{DC} = \pm 55$ kV

Kabelsysteme im Vergleich	P_{DC}/P_{AC}			
	$A = 240 \text{ mm}^2$		$A = 1000 \text{ mm}^2$	
	$\cos \varphi = 0,85$	$\cos \varphi = 1$	$\cos \varphi = 0,85$	$\cos \varphi = 1$
M3/M1	2,9	2,4	3,3	2,8
M4/M1	4,5	3,8	5,1	4,3
M4/M7	-	-	1,0	0,9
M5/M1	4,5	3,8	4,5	4,4
M6/M2	5,7	4,9	6,5	5,6
M6/M8	-	-	1,2	1,0

7.5 Vergleich der MGÜ-Kabelsysteme mit ausgewählten Projekten

Alternative für 110-kV-Kabelstrecken

Wie in Kapitel 7.4 gezeigt, kann über eine bipolare MGÜ-Übertragungsstrecke beziehungsweise eine von MDÜ auf MGÜ umgerüstete Kabelstrecke in etwa dieselbe Leistung übertragen werden, wie über eine HDÜ-Kabelstrecke mit $U_{AC} = 110$ kV. Des Weiteren stellt die mögliche Kabellänge, anders als bei Drehstromsystemen, kein großes Problem dar, da die Spannung lediglich durch den ohmschen Widerstand der Leitung abfällt. In zukünftigen Projekten muss somit auch in Betracht gezogen werden, dass ein vorhandenes MDÜ-System auf eine MGÜ-System umgerüstet wird oder eine neue MGÜ-Kabelstrecke anstatt einer HDÜ verlegt wird.

Kabelstrecke „AmpaCity“ (10-kV-HTS-Kabelsystem)

Beim Projekt „AmpaCity“ wird in der Innenstadt von Essen auf einer Länge von circa 1 km eine Leistung von $P = 40$ MW mit einem 10-kV-HTS-Kabel übertragen [33]. Wird die Übertragungskapazität der untersuchten MGÜ-Kabelsysteme mit den im Projekt „AmpaCity“ untersuchten Varianten verglichen, so ist es möglich die Übertragungsleistung von 40 MW mit einem bipolaren MGÜ-Kabelsystem aus direkt erdverlegten 150-mm²-Standard-VPE-AC-Kabeln zu realisieren. Zur Illustrierung dient das Bild 7.9.

HGÜ-Kabelsystem „SuedLink“

Das geplante HGÜ Projekt „SuedLink“, welches in Deutschland zwischen Schleswig-Holstein und Baden-Württemberg realisiert wird, weist pro System eine Übertragungskapazität von 2 GW auf. Der Südlink hat die Aufgabe die Windenergie vom Norden Deutschlands in den Süden, hin zu den Verbraucherzentren, zu transportieren. Die Übertragungskapazität kann ebenfalls mit neun parallel geschalteten bipolaren MGÜ-Systemen (M6) mit einem Leiterquerschnitt von jeweils $A = 1000 \text{ mm}^2$ realisiert werden. Die Länge der Kabelstrecke wurde hierbei nicht in die Betrachtung inkludiert. Die Anzahl der parallel verlegten MGÜ-Kabelsysteme würden in diesem Fall auch zu einer Erhöhung der Verfügbarkeit der Gesamtanlage führen.

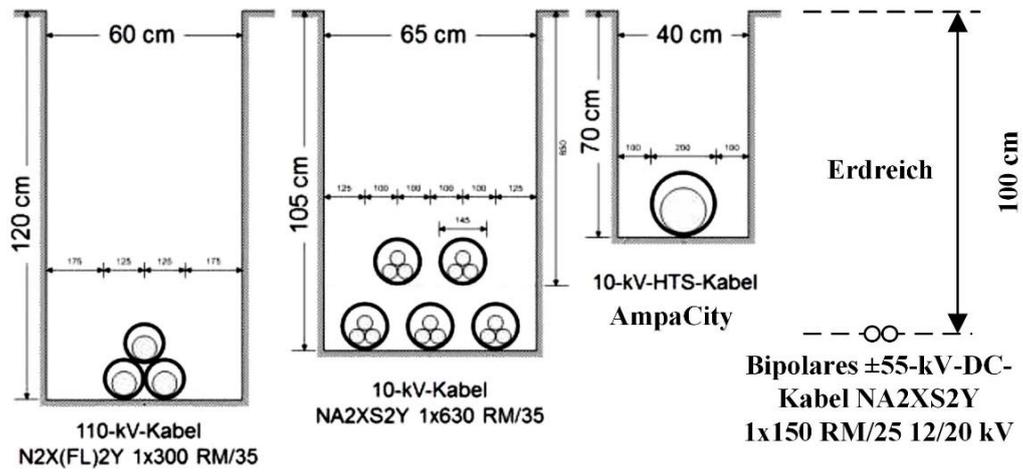


Bild 7.9: Bipolares MGÜ-Kabelsystem im Vergleich zu den untersuchten Kabelsystemen im Projekt „AmpaCity“

8 Multiphysikalische Simulationen von AC-Garnituren unter Gleichspannungsbeanspruchung

8.1 Modelle und Simulationen im Überblick

Leitgedanke der Simulationen

Um die elektrische Beanspruchung von AC-Garnituren unter Gleichspannung näher zu untersuchen, wurden ein AC-Endverschluss (Typ: Nexans AFN 20 Gr. 2 für 12/20 kV) und eine AC-Kaltschrumpfmuffe der Firma Nexans vom Typ 24CSJ-2 für 12/20 kV modelliert und mit Hilfe der *Net-Programme multiphysikalisch simuliert. Alle hierfür durchgeführten Simulationen stützen sich auf ausgewählte Materialparameter. Es muss jedoch erwähnt werden, dass bei einer geringeren Änderung von diesen die elektrische Feldverteilung sehr stark von den hier angeführten Simulationen abweichen kann. Die Wahl fiel auf die angeführten Garnituren, da diese am Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement der TU Graz bereits bei diversen Hochspannungsprüfungen erfolgreich eingesetzt wurden. Die Simulationen sollen dazu beitragen, die elektrischen Beanspruchungen während den Hochspannungsprüfungen näher zu untersuchen. Ein weiteres Kriterium ist, dass derzeit keine Mittelspannungs-Gleichstrom-Garnituren am Markt vorhanden sind. Die verwendeten AC-Garnituren finden außerdem Anwendung im Netz, wodurch zusätzlich die Umrüstung von bereits verlegten und verwendeten Mittelspannungs-Drehstrom-Übertragungssystemen auf den Betrieb mit Gleichspannung näher untersucht werden kann. Bei der verwendeten AC-Muffe sind die Materialparameter sowie die Feldsteuerparameter nicht bekannt. Aus diesem Grund werden diverse Simulationen mit unterschiedlichen Parametern für die Feldsteuerung durchgeführt.

Modellbeschreibung

Garnituren sind komplexe Körper und werden daher zunächst im Softwaretool SolidWorks modelliert, um sie anschließend in die Simulationsprogramme inkludieren zu können. In Bild 8.1 ist der betrachtete Endverschluss dargestellt, welcher auf einem 240-mm²-VPE-Kabel montiert ist. Die Modellierung des Endverschlusses wurde nach den Abmessungen realer, montierter Endverschlüsse sowie der Montageanleitung angefertigt. Es handelt sich hierbei um einen Aufschiebeendverschluss mit einer geometrischen Feldsteuerung sowie vier Schirmkappen, die den Kriechweg vergrößern. Im Innenleiter des Modells befindet sich, wie in Bild 8.1 gezeigt, ein Hohlraum. Diesem ist das Material „Luft“ zugewiesen, um die Erwärmung korrekt simulieren zu können.

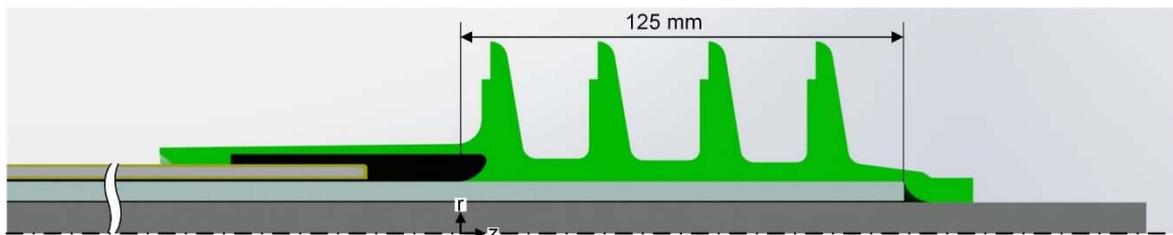


Bild 8.1: Modell des Endverschlusses für die FEM-Simulationen

Die zur Modellerstellung notwendigen Maße der Muffe wurden von einer realen Muffe, welche auf einem Standard-12/20-kV-VPE-AC-Kabel mit einem Leiterquerschnitt von 240 mm² montiert wurde, entnommen. Die daraus generierten Daten sind die Basis für den Aufbau des virtuellen Muffenkörpers (Bild 8.2). Das Modell besteht aus dem Innenleiter mit dem Leiterverbinder (1) und einer leitfähigen Schicht (2), welche dazu dient die bei der Montage auftretenden Hohlräume zwischen dem VPE (3) und dem Leiterverbinder zu entlasten. Des Weiteren besteht sie aus einer feldsteuernden Mastik (4), welche das elektrische Feld

vorsteuert und die Zwickelpunkte der Muffe entlastet. Danach folgt das Feldsteuerelement (5) zum Erreichen eines annähernd linearen Potentialabfalls zwischen dem Hochspannungspotential und dem Massepotential und die Isolierung aus EPDM im Muffenkörper (6) [34]. Den Abschluss bilden die äußere leitfähige Schicht (7) zum Glätten des Schirmgeflechts (8) und der Muffenmantel (9).

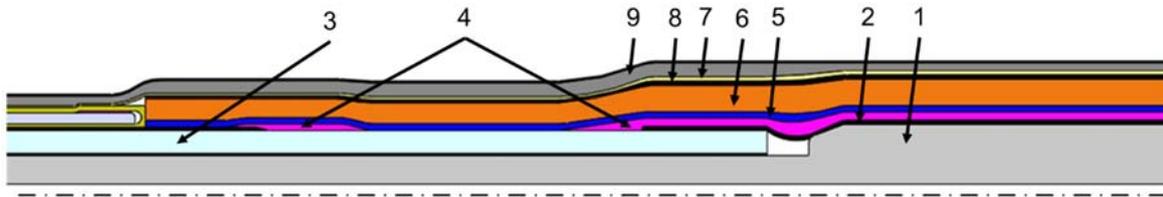


Bild 8.2: Modellierung der Kabelmuffe

Durchgeführte Simulationen

In der Tabelle 8.1 sind die durchgeführten Simulationen zu den beschriebenen Garnituren aufgelistet, wobei in diesem Bericht nur ausgewählte Simulationsergebnisse beschrieben werden. Für die durchgeführten Simulationen werden die erforderlichen Materialparameter der Literatur entnommen [41, 49, 50].

Tabelle 8.1: Übersicht zu den durchgeführten Simulationen des AC-Endverschlusses

Nr.	Durchgeführte Simulationen (Endverschluss)	Variable Größen	Feldsteuerung
1	Elektrostatische Berechnung	U_{AC}	-
2	Berechnung des Strömungsfeldes bei gemessenem Temperaturverlauf	$\vartheta_{\text{Gemessen}}, U_{DC}$	-
Nr.	Durchgeführte Simulationen (Muffe)	Variable Größen	Feldsteuerung
3	Elektrostatische Simulation	$\epsilon_{r,\text{Mastik}}, \epsilon_{r,\text{FSE}}$	Resistiv
4	Simulation des elektrischen Strömungsfeldes bei gemessenem Temperaturverlauf	$\vartheta_{\text{gemessen}}, U_{DC}$	Resistiv

8.2 Multiphysikalische Feldberechnung des AC-Endverschlusses

Elektrostatische Berechnung des AC-Endverschlusses

In Bild 8.3 ist das Ergebnis der elektrostatischen Feldberechnung bei einer Wechselspannungsbeanspruchung von $U_{AC} = 12 \text{ kV}$ abgebildet. Im Bild wird die Wirkung der geometrischen Feldsteuerung, welche den Tripelpunkt entlastet und die Potentiallinien aufweitet, dargestellt. In Bild 8.4 ist das tangentielle elektrische Feld entlang der Grenzfläche zwischen VPE und Silikon gezeigt. Die tangentielle Feldstärke weist circa 4 mm nach dem Zwickelpunkt ihr Maximum auf und nimmt im Anschluss ab. Durch die geometrische Feldsteuerung werden nur etwa zwei Fünftel der verfügbaren Strecke zum Abbau des Potentials benötigt.

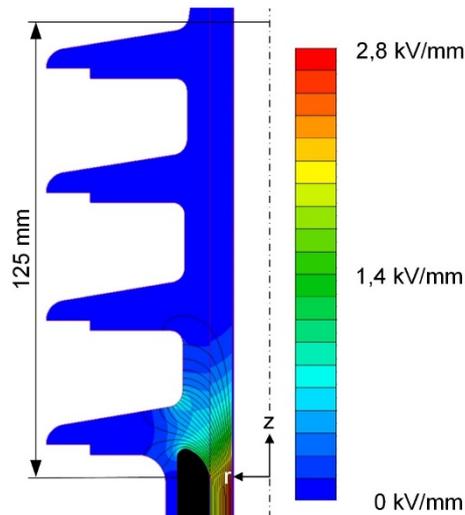


Bild 8.3: Elektrostatistisches Feldbild des Endverschlusses für $U_{AC} = 12 \text{ kV}$

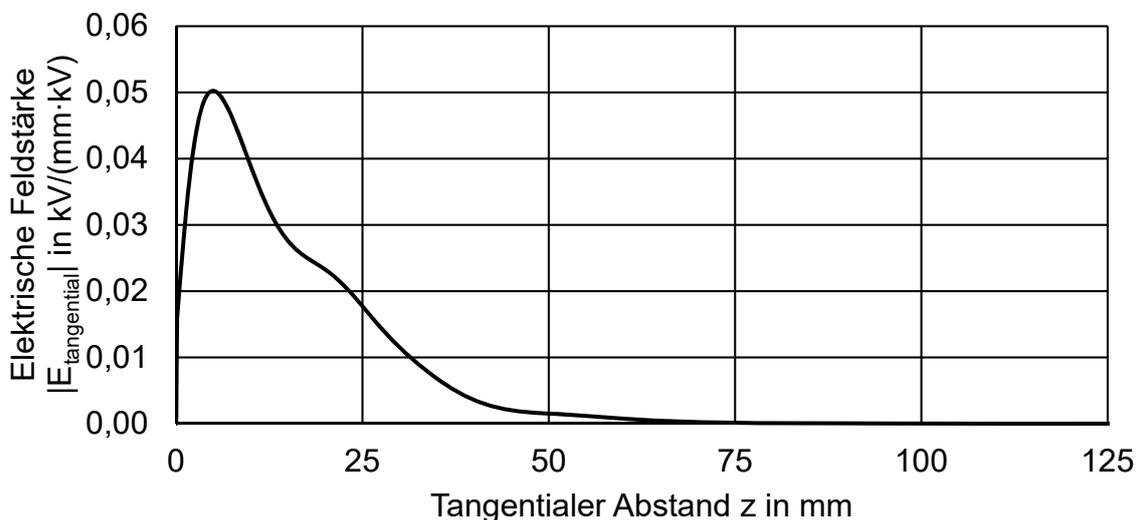


Bild 8.4: Tangentiale elektrische Feldstärke entlang der Grenzfläche VPE/Silikon bei Wechselfeldbeanspruchung

Multiphysikalische Feldberechnung mit dem experimentell ermittelten Temperaturverlauf unter Gleichspannungsbeanspruchung

Mit gemessenen Temperaturverläufen des Endverschlusses ist es möglich die Simulationen an das tatsächliche Verhalten des Endverschlusses anzupassen. Die Temperaturen an festgelegten Messpunkten sowie an den äußersten Punkten der Schirmkappen werden im eingeschwungenen Zustand ermittelt. Durch die Vorgabe der Temperatur als Randbedingung wird mit der Software „ThermNet“ das Temperaturverhalten im Endverschluss ($\vartheta_{\text{Leiter}} = 82^\circ\text{C}$, Bild 8.5) berechnet.

Mit der simulierten Temperaturverteilung wird nun die elektrische Beanspruchung und die elektrische Feldstärke im Endverschluss berechnet. In Bild 8.6 (a) ist die elektrische Beanspruchung im kalten Zustand (isothermal, 20°C) und in Bild 8.6 (b) bei dem im Bild 8.5 ermittelten Temperaturverlauf bei einer Spannung von $U_{DC} = \pm 55 \text{ kV}$ dargestellt. Bei der vorliegenden Konfiguration der Materialparameter wirkt der Silikonkörper wie eine resistive Feldsteuerung. Im Vergleich zur elektrostatistischen Beanspruchung wird das Potential über die

gesamte Strecke des Endverschlusskörpers abgesteuert, wodurch die Feldstärken im Zwickelpunkt und im Endverschluss sehr gering sind.

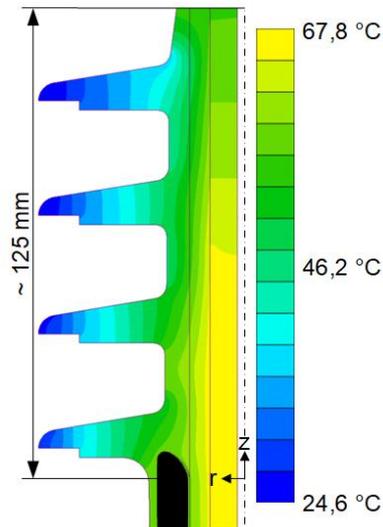


Bild 8.5: Simulierte Temperaturverteilung des Endverschlusses im stationären Zustand mit experimentell bestimmten Randbedingungen bei $\vartheta_L = 82 \text{ °C}$

In Bild 8.7 ist die tangentielle Feldstärke für den kalten und den warmen Zustand für verschiedene Spannungsbelastungen des Endverschlusses abgebildet. Die Maxima treten in diesem Fall zwischen den Schirmkappen auf, was auf die niedrigere Temperatur zurückzuführen ist. Wird das Bild 8.4 mit Bild 8.7 verglichen so kann daraus geschlossen werden, dass die tangentielle Feldstärke unter Wechselspannungsbeanspruchung ($U_{AC} = 12 \text{ kV}$) deutlich höhere Werte als bei Gleichspannungsbeanspruchung ($U_{DC} = \pm 55 \text{ kV}$), bei der verwendeten Isolierstoffpaarung, annimmt.

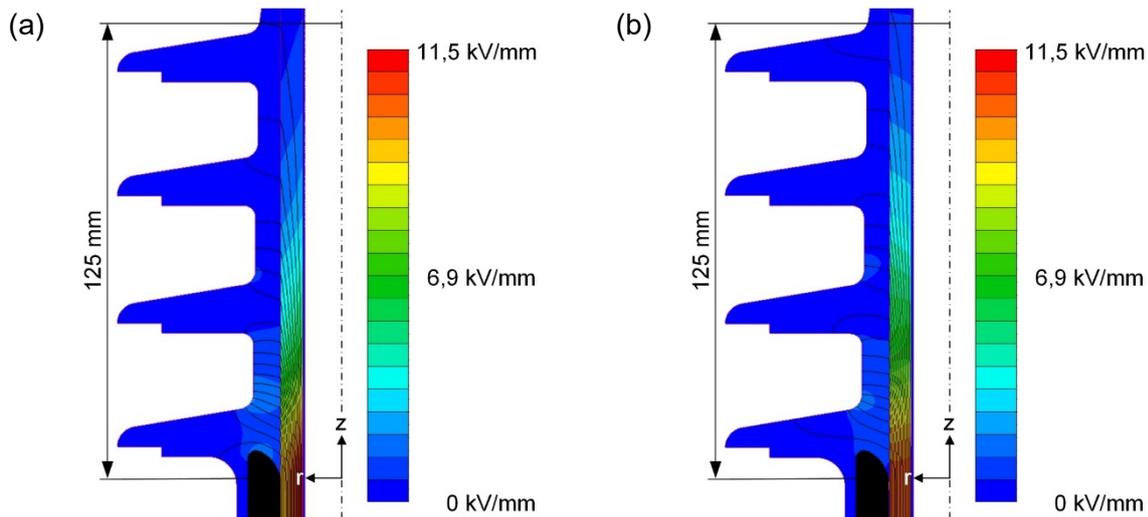


Bild 8.6: Feldverteilung eines AC-Endverschlusses bei Gleichspannungsbeanspruchung bei $\vartheta_{\text{Leiter}} = 20 \text{ °C}$ (a) und mit Implementierung des gemessenen Temperaturverlaufs bei $\vartheta_{\text{Leiter}} = 82 \text{ °C}$ (b), $U_{DC} = \pm 55 \text{ kV}$

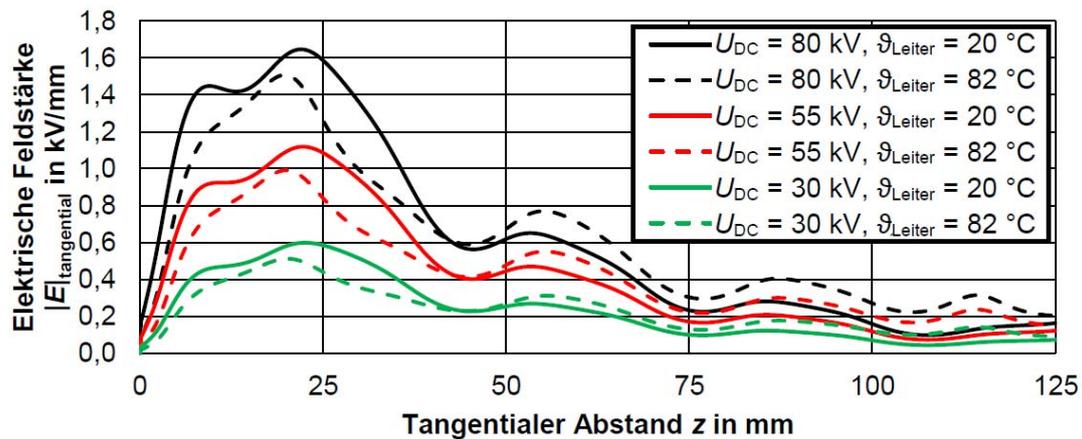


Bild 8.7: Tangentiale elektrische Feldstärke entlang der Grenzfläche VPE/SiR bei Gleichspannungsbeanspruchung

8.3 Multiphysikalische Feldberechnung des AC-Muffe

Die Kabelmuffe wird zunächst bei Wechselspannungsbeanspruchung untersucht. Hierzu wird eine resistiv/refraktive Feldsteuerung sowohl im Feldsteuerelement (FSE) als auch in der Mastik (M) gewählt. Das Bild 8.8 stellt die Potentialverteilung und die elektrischen Feldstärken dar, wenn die Feldsteuerschicht ($\sigma_{\text{FSE}} = 5 \cdot 10^{-7} \text{ S/m}$) und die Mastik ($\sigma_{\text{M}} = 5 \cdot 10^{-8} \text{ S/m}$) zusätzlich resistiv feldsteuern. Die Permittivität der Mastik ($\epsilon_{r,M} = 10$) und des Feldsteuerelements ($\epsilon_{r,FSE} = 20$), welche zusätzlich feldsteuernd wirken, wurde als konstant angenommen. Die Wahl der Werte für die Dielektrizitätszahl ergab sich aus Vorsimulationen. Hierbei wies die tangentielle Feldstärke im FSE die größten Werte und in der Mastik die geringsten Werte auf. Das Potential wird durch die resistiv/refraktive Feldsteuerung besser als bei der refraktiven Feldsteuerung abgebaut.

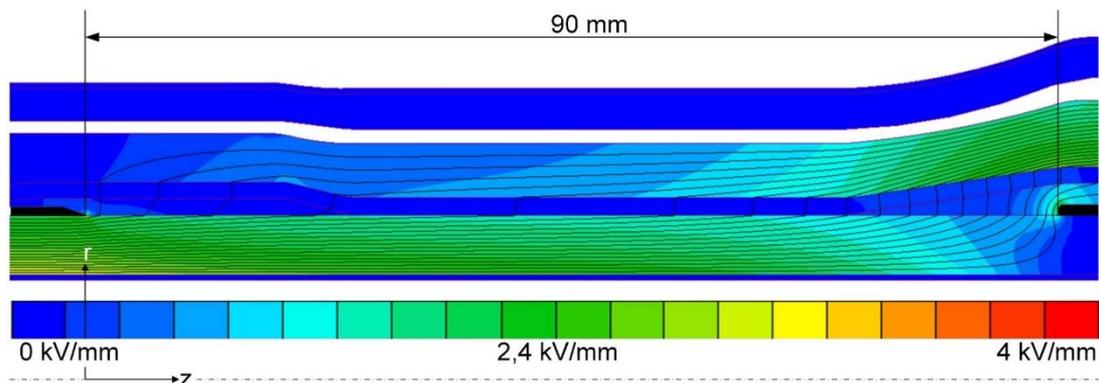


Bild 8.8: Elektrische Feldverteilung und Potentialverteilung der untersuchten Kabelmuffe bei resistiver Feldsteuerung ($\sigma_{\text{M}} = 5 \cdot 10^{-8} \text{ S/m}$, $\sigma_{\text{FSE}} = 5 \cdot 10^{-7} \text{ S/m}$)

In Bild 8.9 ist ein Vergleich der tangentialen Feldstärke der untersuchten Feldsteuertypen abgebildet. Es fällt auf, dass durch die zusätzliche resistive Feldsteuerung der Mastik die elektrische Belastung der Muffe stark verringert werden kann. Der vorteilhafteste Feldverlauf ist jener, bei dem die Mastik eine elektrische Leitfähigkeit von $\sigma_{\text{M}} = 1 \cdot 10^{-6} \text{ S/m}$ und das FSE eine elektrische Leitfähigkeit von $\sigma_{\text{FSE}} = 5 \cdot 10^{-7} \text{ S/m}$ aufweist. Bei den Simulationen muss darauf geachtet werden, dass die Leitfähigkeiten der Feldsteuerelemente nicht zu geringe Werte annehmen. Daher wurde für nachfolgende Simulationen die Leitfähigkeit mit $\sigma_{\text{M}} = 5 \cdot 10^{-8} \text{ S/m}$ und $\sigma_{\text{FSE}} = 5 \cdot 10^{-7} \text{ S/m}$ gewählt.

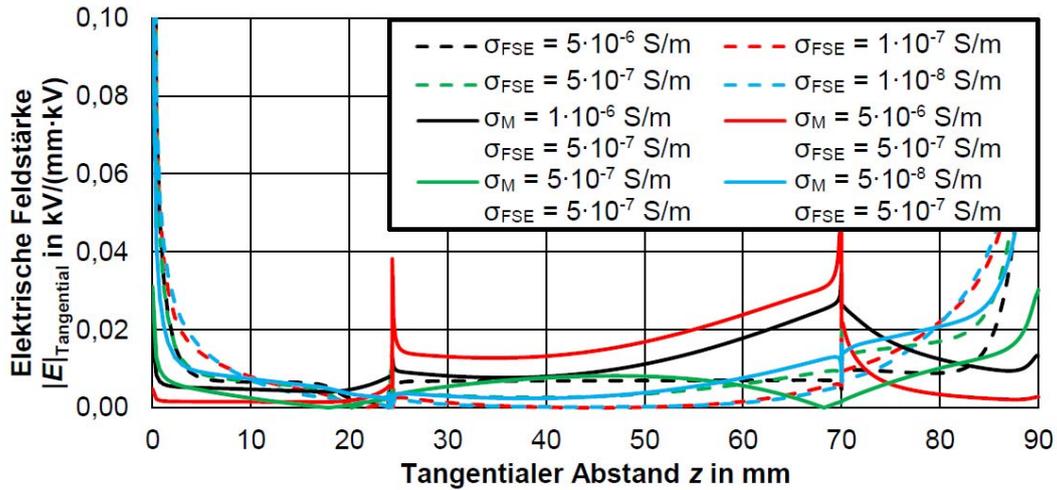


Bild 8.9: Tangentialer elektrischer Feldverlauf bei Parametervariation der resistiven Feldsteuerung

Wird nun die resistive der refraktiven Feldsteuerung gegenübergestellt, fällt auf, dass durch die resistive Feldsteuerung eine starke Reduktion der elektrischen Beanspruchung in den Zwickelpunkten ($z = 0 \text{ mm}$, $z = 90 \text{ mm}$) erreicht wird. Die genannten Zwickelpunkte sind jene, die sich bei der Absetzkante der äußeren Leitschicht und der leitfähigen Schicht über dem Verbinder befinden. Die Verhältnisse der Materialien müssen aufeinander abgestimmt sein, um die Schwachstellen zu entlasten. Um fundierte Aussagen über die simulierte Muffe treffen zu können, müssen die Materialparameter bekannt sein.

Multiphysikalische Feldberechnung mit dem experimentell ermitteltem Temperaturverlauf

In diesen Simulationen wurden die im Labor aufgenommenen Temperaturverläufe als Randbedingung im Softwaretool „ThermNet“ hinterlegt. Mit Hilfe der verteilten Messpunkte und der Annahme, dass sich die rechte und die linke Seite der Muffe thermisch gleich verhalten, wurde das thermische Verhalten der Muffe simuliert. In Bild 8.10 ist das mit den genannten Randbedingungen berechnete Temperaturprofil der Muffe bei einer Leitertemperatur von $\vartheta_L = 64,3 \text{ °C}$ dargestellt. Erkennbar ist die erhöhte Temperatur am Leiterverbinder und die anschließende Abnahme der Temperatur entlang des Innenleiters.

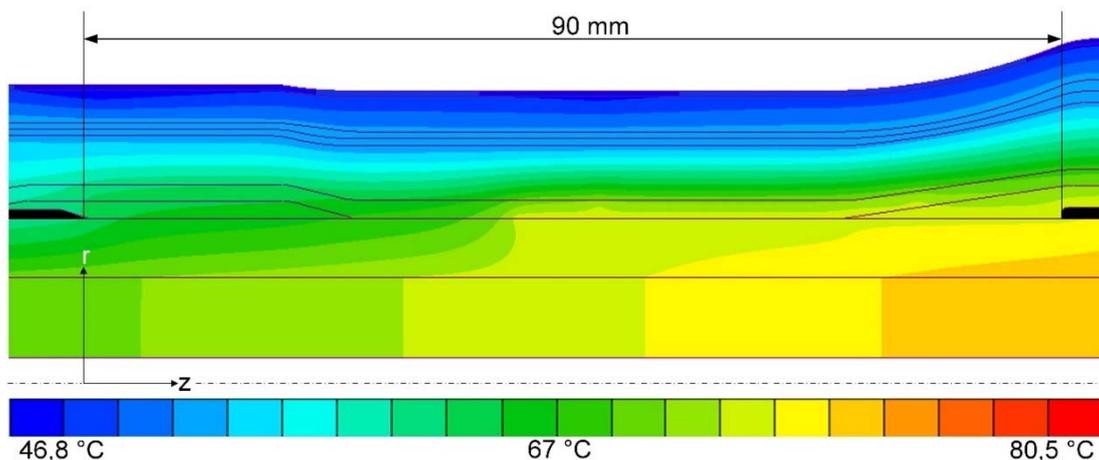


Bild 8.10: Temperaturverteilung für die gemessene Temperaturen $\vartheta_L = 64,3 \text{ °C}$

In Bild 8.11 (a) ist der Feldverlauf im kalten Zustand der Muffe bei einer Gleichspannungsbeanspruchung von $U_{DC} = \pm 55$ kV dargestellt. In Bild 8.11 (b) ist der Feld- und Potentialverlauf für den gemessenen Temperaturverlauf bei einer Leitertemperatur von $\vartheta_L = 64,3$ °C und einer Gleichspannungsbeanspruchung von $U_{DC} = \pm 55$ kV gezeigt. Es kann daraus geschlossen werden, dass sowohl bei geringen als auch bei erhöhten Temperaturen die Feldstärken in den Feldsteuerelementen sehr geringe Werte annehmen. Diese sind bei Kabelmuffen die kritischen Bereiche, da auf einer geringen Distanz das Hochspannungspotential abgesteuert werden muss.

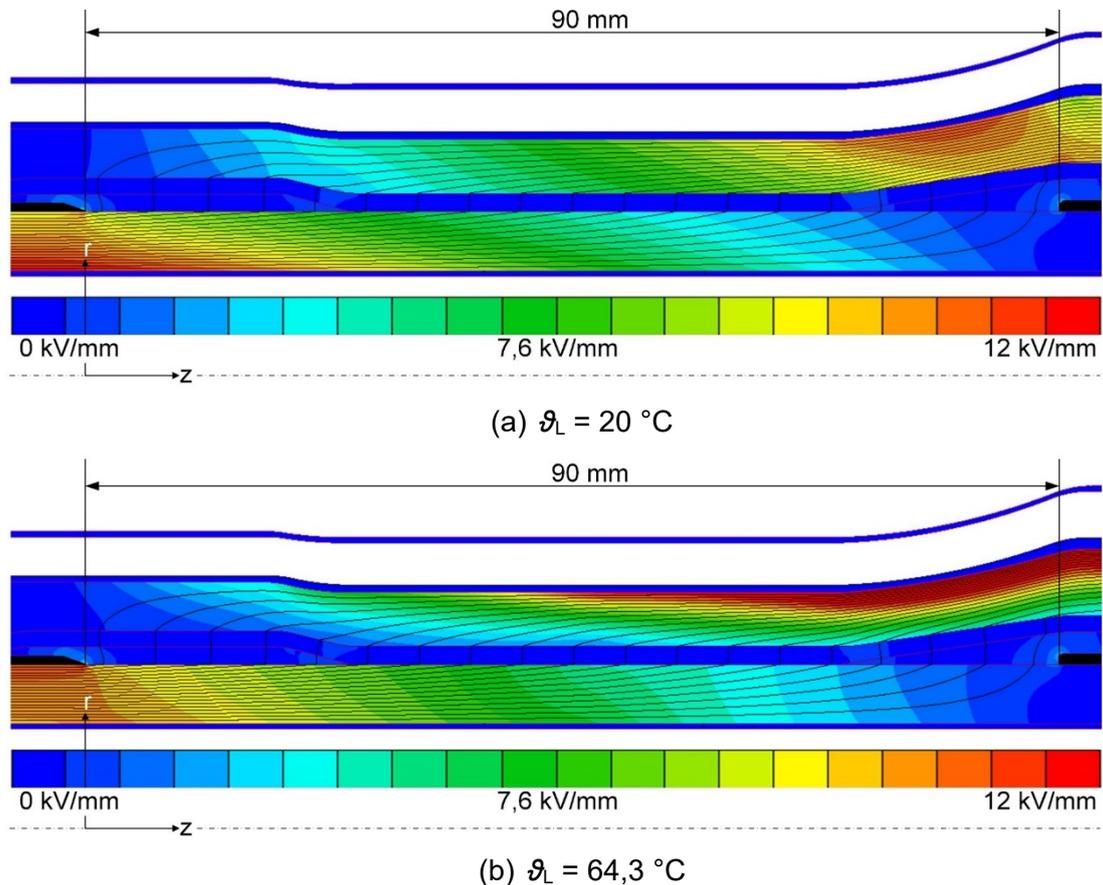


Bild 8.11: Elektrische Feldverteilung und Potentialverteilung der untersuchten Kabelmuffe im kalten Zustand (a) und mit dem experimentell aufgenommenen Temperaturverläufen (b) bei $U_{DC} = 55$ kV

Da bei Gleichspannungsbeanspruchung der Erwärmung der resistiven feldsteuernden Schichten große Bedeutung zu kommt, zeigt das Bild 8.12 die Erwärmung aufgrund der anliegenden Gleichspannung von $U_{DC} = \pm 55$ kV. Erkennbar ist, dass durch den Stromfluss durch die Isolierung Verluste in der resistiven Schicht der Muffe im kalten Zustand entstehen. Für $U_{DC} = \pm 55$ kV erwärmen diese die resistive Schicht um etwa 4 K. Die Verluste kommen ebenfalls bei einem erwärmten Muffenkörper zu tragen. Würde die untersuchte Muffe mit einer Gleichspannung von $U_{DC} = 16,3$ kV beansprucht werden, würde die Erwärmung der feldsteuernden Schicht unter 1 K liegen.

Bild 8.13 zeigt die tangentialen Feldverläufe entlang der resistiven Feldsteuerschichten für die Spannungen ± 30 kV, ± 55 kV und ± 80 kV. Die Simulationen wurden für den kalten Zustand (k), mit aufgenommener Temperaturverteilung (w) und ohne Berücksichtigung der Erwärmung im kalten Zustand ($k \rightarrow E$) durchgeführt. Es ist erkennbar, dass das elektrische Feld durch die zusätzliche Erwärmung nur schwach beeinflusst wird und die Kurven daher übereinander liegen. Die Felder nehmen sowohl im kalten als auch im warmen Zustand sehr geringe Werte bei der anliegenden Spannung an.

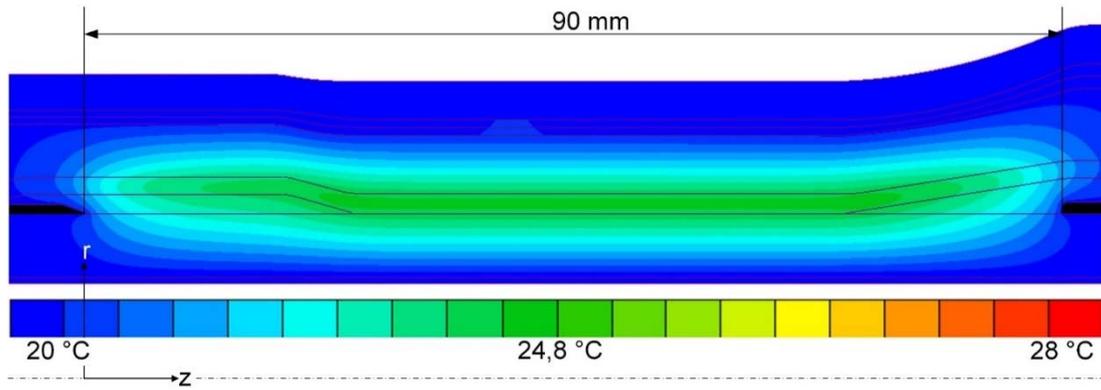


Bild 8.12: Erwärmung aufgrund der Spannungsbeanspruchung von $U_{DC} = 55 \text{ kV}$

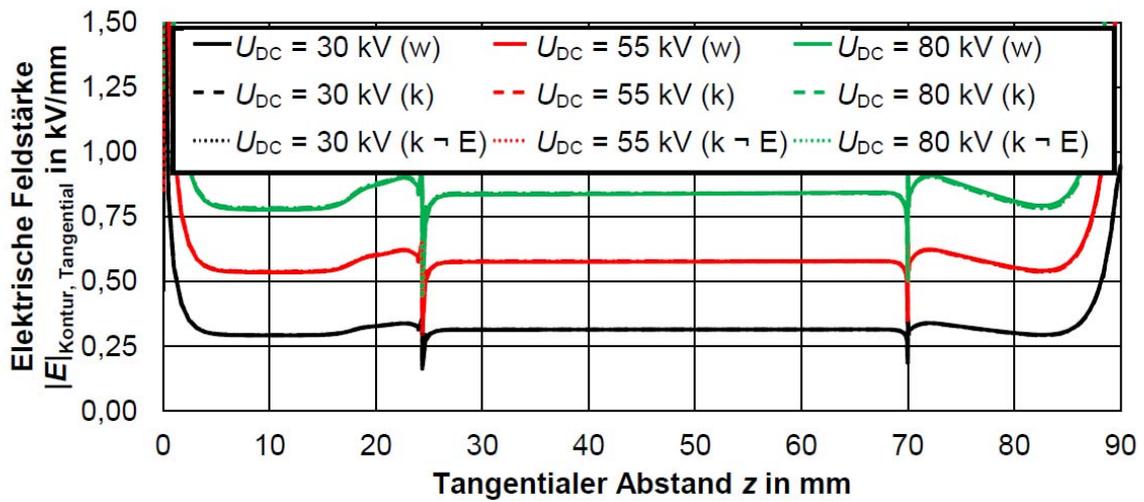


Bild 8.13: Tangentiale elektrische Feldstärke entlang der Grenzschicht VPE/Mastik und VPE/FSE

9 Isolationsstrommessung an 12/20-kV-Standard-AC-VPE-Kabeln

9.1 Isolationsstrommessung an 12/20-kV-Standard-AC-VPE-Kabeln

Wie in Kapitel 6.2 beschrieben, ist die elektrische Leitfähigkeit von Isolierstoffen abhängig von der Temperatur und der elektrischen Feldstärke. Mit Hilfe der Isolationsstrommessung kann die elektrische Leitfähigkeit der Isolierung bestimmt werden. Ist die elektrische Leitfähigkeit stark von der Temperatur und der elektrischen Feldstärke abhängig, so tritt der Effekt der Feldinversion, welcher in Kapitel 6.3 beschrieben wurde, verstärkt auf. Kommt es zu geringen Änderungen, so wird dieser Effekt verhindert. Des Weiteren ist es möglich, dass durch den Isolationsstrom eine Ansammlung von Raumladungen erkannt wird. Raumladungen können eine höhere elektrische Belastung in Teilbereichen der Isolierung verursachen. Die Isolierung kann somit frühzeitig zerstört werden. Als weiterer Aspekt ist noch zu nennen, dass die Kenntnis der elektrischen Leitfähigkeit unabdinglich für multiphysikalische Simulationen ist.

9.2 Prüflingspräparation, Versuchsaufbau und Komponenten des Messsystems

In Bild 9.1 ist der prinzipielle Aufbau eines Kabelprüflings dargestellt. Die Schutzringanordnung dient dazu Oberflächenströme abzuleiten. Die Oberflächenströme würden ohne Schutzringanordnung den Isolationsstrom stark erhöhen und die durchgeführten Messungen verfälschen. Im Rahmen der Untersuchungen wurde ein neues Standard 12/20-kV-AC-VPE-Kabel (NA2XS(F)2Y 1x150 RM/25) mit einem Leiterquerschnitt von $A = 150 \text{ mm}^2$ und einer Isolationsdicke von $s = 5,5 \text{ mm}$ verwendet. Die aktive Länge l des Prüflings beläuft sich auf etwa 11 m. Der Abgriff des Isolationsstromes erfolgte an einer freigelegten Stelle des Kabelschirms über einen Shunt-Widerstand. Des Weiteren beinhaltet das Messsystem einen Tiefpass mit einer Eckfrequenz von 0,2 Hz um Störungen, welche von außen eingestreuert werden können, zu reduzieren.

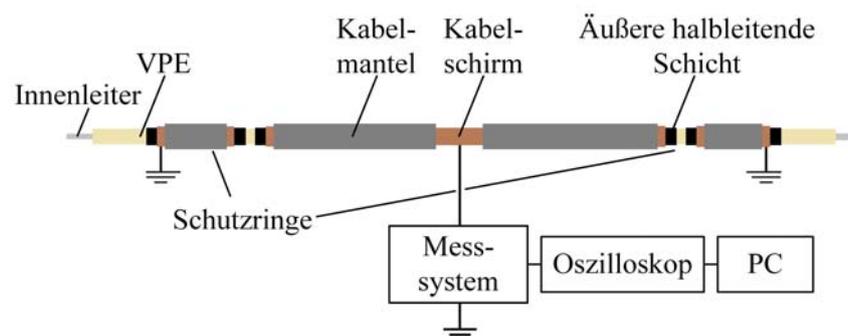


Bild 9.1: Testobjekt mit Schutzringanordnung und Messsystem mit Datenverarbeitung [51]

Bild 9.2 zeigt den Aufbau der Schutzringanordnung. Wie auf dem Bild 9.2a ersichtlich ist, wurde die Schutzringanordnung mit Hilfe von einer kurzen Durchtrennung des Schirms und der äußeren halbleitenden Schicht realisiert. Im Bild 9.2b ist der Abgriff des Isolationsstroms dargestellt. Dieser erfolgt durch eine Kupferschelle, um den Übergangswiderstand so gering wie möglich auszuführen. Die Messungen mit einem Digitaloszilloskop erfolgen automatisiert unter der Zuhilfenahme von der Steuerungssoftware „LabVIEW“. Im Bild 9.3 ist der verwendete Prüfaufbau für Stufentests mit konstanter elektrischer Beanspruchung und Temperatur dargestellt, wobei für die DC-Erzeugung das Hochspannungsbaukastensystem der Firma MWB verwendet wurde. Die Gleichspannung wurde mit Hilfe eines Universalspannungsteilers messtechnisch erfasst. Da die Innenleitertemperatur des Prüflings messtechnisch nicht

erfassbar ist ohne den Prüfling zu zerstören, ist im Prüfaufbau eine Referenzschleife inkludiert. An dieser erfolgt eine Messung der Innenleiter- und Manteltemperatur. Die Temperatur am Mantel des Prüflings wurde mit Temperaturfühler erfasst und an die Manteltemperatur der Referenzschleife angepasst. Hierdurch ergibt sich im Prüfling dieselbe Innenleitertemperatur wie in der Referenzschleife. Das Aufheizen des Prüflings und der Referenzschleife wurde mit der Hilfe von AC-Heiztransformatoren realisiert.

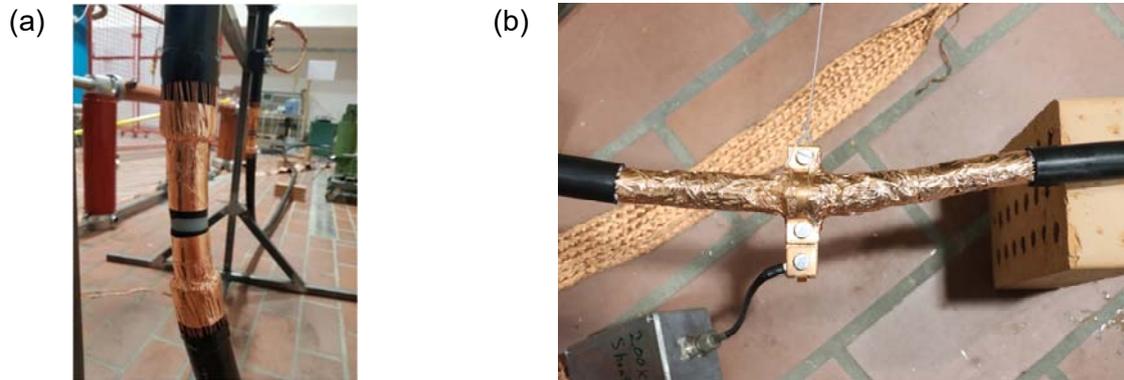


Bild 9.2: Schutzringanordnung (a) und Abgriff des Isolationsstroms (b) am Prüfling

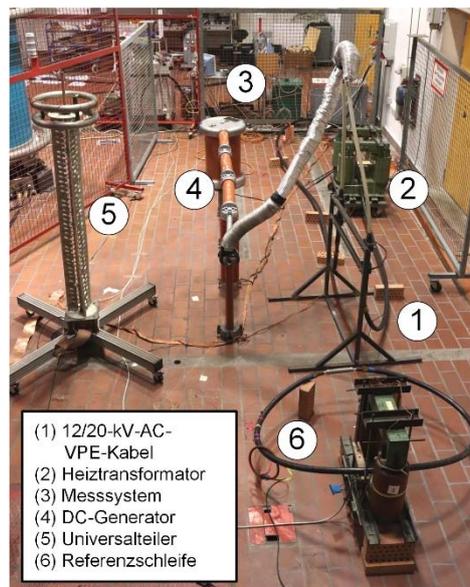


Bild 9.3: Prüfaufbau für die Isolationsstrommessung mit konstanter elektrischer Beanspruchung und konstanter Temperatur

Für die Messungen des Isolationsstroms während den Polaritätsumkehrzyklen wurde ein computergesteuerter DC-Generator (HighVolt GPM 20/800) verwendet. Mit diesem ist es möglich den Polaritätswechsel in weniger als einer Minute durchzuführen. Die Zyklen der Polaritätswechsel wurden in den Messungen als 6/6-h-Zyklen gewählt, wobei die Messungen mit positiver Polarität begonnen wurden.

9.3 Ablauf der Isolationsstrommessungen bei konstanter thermischer und elektrischer Belastung oder elektrischer Polaritätsumkehrung

Der Stufentest zur Isolationsstrommessung bei konstanter thermischer und elektrischer Belastung dient zur Bestimmung der scheinbaren stationären Leitfähigkeit des Isoliermaterials. Die Spannung beziehungsweise Temperatur wurde verändert, wenn der Isolationsstrom mindestens einen Tag in einem eingeschwungenen Zustand verweilte. Dieser eingeschwungene Zustand ist notwendig, um die scheinbare stationäre elektrische Leitfähigkeit und nicht die Leitfähigkeit in einem transienten Vorgang zu bestimmen. Tabelle 9.1 zeigt eine Übersicht zu den durchgeführten Messungen im stationären Zustand und während der Durchführung von Polaritätswechsel bei der elektrischen Beanspruchung. Die dargestellte elektrische Feldstärke beschreibt die mittlere elektrische Feldstärke im Material.

Tabelle 9.1: Testparameter der Isolationsstrommessung

Stufentest	
Mittlere elektrische Feldstärke $ E $	3 – 12 kV/mm
Temperatur ϑ_L	25 – 90 °C
Polaritätsumkehr (6/6 h cycle)	
Mittlere elektrische Feldstärke $ E $	15 kV/mm
Temperatur ϑ_L	90 °C

9.4 Isolationsstrommessung bei konstanter Temperatur und elektrischem Feld

Wie in Kapitel 9.3 beschrieben, wurde die scheinbare elektrische Leitfähigkeit für unterschiedliche thermische und elektrische Beanspruchungen mit der Hilfe der Isolationsstrommessung bestimmt. Bild 9.4 zeigt den Verlauf der Gleichspannung und den dazugehörigen Isolationsstrom für eine Innenleitertemperatur von $\vartheta_L = 90\text{ °C}$. Der Isolationsstrom beim ersten Anlegen einer Gleichspannung stellt den für einen Polarisationsstrom typischen Verlauf dar. Beim Verringern der Gleichspannungsbeanspruchung ergibt sich aufgrund der Depolarisationsvorgänge im Isoliermaterial ein Depolarisationsstrom.

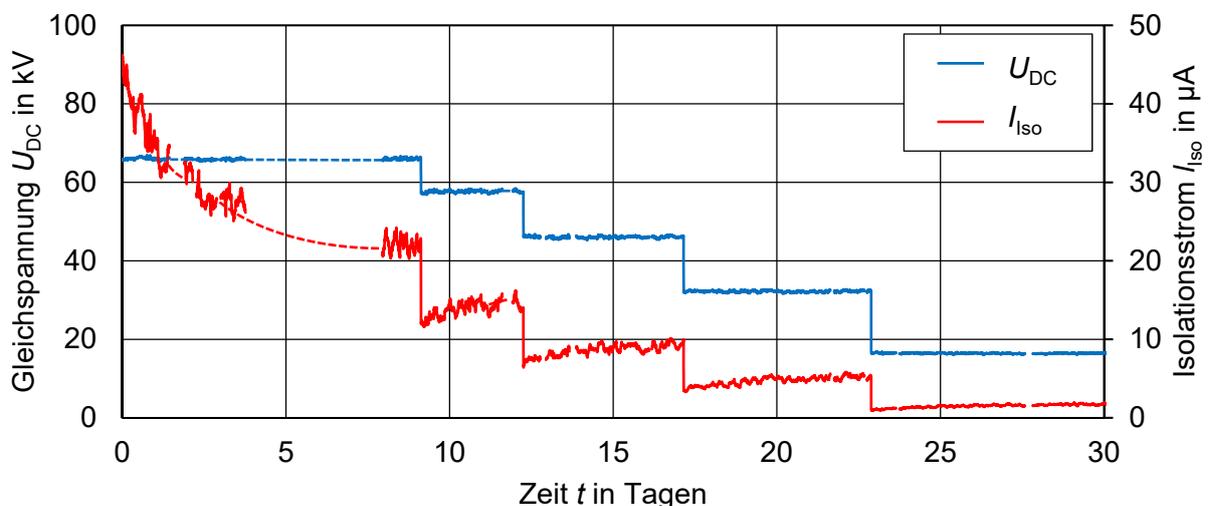


Bild 9.4: Verlauf des Isolationsstroms während des Stufentests mit konstanter Temperatur und konstanter elektrischer Beanspruchung [51]

Aus dem eingeschwungenen Zustand des Isolationsstroms I_{iso} , der effektiven Länge des zu untersuchendem Objekts l , der anliegenden Gleichspannung U_{DC} , dem Innenradius r_i und dem Außenradius r_a des Isoliermaterials ergibt sich nach der Gleichung 17 die elektrische Leitfähigkeit der VPE-Isolierung. Hierbei beschreibt E das elektrische Feld in der Isolation und ϑ die in der Isolierung vorherrschende Temperatur.

$$\sigma(E, \vartheta) = \frac{\ln\left(\frac{r_a}{r_i}\right)}{2\pi \cdot R_{\text{iso}} \cdot l} = \frac{I_{\text{iso}}(E, \vartheta)}{U_{\text{DC}}} \cdot \frac{\ln\left(\frac{r_a}{r_i}\right)}{2\pi \cdot l} \quad (17)$$

Wie im Bild 9.4 ersichtlich ist, benötigt das Erreichen eines scheinbar eingeschwungenen Zustandes bei dem gewählten 12/20-kV-AC-VPE-Kabel ungefähr sieben Tage. Die Zeitkonstante der Depolarisationsmechanismen steigt mit sinkender elektrischer Beanspruchung. In diesem Zusammenhang ist es wichtig eine ausreichende Zeitdauer abzuwarten bevor die thermische oder elektrische Beanspruchung verändert wird, um die scheinbare elektrische Leitfähigkeit in einem möglichst eingeschwungenen Zustand zu bestimmen.

Wie in Kapitel 6.2 beschrieben, existieren drei Grundmodelle der elektrischen Leitfähigkeit. Die Gleichung 18 spiegelt die Sprungleitfähigkeit und die Gleichung 19 den Poole-Frenkel Effekt wider. Diese werden nachfolgend für die Interpolation beziehungsweise die mathematische Abbildung der gemessenen stationären Zustände der scheinbaren elektrischen Leitfähigkeit herangezogen. Die präsentierten Gleichungen sind die meistverwendeten Gleichungen, welche zur Abbildung der scheinbaren elektrischen Leitfähigkeit herangezogen werden.

$$\sigma(E, \vartheta) = \frac{A}{E} \cdot \exp\left(-\frac{B}{k_B \cdot \vartheta}\right) \cdot \sinh\left(\frac{C}{\vartheta} \cdot E\right) \quad (18)$$

$$\sigma(E, \vartheta) = D \cdot \exp\left(-\frac{B}{k_B \cdot \vartheta}\right) \cdot \exp\left(\frac{F}{\vartheta} \cdot \sqrt{E}\right) \quad (19)$$

Hierbei ist σ die von der Temperatur und der elektrischen Feldstärke abhängige elektrische Leitfähigkeit, A , B , C , D und F sind Konstanten, k_B ist die Boltzmann Konstante, ϑ ist die Temperatur und E ist die elektrische Feldstärke [23].

Bild 9.5 zeigt die aus den Isolationsstrom bestimmten elektrischen Leitfähigkeiten der 12/20-kV-AC-VPE-Kabels. Erkennbar ist, dass die elektrische Leitfähigkeit mit steigender elektrischer Feldstärke und mit steigender Temperatur zunimmt. Die Zunahme der elektrischen Leitfähigkeit ist bei einer Steigerung der Temperatur höher als mit einer Zunahme des elektrischen Feldes. Die elektrische Leitfähigkeit des untersuchten Prüflings liegt für eine Feldstärke von 10 kV/mm im Bereich von $2,6 \cdot 10^{-14}$ bis $3,2 \cdot 10^{-12}$ S/m. Wird die Steigerung der elektrischen Leitfähigkeit mit steigendem elektrischem Feld betrachtet, so fällt auf, dass kein Knickpunkt bzw. Schwellwert der elektrischen Feldstärke vorhanden ist. Das ist in diesem Fall ein Indiz dafür, dass bei den gewählten elektrischen Feldstärken keine Raumladungsansammlung, wie sie in der Literatur oft bei Plattenproben gezeigt wird, eintritt [17, 34]. Die Näherungen sind mit Hilfe des Poole-Frenkel Effekts (Gleichung 19) und der Sprungleitfähigkeit (Gleichung 18) mit Hilfe von MATLAB und dem Nedler-Mead-Algorithmus bestimmt worden. Die mathematische Abbildung ist für die nachfolgenden Simulationen unbedingt notwendig und hilft bei der Abschätzung des Verhaltes von Isoliermaterialien. Erkennbar ist, dass der Poole-Frenkel Effekt in diesem Fall eine bessere Approximation als der Sprung-Mechanismus aufweist. Die doppellogarithmische Fehlerfunktion des Nedler-Mead-Algorithmus nimmt beim Einsatz des Poole-Frenkel Effekts geringere Werte an [52]. Die durch die Näherung bestimmten Parameter der herangezogenen Gleichungen sind in Tabelle 9.2 aufgelistet.

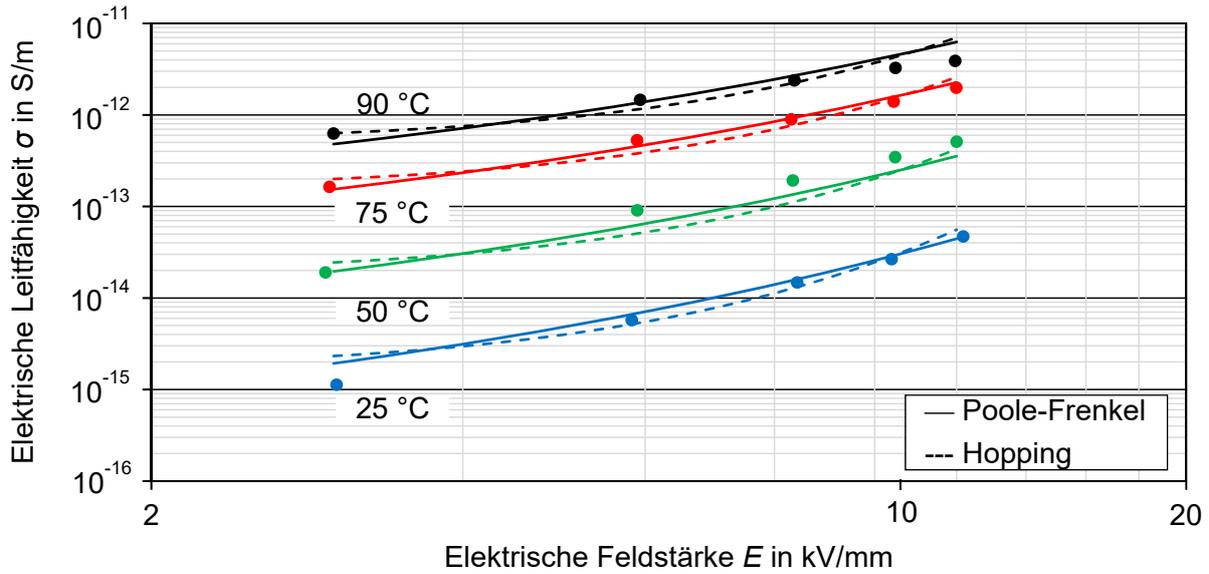


Bild 9.5: Ergebnisse und Approximation für die elektrische Leitfähigkeit aus der Isolationsstrommessung für eine konstante thermische und elektrische Beanspruchung [51]

Tabelle 9.2: Errechnete Parameter zur Approximation der elektrischen Leitfähigkeit mit dem Nedler-Mead Algorithmus [51]

Gleichung	Parameter				
	A	B	C	D	F
	$\frac{S}{kV}$	eV	$\frac{K \cdot mm}{kV}$	$\frac{S}{m}$	$K \cdot \sqrt{\frac{mm}{kV}}$
18	$42.5 \cdot 10^{-6}$	0.87	541.1	-	-
19	-	0.85	-	$659.5 \cdot 10^{-3}$	150.0

9.5 Isolationsstrommessung bei konstanter Temperatur und einer elektrischen Beanspruchung in Form von Polaritätsumkehrungen

Wie in Kapitel 6.4 beschrieben treten in Isolierstoffen Polarisations- und Depolarisationseffekte auf. Diese beeinflussen den zeitlichen Verlauf des Isolationsstroms. Die Polarisations- und Depolarisationsmechanismen treten bei einer Änderung der thermischen beziehungsweise elektrischen Belastung auf. Um das Verhalten des Isolationsstroms während Langzeitprüfungen und Polaritätsumkehrungen, welche bei LCC (Line Commutate Converter) bei einer Umkehrung des Lastflusses durchgeführt werden, zu erforschen, wurden erste Untersuchungen mit einer schlagartigen Änderung der elektrischen Belastung in der Form von Polaritätswechsel durchgeführt. Der hierbei verwendete Prüfling ist wie in Kapitel 9.1 ein 12/20-kV-AC-VPE-Kabel und wurde entsprechend dem Bild 9.1 präpariert.

Im Bild 9.6 ist der Verlauf des Isolationsstroms für die positive (a) und negative (b) Polarität der Gleichspannung dargestellt. Der Polaritätswechsel wurde im 6-h-Takt bei einer konstant eingestellten Temperatur vollzogen. Die Innenleitertemperatur wurde mit $\vartheta_L = 90 \text{ °C}$ gewählt und mit der Hilfe einer Referenzschleife eingestellt und überprüft. Die Gleichspannungsbelastung wurde in den Untersuchungen mit $U_{DC} = 82,5 \text{ kV}$ gewählt. Die Höhe der anliegenden Gleichspannung ergibt eine mittlere elektrische Feldstärke im Isoliermaterial des verwendeten Prüflings von 15 kV/mm. Es wurden 38 Zyklen aufgenommen, was einer Messdauer von 456

Stunden entspricht. Die dargestellten Isolationsstromverläufe richten sich nach den Zyklen der Polaritätsumkehr. Erkennbar ist, dass sich der Isolationsstrom in den sechs Stunden bei positiver beziehungsweise negativer DC-Belastung ändert. Die erkennbaren Änderungen sind auf Polarisations- und Depolarisationsmechanismen zurückzuführen.

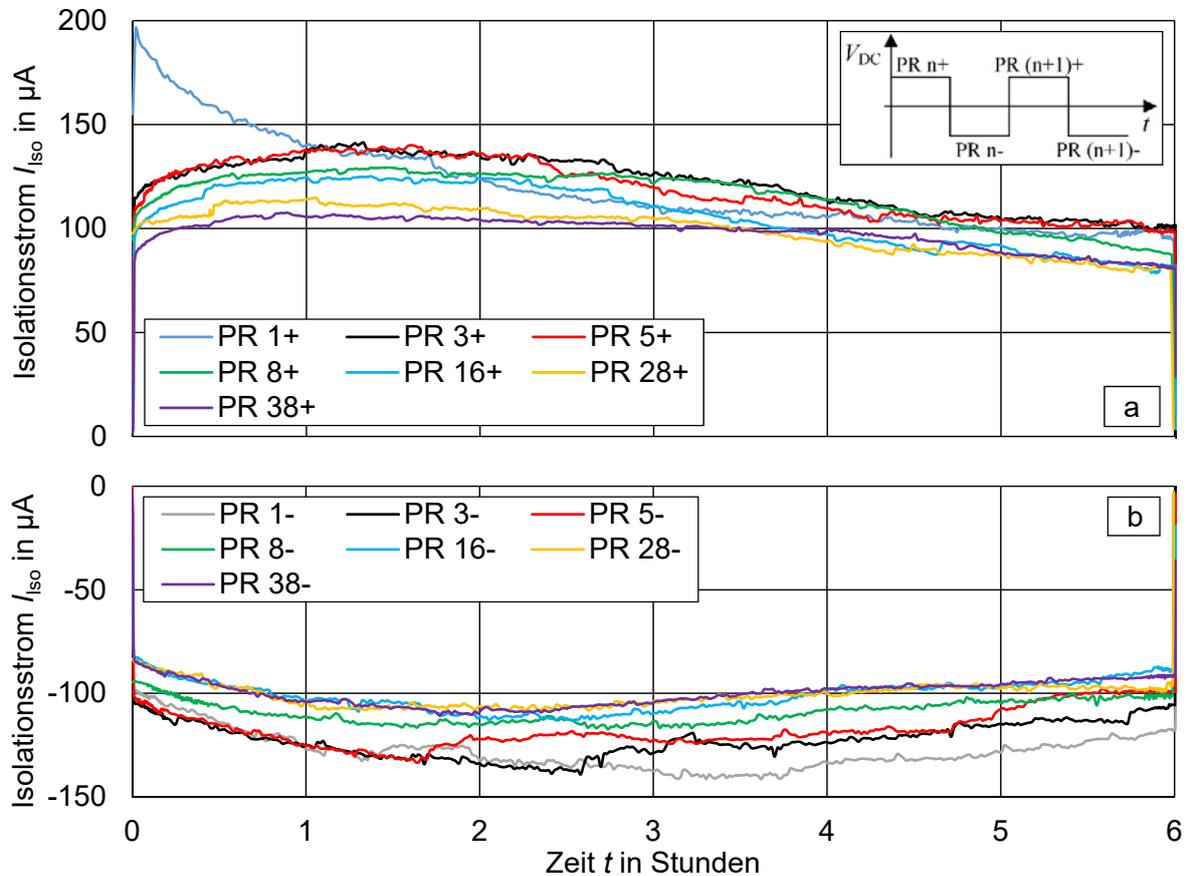


Bild 9.6: Ausgewählte Ergebnisse der Isolationsstrommessung während Polaritätsumkehrzyklen mit $U_{DC} = \pm 82,5 \text{ kV}$, $\vartheta_L = 90 \text{ }^\circ\text{C}$ [51]

Bei näherer Betrachtung von Bild 9.6 ist erkennbar, dass der Isolationsstrom bei positiver Polarität des ersten Zyklus das typische Verhalten eines Polarisationsstroms aufweist. Hierbei weist der Isolationsstrom vorerst sehr hohe Werte auf, welche nachfolgend stark sinken. In den folgenden Polaritätsumkehrzyklen treten Kombinationen der Polarisations- und Depolarisationseffekte auf. Wird vorerst die positive Polarität näher untersucht, so fällt auf, dass der Isolationsstrom nach etwa einer Stunde ein Maximum erreicht. Bei der negativen Polarität tritt das Maximum nach etwa drei Stunden auf. Sowohl bei der positiven als auch bei der negativen Polarität ist vorerst ein Anstieg des Isolationsstroms erkennbar, der nachträglich in eine Verringerung des Isolationsstroms übergeht. Die zeitliche Abnahme des Isolationsstroms ist bei positiver Polarität länger als bei der negativen, was auf die frühere Erreichung des Maximums zurückführbar ist. Des Weiteren ist es für die elektrische Leitfähigkeit nicht möglich sich sprunghaft zu ändern. Dadurch ist der Isolationsstrom zum Beispiel am Ende der positiven Polaritätsstufe gleich groß wie am Anfang der nachfolgenden negativen Polarität. Der Isolationsstrom nimmt dadurch bei der positiven Polarität zuerst höhere Werte an. Die Zeitkonstanten sind bei positiver Polarität größer als bei der negativen Polarität. Bei näherer Untersuchung ist zusätzlich erkennbar, dass der Isolationsstrom bei einer steigenden Anzahl an Polaritätsumkehrzyklen sowohl für die positive Polarität als auch für die negative Polarität in einen eingeschwungenen Zustand übergeht [51].

10 DC-Durchschlagsuntersuchungen an extrudierten AC-VPE-Mittelspannungskabeln

10.1 DC-Durchschlagsuntersuchungen an extrudierten AC-VPE-Mittelspannungskabeln

Der Zustand und die Eigenschaften von Isolierstoffen können anhand verschiedener Diagnoseverfahren untersucht werden. Eines dieser Verfahren ist die Bestimmung der DC-Durchschlagsfestigkeit. Um die Ergebnisse mit Durchschlagsfestigkeiten von anderen Anordnungen vergleichbar zu machen, müssen diese unter möglichst gut dokumentierten Bedingungen (Luftdruck, Temperatur, etc.) durchgeführt werden. Bei Gleichspannungsbeanspruchung ist es zu dem wichtig, dass eine möglichst resistive Feldverteilung in dem Isoliermaterial vorherrscht, da die DC-Durchschlagsfestigkeit und nicht die Durchschlagsfestigkeit von einer Mischfeldbelastung bestimmt werden soll.

10.2 Prüfprozedur und Prüfaufbau

Prüfprozedur

Es wurde ein Stufentest für die Bestimmung der DC-Durchschlagsfestigkeit entwickelt. Hierzu wurden multiphysikalische Simulationen mit den in der Literatur dargestellten Parametern für die elektrische Leitfähigkeit von VPE durchgeführt [41]. Es wurde erkannt, dass es einerseits sehr wichtig ist eine Spannungsstufe zu inkludieren, in der eine resistive Feldverteilung im Kabel auftritt. Andererseits ist es wichtig die Stufenlänge des Stufentests lang genug zu wählen, um von der Mischfeldbelastung in eine weitestgehend resistive Feldverteilung überzugehen. Für die nachfolgenden Untersuchungen wurde der im Bild 10.1 dargestellte Stufentest verwendet. Die ersten zwei Stufen des Stufentests dauern jeweils 15 Minuten und dienen der Vorkonditionierung. Sollten in dieser Phase bereits deutlich wahrnehmbare Entladungen im Endverschlussbereich auftreten, kann der Test noch unterbrochen werden. Die dritte Stufe dauert 60 Minuten und soll sicherstellen, dass die elektrische Feldverteilung in eine stationäre, resistive Verteilung übergeht. Danach folgen alle 15 Minuten weitere Spannungserhöhungen, bis ein Durchschlag auftritt.

Präparation des Prüflings

Da bei Vorversuchen kein Durchschlag im aktiven Teil des Prüflings erreicht worden ist, wurde entschieden den Prüfling an einer definierten Stelle mit der Hilfe von Heizmatten von außen zu erwärmen. Der schematische Aufbau des Prüflings ist in Bild 10.2 dargestellt. Die abgesetzte Länge der äußeren halbleitenden Schicht wurde zwischen zwei und drei Meter gewählt. Die aktive Länge des Kabels wurde variabel gewählt, wobei der Durchschlag lediglich gewertet wurde, dieser in der aktiven Länge auftrat. Die verwendeten Prüflinge waren einerseits ein 12/20-kV-AC-VPE-Kabel (NA2XS(F)2Y 1x150/25 RM) mit einem Querschnitt von 150 mm² und ein 6/10-kV-AC-VPE-Kabel (NA2XS(F)2Y 1 x 50/16 RM mit einem Querschnitt von 50 mm². Die Isolierwanddicke des 12/20-kV-AC-VPE-Kabels beläuft sich auf 5,5 mm und die des 6/10-kV-AC-VPE-Kabels auf 3,4 mm. Im Bild 10.3 ist der prinzipielle Aufbau der DC-Durchschlagsuntersuchungen im Nikola Tesla Labor der TU Graz dargestellt. Die hohen Gleichspannungen werden mit Hilfe einer Greinacher-Kaskade bereitgestellt. Im vorderen Bereich des Bildes ist die Heizmatte, welche mit Aluminiumfolie umwickelt wurde, erkennbar. Die Aluminiumfolie dient dazu, die Heizungsregelung beim Eintreten eines Durchschlags zu schützen. Des Weiteren wird durch die zusätzliche Schicht die Abgabe der Wärme an die Umgebung durch beispielsweise Windstöße verringert und die Temperatur stabil gehalten. Die Temperatur für die Erwärmung wurde bei den durchgeführten Versuchen mit $\vartheta = 90$ °C gewählt.

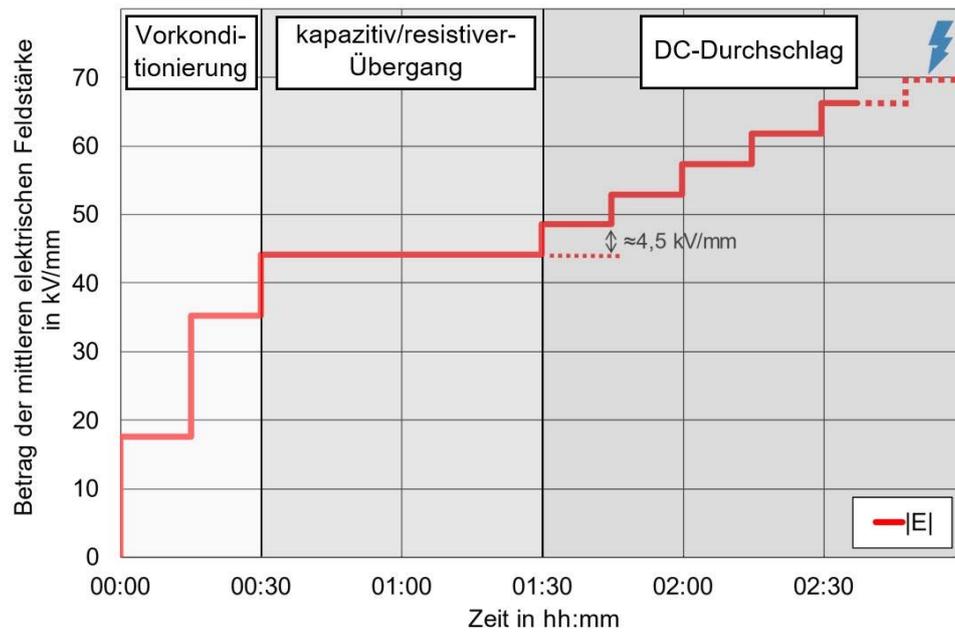


Bild 10.1: Stufen-Test der Technischen Universität Graz zur Bestimmung der DC-Durchschlagsfestigkeit

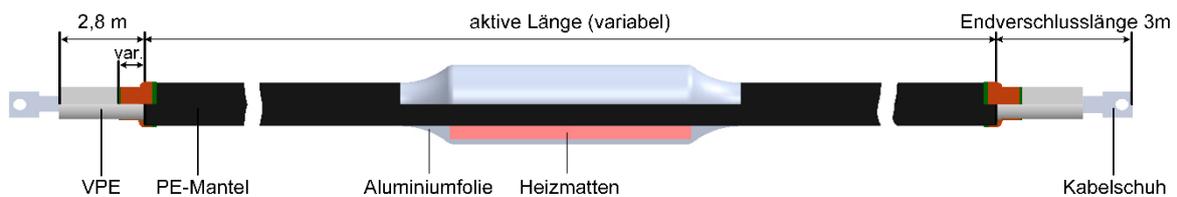


Bild 10.2: Präparation des Prüflings für die DC-Durchschlagsversuche



Bild 10.3: Prüfaufbau im Nikola Tesla Labor bei DC-Durchschlagsuntersuchungen eines 6/10-kV-Prüflings, 1: Greinacher-Kaskade, 2: Zentralelektrode, 3: Prüfendverschluss, 4: Heizbereich

10.3 Ergebnisse der DC-Durchschlagsuntersuchungen

DC-Durchschlagsuntersuchungen am 6/10-kV-Kabel

Im Rahmen der DC-Durchschlagsuntersuchungen traten, bei Gleichspannung mit positiver Polarität, Durchschläge im aktiven Teil des 6/10-kV-Kabels auf. Des Weiteren wurden diese Prüflinge mit Gleichspannung negativer Polarität beansprucht. Dabei traten thermische Durchschläge und Durchschläge im Endverschlussbereich auf. Die Durchschläge im aktiven Teil des 6/10-kV-Kabels bei Gleichspannung mit positiver Polarität konnten mit unterschiedlichen Prüfendverschlüssen und sogar ohne Prüfendverschluss erreicht werden. Die gemessenen Werte wurden statistisch ausgewertet. Die Auswertung wurde per numerischer Berechnung der Weibull-Parameter durchgeführt. Mit den ermittelten Weibull-Parametern konnten die Verteilungs- bzw. die Dichtefunktion bestimmt und grafisch dargestellt werden (Bild 10.4). Die Verteilungsfunktion ergibt sich infolge der ermittelten Weibull-Parameter folgendermaßen [53]:

$$F(U_{DC}) = 1 - \exp\left(-\left(\frac{U_{DC}}{U_{d,63}}\right)^\delta\right) = 1 - \exp\left(-\left(\frac{U_{DC}}{209,7}\right)^{94,6}\right) \quad (20)$$

wobei δ das Streuungsmaß bzw. der Weibull-Exponent, U_{DC} die Prüfgleichspannung und $U_{d,63}$ das 63,2%-Quantil der Durchschlagsspannung ist. Die ermittelte mittlere 63,2%-DC-Durchschlagfeldstärke beträgt $E_{d,63,2} = 61,7$ kV/mm.

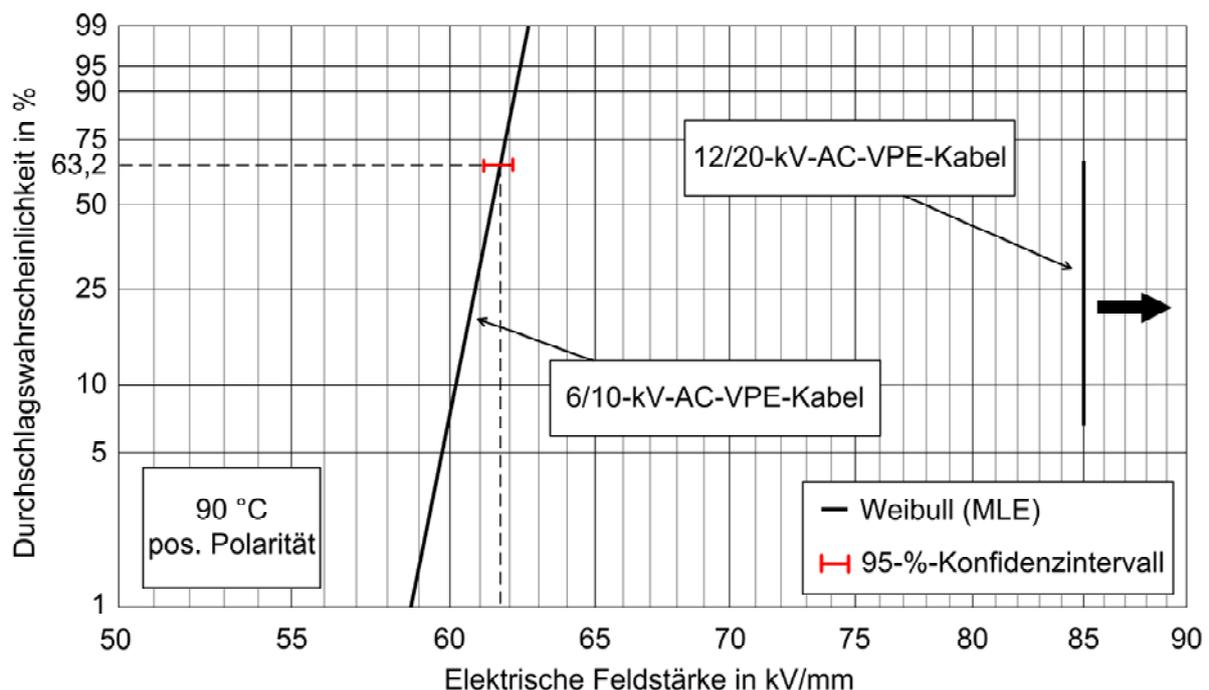


Bild 10.4: Ermittelte Durchschlagswahrscheinlichkeit des 6/10-kV-Kabels und Haltewert des 12/20-kV-Kabels bei Gleichspannung mit positiver Polarität

Bei Gleichspannung mit negativer Polarität traten thermische Durchschläge im 6/10-kV-AC-VPE-Kabel auf. Die Untersuchungen wurden bei den Temperaturen $\vartheta = 90$ °C und $\vartheta = 70$ °C durchgeführt. Es wurde festgestellt, dass der Prozess des thermischen Durchschlags ab einer mittleren elektrischen Feldstärke von $E = 53$ kV/mm eingeleitet wurde.

DC-Durchschlagsuntersuchungen am 12/20-kV-Kabel

Bei den Untersuchungen der DC-Durchschlagsfestigkeit des 12/20-kV-Kabels bei Gleichspannung mit positiver Polarität konnten Haltewerte ermittelt werden. Der größte Haltewert ist in Bild 10.4 durch eine senkrechte Linie dargestellt und beträgt $E = 82 \text{ kV/mm}$. Bei diesem Kabel traten keine Durchschläge im aktiven Teil des Kabels, sondern ausschließlich im Prüfendverschlussbereich auf. Dieses Kabel weist eine höhere Durchschlagsfeldstärke, verglichen mit dem 6/10-kV-Kabel, auf. Der höchste Haltewert konnte mit einem wärmebehandelten Endverschluss erzielt werden und beträgt $E = 82 \text{ kV/mm}$.

11 Freileitungen und Isolatoren bei Mittelspannungsgleichstrombeanspruchung

11.1 Freileitungen bei Mittelspannungsgleichstrombeanspruchung

Das Verhalten von MDÜ-Freileitungen bei Gleichspannungsbeanspruchung wird nachfolgend in ersten orientierenden Messungen beschrieben. Hierzu wurde ein Freileitungsseil auf Geräuschemissionen und zwei verschiedene Isolatoren auf die DC-, Impuls- und AC-Überschlagsfestigkeit untersucht. Bild 11.1 zeigt die verwendeten Prüflinge, wobei Bild 11.1a ein typisches Mittelspannungs-Freileitungsseil, Bild 11.1b einen Standardisolator des Typs AUT (VHD 30-G) und Bild 11.1c einen Standard-Isolator des Typs IND zeigt.

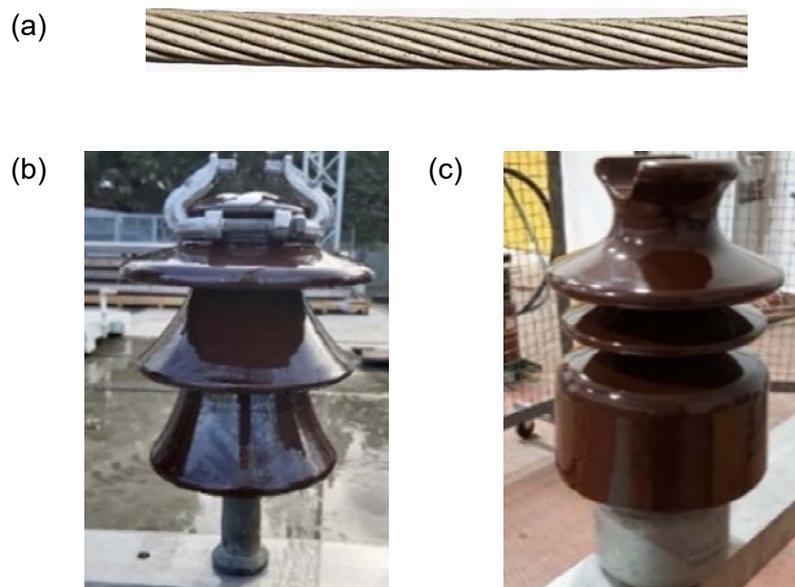


Bild 11.1: Verwendete Prüflinge der orientierenden Messungen von Freileitungen unter Gleichspannungsbeanspruchung

Die nachfolgenden Untersuchungen sind von besonderem Interesse, da wie bereits erwähnt, ein Forschungsschwerpunkt auf der Umrüstung von MDÜ-Systemen auf Gleichspannungsbeanspruchung liegt. Hierzu müssen Freileitungs-Standardisolatoren auf die DC-Spannungsfestigkeit und die Spannungsfestigkeit beim Auftreten von transienten Impulsspannungen untersucht werden. Zum besseren Verständnis und um die Vergleichbarkeit zu gewährleisten, wird die AC-Spannungsfestigkeit ebenfalls bestimmt. Zusätzlich zur elektrischen Festigkeit der Isolatoren muss bei einer Umrüstung von Drehstromsystemen auf Gleichstromsystemen auf die Geräuschemissionen geachtet werden. Diese sind bei der Planung beziehungsweise bei einer Umrüstung von MDÜ-Systemen auf Gleichspannungsbeanspruchung relevant, da die Geräuschemissionen bei einem solchen Unterfangen nicht zunehmen dürfen.

11.2 Geräuschemission

Geräuschemission

Bei der Auslegung und Planung von Übertragungsleitungen im Hochspannungsbereich sind die Geräuschemissionen von Freileitungen bei feuchtem Wetter ein entscheidender Faktor. Die erzeugten Geräuschemissionen führen meist zu einer Abnahme der Akzeptanz in der Bevölkerung, was den Bau von neuen Freileitungen erschwert. Die Korona-Entladungen treten vor allem bei Regen oder nach Regenschauern in der Trocknungsphase von Freileitungen auf.

Der Effekt der Geräuschemissionen ist stark von der maximalen elektrischen Randfeldstärke bzw. der Betriebsspannung abhängig. Zusätzlich zur Spannungsbeanspruchung treten die beschriebenen Entladungen auch in Abhängigkeit der Polarität auf [54]. Bild 11.2 zeigt ein Beispiel für Korona-Entladungen an einer Freileitung.

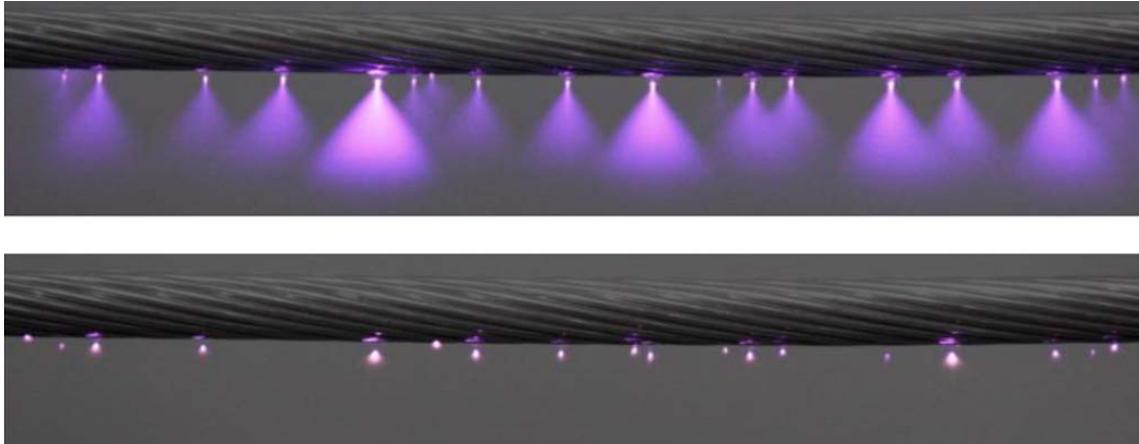


Bild 11.2: Auftreten von Korona-Entladungen auf einer Freileitung [5]

Die Höhe der Geräuschemissionen zeigen eine starke Abhängigkeit von den Umgebungsbedingungen und können sehr stark variieren [6]. Zusätzlich zu den Geräuschemissionen, die durch die Form der Spannungsbeanspruchung auftreten, muss bei Gleichspannungsfreileitungen mit nahe gelegenen AC-Freileitungen die Einkopplung eines AC-Rippels in die Betrachtungen inkludiert werden [55].

Hörbare Geräuschemissionen lassen sich im Allgemeinen in zwei verschiedene Effekte aufteilen. Die erste Komponente entsteht durch den Ionisationsprozess, der eine spontane Erwärmung der Umgebungsluft bewirkt. Die Erwärmung der Umgebungsluft bewirkt eine Schallemission, die sich in einer breitbandigen Zisch- und Knisterkomponente äußert. Die zweite Komponente tritt hauptsächlich bei AC-Freileitungen auf. Hierbei führen die durch Ionisation erzeugten Ionen eine periodische Bewegung in jeder Halbwelle der Wechselspannung aus. Durch die Bewegung wird Energie an die umgebenden neutralen Gasmoleküle übertragen und es kommt zu einem niederfrequenten Brummgeräusch, welches die doppelte Netzfrequenz aufweist. Das beschriebene niederfrequente Brummen zählt zu den, für das menschliche Gehör, äußerst störenden Tönen [56].

Prüfprozedur

Um die Geräuschemissionen, welche von einer Mittelspannungs-AC-Freileitung bei der Umwandlung auf eine MGÜ-Freileitung ausgehen, messtechnisch zu erfassen, wurden Geräuschemissionsmessungen im Labor durchgeführt. Hierzu wird der in Bild 11.3 schematisch dargestellte Prüfaufbau verwendet. Der Aufbau besteht aus einer Gleich- bzw. Wechselspannungsquelle, einer Koppelkapazität, dem Freileitungsseil als Prüfling, einer Regenanlage und den Geräten zur Teilentladungs- und Geräuschemissionsmessung. Die Messungen wurden bei zwei unterschiedlichen Regenraten realisiert, wobei für einen schwachen Regen beziehungsweise Nebel eine Intensität von 1,2 mm/h und für einen starken Regen 8,4 mm/h angenommen wurde. Durch die Anwendung von FEM-Simulationen wird die entsprechende Prüfspannungshöhe für die im realen Betrieb auftretenden Randfeldstärke ermittelt [57].

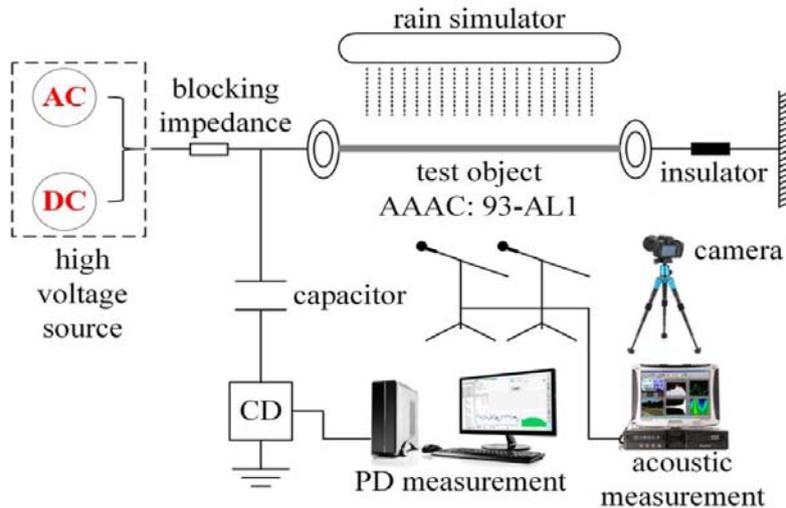


Bild 11.3: Schematischer Prüfaufbau zur Ermittlung der Geräuschemissionen

Ergebnisse der Geräuschemissionsmessung

Da die Messungen der Geräuschemissionen für definierte Regenintensitäten aufgenommen wurden, ist es wichtig die hörbaren Geräusche des Aufpralls der Regentropfen in die Betrachtung einzubinden. Für die Bewertung der Geräuschemission ist es somit von großer Relevanz das Regenrauschen zu bestimmen. Das Regenrauschen ergab sich für die durchgeführten Versuche mit den folgenden Werten:

- Geringe Niederschlagsintensität: 23 dB(A)
- Hohe Niederschlagsintensität: 27 dB(A)

Die ersten Ergebnisse der Geräuschemissionsmessung sind in Bild 11.4 a und in Bild 11.4 b ersichtlich. Sowohl für die Beanspruchung mit AC als auch mit DC lässt sich der allgemein gültige Trend erkennen, dass Freileitungen bei stärkerer Beregnung eine höhere Geräuschemission aufweisen. Werden die Geräuschemissionen bei AC- und bei DC-Beanspruchung verglichen, so ist ersichtlich, dass bei einer Gleichspannung mit positiver Polarität höhere Geräuschpegel als bei AC-Beanspruchung auftreten. Bei Gleichspannung mit negativer Polarität treten jedoch im Vergleich geringere Geräuschemissionen als bei AC-Beanspruchung auf. Wird die Geräuschemissionen bei einer niedrigen Regenrate betrachtet, so ist ersichtlich, dass die Geräuschemissionen jeweils über jener der Gleichspannung liegen [57].

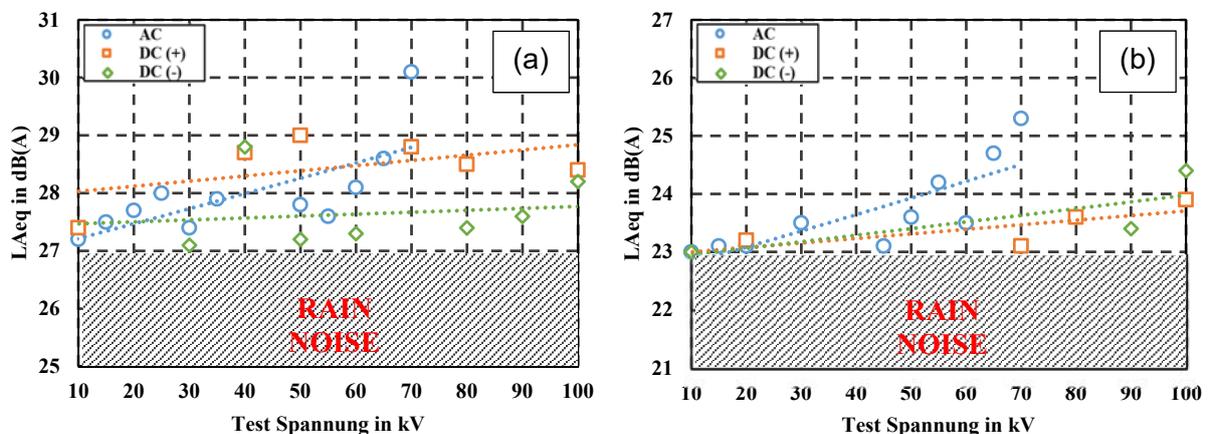


Bild 11.4: Ergebnisse der Geräuschemissionsmessung für eine hohe (a) und niedrige (b) Regenintensität

Wie bereits erwähnt, wurde die Spannungsbeanspruchung im Laboraufbau so gewählt, dass die Randfeldstärken die im Betrieb vorherrschenden Randfeldstärken annehmen. Das Bild 11.5 zeigt die untersuchten Freileitungskonfigurationen. Hierbei ist einerseits ein für Indonesien typischer Aufbau und andererseits ein für Österreich typischer Aufbau dargestellt. Durch die Auswertung der gemessenen hörbaren Geräuschpegel bei den entsprechenden Prüfspannungen wird der Pegel des hörbaren Geräusches unter AC- und DC-Beanspruchung im realen Betrieb abgeschätzt.

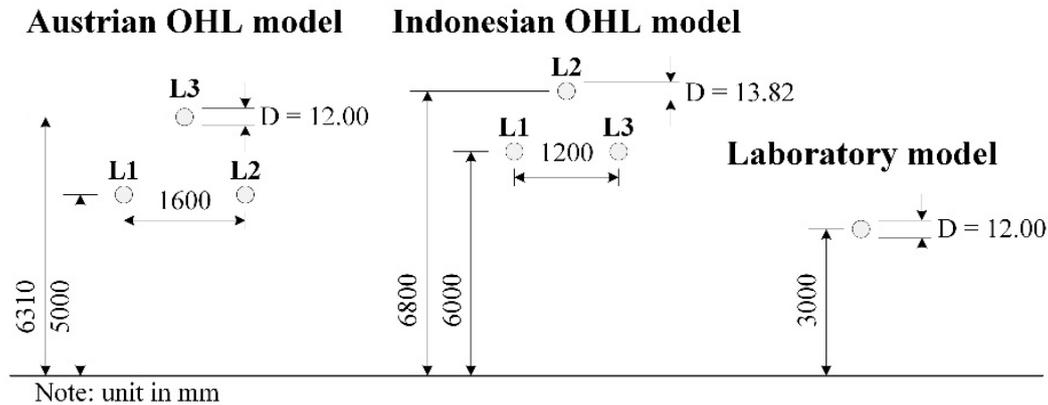


Bild 11.5: Abmessungen verschiedener Freileitungen (AUT, IND) und des Prüfaufbaus im Hochspannungslabor

Aufgrund der im Labor durchgeführten Geräuschemissionsmessungen ist ersichtlich, dass 12/20-kV-MDÜ-Freileitungen auf einen ± 55 -kV-Gleichspannungsbetrieb umgestellt werden können, ohne dass die Geräuschemissionen ansteigen.

11.3 Spannungsfestigkeit von Isolatoren

Prüfprozedur

Gleichspannungs-Überschlagsfestigkeit

Die nachfolgend beschriebenen Prüfprozeduren sind jeweils unter trockenen, nassen und verschmutzten Bedingungen durchgeführt worden. Bild 11.6a stellt in diesem Zusammenhang den Prüfaufbau für die DC-Prüfung dar. Hierbei wurde die DC-Spannung mit einer Rate von 2 kV/s erhöht bis ein Überschlag eintritt. Die Überschlagsspannung wurde gemäß der IEC 60060-1 auf die atmosphärischen Standardbedingungen korrigiert. Die Prüfung bei Regen ist mit Hilfe eines Regensimulators, welcher einen künstlichen Regen entsprechend der IEC 60060-1 erzeugt, durchgeführt worden. Die Niederschlagsrate beträgt 2mm/min sowohl für die horizontale als auch für die vertikale Komponente. Die Leitfähigkeit des Wassers wies hierbei eine Leitfähigkeit von 100 $\mu\text{S}/\text{cm}$ auf [58]. Die Verunreinigung der Isolatoren wurde gemäß den Bestimmungen der IEC 61245 realisiert. Hierzu wird eine Salzablagerung als Verschmutzung verwendet. Die bei diesem Test verwendeten Salzablagerungsdichten sind (1) leicht mit $\text{SDD} = 0,012 \text{ mg}/\text{cm}^2$ und (2) mittel mit $\text{SDD} = 0,05 \text{ mg}/\text{cm}^2$. Die Salzablagerung wurde durch eine Schicht aus Wasser, Kaolin und einer geeigneten Menge Salz gemischt und zur besseren Beschichtung auf die vorgewärmten Isolatoren gestrichen [59].

Überschlagsfestigkeit bei Wechselspannung

Die an die Isolatoren angelegte Spannung wird mit einer Rate von 2 kV/s erhöht, bis ein Überschlag auftritt. Beide Isolatortypen wurden unter trockenen Bedingungen getestet. Die

generierten Ergebnisse werden nachfolgend mit den Gleichspannungs- und Blitzstoßspannungsprüfungen verglichen. Der Prüfaufbau zur Bestimmung der Spannungsfestigkeit unter AC-Beanspruchung ist im Bild 11.6b dargestellt.

Blitzstoßspannungsfestigkeit

Das Bild 11.6c zeigt den schematischen Aufbau zur Ermittlung der Überschlagsfestigkeit bei Blitzstoßbeanspruchung. Zur Bestimmung der Spannungsfestigkeit unter Blitzstoßspannungsbeanspruchung wird das Up-and-Down-Verfahren angewendet. Die Spannungsfestigkeit wird mit Hilfe der IEC 60060-1 auf die atmosphärischen Standardbedingungen korrigiert. Wie bei der DC-Spannungsprüfung werden die Untersuchungen für die Bedingungen trocken, nass und verschmutzt näher untersucht.

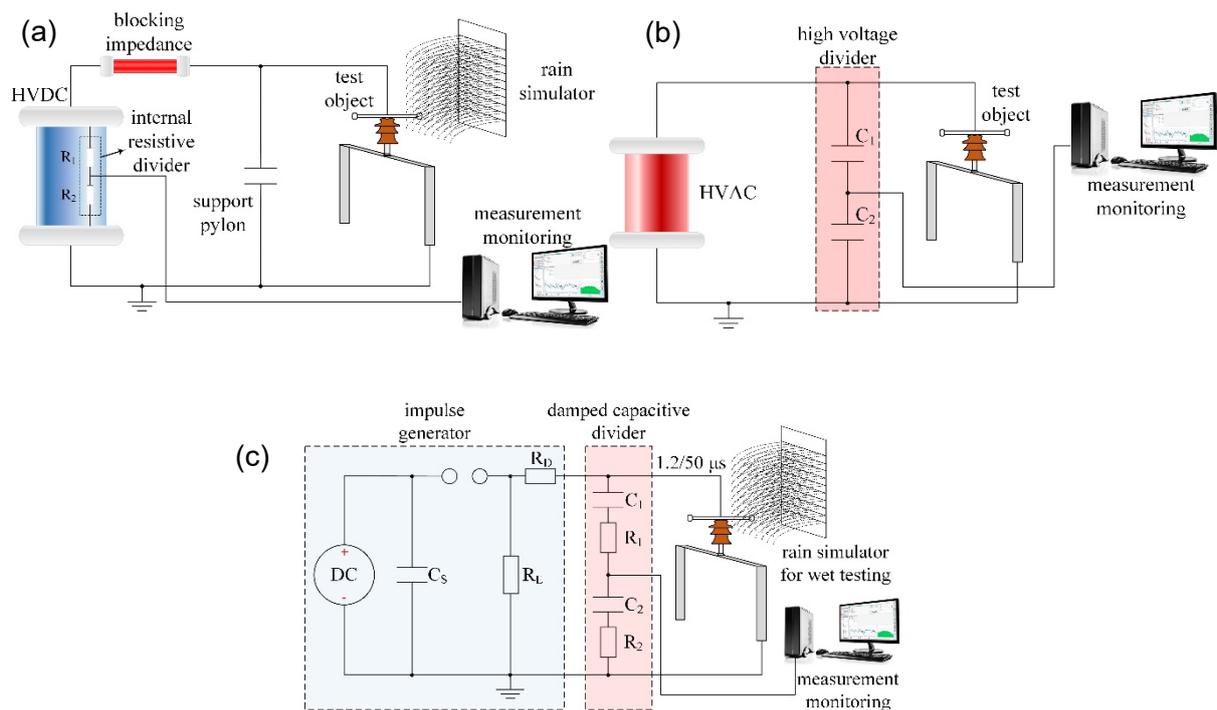


Bild 11.6: Prüfaufbau für die Bestimmung der DC- (a), AC- (b) und Blitzstoßüberschlagsfestigkeit (c) [57]

Ergebnisse der Prüfung der DC-Spannungsfestigkeit

Die DC-Überschlagsspannungen bei positiver und negativer Polarität der untersuchten Isolatoren sind in Bild 11.7 dargestellt. Werden die Werte im trockenen Zustand mit jenen im nassen Zustand verglichen, so zeigt sich der Einfluss des Regens in einer Reduzierung der Überschlagsspannung um bis zu 70 %. Der Einfluss der Verschmutzung im trockenen Zustand ist nicht signifikant. Bei der Beregnung der verschmutzten Isolatoren ist eine weitere Abnahme der Überschlagsspannung im Vergleich zum nassen Zustand zu beobachten. Ein Vergleich der polaritätsabhängigen DC-Überschlagsspannungen zeigt, dass eine Gleichspannungsbeanspruchung mit positiver Polarität zu geringeren Überschlagsspannungen führt. Des Weiteren ist ersichtlich, dass unter Gleichspannungsbeanspruchung der Isolator des Typs AUT höhere Überschlagsspannungen als der Isolator des Typs IND aufweist.

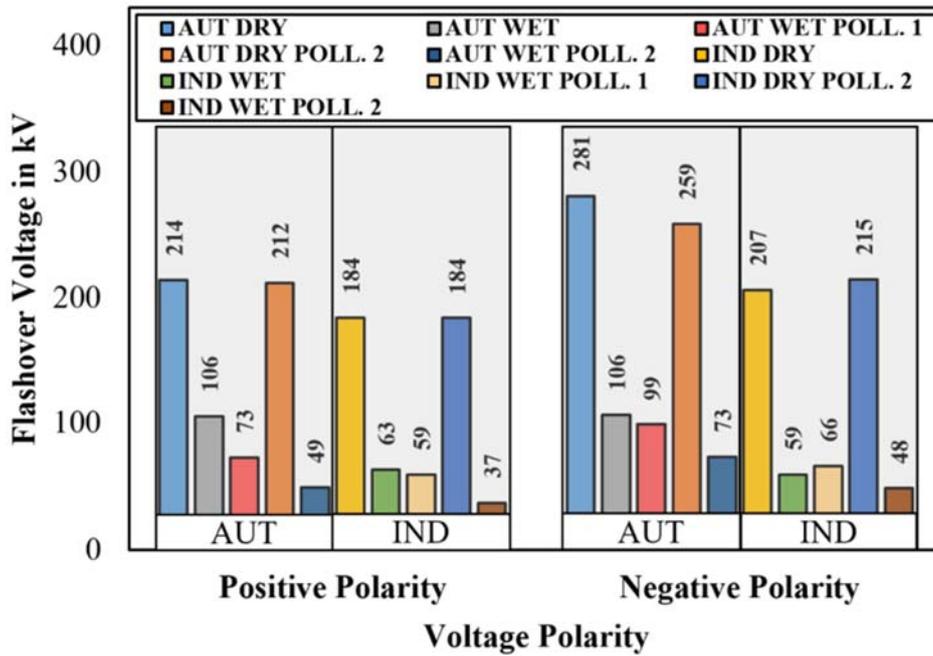


Bild 11.7: DC-Spannungsfestigkeit der untersuchten Isolatoren

Ergebnisse der Prüfung der AC-Spannungsfestigkeit

Die AC-Überschlagsfestigkeiten der untersuchten Isolatoren sind in Tabelle 11.1 dargestellt, wobei die Spannungswerte auf Normbedingungen korrigiert wurden. Die im nassen Zustand ermittelten Überschlagsspannungen liegen für beide Isolatortypen deutlich über den für die jeweilige Spannungsebene genormten Stehspannungen.

Tabelle 11.1: Spannungsfestigkeit der untersuchten Isolatoren bei AC-Beanspruchung (nass) im Vergleich zu den genormten Stehspannungen

	AUT (30 kV)	IND (20 kV)
Gemessene AC-Überschlagsspannung	118 kV	122 kV
AC-Stehspannung nach Norm	90 kV [15]	65 kV [60]

Ergebnisse der Prüfung der Blitzstoßspannungsfestigkeit

Die ermittelten Überschlagsspannungen bei Blitzstoßspannung mit positiver und negativer Polarität sind in Bild 11.8 dargestellt. Die Ermittlung erfolgte wiederum mit der Up-and-Down-Methode. Die Ergebnisse im nassen und verschmutzten Zustand zeigen bei positiver Polarität eine geringere Abweichung als zum trockenen Zustand. Bei negativer Polarität, wo die Überschlagswerte höher sind, ist ein Einfluss des nassen und verschmutzten Zustandes besser ersichtlicher. Trotz allem überschreiten die ermittelten Überschlagsspannungen die Normwerte für die Impulsfestigkeit.

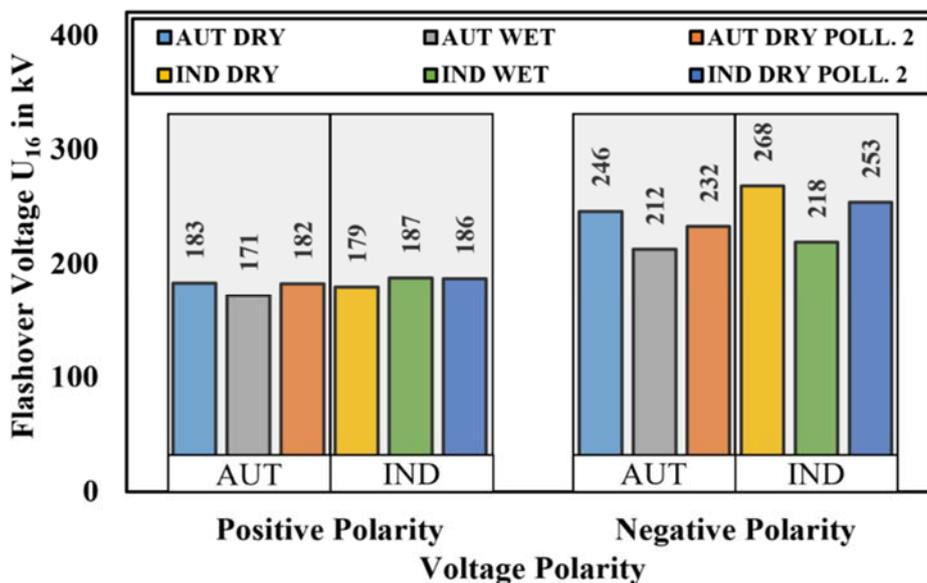


Bild 11.8: Blitzstoßspannungsfestigkeit der untersuchten Isolatoren

Diskussion der Ergebnisse

Basierend auf den Ergebnissen der Blitzüberschlagsspannungsprüfung kann ein Hinweis auf die Bemessungsgleichspannung bei der Umrüstung einer MDÜ-Freileitungen gegeben werden. Einerseits liegen die DC-Überschlagsspannungen im trockenen Zustand (Bild 11.8) zwischen 150 % und 238 % der AC-Überschlagsspannung. Andererseits erfahren die DC-Überschlagsspannungen im nassen Zustand einen erheblichen Abfall von bis zu 72 %. Unter Berücksichtigung der verwendeten Verschmutzung (leicht bzw. mittel) ist je nach Verschmutzungsgrad ein noch weiterer Rückgang der DC-Überschlagsspannung zu beobachten. Eine Angabe für die Bemessungsgleichspannung einer MDÜ-Freileitung muss unter Berücksichtigung der Verschmutzungsintensität des Standortes, an dem sich die Freileitung befindet, erfolgen. Deshalb sind in Tabelle 11.2 die niedrigsten Überschlagsgleichspannungen in Abhängigkeit von der Salzablagerungsdichte (SDD) zusammengefasst [57].

Tabelle 11.2: Geringste DC-Überschlagsspannung in Abhängigkeit der SDD

Dichte der Salzablagerung SDD in mg/cm ²	Geringste DC-Überschlagsspannung	
	AUT (30 kV)	IND (20 kV)
0.012	73 kV	59 kV
0.050	49 kV	37 kV

In Gebieten in denen die Verschmutzung vernachlässigt werden kann, ist die Gleichspannungen beim AUT-Isolator mit 106 kV und beim IND-Isolator mit 59 kV durch den nassen Zustand begrenzt (Bild 11.7). An Standorten, an denen der Verschmutzungsgrad von SDD = 0,05 mg/cm² erreicht wird, führt eine Gleichspannung von 49 kV (AUT) bzw. 37 kV (IND) zu einem Überschlag. Daher ist die Kenntnis über die Verschmutzungsakkumulation an dem jeweiligen Standort erforderlich. Weiterhin ist bei der Festlegung der Bemessungsgleichspannung ein Sicherheitszuschlag gemäß Isolationskoordination zu berücksichtigen.

Im Rahmen der Isolationskoordination und unter Berücksichtigung der Verschmutzung können daher für Österreich DC-Betriebsspannungen von bis zu ±60 kV für den AUT-Isolator und

± 40 kV für den IND-Isolator erreicht werden. Diese Ergebnisse stehen grundsätzlich im Einklang mit der CIGRE TB 793, in der die DC-Bemessungsgleichspannungen für 20-kV-Anlagen mit $\pm 17 - 61$ kV sowie $\pm 29,75 - 106,8$ kV für 35-kV-Anlagen angegeben sind [48].

Die ermittelten Ergebnisse stellen allerdings orientierende Werte dar und sind bei Bedarf unbedingt durch weitere Untersuchungen zu bestätigen.

12 Mögliche Anwendungsfälle für MGÜ in Österreich

12.1 Kopplung von Verteilnetzen

Das Koppeln von Verteilnetzen wird durch MGÜ-Anlagen vereinfacht. Bisherige Hürden durch verschiedene Sternpunktbehandlungen oder Spannungsebenen entfallen und es werden neue Möglichkeiten zur Ausregelungen von Leistungsunterschieden zwischen Verteilnetzbetreibern geschaffen. In [61] wird dazu ein Ansatz präsentiert, welcher durch mehrere Punkt-zu-Punkt MGÜ-Kupplungen zusätzliche Lastflusskapazitäten schafft.

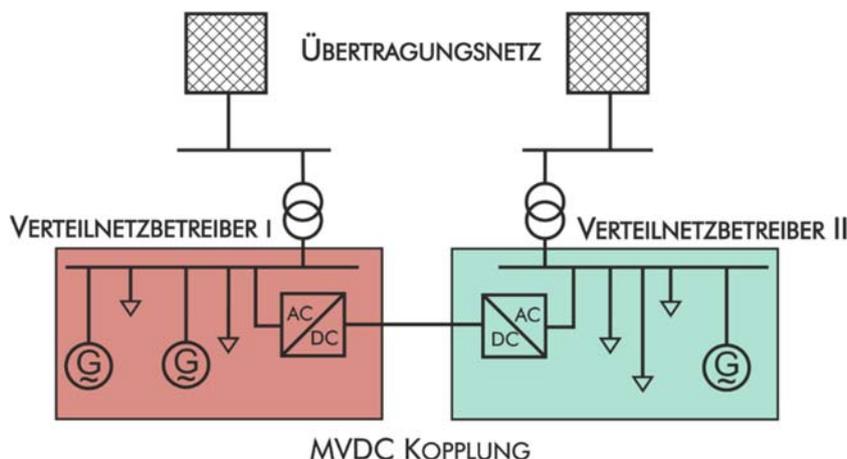


Bild 12.1: Kopplung von zwei Verteilnetzen mit Hilfe einer DC Kupplung

Die in [61] untersuchten Anwendungsfälle führen für den Netzbetrieb zu folgenden möglichen Verbesserungen

- Entlastung des Übertragungsnetzes durch kontrollierten Leistungsfluss in der Verteilnetzebene
- Steuerbarkeit von Transitleistungsflüssen
- Reduktion der gesamten (Übertragungs- und Verteilungs-) Netzverluste
- Blindleistungsversorgung und Verbesserung der Spannungsqualität
- Unterstützung beim Netzwiederaufbau

Im Hinblick auf die Netzausbauplanung ergeben sich folgende Punkte:

- Teilweise Alternative zum AC-Leitungsneubau
- Netzerweiterung durch Kopplung von Verteilnetzen mit unterschiedlichem Erdschlusslöschungsprinzip
- Kopplung von Verteilungsnetzen mit unterschiedlicher Frequenz
- Kopplung von Verteilungsnetzen mit unterschiedlicher Spannungsebene
- Kopplung von Inselnetzen
- Reduktion des notwendigen Anschlusses an das Übertragungsnetz durch Ausgleich der Verteilnetze von Regionen mit hoher Last mit Regionen mit hoher Erzeugung
- Reduktion des Kurzschlussstroms durch Netztrennung
- Erhöhung der Nennübertragungsleistung bestehender Leitungen durch Umwandlung von AC in DC

Da diese MGÜ-Kupplungen zwei Verteilnetzbetreiber und einen Übertragungsnetzbetreiber verbinden, muss ein geeignetes Koordinierungsverfahren zwischen den DSOs und TSO eingerichtet werden.

Für die Regelung der DC-Übertragung gibt es bereits einige Ansätze. In [62] wird eine fortschrittliche Regelungsstrategie für per DC-Kupplung verbundene Verteilnetze vorgestellt, die auf kurativer Systemsicherheit basiert, um die maximale Auslastung der vorhandenen Anlagen innerhalb der Sicherheitsgrenzen zu erhöhen. Außerdem wird in ein Ansatz zur Koordinierung der Sollwertbestimmung einer DC-Verbindung zwischen zwei DSOs vorgestellt.

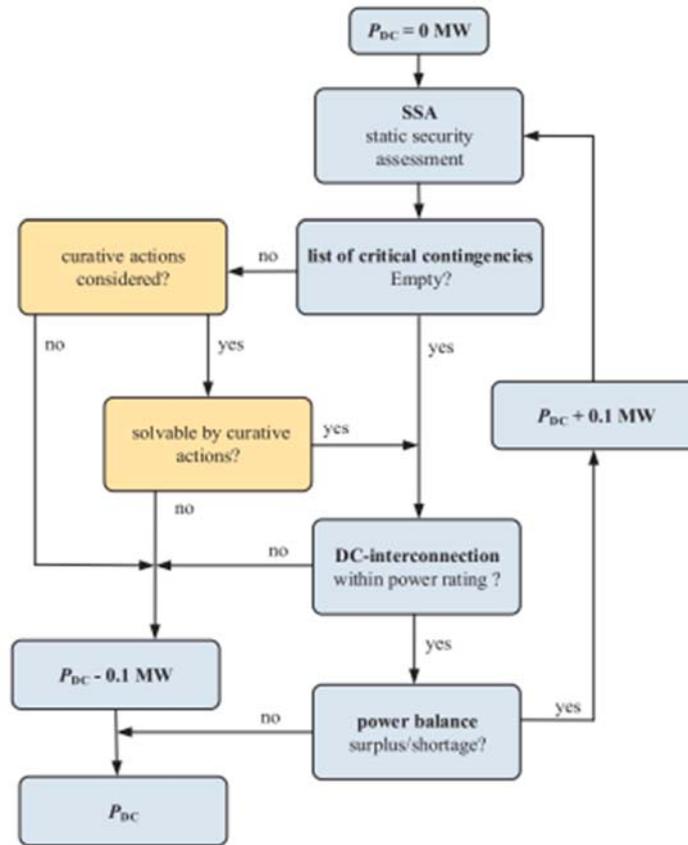


Bild 12.2: DC-Sollwert Algorithmus [62]

Die Analyse zeigt, dass ein erweiterter Systembetrieb die mögliche DC-Übertragungsleistung erhöhen kann, während die AC-Systeme im sicheren Zustand bleiben. Dadurch kann ein erweiterter Betriebsbereich bereitgestellt werden, um den optimalen Betriebspunkt hinsichtlich minimaler Leistungsverluste, maximalem Leistungsaustausch etc. zu wählen. Der Leistungsaustausch auf Verteilnetzebene führt auch zu einer Umverteilung der Verlustleistung und des Leistungsimports aus dem Übertragungsnetzen, so dass einzelne Systeme unter schlechteren Betriebsbedingungen leiden, während andere Verteilnetze von dieser Situation profitieren. Für das Gesamtsystem einschließlich aller Netzebenen kann die Gleichstromübertragung vorteilhaft sein, wenn ein geeignetes Vergütungsmodell sicherstellen kann, dass negative Auswirkungen in einem Verteilnetz (z. B. erhöhte Leistungsverluste) von den begünstigten Verteilnetzbetreibern finanziell kompensiert werden können.

In [63] wird ein Koordinierungsverfahren auf Basis der Netzgebühren vorgestellt. Für diese Analyse wurde als optimaler Zustand der Betrieb angenommen, bei dem der DSO-DSO-Leistungsaustausch über den TSO auf ein Minimum reduziert werden konnte, indem die maximal mögliche Menge dieses Leistungsaustauschs auf einen direkten DSO-Level-Leistungsaustausch unter Verwendung des DC-Links verlagert wurde. Die DSOs profitieren von reduzierten Netzkosten und der TSO von einer geringeren Auslastung der Infrastruktur über kurze Strecken.

12.2 Anbindung von erneuerbarer Erzeugung

12.2.1 Photovoltaik-Großanlagen

Typische Photovoltaik-Großanlagen bestehen aus mehreren Gruppen von Paneelen, welche jeweils in Serie und Parallelgeschaltet sind. Eine typische Anordnung ist in Bild 12.3 dargestellt. Mit einem Umrichter wird der PV-Strom von DC zu AC gewandelt und dann über einen Transformator von Niederspannung auf Mittelspannung gebracht.

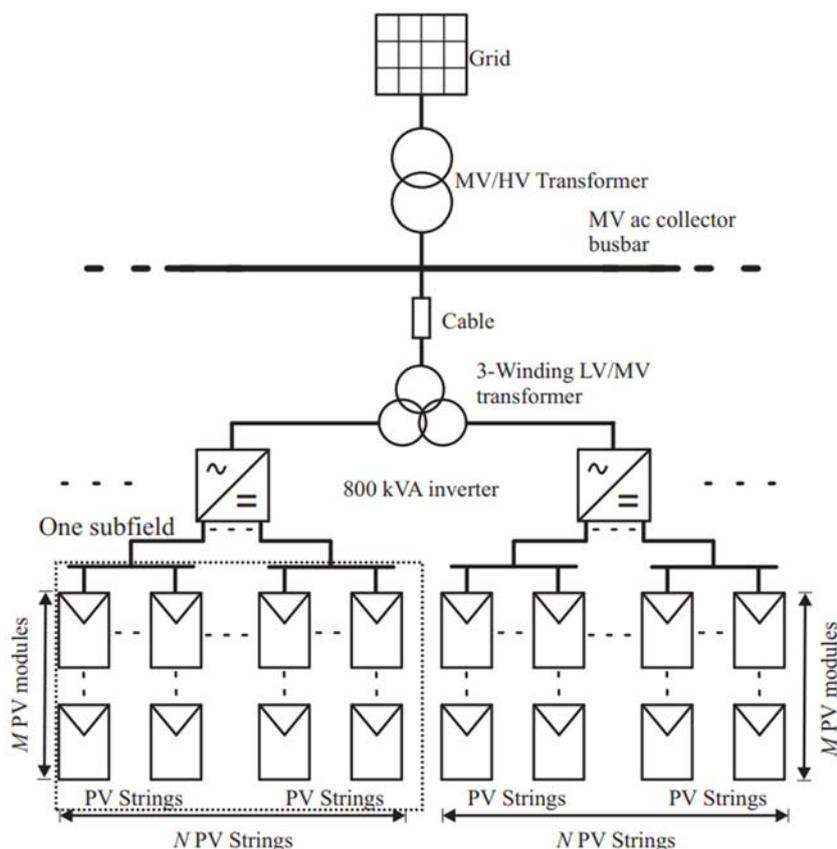


Bild 12.3: Konventionelle PV Anordnung [64]

Die verfügbare Leistung kann in das Verteilungsnetz auf der Mittelspannungsebene eingespeist werden oder durch einen weiteren Transformator in die Hochspannungsebene übertragen werden. Die in Bild 12.4 dargestellte neue PV Anordnung verbindet die einzelnen PV-Gruppen über ein MGÜ-Netz. Jede PV-Gruppe erhöht die Modulspannung mit einem DAB3-DC/DC-Wandler (three-phase Dual Active Bridge) auf DC-Mittelspannung und ein zentraler Umrichter übernimmt die DC/AC Wandlung. In [64] wird anhand dieser Beispielnetze der höhere Wirkungsgrad dieser Anordnung gezeigt. Solche DC-Kollektornetze bringen einige Vorteile mit sich: Es wird keine Blindleistung benötigt, der Skin-Effekt ist in den Kabeln nicht wirksam und daher sind die ohmschen Verluste niedriger. Bei gleichen Mittelspannungskabeln ist daher die übertragbare Leistung höher.

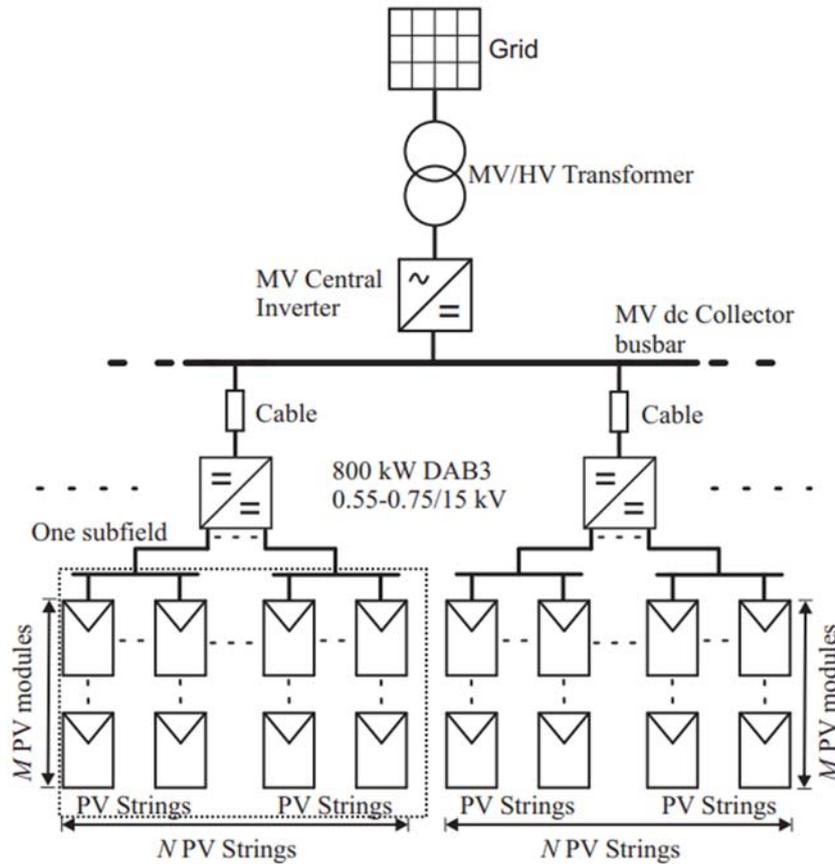


Bild 12.4: Neuer PV Anordnungsvorschlag [64]

12.2.2 Windparks

Bei Erweiterung von bestehenden Windparks mit bestehender AC-Anspeisung stellt die Umstellung von AC auf DC unter Beibehaltung der bestehenden Kabelstrecke eine Alternative dar. Moderne Windräder sind meist nach dem Vollumrichter-Prinzip gemäß Bild 12.5 aufgebaut. Die Wechselfrequenz des Generators wird gleichgerichtet und dann wieder wechselgerichtet, wodurch die Generatordrehzahl von der Ausgangsfrequenz entkoppelt wird. Dadurch kann der Generator mit variabler Spannung und Drehzahl betrieben werden, wodurch die maximale Ausgangsleistung für unterschiedliche Windgeschwindigkeiten erreicht wird. Ein Transformator nach dem Filterkreis hebt die Spannung auf die AC-Mittelspannung an.

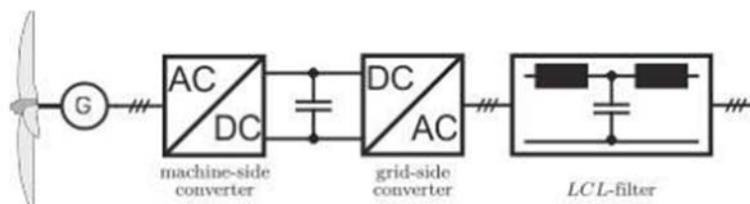


Bild 12.5: Windräder - State of the art [48]

Wenn die Windenergieanlage an ein Gleichstromnetz angeschlossen werden soll, entfällt der netzseitige Wechselrichter und der dazugehörige Filter. Der maschinenseitige Umrichter fungiert als Schnittstelle zwischen Generator und Kollektornetz [48]. Diese Topologie ist in Bild 12.6 dargestellt.

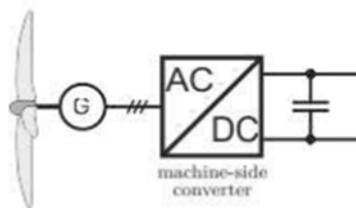


Bild 12.6: Windräder - MGÜ [48]

Eine mögliche Anordnung für diese Topologie ist in Bild 12.7 dargestellt. Je nach DC-Spannungslevel der Gleichrichter an den Windrädern sind am PCC nur eine oder auch mehrere DC/DC Stufen notwendig. Zurzeit findet diese Topologie vor allem im Offshore-Bereich Anwendung.

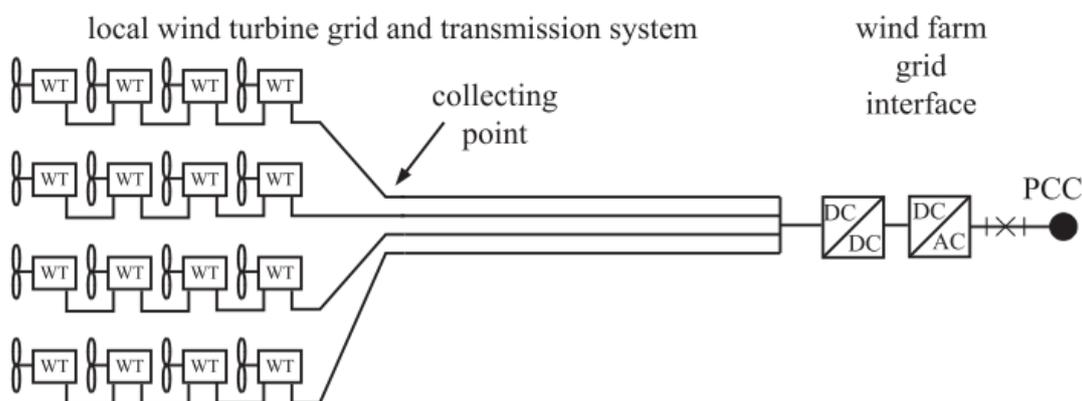


Bild 12.7: DC-Windpark [65]

Die daraus resultierenden Vorteile hängen von mehreren Systemparametern ab, wie z. B. dem Layout des Windparks, der Betriebsspannung des Generators und des Kollektor-netzes, den Energiekosten und den verschiedenen Komponenten. Weitere vielversprechende DC-Kollektortopologien werden in [65] vorgestellt.

Für Onshore-Windparks gibt es noch keine MGÜ Anwendungen, daher wird die Verschaltung der einzelnen Windräder im Folgenden anhand von Offshore-Anlagen gezeigt. In Bild 12.8 sind verschiedene Topologien zur Anordnung von mehreren Windkraftanlagen dargestellt.

- Shunt-Topologien

Abhängig von der Entfernung zur zwischengeschalteten Offshore-Plattform kann es verschiedene Shunt-Konfigurationen geben, wie in Bild 12.8 (a) und (c) gezeigt. Topologie (a) wird bei kurzen Strecken zwischen Windturbinen und zentraler Sammelplattform verwendet. Topologie (c) unterscheidet sich nur durch einen weiteren DC/DC Wandler und wird bei größeren Strecken zwischen Windrädern und Sammelplattform verwendet. Die Zuverlässigkeit dieser beiden Konfigurationen auf Clusterebene kann jedoch durch die Einführung zusätzlicher DC/DC-Wandler auf Kosten der Investitionskosten erhöht werden. Das Interarray-Kabelnetz kann als einseitiger Radial-Feeder, als Bifurkations-Radial-Feeder, als einseitiger oder doppelseitiger Ring-Feeder konfiguriert werden, wie in [67] diskutiert.

- Serien und Serien-Parallel (SP) Topologien

Der Hauptvorteil von Serien-Topologien (a) und Serien-Parallel-Topologien (d) ist der Wegfall der Offshore-Kollektorplattform. Gleichstrom-Windkraftanlagen werden so in Reihe geschaltet, dass die Spannung auf das Übertragungsniveau aufgebaut wird. Theoretisch muss der Strom

in der in Reihe geschalteten Windkraftanlagen gleich groß sein. Wenn alle Windkraftanlagen die gleiche Nennleistung haben, müssen sie, um diese Bedingung zu erfüllen, die gleiche Ausgangsleistung erzeugen. Dies erfordert geeignete Regelungen an allen Windkraftanlagen, um die Spannung bei verschiedenen Windstärken im erforderlichen Spannungsband zu halten.

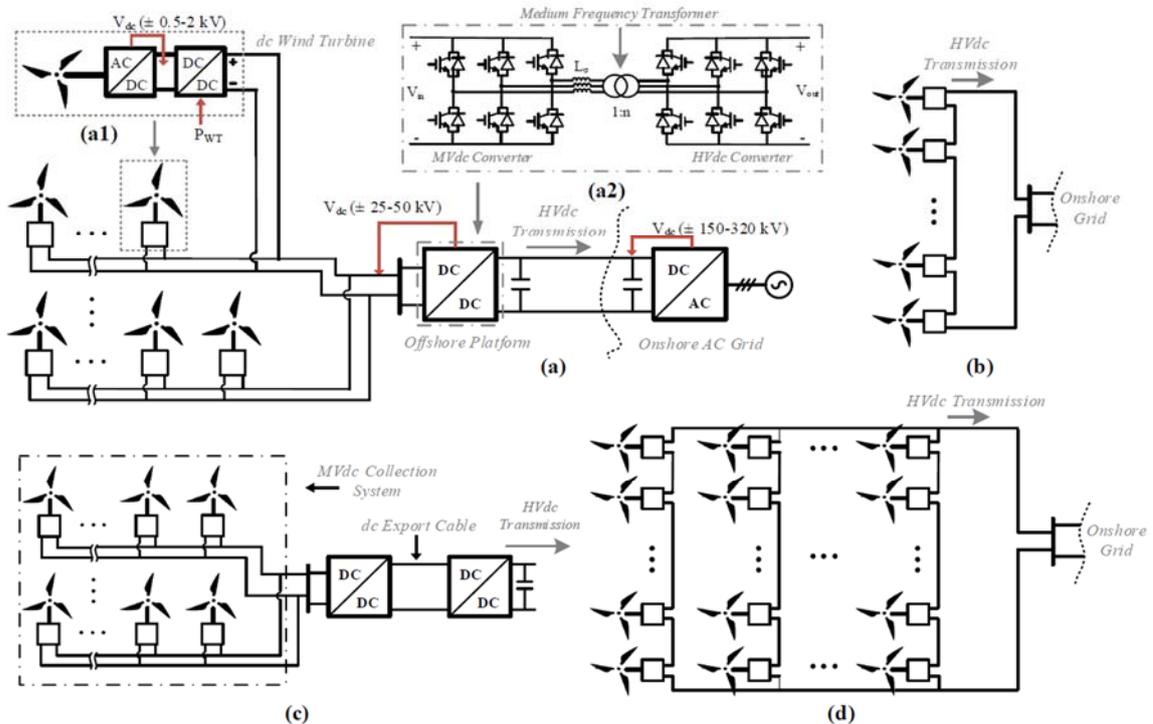


Bild 12.8: Verschiedene MGÜ-Sammelsysteme: (a) Shunt-Topologie 1; (b) Serien-Topologie; (c) Shunt-Topologie 2; (d) Serien-Parallel-Topologie [66]

Bei Überschreitung der zulässigen Spannungsgrenze werden diese Windkraftanlagen zur Abschaltung gezwungen, was zum Totalausfall des gesamten Abzweiges führen kann. Dies ist der größte Nachteil dieser Topologie. Um dieses Problem in der SP-Topologie zu beheben, wurde in [68] eine neuartige Konfiguration mit der Bezeichnung "Matrix-Topologie" eingeführt, die Zwischenschalter zwischen benachbarten Strings verwendet. Mit der Zunahme der Anzahl der parallelen Zweige ist jedoch ein ausgeklügeltes Steuerungsschema erforderlich, um zwischen benachbarten Windkraftanlagen in der SP-Topologie zu schalten [66].

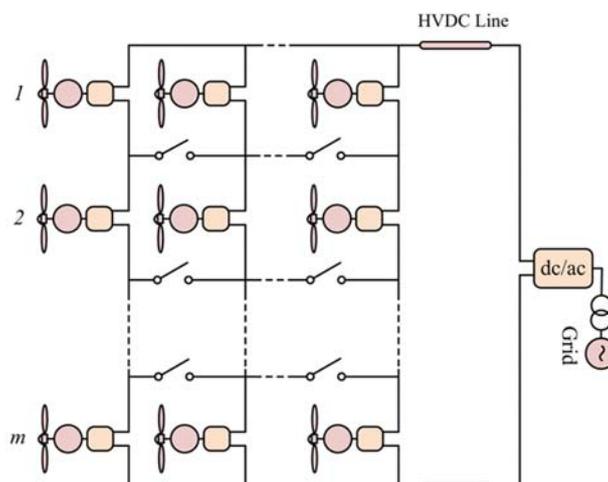


Bild 12.9: Windkraft-Matrix Anordnung [68]

13 Zusammenfassung

Das im Jahr 2017 an der TU Graz gestartete Forschungsprojekt „MGÜ@Netz“ wurde im Zeitraum 07/2020 bis 03/2021 von Österreichs Energie unter der Projekt-Nummer 11.082 („Forschungsprojekt Mittelspannungs-Gleichstromübertragung – Teil 2“) gefördert. Es wurden vom Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement (IHS) und vom Institut für Elektrische Anlagen und Netze (IEAN der TU Graz wissenschaftliche Untersuchungen durchgeführt.

Die wichtigsten Ergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

1. Mit einer bipolaren Topologie ausgeführte MGÜ-Strecken bieten sich aufgrund der hohen Übertragungsfähigkeit und Resilienz an. MMC-Konverter in Vollbrückenausführung sind hinsichtlich der Fehlerabschaltung auf der DC-Seite optimal.
2. Die Übertragungskapazität von bipolaren MGÜ wurde im Vergleich zu Drehstromsystemen anhand von multiphysikalischen Simulationen untersucht. Mit einer ± 55 -kV-MGÜ-Kabelstrecke (240 mm^2) kann im Vergleich mit einem handelsüblichen 12/20-kV-AC-VPE-Kabelsystem (240 mm^2) das bis zu 5,7-fache an Energie übertragen werden. Eine ± 55 -kV-MGÜ-Kabelstrecke (1000 mm^2) weist in etwa dieselbe Übertragungskapazität wie eine 64/110-kV-AC-VPE-Kabelstrecke (1000 mm^2) auf.
3. Mit Hilfe von FEM-Simulationen wurden Standard-AC-Garnituren bei DC-Beanspruchung untersucht. Die AC-Garnituren weisen bei DC-Beanspruchung feldsteuernde Eigenschaften auf.
4. Die Isolationsstrommessung hat sich für die Ermittlung der elektrischen Gleichstromleitfähigkeit von VPE-Kabelisierungen als geeignet gezeigt. Die Isolationsstrommessungen an einem Standard-AC-VPE-Mittelspannungskabel zeigen bis zu einer mittleren elektrischen Feldstärke von 12 kV/mm keine Ansammlung von Raumladungen.
5. Die DC-Durchschlagsversuche mit positiver Polarität bei $90 \text{ }^\circ\text{C}$ an AC-VPE-Kabeln ergaben eine mittlere elektrische Durchschlagfeldstärke von 61,7 kV/mm für das untersuchte 6/10-kV-Kabel und mehr als 82 kV/mm für das 12/20-kV-Kabel.
6. Die Untersuchungen an einem AC-Mittelspannungs-Freileitungsseil mit Gleichspannung zeigen, dass aus der Sicht der Geräuschemissionen eine DC-Spannung von bis zu $\pm 55 \text{ kV}$ zu keinen erhöhten Geräuschemissionen führt. Die untersuchten AC-Isolatoren können unter Berücksichtigung von Verschmutzung für DC-Nennspannungen von bis zu $\pm 60 \text{ kV}$ (Typ AUT) und $\pm 40 \text{ kV}$ (Typ IND) verwendet werden.
7. Als Anwendungsfälle für Österreich wurden die Kopplung von Verteilnetzen sowie die Anbindung dezentral gelegener Erzeugungsanlagen (Groß-PV, Windpark) identifiziert. Speziell bei einer Leistungserhöhung könnte eine Umstellung der bestehenden AC-Anspeisung unter Beibehaltung der Bestands-Kabel auf MGÜ Vorteile bringen.

Für Österreich sind die Forschungsaktivitäten auf dem Gebiet der Mittelspannungs-Gleichstromübertragung von hoher Bedeutung, um auf zukünftigen Veränderungen im Bereich der elektrischen Energieversorgung vorbereitet zu sein, den innovativen Industrie- und Forschungsstandort zu stärken und den technischen Nachwuchs im Bereich innovativer Lösungen im energietechnischen Bereich auszubilden.

Darüber hinaus bietet die Mittelspannungs-Gleichstromübertragung grundsätzlich die Möglichkeit zur Dekarbonisierung der Gesellschaft (CO_2 -Reduktion) und kann damit einen Beitrag zur Zielerreichung der #Mission 2030 im Bereich der Klima- und Energiestrategie Österreichs leisten.

Literaturverzeichnis

- [1] U. Schichler und A. Buchner: Realisierung einer Mittelspannungs-Gleichstromübertragung mit extrudierten AC-Kabeln, e&i Elektrotechnik und Informationstechnik, Heft 8, S. 520 – 526, 2018.
- [2] D. Jovcic and K. Ahmed: High voltage direct current transmission: Converters, systems and DC grids. Hoboken: John Wiley & Sons Ltd, 2015.
- [3] ENTSO-E: HVDC Links in System Operations: Technical Paper, 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/20191203_HVDC%20links%20in%20system%20operations.pdf
- [4] M. Rashwan: Applications of VSC Converters in HVDC, Cigre 2020, [Online]. Verfügbar unter: <https://cigre.gr/wp-content/uploads/2020/02/Mohamed-Rashwan-CIGRE-SC-B4-Chairman-Applications-of-VSC-Converters-in-HVDC.pdf>. (Zugriff am: 27. Mai 2021)
- [5] M. K. Bucher and C. M. Franck: Comparison of fault currents in multiterminal HVDC grids with different grounding schemes, IEEE Power & Energy Society General Meeting, National Harbor, USA, pp. 1 – 5, 2014.
- [6] A. J. Schwab: Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie, 2. Auflage, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2009.
- [7] Wikipedia, List of HVDC projects. [Online]. Verfügbar unter: https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=List_of_HVDC_projects&oldid=1024754856 (Zugriff am: 27. Mai 2021).
- [8] V. Akhmatov et al.: Technical Guidelines and Prestandardization Work for First HVDC Grids, IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 29, No. 1, pp. 327 – 335, 2014.
- [9] S. de Boeck et al.: Configurations and earthing of HVDC grids, IEEE Power & Energy Society General Meeting, Vancouver, Canada, pp. 1 – 5, 2013.
- [10] T. Magg et al.: Connecting Networks with VSC HVDC in Africa: Caprivi Link interconnector, IEEE Power & Energy Society Conference and Exposition in Africa: Intelligent Grid Integration of Renewable Energy Resources (PowerAfrica 2012), Johannesburg, South Africa, pp. 1 – 6, 2012.
- [11] Wikipedia, NorNed. [Online]. Verfügbar unter: <https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=NorNed&oldid=961699434> (Zugriff am: 27. Mai 2021)
- [12] ABB: Xiangjiaba - Shanghai ±800 kV UHVDC transmission project. [Online]. Verfügbar unter: <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=POW0056&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch> (Zugriff am: 27. Mai 2021)
- [13] M. E. Baran and N. R. Mahajan: Overcurrent Protection on Voltage-Source-Converter-Based Multiterminal DC Distribution Systems, IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 22, No. 1, pp. 406 – 412, 2007.
- [14] F. Belloni et al.: Simulation model of a protection scheme for active distribution networks, Int. Conf. on Renewable Energies and Power Quality, Bilbao, Spain, Vol. 1, pp. 93 – 98, 2013.
- [15] A. Küchler: Hochspannungstechnik: Grundlagen - Technologie - Anwendungen, 4. Auflage, Springer Vieweg, 2017.
- [16] Ø. Hestad, F. Mauseth and R. H. Kyte: Electrical conductivity of medium voltage XLPE insulated cables, International Symposium on Electrical Insulation (ISEI), San Juan, USA, pp. 376 – 380, 2012.
- [17] G. Mazzanti and M. Marzinotto: Extruded cables for high-voltage direct-current transmission: Advances in research and development. Wiley, 2013.
- [18] U. Schichler und A. Buchner: Anwendung von extrudierten AC-Kabeln für die Mittelspannungs-Gleichstromübertragung (MGÜ), VDE-Fachtagung "Hochspannungstechnik", S. 515 – 520, 2018.
- [19] G. Mazzanti: Life Estimation of HVDC Cables Under the Time-Varying Electrothermal Stress Associated With Load Cycles, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 30, No. 2, pp. 931 – 939, 2015.

- [20] M. Jeroense: Charges and discharges in HVDC cables: In particular in mass-impregnated HVDC cables, PhD Thesis, TU Delft, 1997.
- [21] Z. Li and B. Du: Polymeric insulation for high-voltage dc extruded cables: challenges and development directions, IEEE Elec. Insul. Magazine, Vol. 34, No. 6, pp. 30 – 43, 2018.
- [22] Ø. Hestad, H. Enoksen and S. Hvidsten: Effect of static mechanical strain on the DC conductivity of extruded cross-linked polyethylene cable insulation, 9th International Conf. on Insulated Power Cables (JiCable '15), Versailles, France, Report 6.4, 2015.
- [23] J. Y. Steven et al.: Conductivity measurements and space charge inference in polymeric-insulated HVDC model cables, International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE), Poznan, Polen, pp. 1 – 4, 2014.
- [24] R. N. Hampton: Some of the considerations for materials operating under high-voltage, direct-current stresses, IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 24, No. 1, pp. 5 – 13, 2008.
- [25] M. Jeroense and P. H. F. Morshuis: Electric fields in HVDC paper-insulated cables, IEEE Transactions on Dielect. and Electrical Insulation, Vol. 5, No. 2, pp. 225 – 236, 1998.
- [26] C. C. Reddy and T. S. Ramu: On the intrinsic thermal stability in HVDC cables, IEEE Transactions on Dielect. and Electrical Insulation, Vol. 14, No. 6, pp. 1509 – 1515, 2007.
- [27] M. Saltzer et al.: A new voltage level for extruded DC cables, CIGRE Session, Paris, France, Report B1-301, 2016.
- [28] A. Heintz: Thermodynamik: Grundlagen und Anwendungen, 2. Auflage, Springer Spektrum, 2017. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.springer.com/>
- [29] G. J. Anders: Rating of electric power cables in unfavorable thermal environment. Wiley, 2005.
- [30] P. Ratheiser, A. Buchner und U. Schichler: Übertragungskapazität von MGÜ-Kabelstrecken bei Verwendung von extrudierten AC-Mittelspannungskabeln, VDE-Fachtagung "Hochspannungstechnik", online, S. 371 – 376, 2020.
- [31] IEC 60287-1-1: Electric cables - Calculation of the current rating - Part 1-1: Current rating equations (100 % load factor) and calculation of losses - General, Edition 2.0, 2010
- [32] IEC 60287-2-1: Electric cables - Calculation of the current rating - Part 2-1: Thermal resistance - Calculation of thermal resistance, Edition 2.0, 2015.
- [33] A. Buchner and U. Schichler: Application of extruded MVAC Cables for DC Power Transmission, 10th International Conference on Insulated Power Cables (Jicable '19), France, Versailles, 2019.
- [34] J. Yu et al.: Numerical analysis of thermo-electric field for AC XLPE cables with different service times in DC operation based on conduction current measurement, IEEE Trans. on Dielect. and Electrical Insulation, Vol. 27, No. 3, pp. 900 – 908, 2020.
- [35] DIN VDE 0276-620 Teil 5C: Energieverteilungskabel mit extrudierter Isolierung für Nennspannungen U_0/U 3,6/6 kV bis 20,8/36 kV, 2018.
- [36] Universität Wien: Temperaturabhängigkeit des elektrischen Widerstandes. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.univie.ac.at/anfpra/neu1/pw/pw10/PW10.pdf> (Zugriff am: 3. März 2020)
- [37] Schweizer-fn: Wärmeleitfähigkeit – Metalle. [Online]. Verfügbar unter: https://www.schweizer-fn.de/stoff/wleit_metall/wleit_metall.php (Zugriff am: 5. März 2020)
- [38] HyperPhysics. [Online]. Verfügbar unter: <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbase/Tables/sphtt.html> (Zugriff am: 4. März 2020)
- [39] HUG-Technik: Metallische Werkstoffe – Physikalische Eigenschaften. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.hug-technik.com/inhalt/ta/metall.htm> (Zugriff am: 1. März 2020)
- [40] R. Bodega: Space charge accumulation in polymeric high voltage DC cable systems, PhD Thesis, TU Delft, 2006.
- [41] M. Tefferi et al.: Novel EPR-insulated DC cables for future multi-terminal MVDC integration, IEEE Electr. Insulation Magazine, Vol. 35, No. 5, pp. 20 – 27, 2019.

- [42] HyperPhysics, Specific heats and molar heat capacities for various sub-stances at 20 C. [Online]. Verfügbar unter: <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbase/Tables/sphtt.html> (Zugriff am: 3. März 2020)
- [43] Kern: Datenblatt. [Online]. Verfügbar unter: https://www.kern.de/de/technisches-datenblatt/polyethylen-pehd?n=1411_1 (Zugriff am: 3. März 2020)
- [44] GoodFellow, Polyethylene – High Density. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.goodfellow.com/E/Polyethylene-High-density.html> (Zugriff am: 3. März 2020)
- [45] Chemie, Polyethylen. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.chemie.de/lexikon/Polyethylen.html> (Zugriff am: 1. März 2020)
- [46] allkabel. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.allkabel.eu/hochspannungskabel-3630-kv-na2xsf2y-12-20-kv/> (Zugriff am: 14. März 2020)
- [47] Z. Ma et al.: Study on the Feasibility of MVDC, CIGRE Session, Report C6-315, Paris, France, 2018.
- [48] Cigre WG C6.31: Medium voltage direct current (MVDC) grid feasibility study, Technical Brochure 793, 2020.
- [49] Y. Qin et al.: Impacts of temperature on the distribution of electric-field in HVDC cable joint, 11th International Conference on the Properties and Applications of Dielectric Materials (ICPADM), Sydney, Australien, pp. 224 – 227, 2015.
- [50] F. Fälth, S. Kumar and H. Ghorbani: Robustness Analysis of Classical High Voltage Joint Design Under High Voltage DC Stress, NORD-IS, Norway, Trondheim, pp. 140 - 145, 2013.
- [51] P. Ratheiser and U. Schichler: DC Leakage Current Measurements: Contribution for the Qualification of extruded MVAC Cables for DC Operation, International Conference on the Properties and Applications of Dielectric Materials (ICPADM), online, 2021.
- [52] Charmetant et al.: A finite-element-based reverse identification of DC conductivity based onleakage current measurements on miniature cables. 9th International Conference on Insulated Power Cables (Jicable '15), Versailles, France, Report D4.5, 2015.
- [53] W. Hauschild und W. Mosch: Statistik für Elektrotechniker. VEB Verlag Technik Berlin, 1984.
- [54] O. Pischler and U. Schichler: Influence of hydrophilic conductor surface treatments on OHL audible noise, 12th International Conference on the Properties and Applications of Dielectric Materials (ICPADM), Xi'an, China, pp. 78 – 81, 2018.
- [55] EPRI: Transmission Line Reference Book: 345 kV and Above, Palo Alto, USA, 1982.
- [56] O. Pischler et al.: "Corona Effects of Overhead Lines under Mixed AC/DC Stresses", Cigre Symposium, Chengdu, China, Report No. 95, 2019.
- [57] S. Surawijaya et al.: Investigation of the Possibility to Convert Medium Voltage AC Overhead Lines (OHL) to DC, 55th International Universities Power Eng. Conference (UPEC), Torino, Italien, pp. 1 – 6, 2020.
- [59] IEC 61245: Artificial Pollution Tests on High-Voltage Ceramic and Gals Insulators to be Used on D.C. Systems, 2015.
- [58] IEC 60060-1: High-voltage test techniques - Part 1: General definitions and test requirements, 2010.
- [60] ÖNORM E 4101: Elektrische Freileitungen; Stützenisolatoren VHD und VHD-G, Austrian Standard, 1976.
- [61] D. Westermann et al.: Distribution grid interconnection using DC-links, International ETG-Congress 2019, pp. 1 – 6, 2019.
- [62] J. Kayser, S. Schlegel and D. Westermann: An advanced control strategy for DC interconnections of distribution systems considering curative system security, Electric Power Systems Research, Vol. 189, 2020.
- [63] J. Kayser, S. Schlegel and D. Westermann: DSO-DSO Coordination Method for the Operation of a DC interconnection, ETG-Kongress 2021, Berlin, 2021.

- [64] H. A. B. Siddique, S. M. Ali and R. W. de Doncker: DC collector grid configurations for large photovoltaic parks, 15th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE), Lille, France, 2013.
- [65] S. Lundberg, Wind farm configuration and energy efficiency studies - Series DC versus AC layouts. PhD Thesis, Chalmers University of Technology, 2006.
- [66] G. Abeynayake et al.: A Review on MVDC Collection Systems for High-Power Offshore Wind Farms, 14th Conference on Industrial and Information Systems (ICIIS), Kandy, Sri Lanka, pp. 407 – 412, 2019.
- [67] K. Musasa et al.: Review on DC collection grids for offshore wind farms with high-voltage DC transmission system, IET Power Electronics, Vol. 10, No. 15, pp. 2104 – 2115, 2017.
- [68] S. Chuangpishit et al.: Topology Design for Collector Systems of Offshore Wind Farms With Pure DC Power Systems, IEEE Trans. on Industrial Electronics, Vol. 61, No. 1, pp. 320 – 328, 2014.

Anhang

Foliensatz „Verteilernetzverbund mittels Gleichstromübertragungs-Technologie (VNB-DC)“,
12.11.2020, VDE Symposium Erfurt

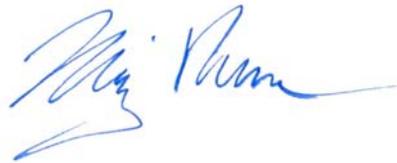
Graz, 30.06.2021

Technische Universität Graz
Institut für Hochspannungstechnik
und Systemmanagement



Univ.-Prof. Dr.-Ing. Uwe Schichler

Technische Universität Graz
Institut für Elektrische Anlagen und
Netze



Ao.Univ.-Prof. DI Dr.techn. Herwig Renner

Sachbearbeitung:



Dipl.-Ing. Patrik Ratheiser



Dipl.-Ing. Alexander Rainer

**Verteilernetzverbund mittels
Gleichstromübertragungs-Technologie
(Deutschland, Forschungsprojekt VNB-DC)**

Foliensatz

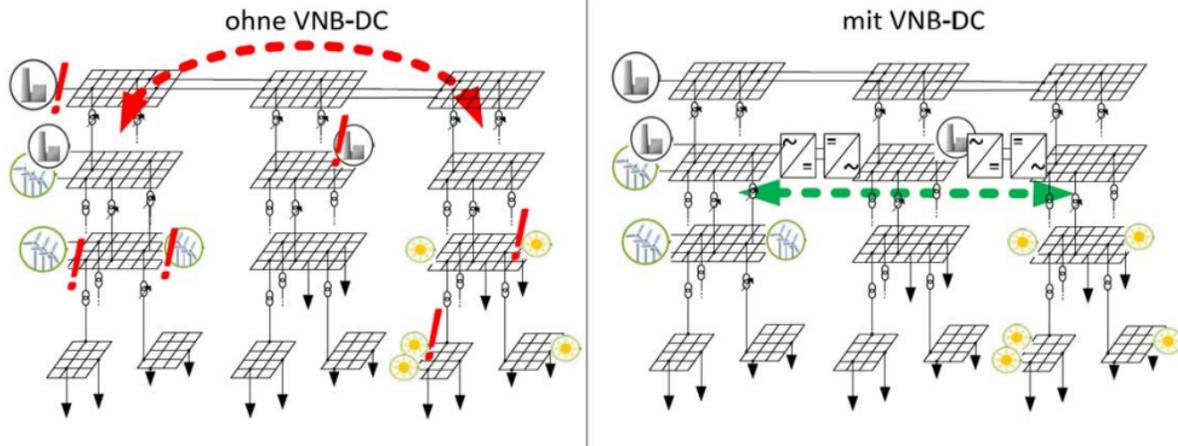
Verteilernetzverbund mittels Gleichstromübertragungs-Technologie (VNB-DC)

12.11.2020, VDE Symposium Erfurt



- 1) **Projektvorstellung** - Motivation, Stand Technik, Anwendungsfälle, Fokusregionen
- 2) **Modellierung** - Netz/ Konverter, Berechnungsergebnisse, Schlussfolgerung
- 3) **DC-Übertragungstechnologie** - HVDC/MVDC, Design-parameter, DC-Strecke, Stationslayout

Verbessert der Verteilernetzverbund mit DC den Netzbetrieb?



Thema: Verteilernetzverbund mittels Gleichstromübertragungs-Technologie (VNB-DC)

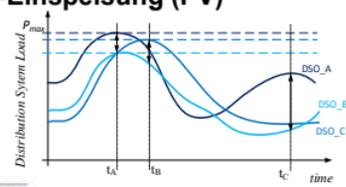
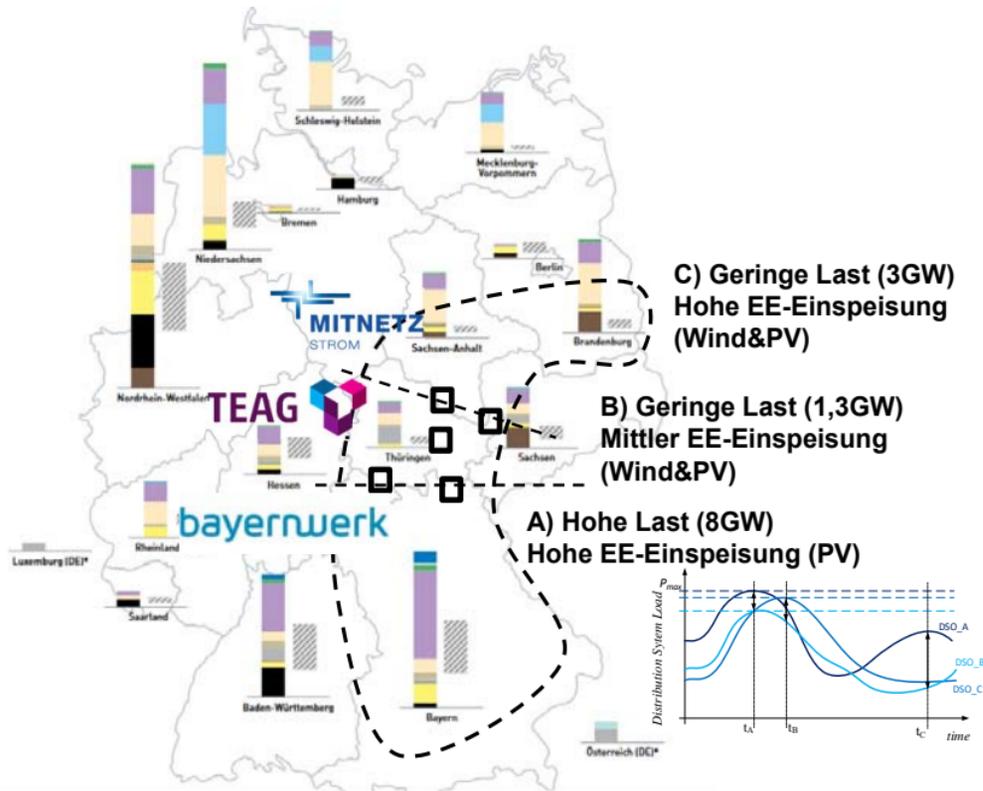
- Entlastung der Kuppelstellen zum Übertragungsnetz
- reduzierte Netzverluste
- Reduzierung der Netzgefährdung
- Gesamtsystemkosten senken

Zielsetzungen: Methoden und Konzepte für

- Betriebsführung
- Anlagentechnologie
- Netzführungstechnologie

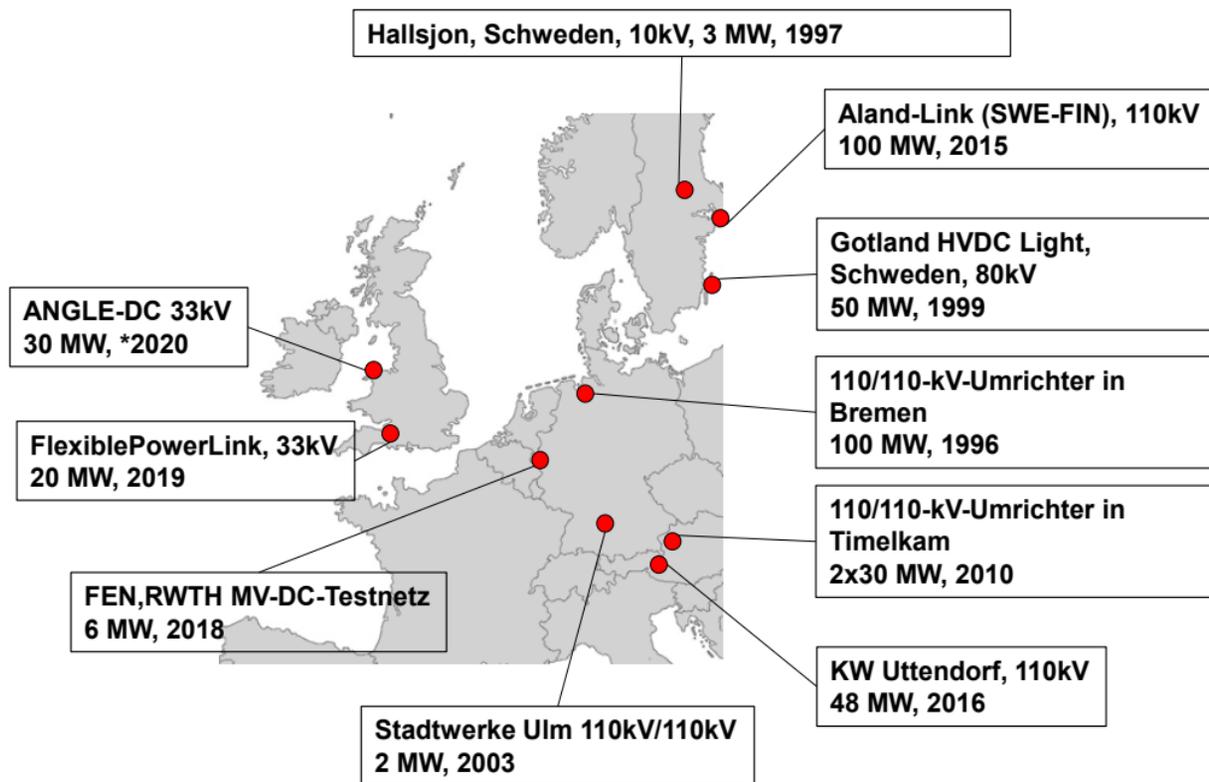
Das Fallbeispiel

Der Ansatz VNB-DC ermöglicht den Einspeise- und Lastausgleich über geografisch kurze Entfernungen



□ Mögliche DC-P2P-Kopplungen zwischen den Verteilernetzen

Beispiele für DC-Projekte in Verteilernetzen Europa



Anwendungsfälle sowie Bewertung

Es wurden technische Anwendungsfälle für Gleichstromkopplungen in Verteilernetzen abgeleitet und sowohl aus Sicht der Netzplanung als auch des Netzbetriebes priorisiert



Technische Anwendungsfälle - Priorisierung

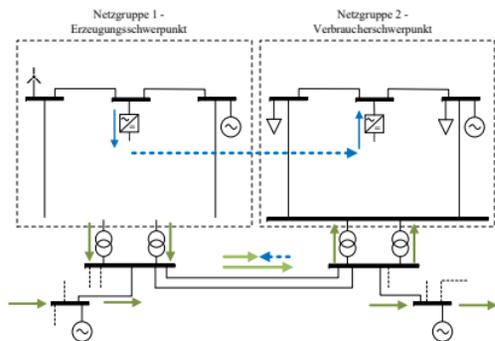
Definition Anwendungsfall

- Ein technischer Anwendungsfall beschreibt einen konkreten **netztechnischen** oder **netzbetrieblichen** Nutzen
- Eine GÜ-Kopplung kann mehrere technische Anwendungsfälle abdecken (Maximierung des Gesamtnutzens)
- Der Nutzen kann auch außerhalb des Anwendungsbereiches liegen

AF	Anwendungsfall	Netzplanung	Netzbetrieb
1	Entlastung des Übertragungsnetzes	Red	Green
2	Kopplung von Netzen mit unterschiedlicher Sternpunktbehandlung	Red	Green
3	Kopplung von Netzen mit unterschiedlicher Frequenz	Blue	Green
4	Kopplung von Netzen aus unterschiedlichen Spannungsebenen	Green	Blue
5	Steuerung von Transitflüssen	Green	Blue
6	Entlastung von Verteilernetzen durch Lastflusssteuerung	Green	Blue
7	Alternative zu Drehstromleitungen	Blue	Blue
8	Alternative zu HöS-Kopplungspunkt	Blue	Blue
9	Kopplung von Regionen hoher Last und Erzeugung	Blue	Blue
10	Netzverlustreduktion	Blue	Blue
11	Bereitstellung von Blindleistung	Green	Blue
12	Inselversorgung (asynchrone Netze)	Red	Red
13	Netzwiederaufbau	Blue	Blue
14	Verbesserung der Spannungsqualität	Blue	Red
15	Reduktion von Kurzschlussleistung	Blue	Blue
16	Kopplung von Industriekunden	Blue	Blue
17	Erhöhung der Versorgungssicherheit	Blue	Red
18	Netzausbaugrenze bei RESPE	Blue	Green
19	Leistungserhöhung	Green	Green
20	Regelleistungsaustausch	Red	Red
21	Bauraumeffizienz	Red	Red

Darstellung ausgewählter Anwendungsfälle

Entlastung Übertragungsnetz



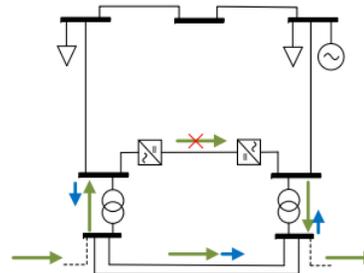
Technische Anforderung:

- Mindestens zwei benachbare HS-Netzgruppen des Verteilernetzes, die über genügend freie Übertragungskapazität verfügen oder mit geringem Aufwand dahingehend ertüchtigt werden können
- Eine oder mehrere Kopplungen der genannten Netzgruppen mithilfe von GÜ-Technik
- Zuverlässige Netzbetriebskonzepte für das Zusammenwirken der GÜ-Kopplung, der gekoppelten HS-Netzgruppen sowie der überlagerten Übertragungsnetze (u.a. beteiligte Netzleitstellen)
- Definition der Steuerhoheit
- Anforderungen nach VDE-AR-N 4131

Technische Alternativen:

- Ausbau des Höchstspannungsnetzes
- Bau großer Speicherkraftwerke an Erzeugungsschwerpunkten

Steuerung Transitleistungen



Technische Anforderung:

- Eine räumlich ausgedehnte HS-Netzgruppe mit verteilten HöS-Einspeisepunkten
- Unerwünschte Transitflüsse im HS-Netz, die aus dem HöS-Netz herrühren
- Eine GÜ-Kopplung auf der von unerwünschten Transiten betroffenen Leitungstrasse
- Eine GÜ-Konverterstation in einem betroffenen HöS/HS-Umspannwerk ergänzt um zusätzliche Längstransformatoren auf der betroffenen Leitung

Technische Alternativen:

- Schaltzustandsoptimierung im HS-Netz
- Einsatz eines klassischen Phasenschiebertransformators

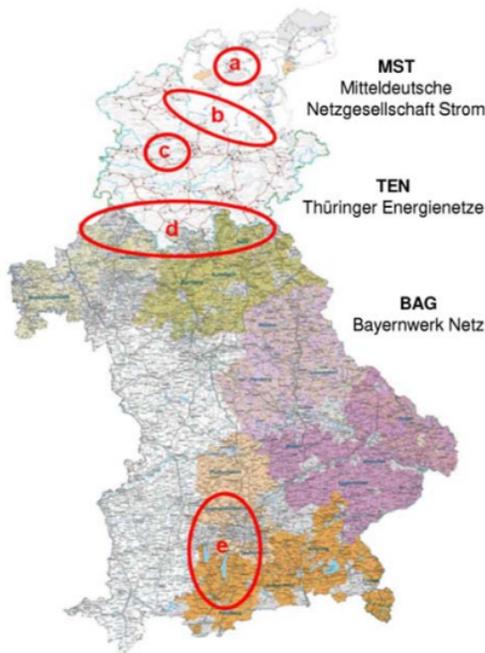
Fokusregionen

Aus den Anwendungsfällen wurden Fokusregionen innerhalb der betrachteten Netzgebiete identifiziert. In den Fokusregionen sind mehrere Anwendungsfälle gleichzeitig darstellbar

Fokusregionen und Anwendungsbeispiele



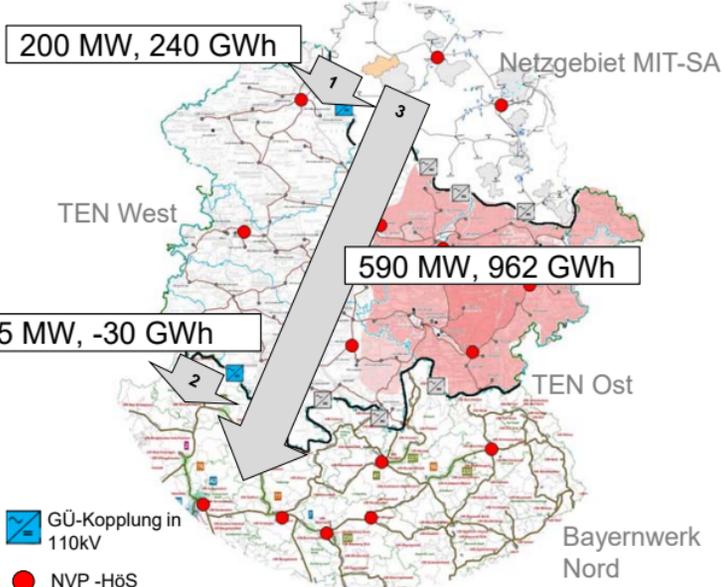
ID	a MST	b1 MST	b2 TEN	c TEN	d1 TEN	d2 BAG	e BAG
1		x		x	x	x	
2			x		x	x	
3							
4							
5	x	x	x	x	x		x
6	x		x	x	x	x	x
7	x	x					
8	x	x	x	x			
9		x		x		x	
10	x		x	x	x		x
11	x	x		x	x	x	x
12							
13		x		x			
14		x		x	x	x	x
15			x	x	x		
16							
17				x			
18		x		x	x		
19	x	x		x			
20		x				x	
21	x	x					



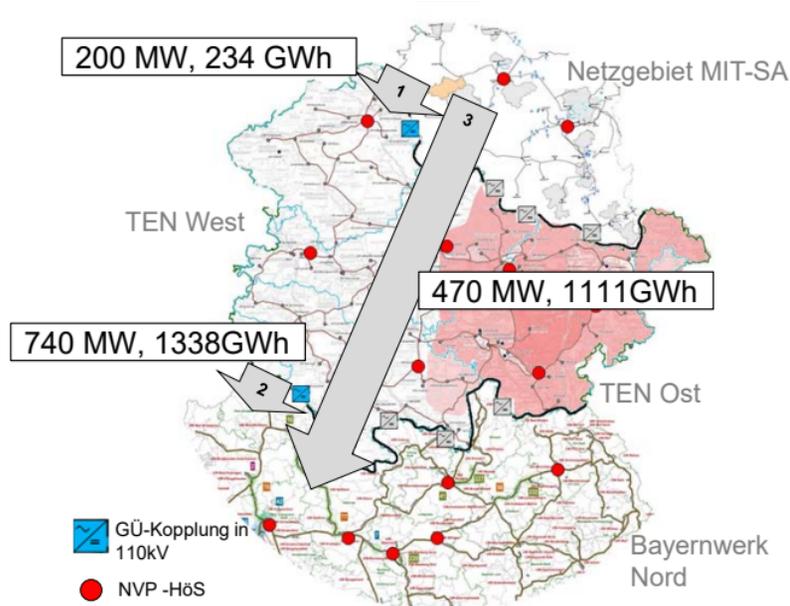
Potential der Austauschleistung zwischen den Verteilernetzen auf Basis der Summenleistung zu HÖS-NVP

- NVP Summenleistung nach Netzcluster (typische Netzsituation)
- Es wird nur der Ausgleich zwischen Rückspeisung und Bezug aus dem HÖS-Netz betrachtet

2018



2030



- Austauschpotential von TEN zu BAG in 2030 um ~44-fach höher als in 2018
- Häufigkeit für Transite durch TEN steigt um 15%
- Die Leistungen im Cluster entsprechen nicht den Extremsituationen und können deutlich höher liegen

Forschungsprojekt VNB-DC

- Modellierung Netz/Konverter und Netzsimulation -

VDE Symposium Erfurt

Dr.-Ing. Michael Malsch

Erfurt, 12.11.2020

Inhalt

1. Einführung
2. Modelle der Verteilernetze inkl. überlagertem Übertragungsnetz
3. Modellbildung der MVDC-Kupplungen
4. Definition Netzbetriebsfälle und resultierende Berechnungsszenarien
5. Exemplarische Simulationsergebnisse, Beurteilung des Betriebes der MVDC-Kupplungen auf
 - Leistungsaustausch zwischen den 110-kV-Netzen,
 - Spannungsband
 - Netzverluste
6. Schlussfolgerungen

Einführung

- Ausgangspunkt -

- Simulation einer Leistungsübertragung zwischen den Verteilernetzen der Mitnetz Strom (MNS), Thüringer Energienetze (TEN) und Bayernwerk (BAG) mittels Mittelspannungs-Gleichstromübertragung (MVDC-Technologie)
- Herangehensweise:
 - a) Evaluierung geeigneter Punkte für Leistungsübertragungen zwischen 90 MW ... 200 MW durch Bestandsaufnahme vorhandener Betriebsmittel (Geeignete UW, Netzausbau, Voraussetzungen für Installation, Platzbedarf, etc. in Zusammenarbeit mit Netzbetreiber und Hersteller)
 - b) Auswahl von Kupplungspunkten zwischen den drei Verteilernetzen
 - c) Berechnung der Auswirkungen einer Leistungsübertragung von Norden nach Süden (Mitnetz → TEN → Bayernwerk) und umgekehrt hinsichtlich
 - Wirk- und Blindleistungsflüsse
 - Engpässen auf 110-kV-Leitungen und Kuppeltransformatoren (HÖS/HS)
 - Netzverluste

Einführung

- Auswahl Kuppelpunkte -

Szenario

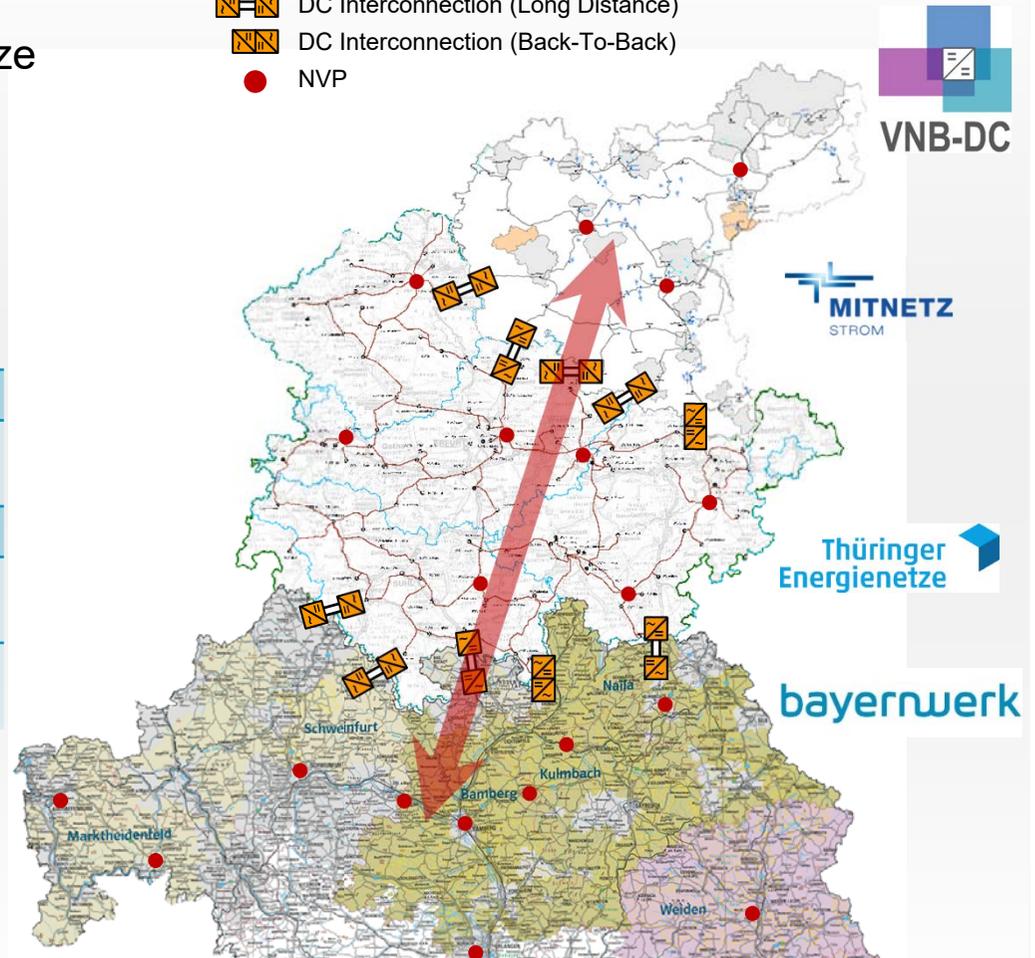
- Kuppeln regionaler Hochspannungsnetze
- Organisation eines überregionalen Leistungstransportes

Betroffene HS Netze

GRID	 MITNETZ STROM	 Thüringer Energienetze	 bayernwerk
Un	110 kV	110 kV	110 kV
Sternpunkt- Behandlung	RESPE	RESPE	NOSPE
Max. Last	2,8 GW	1,3 GW	6,9 GW
HS Freileitungen	5.983 km	2.916 km	9.044 km
Wichtigen EEQ	Wind & PV	Wind & PV	PV

- Netzkuppelstellen: 10
- DC-Übertragungstrecken: 0 km to 25 km

-  DC Interconnection (Long Distance)
-  DC Interconnection (Back-To-Back)
-  NVP



Einführung

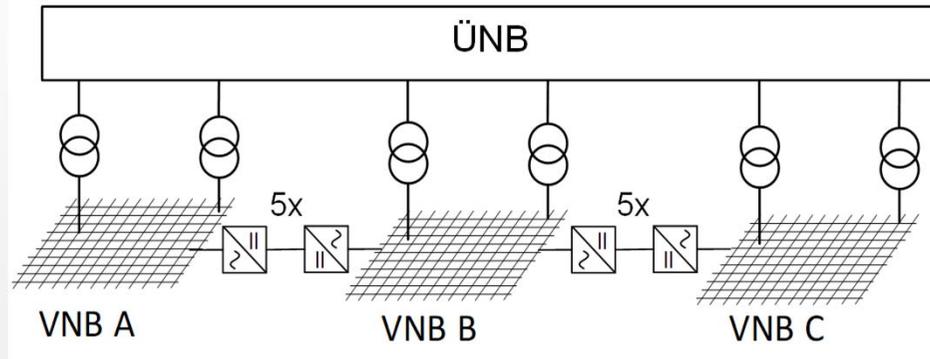
- Leistungsgrößen an den einzelnen Kuppelpunkten für den (n-0)-Fall -

- P_{max} der Konverter basiert auf
 - fehlerfreien HS-Netzen,
 - keinen aus dem Schutzkonzept herrührenden Restriktionen und
 - Szenario mit maximaler EEG-Erzeugung
- Netzsituation an den Kuppelpunkten
- Alle ausgewählten MVDC-Kupplungen in Betrieb
- Ermittelte max. Übertragungsleistungen (P_{max})
 - MNS->TEN: 825 MW
 - TEN->BAG: 476 MW

Netzgrenze	GÜ-Verbindung	Pmax. je Konverter in MW	Begrenzend
MNS->TEN	Apolda-Naumburg	114	Überlastung der Freileitungen in der Umgebung der Konverter
	Eisenberg-Zeitz	190	
	Kölleda-Wischroda	112,5	
	Sonderhausen-Roßla	180	
	SömmerdaSK-Heldrungen	228	
TEN->BAG	Hildburghausen-Coburg	121	
	Frössen-Naila	51	
	Grimmenthal-Nordheim	100	
	Neuhaus-Ltg.FRIE-NECO	114	
	Simmershausen-Kleinbardorf	90	
Summe MNS->TEN		825	
Summe TEN->BAG		476	

Einführung

- Erstellung Simulationsmodell -



Objekt	Anzahl
Sammelschienen	12.955
Transformatoren	586
Generatoren	3.778
Lasten	1.749
Leitungen (teilw. Segmente)	3.552
Kompensationen/Filter	887
Randnetzelemente	278

- Modellbildung des ÜNB-Netzes und der drei VNB-Netzgruppen in der Netzberechnungssoftware PowerFactory
- Einspeiser und Lasten in den HS- und MS-Netzen abgebildet
- Verschiedene Netzbetriebsfälle (Cluster) über Skalierungsfaktoren eingestellt
- Modellierung der MVDC-Anlagen zwischen den Verteilnetzen an den 10 Kuppelpunkten
- Sowohl Back-to-Back-Kupplungen als auch mit DC-Kabelstrecke

Inhalt

1. Einführung
2. Modelle der Verteilernetze inkl. überlagertem Übertragungsnetz
3. Modellbildung der MVDC-Kupplungen
4. Definition Netzbetriebsfälle und resultierende Berechnungsszenarien
5. Exemplarische Simulationsergebnisse, Beurteilung des Betriebes der MVDC-Kupplungen auf
 - Leistungsaustausch zwischen den 110-kV-Netzen,
 - Spannungsband
 - Netzverluste
6. Schlussfolgerungen

Modellbildung der Netze

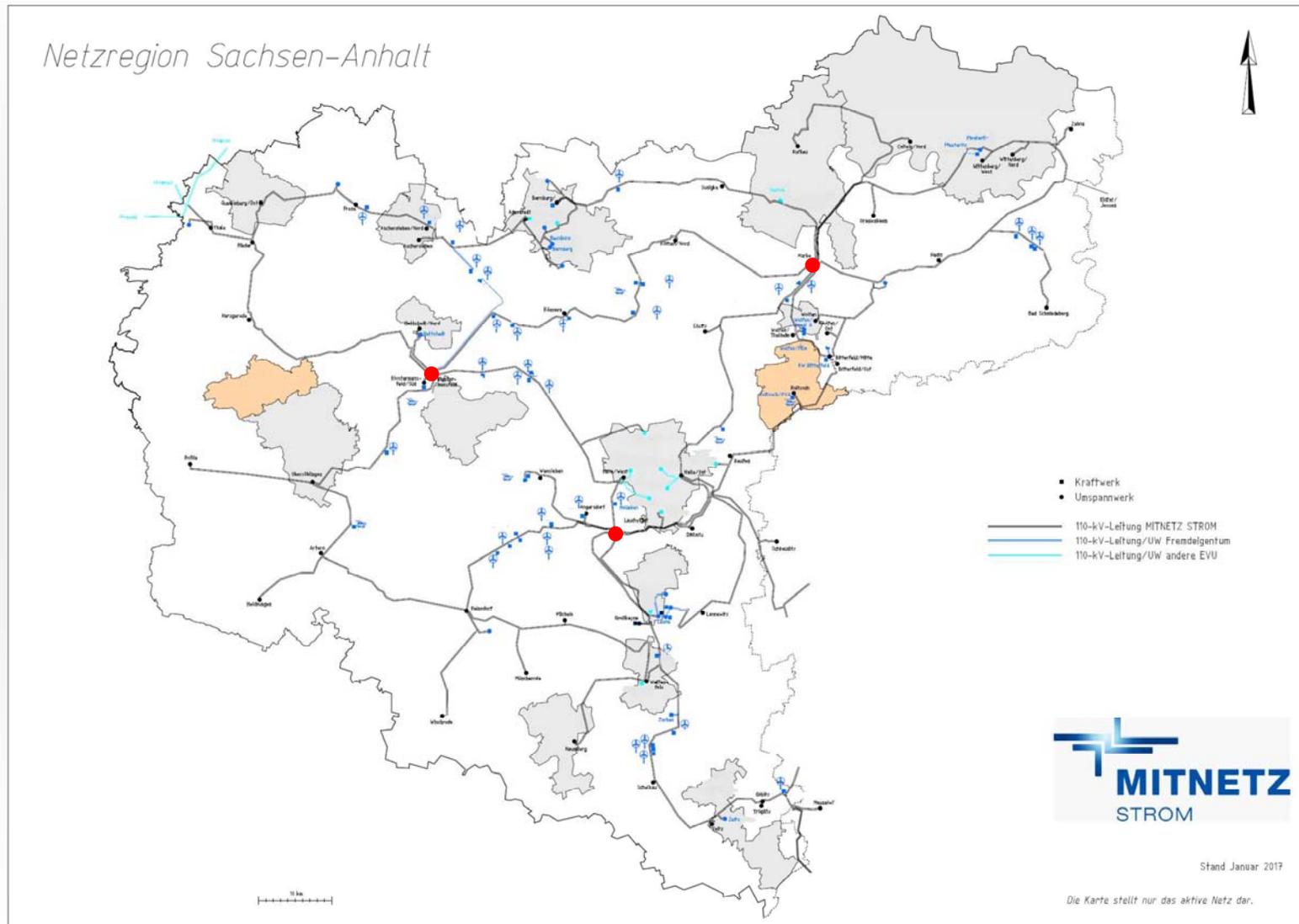
- Übersicht HöS-Netz-



- Modellbildung des HöS-Netzes (50Hertz Transmission, Tennet TSO) im erweiterten Bereich um die untersuchten Verteilernetze
 - MITNETZ Strom
 - Thüringer Energienetze (TEN)
 - Bayernwerk (BAG)
- Abgrenzung des HöS-Netzes durch Ersatzelemente
- Einstellung der Leistungsfluss- und Kurzschlussverhältnisse
- Herstellung der Verbindungen zu den Verteilernetzen an den NVP

Modellbildung der Netze

- MITNETZ – 110-kV-Netz der Netzregion Sachsen-Anhalt -

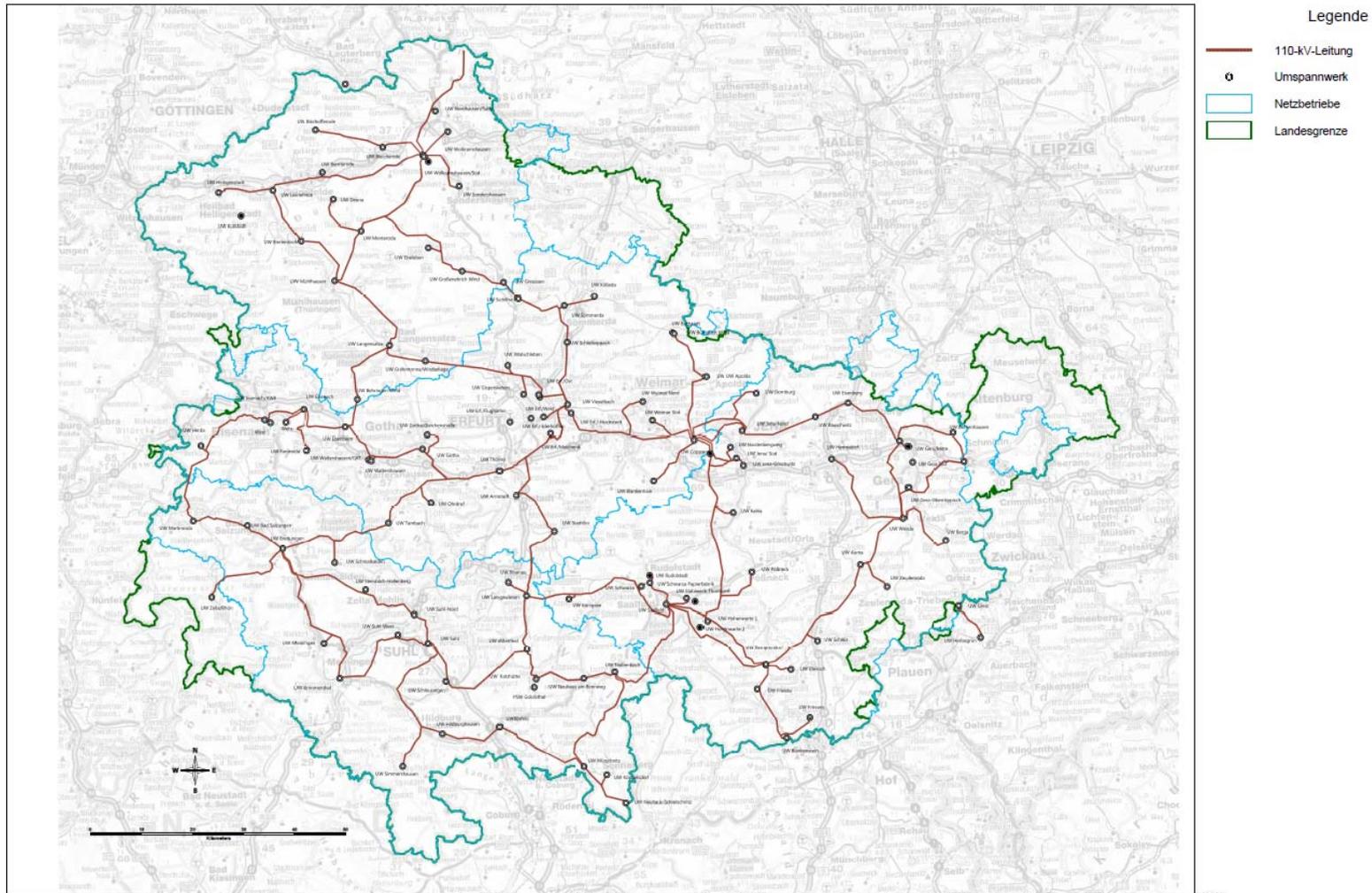


Modellbildung der Netze

- TEN – 110-kV-Netzgruppen Ost und West -

Management-Plan Hochspannungsnetz

Thüringer
Energienetze



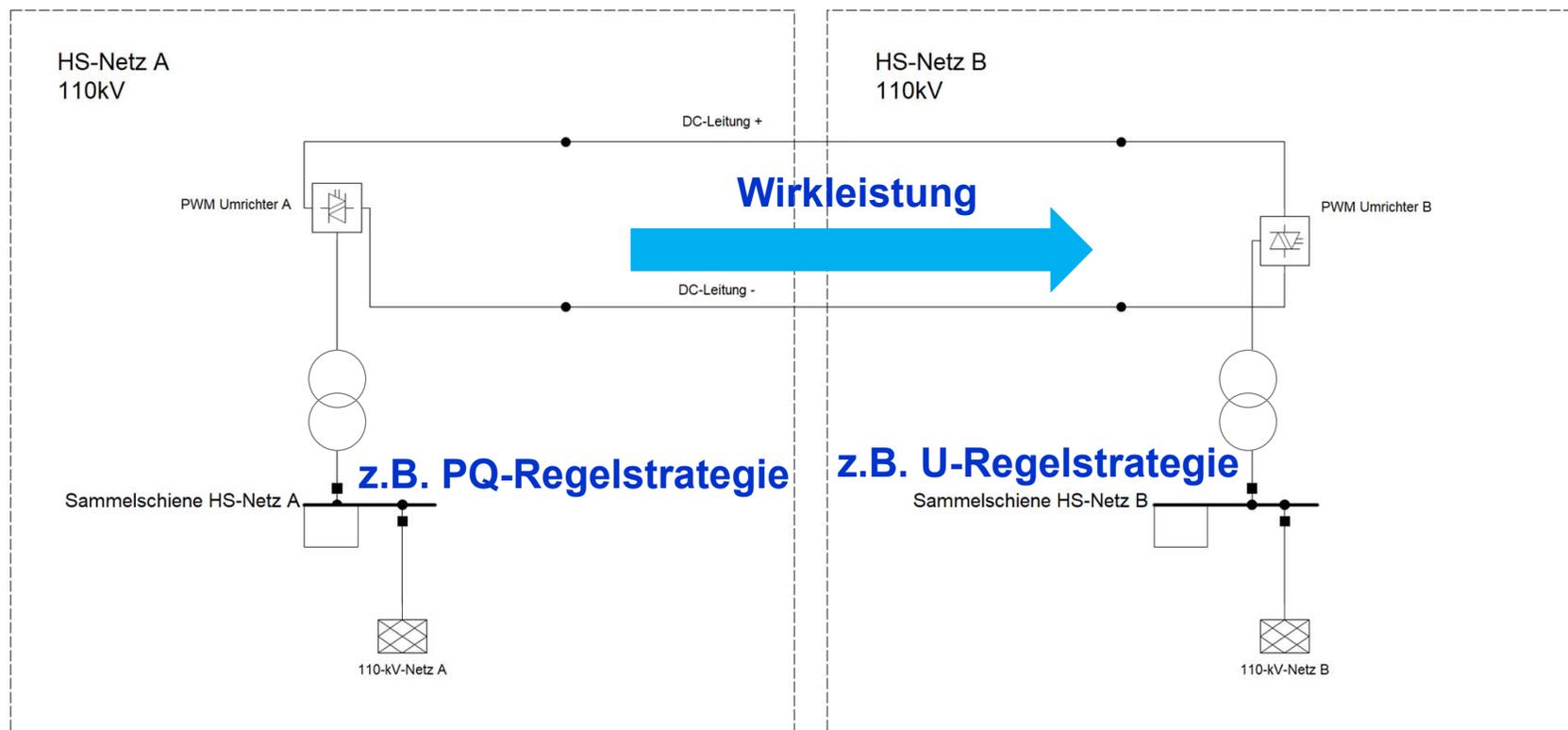
Inhalt

1. Einführung
2. Modelle der Verteilernetze inkl. überlagertem Übertragungsnetz
3. **Modellbildung der MVDC-Kupplungen**
4. Definition Netzbetriebsfälle und resultierende Berechnungsszenarien
5. Exemplarische Simulationsergebnisse, Beurteilung des Betriebes der MVDC-Kupplungen auf
 - Leistungsaustausch zwischen den 110-kV-Netzen,
 - Spannungsband
 - Netzverluste
6. Schlussfolgerungen

Modellbildung der MVDC-Kupplungen

- PowerFactory-Modell -

- Umsetzung der MVDC-Kupplungen in der Netzberechnungssoftware PowerFactory mittels PWM-Umrichter und ggf. MS-Kabel
- Techn. Daten: $U_{DC} = \pm 50 \text{ kV}$, Kabeltyp 18/30 kV NA2XS(F)2Y 800mm²



Inhalt

1. Einführung
2. Modelle der Verteilernetze inkl. überlagertem Übertragungsnetz
3. Modellbildung der MVDC-Kupplungen
4. **Definition Netzbetriebsfälle und resultierende Berechnungsszenarien**
5. Exemplarische Simulationsergebnisse, Beurteilung des Betriebes der MVDC-Kupplungen auf
 - Leistungsaustausch zwischen den 110-kV-Netzen,
 - Spannungsband
 - Netzverluste
6. Schlussfolgerungen

Netzbetriebsfälle und Berechnungsszenarien

- Netzbetriebsfälle -

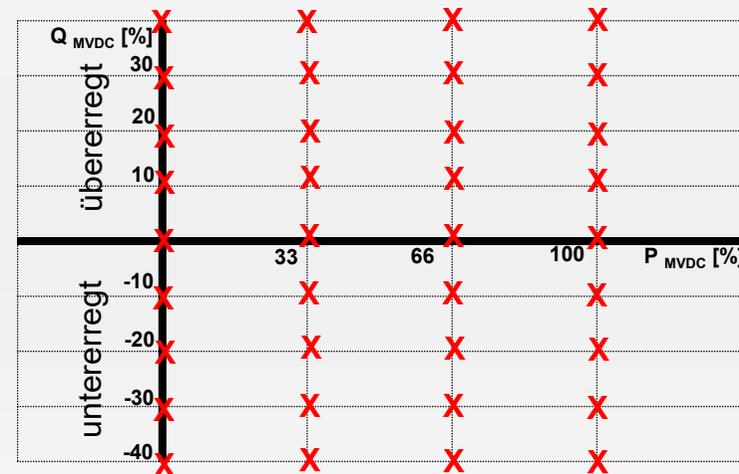
- Netzbetriebsfall = Arbeitspunkt der Erzeugungsanlagen (EZA) + Netzlast
- Analyse von Lastgängen der drei VNB aus dem Jahr 2018
- Ableitung von Skalierungsfaktoren $P/P_{inst.}$ je 15-min-Wert für
 - Windenergieanlagen (WEA)
 - Photovoltaikanlagen (PVA)
 - Sonstige (BHKW, Wasserkraft, etc.)
 - Netzlast
- Bildung von 17 Clustern (Netzbetriebsfälle), die die häufigsten Netzzustände der VNB mittels Skalierungsfaktoren im Jahr 2018 beschreiben
- Durch Parametrierung der Skalierungsfaktoren der Cluster in das Netzmodell 2030 werden die Netzverhältnisse in das Jahr 2030 übertragen
- Durch höhere installierte Leistungen der EZA und geplantem Netzausbau stellen sich neue Leistungsflüsse ein
- Nachfolgende Ergebnisdarstellungen beziehen sich auf ein ausgewähltes Cluster

Netzbetriebsfälle und Berechnungsszenarien

- Arbeitspunkte der MVDC -

- Für ein ausgewähltes Cluster wurden eine Serie von LF-Rechnungen entsprechend Darstellung vorgenommen,
- Auswertung der „Netzreaktion“ anhand charakteristischer elektrischer Kenngrößen
- **Anmerkung 1:**
 - Nur Wirkleistungstransport Nord-Süd wird betrachtet
- **Anmerkung 2:** Q-Fahrweise der EZA
 - MITNETZ mit Q(U)-Regelung ausgewählter EZA
 - TEN und BAG: vorgegebener Q mit festem Wert

Berechnete Arbeitspunkte für Leistungstransport Nord → Süd



$$Q = 40\%P_{\max} \rightarrow \cos\varphi=0,93$$

Inhalt

1. Einführung
2. Modelle der Verteilernetze inkl. überlagertem Übertragungsnetz
3. Modellbildung der MVDC-Kupplungen
4. Definition Netzbetriebsfälle und resultierende Berechnungsszenarien
5. **Exemplarische Simulationsergebnisse, Beurteilung des Betriebes der MVDC-Kupplungen auf**
 - Leistungsaustausch zwischen den 110-kV-Netzen,
 - Spannungsband
 - Netzverluste
6. Schlussfolgerungen

Exemplarische Netzberechnungen

- Leistungsaustausch über VNB -

Export
(MNS)



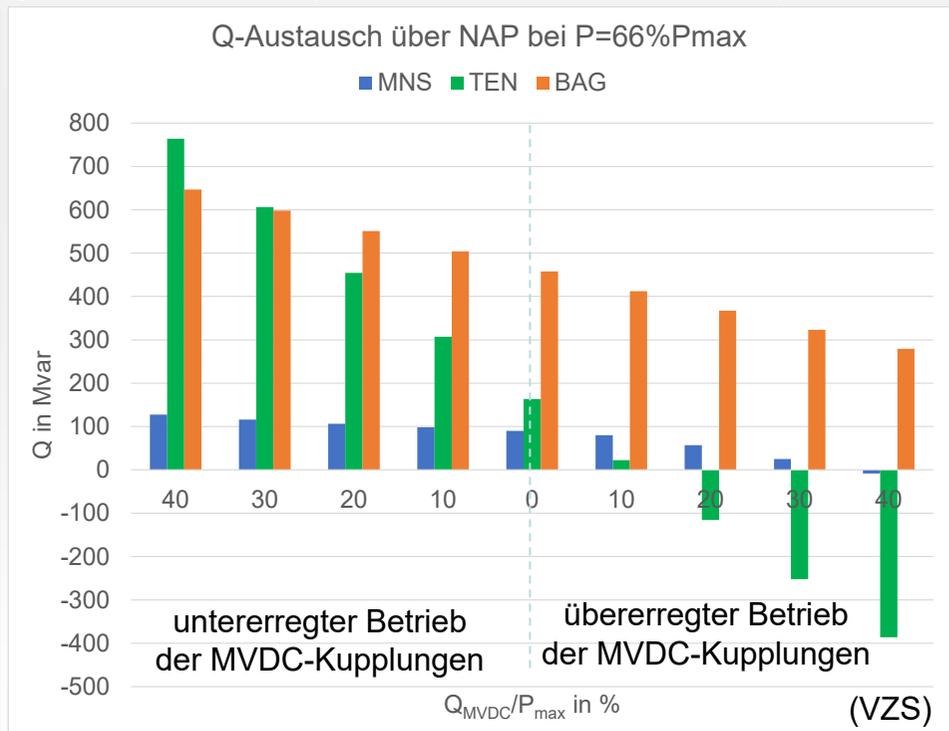
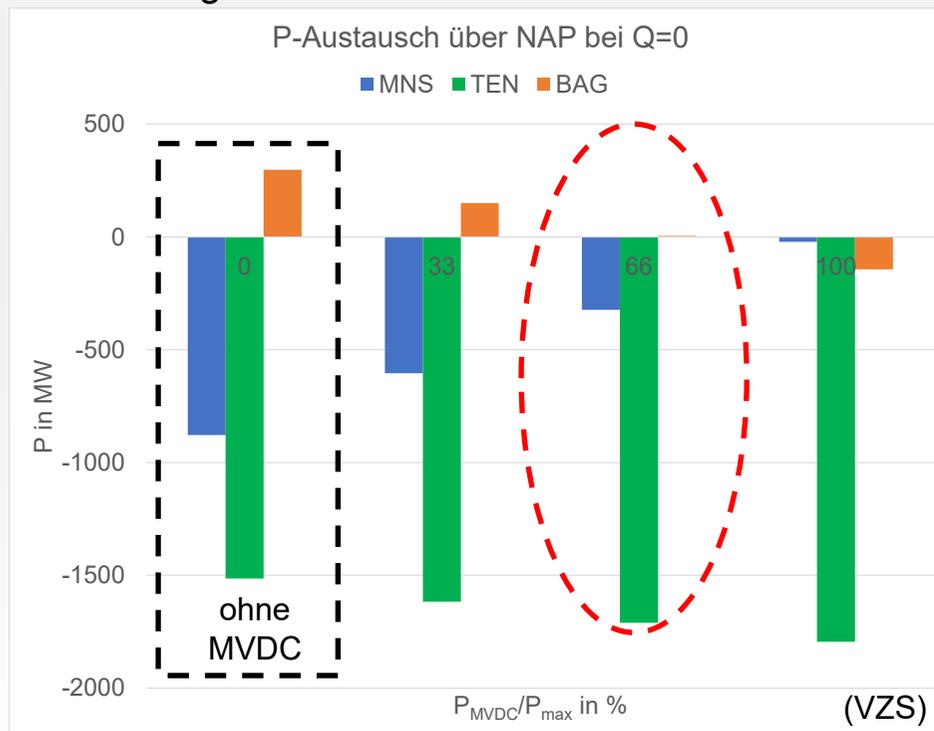
Transit
(TEN)



Import
(BAG)

Der Leistungsbedarf der BAG i.H.v. 298 MW kann mittels Überschuss aus MNS über das TEN-Netz gedeckt werden

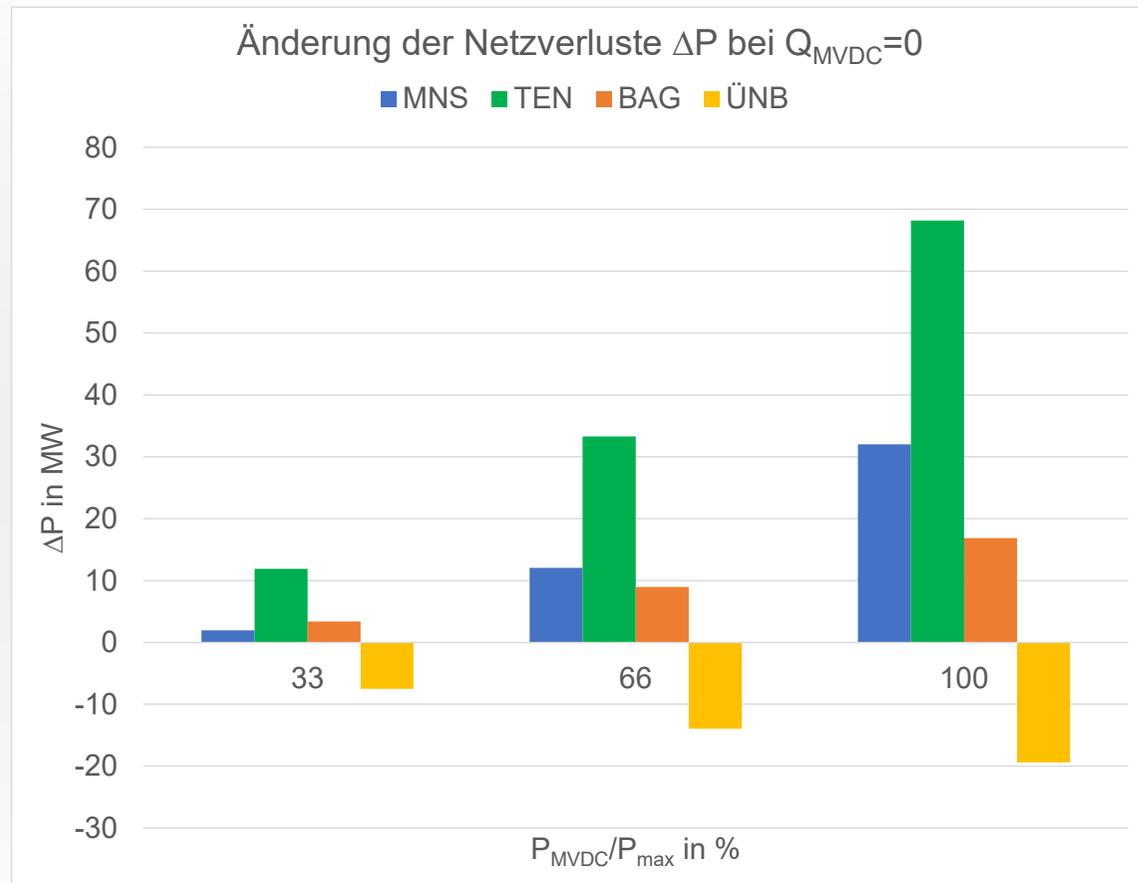
Der Q-Bedarf im MNS- und TEN-Netz kann durch die Konverter vollständig gedeckt werden (Bilanz zum ÜNB = 0 Mvar)



Exemplarische Netzberechnungen

- Netzverluste -

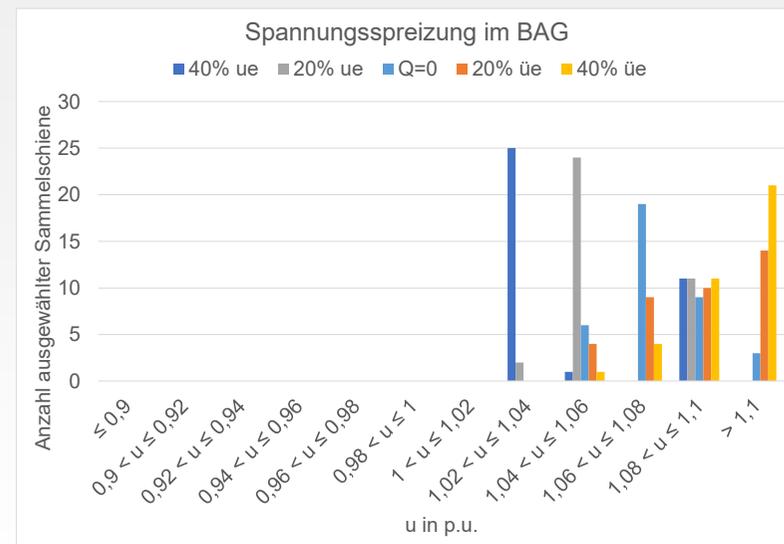
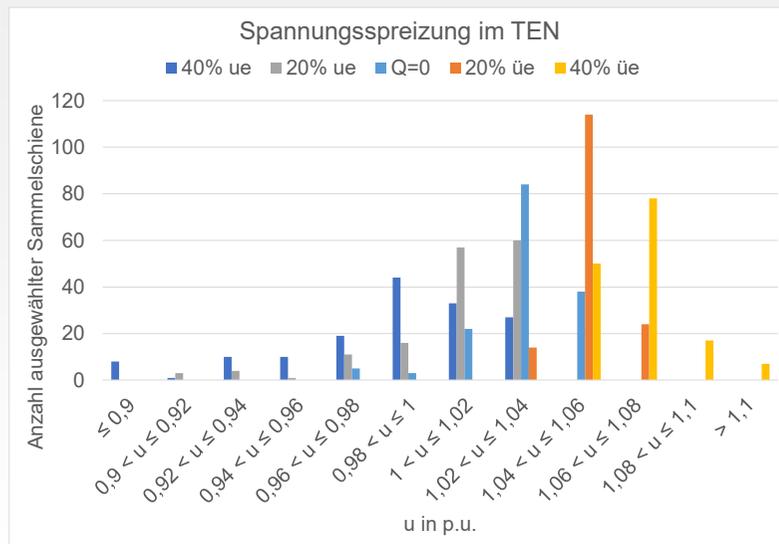
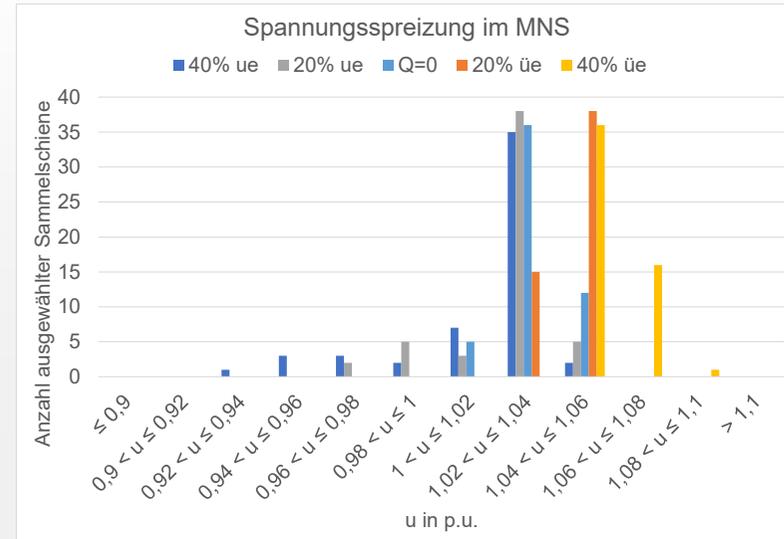
- Darstellung der Änderung der Netzverluste bezüglich $P_{MVDC}/P_{max} = 0\%$
- Konverter und DC-Verluste nicht berücksichtigt, d.h. Bilanz reiner AC-Netzverluste
- ÜNB-Verluste weniger bei höhere MVDC-Übertragung
- (Transit)TEN-Verluste werden größer
- Netzverluste steigen insgesamt an, da ohmische Verluste in HS-Netzen größer



Exemplarische Netzberechnungen

- Betrachtung des Spannungsbandes -

- Leistungübertragung MNS->TEN->BAG: 66% P_{max}
- Q-Stellbereich: 40% P_{max} ue bis 40% P_{max} üe
- Spannungsanhebungen durch P-Übertragung müssen teilweise mittels Q-Fahrweise der MVDC kompensiert werden (BAG: mind. 20% ue)
- Durch spannungssensitive Standorte der MVDC ist eine Blindleistungsbereitstellung für ÜNB nur bedingt möglich
 - MNS: 40% ue bis 20% üe erlaubt
 - TEN: 20% ue bis 20% üe erlaubt



Inhalt

1. Einführung
2. Modelle der Verteilernetze inkl. überlagertem Übertragungsnetz
3. Modellbildung der MVDC-Kupplungen
4. Definition Netzbetriebsfälle und resultierende Berechnungsszenarien
5. Exemplarische Simulationsergebnisse, Beurteilung des Betriebes der MVDC-Kupplungen auf
 - Leistungsaustausch zwischen den 110-kV-Netzen,
 - Spannungsband
 - Netzverluste
6. Schlussfolgerungen

Schlussfolgerungen

- Ungleichgewichte aus Leistungsbedarf und Leistungsüberschuss mehrerer HS-Verteilernetze können mittels MVDC-Anlagen innerhalb der Verteilernetzebene teilweise bis vollständig ausgeglichen werden
- Inwieweit dadurch geplante Netzausbaumaßnahmen der VNB entfallen bzw. verzögert werden können, ist am konkreten Einsatzfall zu ermitteln
- Verlagerung des Leistungsflusses aus dem HöS-Netz in unterlagerte HS-Verteilernetze bewirkt in der Gesamtbilanz tendenziell höhere Netzverluste
- Gezielte Blindleistungsbereitstellung zur Gewährleistung der Spannungshaltung im 110-kV-Netz des VNB über die Q-Stellfähigkeit der MVDC-Anlagen ist möglich
- Blindleistungsbereitstellung an den ÜNB als Systemdienstleistung ist ebenfalls bedingt möglich
- Das Konzept der Blindleistungsfahrweise der EZA muss mit dem Blindleistungseinsatz der MVDC-Kupplungen abgestimmt werden (insbesondere bei Q(U)-Regelungen relevant)



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

P&M Power Consulting GmbH
Alte Chaussee 93
D 99097 Erfurt

Tel.: ++49 361 / 7318753-0
Fax: ++49 361 / 7318753-3

www.pm-powerconsulting.de
mail@pm-powerconsulting.de

VDE Symposium Erfurt

12. Nov. 2020

MVDC PLUS® Introduction

German Kuhn,
Siemens Energy Transmission Solutions



Presenting MVDC PLUS®

Content

-
- 1 Overview**
 - HVDC general
 - MVDC overview

 - 2 System Design**
 - Rating
 - DC Link

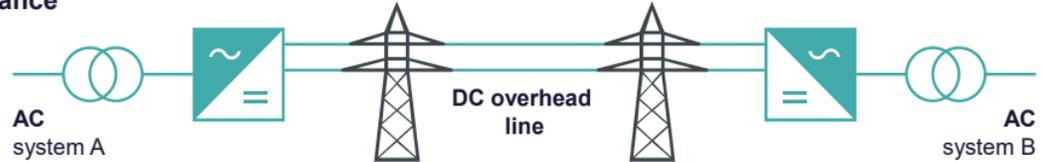
 - 3 Station Design**
 - Station Layouts
 - Case Study TEN-HS-UW Hildburghausen

 - 4 Control and Protection**
 - Functions
 - Operating MVDC

HVDC applications for long distance bulk-power transmission, offshore cable connections and Grid Coupling.



Long distance



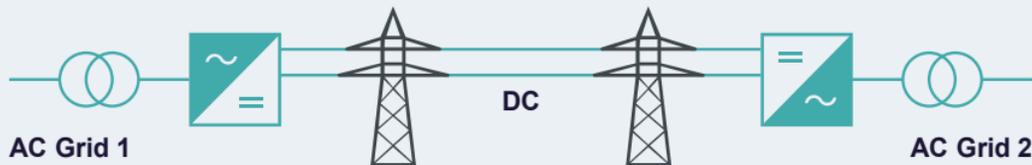
DC cable



Back-to-back



HVDC systems are available with Line Commutated Converters or Voltage Sourced Converters



LCC – HVDC

Line **C**ommutated **C**onverter (current-sourced)

Thyristors with turn-on capability

- Direct light-triggered thyristor (LTT)
- Up to 10,000 MW
- MI/PPL cable up to 750 kV
- OHL up to 800 kV



VSC – HVDC

Voltage **S**ourced **C**onverter (self-commutated)

Semiconductor switches with turn-on/
turn-off capability: **IGBTs**

- XPLE cable up to 600 / 640 kV DC
- Half bridge $I_d > 2$ kA
- Full bridge up to 2 kA

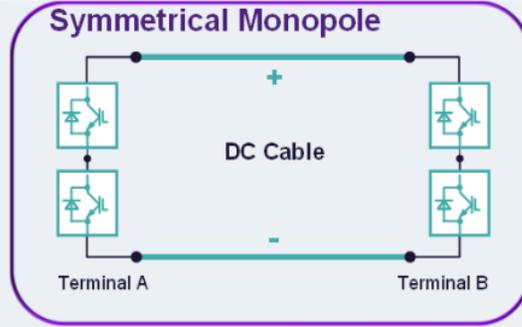


Typical HVDC-Topologies

Monopolar



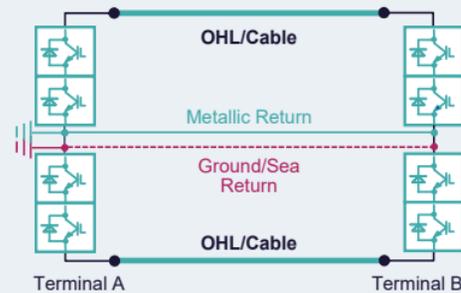
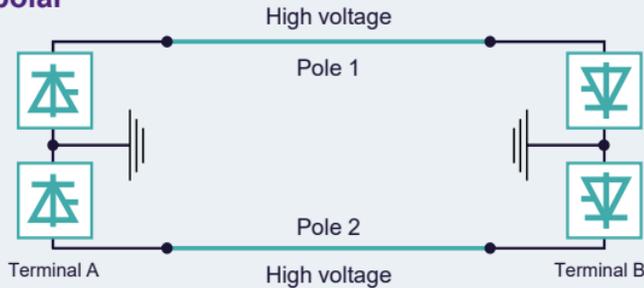
Symmetrical Monopole



MVDC

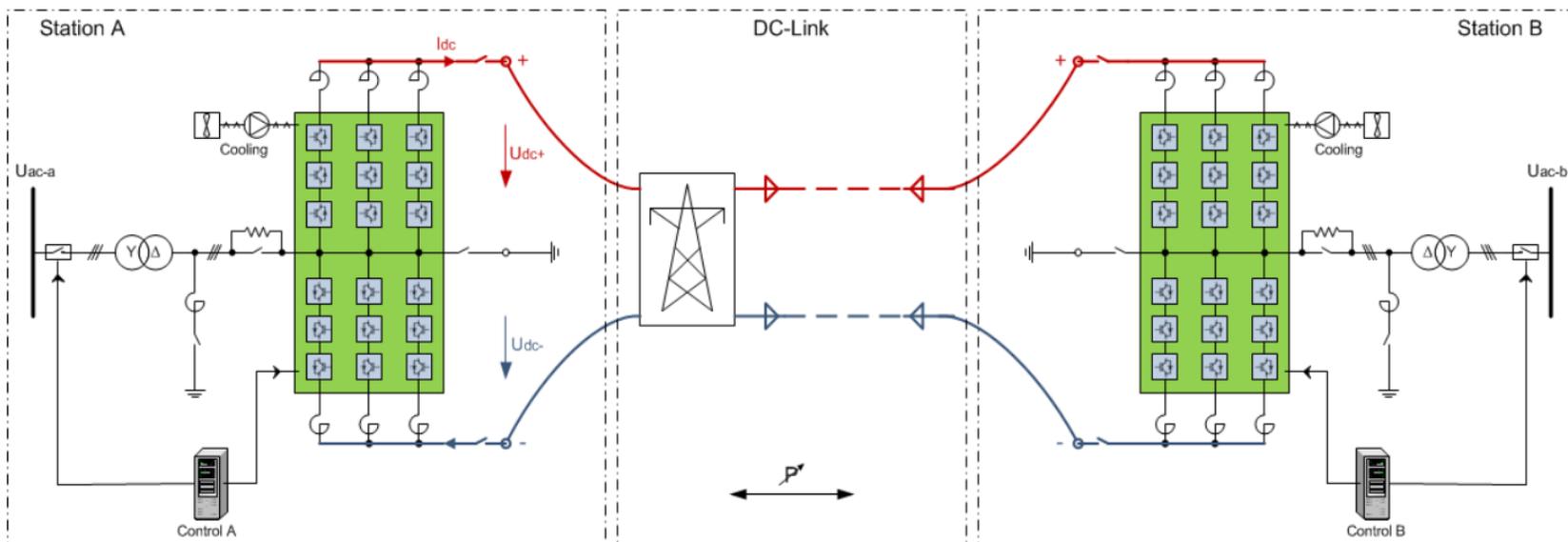


Bipolar

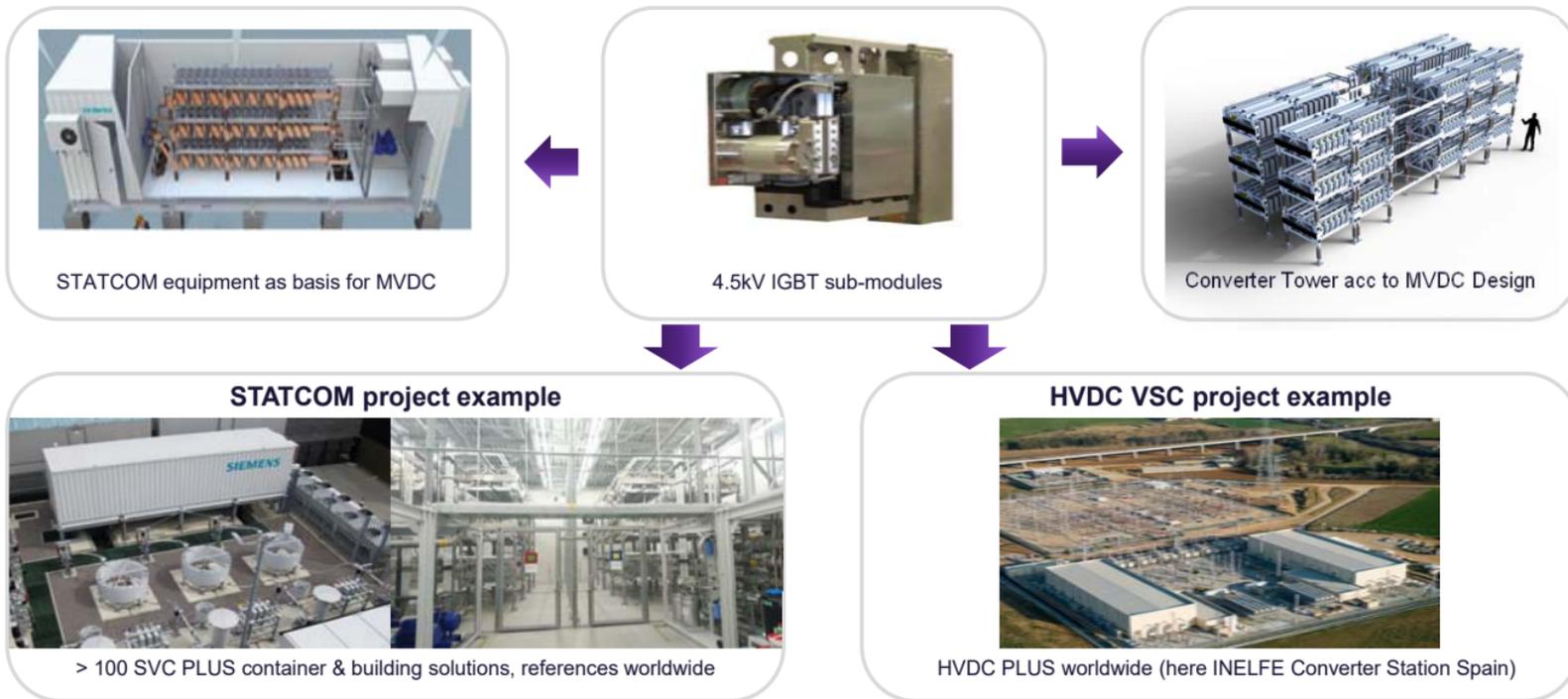


MVDC PLUS[®] is designed for active power transfer through DC-lines, cables or in Back-to-Back arrangement.

- 1 Symmetrical Monopole Configuration
- 2 Modular Multilevel IGBT Voltage Sourced Converter
- 3 Bi-directional Power Flow plus STATCOM operation.
- 4 DC-Link Over-headline, Cable, Back-to-Back

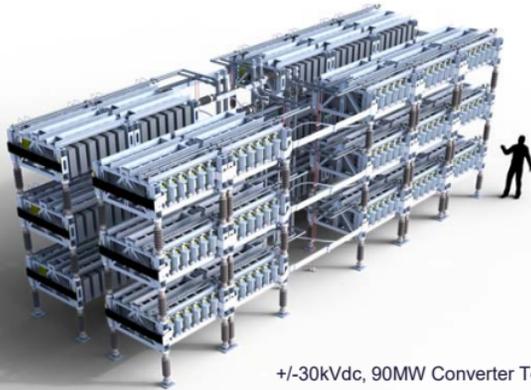


MVDC is based on well-proven technology from HVDC and STATCOM with worldwide references in VSC technology

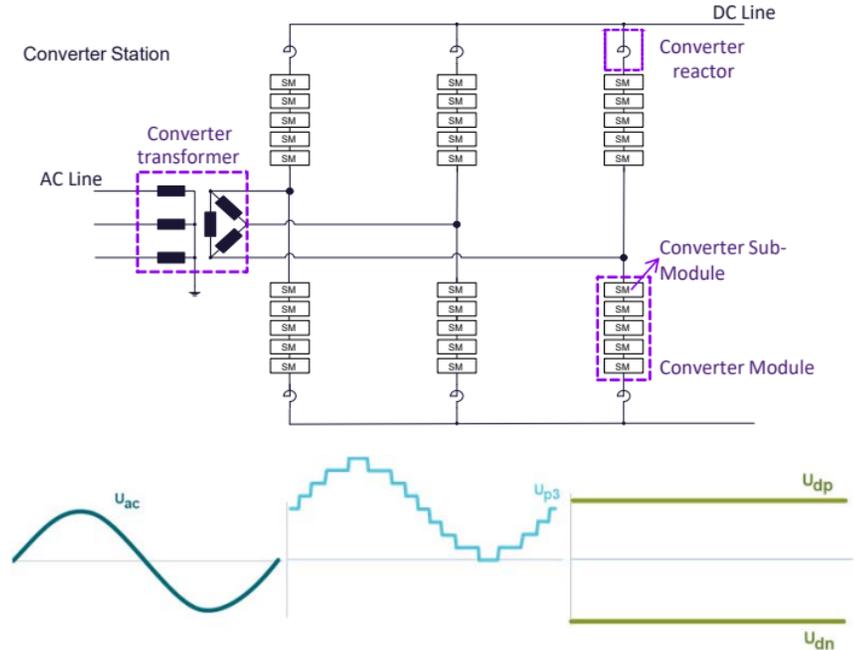


Multilevel Converter design with high power transfer capability, compact design, low losses and flexible power control

- 1 Symmetrical Monopole Configuration with double power transfer capability.
- 2 Compact Modular Multilevel Voltage Sourced Converter
- 3 4.5kV IGBTs in half-bridge sub-modules for low losses.
- 4 Bi-directional Power Flow, capacitive and inductive reactive power control on both sides.



+/-30kVdc, 90MW Converter Tower



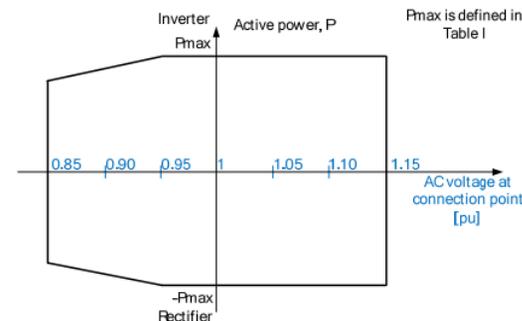
Converting AC voltage into DC with multi-level converter at lowest harmonic emission

MVDC System Design

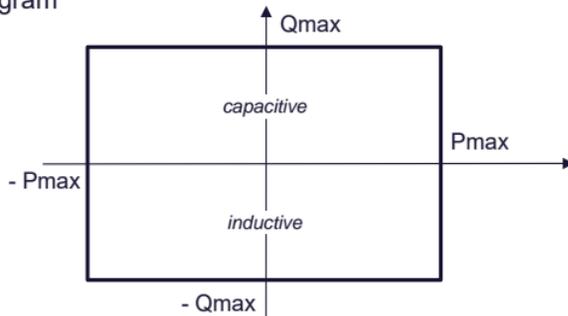
System Design - 3 different types according to required power transfer can be selected

Type	DNDC-24	DNDC-30	DNDC-48
DC voltage at rectifier	+/-24 kVdc	+/-30 kVdc	+/-50 kVdc
Rated DC current (max.)	1.5kAdc	1.5kAdc	1.5kAdc
Active power transfer (max.)	70MW	90MW	149MW
Reactive power / station (max.)	32MVar	43MVar	66MVar
P- / Q-Control		✓	
Voltage control		✓	
STATCOM operation		✓	
AC fault ride through		✓	

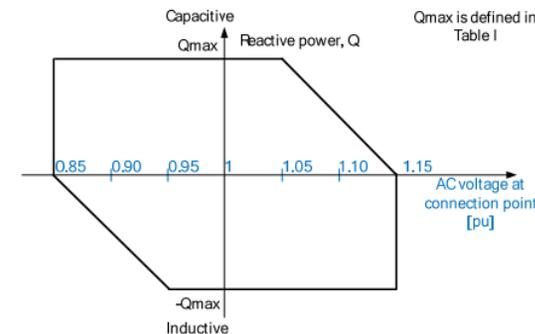
Active Power (P) / HV-AC at PCC operating diagram



P-, Q- operating diagram stationary with 0.95... 1.05pu HV-AC at PCC



Reactive Power (Q) / HV-AC at PCC operating diagram



Increase power transfer by converting from AC to DC. DC-link as Overhead-Line or Cable.

- Converting 2-line MVAC system into DC
- DC-poles with 3 conductors in parallel per pole
- Increase power transfer > 40%.

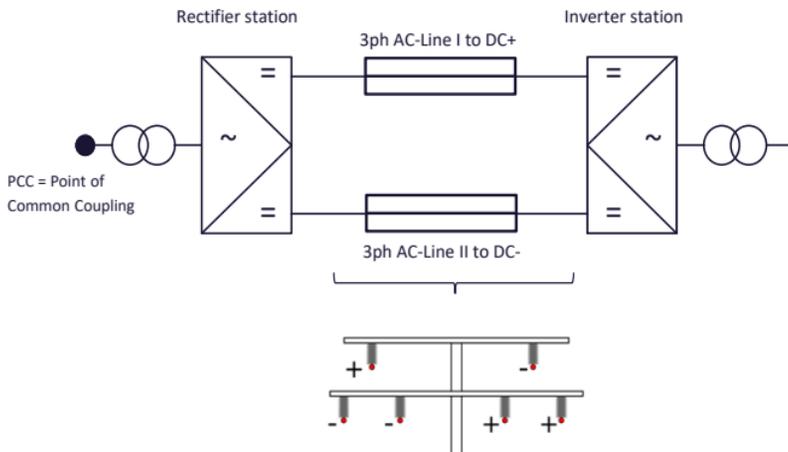
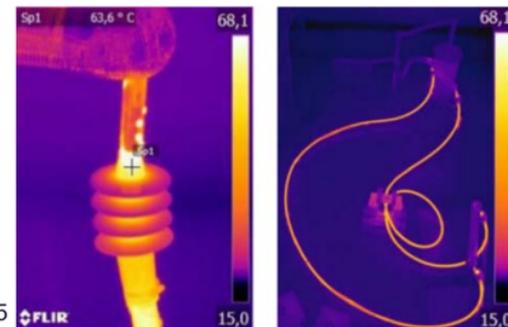
DC – Line	Unit	24kV _{DC}	30kV _{DC}	50kV _{DC}
Max resistance	Ohm	2	3	4
Max resistance /km	Ohm/km	0.01	0.01	0.01
Max line inductance /km	mH/km	0.35	0.35	0.35

Standard AC XLPE cable type tested

3x 10m 20kVac Cable incl sleeves & termination

Scenario:
Test-voltage: 40kV DC

30 days
24/48h Load-cycles pos./neg
Superposed voltages
Acc. Cigre TB496 / IEC62895



Benefits - AC vs DC with typical cable cross sections: Benefits for DC at longer distances, even at lower power levels due to cable-capacity

AC 3-phase System



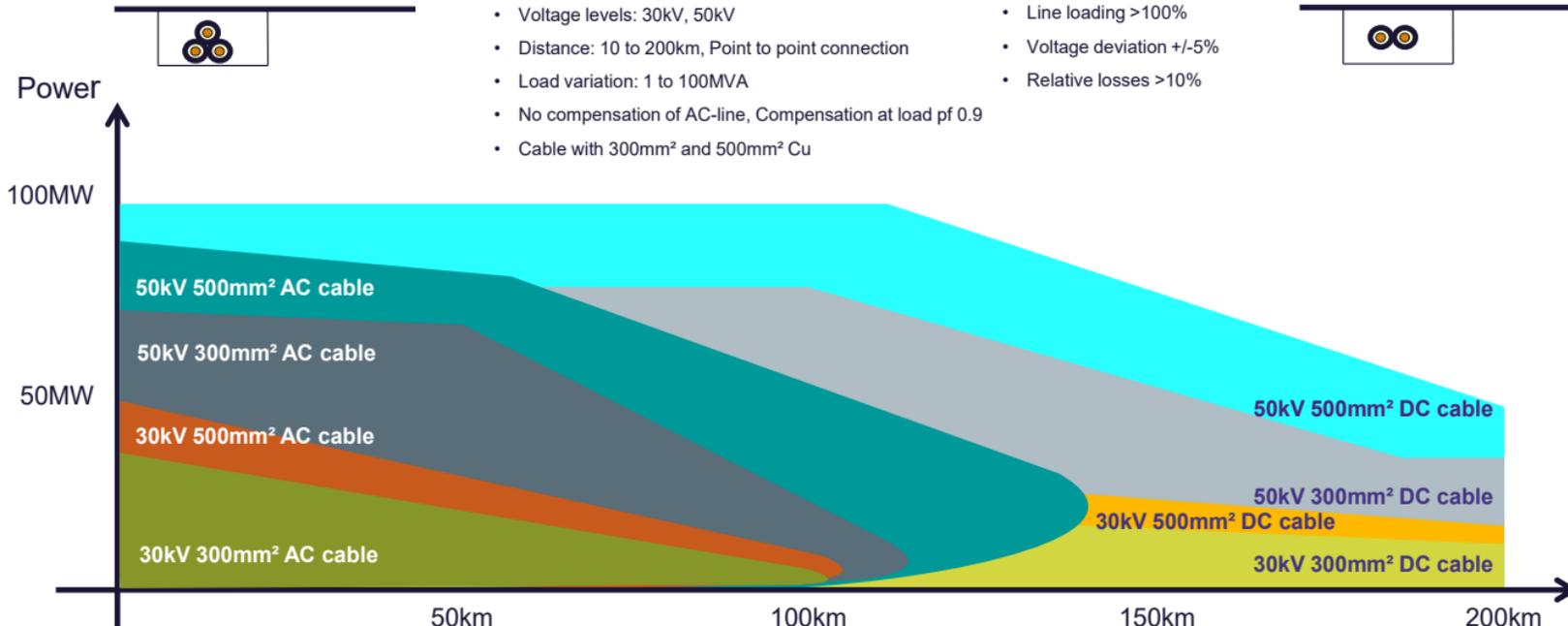
Simulation SINICAL:

- Voltage levels: 30kV, 50kV
- Distance: 10 to 200km, Point to point connection
- Load variation: 1 to 100MVA
- No compensation of AC-line, Compensation at load pf 0.9
- Cable with 300mm² and 500mm² Cu

Criteria:

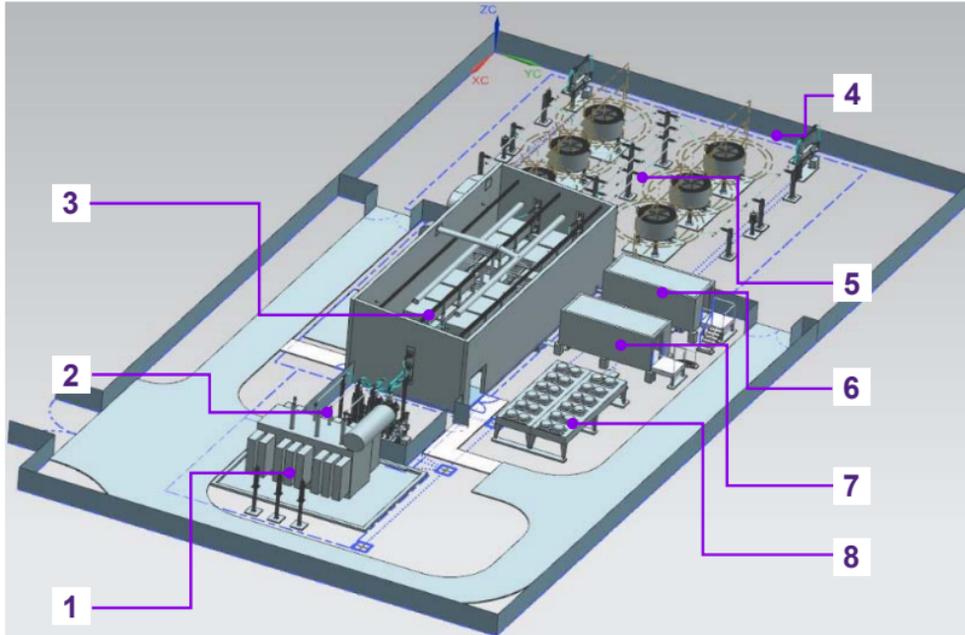
- Line loading >100%
- Voltage deviation +/-5%
- Relative losses >10%

DC Cable +/- pole system



MVDC Station Design

100MVA MVDC Converter Station – Iso View



1. Power Transformer
2. AC Yard
3. Converter tower with IGBT
4. DC Yard
5. Phase Reactors
6. Control & Protection Container
7. Cooling Container
8. Outdoor Cooler

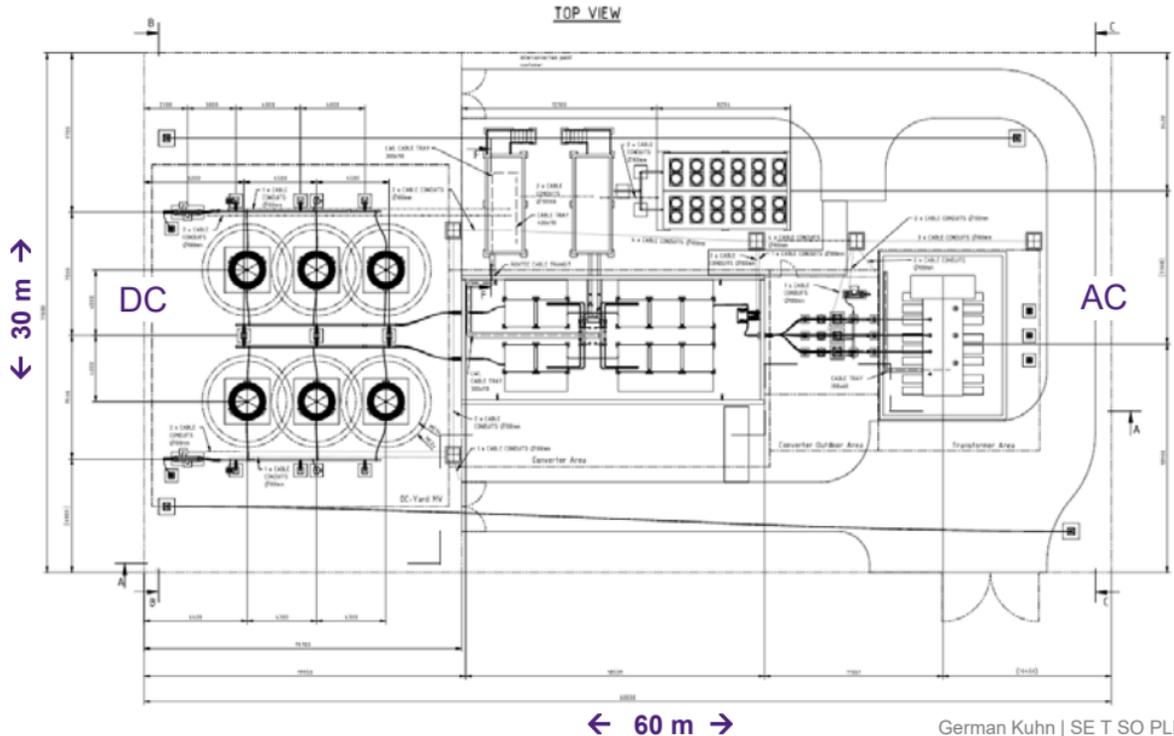
100MVA Station Design – Top View



required space for

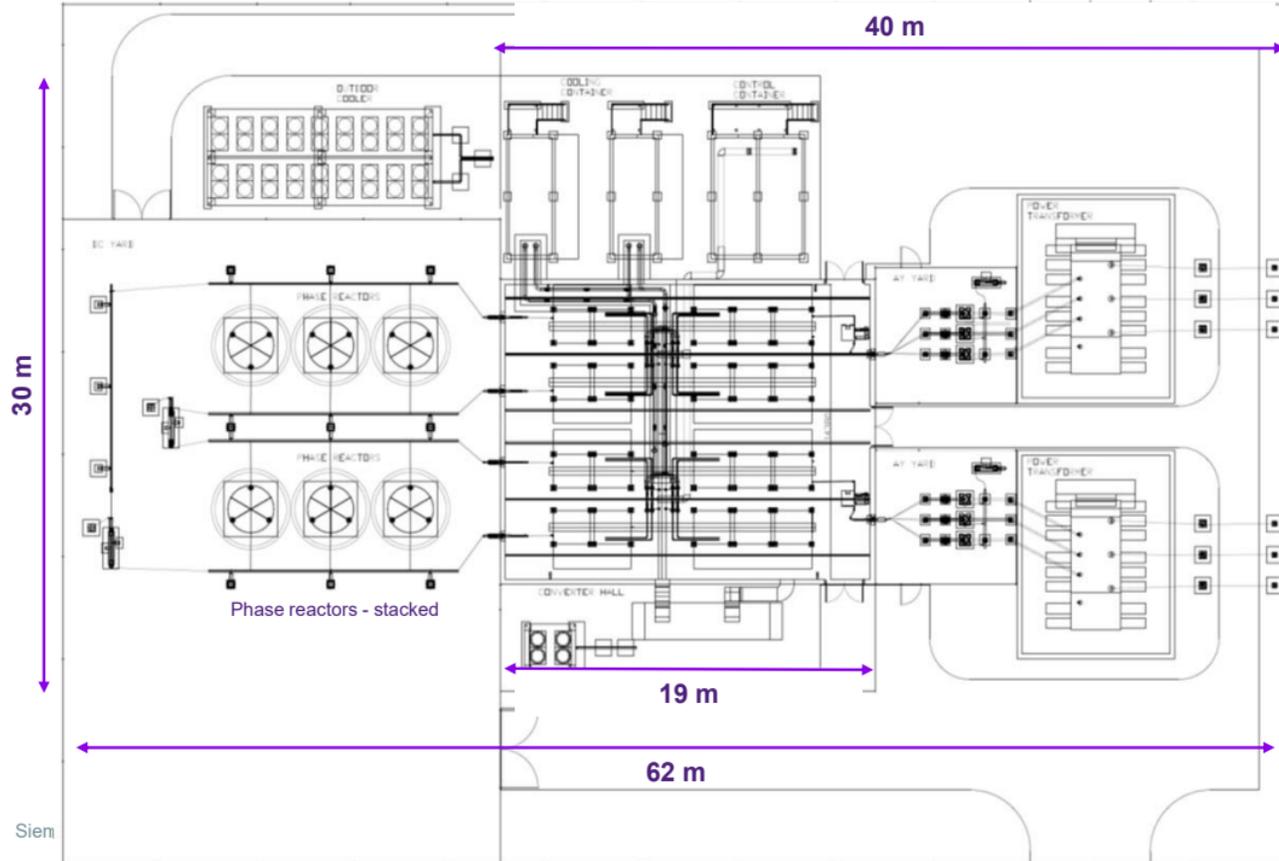
75MVA Station
30 m x 54 m

150MVA Station:
30 m x 66 m

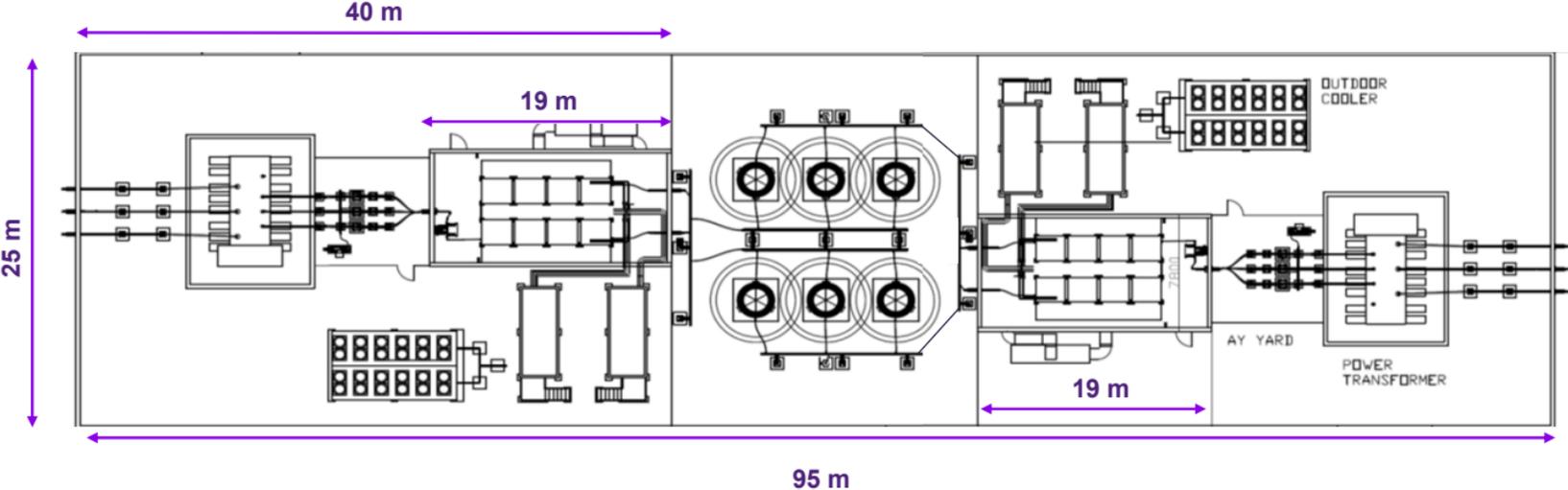


Station Design – MVDC Back-to-Back

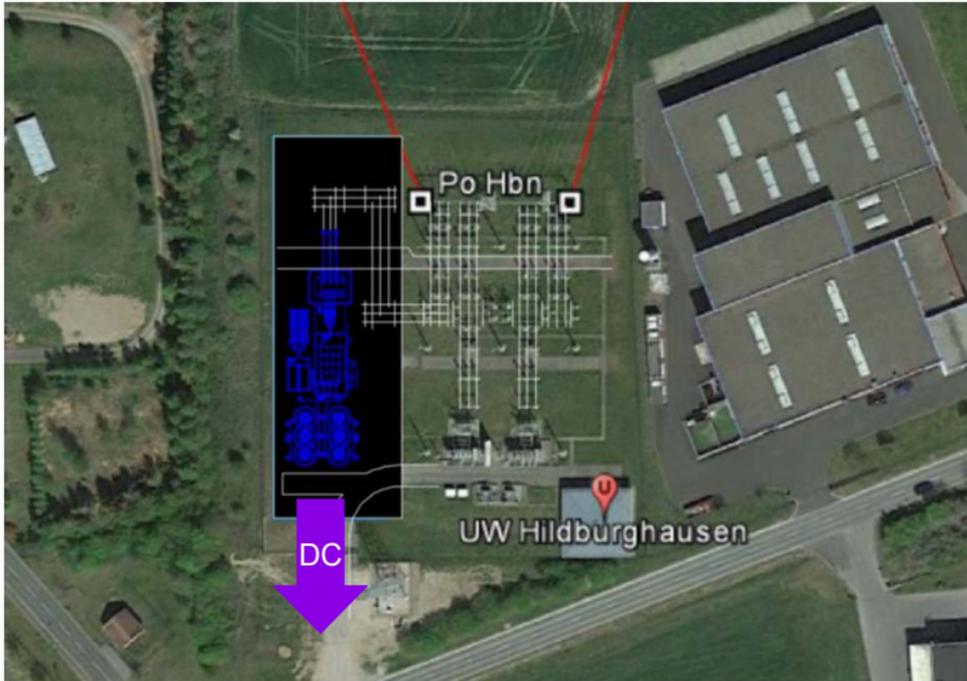
Parallel assembly is most compact and economic



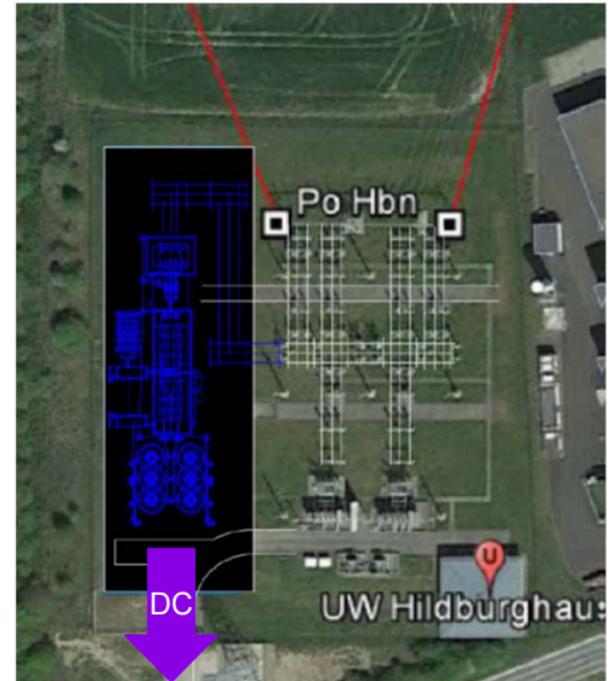
Station Design – MVDC Back-to-Back Option “in-series assembly”



Case-study: Integrating 70MW / 150MW MVDC station in TEN-HS-UW Hildburghausen (TEN) with ~ 30km DC link to South



UW Hildburghausen in focus region d as per VNB-DC Project.

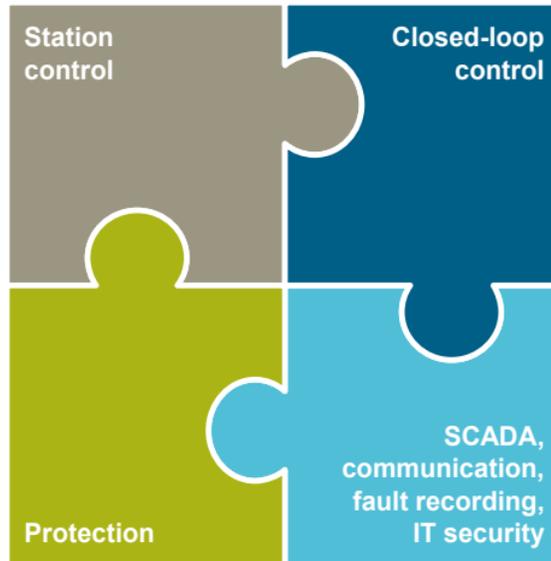


MVDC Control & Protection

Control and protection system: All functions implemented that are needed to operate, control and protect the MVDC

- Operation via operator interface
- Switchyard control
- Interlocking
- Start-up/shut-down
- Sequence of event recording
- Controller setting

- AC feeder protection
- Transformer protection
- Converter AC busbar protection
- DC supervision
- Converter protection
- DC line/cable protection



- Active & reactive power control (4-Quadrant)
- STATCOM operation
- Transient AC voltage stability
- AC fault ride-through
- Power capability & limitation
- Converter charging
- Converter current & energy control.

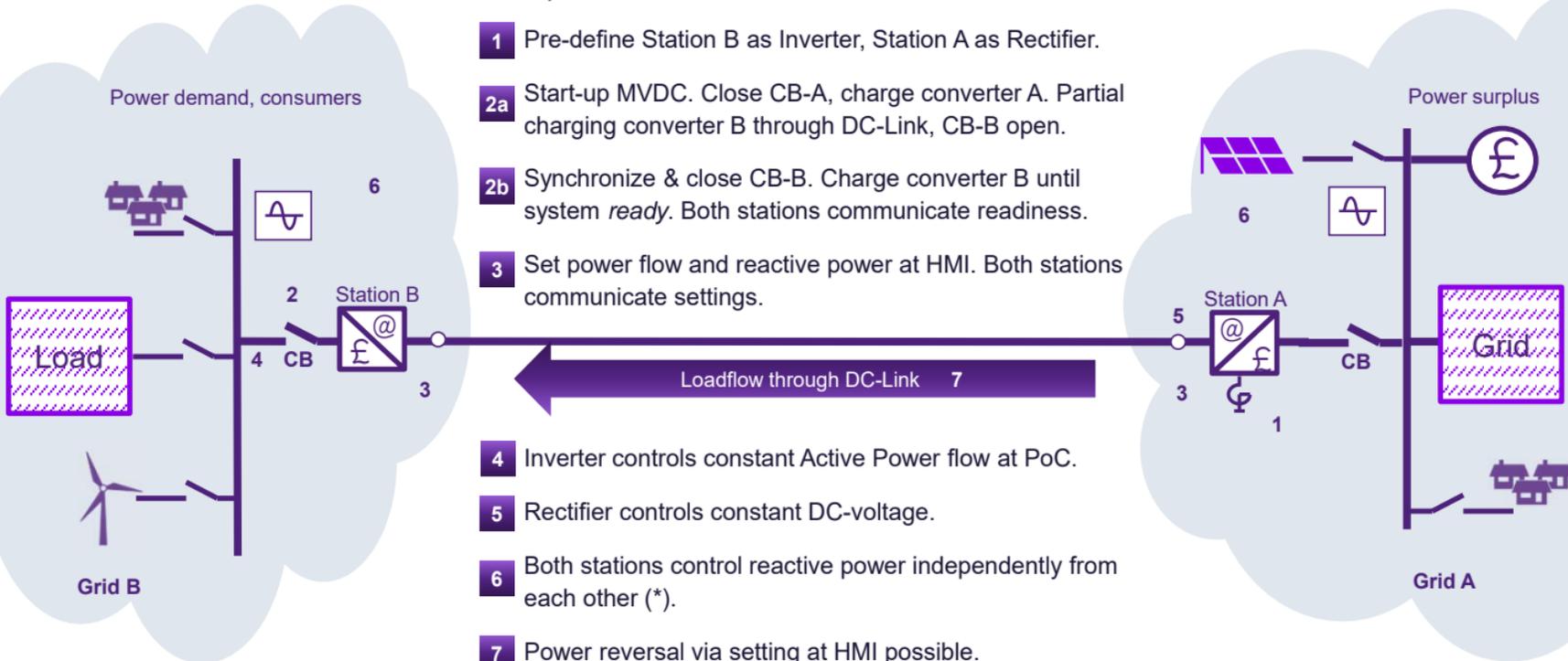
- Communication with SCADA via telecontrol IEC 60870-5-104
- Separated process & service LAN
- Signal recording 1 ms time stamp
- Remote access routed through firewalls Terminal server (DMZ) optional

MVDC is designed for unmanned operation.

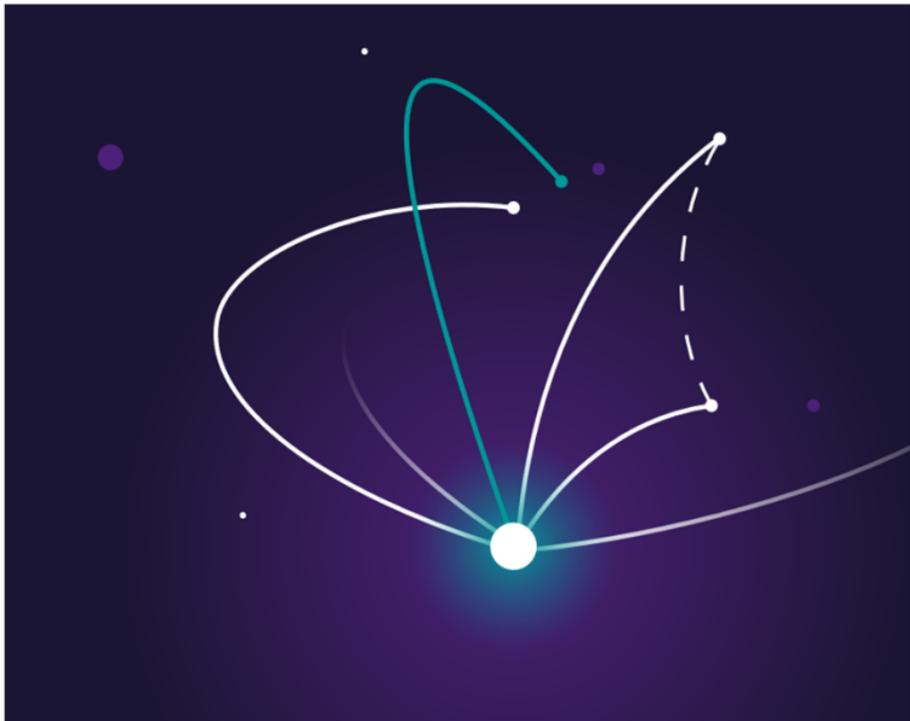
Default control mode of MVDC PLUS: Active and reactive power control mode

Principle of Active / Reactive Power Control „P-/Q-Control Mode“

- 1** Pre-define Station B as Inverter, Station A as Rectifier.
- 2a** Start-up MVDC. Close CB-A, charge converter A. Partial charging converter B through DC-Link, CB-B open.
- 2b** Synchronize & close CB-B. Charge converter B until system *ready*. Both stations communicate readiness.
- 3** Set power flow and reactive power at HMI. Both stations communicate settings.
- 4** Inverter controls constant Active Power flow at PoC.
- 5** Rectifier controls constant DC-voltage.
- 6** Both stations control reactive power independently from each other (*).
- 7** Power reversal via setting at HMI possible.



Thank you for Attention



Published by Siemens Energy

German Kuhn

FACTS Product Lifecycle Manager

SE T SO PLM-FACTS

Freyeslebenstraße 1

91058 Erlangen

Germany

Phone: +49 9131 17-31099

Mobile: +49 174 1597212

german.kuhn@siemens-energy.com

[siemens-energy.com](https://www.siemens-energy.com)