

Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen

efzn

Energie-Forschungszentrum
Niedersachsen

**BMU-Studie „Ökologische Auswirkungen von
380-kV-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen“**
(Laufzeit: 01.10.2009-31.12.2011)

Bericht der Arbeitsgruppe Technik/Ökonomie

Lutz Hofmann, Michael Mohrmann, Christian Rathke

Band 4.3

 Cuvillier Verlag Göttingen



Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (efzn)

Band 4.3





BMU-Studie

„Ökologische Auswirkungen von 380-kV-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen“

(03MAP189 Laufzeit: 01.10.2009-31.12.2011)

Band 3

Bericht der Arbeitsgruppe Technik/Ökonomie

Auftraggeber:

**Bundesministerium für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicherheit**

**Referat KI III 3
Stresemannstr. 128-130
10117 Berlin**

Auftragnehmer:

efzn

Energie-Forschungszentrum
Niedersachsen

Am Stollen 19A
38640 Goslar

Unterauftragnehmer:



OECOS GmbH
Bellmannstraße 36
22607 Hamburg



Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

1. Aufl. - Göttingen : Cuvillier, 2012

978-3-95404-025-4

Die vollständige Studie können Sie auch unter folgendem Link einsehen:

<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:gbv:104-2012eb1370>

© CUVILLIER VERLAG, Göttingen 2012

Nonnenstieg 8, 37075 Göttingen

Telefon: 0551-54724-0

Telefax: 0551-54724-21

www.cuvillier.de

Alle Rechte vorbehalten. Ohne ausdrückliche Genehmigung des Verlages ist es nicht gestattet, das Buch oder Teile daraus auf fotomechanischem Weg (Fotokopie, Mikrokopie) zu vervielfältigen.

1. Auflage, 2012

Gedruckt auf säurefreiem Papier

978-3-95404-025-4



Auftraggeber:		
	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit	Referat KI III 3 Stresemannstr. 128-130 10117 Berlin
Auftragnehmer:		
	Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN) <u>Projektleiter:</u> Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter Beck <u>Projektkoordination:</u> Ass. jur. Wolfgang Dietze	Am Stollen 19A 38640 Goslar
Forschungsstellen:		
	Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik Leibniz Universität Hannover <u>Bearbeiter:</u> Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann; Dipl.-Ing. M. Mohrmann; Dipl.-Ing. C. Rathke	Appelstraße 9a 30167 Hannover
	Institut für deutsches und internationales Berg- und Energierecht der Technischen Universität Clausthal <u>Bearbeiter:</u> Prof. Dr. jur. Hartmut Weyer; Ass.jur. Diana Schneider	Arnold-Sommerfeld-Straße 6 38678 Clausthal-Zellerfeld
	Lehrstuhl für Öffentliches Recht, insbesondere Verwaltungsrecht der Georg-August-Universität Göttingen <u>Bearbeiter:</u> Prof. Dr. jur. Thomas Mann	Platz der Göttinger Sieben 6, 37073 Göttingen
Unterauftragnehmer:		
	OECOS GmbH <u>Bearbeiter:</u> apl. Prof. Dr. Karsten Runge; ; Dipl. Geogr. Philipp Meister; Dipl. Geogr. Elena Rottgardt	Bellmannstraße 36 22607 Hamburg



Ökologische Auswirkungen von 380-kV- Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen

Ergebnisbericht der Arbeitsgruppe Technik/Ökonomie

Teil I: Übersicht über die Betriebsmittel	Seite	1
Teil II: Thermische Berechnungen	Seite	91
Teil III: Elektrische und magnetische Felder	Seite	227
Teil IV: Wirtschaftlichkeitsanalyse	Seite	265
Teil V: Zusammenfassung und Kriterienkatalog	Seite	311

Bearbeiter: Dipl.-Ing. C. Rathke
Prof. Dr.-Ing. habil. L. Hofmann

Hannover, 31.12.2011



Ökologische Auswirkungen von 380-kV- Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen

Ergebnisbericht der Arbeitsgruppe Technik/Ökonomie

Teil I: Übersicht über die Betriebsmittel

Teil II: Thermische Berechnungen

Teil III: Elektrische und magnetische Felder

Teil IV: Wirtschaftlichkeitsanalyse

Teil V: Zusammenfassung und Kriterienkatalog

Bearbeiter: Dipl.-Ing. C. Rathke
Prof. Dr.-Ing. habil. L. Hofmann

Der Bericht besteht aus 89 Seiten.

Hannover, 31.12.2011

Inhaltsverzeichnis

	Seite
1 Stand der Technik bei Übertragungssystemen	4
1.1 Aufbau des europäischen Elektroenergiesystems	4
1.2 Drehstrom- und Gleichstromübertragungstechniken	5
1.3 Drehstrom-Freileitung	6
1.3.1 Allgemeines	6
1.3.2 Aufbau von Freileitungen	7
1.3.2.1 Allgemeines	7
1.3.2.2 Freileitungsmaste	8
1.3.2.3 Leiterseile	10
1.3.2.4 Erdseil	13
1.3.2.5 Isolatoren und Armaturen	14
1.3.3 Errichtung von Freileitungen	16
1.3.4 Querung von Verkehrswegen, Gewässern und Waldgebieten	18
1.4 Drehstrom-Kabel	19
1.4.1 Allgemeines	19
1.4.2 Aufbau von Höchstspannungskabeln	22
1.4.3 Kabelgarnituren	24
1.4.4 Crossbonding	26
1.4.5 Kabellegung	27
1.4.5.1 Allgemeines	27
1.4.5.2 Verlegung im offenen Kabelgraben	27
1.4.5.3 Tunnellegung	31
1.4.5.4 Querung von Verkehrswegen	32
1.4.6 Kabelprüfung	34
1.5 Freileitung mit Zwischenverkabelung	35
1.6 Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung	38
1.6.1 Netzgeführte HGÜ (LCC-HGÜ)	42
1.6.2 Selbstgeführte HGÜ (VSC-HGÜ)	46
2 Energieübertragung mit Drehstrom	50
2.1 Berechnungsgrundlagen und Ersatzschaltbild	50
2.2 Betriebskonstanten	51
2.3 Betriebsverhalten	53
2.3.1 Einfluss der Blindleistung und natürlicher Betrieb	53
2.3.2 Übertragbare Leistung	56
2.3.3 Leistungaufteilung	57
2.3.4 Einfluss auf die Netzkurzschlussverhältnisse	59
2.4 Verluste	60
2.4.1 Stromabhängige Leitungsverluste	60
2.4.2 Spannungsabhängige Leitungsverluste	61
2.4.3 Ladestrom- und Kompensationsverluste	61
2.4.4 Verlustarbeit	62

3	Energieübertragung mit Gleichstrom	64
3.1	Berechnungsgrundlagen und Ersatzschaltbild	64
3.2	Betriebskonstanten	64
3.3	Betriebsverhalten	65
3.3.1	Übertragbare Leistung	65
3.3.2	Einfluss auf die Netzkurzschlussverhältnisse	66
3.4	Verluste	66
3.4.1	Leitungsverluste	67
3.4.2	Konverterverluste	67
3.4.3	Verlustrarbeit	69
4	Schutz- und Überwachungssysteme	70
4.1	Leitungsschutzsysteme und AWE	70
4.2	Schutz gegen Überspannungen	71
4.3	Temperaturmonitoring	71
4.4	Teilentladungsüberwachung	73
5	Ausfallverhalten und Reparatur von Übertragungsleitungen	74
5.1	Reparatur von Freileitungen	74
5.2	Reparatur von Kabelfehlern	74
5.3	Ausfallverhalten	75
6	Wartung, Instandhaltung und Nutzungsdauer	79
6.1	Freileitungen	79
6.1.1	Wartung und Instandhaltung	79
6.1.2	Nutzungsdauer	80
6.2	Drehstrom-Kabel	81
6.2.1	Wartung und Instandhaltung	81
6.2.2	Nutzungsdauer	81
6.3	HGÜ	81
6.3.1	Wartung und Instandhaltung	81
6.3.2	Nutzungsdauer	82
7	Zusammenfassung	83
8	Literaturverzeichnis	87

1 Stand der Technik bei Übertragungssystemen

1.1 Aufbau des europäischen Elektroenergiesystems

Die Übertragung elektrischer Energie erfolgt im europäischen Verbundnetz der ENTSO-E in der Regel mit Dreiphasen-Wechselstrom, der auch als Drehstrom bezeichnet wird, mit einer Frequenz von 50 Hz. Um die steigenden Anforderungen an die Energieübertragung über immer weitere Strecken zu erfüllen, wurden im Laufe der Zeit immer höhere Spannungsebenen eingeführt. Die höchste Spannungsebene in Europa ist – mit Ausnahme einer 750-kV-Leitungsverbindung zwischen Ungarn und der Ukraine – die 380-kV-Ebene. Andere Stromarten als Drehstrom werden nahezu ausschließlich für Sonderfälle eingesetzt. Beispiele hierfür sind der bei der Bahn eingesetzte Wechselstrom mit einer Frequenz von $16\frac{2}{3}$ Hz oder der Einsatz von Gleichstrom für Straßenbahnen, Seekabelverbindungen oder die Kupplung asynchroner Netze.

Abhängig von der Spannungsebene wird das Stromnetz in die Bereiche Höchstspannung (380 und 220 kV), Hochspannung (i.d.R. 110 kV), Mittelspannung (i.d.R. 10/20 kV) und Niederspannung (400 V) eingeteilt. Je nach installierter Leistung der Kraftwerke speisen diese in die verschiedenen Spannungsebenen ein, wobei die großen Kraftwerksblöcke (z. B. Kernkraftwerke) mit den Höchstspannungsnetzen verbunden werden. Die Kupplung der verschiedenen Spannungsebenen erfolgt über Drehstromtransformatoren.

Darüber hinaus wird das Netz noch in das Übertragungsnetz (Höchstspannungsnetz) und das Verteilungsnetz (Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetz) eingeteilt. Das Übertragungsnetz dient dem Energietransport über große Entfernungen und stellt weiterhin auch den Verbundbetrieb mit den benachbarten Übertragungsnetzen sicher. Der Verbundbetrieb, das heißt die Zusammenschaltung der Netze von verschiedenen Übertragungsnetzbetreibern, ermöglicht den europaweiten Stromhandel und stellt zum anderen im Fehlerfall eine gegenseitige Stützung der Netze sicher. Im Gegensatz zum Übertragungsnetz dient das Verteilnetz der Energieverteilung bis zum Endkunden, wobei das Hochspannungsnetz auch regionale Übertragungsaufgaben übernimmt. **Abbildung 1.1** zeigt den Aufbau des Elektroenergiesystems mit den verschiedenen Spannungsebenen.

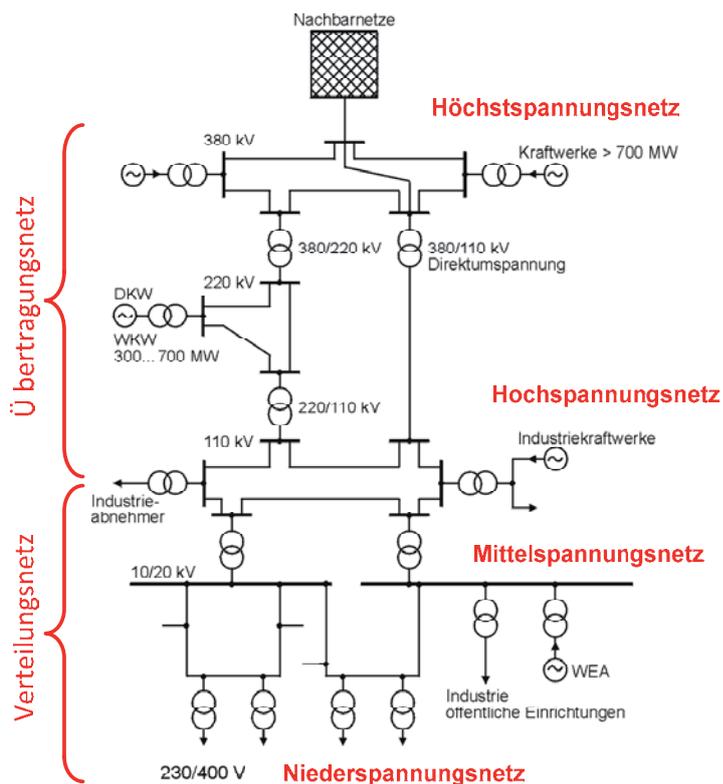


Abbildung 1.1 Aufbau des Elektroenergiesystems

1.2 Drehstrom- und Gleichstromübertragungstechniken

Neben der Drehstromübertragung hat sich, insbesondere für die Energieübertragung über große Entfernungen und für Seekabelverbindungen, die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) etabliert. Mit dieser Technik ist es z. B. auch möglich, Netze mit unterschiedlichen Frequenzen zu koppeln. Darüber hinaus zeigt die HGÜ bessere Übertragungseigenschaften für große Leitungslängen. In Europa existieren zum jetzigen Zeitpunkt mehrere HGÜ-Seekabelverbindungen, wie zum Beispiel die Verbindung zwischen den britischen Inseln und dem europäischen Festland. Die längste HGÜ-Seekabelverbindung ist bislang das 2008 von Statnet und TenneT in Betrieb genommene NorNed-Kabel, das über 580 km Feda in Norwegen mit Eemshaven in den Niederlanden verbindet.

Sowohl die Hochspannungs-Drehstromübertragung (HDÜ), als auch die HGÜ können in Verbindung mit unterschiedlichen Übertragungssystemen eingesetzt werden (**Abbildung 1.2**). Diese unterscheiden sich durch ihre Bauart und Geometrie sowie die eingesetzten Materialien und Isolierstoffe deutlich in ihren elektrischen, mechanischen und thermischen Eigenschaften sowie in der Art der Errichtung und Betriebsführung. Hierdurch ergeben sich deutliche Unterschiede in den elektrischen Eigenschaften, im Betriebsverhalten und in den Gesamtkosten.

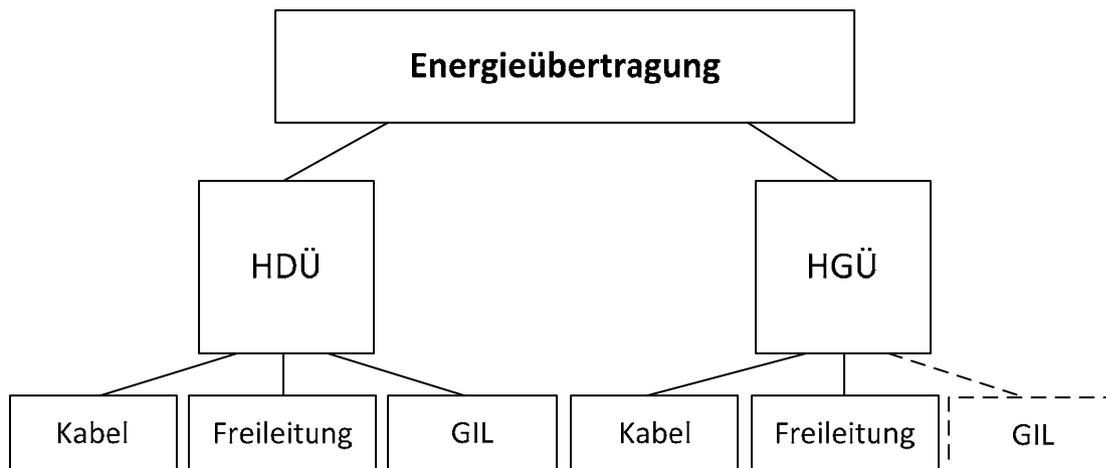


Abbildung 1.2 Einordnung verschiedener Stromarten und Übertragungssysteme

1.3 Drehstrom-Freileitung

1.3.1 Allgemeines

Die ersten Hochspannungs-Drehstrom-Übertragungsleitungen wurden in Freileitungsbauweise errichtet. Bereits 1891 wurde die erste Drehstrom-Fernleitung von Lauffen am Neckar nach Frankfurt am Main erfolgreich eingesetzt. Die erste Freileitung für eine Spannung von 380 kV mit einer maximalen Übertragungsleistung von 460 MW wurde 1952 in Schweden für die 950 km lange Strecke von Harspränget nach Halsberg errichtet. Bereits 1929 entstand mit der sogenannten Rheinleitung Brauweiler-Hoheneck die erste für 380 kV ausgelegte, aber zunächst mit 220 kV betriebene Freileitung in Deutschland. Diese Leitung wurde später umgerüstet und 1958 für den Abschnitt Rommerskirchen-Hoheneck mit 380 kV unter Spannung gesetzt.

Durch ihren einfachen Aufbau besitzen Freileitungen vergleichsweise niedrige Investitionskosten und lassen sich schnell und einfach errichten. Sie zeigen außerdem ein gutes und robustes elektrisches Betriebsverhalten. Die oberirdische Bauweise ermöglicht zusätzlich eine schnelle Fehleridentifikation und kurze Reparaturzeiten, woraus sich auch eine hohe Verfügbarkeit ergibt. Aus diesen und anderen Gründen ist heute nahezu das gesamte europäische kontinentale 380-kV-Verbundnetz mit einer Gesamttrassenlänge von etwa 110.000 km als Freileitungsnetz errichtet. Andere Übertragungssysteme, wie Kabel und GIL, wurden in Europa in dieser Spannungsebene bisher auf insgesamt weniger als 150 km Trassenlänge eingesetzt (vergleiche auch **Tabelle 1.2**). In Deutschland wurden bis zum Jahr 2008 Höchstspannungskabel mit einer Stromkreislänge von etwa 100 km errichtet. Wie **Tabelle 1.1** zeigt, beträgt der Anteil der Kabel an der gesamten Stromkreislänge in der deutschen Höchstspannungsebene damit weniger als 0,3 %.

Tabelle 1.1 Stromkreislängen und Kabelanteil in Deutschland im Jahr 2008 sortiert nach Spannungsebene [1]

	Gesamtlänge der Stromkreise	Stromkreislänge Freileitungen	Stromkreislänge Kabel	Kabelanteil
Höchstspannung	35.709 km	35.607 km	102 km	0,27 %
Hochspannung	76.279 km	70.618 km	5.661 km	7,4 %
Mittelspannung	507.210 km	131.326 km	375.884 km	74,1 %
Niederspannung	1.164.012 km	144.507 km	1.019.505 km	87,6 %
Gesamt	1.783.209 km	382.058 km	1.401.152 km	78,6 %

1.3.2 Aufbau von Freileitungen

1.3.2.1. Allgemeines

Freileitungen bestehen aus den Masten mit den entsprechenden Fundamenten inklusive der Masterdungen, den Isolatoren aus Glas, Porzellan oder Kunststoff, einem oder mehreren Blitzschutzseilen, sowie den Leiterseilen. Der grundsätzliche Aufbau einer Freileitung ist in **Abbildung 1.3** gezeigt.

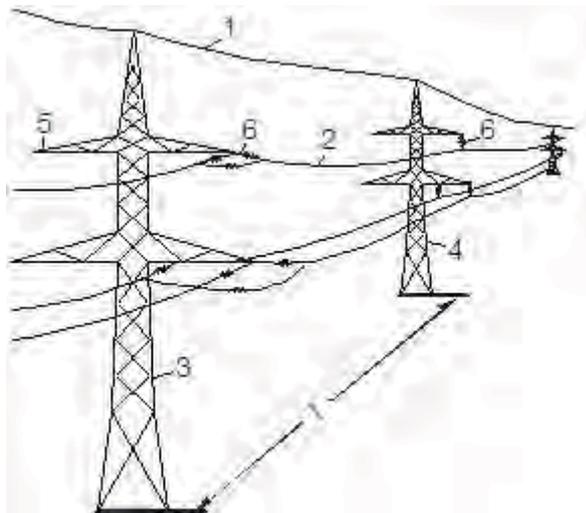


Abbildung 1.3 Aufbau einer Freileitung: 1 Erd- oder Blitzschutzseil, 2 Leiterseil, 3 Abspannmast, 4 Tragmast, 5 Traverse, 6 Isolator und l Spannfeldlänge [2]

Bei Freileitungen wird die umgebene Luft als Isoliermedium genutzt. Die Beherrschung der Spannung erfolgt durch große Isolationsabstände und ausreichend lang dimensionierte Isolatoren. Luft als Isoliermedium hat den großen Vorteil, dass sie sich ständig erneuert und keiner Alterung unterliegt. Hieraus ergibt sich auch bei fehlerbedingten Überschlägen in Form von Lichtbögen ein Selbstheilungseffekt, der den Weiterbetrieb der Leitung nach Anwendung der sogenannten Automatischen Wiedereinschaltung (AWE) und dem Verlöschen des Lichtbogens ermöglicht [3]. Darüber hinaus wird die durch den Stromfluss im Leiter entste-

hende Verlustwärme durch die Luft gut abgeführt, so dass kein Wärmestau entstehen kann. Die guten thermischen Eigenschaften einer Freileitung ermöglichen es auch, sie ohne weitere Nachteile oder größere Probleme zeitlich begrenzt zu überlasten.

Die sichere Einhaltung der für die jeweilige Spannungsebene notwendigen Isolationsabstände bestimmt auch die Abmessungen der Maste, die Mastabstände, sowie den zulässigen Seildurchhang. Da die Leiterseile einer Freileitung nicht isoliert ausgeführt sind, ist zur Sicherstellung der Isolationswirkung ein ausreichender Abstand zum Erdboden sowie zu Gebäuden oder hohem Bewuchs notwendig. Für 380 kV beträgt beispielsweise der Mindestabstand der Leiterseile zur Erdoberkante im freien Gelände 7,80 m. Dieser wird allerdings nur an sehr wenigen Stellen entlang der Leitungstrasse erreicht, da man heute mit Rücksicht auf größere landwirtschaftliche Geräte in der Regel größere Bodenabstände wählen wird. Laut [4] kann man heute von einem durchschnittlichen Bodenabstand von etwa 12,00 m ausgehen¹⁾.

Zur Einhaltung der notwendigen Isolationsabstände muss entlang der Freileitung ein Schutzstreifen von hoch wachsendem Bewuchs und Bebauung freigehalten werden. Hierbei muss beachtet werden, dass die Leiterseile einer Freileitung bei entsprechenden Windlasten auch seitlich ausschlagen können. Der Schutzstreifen wird daher über die lotrechte Projektion der maximal ausgeschlagenen Leiterseile auf den Erdboden zuzüglich eines Sicherheitsabstandes bestimmt und nimmt damit eine parabolische Form an. Hierbei wird die größte Breite in der Spannfeldmitte erreicht, wobei für eine typische 380-kV-Freileitung mit Donaumastgestänge von ca. 70 m ausgegangen werden kann. Im Schutzstreifen bestehen Nutzungseinschränkungen. Bei Einhaltung der Mindest-Isolationsabstände ist jedoch eine landwirtschaftliche Nutzung unterhalb der Trasse möglich. In Industriegebieten ist ebenfalls unter Einhaltung der Mindest-Isolationsabstände auch eine Bebauung möglich.

1.3.2.2. Freileitungsmaste

Freileitungsmaste werden allgemein in Tragmaste, Abspannmaste und weitere Sondermaste unterschieden. Während Tragmaste nur das Gewicht der Leiterseile tragen müssen, dienen Abspannmaste auch zur Aufnahme der Seilzugkräfte und müssen daher wesentlich stabiler ausgeführt werden. Mit Abspannmaste können auch Richtungsänderungen realisiert werden, wobei man dann von Winkelabspannmaste spricht. Allgemein müssen alle Maste stets so dimensioniert werden, dass sie die auftretenden Seilzugkräfte auch unter Berücksichtigung von zusätzlichen Wind- und Eislasten sicher aufnehmen können. Für den Abstand der Maste

¹⁾Diese Aussage wurde auch durch den Vertreter eines ÜNB im projektbegleitenden Arbeitskreis bestätigt.

voneinander kann für die 380-kV-Ebene von Spannweiten zwischen 300 und 500 m ausgegangen werden.

Grundsätzlich existiert weltweit eine Vielzahl unterschiedlicher Mastformen. Die genauen Abmessungen der Maste hängen grundsätzlich von der gewählten Mastform, der Spannungsebene und der Anzahl der aufgehängten Dreh- oder Gleichstromsysteme ab. In Deutschland werden vorwiegend Stahlgittermaste mit dem sogenannten Donau-Mastbild eingesetzt, da dieser in der Regel ein technisches, wirtschaftliches und ästhetisches Optimum für die deutschen Bedingungen darstellt. Bei einer Regelspannweite von etwa 400 m beträgt die erforderliche Masthöhe für Donau-Maste mit zwei Drehstromsystemen und einer Betriebsspannung von 380 kV etwa 54 m (siehe auch **Abbildung 1.4**). Sind größere Spannweiten erforderlich, z. B. zur Kreuzung von Gewässern oder größeren Verkehrswegen, so können auch wesentlich höhere Maste erforderlich werden (siehe auch Abschnitt 1.3.4).

Neben der Ausführung mit Donaumastbild besteht auch die Möglichkeit in besonderen Fällen andere Mastformen einzusetzen, um mögliche Konflikte zu mindern. Je nach den spezifischen Anforderungen kann zur Minimierung der Trassenbreite (z. B. in Waldgebieten) auch ein Tonnenmast oder zur Querung von Vogelschutzgebieten wegen seiner geringeren Gesamthöhe auch ein Einebenenmast eingesetzt werden.

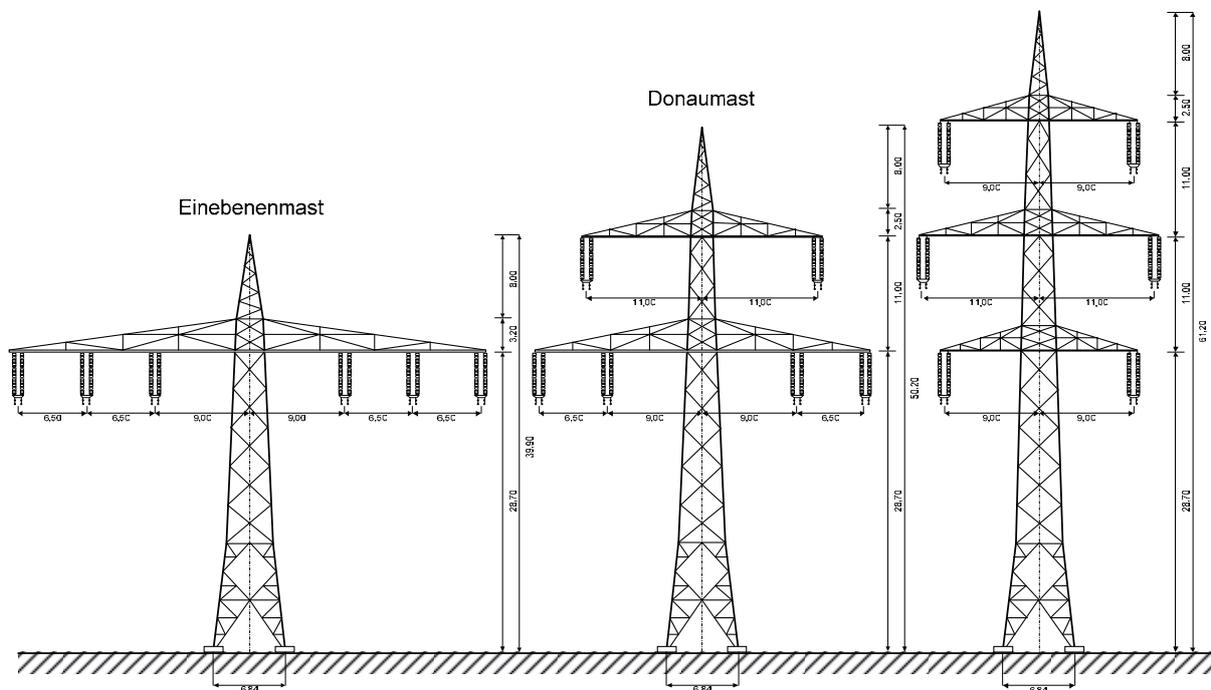


Abbildung 1.4 Größenvergleich verschiedener Freileitungsmaste für jeweils zwei Drehstromsysteme

In der Vergangenheit wurde auch eine Vielzahl von alternativen Masttypen entwickelt, mit denen eine kompaktere Bauform von Freileitungen erreicht werden soll. Hierdurch sollten insbesondere Vorteile in Bezug auf die auftretenden Mag-

netfelder als auch auf die Sichtbarkeit und die notwendige Trassenbreite erreicht werden. Eine kompaktere Bauweise kann z. B. durch die Verwendung von isolierenden Traversen aus Verbundmaterial in Verbindung mit Masten in Vollwandkonstruktion erreicht werden. Hierbei wird allerdings die Zugänglichkeit der einzelnen Systeme für die Durchführung von Instandhaltungsmaßnahmen eingeschränkt. Durch die engere Leiterseilführung ist es, anders als bei den üblichen Stahlgitterkonstruktionen, nicht mehr möglich, ein einzelnes System z. B. zu Wartungszwecken abzuschalten, während das zweite System weiter unter Spannung verbleibt²⁾, da die vorgeschriebenen Mindestabstände zu den spannungsführenden Teilen nicht mehr eingehalten werden können. Das gleichzeitige Abschalten beider Systeme führt zu stark geänderten Leistungsflüssen im Verbundnetz. Dies führt zu betrieblichen Einschränkungen. Es kann in hochausgelasteten Netzen zu einer Gefährdung oder im schlimmsten Fall sogar Verletzung der (n-1)-Sicherheit kommen. Aus diesem Grund werden in Deutschland Kompaktbauweisen, wie sie z. B. von Tennet in den Niederlanden beim Wintrack-Projekt entwickelt wurden (siehe **Abbildung 1.5**), bisher ausschließlich für Sonderanwendungen eingesetzt.



Abbildung 1.5 Sondermaste beim Wintrack-Projekt [5]

1.3.2.3. Leiterseile

Freileitungsseile (siehe **Abbildung 1.6**) bestehen aus mehreren Einzeldrähten aus Aluminium (Reinaluminium 99,5 %), Aluminiumlegierungen (Aldrey: 0,3 bis 0,5 % Mg, 0,4 bis 0,7 % Si, 0,3 % Fe, Rest Al) oder Kupfer (Cu). Für die in der Höchstspannungsebene üblichen Leiterquerschnitte werden aus Gewichts- und Kostengründen sogenannte Aluminium-Stahl-Seile eingesetzt. Hierbei werden

²⁾ Aussage des Vertreters eines ÜNB im projektbegleitenden Arbeitskreis.

Aluminiumdrähte in einer oder mehreren Lagen auf ein Stahlseil aufgebracht. Das Stahlseil hat hierbei die Aufgabe, die auftretenden Zugkräfte aufzunehmen, trägt aber aufgrund seines im Vergleich zu Aluminium deutlich höheren Widerstandes nicht nennenswert zur Stromleitung bei.

Die Dimensionierung der Leiterseile beeinflusst primär die Größe des elektrischen Widerstandes und die hieraus resultierenden Strom-Wärme-Verluste sowie den Spannungsabfall entlang der Leitung. Die Wahl des Querschnittes bestimmt somit neben der zulässigen Übertragungsleistung auch die Höhe der entstehenden Verlustkosten. In Abhängigkeit von den zu erwartenden Leiterströmen ist der Leiterquerschnitt so zu wählen, dass die höchstzulässige Seiltemperatur weder im Normalbetrieb noch im Kurzschlussfall überschritten wird. Für Standardseile liegt die zulässige Betriebstemperatur für den Dauerbetrieb bei 80°C. Da der Seildurchhang einer Freileitung aufgrund der Längenänderung der Leiterseile temperaturabhängig ist, muss die Freileitung so ausgelegt werden, dass auch bei Erreichen dieser Maximaltemperatur die vorgeschriebenen Mindestabstände eingehalten werden. Weiterhin ist bei der Wahl des Querschnittes zu beachten, dass die Leiterseile über eine ausreichende Bruchfestigkeit zur Beherrschung der maximal zu erwartenden mechanischen Belastungen verfügen. Hierbei sind die zu erwartenden Zusatzlasten, zum Beispiel durch Wind oder starken Eisbehang, zu beachten und durch entsprechende Sicherheitsfaktoren mit einzubeziehen.

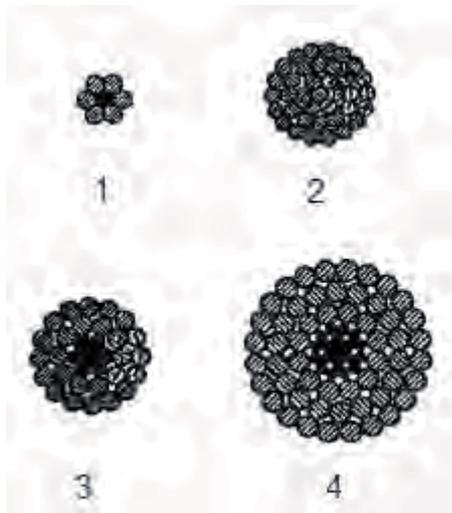


Abbildung 1.6 Aufbau von Freileitungsseilen
1 Al/St-Seil (eine Lage Al), 2 Al- oder Cu-Seil (3 Lagen, 37 Drähte), 3 Al/St-Seil (2 Lagen Al), 4 Al/St-Seil (3 Lagen Al)

Für Leitungen mit Betriebsspannungen von 220 kV und mehr kommen in der Regel sogenannte Bündelleiter zum Einsatz (siehe **Abbildung 1.7**). Diese haben den Vorteil, dass sich für die elektrische Randfeldstärke deutlich kleinere Werte einstellen als bei Einzelleitern, was sich positiv auf den sogenannten HF-Störpegel und die Geräusentwicklung auswirkt. Ein weiterer Vorteil von Bündelleitern ist, dass

größere Querschnitte durch den Einsatz von verhältnismäßig leichteren Einzelseilen erreicht werden können, was die Bauarbeiten erleichtert. Damit der Abstand zwischen den Teilleitern (in der Regel 40 bis 50 cm) auch bei Wind eingehalten wird, werden in regelmäßigen Abständen Abstandshalter eingesetzt.

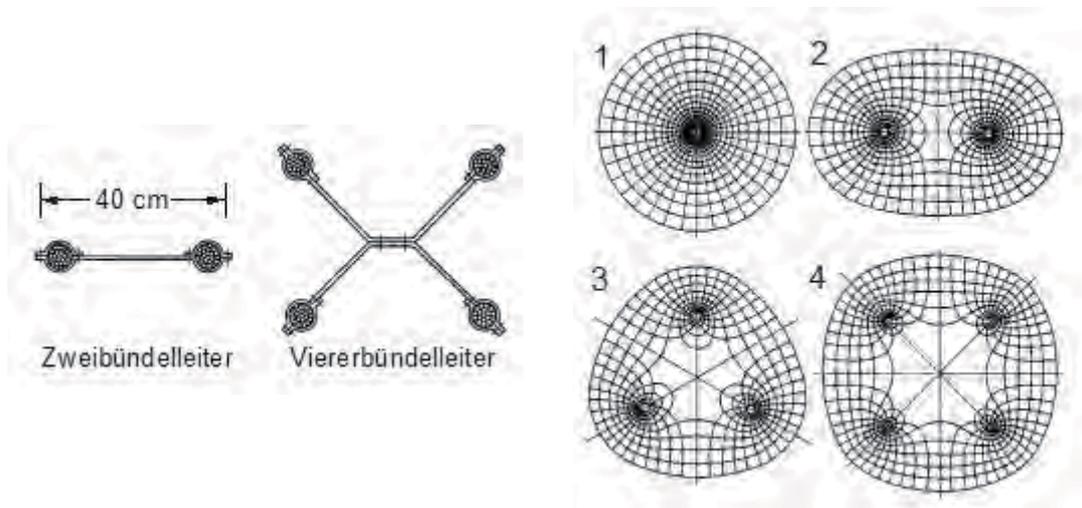


Abbildung 1.7 Aufbau von Bündelleitern [2]

links: Bündelleiter mit Abstandshalter

rechts: Feldbilder eines Einzelleiters und verschiedener Bündelleitern

Um Ermüdungserscheinungen in den Seilen und an den Aufhängungen zu vermeiden und das Risiko von Ermüdungsbrüchen zu senken, müssen mechanische Schwingungen, die sich windbedingt oder durch elektrische Stromkräfte entlang der Leiterseile ausbilden, gedämpft werden. Dies kann zum einen durch eine Optimierung des Seildurchhanges, zum anderen durch die Installation dämpfend wirkender Zusatzmassen (Schwingungsdämpfer) erfolgen (siehe **Abbildung 1.8**).



Abbildung 1.8 Schwingungsdämpfer [6]

Aluminiumseile besitzen eine hohe Lebensdauer und sind relativ unempfindlich gegen Korrosion, da sie durch eine Oxidschicht an der Oberfläche vor äußeren Einflüssen geschützt werden. Damit können Freileitungen ohne weiteres auch in Bereichen errichtet werden, in denen mit einer erhöhten Korrosionsbelastung (z. B. durch salzwasserhaltige Luft) zu rechnen ist. Bei Aluminium-Stahl-Verbundseilen muss hierbei jedoch auf den Schutz der inneren Stahlseele geachtet werden, z. B. durch den Einsatz von verzinkten Stahldrähten.

Neben den genannten Standardseilen ist heute auch eine Vielzahl von Sonderseilen erhältlich. Hiermit sollen niedrigere Seilgewichte und höhere Übertragungsleistungen erreicht werden. Seile die eine höhere Leiterseiltemperatur ohne Schaden verkraften und dadurch höhere Übertragungsleistungen ermöglichen, werden als Hochtemperatur-Leiterseile bezeichnet. Grundsätzlich können zwei Arten von Hochtemperaturleiterseilen unterschieden werden.

Konventionelle Hochtemperaturseile (sog. TAL-Seile³⁾) unterscheiden sich im Aufbau nicht von konventionellen Leiterseilen. Das verwendete Aluminium wird allerdings so behandelt, dass höhere Temperaturen bis etwa 150°C zugelassen werden können. Hierbei ist zu beachten, dass der Durchhang dieser Seile durch die höheren Temperaturen größer ist als bei Standardseilen. Dies führt dazu, dass gegebenenfalls die vorhandenen Maste erhöht werden müssen oder die Statik der Maste für die größeren Seilzugkräfte angepasst werden muss.

Neben den konventionellen Hochtemperaturleiterseilen sind heute auch Leiterseile erhältlich, deren Aufbau so gewählt wurde, dass auch bei größeren Seiltemperaturen keine übermäßige Längendehnung und damit keine erhöhten Seildurchhänge auftreten. Dies wird dadurch erreicht, dass die Leiterseile alleine am Leiterkern abgespannt werden, so dass dieser alleine das Ausdehnungsverhalten bestimmt. Für den Kern werden außerdem besondere Werkstoffe eingesetzt, die eine geringere Ausdehnung für hohe Temperaturen besitzen. Neben Seilen mit einem Kern aus einem Kohlefaser-Werkstoff (sog. ACCC) sind auch Seile mit einem Kern aus einem Keramikfaser-Aluminium-Verbundwerkstoff (sog. ACCR) erhältlich. Für beide Seiltypen werden Spezialarmaturen benötigt, die ausschließlich bei US-Herstellern nach US-Norm erhältlich sind. Eine durchgängige europäische Normung existiert zurzeit hierzu noch nicht.

Der Vorteil von Hochtemperaturseilen liegt darin, dass vorhandene Trassen hinsichtlich einer höheren Übertragungsleistung ertüchtigt werden können und so der Bedarf für den Netzausbau zumindest vermindert werden kann. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass durch die höheren Ströme und den durch die hohen Temperaturen vergrößerten Leiterseilwiderstand ein erheblicher Zuwachs der Übertragungsverluste (vgl. Abschnitt 2.4) zu erwarten ist. Außerdem sind die Kosten für die Hochtemperatur-Leiterseile um den Faktor 1,1 bis 6 höher als für Standardseile [7].

1.3.2.4. Erdseil

Freileitungen mit Nennspannungen über 110 kV werden üblicherweise mit einem oder mehreren Leiterseilen an der Mastspitze ausgestattet. Diese werden an jedem Freileitungsmast mit der Masterdungsanlage verbunden und besitzen damit Erdpotential. Der Hauptzweck des Erdseils besteht im Schutz der Leiterseile vor direk-

³⁾ TAL steht hierbei für temperaturbeständiges Aluminium

ten Blitzeinschlägen. Unterhalb des Erdseils bildet sich ein sogenannter Blitzschutzraum entsprechend **Abbildung 1.9** aus, der näherungsweise durch die Segmente zweier Kreise begrenzt wird, die durch die Erdseilaufhängung am Mast laufen und den Erdboden als Tangente haben. Der Radius der Kreise ist das Doppelte der Aufhängehöhe h_E des Erdseils am Mast. Werden mehrere Erdseile eingesetzt, dann bildet sich unter jedem einzelnen Erdseil ein Blitzschutzraum entsprechend **Abbildung 1.9** aus, wodurch der geschützte Gesamttraum entsprechend vergrößert wird. Die Wahrscheinlichkeit, dass ein Blitz direkt in eines der Leiterseile einschlägt wird hierdurch erheblich reduziert. Man schätzt, dass trotz der Erdseile noch 1-2 % der Blitze in die Leiterseile einschlagen [3].

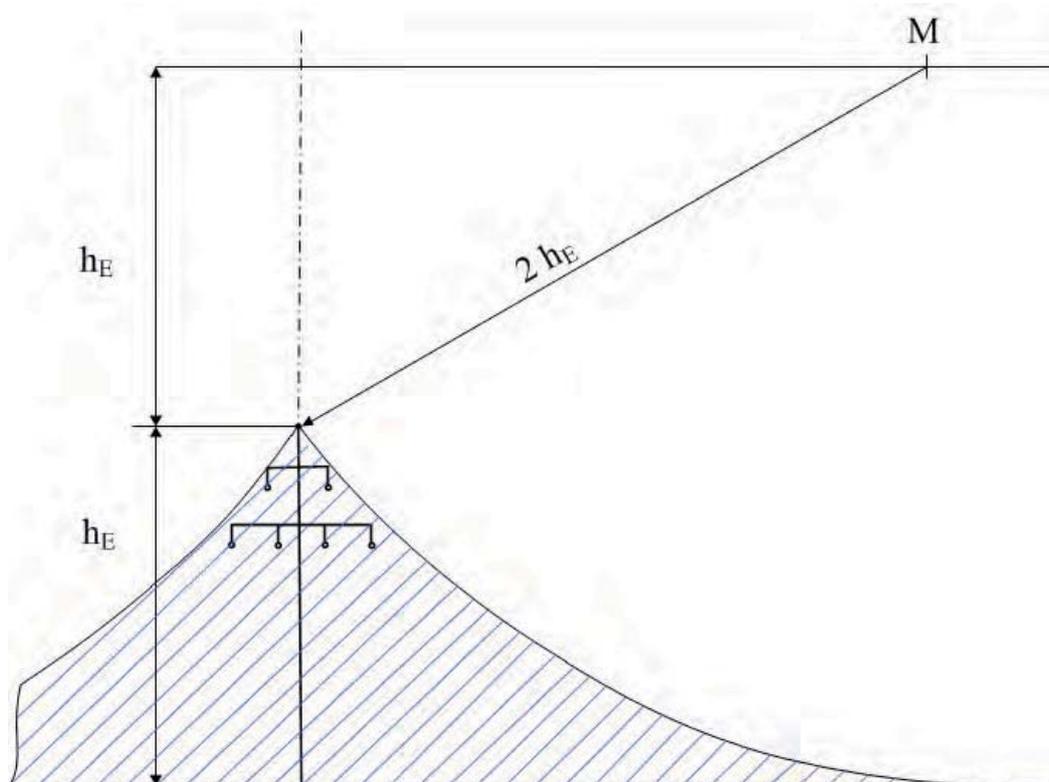
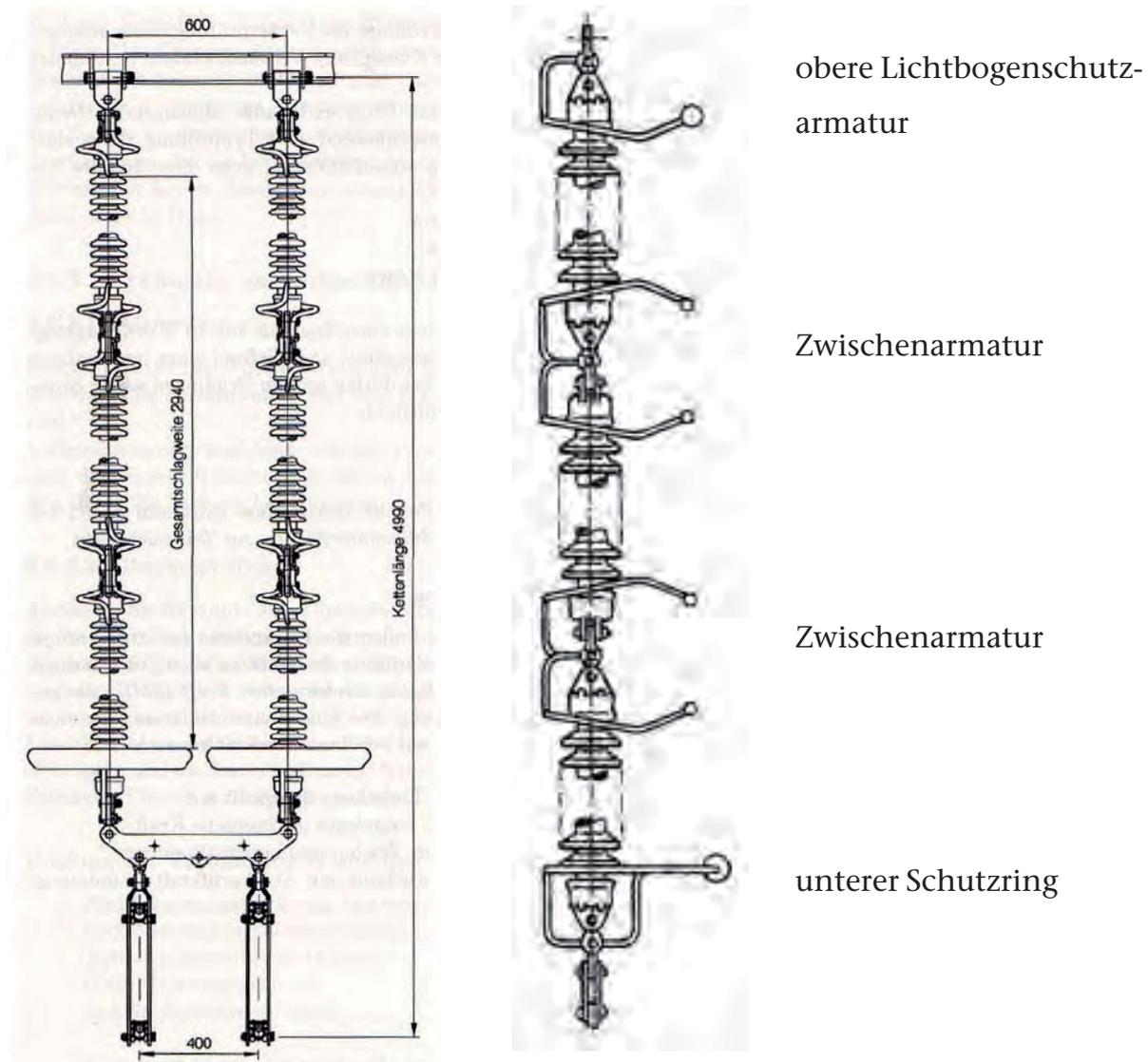


Abbildung 1.9 Blitzschutzraum unterhalb des auf den Mastspitzen verlegten Erdseils

1.3.2.5. Isolatoren und Armaturen

Als Isolatoren werden in der Höchstspannungsebene Hängeisolatoren eingesetzt. In Deutschland werden hierbei zumeist sogenannte Langstabisolatoren aus Porzellan und neuerdings auch Verbundisolatoren aus glasfaserverstärkten Kunststoffen mit Silikongummiüberzug verwendet. Für Spannungen über 110 kV werden diese zu Ketten von zwei (i.d.R. 220 kV) bis drei (i.d.R. 380 kV) Isolatoren zusammengefügt (siehe auch **Abbildung 1.10**).



obere Lichtbogenschutz-
armatur

Zwischenarmatur

Zwischenarmatur

unterer Schutzring

Abbildung 1.10 links: 380-kV-Doppeltragkette für Viererbündel [8]
 rechts: Isolator-kette mit Einhorn-Lichtbogenschutzarmaturen [2]

Die Isolatoren von Freileitungen sind sowohl mechanischen als auch elektrischen Belastungen ausgesetzt und müssen daher so ausgelegt werden, dass beide Beanspruchungen sicher beherrscht werden. Der gewellte Aufbau aus einzelnen Kap-pen dient dazu, dass die Kriechstrecke entlang des Isolators möglichst lang wird. Hierdurch soll erreicht werden, dass auch verschmutzte Isolatoren (z. B. durch Wasser, Salz oder andere Einflüsse) der Betriebsspannung standhalten, und so die Isolierung gegen die geerdeten Masten sichergestellt wird [9].

Als Hochspannungsarmaturen werden sämtliche Zubehörteile bezeichnet. Diese teilen sich gemäß [10] in Leiterseil- und Isolator-Zubehörteile sowie Schutzarmaturen auf. Zu den Leiterseil-Zubehörteilen gehören neben verschiedenen Klemmen und Verbindern auch die Schwingungsdämpfer, Abstandshalter, Flugwarnkugeln, Vogelschutzmarkierungen und Radarmarker. Zu den Isolator-

Zubehörteilen zählen Abstandshalter, verschiedene Klemmen und weitere spezielle Teile.

Die Schutzarmaturen haben die Aufgabe den Isolator gegen die Einwirkungen von Lichtbögen zu schützen und die Potentialverteilung längs des Isolators zu verbessern. Außerdem sollen sie die Randfeldstärken im Bereich der Klemmen reduzieren und hierdurch Sprühercheinungen und Funkstörungen vermindern. Sie müssen so konstruiert sein, dass sie den im Fehlerfall entstehenden Lichtbogen möglichst schnell übernehmen und vom Isolator wegführen. Hierdurch soll eine thermische Beschädigung der Isolatoroberfläche verhindert werden.

1.3.3 Errichtung von Freileitungen

Die baulichen Maßnahmen bei der Errichtung einer Freileitung beschränken sich im Wesentlichen auf die Maststandorte selbst. Vor Beginn der Bauarbeiten ist die gesamte Trassenlänge auf der vollen Schutzstreifenbreite von hohem Bewuchs (Bäumen) zu befreien. Niedriger Bewuchs (z. B. Büsche) kann auf der überspannten Fläche erhalten bleiben, hier sind lediglich die Maststandorte frei zu machen. Danach sind die Baustellen einzurichten und zu sichern. Die für die Montage des Mastes notwendige Arbeitsfläche beträgt etwa 40 x 40 m. Weiterhin ist die Schaffung einer temporären Zuwegung von etwa 4 m Breite notwendig. Hier ist es häufig ausreichend, wenn diese durch Bohlen, Bauplatten oder Baggermatten befestigt werden, je nach Baugrund müssen gegebenenfalls aber auch Baustraßen eingerichtet werden.

Die einzelnen Segmente eines Freileitungsmastes werden direkt an der Baustelle aus einzelnen Bauteilen aus verzinktem Stahl vormontiert und in der Regel mit Hilfe eines Autokranes aufgestellt (siehe Abbildung 1.11, links). Als Fundament (Abbildung 1.11) kommen entweder Bohrfundamente, Rammpfahlgründungen oder vor Ort aus Fertigbeton gegossene Stufenfundamente zum Einsatz. In Sonderfällen, wie z. B. in Bergsenkungsgebieten, können gegebenenfalls auch Plattenfundamente vorgesehen werden.

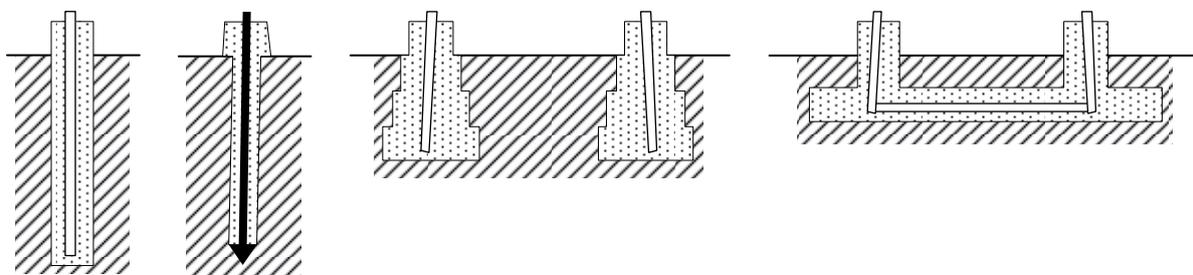


Abbildung 1.11 Mastgründungen: Bohr-, Rammpfahl-, Stufen- und Plattenfundament [11]

Die Auswahl und die Abmessungen eines geeigneten Fundamenttyps sind von verschiedenen Faktoren abhängig. Hierzu zählen im Wesentlichen die aufzuneh-

menden Zug-, Druck- und Querkräfte, die Tragfähigkeit des Baugrundes, die Dimensionierung des Tragwerkes sowie die zur Verfügung stehende Bauzeit.

Die klassische Gründungsart für Freileitungsmaste ist das Stufenfundament. Hierbei wird für jeden Eckstiel des Mastes ein einzelnes zur Betonersparnis abgestuftes, zumeist rundes und unbewehrtes Einzelfundament hergestellt. Die Größe der notwendigen Baugrube richtet sich nach den Abmessungen des Fundaments. In der Regel kann je nach Tragfähigkeit des Bodens von ca. 100 bis 400 m² ausgegangen werden.

Das Bohrfundament eignet sich gut für standfeste und bis zur Gründungssohle wasserfreie Böden. Hierbei wird für jeden der vier Eckstiele des Mastes mit Hilfe eines Erdbohrgerätes eine Bohrung in den Erdboden getrieben, welche dann nach Einbringung des Eckstielfußes mit Beton ausgegossen werden.

Rammpfahlfundamente werden hergestellt, indem mit Hilfe einer fahrbaren Ramme Stahlrohre in den Boden getrieben werden. Diese besitzen eine vergrößerte Pfahlspitze, welche das umgebende Erdreich verdrängt und verdichtet, wobei die hierbei auftretenden Hohlräume während des Rammvorganges mit Flüssigbeton ausgefüllt werden. Die Rammpfahlgründung wird dort eingesetzt, wo tragfähige Bodenschichten erst in größerer Tiefe auftreten oder der Erdboden stark wasserhaltig ist.

Allen Fundamenttypen ist gemeinsam, dass oberhalb der Erdoberkante nur die vier in der Regel runden Fundamentköpfe (Durchmesser ca. 1,0-1,2 m) sichtbar sind, an die die Eckstiele des Mastes angeschlossen werden [12]. Damit ergibt sich eine Oberflächenversiegelung pro Maststandort von ca. 4-8 m². Bohr- und Rammpfahlgründungen können je nach Bodenverhältnissen und Masttyp bis in eine Tiefe von 15-20 m reichen. Die Gesamtgröße der Platten- und Stufenfundamente ist ebenfalls von den Bodenverhältnissen und dem gewählten Masttyp abhängig und kann zwischen etwa 10 m×10 m und 20 m×20 m betragen. Hierbei beträgt die Gründungstiefe ca. 2,80 m unter Erdoberkante. Bei den Gründungsarbeiten werden je nach Gründungsart verschiedene schwere Geräte eingesetzt. Neben Baggern, Rammen und Erdbohrgeräten zählen hierzu auch LKW mit denen der bei Bohr-, Stufen- und Plattenfundamenten anfallende Erdaushub ab- bzw. der notwendige Beton angefahren werden.

Zum Einzug der Leiterseile werden zunächst an jedem Mast Hilfsrollen angebracht, durch die im ersten Schritt leichtere Hilfsseile und dann die Zugseile durchgeführt werden. In sensiblen Bereichen oder in unwegsamem Gelände kann das Einziehen der Hilfsseile auch per Hand oder mit Hilfe eines Hubschraubers erfolgen. Die Leiterseile selbst werden auf Seiltrommeln mit Seillängen bis zu 3000 m an die Baustelle angeliefert. Alle Teilleiter eines Bündels werden gemeinsam mit Hilfe einer Seilwinde von den Spulen auf die Maste eingezogen. Um ein Durchdrehen der Seiltrommeln zu verhindern, müssen diese hierzu mit einer

Bremse versehen sein. Zur Verbindung der Leiterseile sind verschiedene Verbindungselemente erhältlich, die entweder nicht lösbar oder lösbar ausgeführt sind. Sind die Leiterseile eingezogen, erfolgt abschließend die Einstellung des Durchhanges und die Installation der Abstandshalter, welche von einem Leitungsfahrgewagen aus durchgeführt wird (siehe Abbildung 1.11, rechts). Für die Beseilungsarbeiten entsteht an den Trommelplätzen bzw. den Standorten für die Seilzugwinden ein Flächenbedarf von ca. 450 m². Hier ist ebenfalls eine temporäre Zuwegung notwendig



Abbildung 1.12 Bau einer Freileitung (links [5], rechts [13])

1.3.4 Querung von Verkehrswegen, Gewässern und Waldgebieten

Die Querung von Verkehrswegen und Gewässern ist mit Freileitungen verhältnismäßig unkompliziert, da sie in den meisten Fällen überspannt werden können. Müssen besonders weite Strecken überbrückt werden oder sehr große Durchfahrhöhen sichergestellt werden, so sind Sondermaste einzusetzen. Ein Beispiel hierfür ist die Elbekreuzung bei Stade. Sie wurde zwischen 1976 und 1978 im Zuge der Freileitung zwischen den Umspannwerken Dollern und Wilster errichtet und 1978 in Betrieb genommen. Die für vier 380-kV-Drehstromsysteme ausgelegte Elbekreuzung besteht aus zwei Abspannmasten mit Höhen von 76 und 62 m und zwei Tragmasten von jeweils 227 m Höhe, die alle in Tonnenmast-Bauweise ausgeführt wurden. Die Tragmaste gelten damit als die höchsten Freileitungsmaste in Europa. Die enorme Masthöhe musste gewählt werden, da in Bezug auf die Schifffahrt auf der Elbe eine Durchfahrhöhe von 75 m bei einer Spannweite von etwa 1170 m sichergestellt werden musste.



Abbildung 1.13 Elbekreuzung bei Stade

Bei der Querung von Waldgebieten mit Freileitungen ist zu beachten, dass entlang der Trasse ein Schutzstreifen von typischerweise ca. 70 m Breite von hochwachsendem Bewuchs freigehalten werden muss. Die tatsächliche Breite des Schutzstreifens kann durch die Wahl der Mastform und der Spannweite beeinflusst werden.

1.4 Drehstrom-Kabel

1.4.1 Allgemeines

Die Entwicklung der Kabel begann zeitgleich mit der Entwicklung von Freileitungen. Bereits 1847 verlegte Siemens in Berlin mit Guttapercher isolierte Leitungen. Im Laufe der Zeit wurden Kabel für immer höhere Spannungsebenen entwickelt. Das erste 380-kV-Ölkabel wurde bereits 1952 in Schweden verlegt, um ein Kavernenkraftwerk mit dem Übertragungsnetz zu verbinden. Bis Anfang der 90er Jahre standen für 380-kV-Kabelverbindungen ausschließlich Ölkabel zur Verfügung. Zum Ausbau der Berliner Diagonalverbindung wurden 1978 zwischen dem UW Reuter und dem UW Mitte (8,1 km) und 1994 zwischen dem UW Reuter und der

Schaltanlage Teufelsbruch (7,6 km) jeweils zwei Niederdruck-Ölkabel mit direkter Wasserkühlung und einer Übertragungsleistung von 2x1120 MVA verlegt.

Die aus Sicht der Betriebsführung und des Umweltschutzes vorteilhafteren Kabel mit einer Isolation aus Polyethylen oder vernetztem Polyethylen (PE- oder VPE-Kabel) standen schon ab Ende der 60er Jahre für Spannungen bis 220 kV zur Verfügung [14]. Die Entwicklung von Kunststoffkabeln für die Höchstspannung scheiterte jedoch lange an der Verfügbarkeit geeigneter Muffen, so dass das erste 380-kV-PE-Kabel der Welt erst 1986 die Serienreife erreichte. 1997 wurde in Dänemark die bisher längste 380-kV-VPE-Kabelstrecke der Welt errichtet. Sie verbindet Kopenhagen über 22 km mit dem UCTE-Verbundnetz. Auch in Berlin wurden 1998 und 2000 zum Ausbau der Diagonalverbindung zwei 380-kV-VPE-Doppelkabelsysteme in Betrieb genommen. Die Kabel wurden auf zwei Abschnitten zwischen den UW Mitte und Friedrichshain (6,3 km) und weiter nach Marzahn (5,2 km) in zwangsbelüfteten Tunneln errichtet und können eine Leistung von 1100 MVA pro System übertragen.

Die meisten heute installierten Kabelsysteme wurden vornehmlich im städtischen Bereich oder als Seekabelverbindungen auf kurzen Strecken eingesetzt. **Tabelle 1.2** gibt einen Überblick über die zurzeit europaweit in Betrieb befindlichen 380-kV-Kabel mit den zugehörigen Kabellängen.

Tabelle 1.2 In Europa in Betrieb befindliche 380-kV-Drehstrom-VPE- und Öl-Kabel [15], [16], [17]

Standort	Systeme /Typ	Länge in km	Querschnitt in mm ²	Leistung in MVA	Bemerkung
Kopenhagen	1 / VPE 1 / VPE	22 14	1600 Cu 1600 Cu	975 800	Stadtkabel in Kopenhagen
Berlin	2 / Öl 2 / VPE	15,7 12,9	unbek. 1600 Cu	1100 gekühlt 1100	Kabelverlegung in Tunnelanlage zur Querung Berlins
Aalborg-Aarhus	2 / VPE	2,5 4,5 7,0	1200 Al	500	drei Zwischenverkabelungen im Zuge einer 140 km langen Freileitung aus politischen Gründen (Bürgerproteste), großer Nähe zu Wohnbebauung und zum Landschaftsschutz [18]
Madrid	2 / VPE	12,1	2500 Cu	1390 (Sommer) 1720 (Winter)	zwei parallele 380-kV-VPE-Kabel in Tunnelbauweise als Ersatz für Freileitung am Rande des Madrider Flughafens
London	1 / VPE	20	2500 Cu	1600	Kabelverlegung in Tunnelanlage zur Querung Londons vom Zentrum in die Vorstadt
Middlesbrough-York (UK)	2x2 / Masse	5,7	2000 Cu	700	Zwischenverkabelung im York-Tal im Zuge einer 70 km langen Freileitung, aufgrund von Bürgerprotesten und Landschaftsschutz
Turbigo-Rho (IT)	2 / VPE	8	2000 Cu	1050	vorrangiges Projekt im Rahmen der Transeuropäischen Netzwerke für Energie (TEN-E)
Waterweg/Calandkanaal-Dutch waterway crossing (NL)	2 / VPE	1,3 0,8	1600 Cu	1000	Installation einer Erdkabelverbindung unter den Wasserwegen "Nieuwe Waterweg" and "Calandkanaal" zur Fertigstellung des Westrings des 400 kV-Netzes in den Niederlanden.
Nordeinspeisung Wien	2 / VPE	5,2	1200 Cu	620 ungekühlt 1040 gekühlt	erdverlegtes Stadtkabel mit Möglichkeit zur Kühlung
Spanien-Marokko	2 / Masse	28,5	unbek.	600	Seekabel zur Verbindung der 380-kV-Netze von Spanien und Marokko

1.4.2 Aufbau von Höchstspannungskabeln

Ein Höchstspannungskabel ist ein hochkomplexes System, bei dem hohe Potentialunterschiede auf kleinen Strecken und damit große elektrische Feldstärken beherrscht werden müssen. Aus thermischen Gründen und um die notwendige Flexibilität und kleine Kabelgewichte zu erreichen, werden die Kabel als sogenannte Einleiterkabel ausgeführt. Die Hauptbestandteile eines Kabels sind (siehe auch **Abbildung 1.14**):

- Leiter
- Isolierung
- metallische Schirme
- Außenmantel

Als Leitermaterial kommt für Höchstspannungskabel in aller Regel Kupfer zum Einsatz. Alternativ kann der Leiter auch aus dem kostengünstigeren und wesentlich leichteren Aluminium gefertigt werden. Dieses besitzt jedoch den Nachteil, dass sein spezifischer Widerstand mit einem Wert von $\rho_{Al} = 26,5 \text{ m}\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ erheblich größer ist als der von Kupfer $\rho_{Cu} = 16,8 \text{ m}\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$. Dies führt dazu, dass der Leiterquerschnitt A eines Aluminiumkabels für den gleichen Bemessungsstrom und gleiche Verluste entsprechend der Verhältnisse der spezifischen Widerstände größer sein muss, als für ein gleichwertiges Kupferkabel (siehe Gl. (1.1)).

$$A_{Al} = \frac{\rho_{Al}}{\rho_{Cu}} A_{Cu} \approx 1,6 \cdot A_{Cu} \quad (1.1)$$

Der Aufbau eines extrudierten 380-kV-VPE-Kabels mit seinen unterschiedlichen Lagen zur Isolation, Feldsteuerung, Umhüllung und Schirmung ist in Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. ersichtlich.



Abbildung 1.14 380-kV-VPE-Kabel (Quelle: Brugg Cables)

Bei Hoch- und Höchstspannungskabeln mit Querschnitten von mehr als 1000 mm^2 werden zumeist mehrdrätige Sektorleiter verwendet (siehe auch **Abbildung 1.14**), um die Auswirkungen des sogenannten Skin- und Proximity-

Effektes, das heißt die Verdrängung des Stromes auf den äußeren Leiterquerschnitt, und die hiermit verbundenen höheren stromabhängigen Verluste zu mildern.

Für die Isolierung der Kabel können entweder getränkte Papierisolationen (Masse- oder Öl-Kabel) oder Kunststoffe (z.B. vernetztes Polyethylen) genutzt werden. Für Neubauten haben sich heute jedoch aus Umweltschutzgründen Kunststoffkabel mit einer Isolierung aus vernetztem Polyethylen (VPE) durchgesetzt. Für die klassische netzgeführte Hochspannungsgleichstromübertragung werden jedoch masseimprägnierte Kabel eingesetzt, da sich in Kunststoffkabeln Raumladungen ausbilden und das Kabel daher durch die zur Leistungsrichtungsänderung notwendige Spannungsumkehr beschädigt werden würde. Reine Öl-Kabel werden heute für die HDÜ und HGÜ nicht mehr neu gebaut.

Die notwendige Wandstärke der Isolierung ist abhängig von der Betriebsspannung des Kabels. Für ein VPE-Kabel mit einer Betriebsspannung von 380 kV beträgt sie zwischen 25 und 27 mm, woraus sich bei einem Querschnitt von 2500 mm² ein Außendurchmesser von etwa 14,2 cm ergibt. Unterhalb der Isolierung wird auf den Leiter eine Schicht aus leitfähigem Kunststoff aufgebracht. Diese innere Leitschicht soll die Oberfläche des Leiters glätten und das elektrische Feld homogenisieren, wodurch das Entstehen von Teilentladungen durch Feldstärkeüberhöhungen verhindert werden soll.

Eine weitere leitfähige Schicht wird aus den gleichen Gründen außen auf die Isolierung aufgebracht (äußere Leitschicht). Ihr folgen eine ebenfalls leitfähige Polsterschicht, die die Isolierung vor einer mechanischen Beschädigung schützen soll und eine Lage Kupferdrähte als elektrische Schirmung. Der Schirm wird in der Regel auf beiden Seiten des Kabels geerdet, wobei für kurze Kabel bis zu einer Länge von etwa 500 m auch eine einseitige Erdung ausreichend ist [3]. Hierdurch werden sowohl der Mantel als auch die leitfähige Polsterschicht und die äußere Leitschicht auf das Erdpotential gezogen, und das elektrische Feld breitet sich in Folge des zylindrischen Kabelaufbaus radial aus. Durch diese Feldsteuerung sollen Feldverdichtungen und daraus folgende Teilentladungen vermieden werden. Durch die Erdung des Schirmes wird weiterhin bewirkt, dass das elektrische Feld nur zwischen dem Leiter und dem Schirm auftritt und nicht nach außen dringt. Eine weitere Aufgabe des metallischen Schirmes besteht darin, im Normalbetrieb die kapazitiven Ladeströme und im Kurzschlussfall den Kurzschlussstrom abzuleiten.

Oberhalb der elektrischen Schirmung schließt sich entweder ein Aluminium-Wellmantel oder ein längslaufend aufgebrachtes, beschichtetes Aluminiumband an. Diese sollen das Kabel gegen das Eindringen von Wasser schützen und so die sogenannte Querwasserdichtigkeit sicherstellen. Um eine Beschädigung der Querwassersperre durch die Kupferdrähte des elektrischen Schirmes zu vermeiden, wird zwischen beiden eine zusätzliche Beförderung als Trennschicht (Druckschutz) auf das Kabel aufgebracht. Diese Schicht kann auch aus einem quellfähi-

gen Material bestehen, welches verhindert, dass sich Wasser, welches trotz Quersperre in das Kabel eingedrungen ist, längs des elektrischen Schirmes ausbreitet. Derartig aufgebaute Kabel werden auch als längswasserdicht bezeichnet. Es ist außerdem möglich und auch empfehlenswert einen Lichtwellenleiter in den Drahtschirm zu integrieren. Hiermit lässt sich ein sogenanntes Temperaturmonitoring durchführen und das thermische Längsprofil des Kabels überwachen. Hierdurch kann eine lokale Übererwärmung rechtzeitig erkannt und die Bildung von sogenannten hot spots wirksam erkannt werden. Als äußerste Schicht schließt der Kabel- oder Außenmantel, der heute zumeist aus einer Schicht Polyethylen besteht, das Kabel nach außen hin ab. Der Außenmantel dient so als mechanischer Schutz vor Beschädigungen für die weiter innen liegenden Schichten.

Die maximalen Betriebsspannungen der heute verfügbaren Drehstrom-Kabelsysteme können **Tabelle 1.3** entnommen werden.

Tabelle 1.3 Maximale Betriebsspannungen heute verfügbarer Kabelsysteme für Drehstrom [19], [20]

Isolation	maximale Betriebsspannung
VPE	Landkabel bis 550 kV Seekabel bis 245 kV
Papier-Masse	500 kV
Öl	bis 420 kV

1.4.3 Kabelgarnituren

Kabelendverschlüsse und Muffen werden allgemein auch als Kabelgarnituren bezeichnet. Kabelendverschlüsse dienen dazu, ein Kabel vor der Einführung in eine Schaltanlage abzuschließen und gleichzeitig vor dem Eindringen von Schmutz und Feuchtigkeit zu schützen. Muffen dienen zur Verbindung von Kabeln und Kabelstücken. Sie werden allgemein eingeteilt in Verbindungsmuffen zur Verbindung von Kabeln gleichen Typs und Übergangsmuffen zur Verbindung von Kabeln unterschiedlichen Typs. Hinzu kommen noch sogenannte Crossbonding-Muffen, die dazu dienen die metallischen Schirme der Kabel auszukreuzen, um so zu große Schirmströme und die damit verbundenen Verluste zu reduzieren. Eine Beschreibung des Crossbondings kann Abschnitt 1.4.4 entnommen werden.

Da in Muffen und Endverschlüssen die äußere Leitschicht abrupt in einer Kante endet, ist an diesen Stellen besonderer Wert auf die Steuerung des elektrischen Feldes zu legen, da es ansonsten zu Feldstärkeüberhöhungen und daraus folgend zu Teilentladungseffekten kommen kann, die eine schleichende Zerstörung der Kabelisolation und daran anschließend den Ausfall des Kabels zur Folge hätten. Die Installation ist daher sehr sorgfältig von Fachkräften mit ausreichender Erfahrung und unter möglichst reinen Bedingungen durchzuführen und deshalb sehr zeitaufwendig.

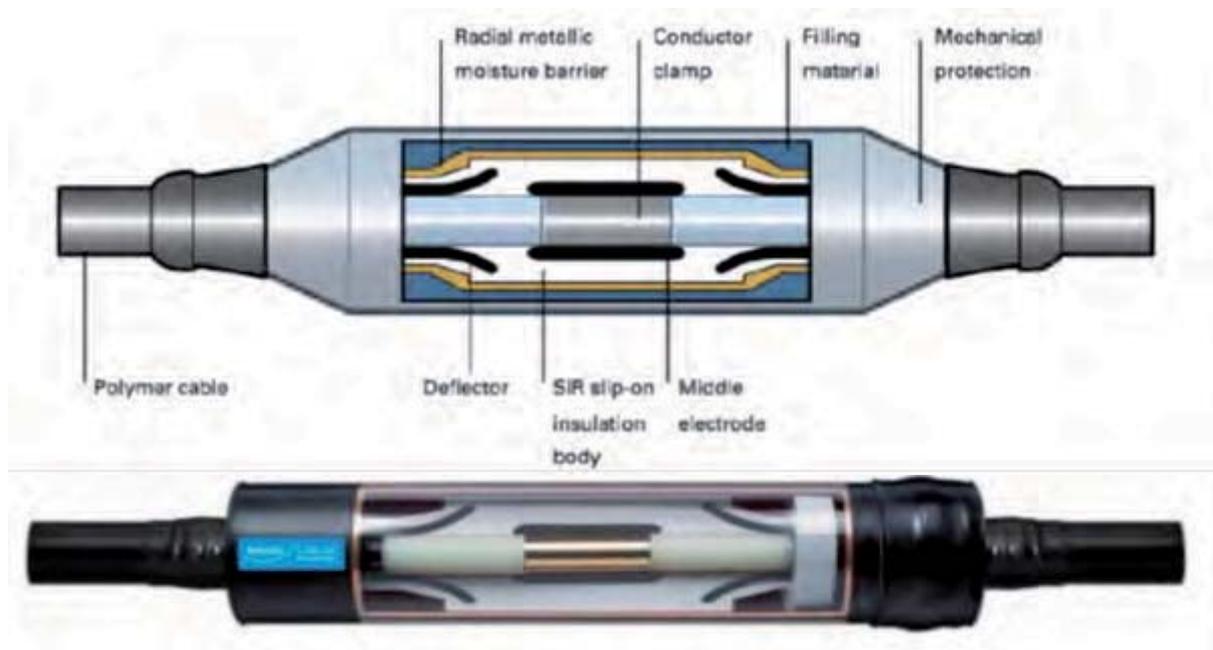


Abbildung 1.15 380-kV-Muffe für VPE-Kabel [21]

Die Muffen sind mechanisch zu fixieren, um Beanspruchungen durch Dehnungen oder Stauchungen aufgrund von thermisch bedingten Längenänderungen zu vermeiden. Um eine genügende Montagefreiheit zu erreichen, werden die Kabel im Bereich der Muffen auf einen Abstand von etwa 1,5 m gespreizt und die Muffen der einzelnen Phasen versetzt angeordnet [4]. Die mechanische Fixierung der Muffen kann erfolgen, indem in Abständen von etwa 600 bis etwa 900 m (je nach maximaler Kabellieferlänge, räumlichen Gegebenheiten und Wahl der Abschnittslängen) Muffenbauwerke aus Beton errichtet werden [16]. Solche Muffenbauwerke haben eine Länge von etwa 10 m, eine Breite von etwa 3 m und eine Tiefe bis zu 2 m. In den Muffenbauwerken werden außerdem Mess- und Kontrolleinrichtungen untergebracht (z. B. Anlagen zur Teilentladungsmessung). Alternativ können die Muffen auch direkt in Sand gelegt werden und auf Platten aus Beton befestigt werden. Muffenbauwerke haben den Vorteil, dass die Muffen im Fehlerfall schneller zugänglich sind und die erforderlichen Mess- und Kontrolleinrichtungen sowie die Crossbonding-Kästen (siehe auch Abschnitt 1.4.4) aufnehmen können. Sie sind aber insgesamt kostenintensiver.



Abbildung 1.16 380-kV-Tunnelbauwerk mit Kabelmuffe, Flughafen Madrid. [16]

1.4.4 Crossbonding

Um die Schirmströme und die daraus resultierenden Zusatzverluste klein halten zu können, müssen die Kabelschirme in regelmäßigem Abstand ausgekreuzt werden (Crossbonding). Das Kabel wird hierzu in mindestens drei Abschnitte aufgeteilt, die zusammen einen sogenannten Crossbonding-Hauptabschnitt bilden. Entlang eines solchen Hauptabschnittes werden die Kabelmäntel an zwei Stellen so ausgekreuzt, dass jeweils die Schirme aller drei Phasen in Reihe geschaltet werden (siehe auch **Abbildung 1.17**). Hierdurch wird erreicht, dass sich die entlang der Schirme induzierten Spannungen, die wie die Leiter-Erde-Spannungen ein Drehstromsystem bilden, im Idealfall zu Null addieren und somit zu keinen oder zumindest sehr kleinen resultierenden Schirmströmen führen. Das Auskreuzen der Schirme geschieht in Verbindung mit speziellen Muffen in sogenannten Cross-Bonding-Kästen, die neben der Kabelanlage oder innerhalb des Muffenbauwerkes errichtet werden und die zu Wartungszwecken zugänglich sein sollten. Die Kästen bestehen in der Regel aus Metall und haben eine Abmessung von typischerweise 30,5 x 68 x 61 cm (H x B x T). Die in den Crossbonding-Muffen getrennten Schir-

me werden mittels Koaxialkabeln in den Kasten geführt und dort vertauscht. Zum Schutz vor hohen Überspannungen an den Schirmen sind Überspannungsableiter gegen Erde vorzusehen.

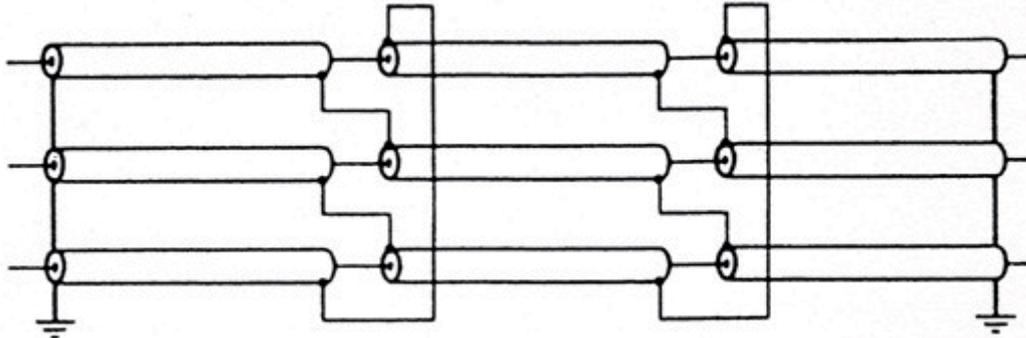


Abbildung 1.17 Auskreuzen der Kabelschirme bei Drehstrom-Einleiterkabeln (Cross-Bonding)

Die maximale Länge eines Crossbonding-Hauptabschnittes richtet sich nach den zulässigen Schirmspannungen, in der Regel geht man jedoch von etwa 6-9 km aus, woraus sich für die Unterabschnitte eine Länge von etwa 2-3 km ergibt.

1.4.5 Kabellegung

1.4.5.1. Allgemeines

Kabel werden entweder in einem im klassischen Tiefbau errichteten Kabelgraben (i. d. R. in freiem Gelände) oder einem in offener oder geschlossener Bauweise gebauten Kabeltunnel (i. d. R. städtisches Gelände) verlegt. Bis zu einer Spannung von maximal 110 kV werden Kabel heute auch eingepflügt, für 380 kV ist dies bislang nicht möglich. Neben dem Kabelgraben bzw. -tunnel gehören zu einer Kabelanlage noch die Muffenbauwerke, die die notwendigen Muffen enthalten, Monitoringsysteme, Teilentladungsmesseinrichtungen, Schutzsysteme inklusive der notwendigen Messwandler sowie Kompensations- und ggf. Kühlanlagen. Weiterhin sind jeweils an den beiden Kabelenden sowie an den Übergängen auf die Kompensationsanlagen oder auf weiterführende Freileitungen Kabelendverschlüsse und die notwendigen Übergangsanlagen zu installieren.

1.4.5.2. Verlegung im offenen Kabelgraben

Die Verlegung von 380-kV-Kabeln im offenen Gelände wird in der Regel im klassischen Tiefbauverfahren in einem offenen Kabelgraben realisiert. Für die Tiefe des Kabelgrabens wird mit Rücksicht auf eine mögliche landwirtschaftliche Nutzung oberhalb der Trasse mit einer Mindestabdeckung der Kabel von 1,50 m gerechnet. Die Breite des Kabelgrabens ist abhängig von der Anzahl der Kabelsysteme sowie den gewählten System- und Leitermittenabständen.

Um einem Einsturz des Kabelgrabens vorzubeugen ist das Grabenprofil nach "DIN 4124 Baugruben und Gräben" [22] herzustellen. Für nicht bindige Böden wird die

Böschung mit einem Winkel von 45° bis auf die Sohle des Kabelgrabens hinab ausgehoben. Der Bodenaushub muss mindestens 60 cm von der Böschungskante entfernt gelagert werden. Da nur ein Teil des Erdaushubes zur Wiederverfüllung des Grabens benötigt wird, ist der andere Teil mittels LKW abzutransportieren. Hierfür und für weiteres schweres Gerät muss für die Bauphase auf mindestens einer Seite des Kabelgrabens eine Baustraße errichtet werden. Diese muss gemäß DIN 4124 [22] eine feste Deckung von mindestens 15 cm Deckung (z. B. Beton, Asphalt oder im Verbund liegendes Pflaster) aufweisen. Wenn keine Anforderungen an den seitlichen Abstand zur Böschung resultieren, werden derartige Baustraßen häufig auch aus Schotter oder aus aufbereitetem Bauschutt hergestellt. Dieses Material bietet den Vorteil, dass es einfach eingebaut und wieder entfernt werden kann. Gegebenenfalls kann es auch wiederverwertet und damit mehrfach verwendet werden.

Bei stark wasserhaltigen Böden kommt es durch den offenen Kabelgraben zu einer Dränagewirkung, die ein Volllaufen des Grabens bewirkt. Hierdurch wird es dann während der Bauzeit notwendig, den Kabelgraben von Wasser frei zu halten. Man spricht in diesem Zusammenhang auch von Wasserhaltung. Dies kann z. B. durch das Verlegen von Dränagerohren unterhalb der Kabel und Abpumpen des anfallenden Wasser erfolgen. Um nicht dauerhaft in den Wasserhaushalt einzugreifen, ist das Dränagerohr nach Abschluss der Arbeiten wieder zu entfernen. In besonders wasserhaltigen Gebieten, z. B. Moorgebieten, kann auch das beidseitige Spunden des Kabelgrabens notwendig werden. Vor den Spundwänden müssen dann Pumpen installiert werden, um das eintretende Wasser abzupumpen.

Für die Verlegung von 380-kV-Kabeln kommt aus thermischen Gründen nur die Verlegung von Einleiterkabeln in ebener Anordnung in Frage. Die Kabel sind in Abhängigkeit von den vorliegenden Bodenverhältnissen gegebenenfalls in ein thermisch stabilisierendes Bettungsmaterial zu verlegen, um eine mögliche Bodenaustrocknung und damit einher gehende Verschlechterung des thermischen Bodenwiderstandes wirksam verhindern zu können (siehe auch Teil II). Dies besteht entweder aus einem speziellen Sandgemisch mit einer bestimmten Körnung und Wärmeleitfähigkeit oder aus einem Gemisch aus Sand und Zement (Magerbeton), welches im Laufe der Zeit aushärtet und so eine feste Schicht bildet. Magerbeton hat den Vorteil, dass er vergleichsweise unempfindlich gegen Erosion ist und auch bei steilen Trassen nicht durch Regen ausgewaschen wird. Außerdem bietet er einen mechanischen Schutz. Nachteilig ist, dass er im Falle eines Kabelfehlers nur durch den Einsatz von Maschinen zu lösen ist und außerdem zur Flächenversiegelung beiträgt.

Um eine mechanische Beschädigung der Kabel, z. B. durch Baumaschinen zu verhindern, müssen oberhalb der Kabel Trassenwarnbänder eingebracht werden. Zusätzlich sind oberhalb der thermischen Bettung Kunststoff-, Betonplatten oder einfacher Maschendraht aufzubringen. Alternativ können die Kabel auch in soge-

die Größe als auch das Gewicht einer solchen Kabeltrommel machen teure Sondertransporte erforderlich. Inklusive Fahrzeug kann ein solcher Transport ein Gewicht von bis zu ca. 70 t erreichen. Zum Entladen der Trommeln bzw. zum Umsetzen auf dem Lagerplatz werden Schwerlastkräne mit einer Tragkraft im Bereich von etwa 200 t benötigt. Bei einem konkreten Projekt ist daher zu prüfen, ob nicht kürzere Lieferlängen gewählt werden, um den Transportaufwand und damit die Kosten niedrig zu halten. Hier ist eine Abwägung von Kosteneinsparung und Nutzen notwendig, da man aus technischen Gründen möglichst große Kabellängen wählen würde, um die Anzahl der Muffen möglichst klein zu halten.



Abbildung 1.19 Kabelzug bei einem 380-kV-Kabel (630 mm², 560 MVA) Mendrisio Cagno [21]

Die genauen Abmessungen der Kabelgräben und Kabeltrommeln, sowie die anfallenden Mengen an Bodenaushub und Bettungsmaterial sind stets vom konkreten Projekt sowie den damit verbundenen örtlichen Gegebenheiten abhängig. Die Angaben in **Tabelle 1.4** geben daher nur grobe Anhaltswerte für die beim Bau von Höchstspannungskabeln auftretenden Dimensionen.

Tabelle 1.4 Dimensionen im Bereich Höchstspannungskabel [4]

Kabelgewicht	bis 40 kg/m
Trommelgewicht	bis 40.000 kg
Trommeldurchmesser	bis 4,40 m
Trommelbreite	bis 2,60 m
Regelgrabentiefe	bis 1,75 m
Sohlenbreite	bis 15 m
Bodenaushub	bis 30 m ³ pro m Kabelgraben
Bedarf an Bettungsmaterial	bis 10 m ³ pro m Kabelgraben
Trassenbreiten	bis 50 m

1.4.5.3. Tunnellegung

Die Verlegung von Höchstspannungskabeln in einem begehbaren Tunnel (**Abbildung 1.20**) bietet den Vorteil, dass sowohl das Kabel als auch die Muffen vor mechanischen Beschädigungen geschützt sind und für Reparaturen jederzeit zugänglich bleiben. Wird zur Kühlung der Kabel Luft durch den Tunnel geblasen, lässt sich die Leistungsfähigkeit der Kabel steigern. Diese Vorteile werden jedoch durch hohe Investitionskosten für die Tunnelanlage erkauft. Aus diesem Grund finden Tunnellösungen ausschließlich in städtischem Gebiet Anwendung, wo eine Verlegung in klassischer Tiefbauweise nahezu unmöglich ist.


Abbildung 1.20 380-kV-Kabelanlage in Berlin

Der Bau des Tunnels erfolgt entweder in geschlossener oder offener Bauweise. Bei der geschlossenen Bauweise wird der Tunnel im klassischen bergmännischen Vortrieb errichtet. Hierbei kommen entweder Tunnelbohrmaschinen zum Einsatz, oder der Vortrieb erfolgt durch Sprengen. Bei der offenen Bauweise wird zunächst ein Graben geöffnet in den nachfolgend der Tunnel eingebaut wird. Hierbei kommen entweder Fertigteile zum Einsatz, oder der Tunnel wird Vorort aus Beton gegossen.

Neuerdings wird hierbei auf die Bewehrung mit Stahl verzichtet, wodurch sich Kostenvorteile und eine höhere Baugeschwindigkeit, ohne den Verlust der Festigkeit, erzielen lassen sollen. Dieser sogenannte Infrastrukturkanal soll eine lichte Weite von typischerweise $2,0 \times 2,1$ m besitzen (siehe auch [20]) und könnte damit maximal zwei Drehstrom-Kabelsysteme aufnehmen. Für größere Leistungen müsste daher gegebenenfalls ein zweites Tunnelsystem errichtet werden. Die Herstellerfirma des Infrastrukturkanals gibt laut [20] Gesamtkosten von etwa 750.000-950.000 €/km an. Hierin sollen die Kosten für die notwendigen Einstiegsbauwerke und Belüftungsschächte bereits enthalten sein. Im Vergleich zur Verlegung im offenen Graben, wo mit Kosten von ca. 664.000 €/km für zwei parallele Kabelsysteme gerechnet wird (siehe auch Bericht Teil IV), ergeben sich damit deutliche Mehrkosten. Die Baugeschwindigkeit soll zudem bei etwa 15 m pro Tag liegen, was den Tunnel für längere Strecken ungeeignet macht.

1.4.5.4. Querung von Verkehrswegen

Die Querung von Verkehrswegen oder Gewässern ist mit Kabeln meist aufwendiger und damit teurer als bei Freileitungen. Kleinere Straßen (z. B. Kreisstraßen) werden in der Regel in herkömmlicher Tiefbauweise aufgerissen und nach Kabellegung wieder instandgesetzt. Die Querung von Gewässern und größeren Straßen (z. B. Bundesstraßen oder Autobahnen) erfolgt heute meist in geschlossener Bauweise mit Hilfe von Bohrpress- oder Horizontalbohrverfahren (HDD-Horizontal Directional Drilling).

Die Besonderheit der HDD-Bohrung (siehe **Abbildung 1.21**) liegt in dem flexiblen und exakt ortbaren Bohrgestänge, mit welchem auch enge Kurvenradien erreicht werden können. Die exakte Richtungsbestimmung erfolgt durch ein Ortungssystem im Bohrkopf, der von der Oberfläche aus mit Hilfe von elektromagnetischen Signalen gut verfolgt werden kann. Die Steuerung des Bohrkopfes erfolgt über eine asymmetrische Schrägfläche am Bohrkopf, mit der sich jede gewünschte Richtungsänderung durchführen lässt.

Bei einer HDD-Bohrung wird zunächst mit einem sehr dünnen Bohrgestänge eine Pilotbohrung durchgeführt. Das so entstandene Bohrloch wird dann nachfolgend in einem oder mehreren Aufweitungsbohrgängen auf den gewünschten Durchmesser aufgeweitet. Die Aufweitung erfolgt stets im Rückwärtsgang, indem der Aufweitkopf durch das Bohrloch hindurch gezogen wird. Sind mehrere

Aufweitgänge zur Erreichung des gewünschten Durchmessers notwendig, wird hinter dem Aufweitkopf stets ein Bohrgestänge für die nächste Aufweitungsstufe mitgeführt. Beim letzten Aufweitgang wird dann ein Leerrohr aus Kunststoff oder Stahl hinter dem Aufweitkopf in das Bohrloch eingezogen. Diese Kabelschutzrohre bieten zwar einen höheren Schutz, führen aber auch dazu, dass die im Kabel entstehende Wärme schlechter abgeführt werden kann (siehe Teil II). Um einen thermischen Engpass zu vermeiden, müssen die Kabelabstände daher im Bereich der Querung vergrößert werden, was wiederum negative Auswirkungen auf die resultierenden Magnetfelder des Kabels hat (siehe Teil III).



Abbildung 1.21 HDD-Bohrung [5]

Die maximal mögliche Länge für HDD-Bohrungen liegt heute bei etwa 2,5 bis 3 km. Hierzu werden Großbohrgeräte mit einer Zugkraft im Bereich von etwa 450 t benötigt. Wie **Abbildung 1.22** zeigt liegen die erreichbaren Rohrdurchmesser hierbei im Bereich von etwa 1 m.

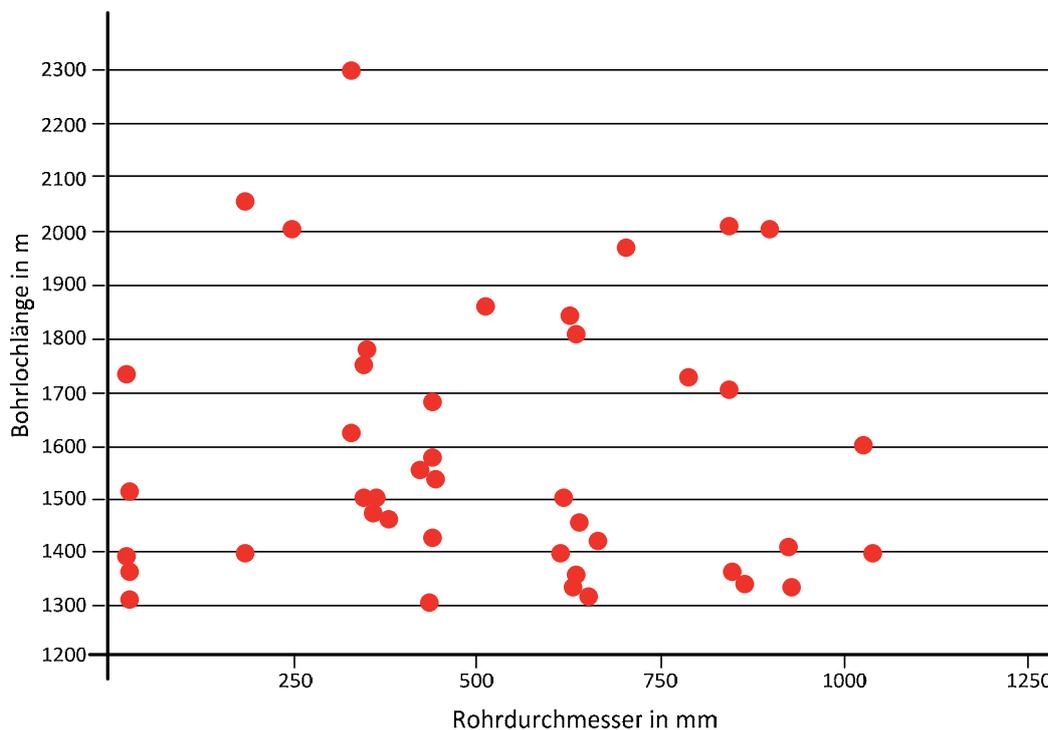


Abbildung 1.22 Übersicht über weltweit realisierte Längen und Durchmesser bei HDD-Bohrungen ([23] und eigene Darstellung)

1.4.6 Kabelprüfung

Nach der Verlegung oder Reparatur eines 380-kV-Kabels ist dieses stets einer Hochspannungsprüfung zu unterziehen. Der erforderliche Prüfumfang ist in der Norm IEC 62067 [24] geregelt. Darin werden eine Gleichspannungsprüfung des Mantels und eine Wechsellspannungsprüfung des Isoliersystems gefordert. Die Gleichspannungs-Mantelprüfung soll zwischen allen metallischen Umhüllungen, konzentrischen Drähten und Bändern und dem Erdboden erfolgen. Hiermit soll die Unversehrtheit des Mantels nachgewiesen werden. Für die Wechsellspannungsprüfung wird eine Prüfung mit einer Spannung von $1,7 U_0$ mit einer Prüffrequenz von 20 bis 300 Hz für 60 Minuten empfohlen. Alternativ kann auch mit Nennspannung über 24 Stunden geprüft werden.

Für die Erzeugung der erforderlichen Prüfspannungen sind mobile Resonanzprüfanlagen erforderlich (siehe **Abbildung 1.23**). Die erreichbare Prüflänge wird durch die begrenzte Leistung der notwendigen Resonanzdrosseln bestimmt. Die bisher größte Prüflänge wurde mit 20 km bei der Kabelprüfung des Londoner 380-kV-Stadkabels erreicht. Die hierbei erforderliche Ausrüstung hatte ein Gesamtgewicht von etwa 150 Tonnen und musste aus ganz Europa mit Hilfe von fünf Tief ladern antransportiert werden [25]. Durch diesen hohen Aufwand stellt die Hochspannungsprüfung einen zusätzlichen Kostenfaktor bei der Verlegung oder Reparatur eines Höchstspannungskabels dar.



Abbildung 1.23 Hochspannungsprüfung bei einem 380-kV-Kabel (630 mm², 560 MVA) Mendrisio Cagno [21]

1.5 Freileitung mit Zwischenverkabelung

Für die Anbindung städtischer Höchstspannungskabel an das umgebende freileitungsbasierte Übertragungsnetz sind Übergänge von Freileitungen auf Kabel und umgekehrt erforderlich. Weiterhin kann heute auch der Bau von Freileitungen mit Zwischenverkabelungen durch gesetzliche Forderungen (ENLAG [26], Niedersächsisches Erdkabelgesetz [27]) nach einer Erdverkabelung in der Nähe von Landschaftsschutz- und Wohngebieten notwendig werden.

Für die Übergänge zwischen Freileitung und Kabel ergeben sich zusätzliche technische und bauliche Anforderungen, die aus dem unterschiedlichen Aufbau und den elektrischen Eigenschaften der Betriebsmittel Freileitung und Kabel resultieren.

Der zusätzliche Aufwand zum Bau der notwendigen Übergangsanlage (siehe auch **Abbildung 1.24**) besteht aus:

- Grundstück inklusive Zaun
- Freileitungsendmast und –portal
- Sekundärtechnik, insbesondere Schutztechnik
- Gebäude oder Container zur Aufnahme der Sekundärtechnik
- zusätzlichen Erdseilen auf den Masten vor der Anlage und zusätzlichem Erdungsaufwand
- Sonstiges (z. B. Fundamente, Leiter, Planung, Montage,...)

Zusätzlich werden pro Kabelsystem weitere Systemkomponenten benötigt. Hierzu zählen:

- drei Kabelendverschlüsse
- drei Überspannungsableiter
- drei Stromwandler

- abhängig vom Betriebs- und Schutzkonzept ggf. drei Trennschalter und ggf. drei Leistungsschalter

Die Übergangsanlage wird als eingezäunte Freiluftanlage ausgeführt. Für den Übergang von einer Doppelfreileitung auf zwei Kabelsysteme kann ohne zusätzliche Schaltfelder von einem Platzbedarf von etwa 2500 m² ausgegangen werden. Hierbei besteht aber sicherlich noch ein Optimierungspotential.



Abbildung 1.24 Freileitung-Kabel-Übergangsanlage mit geschätzten Abmessungen, Beispiel Madrid.

Bei der Planung und dem Bau der Übergangsanlage muss besonderer Wert auf den Überspannungsschutz der Kabel gelegt werden. Von der Freileitung in das Kabel einlaufende Überspannungswellen, z. B. in Folge eines Blitzeinschlages, werden am Ende des Kabels beim erneuten Übergang auf eine Freileitung aufgrund der unterschiedlichen Wellenwiderstände (Kabel ca. 50 Ω, Freileitung ca. 240 Ω) fast vollständig reflektiert. Die reflektierte Spannungswelle läuft auf dem Kabel wieder zurück und überlagert sich dabei der einlaufenden Spannungswelle. Hierdurch können sich innerhalb des Kabels sehr hohe Überspannungen ausbilden, die gegebenenfalls zu einem Durchschlag der Kabelisolation führen können. Aus diesem Grund müssen direkt an den Endverschlüssen in möglichst geringem Abstand Überspannungsableiter installiert werden. Außerdem wird versucht, durch zusätzliche Erdseile und eine Verringerung der Erdungswiderstände der Maste unmittelbar vor der Übergangsanlage die Gefahr eines Blitzeinschlages in die Leiterseile bzw. die Gefahr von rückwärtigen Überschlüssen zu verringern.

Werden Kabel im Rahmen einer Zwischenverkabelung eingesetzt, so resultieren aus dieser Lösung weitere Besonderheiten. Da Kabel eine geringere thermische

Grenzleistung als Freileitungen besitzen, stellen sie einen elektrischen Engpass in der Übertragungsleitung dar. Aus diesem Grund kann es je nach geforderter Übertragungsleistung erforderlich werden, eine gegenüber der Anzahl der Freileitungssysteme erhöhte Anzahl von Kabelsystemen zu verlegen (siehe auch **Abbildung 1.25**). In der Regel wäre der Bau von drei Kabeln ausreichend, um die zulässige Übertragungsleistung einer Freileitung mit zwei Systemen zu erreichen. In diesem Fall wären in den Übergangsanlagen jeweils zwei voll ausgestattete Schaltfelder erforderlich, um im Normalbetrieb eine gleichmäßige Leistungsaufteilung auf den Freileitungen zu erreichen und im Fehlerfall zu verhindern, dass beide Stromkreise gleichzeitig abgeschaltet werden müssen. Eine solche Bauweise spart zwar ein viertes Kabelsystem ein, führt aber zu Einschränkungen in der Netzführung und erfordert ein komplexeres Schutz- und Schaltungskonzept, um Kabelfehler sicher erkennen und abschalten zu können. Hinzu kommt, dass die unabhängige Betriebsweise der beiden Stromkreise aufgegeben werden müsste. Aus diesem Grund ist, insbesondere für kurze Zwischenverkabelungen, eine Ausführung mit zwei Kabelsystemen pro Freileitungstromkreis mit dann möglicherweise gegenüber einer 3-systemigen Kabellösung reduzierten Kabelquerschnitten vorzuziehen.

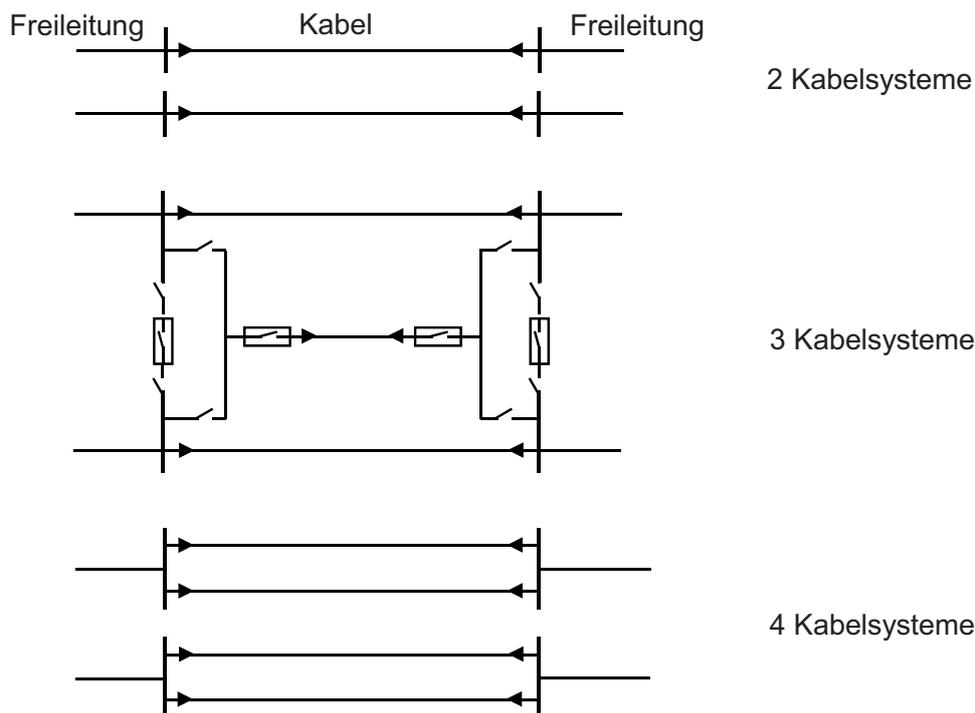


Abbildung 1.25 Varianten bei Zwischenkabel

Auch der Netzschutz muss an die besonderen Bedingungen einer Zwischenverkabelung angepasst werden. Bei reinen Freileitungstrecken treten als Folge atmosphärischer Einflüsse (z. B. Blitzeinschlag) oder äußerer Einwirkungen (z. B. Äste oder verschmutzte Isolatoren), überwiegend einpolige Lichtbogenkurzschlüsse auf. Derartige Fehler werden in der Regel durch eine sogenannte Automatische

Wiedereinschaltung (AWE) beseitigt (siehe [28] und Abschnitt 4.1). Ein Durchschlag der Isolation bei einem Kabel führt bedingt durch die aufgrund des Erdungskonzeptes in Höchstspannungsnetzen fließenden hohen Ströme stets zur lokalen Zerstörung des Kabels. Es muss, um den Rest des Kabels schützen und einen Kabelgroßschaden (z. B. Beschädigung einer benachbarten Phase durch den Lichtbogen) vermeiden zu können, schnellstmöglich beidseitig abgeschaltet werden. Da man auch bei einer Freileitung mit Zwischenverkabelung nicht auf den Einsatz der AWE verzichten wird, muss der Netzschutz somit so ausgelegt werden, dass sich für die Freileitungs- und Kabelstrecken jeweils eigene Schutzbereiche ergeben. Erfolgt eine Schutzanregung, ermittelt der Netzschutz zunächst den genauen Fehlerort und führt dann entweder eine AWE aus oder schaltet die Leitung unverzüglich ab.

1.6 Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

Neben der Energieübertragung mit Drehstrom hat sich insbesondere mit den Entwicklungen im Bereich der Leistungselektronik auch die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) für Sonderanwendungen etabliert. Die weltweit erste kommerzielle HGÜ-Verbindung für eine Übertragungsspannung von ± 200 kV wurde 1945 in Deutschland zwischen dem Kraftwerk Elbe und dem Netz der Berliner Elektrizitätswerke errichtet. Nach Kriegsende wurde diese Anlage jedoch durch die sowjetische Besatzungsmacht demontiert und zur Errichtung der Leitung Kashira-Moskau verwendet. Die Erzeugung des Gleichstroms erfolgte bei den ersten Anlagen noch mit Quecksilberdampf-Stromrichtern, ab den 1970er Jahren wurden diese jedoch zunehmend durch Umrichter mit Thyristoren ersetzt. In den letzten Jahren wurden auch Umrichter auf Basis von IGBTs (Insulated-Gate-Bipolar Transistor) entwickelt. Diese stellen im Gegensatz zu Thyristoren wiederabschaltbare Elemente dar. Da sie hierdurch auch mehrmals in einer Netzperiode (20 ms bei 50 Hz) wieder ein- und ausgeschaltet werden können, sind sie erheblich flexibler in der Anwendung. Hierdurch wird ein sogenannter pulsmodulierter Betrieb möglich, der die Sinusform der Netzspannung besser nachbildet und daher zu einer geringeren Oberschwingungsbelastung führt. Weiterhin ist es mit IGBT-Umrichtern möglich, die Blindleistung und Wirkleistung unabhängig voneinander zu stellen. In Abhängigkeit von den in den Stromrichtern eingesetzten Halbleiterelementen und deren Eigenschaften unterscheidet man die HGÜ heute üblicherweise in die klassische netzgeführte HGÜ (LCC – line commutated converter⁴⁾) mit Thyristoren und die selbstgeführte HGÜ (VSC-voltage source converter) mit abschaltbaren IGBTs (siehe auch Abschnitte 1.6.1 und 1.6.2).

Wie **Abbildung 1.2** entnommen werden kann, kann die HGÜ-Technologie sowohl mit Kabeln als auch mit Freileitungen genutzt werden. Hierbei werden im

⁴⁾ In der Literatur wird häufig auch die Bezeichnung CSC-HGÜ (current source converter) verwendet.

Gegensatz zur Drehstromtechnik nur zwei Leiter pro Stromkreis benötigt. Erfolgt die Rückleitung über den Erdboden, ist sogar nur ein Leiter pro Stromkreis ausreichend (s. u.).

In Europa wurden HGÜ-Verbindungen bislang nur als Punkt-zu-Punkt-Verbindungen in Form von Seekabelverbindungen errichtet, die meist als klassische HGÜ ausgeführt wurden (siehe **Tabelle 1.5**). Die höchste Übertragungsleistung liegt hier bei ca. 700 MW bei einer Gleichspannung von ± 450 kV. Weltweit existieren aber auch zahlreiche HGÜ-Leitungen an Land, wobei zum Teil auch sehr große Spannungen und Übertragungsleistungen erreicht wurden. Die bisher leistungsstärkste HGÜ weltweit wurde in China als klassische LCC-HGÜ in Freileitungsbauweise mit einer Betriebsspannung von ± 800 kV errichtet und besitzt eine maximale Übertragungsleistung von etwa 6400 MW. Ein Größenvergleich zwischen einem Drehstrom- und einem HGÜ-Freileitungsmast kann **Abbildung 1.26** entnommen werden.

Tabelle 1.5 Ausgewählte HGÜ-Verbindungen in Europa

	Inbetriebnahme	Länge	Typ	Spannung	Leistung
NorNed-Kabel	2008	580 km	LCC, Massekabel	± 450 kV DC	700 MW
Baltic-Cable	1994	250 km	LCC, Massekabel	± 450 kV DC	600 MW
SwePol	2000	245 km	LCC, Massekabel	± 450 kV DC	600 MW
Kontek	1996	170 km	LCC, Massekabel	± 400 kV DC	600 MW
BorWin Alpha	2009	200 km	VSC, VPE-Kabel	± 150 kV DC	400 MW
INELFE	2014	63 km	VSC, VPE-Kabel	± 320 kV DC	2000 MW

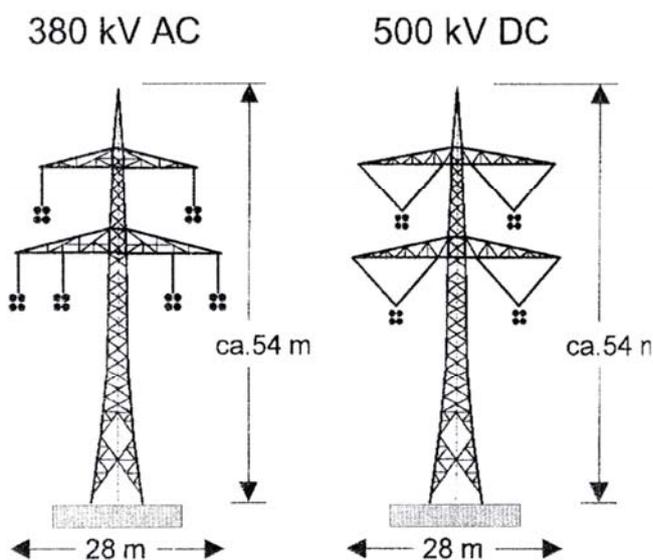


Abbildung 1.26: Größenvergleich 380-kV-Drehstrom-Freileitung mit 500-kV-HGÜ-Freileitung (jeweils zwei Systeme)

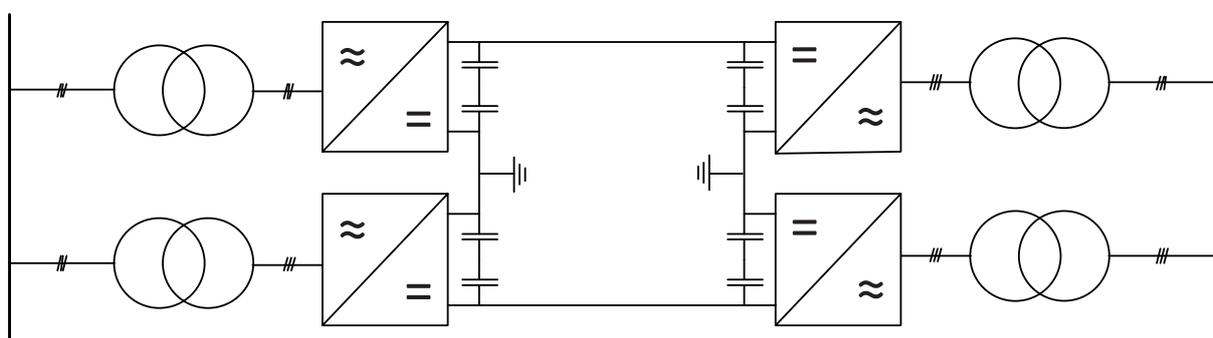
Gleichstrom bietet einige technische Vorteile gegenüber der heute üblichen Drehstromtechnik. Hierzu zählt vor allem, dass die Leitungsinduktivitäten und –kapazitäten unwirksam sind, wodurch die hiermit verbundenen Effekte wie der induktive Längsspannungsabfall und der Ferranti-Effekt nicht auftreten. Weil damit auch keine kapazitiven Ladeströme fließen (außer beim Einschalten der Kabelverbindung), wird die maximale Länge der Leitung nur durch den ohmschen Spannungsabfall begrenzt. Dieser ist zudem geringer als bei Drehstrom, da bei der HGÜ keine Stromverdrängungseffekte auftreten und der gesamte Querschnitt der Leitung ausgenutzt wird. Die HGÜ kann daher in Abhängigkeit von der gewählten Betriebsspannung auch für sehr große Entfernungen von 1000 km und mehr eingesetzt werden. Zudem sind die Stromwärmeverluste der Leitung geringer als bei Drehstrom.

Zur Kupplung mit dem Drehstromnetz ist an jedem Ende der HGÜ die Errichtung einer Konverterstation notwendig. Diese enthalten Stromrichter, Stromrichtertransformatoren, Steuerungsanlagen sowie Oberschwingungsfilter und evtl. notwendige Blindleistungskompensationsanlagen. Die Stromrichter können sowohl als Gleich- als auch als Wechselrichter arbeiten, so dass eine Leistungsübertragung in beide Richtungen möglich ist.

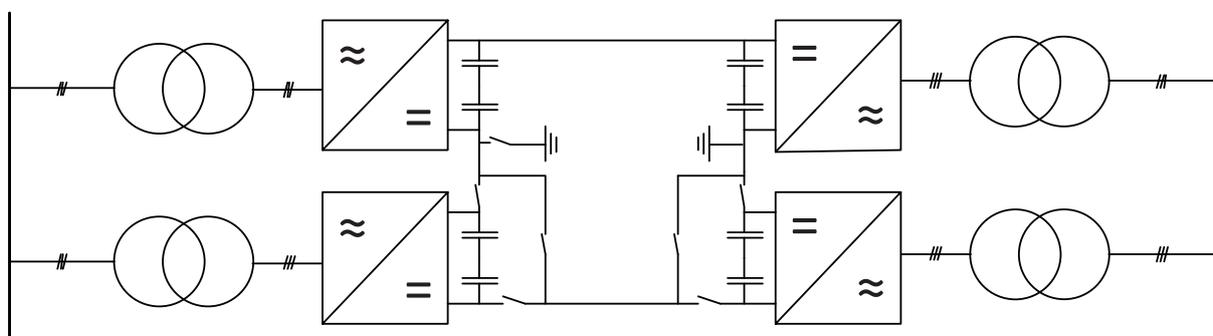
Grundsätzlich lassen sich HGÜ-Verbindungen als monopolare oder als bipolare Systeme aufbauen. Bei monopolaren Systemen wird nur der Hinleiter als Kabel oder Freileitung ausgeführt, die Rückleitung erfolgt über das Erdreich. Hierdurch lassen sich zwar Investitionskosten bei der Übertragungsleitung einsparen, diese Variante wird jedoch heute aufgrund verschiedener Nebeneffekte wie z. B. der korrosiven Beeinflussung von Stahlbauwerken nicht mehr eingesetzt. Bei HGÜ-Neubauten werden nur noch bipolare Systeme (siehe **Abbildung 1.27**) eingesetzt, bei denen im Gegensatz zum monopolaren System sowohl der Hin- als auch der Rückleiter als Kabel oder Freileitung ausgeführt werden.

Eine bipolare HGÜ bietet außerdem den Vorteil, dass die Anlage beim Ausfall eines Teil-Konverters im monopolaren Betrieb weiterbetrieben werden kann. Die HGÜ wird hierbei mit halber Spannung betrieben und kann damit noch maximal die halbe Bemessungsleistung übertragen. Um auch in diesem Fall einen Rückstrom über den Erdboden zu vermeiden, wird die bipolare HGÜ auf der Gleichspannungsseite mit zusätzlichen Schaltern ausgestattet (siehe **Abbildung 1.27**), mit denen sich eines der beiden Kabel zwischen die Mittelpunkte der beiden Konverterstationen schalten lässt (metallic-return-Betrieb), welches dann den Rückstrom übernimmt. Um den Weiterbetrieb der HGÜ auch für den Fall eines möglichen Kabelfehlers sicherzustellen, können die Mittelpunkte der Stromrichter optional auch über eine zusätzliche dritte Leitung verbunden werden, welche dann als Neutralleiter oder auch metallic return bezeichnet wird (siehe **Abbildung 1.27**). Dieser führt im symmetrischen Betrieb keinen Strom, bietet aber die Möglichkeit, dass die HGÜ auch beim Ausfall eines Gleichstrom-Kabels im mono-

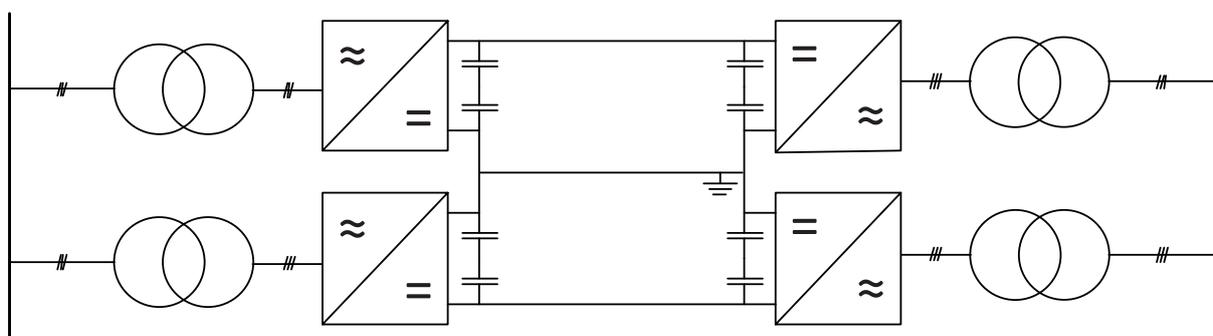
polaren Betrieb weiterbetrieben werden kann. Da der metallic return nicht auf dem Potential der Gleichstrom-Kabel liegt, kann hierfür auch ein kostengünstiges Mittelspannungs-Kabel eingesetzt werden. Diese Maßnahme führt zu einer erhöhten Zuverlässigkeit und bietet zusätzlich auch die Möglichkeit, die Übertragungsleistung über die beiden Pole unabhängig voneinander zu regeln, wobei dann allerdings ein Stromfluss über den Neutralleiter hervorgerufen wird. Hierdurch sind zukünftig auch Anordnungen denkbar, bei denen die beiden Teilkonverter einer HGÜ-Konverterstation (vgl. **Abbildung 1.27**) an jeweils unterschiedliche Stromkreise bzw. Sammelschienen angeschlossen werden, ohne auf deren üblicherweise angestrebten unabhängigen Betrieb verzichten zu müssen.



a) Bipolare VSC-HGÜ



b) Bipolare VSC-HGÜ, schaltbarer metallic return



c) Bipolare VSC-HGÜ, ständiger metallic return

Abbildung 1.27 Prinzipielle Konfigurationen einer bipolaren VSC-HGÜ

1.6.1 Netzgeführte HGÜ (LCC-HGÜ)

HGÜ-Systeme mit Thyristor-Stromrichtern (Konvertern) und Gleichstromzwischenkreis werden als klassische oder netzgeführte HGÜ (LCC-HGÜ) bezeichnet. Thyristoren sind Halbleiterschalter, die sich zwar einschalten lassen, jedoch erst bei Umkehrung der Stromrichtung, also im Nulldurchgang des Stromes, wieder in den Sperrzustand übergehen.

Die Thyristoren werden üblicherweise in einer zwölfpulsigen Drehstrombrückenschaltung (siehe **Abbildung 1.28**) angeordnet, um eine möglichst geringe Restwelligkeit der Gleichspannung und einen möglichst geringen Oberschwingungsanteil auf der Wechselrichterseite zu erreichen. Außerdem bietet diese Schaltung eine hohe Ausfallsicherheit, da es durch die Aufteilung der Konverterstation in zwei Teilkonverter möglich wird, die Anlage auch beim Ausfall eines Poles (z. B. durch Ausfall eines Transformators oder einer Leitung) mit halber Spannung und Leistung weiter zu betreiben.

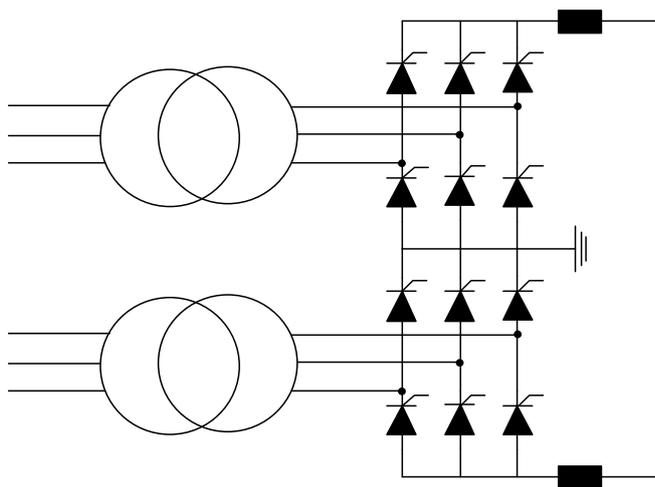


Abbildung 1.28 Prinzipskizze eines Umrichters einer netzgeführten LCC-HGÜ in 12-Puls-Brückenschaltung

Da die maximale Sperrspannung eines einzelnen Leistungsthyristors nur einige kV beträgt, werden zur Erreichung einer höheren Gleichspannung alle zwölf Ventile des Stromrichters jeweils aus mehreren Dutzend in Reihe geschalteten Thyristoren aufgebaut. Diese Ventiltürme müssen gegen Erde isoliert aufgestellt werden und werden daher zumeist mit ausreichend stabilen Isolatorketten an der Decke der Umrichterstation aufgehängt (siehe **Abbildung 1.29**).



Abbildung 1.29 Stromrichterventiltürme einer Konverterstation [29]

Die Ansteuerung der Thyristoren erfolgt meist durch elektronische Zündeinrichtungen, die über Glasfaserleitungen angesteuert werden. Daneben finden aber auch direkt lichtgezündete Thyristoren Anwendung.

Die in den Thyristoren entstehende Abwärme muss über eine aktive Kühleinrichtung abgeführt werden. Hierzu werden die Thyristoren in der Regel über Kühlkörper mit Wasser gekühlt.

Durch die netzgeführte Ansteuerung der Thyristoren ist bei der klassischen HGÜ keine unabhängige Regelung von Wirk- und Blindleistung möglich (siehe auch **Abbildung 1.30**). Stattdessen benötigen die Thyristor-Umrichter Blindleistung in der Größenordnung von etwa 50-60 % der Bemessungsleistung. Diese muss entweder aus dem Netz oder ganz oder teilweise über Kompensationsanlagen (z. B. Kondensatorbänke) zur Verfügung gestellt werden, was einen größeren Platzbedarf für die Konverterstation erfordert. Alternativ könnten auch Synchrongeneratoren im Phasenschieberbetrieb die erforderliche Blindleistung bereitstellen.

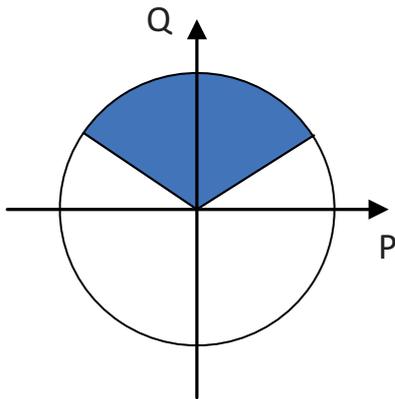


Abbildung 1.30 Idealisierter Arbeitsbereich der klassischen HGÜ

Da durch die Stromrichter Stromüberschwingungen erzeugt werden, sind Netzfilter (siehe **Abbildung 1.31**) zu errichten, die die Oberschwingungen herausfiltern und somit vom Netz fernhalten. Diese haben einen erheblichen Platzbedarf, welcher den der eigentlichen Ventilhalle deutlich übersteigt. Bei 12-pulsigen Stromrichtern werden meist Serien-Resonanz-Kreise für die Oberschwingungen 11. und 13. Ordnung sowie ein breitbandiger Hochpassfilter für die Oberschwingungen höherer Ordnung eingesetzt. Der Aufbau und der gesamte Platzbedarf einer Konverterstation inklusive aller Nebenanlagen ist in **Abbildung 1.32** dargestellt.



Abbildung 1.31 Netzfilter einer klassischen HGÜ [21]

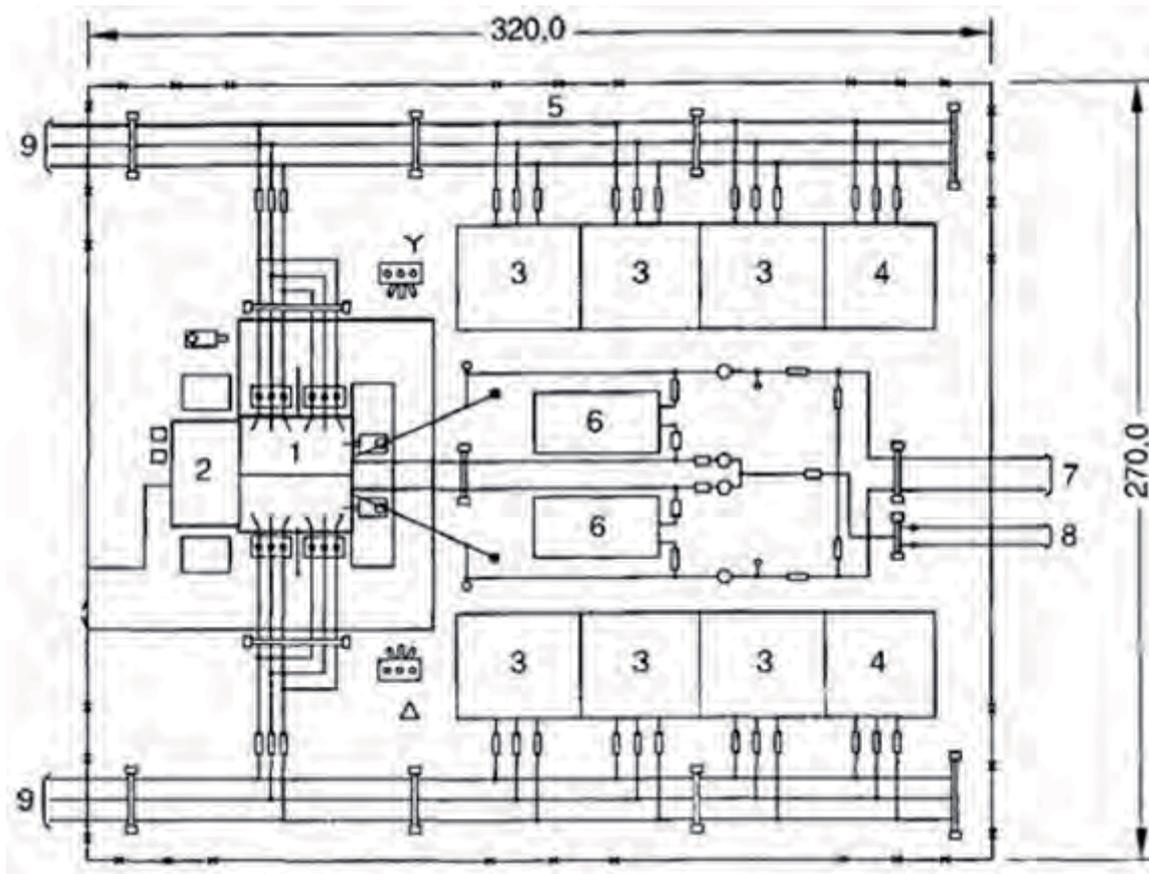


Abbildung 1.32 Platzbedarf einer klassischen 1000 MW HGÜ-Anlage für eine Nennspannung von ± 400 kV: 1 Ventilhalle, 2 Kontrollgebäude, 3 Drehstromfilterkreise, 4 Kondensatorbank, 5 Drehstromschaltanlage, 6 Gleichspannungsfiler, 7 Gleichstromleitung ± 400 kV, 8 Elektrodenleiter, 9 Drehstromeinspeisung 345 kV (Quelle: ABB)

Um Kommutierungsfehler zu vermeiden, kann die klassische HGÜ nicht unterhalb einer Minimalleistung von typischerweise 5-10 % der Bemessungsleistung betrieben werden. Außerdem wird für den Betrieb einer klassischen HGÜ eine stabile Netzspannung benötigt, was ein starkes Netz mit einer ausreichend hohen Kurzschlussleistung erforderlich macht. Aus diesem Grund kann eine klassische HGÜ auch kein passives Netz versorgen oder zum Netzwiederaufbau aus dem spannungslosen Zustand heraus beitragen. Diese fehlende Schwarzstartfähigkeit macht sie z. B. für den Anschluss von Offshore-Windenergieparks ungeeignet.

Die Umkehrung des Leistungsflusses erfolgt bei der klassischen HGÜ durch die Umkehrung der Gleichspannung. Dies führt dazu, dass VPE-Kabel nicht verwendet werden können. Aufgrund verbleibender Raumladungen in der Isolierung kann es hier bei der Spannungsumkehr zu hohen Überspannungen kommen, die eine Beschädigung des Kabels zur Folge hätten. Eine klassische HGÜ ist daher nur mit Freileitungen, Masse- oder Öl-Kabeln einsetzbar. Die Kabel sind heute für Spannungen bis zu ± 500 kV und Übertragungsleistungen bis zu etwa 1700 MW erhältlich [30]. Weiterhin macht die Spannungsumkehr im Zwischenkreis auch

die Ausführung einer klassischen HGÜ mit mehreren Abzweigen (sogenannter Multi-Terminal-Betrieb) sehr komplex. In der Praxis ist der Multi-Terminal-Betrieb daher nur mit maximal drei Terminals sinnvoll. Bisher wurde weltweit erst eine Verbindung zwischen Kanada (Quebec) und den USA (New England) als Multi-Terminal-Anlage mit drei Terminals ausgeführt [31]. Die klassische HGÜ wird aus diesem Grund typischerweise als Punkt-zu-Punkt Verbindungen eingesetzt.

1.6.2 Selbstgeführte HGÜ (VSC-HGÜ)

Ein HGÜ-System mit IGBT-Stromrichtern und Gleichspannungszwischenkreis wird als selbstgeführte oder auch VSC-HGÜ bezeichnet. Bekannte Markennamen der Hersteller sind HGÜ-light (ABB) oder HGÜ-plus (Siemens).

IGBTs können im Gegensatz zu Thyristoren in jeder Netzperiode mehrmals ein- und wieder ausgeschaltet werden. Beide Konverterstationen können sowohl als Wechsel- als auch als Gleichrichter betrieben werden. Dabei können Wirk- und Blindleistung jeweils getrennt voneinander geregelt werden. Dies kann man auch dem idealisierten Arbeitsdiagramm in **Abbildung 1.34** entnehmen, wobei in der Praxis weitere Begrenzungen, insbesondere für die Bereitstellung von Blindleistung, auftreten. Diese resultieren im Wesentlichen aus der Begrenzung der zulässigen Zwischenkreisspannung. Da die mögliche Blindleistungsbereitstellung des VSC-Konverters von der Differenz zwischen der Zwischenkreisspannung und der Netzspannung abhängt, kann bei hoher Netzspannung nur wenig Blindleistung an das Netz abgegeben werden, was dann aber auch nicht erforderlich ist.

Aufgrund der Möglichkeit die Blindleistung zu stellen und insbesondere Blindleistung bereitstellen zu können, wird es möglich, auch schwache Netze (z. B. bei der Anbindung von Offshore-Windparks) miteinander zu verbinden sowie im Netz eine spannungsstützende Funktion zu übernehmen. Außerdem ist die selbstgeführte HGÜ schwarzstartfähig, also selbst in der Lage beim Netzaufbau aus dem spannungslosen Zustand heraus mitzuwirken.

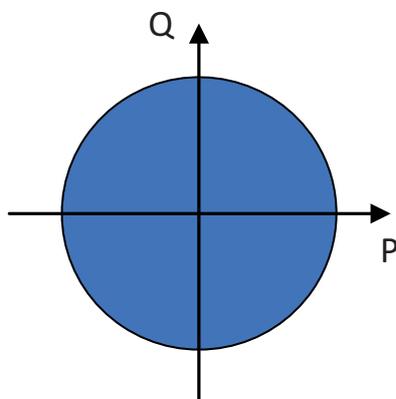


Abbildung 1.33 Idealisierter Arbeitsbereich eines VSC-Umrichters

VSC-Umrichter werden wie die Stromrichter der klassischen HGÜ in Form einer Zwölf-Puls-Brückenschaltung aufgebaut (siehe auch **Abbildung 1.34**). Der Zwischenkreis wird jedoch als sogenannter Gleichspannungszwischenkreis ausgeführt. Hierbei übernehmen Kondensatoren, die gleichzeitig auch als Energiespeicher dienen, die Glättung der vom Gleichrichter erzeugten Gleichspannung.

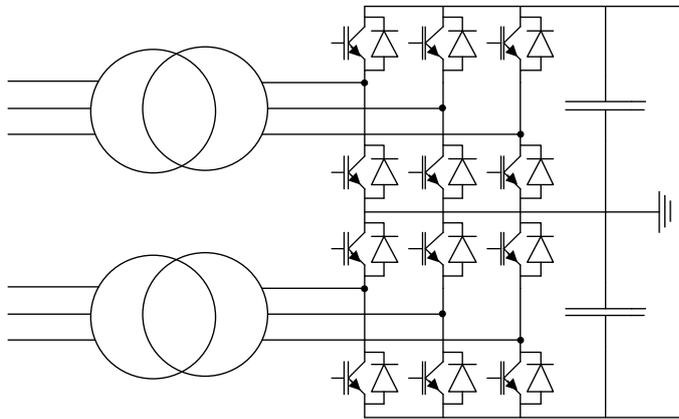


Abbildung 1.34 Prinzipskizze eines IGBT-Umrichters in 12-Puls-Brückenschaltung

Der Wechselrichter formt die Gleichspannung des Zwischenkreises wieder in eine Wechselspannung um, wobei Betrag und Phase über die Regelung des Pulsmusters (Pulsweitenmodellierung) vorgegeben werden können. Je nach Art der erzeugten Ausgangsspannung werden die VSC-Umrichter heute üblicherweise in drei Kategorien eingeteilt (siehe auch **Abbildung 1.35**):

- Zwei-Level-Umrichter
- Drei-Level-Umrichter
- Multi-Level-Umrichter

Zwei-Level-Umrichter sind nur in der Lage zwischen der positiven und negativen Gleichspannung hin und her zu schalten, bei Drei-Level-Umrichtern kann zusätzlich auch auf das Erdpotential geschaltet werden. Die resultierende Ausgangsspannung beider Umrichtertypen weicht daher sehr stark von der Sinusform ab, wobei sich der Drei-Level-Umrichter etwas günstiger verhält. Als Folge müssen Filteranlagen eingesetzt werden, um die resultierenden Oberschwingungen zu unterdrücken, wobei der Filterbedarf durch die bessere Abbildung der sinusförmigen Ausgangsspannung insgesamt deutlich niedriger ist als bei der klassischen LCC-HGÜ. Um eine wesentlich bessere Anpassung der Ausgangsspannung an die Sinusform und so eine weitere erhebliche Senkung des Filterbedarfes zu erreichen, wurden die sogenannten Multi-Level-Umrichter entwickelt. Bei diesem Umrichtertyp kann die Ausgangsspannung durch eine entsprechende Schaltung der IGBT viele unterschiedliche Spannungsniveaus annehmen, wodurch durch eine gute Anpassung an die ideale Sinusform und damit eine sehr gute Netzverträglichkeit erreicht

werden kann. Diese Technologie ist heute als Stand der Technik für VSC-Konverter anzusehen.

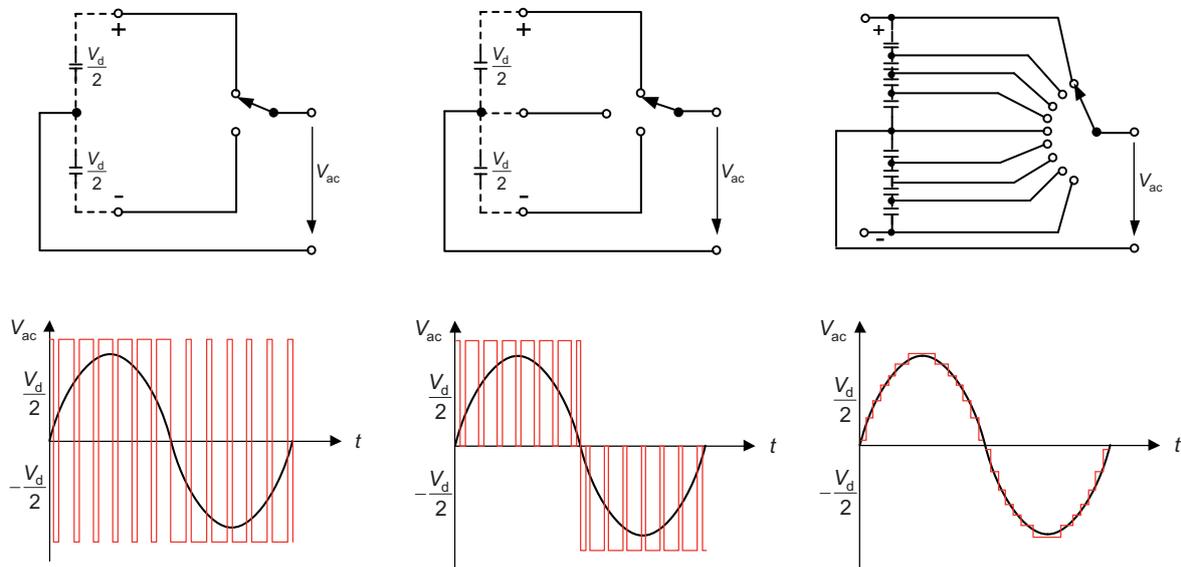


Abbildung 1.35 Prinzipskizzen und Ausgangsspannungen von:

- a) Zwei-Level-Konverter
- b) Drei-Level-Konverter
- c) Multi-Level-Konverter

VSC-Konverterstationen besitzen bei gleicher Leistung einen geringeren Platzbedarf als die Konverterstationen der klassischen HGÜ (siehe auch **Abbildung 1.36**). Dies resultiert zum einen daraus, dass durch die mögliche Blindleistungsregelung auf die Errichtung von Kompensationseinrichtungen verzichtet werden kann, und zum anderen auch Filteranlagen bei weitem nicht in dem Umfang wie bei der klassischen netzgeführten HGÜ eingesetzt werden müssen. Bei Multi-Level-Konvertern kann der Einsatz von Filteranlagen gegebenenfalls sogar entfallen.

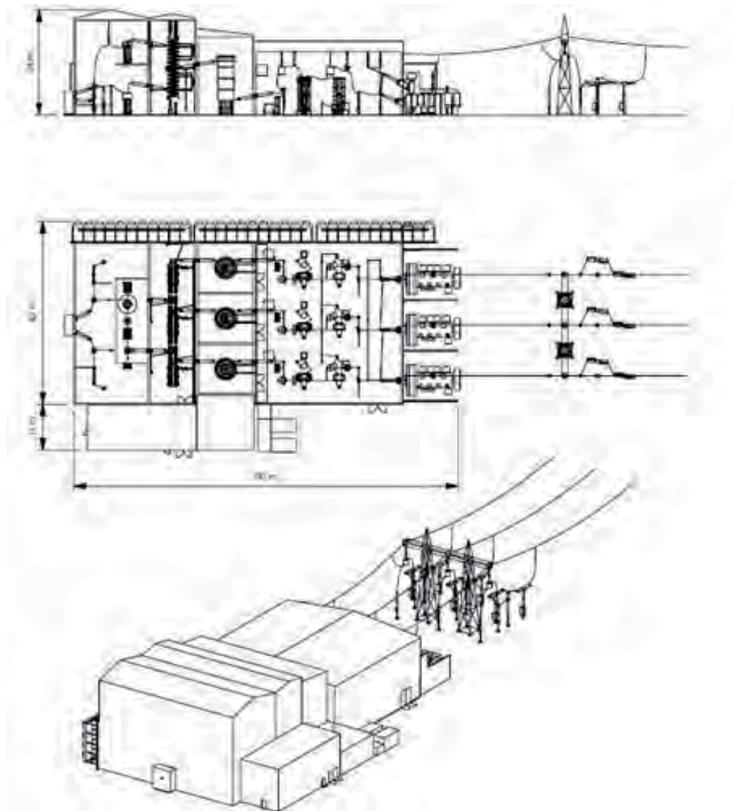


Abbildung 1.36 Typischer Aufbau einer VSC-Konverterstation für 1000 MW [32]

Im Gegensatz zur klassischen HGÜ kann die Übertragungsleistung der VSC-HGÜ jeden Wert unterhalb ihrer Bemessungsleistung annehmen ohne dass Probleme mit einem Lückbetrieb auftreten. Eine minimale Übertragungsleistung muss daher nicht eingehalten werden, so dass die VSC-HGÜ auch im reinen Blindleistungsbetrieb eingesetzt werden kann. Die Umkehr des Leistungsflusses erfolgt, indem die Richtung des Stromes geändert wird. Hierdurch wird es möglich, neben Massekabeln und Freileitungen, auch die umweltfreundlicheren VPE-Kabel einzusetzen. Diese sind zurzeit für Spannungen bis ± 320 kV verfügbar, womit dann Übertragungsleistungen der VSC-HGÜ bis etwa 1.100 MW möglich sind.

Durch den Einsatz eines Gleichspannungszwischenkreises kann ein vermaschtes Netz (Multiterminalbetrieb) mit der VSC-HGÜ prinzipiell leichter als bei der klassischen HGÜ realisiert werden. Hierbei bestehen dann auch keine technischen Beschränkungen für die Anzahl der möglichen Terminals. Bevor eine solche Technologie jedoch eingesetzt werden kann, sind noch weitere technische Fortschritte zur Entwicklung von geeigneten Schutz- und Regelungskonzepten und vor allem geeigneten Gleichstrom-Leistungsschaltern (siehe Abschnitt 4.1) notwendig.

2 Energieübertragung mit Drehstrom

2.1 Berechnungsgrundlagen und Ersatzschaltbild

Das Übertragungsverhalten einer Leitung wird allgemein durch die sogenannten Wellengleichungen beschrieben. In Abhängigkeit vom Strom \underline{I}_A und der Spannung \underline{U}_A am Anfang der Leitung können hiermit Spannung und Strom an jedem Ort z der Leitung berechnet werden (siehe auch **Abbildung 2.1**).

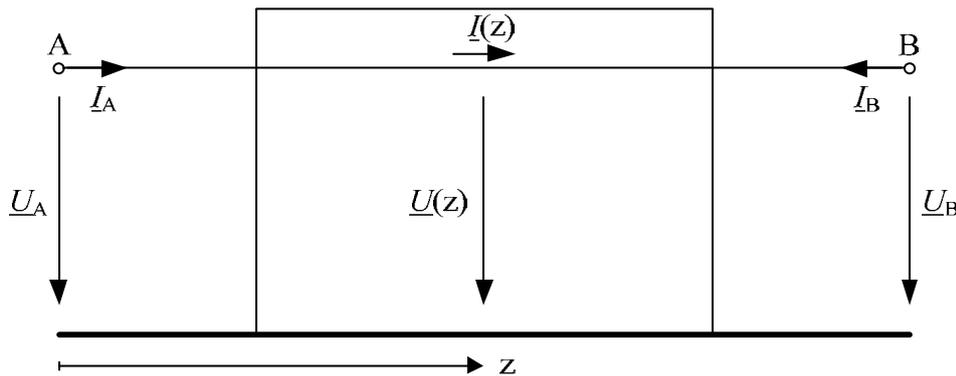


Abbildung 2.1 Allgemeines Ersatzschaltbild der Drehstromleitung

In den Gln. (2.1) und (2.2) sind die Leitungsgleichungen angegeben. Zweckmäßig ist es, mit Hilfe dieser Gleichungen die Zusammenhänge am Anfang und am Ende einer Leitung der Länge l zu bestimmen. Dies führt auf eine Kopplung, die elektrisch durch einen Ersatz-Vierpol mit Eingangs- und Ausgangsgrößen symbolisiert werden kann.

$$\underline{U}(z) = \underline{U}_A \cosh(\underline{\gamma}z) - \underline{Z}_w \underline{I}_A \sinh(\underline{\gamma}z) \quad (2.1)$$

$$\underline{I}(z) = \underline{I}_A \cosh(\underline{\gamma}z) - \frac{\underline{U}_A}{\underline{Z}_w} \sinh(\underline{\gamma}z) \quad (2.2)$$

Hierbei wurden die Ausbreitungskonstante $\underline{\gamma}$ und die komplexe Wellenimpedanz \underline{Z}_w eingeführt. Diese können mit Hilfe der sogenannten Leitungsparameter berechnet werden, welche in der Regel auf die Länge bezogen und als gestrichene Größen gekennzeichnet sind. Mit dem ohmschen Widerstandsbelag R' , dem Induktivitätsbelag L' , dem Ableitwertbelag G' und dem Kapazitätsbelag C' ergeben sich die Ausbreitungskonstante und die Wellenimpedanz gemäß der Gln. (2.3) und (2.4). Hierbei können in der Höchstspannungsebene der ohmsche Widerstandsbelag R' und der Ableitwertbelag G' gegenüber dem Produkt aus Kreisfrequenz und Induktivitätsbelag L' bzw. Kapazitätsbelag C' vernachlässigt werden.

$$\underline{\gamma} = \sqrt{(R' + j\omega L')(G' + j\omega C')} \approx j\omega \sqrt{L'C'} \quad (2.3)$$

$$\underline{Z}_w = \frac{R' + j\omega L'}{\underline{\gamma}} = \sqrt{\frac{(R' + j\omega L')}{(G' + j\omega C')}} \approx \sqrt{\frac{L'}{C'}} \quad (2.4)$$

Für eine elektrisch kurze Leitung mit $\underline{\gamma}l \ll 1$ ergibt sich z. B. das sogenannte π -Ersatzschaltbild mit konzentrierten Parametern (**Abbildung 2.2**), das im Allgemeinen zur Beschreibung einer Drehstrom-Leitung genutzt wird. Für elektrisch lange Leitungen ist diese Beschreibung jedoch nicht zulässig, hier müssen dann die vollständigen Leitungsgleichungen herangezogen werden.

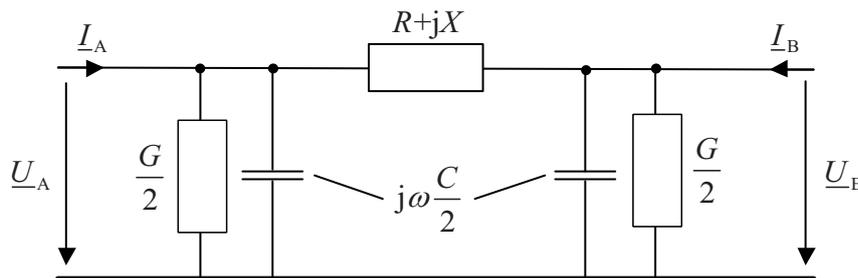


Abbildung 2.2 π -Ersatzschaltbild einer Drehstrom-Übertragungsleitung mit konzentrierten Parametern

2.2 Betriebskonstanten

Die Eigenschaften einer Drehstromübertragung hängen stark von den Leitungsparametern des gewählten Übertragungssystems ab. Diese werden maßgeblich durch den geometrischen Aufbau des Übertragungssystems (z. B. Leiterquerschnitt und Leiterabstände) und die physikalischen Eigenschaften des Leiterwerkstoffes und des Isoliersystems bestimmt.

Der ohmsche Widerstandsbelag R' bestimmt sich durch den Leiterquerschnitt und den temperaturabhängigen spezifischen Widerstand des gewählten Leitermaterials. Bei Wechselspannung tritt außerdem die sogenannte Stromverdrängung auf, die zu einer Reduzierung des wirksamen Leiterquerschnitts führt. Stromverdrängung wird zum einen durch das Magnetfeld im eigenen Leiter (Skineneffekt) und zum anderen durch das der anderen Leiter (Proximityeffekt) verursacht. Da beide Effekte bei Gleichspannung nicht auftreten, unterscheidet man den Gleichstrom- $R'_\underline{\quad}$ und den erhöhten Wechselstromwiderstand R'_\approx . Für die Berechnung von Verlusten ist bei Drehstrom-Übertragungssystemen stets der höhere Wechselstromwiderstand anzusetzen. Beim Kabel treten zusätzlich zu den Stromwärmeverlusten im Leiter auch Schirm- und Bewehrungsverluste auf. Diese Effekte werden durch eine Widerstandserhöhung $\Delta R'$ gegenüber dem Gleichstromwiderstand $R'_\underline{\quad}$ berücksichtigt:

$$R'_\approx = R'_\underline{\quad} + \Delta R' \quad (2.5)$$

mit:

$$R'_{\vartheta} = R'_{20} [1 + \alpha_{20} (\vartheta - 20^{\circ}\text{C})] \quad (2.6)$$

und:

$$\Delta R' = R'_{20} [1 + \alpha_{20} (\vartheta - 20^{\circ}\text{C})] [y_s + y_p + (1 + y_s + y_p)(\lambda_1 + \lambda_2)] \quad (2.7)$$

Hierbei repräsentieren y_s und y_p den Skin- und Proximityeffekt und λ_1 und λ_2 die Verluste im Schirm und in der Bewehrung. Sie sind daher sowohl vom verwendeten Kabeltyp, als auch von der gegenseitigen Anordnung der Kabel untereinander und zu anderen Anlagen (z. B. parallele Rohre, etc.) abhängig [19]. Die Temperaturabhängigkeit wird durch den ersten Klammerausdruck berücksichtigt, wobei für Kupfer mit $\alpha_{20} = 3,93 \cdot 10^{-3} / \text{K}$ und für Aluminium mit $\alpha_{20} = 4,03 \cdot 10^{-3} / \text{K}$ gerechnet werden kann. Üblicherweise wird die temperaturabhängige Widerstandserhöhung für eine durchschnittliche Leitertemperatur von 40°C berechnet.

Da reale Isolierungen keinen unendlich hohen Widerstand besitzen, fließen Leckströme zwischen den Leitern untereinander und zur Erde. Bei Freileitungen treten zudem sogenannte Koronaverluste auf, welche entstehen, wenn es in Folge von Feldstärkeüberhöhungen zu Teilentladungen an der Leiteroberfläche kommt. Diese beiden Effekte und die damit verbundenen Verluste im Isoliersystem (Dielektrikum) werden durch den sogenannten Ableitwertbelag G' erfasst. Dieser ist spannungs- und bei Freileitungen auch stark witterungsabhängig, da Umwelteinflüsse wie z. B. Regen oder Eisbildung einen starken Einfluss auf das Auftreten von Koronaentladungen und die entlang der Isolatorketten auftretenden Kriechströme haben. Bei Kabeln wird der Ableitwertbelag häufig auch durch den sogenannten Verlustfaktor $\tan \delta$ angegeben:

$$G' = \omega C' \tan \delta \quad (2.8)$$

In der Hoch- und Höchstspannungsebene wird die Impedanz einer Leitung im Wesentlichen durch den Induktivitätsbelag L' und der Kapazitätsbelag C' bestimmt (siehe auch **Tabelle 2.1**). Beide sind stark abhängig von der geometrischen Anordnung der Leiter untereinander und zum Erdboden. Beim Kapazitätsbelag hat zusätzlich zur Geometrie die Dielektrizitätszahl ε des gewählten Isoliermediums eine entscheidende Bedeutung. Kabel haben bauartbedingt durch die geringen Abstände der Leiter untereinander und zum Erdboden und die höhere relative Dielektrizitätszahl ($\varepsilon_{r,\text{VPE}} = 2,3$ im Vergleich zu $\varepsilon_{r,\text{Luft}} = 1,0$) wesentlich höhere Kapazitätsbeläge als Freileitungen (Faktor ≈ 17). Diese besitzen wiederum aufgrund der größeren Abstände zwischen den Leitern und zur Erde einen größeren Induktivitätsbelag, was bei Belastung zu einem größeren Bedarf an induktiver Blindleistung und zu größeren Spannungsabfällen entlang der Leitung führt.

Tabelle 2.1 Betriebskonstanten ausgewählter Drehstrom-Übertragungssysteme

$U_{nN} = 380 \text{ kV}$	Freileitung 1	Freileitung 2	Kabel
A in mm^2	4x264/34	4x564/72	2500
Material	Al/St	Al/St	Cu
R' in $\text{m}\Omega/\text{km}$	27,3	13,8	10,8
L' in mH/km	0,81	0,80	0,60
G' in nS/km	17	17	77,2
I_{th} in $\text{A}^{5)}$	2720	4600	1898
S_{th} in $\text{MVA}^{6)}$	1790	3000	1250
Z_w in Ω	239	237	49
P_{nat} in MW	605	610	2922

2.3 Betriebsverhalten

2.3.1 Einfluss der Blindleistung und natürlicher Betrieb

Die von den Induktivitäten und Kapazitäten verursachten Leistungsanteile werden auch als Blindleistung bezeichnet. Sie verrichtet keine Arbeit, sondern dient lediglich dem Auf- und Abbau der magnetischen und elektrischen Felder. Blindleistung pendelt zwischen den Kapazitäten und Induktivitäten im Netz hin und her und belastet hierdurch neben der Übertragungsleitung selbst auch deren unmittelbare Netzumgebung, woraus auch entsprechende Verluste resultieren.

Alle Drehstrom-Übertragungsleitungen geben im Leerlauf aufgrund der Leitungskapazitäten Blindleistung an das Übertragungsnetz ab. Die Höhe dieser sogenannten Ladeleistung hängt von der Kreisfrequenz ω , dem Kapazitätsbelag C' , der Leitungslänge l und dem Quadrat der Netzspannung ab, die mit dem Wert der Netznennspannung abgeschätzt werden kann U_n :

$$Q_c = \omega C' \cdot l \cdot U_n^2 \quad (2.9)$$

Mit der Ladeleistung verbunden ist ein kapazitiver Ladestrom, der sich dem Betriebsstrom überlagert und die Übertragungsleitung zusätzlich belastet:

$$I_c = \omega_0 C' l \frac{U_n}{\sqrt{3}} \quad (2.10)$$

Insbesondere bei den Kabeln mit ihren großen Kapazitätsbelägen führt der Ladestrom dazu, dass sich die Leitung mit zunehmender Länge immer stärker selbst auslastet und die maximal übertragbare Leistung immer weiter absinkt. Wird die Ladeleistung dem Übertragungssystem nur von einer Seite aus zugeführt, wird dieses an seinem Anfang durch den vollen kapazitiven Strom belastet. Damit ergibt sich der über das Kabel übertragbare Strom näherungsweise zu:

⁵⁾ Thermischer Grenzstrom bei Kabeln abhängig von Verlegung und Belastungsgrad.

⁶⁾ Thermische Grenzleistung bei Kabeln abhängig von Verlegung und Belastungsgrad.

$$I_{\text{über}} \approx \sqrt{I_{\text{th}}^2 - I_C^2} = \sqrt{I_{\text{th}}^2 - \left(\omega_0 C l \frac{U_n}{\sqrt{3}}\right)^2} \quad (2.11)$$

Hierbei bezeichnet I_{th} den aus thermischen Gründen maximal zulässigen Leiterstrom. Aus Gln. (2.11) kann man erkennen, dass die übertragbare Leistung zum einen stark durch den Kapazitätsbelag C' beeinflusst wird und zum anderen durch das Produkt $l \cdot U_n$ begrenzt wird. Hierbei macht sich besonders der hohe Kapazitätsbelag der Drehstrom-Kabel negativ bemerkbar, der schon für kurze Leitungslängen zu einer starken Einschränkung der maximal übertragbaren Leistung führt. Um die maximale Übertragungsleistung zu vergrößern, muss durch regelmäßige Kompensationsmaßnahmen dafür gesorgt werden, dass der kapazitive Strom dem Übertragungssystem an mehreren Stellen zufließt. Kann die Ladeleistung von beiden Enden gedeckt werden, beispielsweise durch die Aufstellung von Kompensationsspulen, so fließt dem Übertragungssystem von jedem Ende nur der halbe Ladestrom zu. Bei einer zusätzlichen Kompensation in der Mitte des Kabels verringert sich der kapazitive Strom am Anfang und Ende des Kabels sogar auf $\frac{1}{4} I_C$. **Tabelle 2.2** gibt einen Überblick über den maximal über ein Kabel übertragbaren Strom bei verschiedenen Kompensationsstrategien.

Tabelle 2.2 Übertragbarer Strom mit Querkompensation

$I_{\text{über}} \approx \sqrt{I_{\text{th}}^2 - I_C^2}$	einseitige Blindleistungsdeckung
$I_{\text{über}} \approx \sqrt{I_{\text{th}}^2 - \frac{1}{4} I_C^2}$	beidseitige Blindleistungsdeckung
$I_{\text{über}} \approx \sqrt{I_{\text{th}}^2 - \frac{1}{(2(n+1))^2} I_C^2}$	für n Kompensationsstellen

Längere Kabelstrecken werden in mehrere Abschnitte unterteilt, an deren Kabelenden Drosselspulen zur Kompensation der Ladeleistung (sogenannte Kompensationsdrosselspulen) aufgestellt werden. Soll hierbei eine vollständige Kompensation erreicht werden, muss eine Gesamtpulenleistung installiert werden, die der Ladeleistung des Kabels entspricht. Die Kompensationsanlagen werden als eingezäunte Freiluftanlagen errichtet, wodurch neben den Spulen selbst noch weitere Nebenanlagen benötigt werden. Hierzu zählen neben den Kabelendverschlüssen auch die notwendigen Portale für die Zuführung zu den Anschlussklemmen der Spule, Überspannungsableiter sowie gegebenenfalls Leistungsschalter, Trenner sowie Strom- und Spannungswandler. In **Abbildung 2.3** ist eine Blindleistungskompensations-Drosselspule mit einer Leistung von 150 Mvar dargestellt. Kom-

pensionsdrosselspulen dieser Baugröße haben üblicherweise ein Gewicht von etwa 100 t und Abmessungen von etwa 9,0 x 6,0 x 9,2 m (L x B x H) [33]. Die Verluste belaufen sich typischerweise auf etwa 0,15 % der Bemessungsleistung.



Abbildung 2.3 Blindleistungskompensations-Drosselspule 150 Mvar [4]

Ein weiterer Effekt des Ladestromes ergibt sich für Leitungen, die im Leerlauf, das heißt ohne Last, betrieben werden. In diesem Betriebszustand bewirkt der Ladestrom eine betriebsfrequente Spannungserhöhung am Ende der Leitung. Dieses Phänomen wird als Ferranti-Effekt bezeichnet und begrenzt ohne Kompensation des Ladestromes zusätzlich die maximale Länge der Leitung, da die zulässigen Spannungswerte am Ende der Leitung nicht überschritten werden dürfen.

Mit steigender Belastung der Drehstromleitung wird die kapazitive Ladeleistung mehr und mehr durch die Blindleistungsaufnahme der Leitungsinduktivität kompensiert. Die Übertragungsleistung, bei der der Blindleistungshaushalt der Leitung ausgeglichen ist, wird auch als natürliche Leistung und der Betriebszustand als natürlicher Betrieb bezeichnet. Hierbei sind der induktive und kapazitive Blindleistungsbedarf gleich groß, wodurch keine Blindleistung aus dem Netz zufließt oder an dieses abgegeben wird. Die Höhe der natürlichen Leistung bestimmt sich aus dem Quadrat der Netzennspannung und der Wellenimpedanz zu:

$$\underline{S}_{\text{nat}} = \frac{U_n^2}{\underline{Z}_w^*} \approx P_{\text{nat}} = \frac{U_n^2}{\sqrt{\frac{L'}{C'}}} \quad (2.12)$$

Wie man **Tabelle 2.1** entnehmen kann, ist die Wellenimpedanz bei der Freileitung erheblich größer als beim Kabel. Dies führt dazu, dass die natürliche Leistung von Kabeln ohne Kühlung weit oberhalb der thermisch zulässigen Leistung liegt. Sie können daher nur unternatürlich betrieben werden. Kabel geben daher in je-

dem Betriebszustand Blindleistung an das Netz ab. Freileitungen können hingegen auch mit Übertragungsleistungen oberhalb der natürlichen Leistung betrieben werden, da diese bei etwa einem Drittel der thermisch zulässigen Leistung liegt. Hierbei wirkt die Freileitung dann induktiv und nimmt Blindleistung auf. Außerdem tritt mit steigender Übertragungsleistung durch die Leitungsreaktanz ein zusätzlicher Spannungsabfall, bzw. eine steigende Winkeldifferenz zwischen den Spannungswinkeln am Anfang und Ende der Leitung auf, was sich negativ auf die Stabilitätsverhältnisse im Netz auswirkt. Sehr lange und hochausgelastete Freileitungen müssen daher gegebenenfalls durch die Beschaltung mit Reihencondensatoren kompensiert werden, um diesen Effekt zu begrenzen und höhere Übertragungsleistungen zu ermöglichen.

2.3.2 Übertragbare Leistung

Abbildung 2.4 und **Abbildung 2.5** zeigen das längenabhängige Übertragungsvermögen unterschiedlicher 380-kV-Übertragungssysteme unter Berücksichtigung von Ladestrom, thermisch zulässigem Strom, Spannungsabfall ($\pm 10\%$), Spannungswinkeldifferenz ($< 30^\circ$) und Ferranti-Effekt für eine Stichleitung mit abschließender Last und für eine Leitung im Verbundnetz, an deren Enden jeweils die Netznennspannung (380 kV) anliegt. Hierbei bleiben mögliche Maßnahmen zur Kompensation unberücksichtigt.

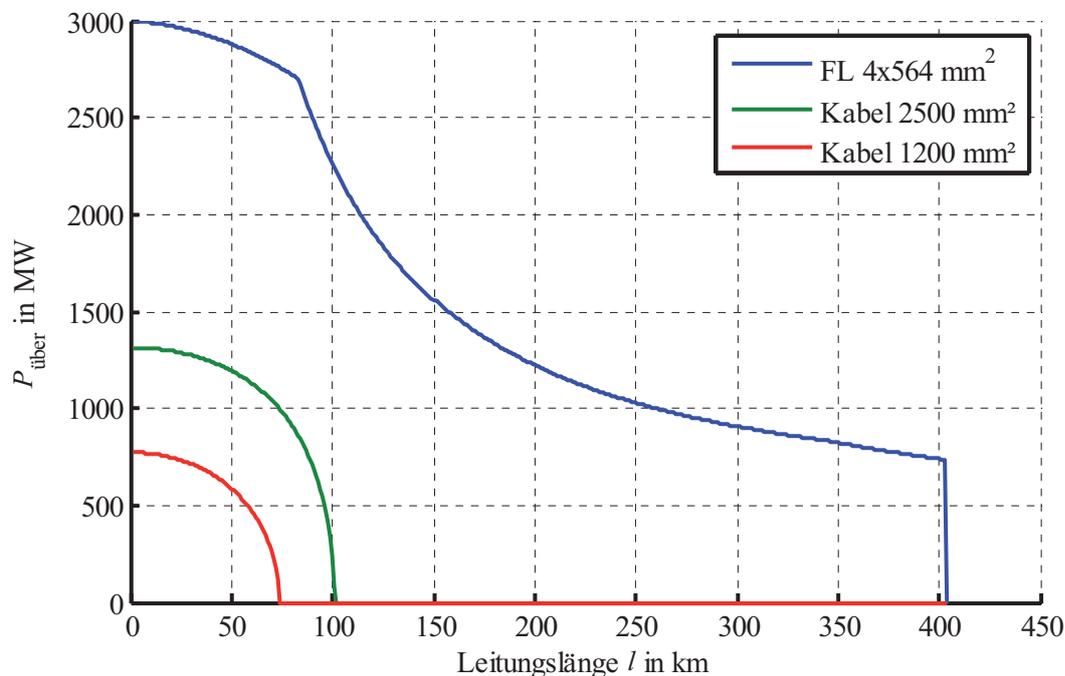


Abbildung 2.4 Übertragungsleistung bei einer Stichleitung mit abschließender Last für unterschiedliche 380-kV-Übertragungssysteme

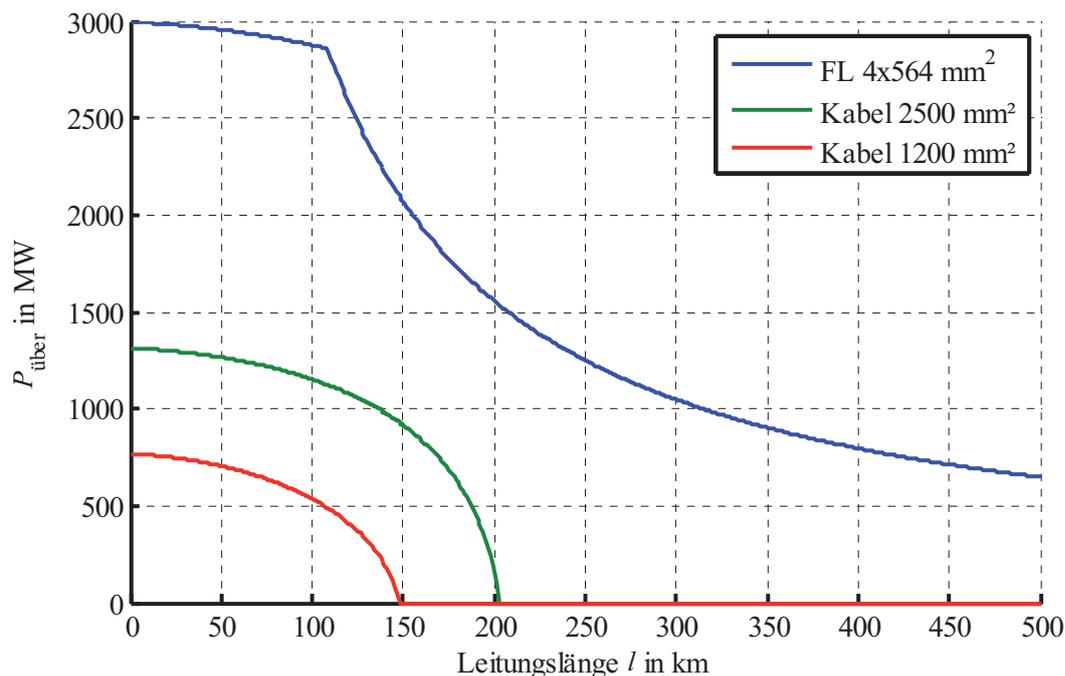


Abbildung 2.5 Übertragungsleistung einer Verbindungsleitung im Verbundnetz (Nennspannung an Anfangs- und Endknoten) für unterschiedliche 380-kV-Übertragungssysteme

Es wird deutlich, dass die Übertragungsfähigkeit der Drehstrom-Kabel durch den Einfluss des Ladestromes schon für kurze Längen stark abnimmt. In Abhängigkeit von der erforderlichen Übertragungsleistung ist daher schon für geringe Übertragungsentfernungen von weniger 50 km eine Querkompensation der Ladeströme unvermeidbar. In der Praxis wird man die Ladeströme der Drehstrom-Kabel spätestens nach etwa 25-30 km kompensieren, um auch die notwendigen Spulenleistungen nicht zu groß werden zu lassen. Die Leistungsbegrenzung durch den kapazitiven Ladestrom tritt auch bei der Freileitung für kurze Leitungslängen auf, ist aber aufgrund der geringeren Kapazität erheblich geringer ausgeprägt. Einen wesentlich größeren Einfluss auf die Übertragungsfähigkeit der Freileitung besitzt ab einer Leitungslänge von etwa 80 km der maximal zulässige Spannungsabfall bzw. die maximal zulässige Differenz der Spannungswinkel. Um beides nicht zu groß werden zu lassen, muss die zulässige Übertragungsleistung bei langen Übertragungsleitungen begrenzt werden, wenn keine Maßnahmen zur Längskompensation getroffen werden.

2.3.3 Leistungsaufteilung

Beim Einsatz einer Übertragungsleitung im Drehstromnetz oder in Verbindung mit parallelen anderen Übertragungssystemen erfolgt die Leistungsaufteilung entsprechend der gegenseitigen Impedanzen. Bei einer Parallelschaltung unterschiedlicher Übertragungssysteme übernimmt immer die Leitung mit der geringsten Impedanz auch den größten Anteil am Betriebsstrom und erreicht hierdurch schneller seine thermisch zulässige Übertragungsleistung. Hinzu kommt, dass durch die

unterschiedlichen Impedanzen und Admittanzen der Betriebsmittel Kreisströme auf der Leitungstrecke fließen, die sich dem Betriebsstrom überlagern und hierdurch die übertragbare Leistung zusätzlich vermindern. Dies führt dazu, dass die übertragbare Leistung einer Parallelschaltung unterschiedlicher Übertragungssysteme immer niedriger ist, als die Summe der maximal zulässigen Einzelleistungen. In der 380-kV-Ebene wird die Impedanz im Wesentlichen durch die Reaktanz bestimmt, die bei Kabeln wesentlich kleiner ist, als bei Freileitungen. In **Abbildung 2.6** ist die Leistungsaufteilung auf die einzelnen Systeme bei einer Parallelschaltung von Freileitung und Kabel dargestellt (Leitungslänge 50 km). Es ist zu erkennen, dass das Kabel aufgrund seiner niedrigeren Impedanz einen größeren Anteil der Übertragungsleistung auf sich zieht, während die Freileitung trotz ihrer großen maximalen Übertragungskapazität deutlich geringer ausgelastet ist. Dies führt dazu, dass die maximal mögliche Übertragungsleistung der Parallelschaltung bei nur etwa 2150 MW liegt, da hier bereits die thermisch zulässige Übertragungsleistung des Kabels erreicht wird. Dies ist sogar weniger, als mit der Freileitung alleine übertragen werden könnte und entspricht in etwa der Hälfte der Summe der thermischen Grenzleistungen der beiden Betriebsmittel, die bei etwa 4250 MW liegt.

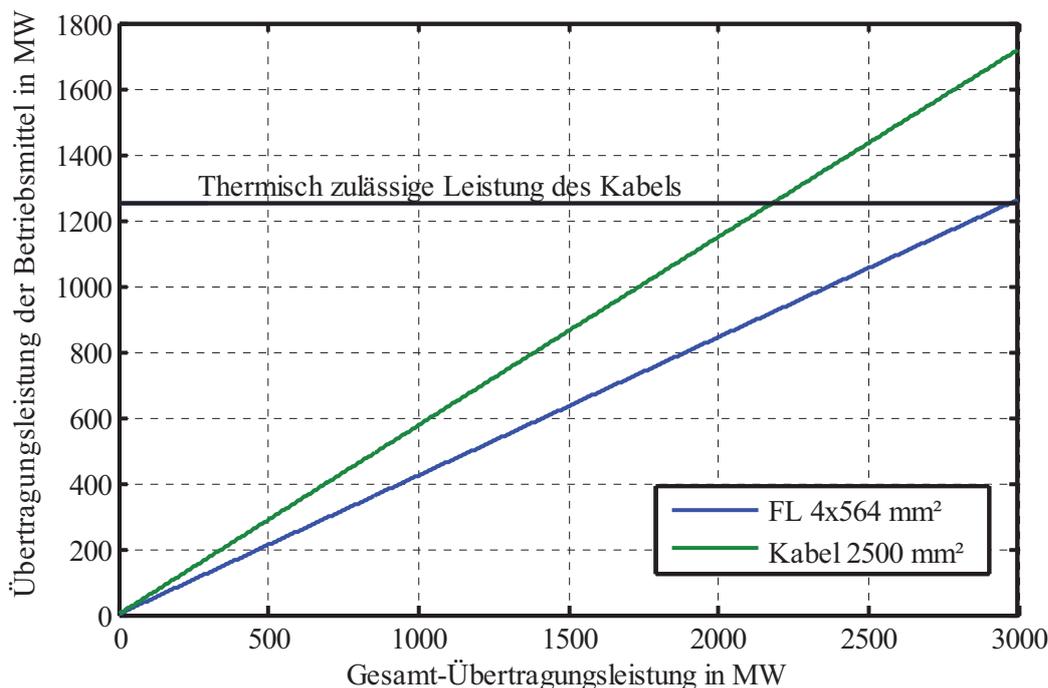


Abbildung 2.6 Leistungsaufteilung bei Parallelschaltung von Kabel und Freileitung (380 kV)

Eine direkte Parallelschaltung von unterschiedlichen Leitungsarten ist aus den oben genannten Gründen nicht sinnvoll. Der Einsatz von Kabeln im freileitungsdominierten Übertragungsnetz kann außerdem zu einer starken Verschiebung des Leistungsflusses führen, was ggf. zu einer Erhöhung der Netzverluste und in ungünstigen Fällen auch zu einer Überlastung anderer Betriebsmittel führen kann. Bei einem Trassenaus- oder -neubau mit Kabeln muss daher stets mit Hilfe von

Leistungsflussuntersuchungen ermittelt werden, ob und in welchem Umfang Maßnahmen zur Impedanzanpassung notwendig werden können. Hierbei werden dann entweder sogenannte Anpassungsspulen oder leistungselektronische Bauelemente (FACTS – flexible AC transmission system) in Reihe zu dem betroffenen Kabel geschaltet. Die Impedanzanpassungsspulen werden als sogenannte Luftspulen ausgeführt und auf Isolationstischen aufgestellt, wie in **Abbildung 2.7** dargestellt.

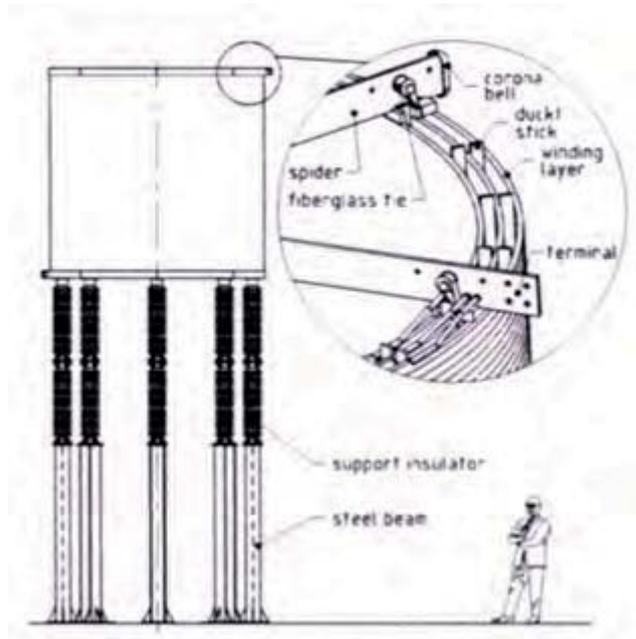


Abbildung 2.7 Längsdrosselspule zur Impedanzanpassung [4]

2.3.4 Einfluss auf die Netzkurzschlussverhältnisse

Die Höhe des bei einem Kurzschluss im Netz fließenden Kurzschlussstromes wird durch die sogenannte Netzzinnenimpedanz Z_K des Netzes bestimmt, welche häufig auch in Form der sogenannten Netzkurzschlussleistung ausgedrückt wird [9]:

$$S_K'' = \frac{cU_n^2}{Z_K} \quad (2.13)$$

Hierbei kann im Höchstspannungsnetz für die Bestimmung des maximal auftretenden Kurzschlussstromes $c = 1,1$ angenommen werden [9]. Die Höhe der Kurzschlussleistung ist hierdurch abhängig von den vorliegenden Impedanzverhältnissen und daher im gesamten Netz unterschiedlich. Der maximale Betrag des Kurzschlussstromes an einem Netzknoten berechnet sich für eine gegebene Kurzschlussleistung zu:

$$I_K'' = \frac{S_K''}{\sqrt{3}U_n} \quad (2.14)$$

Der Bau neuer Leitung führt dazu, dass durch die weitere Vermaschung des Netzes die Netzinneimpedanz Z_K verkleinert wird, wobei die Auswirkungen mit steigender Entfernung zu den Anschlussknoten der Leitung kleiner werden. Die Folge ist eine Erhöhung der Kurzschlussleistung, welche wiederum zu größeren Kurzschlussströmen führt. Dieser Effekt ist beim Netzausbau mit Drehstrom-Kabeln aufgrund der erheblich niedrigeren Impedanz stärker ausgeprägt als beim Netzausbau mit Drehstrom-Freileitungen.

Die Erhöhung der Kurzschlussleistung hat zum einen die positive Folge, dass die Auswirkungen der kurzschlussbedingten Spannungsabsenkung im Netz näher auf die Kurzschlussstelle begrenzt werden, da der sich ausbildende Spannungstrichter kleiner wird. Zum anderen darf die Kurzschlussleistung im Netz aber auch nicht zu hoch werden, um die eingesetzten Betriebsmittel nicht in unzulässiger Weise zu belasten und um den Kurzschluss noch sicher mit den Leistungsschaltern abschalten zu können. In jedem Fall ist eine detaillierte Untersuchung der Kurzschlussstromverhältnisse im Netz erforderlich. Eine Absenkung der Kurzschlussleistung kann dann z. B. durch den Einsatz von Kurzschlussstrombegrenzungsspulen oder eine Sammelschientrennung erreicht werden.

2.4 Verluste

Um die Wirtschaftlichkeit einer Übertragungsleitung beurteilen zu können, müssen neben den reinen Investitionskosten auch die Kosten für die bei der Energieübertragung anfallenden Verluste betrachtet werden. Diese teilen sich bei der Drehstromübertragung in einen stromabhängigen und einen spannungsabhängigen Teil auf. Während der stromabhängige Verlustanteil abhängig von der aktuellen Übertragungsleistung auftritt, fallen die spannungsabhängigen Verluste ständig, also z. B. auch im Leerlauf, an. Hierzu können noch zusätzliche Verlustanteile kommen, z. B. durch gegebenenfalls notwendige Blindleistungskompensationsanlagen (siehe **Abbildung 2.8**).

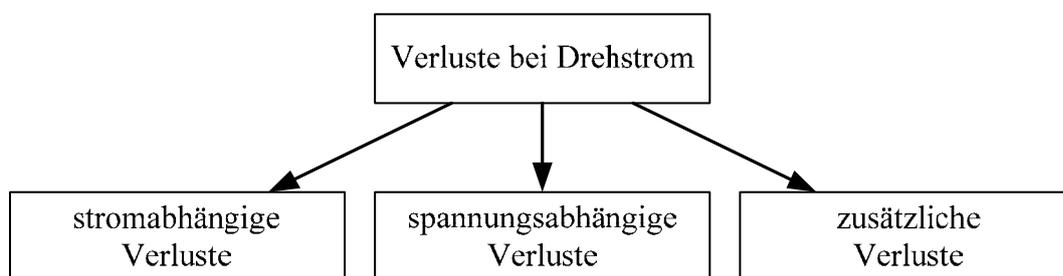


Abbildung 2.8 Verlustarten bei der Höchstspannungs-Drehstromübertragung

2.4.1 Stromabhängige Leitungsverluste

Zur prinzipiellen Erklärung sowie zur Abschätzung der Verluste kann das π -Ersatzschaltbild mit konzentrierten Parametern (**Abbildung 2.2**) herangezogen

werden. Hiermit ergeben sich die längenbezogenen Stromwärmeverluste am ohmschen Längswiderstand R' unter Vernachlässigung des kapazitiven Ladestromes näherungsweise aus der Übertragungsleistung S und der Netznennspannung U_n zu:

$$P'_{VI} = 3R'I^2 \approx 3R' \left(\frac{S}{\sqrt{3}U_n} \right)^2 = R' \frac{S^2}{U_n^2} \quad (2.15)$$

2.4.2 Spannungsabhängige Leitungsverluste

Zur Abschätzung der spannungsabhängigen Verluste wird davon ausgegangen, dass an den Leitungsenden im Mittel die Netznennspannung U_n anliegt. Damit ergeben sich diese zu:

$$P'_{VU} = G'U_n^2 \quad (2.16)$$

2.4.3 Ladestrom- und Kompensationsverluste

Weitere Verlustanteile werden durch den kapazitiven Ladestrom der Übertragungsleitung verursacht. Diese können bei Freileitungen aufgrund ihrer geringen Größenordnung vernachlässigt werden, bei Kabeln würde eine Vernachlässigung jedoch dazu führen, dass die Verluste merklich zu klein berechnet würden. Da der Ladestrom proportional zur Netznennspannung U_n ist und nahezu unabhängig von der Übertragungsleistung der Leitung anfällt, wird der durch den Ladestrom verursachte Verlustanteil zu den spannungsabhängigen Verlusten gezählt. Die Ladestromverluste hängen zusätzlich stark von der Anordnung der Kompensationsspulen ab. Fließt der Ladestrom dem Kabel nur von einer Seite zu, so ergibt sich für die Ladestromverluste in genäherter Form (siehe auch **Tabelle 2.2**):

$$P'_{VC} = 3R' \frac{I_C^2}{3} = R'I_C^2 = R' \left(\omega_0 C' \frac{U_n}{\sqrt{3}} \right)^2 \quad (2.17)$$

Wird der Ladestrom von beiden Seiten des Kabels gedeckt, so verringern sich die durch ihn verursachten Verluste auf:

$$P'_{VC} = \frac{1}{4} R' I_C^2 = \frac{1}{4} R' \left(\omega_0 C' \frac{U_n}{\sqrt{3}} \right)^2 \quad (2.18)$$

Und allgemein bei n Kompensationsstellen ergibt sich für die Ladestromverluste:

$$P'_{VC} = \frac{1}{(2(n-1))^2} R' I_C^2 = \frac{1}{(2(n-1))^2} R' \left(\omega_0 C' \frac{U_n}{\sqrt{3}} \right)^2 \quad (2.19)$$

Zusätzlich zu den Leitungsverlusten durch den Ladestrom sind auch die Verluste in den Kompensationsanlagen zu berücksichtigen. Diese fallen während der ge-

samtens Betriebsdauer der Spulen an und ergeben sich aus der bezogenen kapazitiven Ladeleistung Q'_c , der Spulengüte g und dem Kompensationsgrad k zu:

$$P'_{VC} = (1 - g) \cdot k \cdot Q'_c = (1 - g) \cdot k \cdot \omega C' \cdot U_n^2 \quad (2.20)$$

Für die Güte großer Drosselspulen kann laut [4] ein Wert von etwa 99,85 % angenommen werden. Dies entspricht Verlusten in Höhe von 0,15 % der Drosselbemessungsleistung (vergleiche Abschnitt 2.3.1).

2.4.4 Verlustarbeit

Für die Berechnung der jährlichen Verlustarbeit, insbesondere für die Berechnung der stromabhängigen Verlustarbeit, ist die Kenntnis des zeitlichen Verlaufs der Übertragungsleistung erforderlich. Dieser Verlauf ist, insbesondere bei der Planung einer Übertragungsleitung, häufig nicht bekannt. Man bedient sich dann des sogenannten Arbeitsverlustfaktors, mit dem sich eine Abschätzung der zu erwartenden Verlustarbeit in guter Näherung bestimmen lässt. Der Arbeitsverlustfaktor lässt sich aus einer bekannten Zeitreihe berechnen, indem zunächst die mittlere jährliche längenbezogene Verlustleistung bestimmt wird ($T_a = 1 \text{ a} = 8760 \text{ h}$):

$$\bar{P}'_{VI} = \frac{1}{T_a} \int_0^{T_a} P'_{VI}(t) dt = \frac{1}{T_a} 3R' \int_0^{T_a} \left(\frac{S(t)}{U_n} \right)^2 dt \quad (2.21)$$

Hieraus ergibt sich die jährliche längenbezogene stromabhängige Verlustarbeit zu:

$$W'_{al} = \int_0^{T_a} P'_{VI}(t) dt = T_a \bar{P}'_{VI} = T_a \frac{1}{T_a} 3R' \int_0^{T_a} \left(\frac{S(t)}{U_n} \right)^2 dt \quad (2.22)$$

Der Arbeitsverlustfaktor ergibt sich, wenn man die jährliche längenbezogene Verlustarbeit auf die bei dauernder Maximallast anfallende längenbezogene Verlustarbeit bezieht [34]:

$$\vartheta = \frac{W'_{al}}{W'_{al,max}} = \int_0^{T_a} \frac{P'_{VI}(t)}{T_a P'_{VI,max}} dt = \frac{1}{T_a} \int_0^{T_a} \frac{(S(t))^2}{S_{max}^2} dt \quad (2.23)$$

Ist der Arbeitsverlustfaktor bekannt, lässt sich die jährliche Verlustarbeit durch die maximalen stromabhängigen Verluste leicht berechnen:

$$W'_{al} = \vartheta P'_{VI,max} T_a = \vartheta T_a R' \frac{S_{max}^2}{U_n^2} \quad (2.24)$$

Bei allen anderen bei der Drehstromübertragung auftretenden Verlustanteilen kann in guter Näherung davon ausgegangen werden, dass sich ihr Wert im Jahres-

verlauf aufgrund der nahezu konstanten Spannung kaum ändert, sie also ständig anfallen. Die längenbezogene jährliche Gesamtverlustarbeit ergibt sich damit zu:

$$W'_a = T_a (\vartheta P'_{VI,\max} + P'_{VU} + P'_{VC} + P'_{VK}) \quad (2.25)$$

3 Energieübertragung mit Gleichstrom

3.1 Berechnungsgrundlagen und Ersatzschaltbild

Wie in Abschnitt 1.6 gezeigt wurde, lassen sich Hochspannungs-Gleichstrom-Verbindungen grundsätzlich als monopolare oder als bipolare Systeme aufbauen. Bei monopularen Systemen wird nur der Hinleiter als Kabel oder Freileitung ausgeführt, die Rückleitung erfolgt über das Erdreich. Bei bipolaren Systemen werden dagegen sowohl der Hin- als auch der Rückleiter als einzelne Übertragungsleitung ausgeführt. Dementsprechend können zwei unterschiedliche Ersatzschaltbilder für die Übertragungsleitung angegeben werden (siehe **Abbildung 3.1** und **Abbildung 3.2**). Hierbei muss beachtet werden, dass bei der bipolaren HGÜ ein Leiter auf der positiven und der andere auf der negativen Gleichspannung liegt, wodurch sich zwischen den Leitern die doppelte Gleichspannung einstellt.

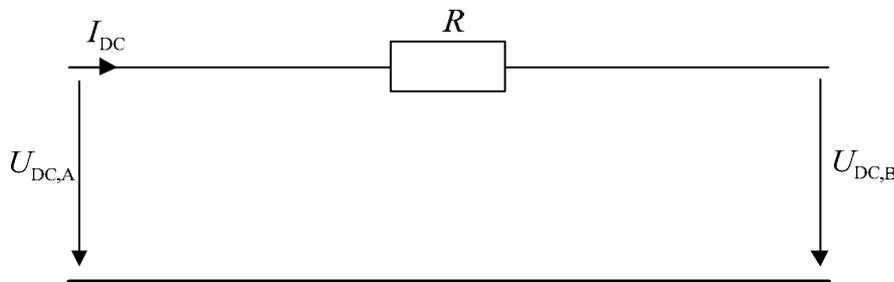


Abbildung 3.1 Ersatzschaltbild der monopularen Leitung

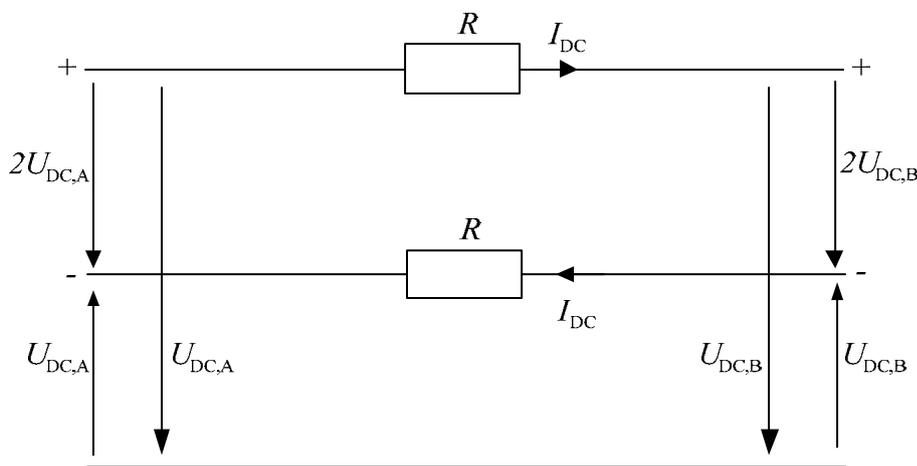


Abbildung 3.2 Ersatzschaltbild der bipolaren Leitung

3.2 Betriebskonstanten

Die Energieübertragung mit Gleichspannung bietet den Vorteil, dass sowohl die Induktivitäten als auch die Kapazitäten keine Rolle spielen. Wie in den Ersatzschaltbildern **Abbildung 3.1** und **Abbildung 3.2** zu erkennen ist, muss nur noch der temperaturabhängige ohmsche Widerstandsbelag R' der Leitung berücksichtigt werden. Dieser bestimmt sich wie bei der Drehstromübertragung durch

den Leiterquerschnitt und den temperaturabhängigen spezifischen Widerstand des gewählten Leitermaterials. Anders als bei Wechselspannung tritt jedoch keine Stromverdrängung auf. Für die Berechnung der Leitungsverluste kann bei der Gleichspannungsübertragung daher der niedrigere Gleichstromwiderstand $R'_{=\vartheta}$ angesetzt werden, der sich aus dem Gleichstromwiderstand bei Raumtemperatur (20°C) $R'_{=20}$, der Leitertemperatur ϑ und dem Temperaturkoeffizienten α_{20} berechnet:

$$R'_{=\vartheta} = R'_{=20} + \Delta R' \quad (3.1)$$

mit:

$$\Delta R' = R'_{=20} \alpha_{20} (\vartheta - 20^{\circ}\text{C}) \quad (3.2)$$

Hierbei wird üblicherweise mit einer durchschnittlichen Leitertemperatur von $\vartheta = 40^{\circ}\text{C}$ gerechnet.

3.3 Betriebsverhalten

3.3.1 Übertragbare Leistung

Da die Induktivitäten und Kapazitäten bei Gleichspannung unwirksam sind entstehen keine Probleme durch kapazitive Ladeströme oder den zusätzlichen Längsspannungsabfall an der Induktivität. Aus diesem Grund brauchen entlang der Leitung keine Kompensationsanlagen errichtet zu werden. Die maximale Übertragungsleistung und -länge wird bei der HGÜ nur durch den Spannungsabfall über dem ohmschen Widerstand beschränkt, da die Zwischenkreisspannung am Ende der Leitung nicht zu klein werden darf. **Abbildung 3.3** zeigt die zulässige Übertragungsleistung von zwei unterschiedlichen HGÜ-Varianten mit unterschiedlichen Nennleistungen, Zwischenkreisspannungen und Querschnitten unter der Voraussetzung, dass der maximale Spannungsabfall einen Wert von beispielhaft 10 % der Nennspannung nicht überschreiten darf. Es wird deutlich, dass die Übertragungsleistung im Vergleich zu den Drehstrom-Übertragungsleitungen (vergleiche mit **Abbildung 2.5**) erst für sehr große Leitungslängen reduziert werden muss, um den Spannungsabfall nicht zu groß werden zu lassen. Eine weitere Verbesserung des in **Abbildung 3.3** gezeigten Übertragungsverhaltens könnte durch größere Querschnitte oder höhere Gleichspannungen (niedrigere Gleichströme) erreicht werden, so dass bei der HGÜ praktisch keine Längenbegrenzungen bestehen.

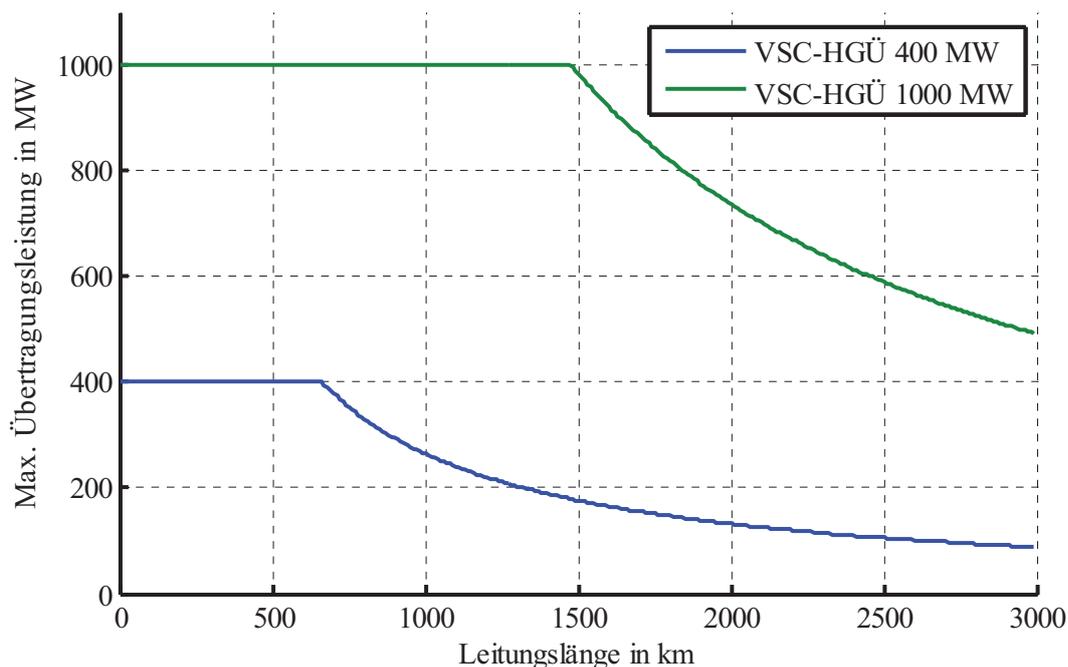


Abbildung 3.3 Übertragbare Leistung der HGÜ bei Annahme eines maximalen Spannungsabfalls von 10 % für zwei verschiedene Varianten (HGÜ 400 MW: 1800 mm² Al, ±150 kV und HGÜ 1000 MW: 2200 mm² Al, ±320 kV)

3.3.2 Einfluss auf die Netzkurzschlussverhältnisse

Im Gegensatz zum Bau einer Drehstrom-Übertragungsleitung führt die Errichtung einer HGÜ-Verbindung nicht zu einer signifikanten Erhöhung der Netzkurzschlussleistung, da der Kurzschlussstrombeitrag der HGÜ auf den Bemessungsstrom der Umrichter begrenzt werden muss, um diese nicht zu beschädigen. Dies führt i.d.R. nicht zu einer unzulässigen Erhöhung der Netzkurzschlussleistung, wodurch dann auch keine Netzertüchtigungsmaßnahmen notwendig werden. Auf der anderen Seite leistet die HGÜ mit ihrem geringen Kurzschlussstrombeitrag in einem vermaschten Verbundnetz nur einen ungenügenden Beitrag zur Spannungsstützung im Fehlerfall, wodurch die Auswirkungen der kurzschlussbedingten Spannungsabsenkung im Vergleich zum Ausbau mit einer Drehstromübertragungsleitung weiträumiger ausfallen.

3.4 Verluste

Bei HGÜ-Systemen treten im Vergleich zu den Drehstromsystemen unterschiedliche Verlustanteile auf. Bei Betrieb mit Gleichstrom entstehen keine spannungsabhängigen Verluste auf dem Kabel, sondern nur die reinen Gleichstromleiterverluste. Daneben sind als Zusatzverluste die Verluste der Umrichterstationen zu berücksichtigen. Eine Übersicht der Verlustarten ist in **Abbildung 3.4** gegeben.

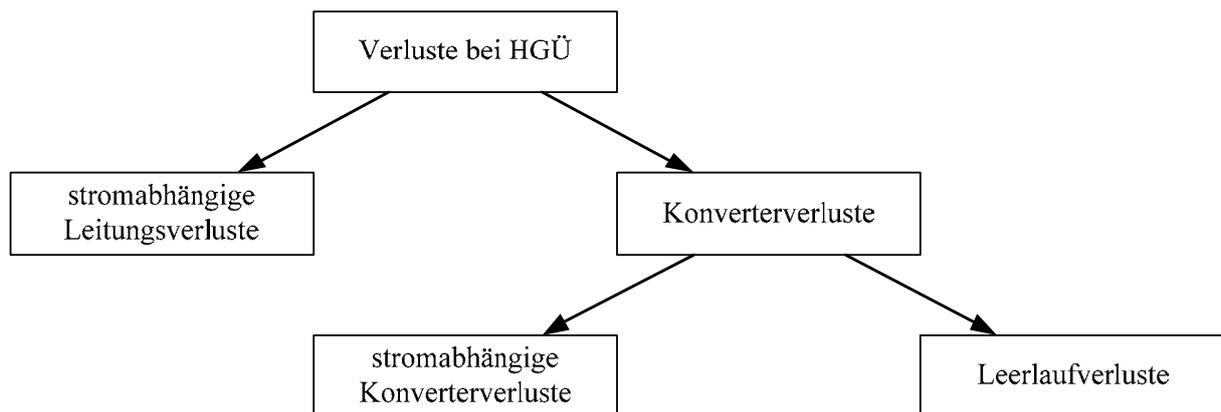


Abbildung 3.4 Verlustarten bei der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

3.4.1 Leitungsverluste

Wie man **Abbildung 3.1** und **Abbildung 3.2** entnehmen kann, ergeben sich unterschiedliche stromabhängige Leitungsverluste für die monopolare und die bipolare HGÜ. Bei der monopolaren HGÜ ist der Strom bei gleicher Übertragungsleistung doppelt so groß wie bei der bipolaren Übertragung. Da die ohmschen Verluste quadratisch mit dem Strom steigen, ergeben sich damit für die monopolare Übertragung bei gleicher Leiter-Erde-Spannung die doppelten Übertragungsverluste im Vergleich zur bipolaren HGÜ:

$$P_{VI,monopolar} = R' \cdot l \cdot I_{DC}^2 = R' \cdot l \cdot \left(\frac{P_{DC}}{U_{DC}} \right)^2 \quad (3.3)$$

$$P_{VI,bipolar} = 2 \cdot R' \cdot l \cdot I_{DC}^2 = \frac{1}{2} R' \cdot l \cdot \left(\frac{P_{DC}}{U_{DC}} \right)^2 \quad (3.4)$$

3.4.2 Konverterverluste

Neben den Leitungsverlusten sind bei der HGÜ zusätzlich auch die Verluste in den leistungselektronischen Bauelementen, Stromrichtertransformatoren, den Filteranlagen und Eigenbedarfsanlagen der Konverterstationen zu berücksichtigen. Diese werden im Folgenden unter dem Begriff Konverterverluste zusammengefasst. Aus der unterschiedlichen Betriebsweise und Schaltfrequenz der Stromrichterventile der klassischen und der selbstgeführten Umrichter resultieren unterschiedlich große Verluste. Im Wesentlichen aufgrund der höheren Schaltfrequenz der VSC-HGÜ sind hier die Konverterverluste heute noch deutlich höher als bei der klassischen HGÜ.

Die Konverterverluste sind belastungsabhängig und können durch die folgende Gleichung in guter Näherung approximiert werden [35]:

$$\frac{P_{VKonv}}{P_r} = p_{V0} + k_1 \frac{P_{DC}}{P_r} + k_2 \left(\frac{P_{DC}}{P_r} \right)^2 \quad (3.5)$$

P_r : Bemessungsleistung der Konverter

p_{V0} : auf P_r bezogene Leerlaufverluste

P_{DC} : Übertragungsleistung

k_1, k_2 : dimensionslose Faktoren

Für die Parameter können für eine VSC-HGÜ die folgenden Parameter für die Verlustberechnung angesetzt werden:

Tabelle 3.1 Parameter für die Berechnung der Konverterverluste einer VSC-HGÜ [36]

Parameter	Wert
p_{V0}	0,0047
k_1	0,0132
k_2	0,0072

Hieraus ergibt sich die in **Abbildung 3.5** dargestellte beispielhafte Kennlinie der Konverterverluste bei der VSC-HGÜ. Es ist erkennbar, dass die summierten Verluste der beiden Konverter am Anfang und Ende der Leitung im Leerlauf bei etwa 0,5 % liegen und für größere Leistungen bis zu einem Wert von etwa 2,5 % im Volllastbetrieb ansteigen.

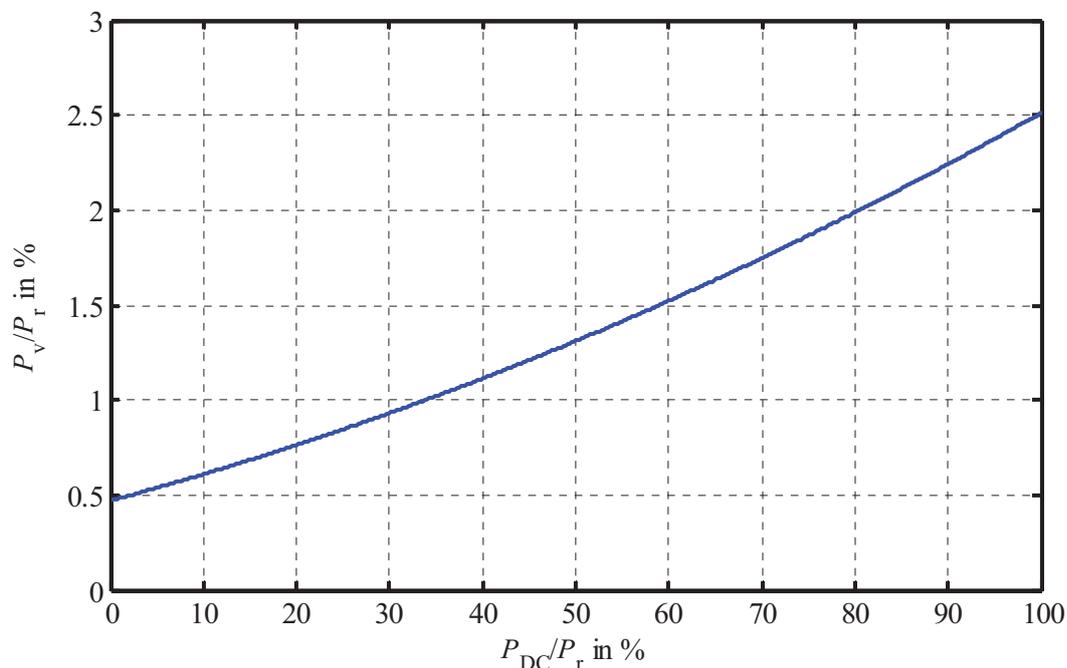


Abbildung 3.5 Beispielhafte Verlustkennlinie der VSC-HGÜ

3.4.3 Verlustarbeit

Die Berechnung der jährlichen Verlustarbeit durch die Stromwärmeverluste in der Übertragungsleitung erfolgt in Analogie zur Drehstrom-Übertragungsleitung (siehe Abschnitt 2.4.4) über den Arbeitsverlustfaktor ϑ . Für eine monopolare HGÜ folgt für die längenbezogene jährliche Leitungsverlustarbeit:

$$W'_{VI} = \vartheta P'_{VI, \max} T_a = \vartheta T_a R' \left(\frac{P_{DC, \max}}{U_{DC}} \right)^2 \quad (3.6)$$

und für eine bipolare HGÜ:

$$W'_{VI} = \vartheta P'_{VI, \max} T_a = \vartheta T_a \frac{1}{2} R' \left(\frac{P_{DC, \max}}{U_{DC}} \right)^2 \quad (3.7)$$

Weiterhin müssen auch die Konverterverluste bei der Berechnung der Jahresverlustarbeit berücksichtigt werden. Wie Gl. (3.5) entnommen werden kann, besitzen diese neben einem konstanten Anteil auch Anteile, die linear, beziehungsweise quadratisch von der Übertragungsleistung abhängig sind. Für die Berechnung der Konverterverlustarbeit muss daher neben dem Arbeitsverlustfaktor ϑ , der den quadratischen Teil beschreibt, auch der sogenannte Jahresbelastungsgrad m für die Berechnung der leistungsproportionalen Anteile herangezogen werden. Hierbei handelt es sich um die auf die Maximalleistung bezogene mittlere Leistung im Bezugsjahr. Er kann wie der Arbeitsverlustfaktor aus einer bekannten Zeitreihe bestimmt werden. Die entsprechende Gleichung lautet dann:

$$m = \frac{1}{T_a} \int_0^{T_a} \frac{P_{DC}(t)}{P_{DC, \max}} dt = \frac{1}{T_a} \int_0^{T_a} \frac{I_{DC}(t)}{I_{DC, \max}} dt \quad (3.8)$$

In Verbindung mit Gl. (3.5) ergibt sich hiermit die jährliche Konverterverlustarbeit zu:

$$W_{VKonv} = T_a P_r \left(p_{V0} + m \cdot k_1 \frac{P_{DC, \max}}{P_r} + \vartheta \cdot k_2 \left(\frac{P_{DC, \max}}{P_r} \right)^2 \right) \quad (3.9)$$

Zusammen mit den Stromwärmeverlusten der Leitung, kann damit die gesamte jährliche Verlustarbeit der HGÜ angegeben werden. Diese berechnet sich dann zu:

$$W_{VDC} = l \cdot W'_{VI} = +W_{VKonv} \quad (3.10)$$

4 Schutz- und Überwachungssysteme

4.1 Leitungsschutzsysteme und AWE

Elektrische Übertragungssysteme müssen grundsätzlich vor den Auswirkungen von Kurzschlüssen und Überlastungen geschützt werden. Als Schutzgeräte werden bei der Freileitung und beim Kabel grundsätzlich die gleichen Geräte eingesetzt. Im Höchstspannungsnetz werden hierbei in der Regel sogenannte Distanzschutzgeräte mit einem integrierten Überstromschutz verwendet. Diese Schutzgeräte erkennen nicht nur einen Kurzschluss, sondern können auch den Fehlerort näherungsweise ermitteln und die Spannungen und Ströme vor und während der Störung aufzeichnen und so für eine spätere Fehleranalyse verfügbar machen.

Eine Besonderheit des Leitungsschutzes in der Höchstspannungsebene ist die sogenannte Automatische Wiedereinschaltung (AWE) [3]. Hierbei macht man sich zunutze, dass in Freileitungsnetzen überwiegend einpolige Lichtbogenkurzschlüsse als Folge atmosphärischer Einflüsse oder äußerer Einwirkungen auftreten. Derartige Fehler werden durch den Leitungsschutz erkannt, und die Leitung zunächst beidseitig für einige hundert Millisekunden abgeschaltet und danach wieder eingeschaltet. Liegt ein Lichtbogenfehler vor, so verlischt dieser in der stromlosen Pause, die Luft regeneriert sich, stellt die Isolation der Leiterseile wieder her und die Freileitung ist nach der Zuschaltung wieder voll funktionstüchtig. Diese kurze Pause führt zu keiner wesentlichen Einschränkung der Leistungsübertragung. Liegt der Fehler nach der Zuschaltung weiterhin vor, erfolgt die dreipolige Abschaltung der Freileitung durch den Leitungsschutz. Im Gegensatz hierzu führt ein Durchschlag der Isolation bei einem Kabel stets zur lokalen Zerstörung des Kabels. Um den Rest des Kabels zu schützen und einen Kabelgroßschaden zu vermeiden, muss das Kabel daher schnellstmöglich beidseitig abgeschaltet werden.

Ein Einsatz von Kabeln im freileitungsdominierten Höchstspannungsnetz hat damit auch Auswirkungen auf das Schutzkonzept, da die Durchführung der AWE nur auf die Freileitungen im Netz beschränkt bleiben darf. Der Leitungsschutz muss nun so ausgeführt werden, dass sich für die Kabelabschnitte jeweils separate Schutzabschnitte ergeben, damit diese im Falle eines Fehlers sicher ausgeschaltet werden können. Hierzu muss das Kabel z. B. mit zusätzlichen Differentialschutzgeräten ausgestattet werden. Der Differentialschutz vergleicht die Ströme am Anfang und Ende der Leitung. Diese sind im fehlerfreien Betrieb gleich groß. Bei einem Kurzschluss entsteht eine Stromdifferenz, die durch den Differentialschutz erkannt wird und zu einer sofortigen Abschaltung der betroffenen Leitung führt. Um einen Vergleich der Ströme am Anfang und Ende der Leitung zu ermöglichen, ist es bei dieser Schutzart notwendig, dass die Messwerte über zusätzliche Lichtwellenleiter dem Schutzgerät zugeführt werden.

Bei der HGÜ wird der Schutz gegen Kurzschlüsse und Überlastungen bei den heute üblichen Punkt-zu-Punkt-Verbindungen über den Überlastschutz der Umrichter realisiert. Diese schalten sich bei einem Überschreiten des Bemessungsstromes sofort ab und stellen so den Schutz der Übertragungsleitung sicher. Die HGÜ ist deshalb im Gegensatz zur Drehstrom-Übertragung nur bei einer Überdimensionierung der Umrichter überlastbar. Das heutige Schutzkonzept der HGÜ ist aufgrund der fehlenden Selektivität nicht für den Aufbau eines vermaschten Gleichspannungsnetzes (Multi-Terminal-Betrieb) geeignet, da es stets zum Ausfall des gesamten Gleichspannungsnetzes führen würde. Der Aufbau eines größeren Gleichspannungsnetzes ist daher ohne den Einsatz von Gleichspannungsleistungsschaltern, mit denen sich Übertragungsleitungen bei Kurzschlüssen selektiv abschalten lassen, nicht sinnvoll zu realisieren. Diese sind nach Aussagen von Herstellern zurzeit in der Entwicklung. Wann sie tatsächlich am Markt verfügbar sind, kann nach heutigem Stand noch nicht sicher gesagt werden.

4.2 Schutz gegen Überspannungen

Da die Isolation von Kabeln nicht selbstheilend ist, kommt hier der Vermeidung von Überspannungen bzw. dem Schutz des Kabels vor deren Auswirkungen eine besondere Bedeutung zu. Überspannungen können sowohl innere (z. B. Schaltüberspannungen), als auch äußere (z. B. Blitzeinschläge) Ursachen haben. Kabel sind zwar aufgrund der unterirdischen Verlegung nicht von direkten Blitzeinschlägen betroffen, es können jedoch äußere Überspannungen z. B. durch einen Blitzeinschlag in eine vorgelagerte Freileitung auftreten. Um das Kabel vor den Folgen derartiger Überspannungen zu schützen, ist die Installation von Überspannungsableitern an den Kabelenden erforderlich.

4.3 Temperaturmonitoring

Die zulässigen Dauerströme für die gängigen Seilausführungen bei Freileitungen ergeben sich aus der Norm DIN EN 50182 "Leiter für Freileitungen", Anhang F [37]. Die hierin angegebenen Strombelastbarkeiten werden durch die maximale Leiterendtemperatur des Freileitungsseils begrenzt. Diese beträgt für Standardseile im Dauerbetrieb 80°C, da sonst eine unzulässige Längendehnung und eine mechanische Entfestigung der Leiterseile auftreten. Die Norm bezieht sich hierbei auf die folgenden Umgebungsbedingungen:

- Umgebungstemperatur 35°C
- Sonneneinstrahlung 900 W/m²
- Windgeschwindigkeit 0,6 m/s
- senkrechter Windanströmwinkel

Da diese Werte in der Realität nur sehr selten erreicht werden, ergibt sich im Normalbetrieb eine von der zulässigen Maximaltemperatur abweichende Betriebstemperatur. Diese ist von der tatsächlichen Strombelastung und den vorherrschenden Witterungsverhältnissen abhängig. Bei Freileitungen haben vor allem die Windgeschwindigkeit und die Umgebungstemperatur einen entscheidenden Einfluss auf die übertragbare Leistung, da die Leitung bei tiefen Temperaturen und hohen Windgeschwindigkeiten besser gekühlt wird. **Abbildung 4.1** macht deutlich, dass die im Normalbetrieb zulässige Leistung durch Berücksichtigung der aktuellen Umgebungsbedingungen erheblich gesteigert werden kann. Hierzu kann z.B. eine Messeinrichtung errichtet werden, mit der sich die tatsächliche Leitertemperatur überwachen lässt (Leiteseilmonitoringsystem). Andere Verfahren nutzen Messdaten von Wetterstationen nahe der Freileitung, um hieraus über entsprechende Rechenmodelle deren maximal zulässige Übertragungsleistung zu bestimmen.

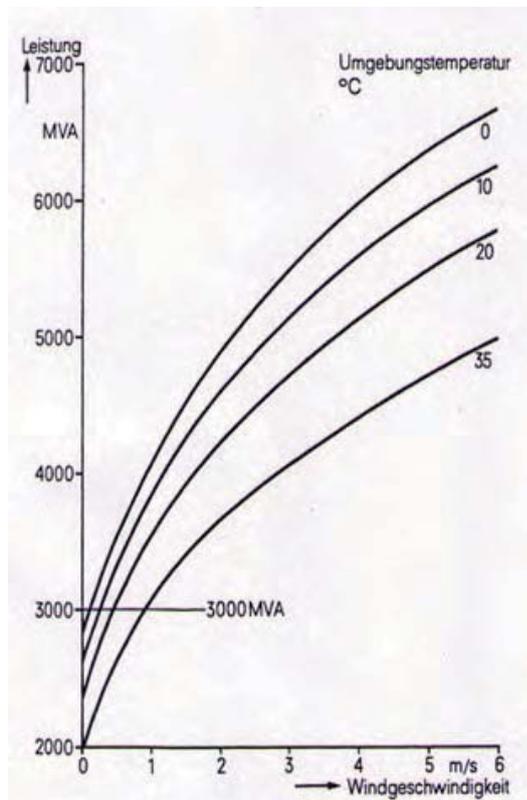


Abbildung 4.1 Übertragbare Leistung für eine 380-kV-Freileitung 4x564/72 AlSt [38]

Bei beiden Verfahren ist jedoch stets zu beachten, dass diese erhöhten Übertragungsleistungen je nach Witterung nur temporär zur Verfügung stehen und dass hierfür die entsprechenden Umgebungsbedingungen entlang der gesamten Trasse vorliegen müssen. Außerdem führt eine höhere Auslastung der Freileitung zu einem Anstieg der Leitungsverluste (vgl. Gl. (2.15)).

Bei VPE-Gleich- und Drehstrom-Kabeln darf die Leitertemperatur im Betrieb einen festgelegten Wert von maximal 90°C nicht überschreiten, um eine Beschädigung der Isolierung zu verhindern. Die Kabel werden in der Regel so ausgelegt, dass dieser Wert beim maximalen Betriebsstrom, einer Lufttemperatur von 15°C und für den schlechtestmöglichen thermischen Bodenwiderstand nicht überschritten wird. Wie Teil II entnommen werden kann, ist auch beim Kabel die tatsächlich auftretende Leitertemperatur von den vorherrschenden äußeren Bedingungen und der Vorbelastung abhängig. Hierdurch lässt sich auch beim Kabel die tatsächlich zulässige Übertragungsleistung durch eine kontinuierliche Temperaturüberwachung steigern. Hierzu wird das Kabel mit einem zusätzlichen Lichtwellenleiter ausgestattet, mit dem sich die Temperatur entlang der gesamten Leitung erfassen lässt. Dies ermöglicht auch die sichere Erfassung von ggf. auftretenden Hot-Spots entlang der Kabeltrasse.

4.4 Teilentladungsüberwachung

In der festen Isolierung von Kabeln können aufgrund von Unregelmäßigkeiten im Isolierstoff, wie z. B. ungünstig geformte leitfähige Einschlüsse oder Leitschichtauswölbungen, Feldinhomogenitäten bzw. elektrische Feldstärkeüberhöhungen auftreten. An diesen Stellen kann es dann zu einer lokalen Überschreitung der elektrischen Festigkeit und in der Folge zu sogenannten Teilentladungen kommen. Eine weitere Ursache von Teilentladungen können makroskopisch kleine luft- oder gasgefüllte Hohlräume im Isolierstoff sein. Diese werden aufgrund der gegenüber dem festen Isolierstoff erheblich niedrigeren Dielektrizitätszahl erheblich stärker elektrisch beansprucht. Da Gase zudem eine geringere Durchschlagsfestigkeit als feste Isolierstoffe besitzen, kommt es auch hier zu einem Durchschlag des Hohlraumes und in der Folge ebenfalls zu Teilentladungen.

Diese führen zu einer lokalen Zerstörung des Isoliersystems und haben daher durch eine fortschreitende Erosion des Isolierstoffes dessen schleichende Degeneration zur Folge. Hierbei sind Kunststoffkabel gegen Teilentladungen erheblich anfälliger als Massekabel, da sich bei letzteren die durch die Teilentladung entstehenden gasgefüllten Hohlkanäle mit dem in der geschichteten Isolierung enthaltenen hochviskosen Öl füllen können. Dies hat zur Folge, dass bei Kunststoffkabeln bei einem Auftreten von Teilentladungen bereits nach kurzer Zeit mit einem vollständigen Durchschlag der Isolierung gerechnet werden muss [19].

Um mögliche Fehlstellen im Isoliersystem frühzeitig entdecken zu können, werden die Kabel zum einen bereits im Werk auf Teilentladungsfreiheit geprüft. Zum anderen wird in der Regel auch bei der Inbetriebnahmeprüfung eine Teilentladungsmessung durchgeführt, um auch Fehler bei der Muffenherstellung entdecken zu können. Weiterhin werden die Kabel häufig auch mit einem Online-Monitoring-System ausgestattet, um im laufenden Betrieb eine Teilentladungsüberwachung vornehmen zu können.

5 Ausfallverhalten und Reparatur von Übertragungsleitungen

5.1 Reparatur von Freileitungen

Wie in Abschnitt 4.1 beschrieben, entstehen die meisten Fehler bei Freileitungen durch kurzzeitige Lichtbogenüberschläge, die durch ein kurzes Ein- und Wiederausschalten der Leitung (AWE) in der Regel von selbst verlöschen und den Weiterbetrieb der Leitung daher nicht gefährden. Treten größere Fehler auf (z. B. durch einen umstürzenden Baum, den Bruch einer Isolatorkette oder einen Seilabriss), so können diese bei Freileitungen meist schnell erkannt, geortet und behoben werden. Die Reparaturen selbst dauern bei Freileitungen in der Regel nur einen oder bei Großschäden wenige Tage. Notfalls können kurzfristig auch provisorische Notgestänge errichtet werden (siehe **Abbildung 5.1**).



Abbildung 5.1 Temporärer Mastersatz mit Hilfe zweier Mobilkräne

5.2 Reparatur von Kabelfehlern

Kabelfehler entstehen entweder aufgrund innerer Ursachen (z. B. schleichende Zerstörung durch Teilentladungen), die zu einem Durchschlag der Isolation führen oder durch äußere Zerstörung (z. B. durch Baggerarbeiten). Beide Fehlerarten führen zu einer lokalen Zerstörung des Kabels, das dann schnellstmöglich beidseitig abgeschaltet werden muss, um eine Gefährdung der benachbarten Phasen zu vermeiden. Aus diesem Grund steht das betroffene Kabelsystem bis zu einer Reparatur der durch den Fehler betroffenen Stromkreise nicht mehr für die Energieübertragung zur Verfügung.

Die Art und Weise, wie ein Kabelfehler repariert werden kann, hängt unmittelbar von den örtlichen Gegebenheiten an der Fehlerstelle ab. Hieraus ergeben sich auch direkt der erforderliche Reparaturaufwand und der notwendige Zeitbedarf.

Die Reparatur des Kabelfehlers erfolgt durch den Einbau eines neuen Kabelstücks mit Hilfe von zwei Verbindungsmuffen. Hierbei ist in der Regel ein Austausch von etwa 10 m Kabellänge notwendig. Abhängig von den örtlichen Gegebenheiten kann allerdings auch ein wesentlich längeres Reparaturkabel notwendig werden. Der notwendige Zeitaufwand für die Reparatur eines 1-phasigen 380-kV-Kabelfehlers kann mit den Angaben in **Tabelle 5.1** abgeschätzt werden.

Tabelle 5.1 Zeitaufwand bei der Reparatur eines einphasigen Kabelfehlers (Quelle: Nexans)

Maßnahme	Zeitaufwand
1. Einmessen des Fehlerortes	1 bis 3 Tage
2. Freilegung des Kabels und Entscheidung über die Reparaturmaßnahme	3 Tage
3. Tiefbaumaßnahmen und Verbau des/der Muffenbauwerke	7-14 Tage
4. Einziehen des Reparaturkabels und Montage von zwei Verbindungsmuffen	14 Tage
5. Hochspannungsprüfung	1 bis 3 Tage
Summe	26 bis 37 Tage

Weiterhin ist für die Dauer der Reparatur entscheidend, ob der Netzbetreiber das notwendige Reservekabel und die Verbindungsmuffen als Störungsreserve vorhält. Wird eine Neufertigung des Kabels notwendig, kann mit Lieferzeiten von bis zu sechs Monaten gerechnet werden.

Ein weiterer Punkt, der zu einer Verzögerung führen kann, ist die Verfügbarkeit der erforderlichen Hochspannungsprüfeinrichtung, da die Kabelanlage vor der Wiederinbetriebnahme einer Mantel- und Wechselspannungsprüfung unterzogen werden sollte. Da die Anzahl der für die Prüfung von Höchstspannungskabeln geeigneten mobilen Prüfeinrichtungen begrenzt ist, ist deren Auslastung in der Regel sehr hoch, was zu einem ungünstigen Zeitpunkt zu erheblichen Wartezeiten führen kann.

Gegenüber den anderen Faktoren ist hingegen die Mobilisationszeit von qualifiziertem Montagepersonal aufgrund der langen Vorlaufzeit in der Regel zu vernachlässigen

5.3 Ausfallverhalten

Der Ausfall von Betriebsmitteln kann betriebliche (z. B. Abschaltung zur Wartung) oder störungsbedingte Ursachen (z. B. Kurzschlüsse) haben. Da die störungsbe-

dingten Ursachen zufällig sind, können sie nur mit statistischen Größen beschrieben werden. Das Ausfallverhalten der Leitungen wird durch die FFN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik (vormals VDN- bzw. VDEW-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik) und separat durch die einzelnen Netzbetreiber statistisch erfasst. Hierbei muss beachtet werden, dass Störungsereignisse, die auf höhere Gewalt zurückzuführen sind, nicht in die Statistik eingehen. Hierzu zählen gemäß der Definition der BNetzA [39] Abschaltungen die z. B. auf Orkan, außergewöhnliche Hochwasser oder Erdbeben zurückzuführen sind. Insbesondere Extremwittersituationen wirken sich dabei jedoch vor allem auf die unteren Spannungsebenen aus, während die Leitungen der HÖS-Ebene kaum durch solche Ereignisse betroffen sind [40].

Die wichtigsten Größen sind hierbei die Ausfallrate λ und die mittlere Auszeit \bar{T}_a , für die manchmal auch die englische Bezeichnung MTTR (mean time to repair) benutzt wird. Die Ausfallrate λ berechnet sich, indem die Anzahl an Ausfällen auf die Betriebszeit und die Anzahl der Elemente bezogen wird. Bei der Betrachtung von Leitungssystemen wird hierbei statt der Anzahl der Elemente die Leitungslänge berücksichtigt. Die mittlere Auszeit \bar{T}_a ist die mittlere Zeitspanne zwischen dem Ausfall eines Betriebsmittels und dem Zeitpunkt zu dem das Betriebsmittel wieder für seine Aufgabe zur Verfügung steht. Der Kehrwert der mittleren Auszeit wird auch als Instandsetzungsrate μ bezeichnet.

$$\mu = \frac{1}{\bar{T}_a} \quad (5.1)$$

Aus der Ausfallrate und der mittleren Auszeit lassen sich weitere Zuverlässigkeitskenngrößen ableiten. Die Ausfallhäufigkeit H gibt die Anzahl der Ausfälle bezogen auf den Betrachtungszeitraum und die Anzahl der Elemente (bei Leitungen die Leitungslänge) an:

$$H = \frac{\mu \lambda}{\mu + \lambda} \quad (5.2)$$

Weitere wichtige Zuverlässigkeitskenngrößen sind die Verfügbarkeit P , die die Wahrscheinlichkeit angibt, dass sich das Betriebsmittel im betriebsbereiten Zustand befindet, und ihr Komplement, die sogenannte Nichtverfügbarkeit, die die Wahrscheinlichkeit angibt, dass sich die Leitung nicht im Betrieb befindet:

$$Q = 1 - P \quad (5.3)$$

Die Nichtverfügbarkeit beinhaltet neben den störungsbedingten Ausfällen Q_1 auch die geplanten Ausfälle (z. B. durch Wartung) Q_2 . Die störungsbedingte Nichtverfügbarkeit kann aus der Ausfallrate und der Instandsetzungsrate berechnet werden. Sie ergibt sich dann zu:

$$Q_1 = Q - Q_2 = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} \quad (5.4)$$

Die geplante Nichtverfügbarkeit ergibt sich aus den für Wartungszwecke notwendigen Abschaltungen der Übertragungsleitung. Sie kann daher über die entsprechenden Wartungsintervalle und die für die Wartung notwendige Zeitdauer berechnet werden.

Tabelle 5.2 enthält die Ausfallraten und die mittleren Auszeiten für die Berichtsjahre 1994 bis 2001 [40] für 380-kV-Freileitungen und 110-kV-Kabel in Netzen mit niederohmiger Sternpunktterdung. Für 380-kV-Kabel liegen aufgrund der geringen Grundgesamtheit und der vergleichsweise kurzen Verwendung der VPE-Kabel keine statistisch gesicherten Daten zur Verfügung, so dass die Ausfallhäufigkeit und mittlere Auszeit mit Hilfe der Angaben für die 110-kV-Kabel abgeschätzt werden. Diese sind zwar nur bedingt auf 380-kV-Kabel übertragbar, liefern aber doch gute Anhaltswerte für die Abschätzung der Zuverlässigkeit. Es ist davon auszugehen, dass die mittlere Auszeit für 380-kV-Kabel mindestens in der gleichen Größenordnung wie für 110-kV-Kabel liegt, da die Abläufe zur Fehlerortung und Reparatur weitgehend identisch sind. Laut [41] ist davon auszugehen, dass auch hinsichtlich der Fehlerhäufigkeit durch Erd- und Baggerarbeiten in der Realität kein wesentlicher Unterschied zwischen den meist in städtischem Gebiet verlegten 110-kV-Kabeln und 380-kV-Kabeln in ländlichem Gebiet bestehen wird. Begründet wird dies damit, dass auch in städtischem Gebiet durch die im Vergleich zu NS- und MS-Kabeln große Legetiefe und besondere Kennzeichnung von 110-kV-Kabeln eine geringe Wahrscheinlichkeit für eine Beschädigung durch Bauarbeiten besteht.

Tabelle 5.2 Längenbezogene Kenngrößen zum Ausfallverhalten von 380-kV-Freileitungen und 110-kV-Kabeln in Netzen mit niederohmiger Sternpunktterdung [40]

Leitung	Ausfallrate λ in 1/km a	Mittlere Auszeit \bar{T}_a in h
Freileitung	0,00353	2,94
Kabel	0,00657	68,2

Auf der Basis der in **Tabelle 5.2** dargestellten Zuverlässigkeitsgrößen, können mit Hilfe der Gln. (5.2), (5.3) und (5.4) die Ausfallhäufigkeit, sowie die Nichtverfügbarkeit und die Verfügbarkeit für verschiedene Leitungslängen⁷⁾ für 380-kV-Kabel- und -Freileitungen jeweils für ein System berechnet werden (siehe **Tabelle 5.3**). Es wird deutlich, dass ein VPE-Kabelsystem nahezu doppelt so häufig ausfällt wie ein gleichlanges Freileitungssystem. Hinzu kommt, dass auch die mittlere Auszeit bei Kabeln erheblich höher ist als bei Freileitungen, was zu einer insgesamt um etwa den Faktor 43 höheren Nichtverfügbarkeit des Kabelsystems führt. Werden

⁷⁾ Die Leitungslängen entsprechen den im Teilbericht IV vorgestellten Annahmen für die Szenarien zur Wirtschaftlichkeitsberechnung.

Kabel im Zuge einer Freileitungstrasse als Zwischenverkabelung eingesetzt, bestimmt sich die Verfügbarkeit der Übertragungsleitung in Abhängigkeit von den Freileitungs- und Kabellängen. Auf die Verfügbarkeit wirken sich aber auch die höhere Anzahl an Betriebsmitteln (z. B. Endverschlüsse, Wandler, Überspannungsableiter, usw.) nachteilig aus.

Es ist aber immer zu betonen, dass die berechneten Kenngrößen statistische Daten darstellen und das Ausfallverhalten einer einzelnen Leitung erheblich hiervon abweichen kann.

Tabelle 5.3 Kenngrößen für das Ausfallverhalten von 380-kV-Freileitungen und -Kabeln für verschiedene Leitungslängen (je ein System)⁸⁾

Kenngröße	Einheit	Typ	50 km	100 km	200 km	500 km
Ausfallhäufigkeit	1/a	Freileitung	0,18	0,35	0,71	1,76
		Kabel	0,33	0,66	1,31	3,28
Nichtverfügbarkeit	%/a	Freileitung	0,01	0,01	0,02	0,06
		Kabel	0,26	0,51	1,02	2,56
	h/a	Freileitung	0,52	1,04	2,08	5,19
		Kabel	22,40	44,81	89,61	224,03
Verfügbarkeit	%/a	Freileitung	99,99	99,99	99,98	99,94
		Kabel	99,74	99,49	98,98	97,44
	h/a	Freileitung	8759,48	8758,96	8757,92	8754,81
		Kabel	8737,60	8715,19	8670,39	8535,97

Für HGÜ-Anlagen existieren nur wenige statistische Daten zur Verfügbarkeit. Für die klassische HGÜ können [42], [43] und [44] Verfügbarkeitsdaten für die Jahre 2001 bis 2006 für zahlreiche Verbindungen weltweit entnommen werden. Hierbei muss jedoch beachtet werden, dass es sich bei den erfassten Projekten nahezu ausschließlich um Seekabelverbindungen handelt und eine Übertragung der Ergebnisse auf die Verhältnisse an Land, zumindest bezüglich der störungsbedingten Nichtverfügbarkeit der Kabel, nur bedingt möglich ist. Hinzu kommt, dass in den verwendeten Literaturstellen keine Aussage über die Längen der betrachteten Übertragungsleitungen getroffen wurde, was einen Vergleich mit den Drehstrom-Übertragungsleitungen erheblich erschwert. Zumindest liefern die in **Tabelle 5.4** angegebenen Zuverlässigkeitskenngrößen Anhaltswerte für die Beurteilung der Zuverlässigkeit der klassischen HGÜ. Aus den vorliegenden Daten lässt sich erkennen, dass die klassische HGÜ aufgrund der hohen geplanten und ungeplanten Nichtverfügbarkeit der Konverterstationen (zusammen ca. 4,69 % oder 410,8 h/a)

⁸⁾ Hierbei bleibt bei den 380-kV-Kabeln ein Ausfall der Kompensationsanlagen bei der Berechnung der Kenngrößen unberücksichtigt.

eine wesentlich höhere Nichtverfügbarkeit als Drehstrom-Freileitungen und – Kabel besitzt (vergleiche **Tabelle 5.3** und **Tabelle 5.4**).

Für die selbstgeführte VSC-HGÜ sind aufgrund der geringen Anzahl an realisierten Anlagen heute noch keine belastbaren statistischen Daten verfügbar. Herstellerangaben zur Verfügbarkeit finden sich aber z. B. in [32]. Hierin sind Verfügbarkeitskenngrößen aus den Jahren 2003 und 2004 für die Projekte Cross Sound und Murray Link enthalten. Die hieraus berechnete durchschnittliche Verfügbarkeit ist ebenfalls in **Tabelle 5.4** dargestellt. Nach neueren Angaben des Unternehmens ABB kann für die VSC-HGÜ von verbesserten Werten ausgegangen werden. Die Zuverlässigkeit neuerer Anlagen soll unter Berücksichtigung aller geplanten und ungeplanten Ausfälle im Bereich von 99,1 % (8681,2 h/a) liegen, und ABB garantiert eine Zuverlässigkeit von 98,5 % (8628,6 h/a), wobei auch hier keine Aussage über die Leitungslänge getroffen wird. Hieraus würde sich dann eine Nichtverfügbarkeit von 0,8 % (70,1 h/a) bzw. garantiert max. 1,5 % (131,4 h/a) ergeben. Diese Werte zeigen, dass die VSC-HGÜ im Vergleich zur klassischen HGÜ eine höhere Verfügbarkeit aufweist als die klassische LCC-Technologie. Im Vergleich mit der Drehstrom-Freileitung ergibt sich jedoch auch mit den neueren Zahlen von ABB eine insgesamt höhere Nichtverfügbarkeit der VSC-HGÜ (vgl. **Tabelle 5.3** und **Tabelle 5.4**).

Tabelle 5.4 Kenngrößen für das Ausfallverhalten der HGÜ [32], [42], [43], [44]

Typ	Verfügbarkeit	störungsbedingte Nichtverfügbarkeit Konverter	geplante Nichtverfügbarkeit	störungsbedingte Nichtverfügbarkeit Kabel ⁹⁾
klassische HGÜ	94,04 %	2,32 %	2,37 %	1,27 %
	8237,9 h/a	203,2 h/a	207,6 h/a	111,2 h/a
VSC-HGÜ	98,41 %	1,59 %		
	8620,7 h/a	139,3 h/a		

6 Wartung, Instandhaltung und Nutzungsdauer

6.1 Freileitungen

6.1.1 Wartung und Instandhaltung

Die notwendigen Instandhaltungsmaßnahmen für eine Freileitungstrasse bestehen im Wesentlichen aus regelmäßigen Inspektionen durch Begehungen oder das Abfliegen mit Hubschraubern. Werden hierbei Schäden festgestellt, so können die

⁹⁾ Hierbei muss beachtet werden, dass in der zitierten Literatur keine Aussage über die Länge der betrachteten Übertragungsleitungen getroffen wurde.

eventuell notwendigen Wartungsarbeiten, wie z. B. die Reparatur von Erdseil-schäden bei geeigneter Lage der beschädigten Stelle auch unter Spannung erfolgen (siehe auch **Abbildung 6.1**). Eine Abschaltung der Leitung zu Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen ist nur notwendig, wenn bei den durchzuführenden Arbeiten die Gefahr einer Überbrückung der Luftisulationsstrecke besteht. Laut [41] kann bei 380-kV-Freileitungen etwa alle 14 Jahre mit einer wartungsbedingten Abschaltung gerechnet werden. Weiterhin muss die Trasse in regelmäßigen Abständen von größerem Bewuchs frei gehalten werden. Außerdem ist ein regelmäßiger Korrosionsschutz der Maste erforderlich. Hierzu werden diese etwa alle 20 bis 30 Jahre mit einem neuen Korrosionsschutzanstrich versehen.



Abbildung 6.1 Anbringen von Erdseilmarkierungen mit einem Hubschrauber [5]

6.1.2 Nutzungsdauer

Die Nutzungsdauer von Freileitungen wird zum einen durch die Standfestigkeit der Maste und zum anderen durch den Zustand der Leiterseile bestimmt. Allgemein geht man auf der Grundlage langjähriger Erfahrung davon aus, dass Freileitungen bei regelmäßiger Wartung eine sehr hohe Nutzungsdauer von 80 Jahren und mehr erreichen können. Dies ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass Freileitungen zum einen ein sehr einfaches und robustes System darstellen und zum anderen sehr leicht nutzungsdauerverlängernde Maßnahmen durchgeführt werden können. Hierzu zählt zum Beispiel der Austausch von Isolatoren und Leiterseilen, der in Abhängigkeit ihres Zustandes nach etwa 40 Jahren erforderlich werden kann. Weiterhin müssen bei langen Nutzungsdauern gegebenenfalls auch die Fundamente und Erdungsanlagen der Maste saniert werden.

6.2 Drehstrom-Kabel

6.2.1 Wartung und Instandhaltung

Drehstrom-Kabel sind nach der Verlegung praktisch wartungsfrei. Die Wartungsarbeiten beschränken sich somit im Wesentlichen auf die regelmäßige Kontrolle der Crossbonding-Kästen sowie der notwendigen Sekundärtechnik (z. B. Schutzgeräte, Teilentladungsmessung). Außerdem muss die Trasse während der Nutzungsdauer des Kabels von tiefwurzelnenden Pflanzen freigehalten werden.

6.2.2 Nutzungsdauer

Der Isolierstoff von Kabeln ist thermischen, mechanischen und elektrischen Beanspruchungen ausgesetzt. Diese führen zur Alterungseffekten und begrenzen somit die Nutzungsdauer der Kabel. Wird das Kabel während seiner Betriebszeit zusätzlich zu den normalen Betriebsbelastungen auch noch Überspannungen oder Überlastungen bzw. Kurzschlüssen mit Überschreitung der zulässigen Leitertemperatur ausgesetzt, so wirkt sich dies negativ auf die Nutzungsdauer aus.

Da die heute üblichen VPE-Kabelsysteme erst seit wenigen Jahren für die Höchstspannungsebene zur Verfügung stehen, sind noch keine ausreichenden Erfahrungen zur maximalen Nutzungsdauer vorhanden. Ausgehend von den Erfahrungen mit den schon länger eingesetzten 110-kV-VPE-Kabeln geht man heute von einem Erwartungswert von etwa 40 Jahren aus.

6.3 HGÜ

6.3.1 Wartung und Instandhaltung

Die notwendigen Wartungsarbeiten an der Übertragungsleitung selbst entsprechen je nach gewähltem Übertragungssystem den Erfordernissen der Drehstrom-Freileitung und -Kabel. Im Gegensatz zur Drehstromtechnik muss bei der HGÜ der Mehraufwand für die Wartung der Konverterstationen berücksichtigt werden. Der Wartungsaufwand für einen HGÜ-Konverter wird laut [32] im Wesentlichen durch die Wartung der Nebenanlagen, wie z.B. der Kühlanlage und der AC-Leistungsschalter geprägt. Zu den regelmäßig notwendigen Arbeiten zählt weiterhin aber auch die Wartung des Gleichstromteils, wie z. B. der regelmäßige Austausch defekter Halbleiterventile. In [32] wird für den Konverter einer VSC-HGÜ ein Wartungsbedarf von etwa 200-400 Arbeitsstunden pro Jahr, abhängig von der Konverterleistung, angegeben. Da die Arbeiten nur zum Teil unter Spannung erfolgen können, muss die HGÜ in regelmäßigen Abständen für Wartungszwecke abgeschaltet werden. Am Beispiel eines 350-MW-VSC-Umrichters wird in [32] ausgeführt, dass die Anlage typischerweise alle zwei Jahre für etwa 60 Stunden abgeschaltet werden muss. Für die klassische HGÜ kann aus [42], [43] und [44] eine typische wartungsbedingte Abschaltung von ca. 200 h pro Jahr ermittelt werden (siehe auch Abschnitt 5.3). Dieser im Vergleich zur VSC-HGÜ erheblich größere

Wartungsaufwand resultiert vermutlich aus dem höheren Zeitaufwand für die Wartung der umfangreichen Netzfilter der klassischen HGÜ.

6.3.2 Nutzungsdauer

Bei der Angabe der Nutzungsdauer von HGÜ-Anlagen kann zwischen dem Übertragungssystem und den Konvertern unterschieden werden. Die Nutzungsdauer des Übertragungssystems richtet sich nach der eingesetzten Technologie (Kabel oder Freileitung) und kann aus den Angaben für die Drehstrom-Übertragungsleitungen abgeleitet werden (siehe auch Abschnitte 6.1.2 und 6.2.2).

Langzeiterfahrungen, aus denen die maximale Nutzungsdauer von HGÜ-Konvertern abgeleitet werden können, existieren heute nur für die klassische HGÜ auf Basis von Thyristoren, da diese bereits seit Mitte der 1970er Jahre eingesetzt wird. Für die neuere Technologie der VSC-HGÜ kann die Nutzungsdauer dagegen nur aus den Erfahrungen mit der klassischen HGÜ abgeleitet werden.

Eine Auswertung von z. B. [43] zeigt, dass die ältesten klassischen HGÜ-Anlagen seit etwa 30 bis 40 Jahren in Betrieb sind. Hersteller von HGÜ-Systemen geben unter der Voraussetzung einer regelmäßigen Wartung eine Nutzungsdauer von etwa 40 Jahren an.

7 Zusammenfassung

Im vorliegenden Teilbericht wurden für Drehstrom-Freileitungen und –Kabel sowie für die netz- und selbstgeführte HGÜ mit Kabel der Stand der Technik, sowie der Aufbau und die für die Errichtung notwendigen Bauarbeiten vorgestellt. Weiterhin wurden die Berechnungsgrundlagen für die Bestimmung des Übertragungsverhaltens und der auftretenden Verluste und die bei den verschiedenen Betriebsmitteln anzusetzenden Betriebskonstanten vorgestellt sowie das hieraus resultierende Betriebsverhalten anhand von Beispielen aufgezeigt.

Die Drehstrom-Freileitung ist mit einem Anteil von mehr als 99,7 % der Stromkreislänge in der Höchstspannungsebene das in Deutschland meistverbreitete Übertragungssystem. Dementsprechend liegen hier auch die meisten Erfahrungswerte und die insgesamt größte Betriebserfahrung vor. Da Freileitungen in Deutschland schon seit 1923 für eine Betriebsspannung bis zu 220 kV und seit 1952 für 380 kV eingesetzt werden, stehen ausreichende Langzeiterfahrungen für HöS-Drehstrom-Freileitungen zur Verfügung, die auf eine hohe Nutzungsdauer von 80 Jahren und mehr schließen lassen. Zukünftig sind keine größeren Entwicklungssprünge zu erwarten.

Die große Verbreitung der Drehstrom-Freileitung ist darauf zurückzuführen, dass sie durch ihren vergleichsweise einfachen Aufbau schnell, einfach und vergleichsweise kostengünstig errichtet werden kann. Hierbei zeigt sie ein hohes Maß an Flexibilität und kann durch eine geeignete Wahl der Maststandorte einfach an die örtlichen Verhältnisse angepasst werden. Dies wird besonders bei der Querung von Verkehrswegen und natürlichen Hindernissen, wie Flüssen oder kleineren Seen, deutlich, die in der Regel überspannt werden können. Aufgrund der großen Isolationsabstände zwischen den Leiterseilen und gegenüber der Erde weist die Drehstrom-Freileitung einen breiten und hohen Aufbau mit typischen Masthöhen und -breiten von ca. 54 m bzw. ca. 30 m (Donaumast) auf. Entlang der Trasse muss ein etwa 70 m breiter Schutzstreifen von hochwachsendem Bewuchs freigehalten werden.

Die Drehstrom-Freileitung zeigt ein gutes und besonders robustes elektrisches Betriebsverhalten. Durch die im Vergleich zum Drehstrom-Kabel geringen Leiter-Erde-Kapazitäten ist eine Querkompensation je nach Netzverhältnissen in der Regel erst ab Längen von 300 km und mehr erforderlich. Allerdings sind dann auch Reihenkondensatoren als Längskompensation einzusetzen, um den Spannungsabfall bzw. die Spannungswinkeldifferenz nicht zu groß werden zu lassen. Mit beiden Maßnahmen können 380-kV-Freileitungen bis zu Leitungslängen von 500 km und mehr mit einer hohen Übertragungsleistung eingesetzt werden.

Drehstrom-Freileitungen sind durch ihr gutes thermisches Verhalten sehr gut überlastbar und zeigen eine wesentlich höhere Verfügbarkeit als Kabelanlagen. Diese ist insbesondere auf die selbstheilende Luftisolation und der daraus resultie-

renden Möglichkeit des Einsatzes der Automatischen Wiedereinschaltung (AWE) nach Lichtbogenfehlern sowie auf die verhältnismäßig einfache und schnelle Reparatur zurückzuführen.

Drehstrom-VPE-Erdkabel werden im Gegensatz zu Freileitungen in der Höchstspannungsebene erst seit 1986 und bislang nur auf verhältnismäßig kurzen Strecken in hauptsächlich großstädtischen Netzen eingesetzt. Dementsprechend verfügen die Netzbetreiber nur über geringe Erfahrungen mit dieser Technologie, insbesondere im Hinblick auf das Langzeitverhalten. Trotzdem gilt die Technologie als ausgereift, und es werden keine größeren Entwicklungssprünge in der nächsten Zeit erwartet. Die maximale Nutzungsdauer von VPE-Kabeln wird in der Regel über die Erfahrungen mit den schon länger eingesetzten 110-kV-VPE-Kabeln abgeschätzt und liegt aufgrund der Alterungseffekte und hohen elektrischen Belastung der Kabelisolation mit etwa 40 Jahren bei etwa der Hälfte der bei Freileitungen möglichen Nutzungsdauer.

Die Verlegung von Erdkabeln ist aufgrund der umfangreichen Erdbauarbeiten aufwendiger und teurer als die Errichtung von Freileitungen. Je nach Anzahl der eingesetzten Systeme ist die Schaffung von Kabelgräben mit Sohlenbreiten von etwa 10 m und mehr und einer Tiefe von etwa 1,75 m erforderlich. Der hierbei anfallende Bodenaushub von bis zu 30 m³ pro laufenden Meter ist neben der Trasse zu lagern und kann in der Regel nicht wieder vollständig eingefüllt werden, da die Kabel zur Verbesserung der Wärmeabfuhr in ein thermisch stabilisierendes Bettungsmaterial (in der Regel Magerbeton) eingebracht werden müssen. Für den An- und Abtransport dieses Materials sind dementsprechend auf einer, gegebenenfalls auch auf beiden Seiten der Kabeltrasse Baustraßen erforderlich. Dies kann in Abhängigkeit von den örtlichen Verhältnissen zu Trassenbreiten von bis zu 50 m in der Bauphase führen. Auch nach Fertigstellung der Übertragungsleitung bestehen oberhalb des Kabels auf einem Streifen von bis zu 20 m Nutzungseinschränkungen, da hier zum Schutz der Kabel weder die Anpflanzung tiefwurzelnder Pflanzen noch eine Bebauung zugelassen werden können.

Das Übertragungsverhalten von Drehstrom-VPE-Erdkabeln wird insbesondere durch ihre im Vergleich zur Freileitung geringere Belastbarkeit und die wesentlich höheren Leiter-Erde-Kapazitäten (ca. Faktor 17) bestimmt. Durch die geringere Belastbarkeit kann ein Kabel einen thermischen Engpass darstellen, so dass eine gegenüber den eingesetzten Freileitungssystemen erhöhte Anzahl an Kabelsystemen verlegt werden muss, um die Übertragungsleistung der Freileitung zu erreichen. Durch die hohen Leiter-Erde-Kapazitäten wird die Übertragungsleistung der Drehstrom-Kabel aufgrund der damit verbundenen hohen Ladeströme bereits für kurze Leitungslängen spürbar begrenzt, so dass schon ab Übertragungsentfernungen von 25-30 km eine Querkompensation erforderlich wird. Hierzu sind in regelmäßigen Abständen Kompensationsdrosselpulen entlang der Kabeltrasse aufzustellen, die zusätzliche Verluste entstehen lassen und durch die in der Regel ange-

wandte Freiluftbauweise und die daraus resultierenden großen Isolationsabstände zu vergleichsweise großen überirdischen Bauwerken führen.

Die Verfügbarkeit von 380-kV-Kabeln ist trotz des durch die Erdverlegung potentiell besseren Schutzes vor mechanischer Beschädigung und höherer Gewalt deutlich geringer als die von Freileitungen. Die im Vergleich zur Freileitung niedrigere Verfügbarkeit ist auf die hohe Ausfalldauer zurück zu führen. Ein Kabelschaden mit einem Durchschlag der Isolation führt stets zu einem Ausfall des Kabels. Die dann folgende Reparatur dauert im Vergleich zur Reparatur von Freileitungsschäden erheblich länger (> 25 Tage), da zunächst der Fehlerort bestimmt werden muss, Tiefbauarbeiten zur Freilegung der Kabel notwendig werden und die vergleichsweise lange Montagezeit für den Einbau eines kurzen Ersatzkabels inklusive der Muffenmontage und die Zeitdauer für die nachfolgende Hochspannungsprüfung hinzu kommen.

Betrachtet man die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung, so ist zwischen der klassischen netzgeführten LCC-HGÜ und der selbstgeführten VSC-HGÜ zu unterscheiden. Die netzgeführte LCC-HGÜ kann technologiebedingt nur in Verbindung mit Freileitungen oder den aus Gründen des Umweltschutzes umstrittenen ölhaltigen Papier-Masse-Kabeln eingesetzt werden. Bei der selbstgeführten VSC-HGÜ können dagegen auch die aus Sicht der Betriebsführung und des Umweltschutzes vorteilhafteren VPE-Kabel eingesetzt werden. Die VSC-HGÜ stellt eine vergleichsweise neue Technologie dar, die erst seit wenigen Jahren und auch weltweit bisher nur auf wenigen Strecken als Punkt-zu-Punkt-Verbindung (z. B. Seekabelverbindungen) oder zum Anschluss der weit in der Nordsee gelegenen Offshore-Windparks eingesetzt wird. Ein Einsatz im vermaschten Verbundnetz ist bisher noch nicht erfolgt, so dass entsprechende Betriebserfahrungen fehlen.

Der Vorteil der HGÜ- gegenüber der Drehstromtechnik liegt darin, dass sich mit ihr elektrische Energie über sehr große Entfernungen ohne die negativen Effekte durch die bei der Drehstromübertragung auftretende Blindleistung übertragen lässt. Hierdurch besitzt die HGÜ für die aus technischer Sicht in Frage kommenden Übertragungsleistungen und -entfernungen praktisch keine Längenbegrenzung. Sie eignet sich damit in besonderem Maße für den Einsatz als Seekabel, z. B. für die Netzanbindung weit von der Küste entfernter Offshore-Windparks oder die Schaffung von Verbindungen zwischen Skandinavien und dem kontinentaleuropäischen Höchstspannungsnetz oder aber auch als Punkt-zu-Punkt-Verbindung für den großräumigen Energietransport innerhalb des vermaschten europäischen Verbundnetzes. Im Vergleich zu den Drehstrom-Kabeln muss bei der HGÜ pro Übertragungssystem ein Kabel weniger verlegt werden, wodurch sich für die HGÜ eine schmalere Trasse mit den entsprechend geringeren Bauarbeiten und geringeren späteren Nutzungseinschränkungen ergibt.

Charakteristisch für die HGÜ ist, dass an den Leitungsenden stets Konverterstationen zu errichten sind, die nicht nur einen vergleichsweise großen

Platzbedarf haben, sondern auch zusätzliche Investitions-, Verlust-, und Betriebskosten verursachen. Für die Erstellung zusätzlicher Abgänge entlang der HGÜ-Trasse sind für die Leistungsauskopplung stets zusätzliche Konverterstationen zu errichten, die ebenfalls zusätzliche Investitionen, Verluste und Betriebskosten verursachen. Hinzu kommt, dass die zur Schaffung eines vermaschten Gleichstromnetzes notwendigen Gleichstrom-Leistungsschalter heute noch nicht am Markt verfügbar sind, so dass der Bau von solchen Multi-Terminal-Systemen zurzeit noch nicht sinnvoll ist, da z. B. ein Kurzschluss auf einem Gleichstrom-Kabel die Abschaltung des gesamten Gleichstromnetzes erforderlich machen würde. Die Anwendbarkeit der HGÜ ist damit nach heutigem Stand auf die Schaffung von Punkt-zu-Punkt-Verbindungen beschränkt. Durch die Konverterstationen entstehen weiterhin ein höherer Wartungsaufwand und eine nochmals geringere Verfügbarkeit als beim Drehstrom-Kabel. Letztere resultiert daraus, dass die HGÜ in regelmäßigen Abständen für Wartungsarbeiten abgeschaltet werden muss. Die Nutzungsdauer einer VSC-HGÜ wird aufgrund der nicht vorhandenen Erfahrungswerte mit etwa 40 Jahren abgeschätzt.

Die VSC-HGÜ erreicht mit einer maximalen Leistung von etwa 1000-1200 MW bei einer Übertragungsspannung von ± 320 kV heute noch nicht die Leistungsfähigkeit der Drehstrom-Freileitung. Mit der Weiterentwicklung der Gleichstrom-Kabel hin zu noch größeren Übertragungsspannungen sind zukünftig jedoch noch größere Übertragungsleistungen zu erwarten.

In Bezug auf die Spannungshaltung im Netz besitzt die VSC-HGÜ Vorteile gegenüber den Drehstromsystemen, da sie in der Lage ist, ihre Blindleistungsabgabe oder –aufnahme an beiden Leitungsenden stufenlos zu regeln. Sie kann damit aktiv zur Spannungshaltung im Netz beitragen. Im Fehlerfall liefert die HGÜ im Vergleich zur HDÜ aufgrund ihres geringen Kurzschlussstroms einen deutlich geringeren Beitrag zur Spannungsstützung.

Die Fähigkeit der HGÜ, die Wirkleistungsübertragung zu regeln, kann in hochausgelasteten Netzen genutzt werden, da sich hiermit der Leistungsfluss im Netz beeinflussen lässt und so bestimmte Netzteile gezielt entlastet werden können. Gegenüber dieser ständig durchzuführenden aktiven Leistungsregelung bei der HGÜ stellt sich bei der Drehstromtechnologie der Leistungsfluss automatisch entsprechend den Impedanzverhältnissen ein, was die Netzbetriebsführung im Vergleich einfacher macht. Aus Sicht der Netzbetriebsführung ist auch die grundsätzliche Möglichkeit der Überlastbarkeit der Drehstrom-Freileitung und Drehstrom-Kabel (bei Einsatz des Temperaturmonitorings) positiv hervorzuheben. Die HGÜ ist demgegenüber nicht überlastbar.

8 Literaturverzeichnis

- [1] BDEW, VDEW, VDN, Verkabelungsgrad des deutschen Stromnetzes, 2010.
- [2] B. Oswald, "Grundlagen der Elektrischen Energieversorgung," Leibniz Universität Hannover, Vorlesungsskript 2007.
- [3] K. Heuck, K.-D. Dettmann, and D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*, 8th ed. Wiesbaden: Vieweg und Teubner Verlag / Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, 2010.
- [4] B. Oswald, "Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz," Hannover, Oldenburg, 2005.
- [5] Tennet TSO GmbH. (2011, März) [Online]. www.tennetso.de
- [6] Pfisterer. (2011, Februar) [Online]. www.pfisterer.de
- [7] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., VDE-Positionspapier. Übertragung elektrischer Energie, 2010.
- [8] K. Lehmann, Folien zur Vorlesung Elektrische Energieversorgung 1, 2011, Fachhochschule Lausitz.
- [9] D. Oeding and B.R. Oswald, *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2004.
- [10] G. Hosemann, Ed., *Elektrische Energietechnik. Band 3: Netze*, 30th ed. Berlin, Heidelberg, New York, Barcelona, Hongkong, London, Mailand, Paris, Singapur, Tokio: Springer-Verlag, 2001.
- [11] R. Flosdorff and G. Hilgarth, *Elektrische Energieverteilung*, 5th ed. Stuttgart: B.G. Teubner, 1986.
- [12] RWE Transportnetz Strom GmbH, Geplante 110- / 380-kV-Hochspannungsfreileitung Niederrhein/ Wesel - Bundesgrenze (Doetinchen/ NL), Bl 4221 u. 4222, Unterlage zum Raumordnungsverfahren, 28. August 2009.
- [13] Amprion GmbH. (2011, März) [Online]. www.amprion.de
- [14] E. Peschke and R. von Olshausen, *Cable Systems for High and Extra-High Voltage*. Erlangen: Publicis MCD Verlag, 1999.
- [15] H. Ritter and A. Veigl, "Aspekte des Projekts "380-kV-Salzburgleitung", " Austrian Energy Agency, Wien, 2007.
- [16] H. U. Paul, "Kabel oder Freileitung? Eine kontroverse Diskussion," Groß Dünge, Informationsveranstaltung zum Ausbau des Hoch- und Höchstspannungsnetzes 2007.
- [17] B. Oswald, "380-kV-Salzburgleitung, Auswirkungen der möglichen (Teil)Verkabelung des Abschnittes Tauern-Salzach," Leibniz Universität Hannover, Wien, Gutachten im Auftrag der Energie-Control GmbH 2009.
- [18] P. Argaut and S. D. Mikkelsen, "New 400 kV Underground Cable System Project in Jutland (Denmark)," in *JICABLE'03 - International Conference on Insulated Power Cables*, Paris, 2003.
- [19] L. Heinhold and R. Stubbe, *Kabel und Leitungen für Starkstrom*. Erlangen: Publicis MCD Verlag, 1999.

- [20] H. Brakelmann and I. Erlich, "Optionen der elektrischen Energieübertragung und des Netzausbaus," Sachverständigenrat für Umweltfragen, Rheinberg/Mülheim, Materialien zur Umweltforschung 41 März 2010.
- [21] Energietechnische Gesellschaft von Electrosuisse, in *ETG-Fachtagung "Freileitungen und Kabel"*, Zürich, 02. April 2009.
- [22] DIN 4124: Baugruben und Gräben - Böschungen, Verbau, Arbeitsraumbreiten, Ausgabe 2002-10.
- [23] Firma Lucas. (2011, Februar) [Online]. www.lucas.com.au
- [24] IEC 62067: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 150 kV ($U_m = 170$ kV) up to 500 kV ($U_m=550$ kV) - Test methods and requirements, 2006-06, Edition 1.1.
- [25] IPH Berlin, IPH Report 2/05, 2005.
- [26] Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz - ENLAG) vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870), das durch Artikel 5 des Gesetzes vom 7. März 2011 (BGBl. I S. 338) geändert worden ist.
- [27] Niedersächsisches Gesetz über die Planfeststellung für Hochspannungsleitungen in der Erde (Niedersächsisches Erdkabelgesetz) vom 13. Dezember 2007, veröffentlicht in Nds. GVBl. Nr. 40/2007, ausgegeben am 18.12.2007.
- [28] Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW e.V.), *VDEW-Ringbuch Schutztechnik: Richtlinien für die Kurzunterbrechung in elektrischen Netzen*. Frankfurt (Main): Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m.b.H., 1987.
- [29] Siemens AG. (2011, März) Siemens Pressebilder. [Online]. www.siemens.com
- [30] Deutsche Energie-Agentur (dena), "dena-Netzstudie II," Berlin, Endbericht 2010.
- [31] ABB. (2011, April) [Online]. www.abb.com
- [32] ABB. (2011, Februar) It's time to connect - Technical description of HVDC Light technology. [Online]. www.abb.de
- [33] Forschungsgemeinschaft für Hochspannungs- und Hochstromtechnik e.V., "Elektrische Hochleistungsübertragung und -verteilung in Verdichtungsräumen," Mannheim, Studie 1977.
- [34] Netzverluste. Eine Richtlinie für ihre Bewertung und ihre Verminderung., Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke VDEW.
- [35] B. R. Oswald and L. Hofmann, "Wirtschaftlichkeitsvergleich unterschiedlicher Übertragungstechniken im Höchstspannungsnetz anhand der 380-kV-Leitung Wahle-Mecklar," Leibniz Universität Hannover, Hannover, Gutachten im Auftrag der transpower stromübertragungs gmbh 20.03.2010.
- [36] transpower stromübertragungs gmbh,.
- [37] DIN EN 50182: Leiter für Freileitungen - Leiter aus konzentrische verseilten runden Drähten, Ausgabe 2001-12.
- [38] Siemens, "Projektierung der 380-kV-Elbekreuzung der Nordwestdeutsche Kraftwerke AG," *Siemens Energietechnik 1*, vol. Heft 1, no. 1979, pp. 13-17, 1979.

- [39] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Hinweise zur Zuordnung von Versorgungsunterbrechungen zum Störungsanlass Höhere Gewalt, 21.04.2011.
- [40] FGH, Sonderauswertung der VDN-Störungsstatistik zur Ermittlung von Zuverlässigkeitskenndaten., Mai 2004.
- [41] H. Vennegeerts et al., "Bewertung der Optimierungspotenziale zur Integration der Stromerzeugung aus Windenergie in das Übertragungsnetz," Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Forschungsgesellschaft Energie (FGE) e.V. ; Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) e.V. ; Institut für solare Energieversorgungstechnik e.V. (ISET), Aachen, Wissenschaftliche Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit August 2007.
- [42] I. Vancers, D. J. Christoffersen, A. Leirbukt, and M. G. Bennett, "A survey of the reliability of HVDC systems throughout the world during 2001-2002," cigre Working Group B4.04, Paris, Bericht B4-201 2004.
- [43] I. Vancers, D. J. Christoffersen, A. Leirbukt, and M. G. Bennett, "A survey of the reliability of HVDC systems throughout the world during 2003-2004," CIGRE Working Group B4.04, Paris, CIGRE report 2006 B4-202 2006.
- [44] I. Vancers, D. J. Christoffersen, A. Leirbukt, and M. G. Bennett, "A survey of the reliability of HVDC systems throughout the world during 2005-2006," CIGRE Working Group B4.04, Paris, CIGRE report 2004 B4-119 2008.
- [45] L. Hofmann, "Technische Randbedingungen beim Einsatz und Betrieb von Freileitungen und Erdkabeln," Leibniz Universität Hannover, Göttingen, Vortrag im Rahmen des EFZN-Workshops "Aktuelle Fragen des Planungsrechts" 2009.
- [46] European Network of Transmission System Operators for Electricity, Statistical Yearbook 2009, 2009.
- [47] 26. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über elektromagnetische Felder - 26. BImSchV). Bundesgesetzblatt Jahrgang 1996, Teil 1, Nr 66, 16.12.1996.



Ökologische Auswirkungen von 380-kV- Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen

Ergebnisbericht der Arbeitsgruppe Technik/Ökonomie

- Teil I: Übersicht über die Betriebsmittel
Teil II: Thermische Berechnungen
Teil III: Elektrische und magnetische Felder
Teil IV: Wirtschaftlichkeitsanalyse
Teil V: Zusammenfassung und Kriterienkatalog

Bearbeiter: Dipl.-Ing. M. Mohrmann
Prof. Dr.-Ing. habil. L. Hofmann

Der Bericht besteht aus 137 Seiten.

Hannover, 31.12.2011

Inhaltsverzeichnis

	Seite
1 Rahmenbedingungen	94
1.1 Normen	94
1.2 Untersuchungen	94
1.3 Kabel	95
1.4 Kabellegung und Grabenprofile	96
1.4.1 Kabellegung	96
1.4.2 Direkte Legung und Legung in Kabelschutzrohranlage	96
1.4.3 Abmessungen der Grabenprofile für die HDÜ	97
1.4.4 Abmessungen der Grabenprofile für die HGÜ	98
1.5 Erdreich	99
1.6 Thermische Bettung	99
1.7 Umgebung (Luft)	99
2 Dimensionierung und Verlustmechanismen	101
2.1 Übertragungsleistung	101
2.2 Verluste	101
2.3 Belastungsgrad	101
3 Grundlagen Wärmeübertragung	103
3.1 Wärmetransportmechanismen	103
3.2 Stationäres Wärmemodell	103
3.3 Wärmewiderstände	104
3.3.1 Kabel	104
3.3.2 Erdreich	104
3.3.3 Erdbodenaustrocknung	105
4 Simulationsergebnisse	107
4.1 Allgemeines und Übersicht	107
4.2 HDÜ: Maximal übertragbare Leistungen	109
4.2.1 Variante 1 - Äquidistante Anordnung der Kabel	109
4.2.2 Variante 2 - 2x2 Kabelsysteme äquidistant verlegt	111
4.2.3 Variante 3: Zwei Doppelsysteme in getrennten Kabelgräben	112
4.3 HDÜ: Maximale Temperaturen	114
4.3.1 Variante 1 - Äquidistante Anordnung der Kabel	114
4.3.2 Variante 2 - 2x2 Kabelsysteme äquidistant verlegt	117
4.3.3 Variante 3 - Zwei Doppelsysteme in getrennten Kabelgräben	120
4.3.4 Variante 1-3: (n-1)-Fall	123
4.4 HGÜ: Maximal übertragbare Leistungen	126
4.4.1 Variante 1 - Äquidistante Anordnung der Kabel	126
4.4.2 Variante 2 - 2x2 Kabelsysteme äquidistant verlegt	128
4.4.3 Variante 3 - getrennte Kabelgräben	130

4.5	HGÜ: Maximale Temperaturen	131
4.5.1	Variante 1 - Äquidistante Anordnung der Kabel	132
4.5.2	Variante 2 - 2x2 Kabelsysteme äquidistant verlegt	135
4.5.3	Variante 3 - Zwei Doppelsysteme in getrennten Kabelgräben	138
4.5.4	Variante 1-3: (n-1)-Fall	142
4.6	HGÜ: Alternativer Leiterquerschnitt	142
4.6.1	Maximal übertragbare Leistungen	142
4.6.2	Maximale Temperaturen	145
4.7	HGÜ: Alternatives Bettungsmaterial	147
4.8	Modelltrasse	148
5	Zusammenfassung der Ergebnisse	150
6	Literatur	152
7	Anhang	153
7.1	HDÜ: Maximale Temperaturen	153
7.1.1	Variante 1	153
7.1.2	Variante 2	165
7.1.3	Variante 3	178
7.2	HGÜ: Maximale Temperaturen	190
7.2.1	Variante 1	190
7.2.2	Variante 2	202
7.2.3	Variante 3	215

1 Rahmenbedingungen

Die thermischen Berechnungen und Untersuchungen basieren auf den im Folgenden aufgeführten Rahmenbedingungen und Vorgaben, die aus den einschlägigen Normen resultieren.

Die Vorgaben und Rahmenbedingungen beziehen sich auf den Belastungsgrad, die Anordnungen der Kabel im Erdboden, insbesondere die Legetiefe sowie Kabelmitten- und Kabelsystemabstände, die Leiterquerschnitte sowie die von den verschiedenen Erdbodenarten und der Bettung der Kabel abhängigen spezifischen thermischen Erdbodenwiderstände. Die Vorgaben, Rahmenbedingungen und Kabelgrabenprofile für die Hochspannungsdrehstrom- und die Hochspannungsgleichstromübertragung sind mit dem Auftraggeber und dem projektbegleitenden Arbeitskreis abgestimmt worden.

1.1 Normen

Die Berechnungen sind entsprechend den folgenden Normen, die bei der Planung und Auslegung von Kabelsystemen zu beachten sind, durchgeführt worden:

- IEC-Norm 60287-1-1: Electric cables – Calculation of the current rating [2]
- IEC-Norm 60287-2-1: Electric cables – Calculation of the current rating [3]
- IEC-Norm 60228: Conductors of insulated cables [4]
- IEC-Norm 60853: Calculation of the cyclic and emergency current rating of cables [5]

1.2 Untersuchungen

Die Untersuchungen werden für die Hochspannungsdrehstromübertragung (HDÜ) und die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) im Hinblick auf zwei unterschiedliche Zielstellungen durchgeführt

- Bestimmung der maximal übertragbaren Leistung für die verschiedenen Kabelgrabenprofile
- Ermittlung der maximal auftretenden Leitertemperaturen bei einer Leistungsübertragung von 3000 MVA (HDÜ) bzw. 3000 MW (HGÜ) für die unterschiedlichen Kabelgrabenprofile im Normal- und im (n-1)-Betrieb

Dabei werden verschiedene Erdbodenarten durch Variation der spezifischen thermischen Erdbodenwiderstände, die Auswirkungen einer thermischen Bettung und auch die Kabellegung in PE-Schutzrohren berücksichtigt.

Im Normalbetrieb wird jedes Kabelsystem mit dem gleichen Strom beaufschlagt, d. h. es wird eine Parallelschaltung der Einzelsysteme und eine daraus resultierende symmetrische Lastaufteilung angenommen.

Im (n-1)-Betrieb der Drehstromübertragung wurde das worst-case-Szenario mit dem Ausfall eines Stromkreises, d. h. dem Ausfall von zwei Kabelsystemen jeweils auf der linken Seite eines Kabelgrabenprofils betrachtet. Im (n-1)-Betrieb der Gleichstromübertragung wurde der Ausfall eines Teilkonverters unterstellt. Auch in diesen Betriebszuständen wird von einer symmetrischen Lastverteilung und somit gleichen Strömen in den verbleibenden Systemen ausgegangen.

1.3 Kabel

Allgemeine Angaben zu Höchstspannungs-Drehstrom-Kabeln, deren Aufbau und Betriebsverhalten können dem Ergebnisbericht der Arbeitsgruppe Technik/Ökonomie, Teil I: „Übersicht über die Betriebsmittel“, Abschnitt 1.4 entnommen werden. In den Untersuchungen werden vier parallele Drehstrom-Kabelsysteme bestehend aus Kupferkabeln mit Leiterquerschnitten von 2500 mm^2 betrachtet. In **Abbildung 1.1** ist der Aufbau dieses 2500 mm^2 Kupferkabels dargestellt, wie es mit dem verwendeten Berechnungsprogramm [9] nachgebildet wird.

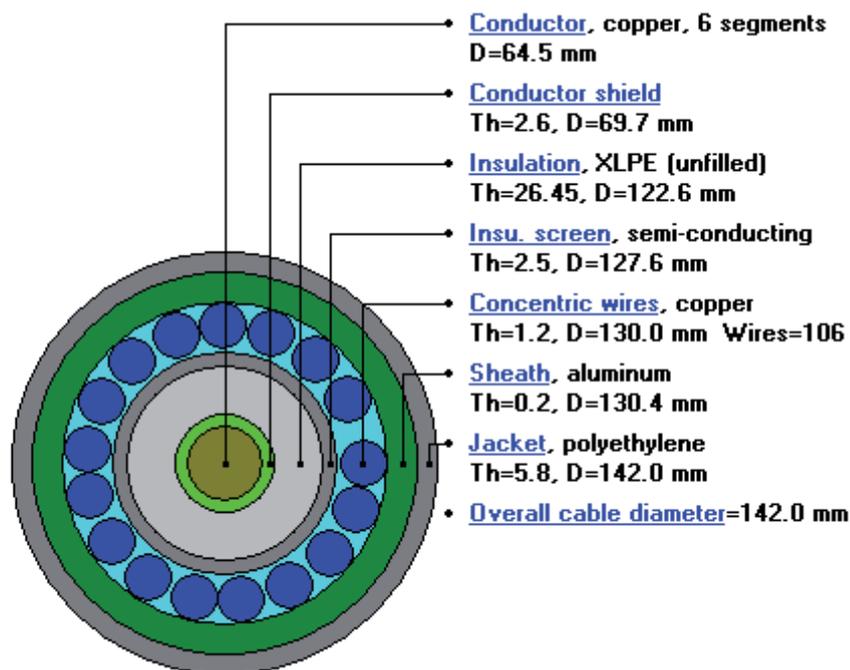


Abbildung 1.1 Aufbau eines 2500 mm^2 Drehstromkupferkabels, Nennspannung 380 kV

Die Nennspannung der Drehstrom-Kabeltrasse beträgt 380 kV. Die Kabel haben eine vernetzte VPE-Isolierung und einen PE-Schutzmantel gegen äußere Einflüsse. Die dauernd zulässige Temperatur der verwendeten VPE-Isolierung (Insulation in **Abbildung 1**) liegt bei 90°C und begrenzt somit die zulässige Betriebstemperatur des Kupferleiters (Conductor in **Abbildung 1**) auf ebenfalls 90°C .

Für die Untersuchungen der Energieübertragung mittels HGÜ werden vier parallele Gleichstromkabelsysteme bestehend aus Aluminiumkabeln mit Leiterquerschnitten von 1600 mm^2 betrachtet. In **Abbildung 1.2** ist der Aufbau eines 1600 mm^2 Gleichstromaluminiumkabels dargestellt.

Die Nennspannung der HGÜ beträgt $\pm 320 \text{ kV}$. Die Kabel sind mit einer VPE-Isolierung und einem PE-Schutzmantel gegen äußere Einflüsse versehen. Ihre dauernd zulässige Betriebstemperatur liegt ebenfalls bei 90°C .

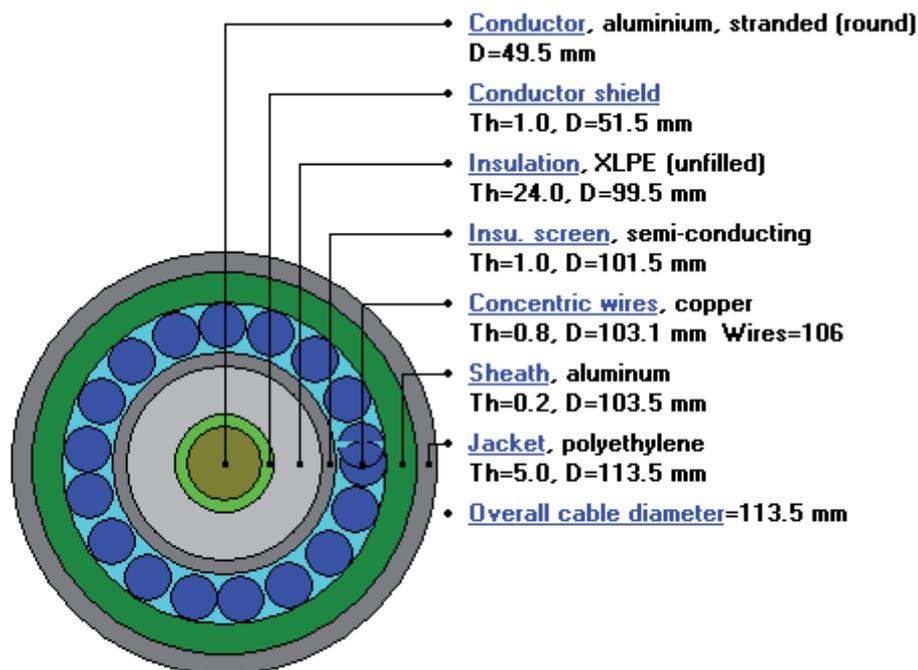


Abbildung 1.2 Aufbau eines 1600 mm^2 Gleichstromaluminiumkabels, Nennspannung $\pm 320 \text{ kV}$

1.4 Kabellegung und Grabenprofile

1.4.1 Kabellegung

Die Kabellegung soll im Cross-Bonding-Verfahren für alle Varianten der HDÜ- und HGÜ- Kabelgrabenprofile in der gleichen Legetiefe erfolgen. Der geometrische Aufbau der Varianten, d. h. Legetiefe sowie Kabel- und Systemabstände, kann für die HDÜ den in Abschnitt 1.4.3 und für die HGÜ den in Abschnitt 1.4.4 dargestellten Grabenprofilen entnommen werden. Diese Kabelgrabenprofile spiegeln typische grundsätzliche Anordnungen von Kabelsystemen wider.

1.4.2 Direkte Legung und Legung in Kabelschutzrohranlage

Es werden Untersuchungen zu unterschiedlichen Arten der Kabellegung durchgeführt. Dies sind die direkte Legung mit und ohne thermische Bettung und die Le-

gung in Kabelschutzrohranlagen. Die verwendeten PE-Schutzrohre besitzen jeweils einen Außendurchmesser von 220 mm und eine Wandstärke von 7 mm.

1.4.3 Abmessungen der Grabenprofile für die HDÜ

Hinsichtlich der Kabellegung in den Gräben wird für die HDÜ im Folgenden zwischen drei Varianten unterschieden:

Variante 1: Äquidistante Legung

Legung von insgesamt vier Systemen, wobei die Abstände zwischen den Kabeln (Kabelmittenabstände) einheitlich 0,8 m betragen (siehe **Abbildung 1.3**).

Variante 2: 2x2 Systeme äquidistant verlegt

Legung von insgesamt vier Systemen, wobei diese einen Systemmittenabstand von 2,2 m zueinander aufweisen. Die Kabelmittenabstände betragen einheitlich 0,5 m (siehe **Abbildung 1.4**).

Variante 3: Zwei Doppelsysteme in getrennten Kabelgräben

Legung wie in Variante 2, aber mit einem Mittenabstand der beiden Doppelsysteme von 11,9 m (siehe **Abbildung 1.5**).

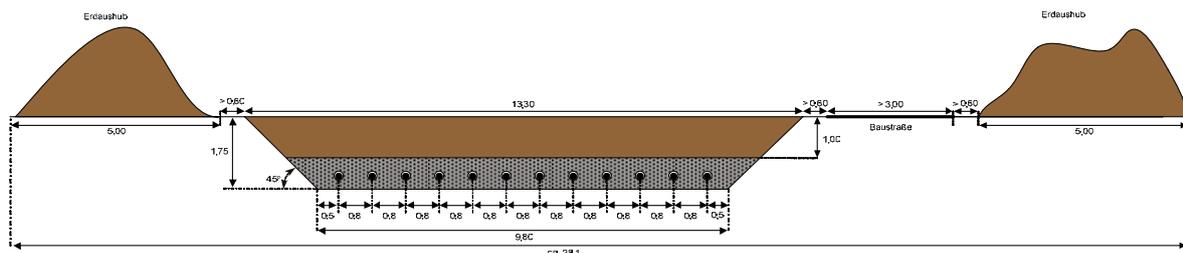


Abbildung 1.3 Grabenprofil 1 - Äquidistante Legung der Kabel

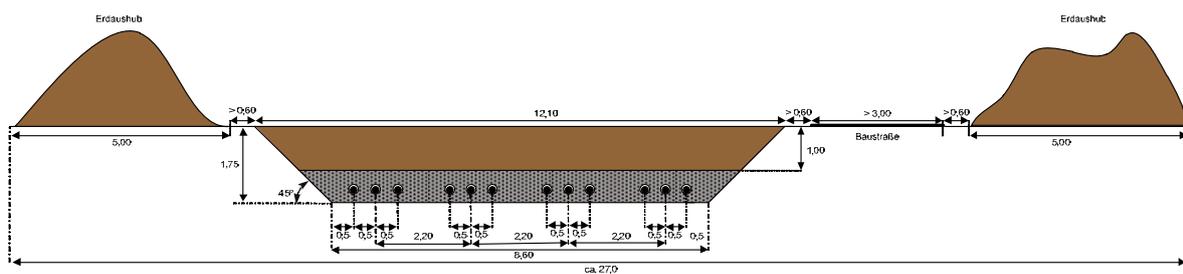


Abbildung 1.4 Grabenprofil 2 - 2x2 Kabelsysteme äquidistant verlegt

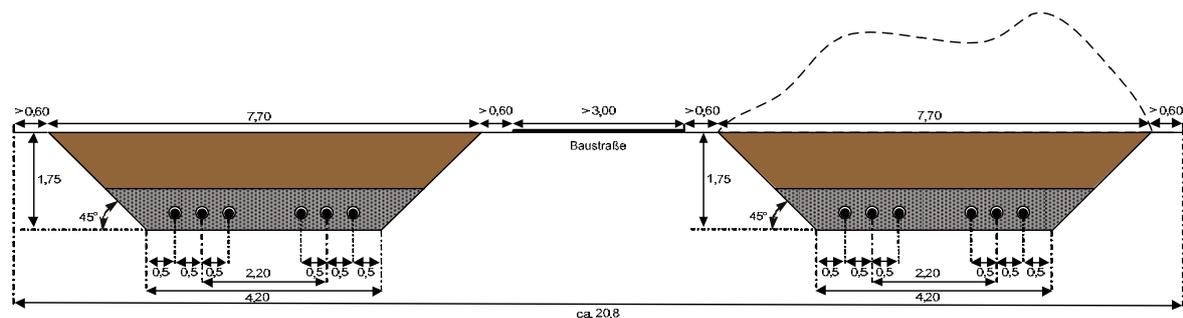


Abbildung 1.5 Grabenprofil 3 - getrennte Kabelgräben

1.4.4 Abmessungen der Grabenprofile für die HGÜ

Für die HGÜ wird hinsichtlich der Kabellegung in den Gräben ebenfalls zwischen drei Varianten unterschieden:

Variante 4: Äquidistante Legung

Legung von insgesamt vier Systemen, wobei die Kabelmittenabstände einheitlich 0,8 m betragen (siehe **Abbildung 1.6**).

Variante 5: 2x2 Systeme äquidistant verlegt

Legung von insgesamt vier Systemen, wobei diese einen Systemmittenabstand von 2,2 m zueinander aufweisen. Die Kabelmittenabstände betragen einheitlich 0,5 m (siehe **Abbildung 1.7**).

Variante 6: Zwei Doppelsysteme in getrennten Kabelgräben

Legung wie in Variante 2, aber mit einem Systemmittenabstand der beiden Doppelsysteme von 11,4 m (siehe **Abbildung 1.8**).

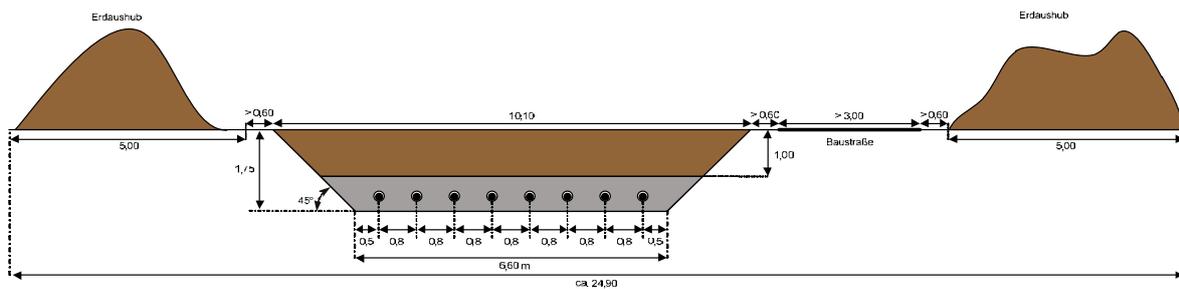


Abbildung 1.6 Grabenprofil 1 – Äquidistante Legung der Kabel

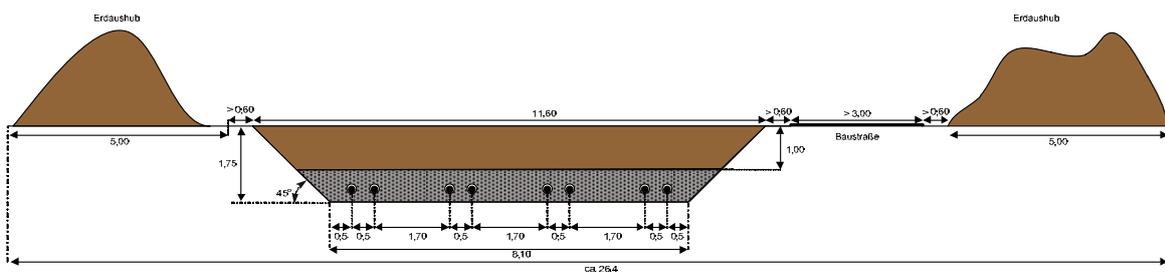


Abbildung 1.7 Grabenprofil 2 – 2x2 Kabelsysteme äquidistant verlegt

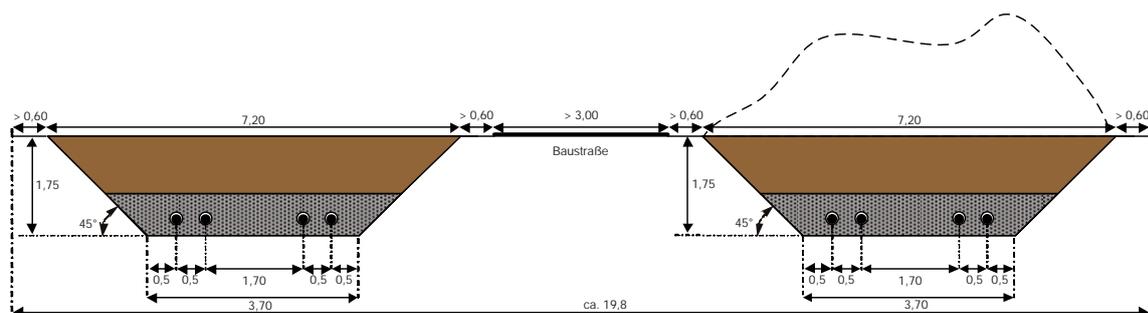


Abbildung 1.8 Grabenprofil 3 – getrennte Kabelgräben

1.5 Erdreich

Es wird angenommen, dass der Erdboden jeweils aus einer einheitlichen Erdbodenart besteht. Der spezifische thermische Widerstand des Erdbodens wird in den im Folgenden dargestellten Untersuchungen variiert, wobei die Berechnungen für die folgenden Werte des spezifischen thermischen Widerstands des Erdbodens durchgeführt werden:

ρ (Erde) = 1,0 Km/W, 1,5 Km/W, 2,0 Km/W und 2,5 Km/W.

Diese thermischen Widerstände können unterschiedlichen Erdbodentypen zugeordnet werden und decken den relevanten Wertebereich des spezifischen thermischen Widerstands der Modelltrasse vollständig ab. Eine entsprechende Übersicht enthält Abschnitt 4.8 dieses Berichts.

1.6 Thermische Bettung

Falls der Erdboden in einem Bereich der Trasse einen zu großen Wert für den thermischen Widerstand aufweist, und die Gefahr der Entstehung eines Hot-Spots besteht, können durch den Einsatz eines thermischen Bettungsmaterials die thermischen Eigenschaften des Erdbodens aufgewertet werden, so dass die gewünschte Leistung übertragen werden kann. Eine spezielle thermische Bettung kann somit zu einer höheren Übertragungsleistung bzw. einer geringeren Erdbodenerwärmung führen.

Diese Bettung wird in Form von speziellen Sand-Kies- oder Sand-Zement-Gemischen (Magerbeton) ausgeführt. Über den Jahresverlauf kann somit eine wesentlich konstantere Leistung übertragen werden (vgl. Ergebnisbericht der Arbeitsgruppe Technik/Ökonomie, Teil I: „Übersicht über die Betriebsmittel“). Verschiedene Mischungsverhältnisse führen zu unterschiedlichen spezifischen thermischen Widerständen des Bettungsmaterials. Das in den Untersuchungen verwendete Bettungsmaterial besitzt einen spezifischen thermischen Widerstand von $\rho(\text{Bettung}) = 0,8 \text{ Km/W}$ und stellt ein zum Zweck der Bodenverbesserung verwendetes, typisches Kies-Sand-Gemisch (Verhältnis von 1:1 unter Zugabe von fünf Prozent Kalksteinmehl) dar [1].

Mit neuartigen Bettungsmaterialien ist es möglich, geringere thermische Erdbodenwiderstände zu erreichen und somit das Übertragungsverhalten einer Kabeltrasse weiter zu verbessern. Eine beispielhafte Untersuchung für einen spezifischen thermischen Widerstand der Bettung von $\rho(\text{Bettung}) = 0,5 \text{ Km/W}$ wird in Abschnitt 4.7 dieses Berichts vorgestellt.

1.7 Umgebung (Luft)

Grundlage der thermischen Berechnungen ist die Voraussetzung einer ausreichenden Kühlung der Erdbodenoberfläche, d. h. dass die Wärme ohne zeitliche

Verzögerung vollständig von der Erdbodenoberfläche an die Umgebungsluft abgegeben werden kann. Als durchschnittliche Lufttemperatur der Umgebung wurde für die Bundesrepublik Deutschland normgerecht 15°C gewählt ([2], [3]).

Die vorherrschende Umgebungstemperatur und die Fähigkeit der Erdbodenoberfläche, Wärme an die Umgebung abzugeben, haben einen großen Einfluss auf die Belastbarkeit von Energiekabeln. Bei lange vorherrschenden, sommerlichen Temperaturen werden belastete Kabel wärmer als in kalten Wintermonaten. Es können jahreszeitliche Übertragungseingänge entstehen, die sich durch eine Sommertrockenheit und eine damit einhergehende erhöhte Neigung zur Erdbodenaustrocknung noch verstärken können.

2 Dimensionierung und Verlustmechanismen

Für die Dimensionierung der Kabel ist die zu erwartende Übertragungsleistung, d. h. die Belastung des Kabels, maßgebend. Diese bestimmt die im Kabel entstehenden Verluste, welche wiederum die maximale, dauernd zulässige Strombelastbarkeit des Kabels festlegen. Die Stromwärmeverluste im Leiter des Kabels, den metallischen Umhüllungen und dem Mantel sowie die in der Kabelisolation entstehenden dielektrischen Verluste (vgl. **Abbildung 1.1** und **Abbildung 1.2**) müssen bei natürlicher Kühlung über die Kabeloberfläche durch Wärmeleitung an die Umgebung abgegeben werden, so dass die maximale, dauernd zulässige Betriebstemperatur des Kabels am Leiter nicht überschritten wird.

2.1 Übertragungsleistung

Die Drehstromübertragungsleistung $S_{\text{HDÜ}}$ ist eine Funktion von Spannung und Strom. Ihr Betrag berechnet sich aus den Beträgen der verketteten Spannung U und dem Leiterstrom I zu

$$S_{\text{HDÜ}} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \quad (2.1)$$

Bei der HGÜ berechnet sich die Übertragungsleistung $S_{\text{HGÜ}}$ aus den Beträgen der Gleichspannung und dem Gleichstrom zu

$$S_{\text{HGÜ}} = 2 \cdot U_{\text{DC}} \cdot I_{\text{DC}} \quad (2.2)$$

2.2 Verluste

Verluste bei der Energieübertragung mit Drehstrom werden unterschieden in stromabhängige, spannungsabhängige, so genannte dielektrische, und zusätzliche Verluste. Die unterschiedlichen Verlustmechanismen und Berechnungsmethoden werden in Kapitel 2 des Teilberichts „Übersicht über die Betriebsmittel“ beschrieben.

Verluste bei der Energieübertragung mit Gleichspannung sind zum einen stromabhängige Verluste und zum anderen Konverterverluste. In den Konvertern entstehen neben stromabhängigen Verlusten auch Leerlaufverluste. In Kapitel 3 des Teilberichts „Übersicht über die Betriebsmittel“ werden die Verlustmechanismen erläutert.

2.3 Belastungsgrad

Die Belastung eines Kabels unterliegt einem täglichen Lastspiel und wird durch den Belastungsgrad m beschrieben. Für die Dimensionierung eines Kabels ist davon auszugehen, dass das Kabel einem typischen, sich täglich wiederholenden Ta-

gestlastspiel unterliegt, das einem Referenzlastspiel entspricht. Dieses Referenzlastspiel kann durch den Belastungsgrad m beschrieben werden. Dabei entspricht m dem Quotienten aus arithmetischem Mittelwert des Tageslastspiels und Tageshöchstlast.

Diese Zusammenhänge verdeutlicht der in **Abbildung 2.1** dargestellte beispielhafte bezogene Belastungsverlauf eines Kabels.

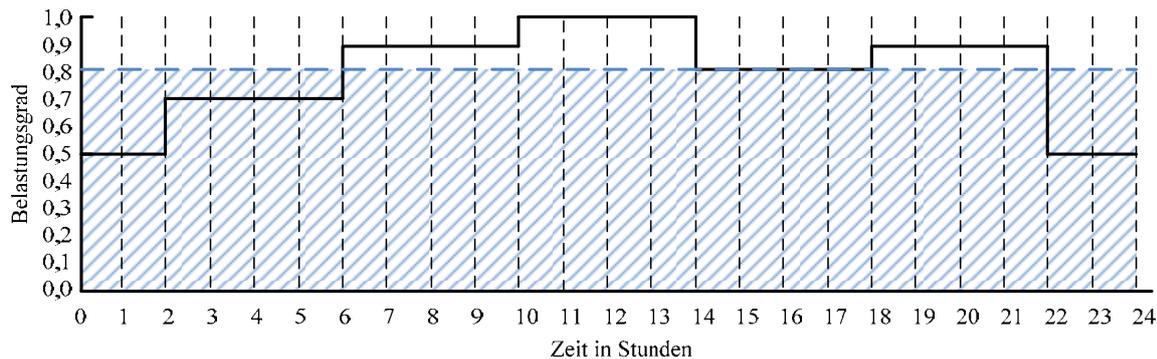


Abbildung 2.1 Beispielhaftes bezogenes Tageslastspiel mit $m = 0,8$

Die Kabeltemperatur schwankt mit der Belastung über den Tag. Je nach Tageslastspiel variiert auch die Schwankungsbreite der Kabel- und Erdbodentemperaturen. Für die Bestimmung der maximalen übertragbaren Leistung wurden ein dem Belastungsgrad entsprechendes Tageslastspiel sowie die maximale Leitertemperatur von 90°C angenommen. Dabei wurden Belastungsgrade von $m = 0,8$ und $1,0$ zugrunde gelegt.

Zur Demonstration des Einflusses des Belastungsgrades auf die Temperatur der Kabel und des Erdbodens wurden im Folgenden für die Bestimmung der maximal auftretenden Temperaturen bei einer Übertragungsleistung von 3000 MVA Belastungsgrade von $m = 0,6$, $0,8$ und $1,0$ angenommen.

3 Grundlagen Wärmeübertragung

3.1 Wärmetransportmechanismen

Wärme wird über drei unterschiedliche Transportmechanismen übertragen. Man unterscheidet zwischen Wärmeleitung, Wärmestrahlung und Wärmeübergang durch Konvektion.

Wärmeleitung tritt zwischen allen Materialien auf und ist mediumgebunden. Analog zu den Gesetzen der Elektrotechnik lassen sich Wärmeströme und Temperaturen nach dem Erfahrungsgesetz von Fourier berechnen.

Wärmestrahlung tritt zwischen allen Körpern unterschiedlicher Temperatur auf und ist von der vierten Potenz der Temperatur abhängig. Sie ist nicht an ein Medium gebunden.

Wird Wärme von einer Oberfläche an ein Fluid (ein Gas oder eine Flüssigkeit) oder in umgekehrter Richtung übertragen, so spricht man von Konvektion. Es gibt einerseits freie bzw. natürliche und andererseits erzwungene Konvektion, die mit Hilfe von gerichteten Strömungen z. B. über Ventilation erfolgt.

Für ein direkt erdverlegtes Kabel überwiegt die Wärmeübertragung durch Wärmeleitung, da alle anderen Mechanismen einen vernachlässigbaren Beitrag zur Kühlung eines Kabels leisten.

3.2 Stationäres Wärmemodell

Die Berechnungen mit einem Wärmemodell eines Kabels erfolgen in Analogie zu den Gesetzmäßigkeiten der Elektrotechnik. Unter Nachbildung von Wärmequellen als Stromquellen, thermischen Widerständen als äquivalenten elektrischen Widerständen und thermischen Kapazitäten als äquivalenten elektrischen Kapazitäten können Wärmeströme und Temperaturen nach den für Spannung und Strom geltenden Berechnungsregeln aus der Elektrotechnik analog ermittelt werden.

Das stationäre Wärmemodell geht davon aus, dass alle thermischen Kapazitäten vollständig geladen und daher keine thermischen Zeitkonstanten vorhanden sind. Die Berechnungen erfolgen dann mit reinen Gleichstromersatzschaltkreisen ohne Schaltvorgänge im stationären Zustand einem Gleichstromnetzwerk entsprechend. Somit stellt sich ein stationärer Wärmestrom mit konstanten Temperaturen ein.

Beim maximalen Belastungsgrad $m = 1$ haben thermische Kapazitäten keinen ausgleichenden Einfluss auf die zügige Abfuhr der Wärme. Die Verlustwärme muss unmittelbar an die Umgebung abgegeben werden. Bei EVU-Last oder anderen, von Volllast abweichenden Belastungsprofilen $m < 1$, kann über kurze Zeiträume ein

Kabelsystem höher belastet werden, da die thermischen Kapazitäten Wärmespeicher darstellen, die mit einer thermischen Zeitkonstante Wärme aufnehmen und im nicht belasteten Fall wieder abgeben.

3.3 Wärmewiderstände

3.3.1 Kabel

Die thermischen Widerstände eines Kabels werden über die Materialdaten und die Abmessungen der einzelnen Kabelschichten ermittelt. Der längenbezogene thermische Widerstand T' einer koaxialen Schicht, z. B. der VPE-Isolierung, ist eine Funktion der Radien und des spezifischen thermischen Widerstandes ρ des eingesetzten Materials.

$$T' = \frac{\rho}{2\pi} \cdot \ln\left(\frac{r_a}{r_i}\right) \quad (3.1)$$

Die einzelnen thermischen Widerstände einer Kabelgeometrie mit ihren verschiedenen Schichten stellen eine Reihenschaltung dar und lassen sich entsprechend zusammenfassen.

3.3.2 Erdreich

Die thermischen Widerstände des Erdbodens werden mittels der Spiegelungsmethode berechnet. Der Gesamtwiderstand des Erdbodens ist eine Kettenschaltung aus thermischen Einzelwiderständen.

Der spezifische Wärmewiderstand des Erdbodens ist von vielen Parametern abhängig. Dazu zählen:

- Erdbodenzusammensetzung,
- Feuchtigkeit,
- Umgebungstemperatur,
- Witterung und
- externe Wärmequellen, z. B. durch Kabelhäufung.

Der Erdboden wird als Dreikomponentensystem betrachtet: *Körnige Stoffe*, die eigentlichen Feststoffe, sind mit *Wasser* vermischt und von *Luft* durchsetzt.

Je nach Art der Feststoffe können unterschiedliche spezifische Wärmewiderstände vorliegen. Quarze haben hierbei die niedrigsten und damit besten Werte, organische Materialien sowie Schlacke, Müll und Asche die höchsten und damit schlechtesten Werte. In **Tabelle 3.1** sind die spezifischen Wärmewiderstände einiger ausgewählter Materialien angegeben.

Die Widerstände unterschiedlicher Erdbodenarten sind in Abschnitt 4.8 dieses Berichts in tabellarischer Form aufgeführt.

Tabelle 3.1 Spezifische Wärmewiderstände ausgewählter Materialien [1]

Bodengrundstoff	spez. Wärmewiderstand in Km/W
Quarz	0,11
Granit	0,32 bis 0,25
Wasser	1,68
Glimmer	1,7
Schlacke	7 bis 3,5
Organische Stoffe, feucht	7
Luft	40

Wasser hat gute Wärmeleiteigenschaften, d. h. feuchter Erdboden leitet Wärme besser ab als trockener Erdboden. Die Feuchtigkeit ist stark abhängig von der Erdbodenzusammensetzung, dem Grundwasserpegel, der Bepflanzung, der Geländeform und der Bebauung. Darüber hinaus sind die Einflüsse von Umgebungstemperatur, Sonnenscheindauer, Witterung und Oberflächenbeschaffenheit nicht zu vernachlässigen. Der Grad der Feuchtigkeit ist schwierig vorherzusagen und kann daher nur grob abgeschätzt werden. Langjährige Beobachtungen und Erfahrungen sind hierbei hilfreich.

Luft hat schlechte Wärmeleiteigenschaften. Gut verdichteter Erdboden liefert deswegen eine günstigere Wärmeabgabe als unverdichteter. Eine Erdbodenrückfüllung nach der Kabellegung sollte deshalb gewissenhaft erfolgen und keine Luft einschlüsse aufweisen.

3.3.3 Erdbodenaustrocknung

Gemäß herkömmlicher Modellvorstellung kann die starke Belastung eines Kabels in dessen nächster Umgebung zu sogenannter Erdbodenaustrocknung führen. Das bedeutet, dass die das Kabel umgebende Feuchtigkeit auf Grund der erhöhten Temperatur mehr oder weniger vollständig verdunstet und nicht wieder rückkondensiert. Die verbleibenden Luft einschlüsse bilden dann eine thermische Isolationschicht um das Kabel und verringern deutlich die Übertragungskapazitäten, da die Wärme schlechter abgeführt werden kann und sich der thermische Erdbodenwiderstand erhöht. Es würde sich in dem Teilbereich einer Kabeltrasse, in dem Erdbodenaustrocknung stattfindet, ein thermischer Engpass bilden. Im Modell wird der Bereich der Erdbodenaustrocknung durch ein Zwei-Schicht-Modell mit einer Grenzisothe, die den fiktiven Übergang von feuchtem zu trockenem Erdboden bestimmt, dargestellt. Die Tendenz, eine Trockenschicht auszubilden, hängt stark von den Eigenschaften des Erdbodens und den Umgebungsbedingungen ab. Gute kapillare Eigenschaften eines Erdbodens begünstigen die Rückführung von Feuchtigkeit. Bei Lehm mit guter Kapillarwirkung lässt sich die Grenziso-

therme bei ca. 50°C ansiedeln. Sand hingegen kann schon bei der 30°C-Isotherme zur Austrocknung neigen. Bei hoher oder ständiger Beanspruchung eines Kabels oder falls sich zusätzliche Wärmequellen in Trassennähe befinden, müssen Messungen Aufschluss über die Tendenz zur Erdbodenaustrocknung liefern. Bei VPE-isolierten Kabeln ist die Neigung zur Erdbodenaustrocknung auf Grund ihrer höheren zulässigen Betriebstemperatur größer als bei Papier-Masse-Kabeln.

Der theoretische Verlauf der Isothermen und der sich einstellende Temperaturverlauf ist in **Abbildung 3.1** dargestellt.

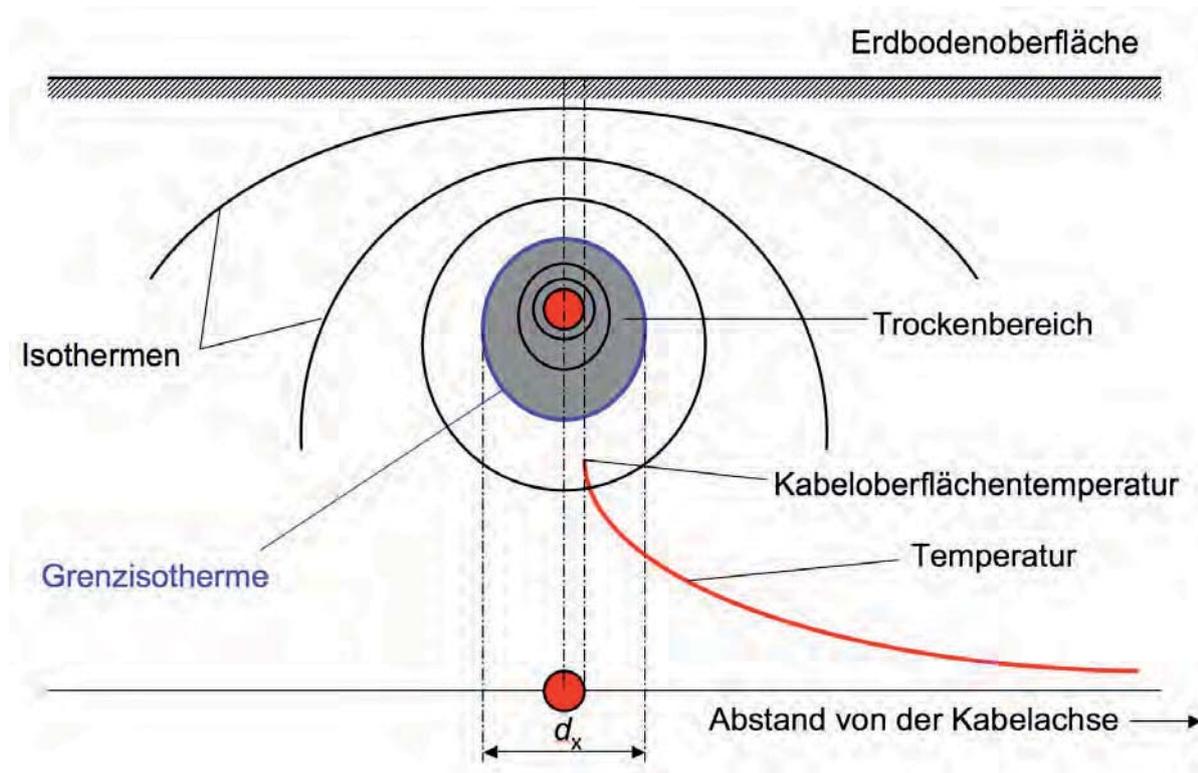


Abbildung 3.1 Theoretischer Verlauf der Isothermen und Temperaturverlauf [1]

Zur Vermeidung von Erdbodenaustrocknung kann beim Wiederverfüllen des Kabelgrabens thermisch stabilisierendes Material, wie z. B. Magerbeton, eingesetzt werden (vgl. Ergebnisbericht der Arbeitsgruppe Technik/Ökonomie, Teil I: „Übersicht über die Betriebsmittel“). Durch die speziellen thermischen Eigenschaften des Bettungsmaterials ist es möglich, den spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand unterhalb eines maximal zulässigen Wertes zu halten, so dass thermischen Engpässen entlang der Kabeltrasse vorgebeugt wird.

Die im Folgenden dargestellten Berechnungsergebnisse berücksichtigen keine Erdbodenaustrocknungsmechanismen. Aktuelle durchgeführte Forschungsarbeiten zeigen, dass Erdbodenaustrocknung, die durch Abwärme von Erdkabeln hervorgerufen wird, insbesondere gegenüber der jahreszeitlich bedingten Trocknung des Erdbodens und dem Einfluss des Niederschlagsgeschehens zu vernachlässigen ist [8]. Demzufolge wird auf ihre Berücksichtigung verzichtet.

4 Simulationsergebnisse

4.1 Allgemeines und Übersicht

Abbildung 4.1 und **Abbildung 4.2** geben einen Überblick über die Vorgehensweise bei den thermischen Berechnungen zur Energieübertragung mit HDÜ- und HGÜ-Kabeln. Für jede Übertragungsform wurden die zwei in Abschnitt 1.2 beschriebenen Berechnungszielstellungen verfolgt. Dazu sind die thermischen Berechnungen für jede der beiden Zielstellungen für alle drei Kabelgrabenprofile (Varianten) und jeweils drei unterschiedliche Kabellegearten durchgeführt worden. Für jede der Kabellegearten wiederum wurde das thermische Verhalten jeweils für zwei bzw. drei unterschiedliche Belastungsgrade m berechnet. Die Kabellegearten sind Direktlegung ohne Bettung (DVoB), Direktlegung mit Bettung (DVmB) und Legung in einer Kabelschutzrohranlage (KSR).

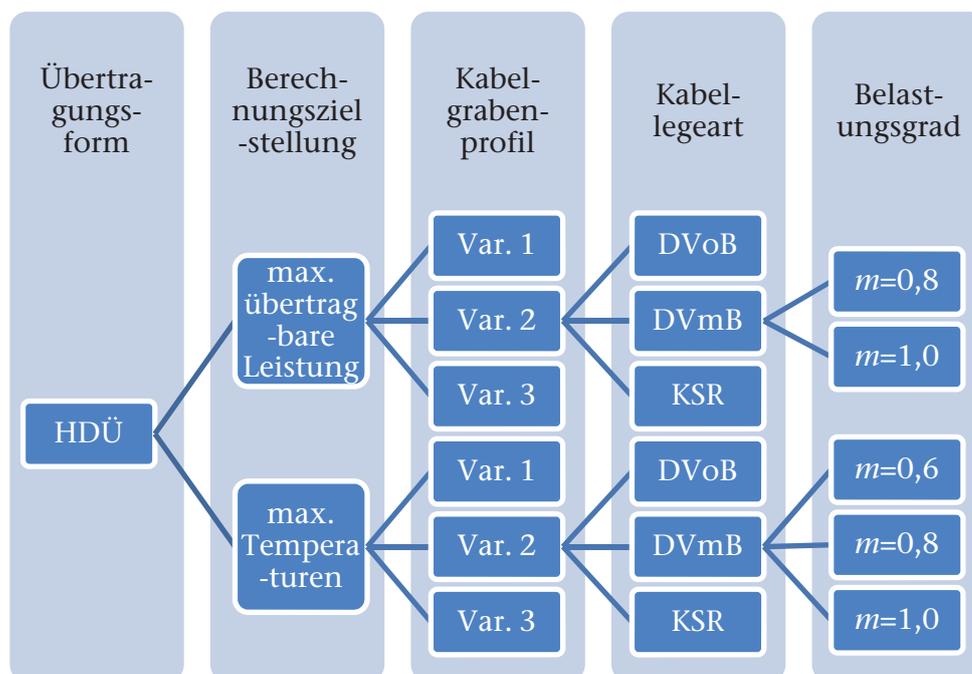


Abbildung 4.1 Übersicht der durchgeführten Berechnungen für die Hochspannungsdrehstromübertragung (DVoB = Direktlegung ohne Bettung, DVmB = Direktlegung mit Bettung und KSR = Legung in einer Kabelschutzrohranlage)

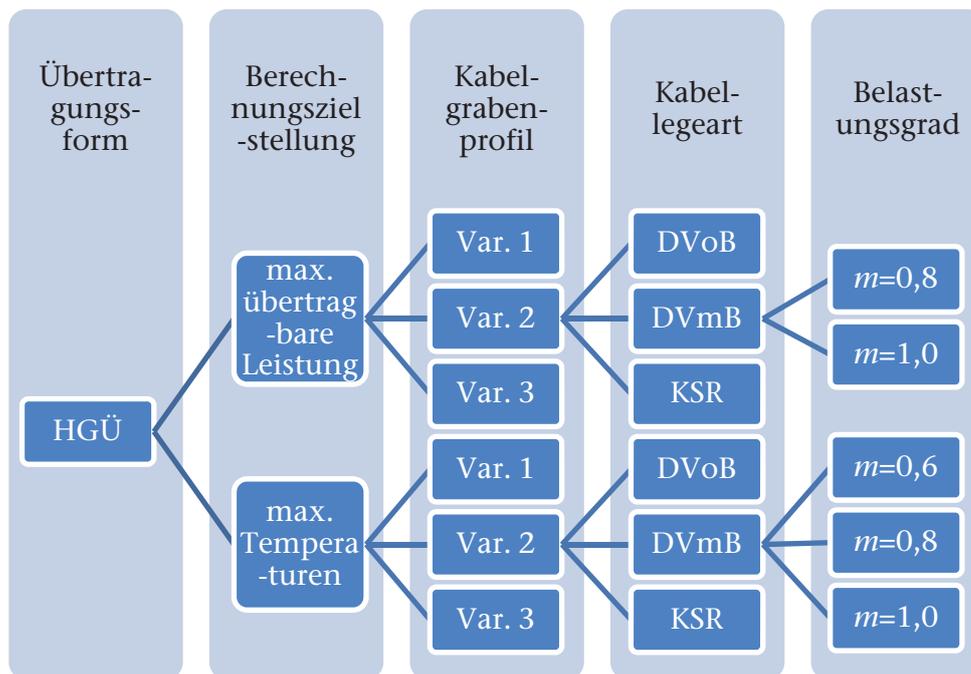


Abbildung 4.2 Übersicht der durchgeführten Berechnungen für die Hochspannungsgleichstromübertragung (DVoB = Direktlegung ohne Bettung, DVmB = Direktlegung mit Bettung und KSR = Legung in einer Kabelschutzrohranlage)

Alle Berechnungen erfolgten mit den in den Kapiteln 1 und 2 angegebenen Kabel- und Umgebungsdaten. Das verwendete Berechnungsprogramm genügt den in Abschnitt 1.1 genannten Normen. Generell sind alle Ergebnisse nur für die gewählten Rahmenbedingungen gültig. Die Wahl dieser Rahmenbedingungen erstreckt sich aber über typische Kabelgrabenprofile, typische Legarten und typische in Deutschland vorkommende thermische Erdbodenwiderstände, so dass grundsätzliche Aussagen möglich sind und Wirkungszusammenhänge aufgezeigt werden können.

Eine Trasse muss auf ihrer ganzen Länge bezüglich möglicher thermischer Engpässe untersucht werden. Hierfür sind die thermischen Eigenschaften des Erdbodens zu analysieren. Im Zweifelsfall müssen der Trassenverlauf oder das Grabenprofil angepasst bzw. muss geeignetes Bettungsmaterial eingebracht werden, um die geforderte Leistungsübertragung gewährleisten zu können. In jedem Fall muss gesichert sein, dass der spezifische Wärmewiderstand des Erdbodens auf der gesamten Trasse den jeweiligen Referenzwert nicht überschreitet, um keinen thermischen Engpass auf der Übertragungsstrecke zu erhalten.

Für die geeignete Nachbildung der Umgebungsbedingungen müssen diese über lange Zeiträume beobachtet werden, um jahreszeitlich schwankende Einflüsse berücksichtigen zu können.

Die Ergebnisse werden im Folgenden zunächst für die Drehstromübertragung und anschließend für die Gleichstromübertragung dargestellt. Dabei werden zunächst

die maximal übertragbaren Leistungen bei einer maximalen Leitertemperatur von 90°C und anschließend die sich bei einer Übertragungsleistung von 3000 MVA bzw. 3000 MW ergebenden Leitertemperaturen für den Normal- und den (n-1)-Betrieb angegeben. Die unterstellte Übertragungsleistung von 3000 MVA bzw. 3000 MW basiert auf den in Abschnitt 2.4 des Teil IV dieses Berichtes entwickelten Szenarien und stellt dabei die jeweils höchste Übertragungsleistung und damit die höchste thermische Beanspruchung der Kabel und des Erdbodens dar. Die thermischen Auswirkungen der anderen nach Teil IV untersuchten Szenarien sind geringer und werden nicht untersucht.

Für die Legart „Direkte Legung mit thermischer Bettung“ wird, wenn nicht explizit anders angegeben, mit einem thermischen Widerstand des Bettungsmaterials von $\rho(\text{Bettung}) = 0,8 \text{ Km/W}$ gerechnet (siehe Abschnitt 1.6).

4.2 HDÜ: Maximal übertragbare Leistungen

Es werden die maximal übertragbare Leistung für die drei Varianten der Kabelgrabenprofile der HDÜ bei unterschiedlichen spezifischen thermischen Widerständen, Belastungsgraden und Kabellegarten angegeben.

4.2.1 Variante 1 - Äquidistante Anordnung der Kabel

Tabelle 4.1 Maximal übertragbare Leistungen in MVA für das Kabelgrabenprofil der Variante 1 in Abhängigkeit von spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand und Legart ^{1),2)}

ρ (Erde) in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Legart ³⁾
<i>m = 1,0</i>	4745	3932	3394	2999	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
<i>m = 1,0</i>	4849	4286	3864	3531	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
<i>m = 1,0</i>	4554	3842	3351	2982	Kabelschutzrohranlage (KSR)
<i>m = 0,8</i>	5407	4546	3957	3517	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
<i>m = 0,8</i>	5524	4945	4493	4128	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
<i>m = 0,8</i>	5216	4452	3911	3499	Kabelschutzrohranlage (KSR)

Tabelle 4.1 gibt die maximal übertragbaren Leistungen für die mit vier Kabelsystemen ausgeführte Variante 1 im Normalbetrieb bei zwei unterschiedlichen Belas-

¹⁾ Der **fett** eingetragene Wert stellt jeweils die maximale Übertragungsleistung dar.

²⁾ Werte, die die geforderte Übertragungsleistung von 3000 MVA nicht erreichen, sind *kursiv* eingetragen

³⁾ Die Abkürzungen in den Klammern entsprechen den Bezeichnungen der Datenreihen in den jeweils zugehörigen Abbildungen

tungsgraden m und unterschiedlichen spezifischen thermischen Erdbodenwiderständen ρ (Erde) für die drei Kabellegearten an.

Abbildung 4.3 zeigt die Abhängigkeit der maximal übertragbaren Leistungen vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad für die drei untersuchten Legarten.

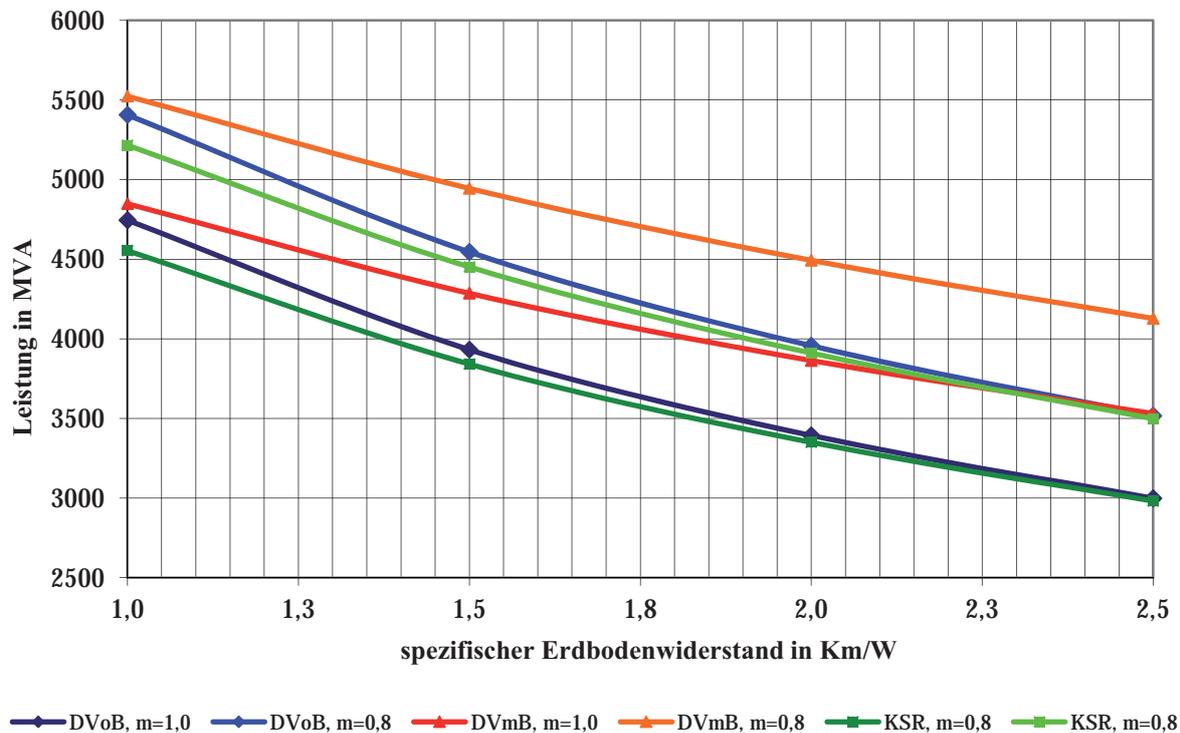


Abbildung 4.3 Maximal übertragbare Leistung der Variante 1 in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad für drei Kabellegearten (DVoB = Direktlegung ohne Bettung, DVmB = Direktlegung mit Bettung und KSR = Legung in einer Kabelschutzrohranlage)

Die maximal übertragbare Leistung nimmt bei ansonsten gleichen Bedingungen mit steigendem Belastungsgrad ab. Bei konstantem Belastungsgrad nimmt die übertragbare Leistung mit steigenden spezifischen Erdbodenwiderständen aufgrund der schlechteren Wärmeabfuhr über den Erdboden ebenfalls deutlich bei sonst gleichen Bedingungen ab.

Der Vergleich der Legarten zeigt, dass die direkte Legung mit thermischer Bettung die höchste Übertragungsleistung ermöglicht. Die Verwendung einer Kabelschutzrohranlage ermöglicht jeweils die geringste Übertragungsleistung. Als maximale Leistung können unter den hier verglichenen Legarten und Erdbodenzusammensetzungen und einem Belastungsgrad von $m = 0,8$ 5524 MVA mit dem Kabelgrabenprofil der Variante 1 übertragen werden (**Tabelle 4.1**). Die direkte Kabellegeung ohne thermische Bettung kann eine maximale Übertragungsleistung von 5407 MVA, die Legung im Schutzrohr maximal 5216 MVA gewährleisten. Bei un-

günstigen Erdbodenverhältnissen ($\rho(\text{Erde}) = 2,5 \text{ Km/W}$) können mit dem Kabelgrabenprofil nach Variante 1 noch 2982 MVA bei Kabellegung im Schutzrohr und einem Belastungsgrad von $m = 1$ übertragen werden. Die direkte Kabellegung ohne thermische Bettung kann unter diesen Bedingungen noch 2999 MVA, die direkte Legung mit thermischer Bettung noch 3531 MVA übertragen. Somit ist eine Leistungsübertragung von 3000 MVA mit einem Kabelgrabenprofil nach Variante 1 in nahezu allen untersuchten Fällen möglich.

Das in **Abbildung 4.3** dargestellte Diagramm verdeutlicht insbesondere den positiven Einfluss der thermischen Bettung. Mit steigenden thermischen Widerständen des die Kabel umgebenden Erdbodens verringern sich die maximal übertragbaren Leistungen der Kabel nicht so stark wie bei direkter Kabellegung ohne thermische Bettung und bei Legung im Kabelschutzrohr.

4.2.2 Variante 2 - 2x2 Kabelsysteme äquidistant verlegt

Tabelle 4.2 gibt die maximal übertragbaren Leistungen für die Variante 2 im Normalbetrieb bei zwei unterschiedlichen Belastungsgraden m und unterschiedlichen spezifischen thermischen Erdbodenwiderständen $\rho(\text{Erde})$ für die drei Kabellegevarianten an.

Tabelle 4.2 Maximal übertragbare Leistungen in MVA für das Kabelgrabenprofil der Variante 2 in Abhängigkeit von spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand und Legart

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Legart
$m = 1,0$	4515	3721	3196	2813	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 1,0$	4624	4075	3665	3341	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 1,0$	4347	3642	3159	2798	Kabelschutzrohranlage (KSR)
$m = 0,8$	5176	4323	3742	3310	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 0,8$	5298	4722	4277	3918	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 0,8$	5004	4239	3702	3294	Kabelschutzrohranlage (KSR)

Abbildung 4.4 zeigt die Abhängigkeit der maximal übertragbaren Leistungen vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad für die drei untersuchten Legarten.

Der Vergleich der Legarten ergibt, dass die direkte Legung mit thermischer Bettung die höchste Übertragungsleistung ermöglicht. Als maximale Übertragungsleistung können unter den hier verglichenen Legarten und Erdbodenzusammensetzungen und einem Belastungsgrad von $m = 0,8$ 5298 MVA mit dem Kabelgrabenprofil der Variante 2 übertragen werden (**Tabelle 4.2**). Die direkte Kabelle-

ung ohne thermische Bettung kann eine maximale Übertragungsleistung von 5176 MVA, die Legung im Schutzrohr maximal 5004 MVA gewährleisten.

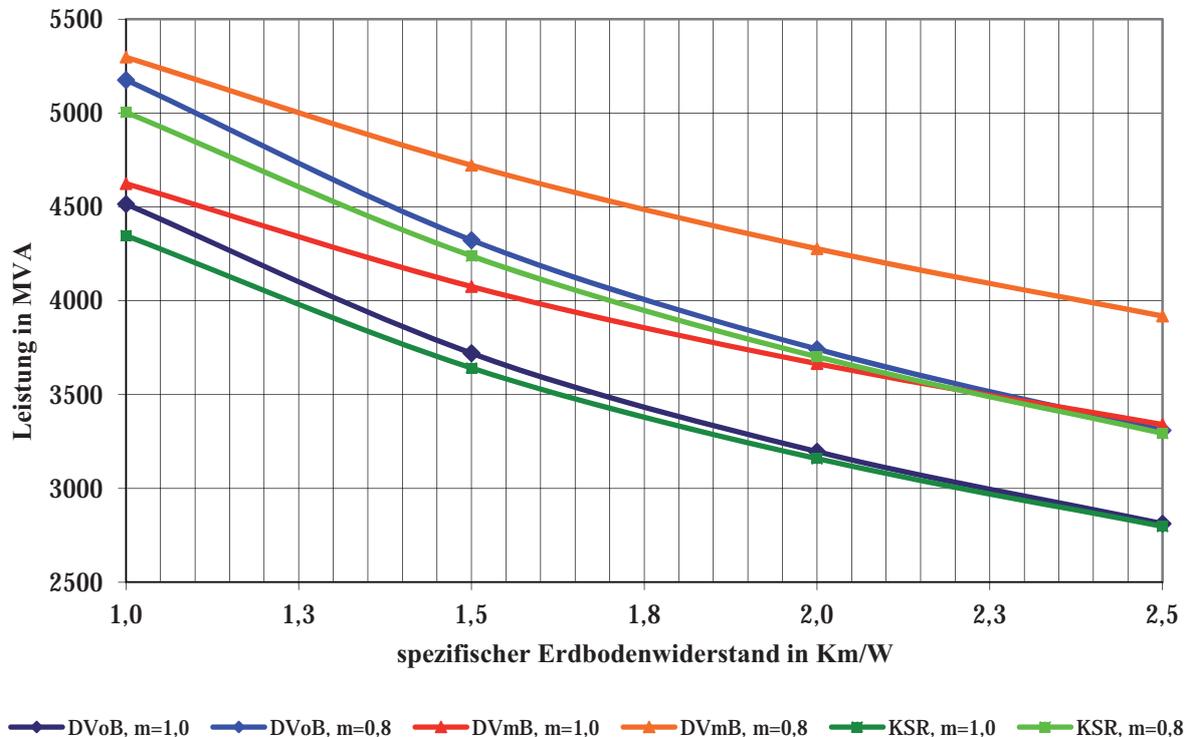


Abbildung 4.4 Maximal übertragbare Leistungen der Variante 2 in Abhängigkeit von spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad für drei Kabellegearten (DVoB = Direktlegung ohne Bettung, DVmB = Direktlegung mit Bettung und KSR = Legung in einer Kabelschutzrohranlage)

Bei ungünstigen Erdbodenverhältnissen können mit dem Kabelgrabenprofil nach Variante 2 noch 2798 MVA bei Kabellegung im Schutzrohr und einem Belastungsgrad von $m = 1$ übertragen werden. Die direkte Kabellegung ohne thermische Bettung kann unter diesen Bedingungen noch 2813 MVA, die direkte Legung mit thermischer Bettung noch 3341 MVA übertragen. Somit ist eine Leistungsübertragung von 3000 MVA mit einem Kabelgrabenprofil nach Variante 2 in nahezu allen untersuchten Fällen möglich.

4.2.3 Variante 3: Zwei Doppelsysteme in getrennten Kabelgräben

Tabelle 4.3 gibt die maximal übertragbaren Leistungen in MVA für die Variante 3 im Normalbetrieb bei zwei unterschiedlichen Belastungsgraden m und unterschiedlichen spezifischen thermischen Erdbodenwiderständen $\rho(\text{Erde})$ für die drei Kabellegevarianten an.

Tabelle 4.3 Maximal zulässige Übertragungsleistungen in MVA für das Kabelgrabenprofil der Variante 3 in Abhängigkeit von spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand und Legart

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Legart
$m = 1,0$	4910	4088	3541	3140	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 1,0$	5148	4581	4151	3810	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 1,0$	4698	3987	3493	3121	Kabelschutzrohranlage (KSR)
$m = 0,8$	5614	4739	4139	3690	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 0,8$	5867	5278	4818	4446	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 0,8$	5397	4632	4086	3668	Kabelschutzrohranlage (KSR)

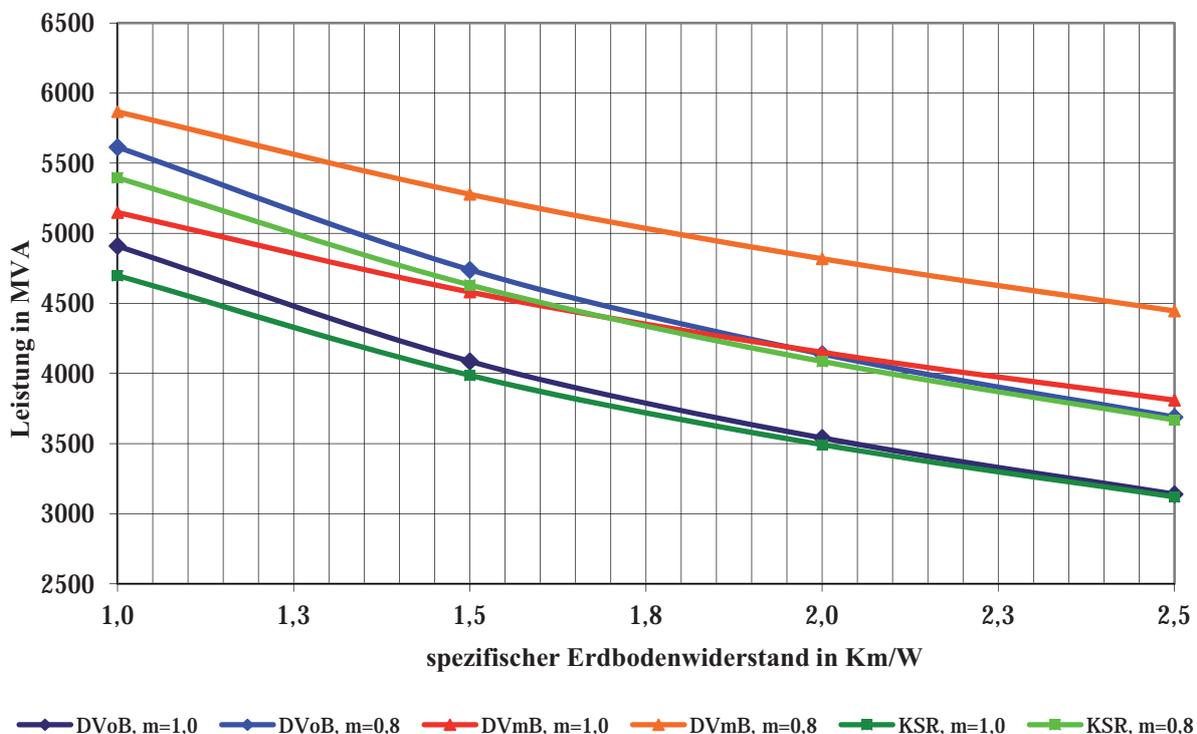


Abbildung 4.5 Maximal übertragbare Leistungen der Variante 3 in Abhängigkeit von spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad für drei Kabellegarten (DVoB = Direktlegung ohne Bettung, DVmB = Direktlegung mit Bettung und KSR = Legung in einer Kabelschutzrohranlage)

Das in **Abbildung 4.5** dargestellte Diagramm zeigt die Abhängigkeit der maximalen Übertragungsleistungen vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad für die drei untersuchten Legarten.

Der Vergleich der Legarten ergibt, dass die direkte Legung mit thermischer Bettung die höchste Übertragungsleistung ermöglicht. Als maximale Leistung können unter den hier verglichenen Legarten und Erdbodenzusammensetzungen

und einem Belastungsgrad von $m = 0,8$ 5867 MVA mit dem Kabelgrabenprofil der Variante 3 übertragen werden (**Tabelle 4.3**).

Die direkte Kabellegung ohne thermische Bettung kann eine maximale Übertragungsleistung von 5614 MVA, die Legung im Schutzrohr maximal 5397 MVA gewährleisten. Bei ungünstigen Erdbodenverhältnissen können mit dem Kabelgrabenprofil nach Variante 3 noch 3121 MVA bei Kabellegung im Schutzrohr und einem Belastungsgrad von $m = 1$ übertragen werden. Die direkte Kabellegung ohne thermische Bettung kann unter diesen Bedingungen noch 3140 MVA, die direkte Legung mit thermischer Bettung noch 3810 MVA übertragen. Eine Übertragung von 3000 MVA ist in allen Fällen möglich.

4.3 HDÜ: Maximale Temperaturen

In diesem Abschnitt werden die sich maximal einstellenden Leitertemperaturen bei einer Leistungsübertragung von 3000 MVA für den Normal- und den (n-1)-Betrieb angegeben. Abweichend von Abschnitt 4.2 finden nun drei statt zwei unterschiedliche Belastungsgrade Berücksichtigung. Dies soll den Einfluss des Belastungsgrades auf die sich einstellenden maximalen Temperaturen verdeutlichen.

4.3.1 Variante 1 - Äquidistante Anordnung der Kabel

Tabelle 4.4 gibt die maximal auftretenden Leitertemperaturen bei der untersuchten Leistungsübertragung von 3000 MVA mit dem Kabelgrabenprofil der Variante 1 für drei unterschiedliche Belastungsgrade m und unterschiedliche spezifische thermische Erdbodenwiderstände $\rho(\text{Erde})$ für die drei Kabellegevarianten an.

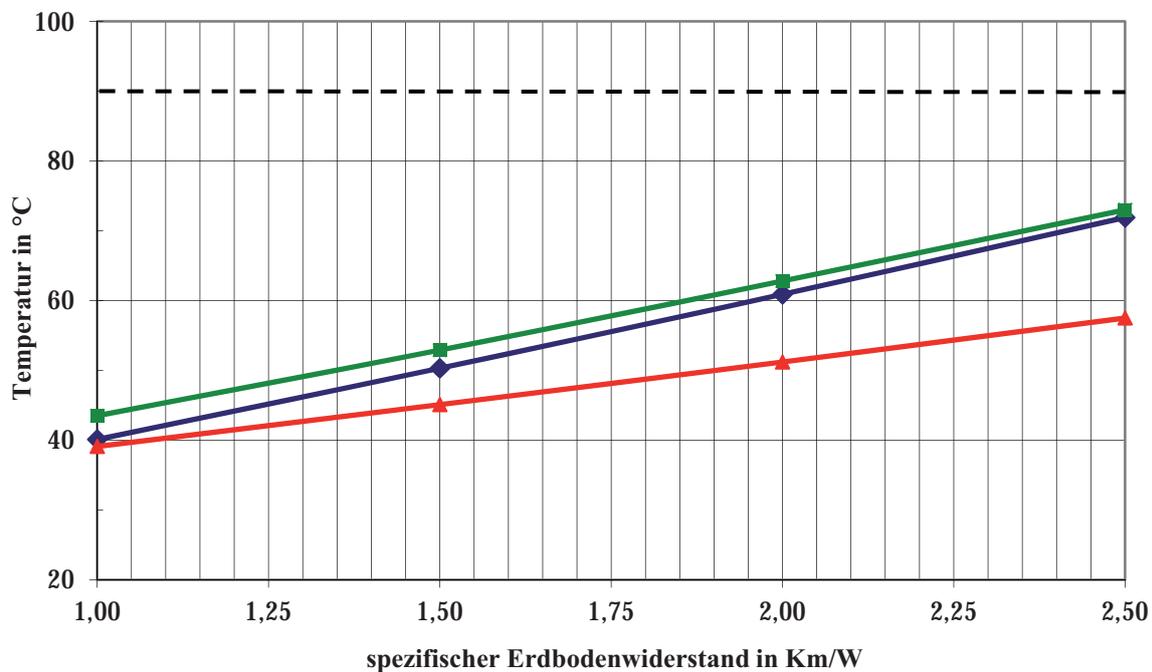
Nahezu alle untersuchten Kombinationen aus spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand, Kabellegeart und Belastungsgrad sind mit dem Kabelgrabenprofil der Variante 1 unter der Bedingung realisierbar, dass, um mögliche Schäden an den Betriebsmitteln zu vermeiden, eine Leitertemperatur von 90°C nicht überschritten wird. Lediglich die Kabellegung im Schutzrohr bei einem ungünstigen Erdbodenwiderstand von $\rho(\text{Erde}) = 2,5 \text{ Km/W}$ und einem Belastungsgrad von $m = 1$ führt zu einer leichten Überschreitung der Maximaltemperatur.

Tabelle 4.4 Maximale Leitertemperaturen in $^\circ\text{C}$ bei einer Leistungsübertragung von 3000 MVA für das Kabelgrabenprofil der Variante 1 in Abhängigkeit vom Belastungsgrad, spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand und der Legart ¹⁾

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Legart
$m = 1,0$	46,1	59,9	74,4	89,7	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 1,0$	44,8	53,0	61,4	70,1	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)

¹⁾ Die fett angegebenen Werte stellen eine Überschreitung der maximal zulässigen Temperatur fest

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Legart
$m = 1,0$	49,4	62,4	76,1	90,5	Kabelschutzrohranlage (KSR)
$m = 0,8$	40,1	50,3	60,9	71,9	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 0,8$	39,1	45,1	51,2	57,5	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 0,8$	43,5	52,9	62,8	73,0	Kabelschutzrohranlage (KSR)
$m = 0,6$	35,3	42,8	50,5	58,4	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 0,6$	34,5	38,8	43,3	47,8	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 0,6$	38,7	45,5	52,5	59,7	Kabelschutzrohranlage (KSR)



◆ direktverlegt, ohne Bettung, m = 0,8
 ▲ direktverlegt, mit Bettung, m = 0,8
 ■ Kabelschutzrohr, m = 0,8

Abbildung 4.6 Maximale Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 3000 MVA in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und der Legart für das Kabelgrabenprofil der Variante 1 bei einem Belastungsgrad $m = 0,8$

Das in **Abbildung 4.6** dargestellte Diagramm zeigt bei einem Belastungsgrad von $m = 0,8$ die für unterschiedliche Erdbodenwiderstände und Kabellegearten auftretenden Leitertemperaturen. Es ist ersichtlich, dass mit steigendem spezifischem Erdbodenwiderstand aufgrund der schlechteren Wärmeabfuhr die am Leiter auftretenden Temperaturen steigen. Die geringsten Temperaturen werden bei direkter Legung des Kabels mit thermischer Bettung erreicht. Eine Legung der Kabel im

Schutzrohr bedingt die höchsten Leitertemperaturen und damit auch die stärkste Erwärmung des die Kabel umgebenden Erdreichs.

Das in **Abbildung 4.7** dargestellte Diagramm verdeutlicht den Einfluss des Belastungsgrades m auf die auftretenden Leitertemperaturen. Diese werden in Abhängigkeit der spezifischen Erdbodenwiderstände und der drei untersuchten Belastungsgrade abgebildet. Hohe Belastungsgrade bedingen höhere Temperaturen am Leiter als niedrigere Belastungsgrade.

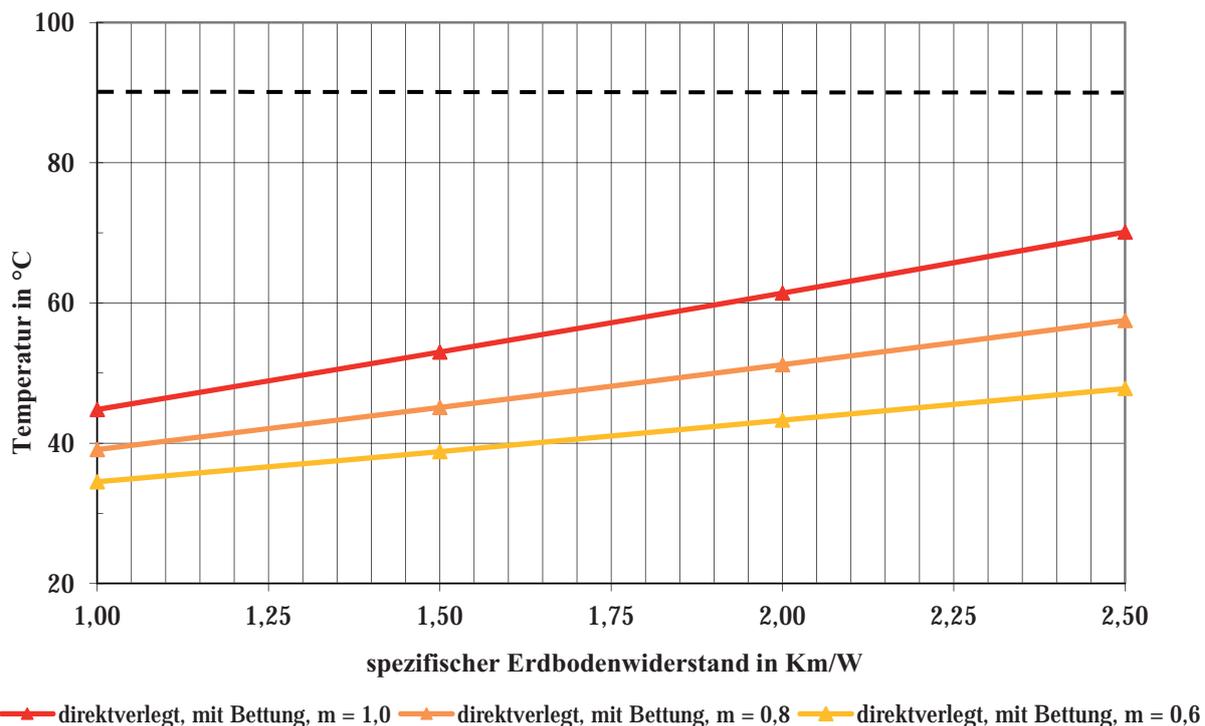


Abbildung 4.7 Maximale Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 3000 MVA in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad für das Kabelgrabenprofil der Variante 1 bei einer Direktverlegung ohne thermische Bettung

Das Diagramm in **Abbildung 4.8** zeigt den Verlauf der maximal auftretenden Temperaturwerte im Erdboden für das Kabelgrabenprofil der Variante 1 bei direkter Legung mit Bettungsmaterial, einer Leistungsübertragung von $S = 3000$ MVA und einem Belastungsgrad von $m = 1$. Der thermische Widerstand des in diesem Fall verwendeten Bettungsmaterials beträgt $\rho(\text{Bettung}) = 0,8$ Km/W, der des übrigen Erdbodens einheitlich $\rho(\text{Erde}) = 1,5$ Km/W. Die höchsten Temperaturen treten vor allem aufgrund der gegenseitigen Erwärmung im Bereich der beiden innersten Kabel auf. Trotz der Dauerbelastung ($m = 1,0$) mit einer Übertragungsleistung von 3000 MVA beträgt der Temperaturunterschied zwischen der Erdbodenoberfläche (15°C) und der in der Erdbodenschicht in 25 cm Tiefe auftretenden maximalen Temperatur nur ca. 5 K.

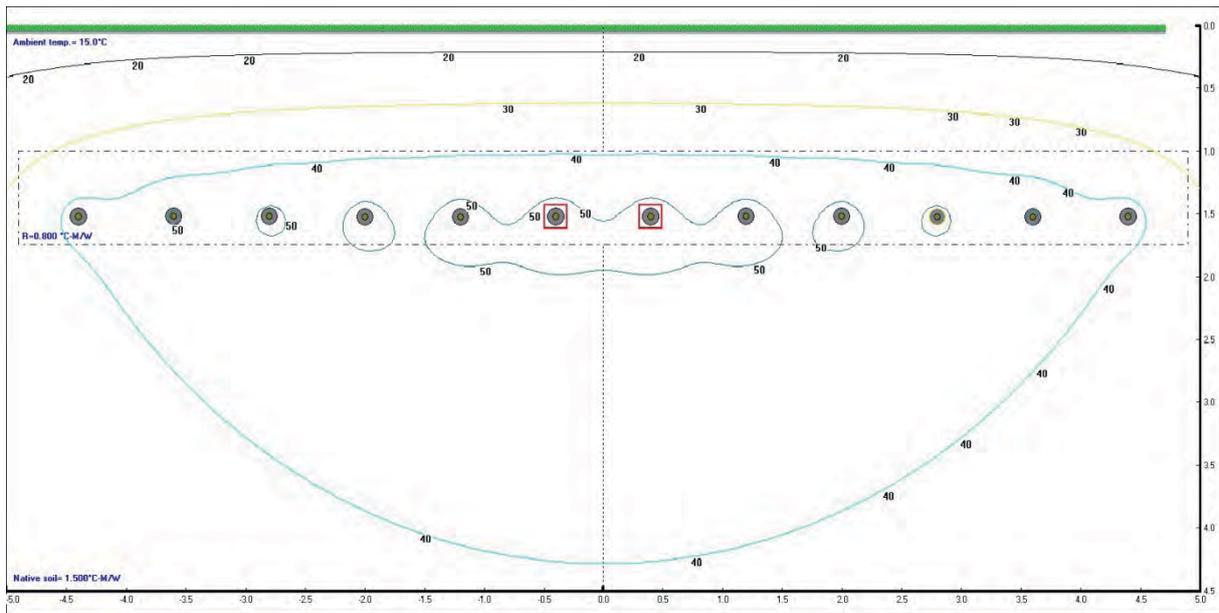


Abbildung 4.8 Temperaturverlauf im Erdboden ($\rho(\text{Erde}) = 1,5 \text{ Km/W}$, $\rho(\text{Bettung}) = 0,8 \text{ Km/W}$) bei einer Leistungsübertragung von 3000 MVA mit einem Belastungsgrad $m = 1,0$ für das Kabelgrabenprofil der Variante 1

4.3.2 Variante 2 - 2x2 Kabelsysteme äquidistant verlegt

Tabelle 4.5 gibt die maximal auftretenden Leitertemperaturen bei der untersuchten Leistungsübertragung von 3000 MVA mit dem Kabelgrabenprofil der Variante 2 für drei unterschiedliche Belastungsgrade m und unterschiedliche spezifische thermische Erdbodenwiderstände $\rho(\text{Erde})$ für die drei Kabellegevarianten an.

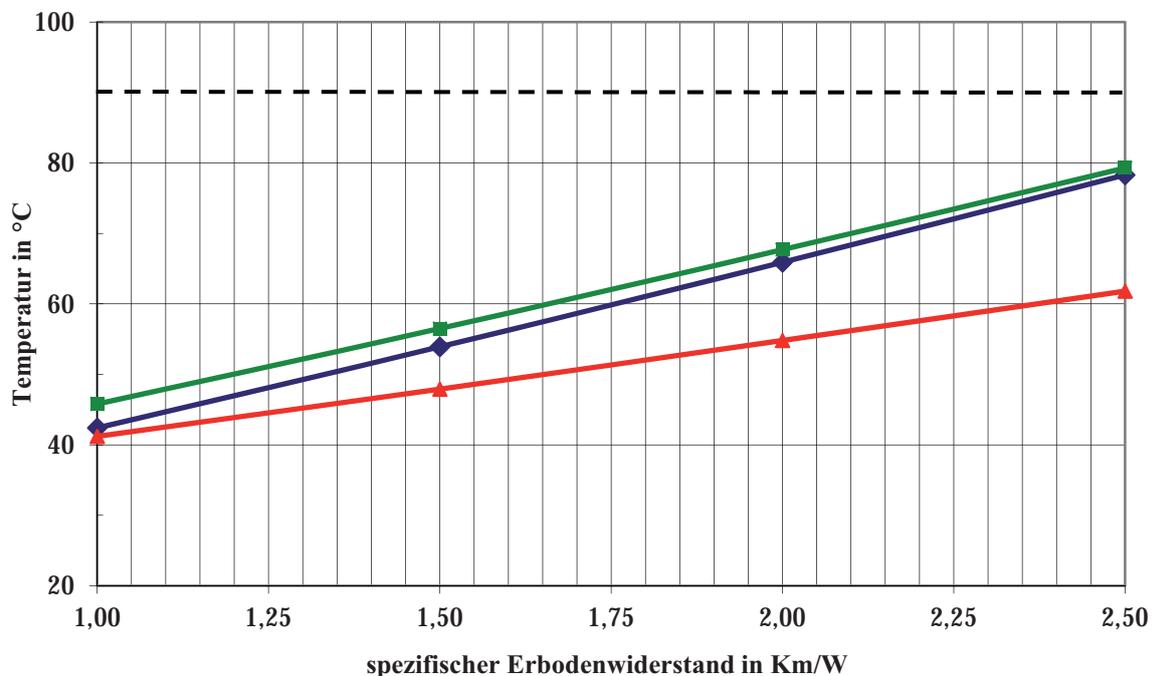
Nahezu alle untersuchten Kombinationen aus spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand, Kabellegeart und Belastungsgrad sind für eine Leistungsübertragung von 3000 MVA mit dem Kabelgrabenprofil der Variante 2 unter der Bedingung realisierbar, dass die Temperatur der Leiter 90°C nicht überschreiten darf, um mögliche Schäden an den Betriebsmitteln zu vermeiden.

Lediglich die Kabellegung ohne thermische Bettung und die Verwendung einer Kabelschutzrohranlage bei einem ungünstigen Erdbodenwiderstand von $\rho(\text{Erde}) = 2,5 \text{ Km/W}$ und einem Belastungsgrad von $m = 1$ führen zu einer Überschreitung der Maximaltemperatur.

Tabelle 4.5 Maximale Leitertemperaturen in $^\circ\text{C}$ bei einer Leistungsübertragung von 3000 MVA für das Kabelgrabenprofil der Variante 2 in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand, Belastungsgrad und Legart

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Legart
$m = 1,0$	49,3	64,8	81,3	98,8	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 1,0$	47,7	56,9	66,3	76,1	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Legart
$m = 1,0$	52,6	67,3	82,9	99,5	Kabelschutzrohranlage (KSR)
$m = 0,8$	42,4	53,9	65,9	78,3	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 0,8$	41,2	47,9	54,8	61,8	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 0,8$	45,8	56,5	67,7	79,3	Kabelschutzrohranlage (KSR)
$m = 0,6$	37,0	45,4	54,0	62,9	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 0,6$	36,0	40,9	45,8	50,8	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 0,6$	40,4	48,1	56,0	64,1	Kabelschutzrohranlage (KSR)



◆ direktverlegt, ohne Bettung, m = 0,8
 ▲ direktverlegt, mit Bettung, m = 0,8
 ■ Kabelschutzrohr, m = 0,8

Abbildung 4.9 Maximale Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 3000 MVA in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und der Legart für das Kabelgrabenprofil der Variante 2 bei einem Belastungsgrad $m = 0,8$

Das in **Abbildung 4.9** dargestellte Diagramm zeigt bei einem Belastungsgrad von $m = 0,8$ die für unterschiedliche Erdbodenwiderstände und Kabellegarten auftretenden Leitertemperaturen. Analog zum vorherigen Abschnitt ist ersichtlich, dass mit steigendem spezifischem Erdbodenwiderstand aufgrund der schlechteren Wärmeabfuhr die am Leiter auftretenden Temperaturen steigen. Die geringsten Temperaturen werden wiederum bei direkter Legung des Kabels mit thermischer Bettung erreicht. Eine Schutzrohrlegung der Kabel bedingt die höchsten Leiter-

temperaturen und damit auch die stärkste Erwärmung des die Kabel umgebenden Erdreichs.

Das in **Abbildung 4.10** dargestellte Diagramm verdeutlicht den Einfluss des Belastungsgrades m auf die auftretenden Leitertemperaturen. Diese werden analog zum vorherigen Abschnitt in Abhängigkeit der spezifischen Erdbodenwiderstände und der drei untersuchten Belastungsgrade abgebildet. Der Vergleich der Varianten 1 und 2 zeigt, dass bei gleichen Erdbodenwiderständen und Belastungsgraden die auftretenden Temperaturen bei Variante 2 grundsätzlich höher sind als bei Anwendung der Variante 1. Dieser Zusammenhang ist durch den geringeren Abstand der Einzelleiter eines Kabelsystems untereinander bei Variante 2, 0,5 m gegenüber 0,8 m bei Variante 1, begründet. Variante 1 ist somit aus thermischer Sicht das geeignetere Grabenprofil.

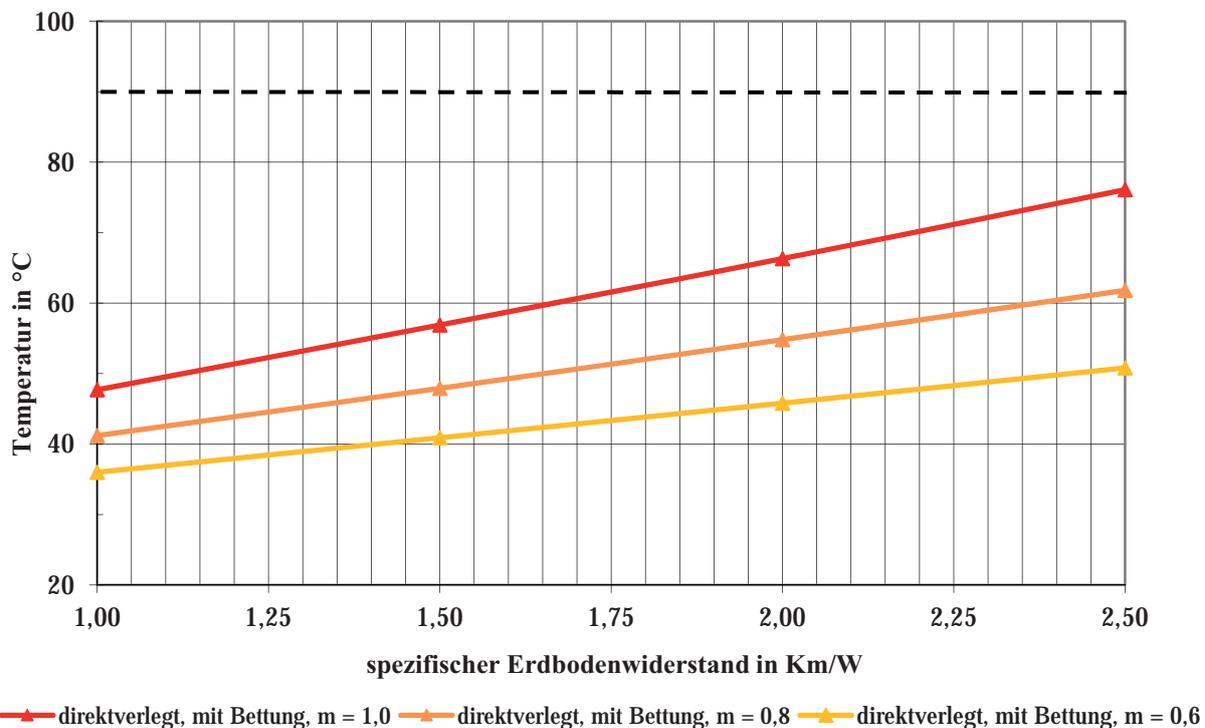


Abbildung 4.10 Maximale Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 3000 MVA in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad für das Kabelgrabenprofil der Variante 2 bei einer Direktverlegung mit thermischer Bettung

Die Grafik in **Abbildung 4.11** zeigt den Verlauf der maximal auftretenden Temperaturwerte im Erdboden für das Kabelgrabenprofil der Variante 2, einer Leistungsübertragung von $S = 3000$ MVA und einem Belastungsgrad von $m = 1,0$.

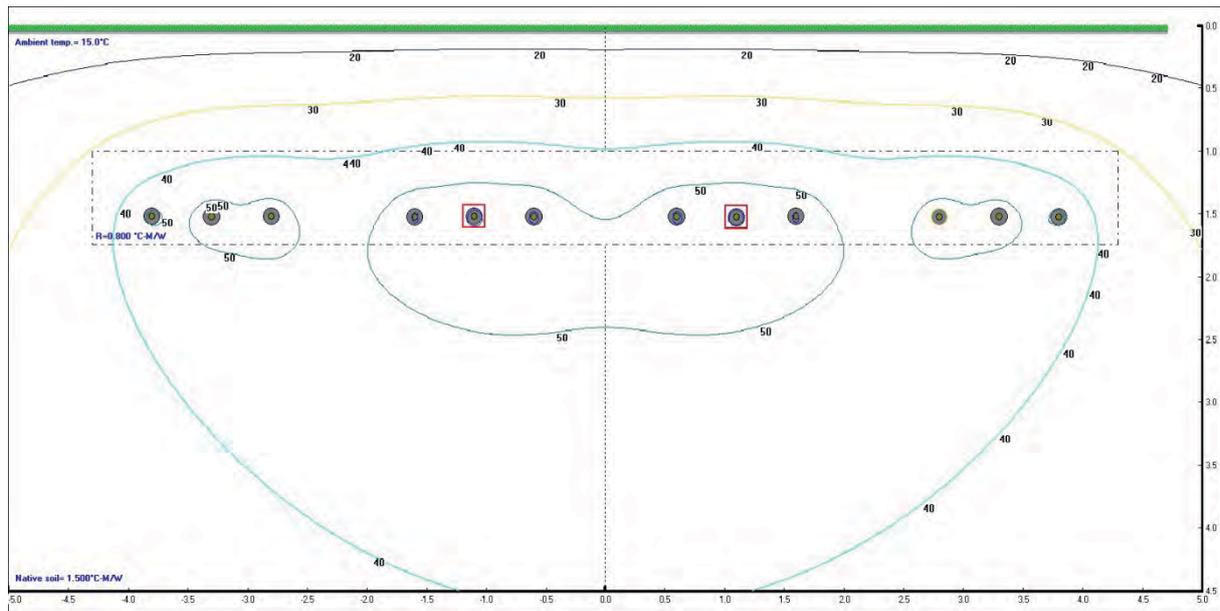


Abbildung 4.11 Temperaturverlauf im Erdboden ($\rho(\text{Erde}) = 1,5 \text{ Km/W}$) bei einer Leistungsübertragung von 3000 MVA mit einem Belastungsgrad $m = 1,0$ für das Kabelgrabenprofil der Variante 2

Der thermische Widerstand des in diesem Fall verwendeten Bettungsmaterials beträgt $\rho(\text{Bettung}) = 0,8 \text{ Km/W}$, der des übrigen Erdbodens einheitlich $\rho(\text{Erde}) = 1,5 \text{ Km/W}$. Die höchsten Temperaturen treten im Bereich der beiden innersten Kabel des zweiten und dritten Kabelsystems auf. Der Vergleich von **Abbildung 4.11** und **Abbildung 4.8** verdeutlicht die oben beschriebenen günstigeren thermischen Eigenschaften der Variante 1.

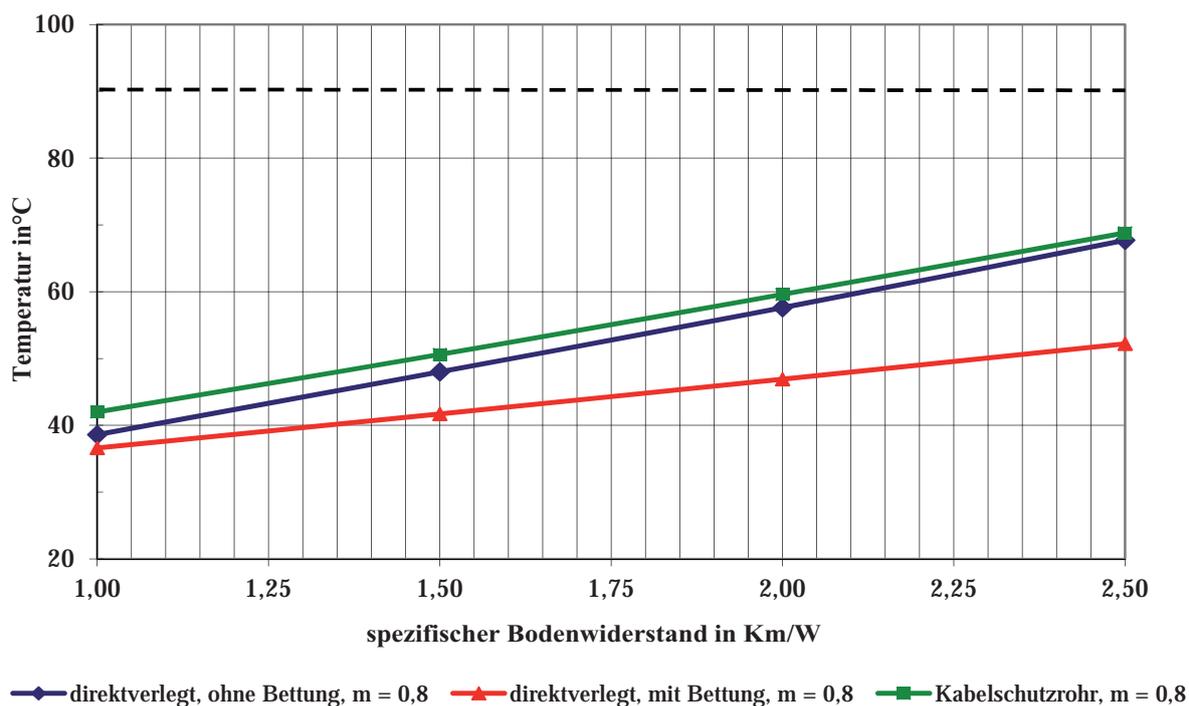
4.3.3 Variante 3 - Zwei Doppelsysteme in getrennten Kabelgräben

Tabelle 4.6 gibt die maximal auftretenden Leitertemperaturen bei der untersuchten Leistungsübertragung von 3000 MVA mit dem Kabelgrabenprofil der Variante 3 für drei unterschiedliche Belastungsgrade m und unterschiedliche spezifische thermische Erdbodenwiderstände $\rho(\text{Erde})$ für die drei Kabellegevarianten an.

Alle untersuchten Kombinationen aus spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand, Kabellegeart und Belastungsgrad sind für eine Leistungsübertragung von 3000 MVA für das Kabelgrabenprofil der Variante 3 realisierbar. Keine der Konstellationen (**Tabelle 4.6**) führt zu einer Überschreitung der Maximaltemperatur.

Tabelle 4.6 Maximale Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 3000 MVA für das Kabelgrabenprofil der Variante 3 in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand, Belastungsgrad und Legart

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Legart
$m = 1,0$	44,1	56,6	69,8	83,7	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 1,0$	41,5	48,4	55,5	62,7	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 1,0$	47,5	59,2	71,6	84,5	Kabelschutzrohranlage (KSR)
$m = 0,8$	38,6	48,0	57,6	67,7	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 0,8$	36,6	41,7	46,9	52,2	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 0,8$	42,0	50,6	59,6	68,8	Kabelschutzrohranlage (KSR)
$m = 0,6$	34,2	41,1	48,2	55,4	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 0,6$	32,7	36,4	40,1	43,9	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 0,6$	37,6	43,9	50,2	56,7	Kabelschutzrohranlage (KSR)



3000 MVA in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und der Legart für das Kabelgrabenprofil der Variante 3 bei einem Belastungsgrad $m = 0,8$

Das in **Abbildung 4.12** dargestellte Diagramm zeigt bei einem Belastungsgrad von $m = 0,8$ die für unterschiedliche Erdbodenwiderstände und Kabellegarten auftretenden Leitertemperaturen. Analog zu den vorherigen Abschnitten ist ersichtlich, dass mit steigendem spezifischem Erdbodenwiderstand aufgrund der schlechteren Wärmeabfuhr die am Leiter auftretenden Temperaturen steigen. Die

geringsten Temperaturen werden wiederum bei direkter Legung des Kabels mit thermischer Bettung erreicht. Eine Schutzrohrlegung der Kabel bedingt die höchsten Leitertemperaturen und damit auch die stärkste Erwärmung des die Kabel umgebenden Erdreichs.

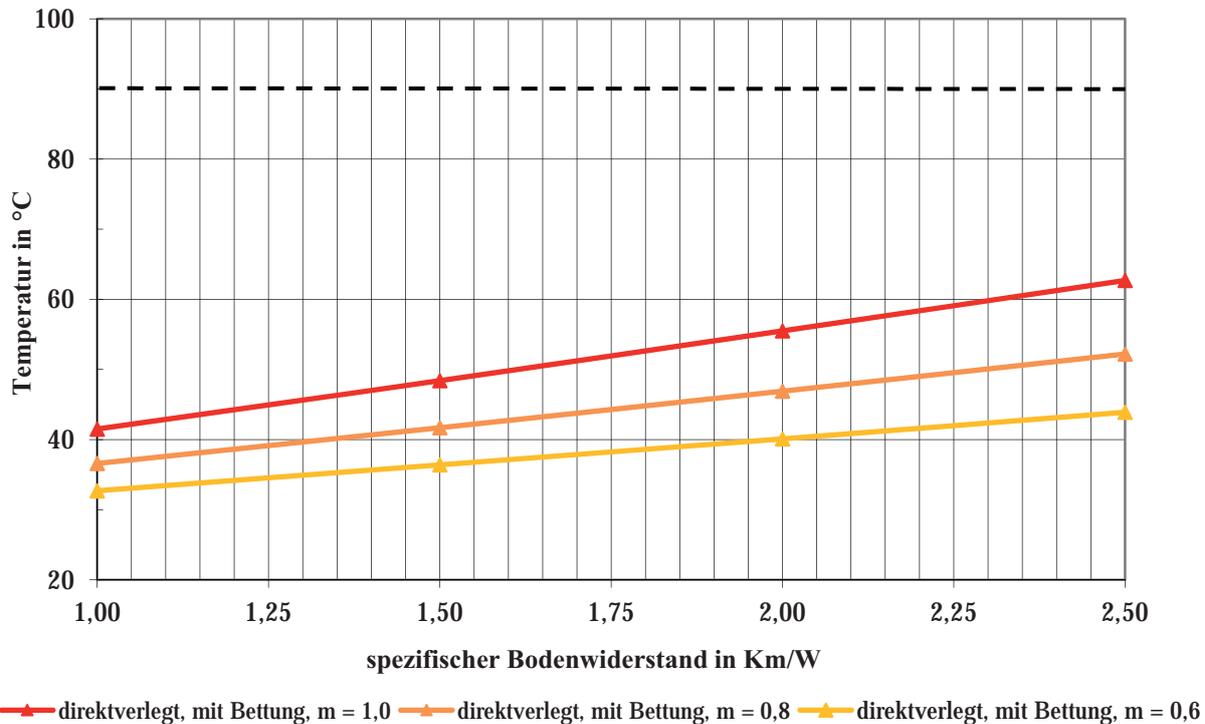


Abbildung 4.13 Maximale Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 3000 MVA in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad für das Kabelgrabenprofil der Variante 3 bei einer Direktverlegung mit thermischer Bettung

Das in **Abbildung 4.13** dargestellte Diagramm verdeutlicht den Einfluss des Belastungsgrades m auf die auftretenden maximalen Leitertemperaturen. Diese werden analog zu den vorherigen Abschnitten in Abhängigkeit von den spezifischen Erdbodenwiderständen und der drei untersuchten Belastungsgrade abgebildet. Hohe Belastungsgrade bedingen höhere Temperaturen am Leiter als niedrigere Belastungsgrade. Der Vergleich der Variante 3 mit den Varianten 1 und 2 zeigt, dass bei gleichen Erdbodenwiderständen und Belastungsgraden die auftretenden Temperaturen bei Variante 3 grundsätzlich niedriger sind als bei Anwendung der anderen Kabelgrabenprofile. Dieser Zusammenhang ist durch den großen Abstand der Doppelsysteme zueinander bei Variante 3 begründet. Die Doppelsysteme können als thermisch nahezu entkoppelt betrachtet werden. Das Kabelgrabenprofil der Variante 3 ist aus thermischer Sicht im Normalbetrieb von den drei untersuchten Anordnungen das geeignetste Grabenprofil.

Die Grafik in **Abbildung 4.14** zeigt den Verlauf der maximal auftretenden Temperaturwerte im Erdboden für das Kabelgrabenprofil der Variante 3 bei einer Leistungsübertragung von $S = 3000$ MVA und einem Belastungsgrad von $m = 1$. Der thermische Widerstand des Erdbodens beträgt einheitlich $\rho(\text{Erde}) = 1,5$ Km/W. Die höchsten Temperaturen treten im Bereich des jeweils innersten Kabels des zweiten und dritten Systems auf.

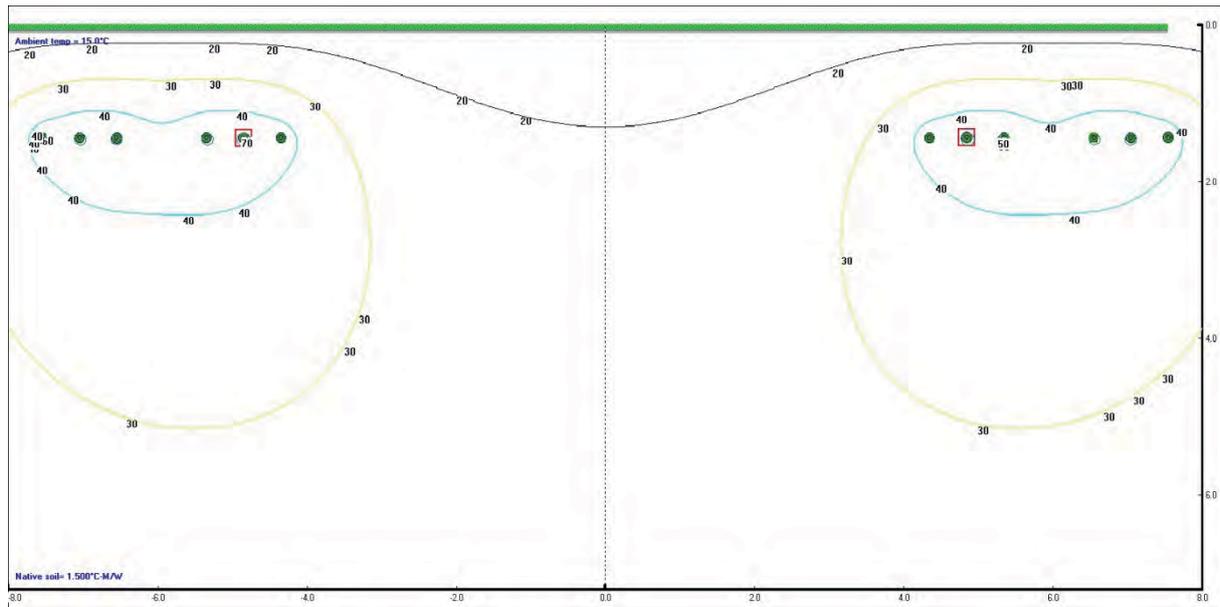


Abbildung 4.14 Temperaturverlauf im Erdboden ($\rho(\text{Erde}) = 1,5$ Km/W) bei einer Leistungsübertragung von 3000 MVA mit einem Belastungsgrad $m = 1,0$ für das Kabelgrabenprofil der Variante 3

4.3.4 Variante 1-3: (n-1)-Fall

Als (n-1)-Fall ist der Ausfall eines Stromkreises definiert. Es wurde in Ermangelung konkreter Leistungsflussergebnisse angenommen, dass der verbleibende, sich in Betrieb befindliche Stromkreis mit seinen zwei Kabelsystemen eine Leistung von 75 % der geforderten Übertragungsleistung von 3000 MVA, also 2250 MVA, übertragen muss. Hierdurch ergeben sich deutlich höhere Ströme und demzufolge auch höhere Stromwärmeverluste, die zu einer stärkeren Temperaturerhöhung in den Kabeln und im Erdboden als im Normalbetrieb führen. Alle Untersuchungen wurden mit einem Belastungsgrad von $m = 1$ durchgeführt, da dieser bezüglich der Temperaturentwicklung in den Kabeln und im Erdboden den ungünstigsten Fall darstellt. **Tabelle 4.7** gibt die theoretisch maximal auftretenden Leitertemperaturen bei der untersuchten Leistungsübertragung aller drei Kabelgrabenprofile für unterschiedliche spezifische thermische Erdbodenwiderstände $\rho(\text{Erde})$ und Kabellegungsarten an.

Die in **Tabelle 4.7** angegebenen Werte für die Leitertemperatur sind theoretische Werte, die bei ca. 64 Prozent der untersuchten Konstellationen über der Bemessungstemperatur der untersuchten Kabel liegen (fett markiert). Sie würden somit zu einer Überlastung und damit einhergehender Beschädigung oder Zerstörung der eingesetzten Betriebsmittel führen. In der Praxis würden solche Betriebszustände, aus denen derartige Temperaturerhöhungen resultieren, nicht auftreten, da im Gegensatz zu den Annahmen in der Norm diese nicht dauerhaft mit einem Belastungsgrad von $m = 1,0$ anliegen würden und durch eine rechtzeitige Leistungsreduzierung oder Abschaltung vermieden werden können.

Das in **Abbildung 4.15** dargestellte Diagramm zeigt am Beispiel der Variante 1 die theoretisch resultierenden maximalen Leitertemperaturen bei einer Leistungsübertragung von 2250 MVA in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und der Legart für das Kabelgrabenprofil nach Variante 1 bei einem Belastungsgrad von $m = 1,0$

Tabelle 4.7 Maximale Leitertemperaturen in °C im (n-1)-Fall bei einer Leistungsübertragung von 2250 MVA für alle drei Kabelgrabenprofil in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Legart für einen Belastungsgrad von $m = 1,0$

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Legart
Variante 1	71,7	97,8	127,1	160,2	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
Variante 1	66,6	75,5	84,8	94,5	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
Variante 1	78,1	102,4	129,5	160,1	Kabelschutzrohranlage (KSR)
Variante 2	75,7	104,5	137,2	174,7	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
Variante 2	70,2	80,3	90,8	101,8	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
Variante 2	82,1	109	139,4	174,1	Kabelschutzrohranlage (KSR)
Variante 3	75,7	104,5	137,2	174,7	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
Variante 3	71,2	87	103,9	122,2	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
Variante 3	82,1	109	139,4	174,1	Kabelschutzrohranlage (KSR)

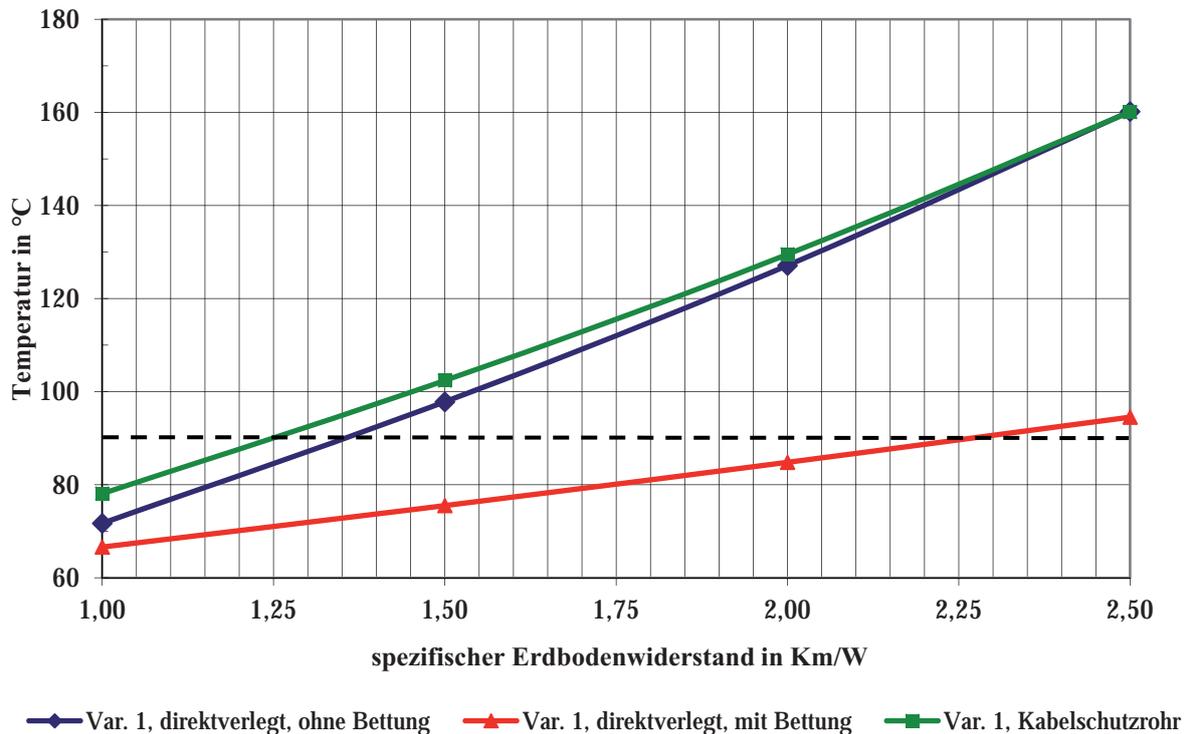


Abbildung 4.15 Maximale Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 2250 MVA in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und der Legart für das Kabelgrabenprofil nach Variante 1 bei einem Belastungsgrad von $m = 1,0$

Aus **Tabelle 4.7** kann ersehen werden, ob Kombinationen aus Kabelgrabenprofil, Kabellegeart und spezifischem thermischen Erdbodenwiderständen zulässige Betriebszustände ermöglichen. Die Leistungsübertragung von 2250 MVA im (n-1)-Betrieb ist bei einem Erdbodenwiderstand von $\rho(\text{Erde}) = 1,0 \text{ Km/W}$ mit allen Kabelgrabenprofilen und Kabellegearten möglich. Bei Verwendung thermischer Bettung kann bei $\rho(\text{Erde}) = 1,5 \text{ Km/W}$ ebenfalls die untersuchte Leistungsübertragung gewährleistet werden. Ein Kabelgrabenprofil nach Variante 1 erreicht diese noch bei einem thermischen Erdbodenwiderstand von $\rho(\text{Erde}) = 2,0 \text{ Km/W}$. Diese Zusammenhänge verdeutlicht das in **Abbildung 4.16** dargestellte Diagramm.

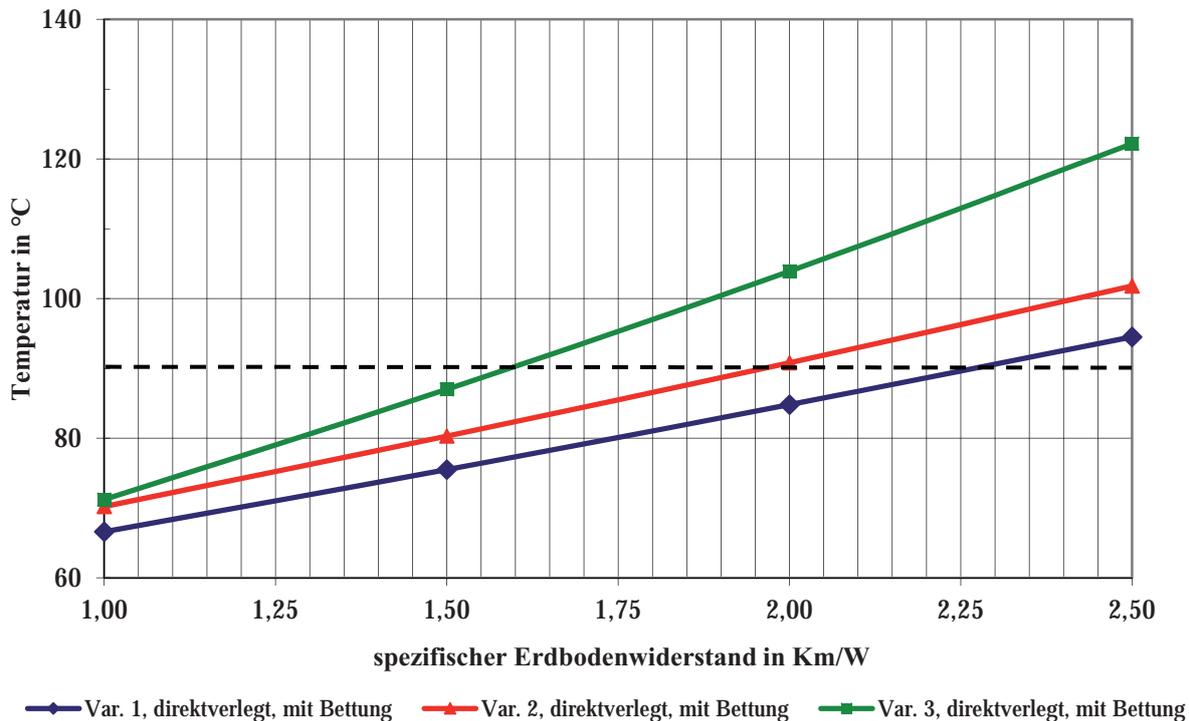


Abbildung 4.16 Maximale Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 2250 MVA in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand für alle drei Kabelgrabenprofile bei einem Belastungsgrad von $m = 1,0$ und direkter Legung mit einem thermischen Bettungsmaterial

4.4 HGÜ: Maximal übertragbare Leistungen

4.4.1 Variante 1 - Äquidistante Anordnung der Kabel

Tabelle 4.8 gibt die maximal übertragbaren Leistungen für die mit vier Kabelsystemen ausgeführte Variante 1 bei zwei unterschiedlichen Belastungsgraden m und unterschiedlichen spezifischen thermischen Erdbodenwiderständen ρ (Erde) für die drei Kabellegearten an. Die Angabe der übertragbaren Leistungen erfolgt für die HGÜ im MW, nicht wie für die HDÜ in MVA¹⁾.

Abbildung 4.17 zeigt die Abhängigkeit der maximalen Übertragungsleistungen vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad für die drei untersuchten Legarten.

Die maximal übertragbare Leistung nimmt bei ansonsten gleichen Bedingungen mit steigendem Belastungsgrad ab. Bei konstantem Belastungsgrad nimmt die übertragbare Leistung mit steigenden spezifischen Erdbodenwiderständen auf-

¹⁾Damit ist ein direkter Vergleich der HDÜ und der HGÜ nicht möglich. Die durch den Blindleistungsbedarf der HDÜ verursachten Verluste begrenzen die maximal übertragbare Leistung stärker.

grund der schlechteren Wärmeabfuhr über den Erdboden ebenfalls deutlich bei sonst gleichen Bedingungen ab.

Tabelle 4.8 Maximal übertragbare Leistungen in MW der Variante 1 in Abhängigkeit von spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad für drei Kabellegarten

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Legart
$m = 1,0$	3274	2785	2465	2235	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 1,0$	3392	3059	2811	2611	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 1,0$	3131	2724	2442	2232	Kabelschutzrohranlage (KSR)
$m = 0,8$	3715	3197	2852	2596	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 0,8$	3840	3502	3241	3031	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 0,8$	3500	3100	2811	2591	Kabelschutzrohranlage (KSR)

Der Vergleich der Legarten zeigt, dass die direkte Legung mit thermischer Bettung die höchste Übertragungsleistung ermöglicht. Als maximale Leistung können unter den hier verglichenen Legarten und Erdbodenzusammensetzungen für einem Belastungsgrad von $m = 0,8$ 3840 MW für das Kabelgrabenprofil der Variante 1 übertragen werden (**Tabelle 4.8**). Die direkte Kabellegung ohne thermische Bettung kann eine maximale Übertragungsleistung von 3715 MW, die Legung im Schutzrohr maximal 3500 MW gewährleisten. Bei ungünstigen Erdbodenverhältnissen können mit dem Kabelgrabenprofil nach Variante 1 noch 2232 MW bei Kabellegung im Schutzrohr und einem Belastungsgrad von $m = 1$ übertragen werden. Die direkte Kabellegung ohne thermische Bettung kann unter diesen Bedingungen noch 2235 MW, die direkte Legung mit thermischer Bettung noch 2611 MW übertragen. Eine Übertragung von 3000 MW für alle Erdbodentypen ist somit nur bei Verwendung thermischer Bettung und einem Belastungsgrad von $m = 0,8$ möglich.

Das in **Abbildung 4.17** dargestellte Diagramm verdeutlicht insbesondere den positiven Einfluss der thermischen Bettung. Mit steigenden thermischen Widerständen des die Kabel umgebenden Erdbodens verringern sich die maximal übertragbaren Leistungen der Kabel nicht so stark wie bei direkter Kabellegung ohne thermische Bettung und Legung im Kabelschutzrohr.

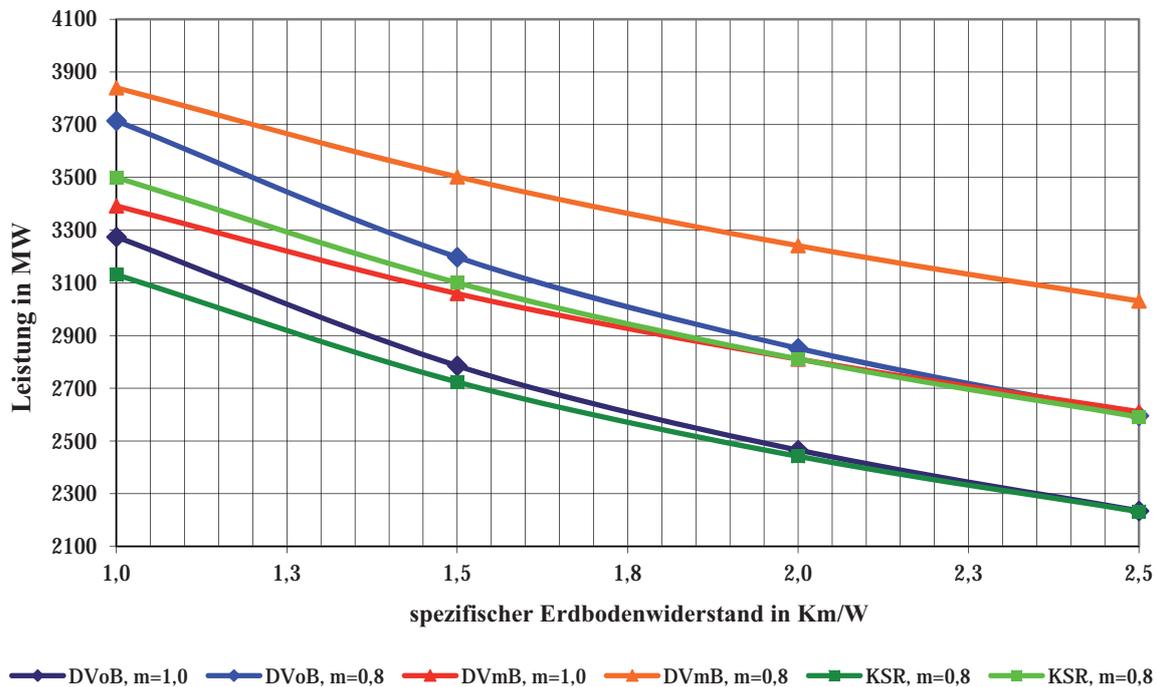


Abbildung 4.17 Maximal übertragbare Leistungen der Variante 1 in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad für drei Kabellegarten (DVoB = Direktlegung ohne Bettung, DVmB = Direktlegung mit Bettung und KSR = Legung in einer Kabelschutzrohranlage)

4.4.2 Variante 2 – 2x2 Kabelsysteme äquidistant verlegt

Tabelle 4.9 gibt die maximal übertragbaren Leistungen für die Variante 2 bei zwei unterschiedlichen Belastungsgraden m und unterschiedlichen spezifischen thermischen Erdbodenwiderständen $\rho(\text{Erde})$ für die drei Kabellegvarianten an.

Tabelle 4.9 Maximal übertragbare Leistungen in MW der Variante 2 in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad für drei Kabellegarten

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Legart
$m = 1,0$	3428	2929	2598	2358	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 1,0$	3548	3210	2954	2752	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 1,0$	3261	2854	2570	2355	Kabelschutzrohranlage (KSR)
$m = 0,8$	3868	3346	2990	2729	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 0,8$	3994	3658	3392	3180	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 0,8$	3622	3233	2944	2721	Kabelschutzrohranlage (KSR)

Abbildung 4.18 zeigt die Abhängigkeit der maximalen Übertragungsleistungen vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad für die drei untersuchten Legarten.

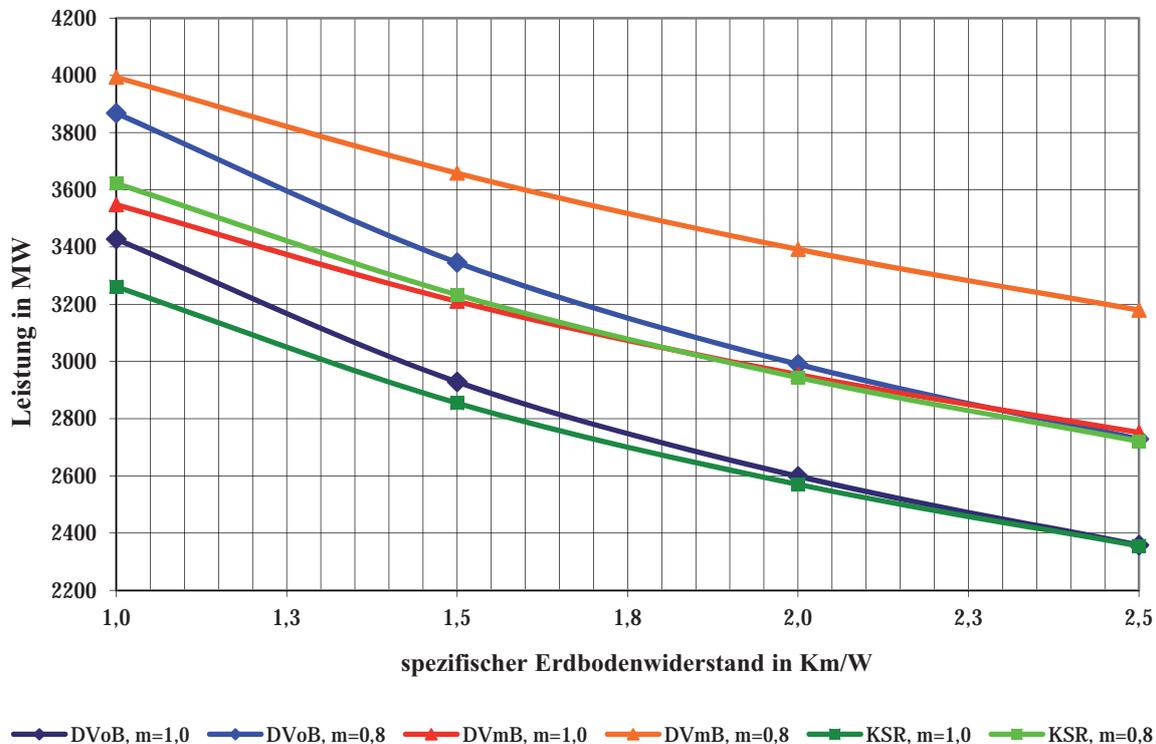


Abbildung 4.18 Maximal übertragbare Leistungen der Variante 2 in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad für drei Kabellegarten (DVoB = Direktlegung ohne Bettung, DVmB = Direktlegung mit Bettung und KSR = Legung in einer Kabelschutzrohranlage)

Der Vergleich der Legarten zeigt, dass die direkte Legung mit thermischer Bettung die höchste Übertragungsleistung ermöglicht. Als maximale Leistung können unter den hier verglichenen Legarten und Erdbodenzusammensetzungen und einem Belastungsgrad von $m = 0,8$ 3994 MW mit dem Kabelgrabenprofil der Variante 2 übertragen werden. Die direkte Kabellegung ohne thermische Bettung kann eine maximale Übertragungsleistung von 3868 MW, die Legung im Schutzrohr maximal 3622 MW gewährleisten. Bei ungünstigen Erdbodenverhältnissen können mit dem Kabelgrabenprofil nach Variante 2 noch 2355 MW bei Kabellegung im Schutzrohr und einem Belastungsgrad von $m = 1$ übertragen werden. Die direkte Kabellegung ohne thermische Bettung kann unter diesen Bedingungen noch 2358 MW, die direkte Legung mit thermischer Bettung noch 2752 MW übertragen. Eine Übertragung von 3000 MW für alle Erdbodentypen ist somit wiederum nur bei Verwendung thermischer Bettung und einem Belastungsgrad von $m = 0,8$ möglich.

4.4.3 Variante 3 – getrennte Kabelgräben

Tabelle 4.10 gibt die maximal übertragbaren Leistungen für die Variante 3 bei zwei unterschiedlichen Belastungsgraden m und unterschiedlichen spezifischen thermischen Erdbodenwiderständen $\rho(\text{Erde})$ für die drei Kabellegevarianten an.

Tabelle 4.10 Maximal übertragbare Leistungen in MW der Variante 3 in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad für drei Kabellegearten

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Legart
$m = 1,0$	3620	3108	2767	2516	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 1,0$	3776	3446	3187	2982	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 1,0$	3423	3021	2732	2511	Kabelschutzrohranlage (KSR)
$m = 0,8$	4055	3530	3167	2898	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 0,8$	4216	3894	3635	3423	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 0,8$	3771	3395	3110	2885	Kabelschutzrohranlage (KSR)

Das in **Abbildung 4.19** dargestellte Diagramm zeigt die Abhängigkeit der maximalen Übertragungsleistungen vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad für die drei untersuchten Legarten.

Der Vergleich der Legarten zeigt, dass die direkte Legung mit thermischer Bettung die höchste Übertragungsleistung ermöglicht. Als maximale Leistung können unter den hier verglichenen Legarten und Erdbodenzusammensetzungen und einem Belastungsgrad von $m = 0,8$ 4216 MW mit dem Kabelgrabenprofil der Variante 3 übertragen werden (**Tabelle 4.10**).

Die direkte Kabellegung ohne thermische Bettung kann eine maximale Übertragungsleistung von 4055 MW, die Legung im Schutzrohr maximal 3771 MW gewährleisten. Bei ungünstigen Erdbodenverhältnissen können mit dem Kabelgrabenprofil nach Variante 3 noch 2511 MW bei Kabellegung im Schutzrohr und einem Belastungsgrad von $m = 1$ übertragen werden. Die direkte Kabellegung ohne thermische Bettung kann unter diesen Bedingungen noch 2516 MW, die direkte Legung mit thermischer Bettung noch 2982 MW übertragen. Eine Übertragung von 3000 MW für alle Erdbodentypen ist somit wiederum nur bei Verwendung thermischer Bettung und einem Belastungsgrad von $m = 0,8$ möglich.

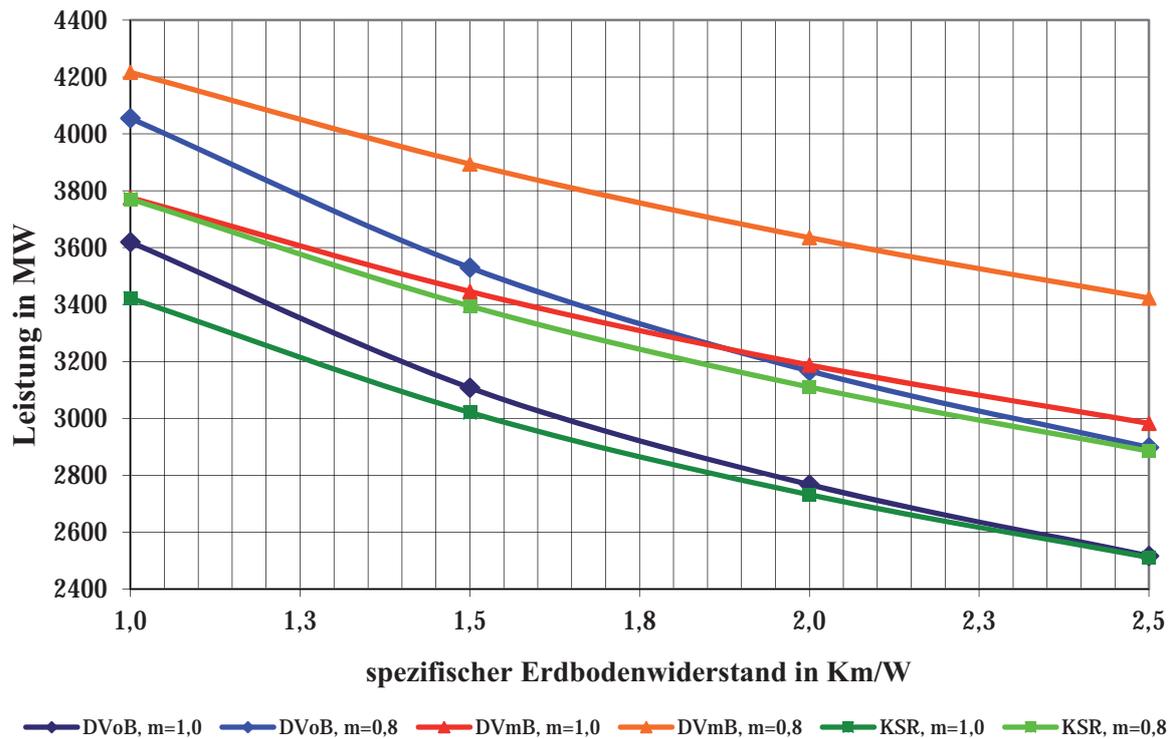


Abbildung 4.19 Maximale übertragbare Leistung der Variante 3 in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad für drei Kabellegarten (DVoB = Direktlegung ohne Bettung, DVmB = Direktlegung mit Bettung und KSR = Legung in einer Kabelschutzrohranlage)

Ein Vergleich der drei untersuchten Kabelgrabenprofile zeigt, dass Variante 3 die höchsten und Variante 1 die niedrigsten Übertragungsleistungen ermöglicht. Anders als bei der Drehstromübertragung kann mit der Legung von 2x2 Kabelsystemen nach Variante 2 eine Leistungssteigerung gegenüber der äquidistanten Legung nach Variante 1 erreicht werden. Begründet wird dies mit der geringeren gegenseitigen Erwärmung der Kabel eines Systems, da ein HGÜ-System aus lediglich zwei statt drei Kabeln besteht.

4.5 HGÜ: Maximale Temperaturen

In diesem Abschnitt werden die sich maximal einstellenden Leitertemperaturen bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW für den Normal- und 2250 MW für den (n-1)-Betrieb angegeben. Abweichend von Abschnitt 4.4 finden nun drei statt zwei unterschiedliche Belastungsgrade Berücksichtigung. Dies soll den Einfluss des Belastungsgrades auf die sich einstellenden maximalen Temperaturen verdeutlichen.

4.5.1 Variante 1 - Äquidistante Anordnung der Kabel

Tabelle 4.11 gibt die maximal auftretenden Leitertemperaturen bei der untersuchten Leistungsübertragung von 3000 MW mit dem Kabelgrabenprofil nach Variante 1 für drei unterschiedliche Belastungsgrade m und unterschiedliche spezifische thermische Erdbodenwiderstände $\rho(\text{Erde})$ für die drei Kabellegevarianten an.

Tabelle 4.11 Maximale Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW im Normalbetrieb für das Kabelgrabenprofil der Variante 1 in Abhängigkeit von spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand, dem Belastungsgrad und der Legart

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Legart
$m = 1,0$	74,6	105,5	143,2	190,0	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 1,0$	69,7	85,7	103,6	123,6	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 1,0$	82,2	110,5	144,3	185,5	Kabelschutzrohranlage (KSR)
$m = 0,8$	59,0	78,3	100,1	125,2	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 0,8$	55,8	65,6	76,2	87,6	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 0,8$	66,8	83,7	102,8	124,3	Kabelschutzrohranlage (KSR)
$m = 0,6$	47,4	58,9	71,3	84,9	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 0,6$	45,2	50,9	56,8	63,0	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 0,6$	55,2	64,8	75,0	86,0	Kabelschutzrohranlage (KSR)

Eine Leistungsübertragung von 3000 MW mit dem Kabelgrabenprofil nach Variante 1 ist für alle untersuchten Erdbodentypen und Kabellegevarianten lediglich unter der Bedingung realisierbar, dass ein Belastungsgrad von $m = 0,6$ eingehalten wird. Die Verwendung einer thermischen Bettung kann bei allen untersuchten thermischen Erdbodenwiderständen einen Belastungsgrad von $m = 0,8$ ermöglichen. Die in **Tabelle 4.11** angegebenen Werte für die Leitertemperatur sind theoretische Werte, die bei 33 Prozent der untersuchten Konstellationen teilweise weit über der maximal zulässigen Temperatur der untersuchten Kabel liegen. Diese Konstellationen würden somit zu einer Überlastung und damit einhergehender Beschädigung oder Zerstörung der eingesetzten Betriebsmittel führen. In der Praxis würden Betriebszustände, aus denen derartige Temperaturerhöhungen resultieren, durch rechtzeitige Leistungsreduzierung oder Abschaltung vermieden werden können.

Aus **Tabelle 4.11** kann somit ersehen werden, ob Kombinationen aus Kabelgrabenprofil, Kabellegeart und spezifischem thermischen Erdbodenwiderständen zulässige Betriebszustände bei bestimmten Belastungsgraden ermöglichen. Die Leis-

tungsübertragung von 3000 MW im Normalbetrieb ist bei einem Erdbodenwiderstand von $\rho = 1,0$ mit allen Kabelgrabenprofilen und Kabellegearten möglich. Bei Verwendung thermischer Bettung kann bei $\rho = 1,5$ ebenfalls die untersuchte Leistungsübertragung gewährleistet werden.

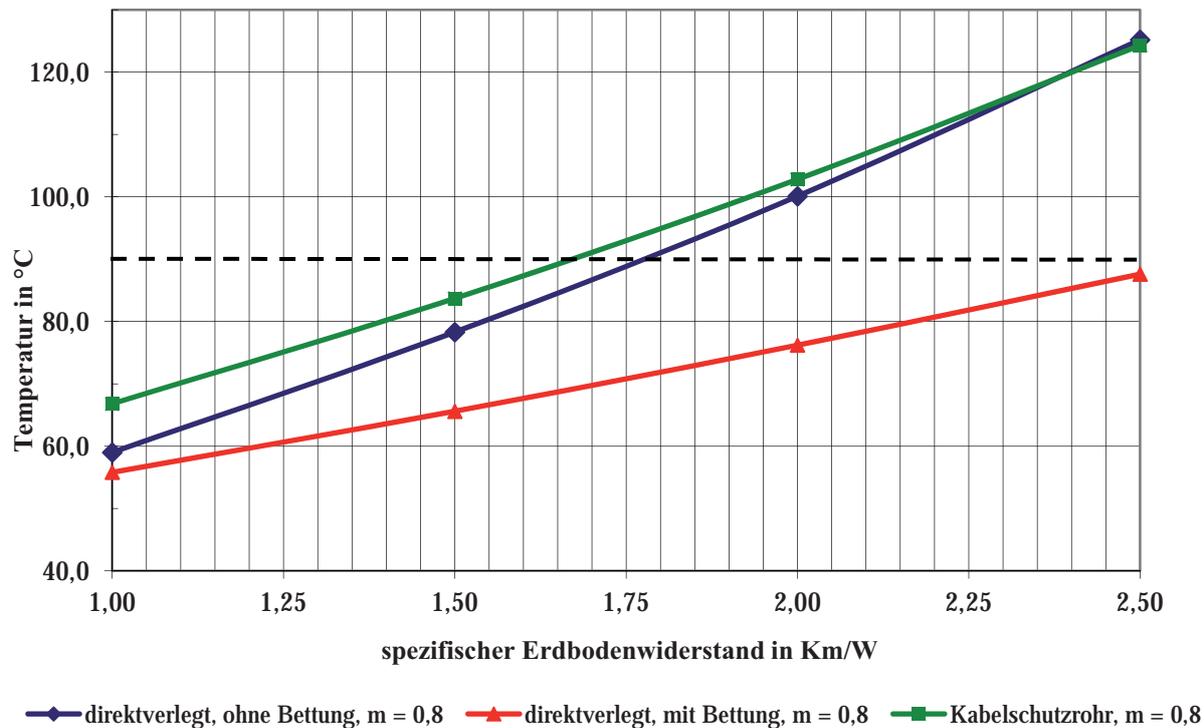


Abbildung 4.20 Maximale Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW im Normalbetrieb und einem Belastungsgrad von $m = 0,8$ für das Kabelgrabenprofil der Variante 1 in Abhängigkeit von spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand und der Legart

Das in **Abbildung 4.20** dargestellte Diagramm zeigt bei einem Belastungsgrad von $m = 0,8$ die für unterschiedliche Erdbodenwiderstände und Kabellegearten theoretisch auftretenden Leitertemperaturen. Es ist ersichtlich, dass mit steigendem spezifischem Erdbodenwiderstand aufgrund der schlechteren Wärmeabfuhr die am Leiter auftretenden Temperaturen steigen. Die geringsten Temperaturen werden bei direkter Legung des Kabels mit thermischer Bettung erreicht. Eine direkte Legung oder eine Schutzrohrlegung der Kabel bedingen höhere Leitertemperaturen und damit auch eine stärkere Erwärmung des die Kabel umgebenden Erdreichs.

Das in **Abbildung 4.21** dargestellte Diagramm verdeutlicht den Einfluss des Belastungsgrades m auf die auftretenden Leitertemperaturen. Diese werden in Abhängigkeit der spezifischen Erdbodenwiderstände und der drei untersuchten Belastungsgrade abgebildet. Hohe Belastungsgrade bedingen höhere Temperaturen am Leiter als niedrigere Belastungsgrade. Es ist ersichtlich, dass für das untersuchte

Kabelgrabenprofil und Belastungsgrade von $m = 0,6$ und $m = 0,8$ die zulässige Leitertemperatur nicht überschritten wird.

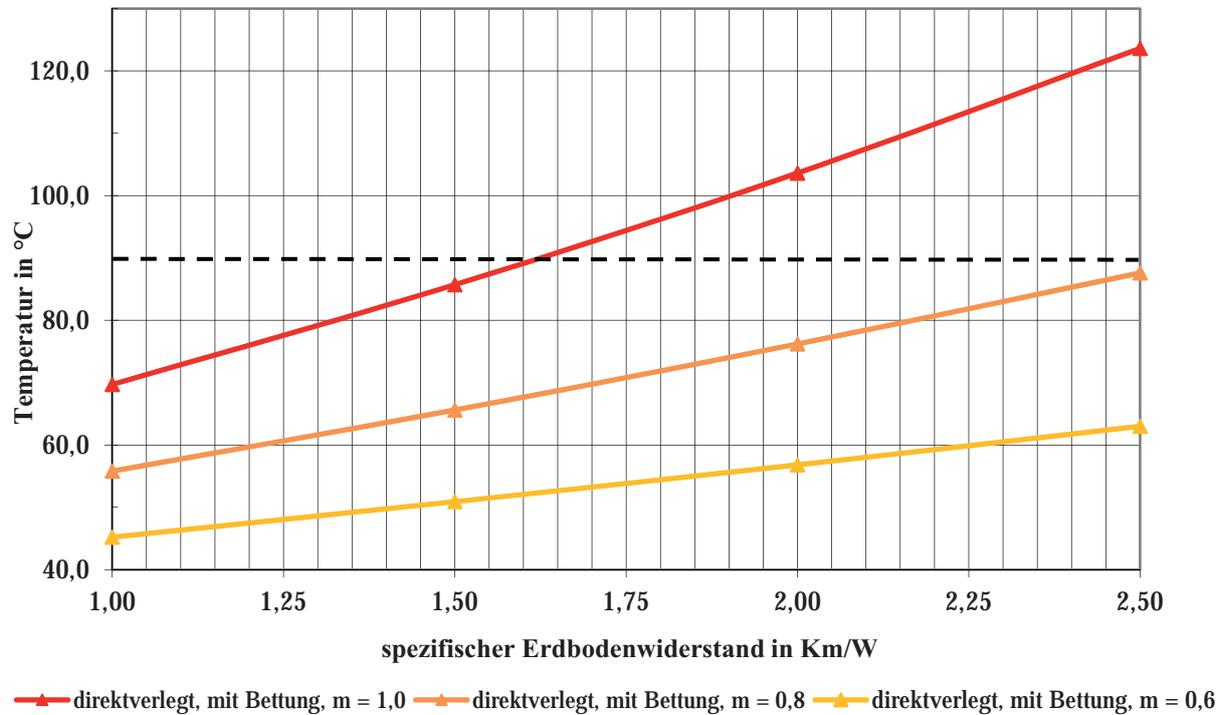


Abbildung 4.21 Maximale Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW im Normalbetrieb für das Kabelgrabenprofil der Variante 1 in Abhängigkeit von spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand und dem Belastungsgrad m bei direkter Kabellegung mit thermischer Bettung

Die in **Abbildung 4.22** dargestellte Grafik zeigt den Verlauf der maximal auftretenden Temperaturwerte im Erdboden für das Kabelgrabenprofil der Variante 1, einer Leistungsübertragung von $S = 3000$ MW und einem Belastungsgrad von $m = 1$. Der thermische Widerstand des in diesem Fall verwendeten Bettungsmaterials beträgt $\rho(\text{Bettung}) = 0,8$ Km/W, der des übrigen Erdbodens einheitlich $\rho(\text{Erde}) = 1,5$ Km/W. Die höchsten Temperaturen treten vor allem aufgrund der gegenseitigen Erwärmung im Bereich der beiden innersten Kabel auf.

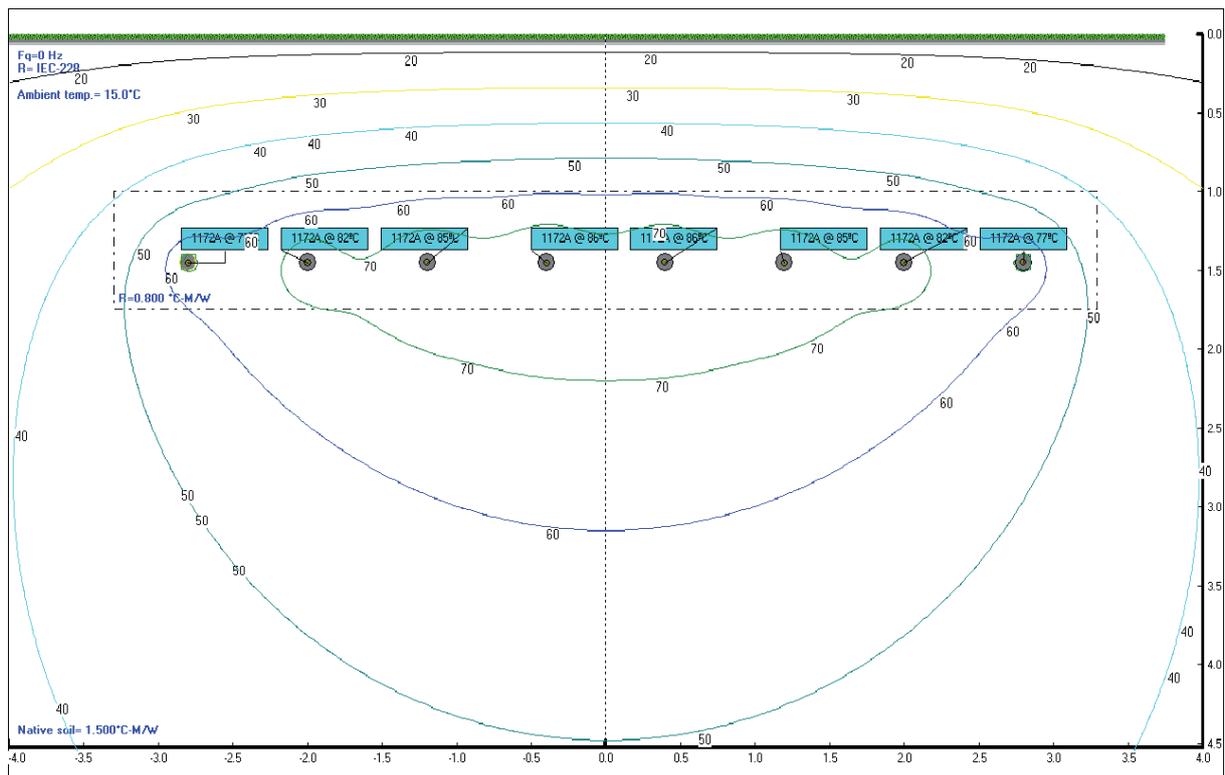


Abbildung 4.22 Temperaturverlauf im Erdboden ($\rho(\text{Erde}) = 1,5 \text{ Km/W}$, $\rho(\text{Bettung}) = 0,8 \text{ Km/W}$) bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW mit einem Belastungsgrad $m = 1,0$ für das Kabelgrabenprofil der Variante 1

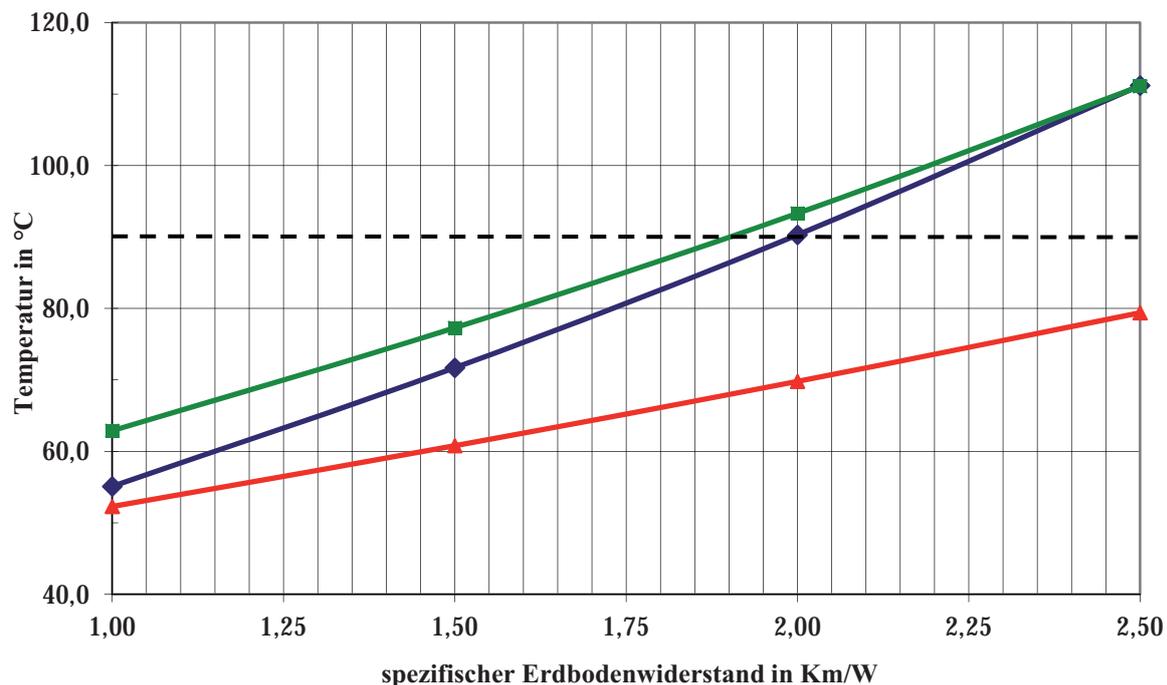
4.5.2 Variante 2 - 2x2 Kabelsysteme äquidistant verlegt

Tabelle 4.12 gibt die maximal auftretenden Leitertemperaturen bei der untersuchten Leistungsübertragung von 3000 MW mit dem Kabelgrabenprofil der Variante 2 für drei unterschiedliche Belastungsgrade m und unterschiedliche spezifische thermische Erdbodenwiderstände $\rho(\text{Erde})$ für die drei Kabellegevarianten an.

Eine Leistungsübertragung von 3000 MW mit dem Kabelgrabenprofil nach Variante 2 ist für alle untersuchten Erdbodentypen und Kabellegevarianten lediglich unter der Bedingung realisierbar, dass ein Belastungsgrad von $m = 0,6$ eingehalten wird. Die Verwendung einer thermischen Bettung kann bei allen untersuchten thermischen Erdbodenwiderständen einen Belastungsgrad von $m = 0,8$ ermöglichen. Die in **Tabelle 4.12** angegebenen Werte für die Leitertemperatur sind theoretische Werte, die bei 33 Prozent der untersuchten Konstellationen teilweise weit über der Bemessungstemperatur der untersuchten Kabel liegen. Diese Konstellationen würden somit zu einer Überlastung und damit einhergehender Beschädigung oder Zerstörung der eingesetzten Betriebsmittel führen. In der Praxis würden Betriebszustände, aus denen derartige Temperaturerhöhungen resultieren, durch rechtzeitige Leistungsreduzierung oder Abschaltung vermieden werden können.

Tabelle 4.12 Maximale Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW im Normalbetrieb für das Kabelgrabenprofil der Variante 2 in Abhängigkeit von spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand, dem Belastungsgrad und der Legart

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Legart
$m = 1,0$	68,4	94,5	125,6	163,1	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 1,0$	64,2	77,8	92,7	109,2	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 1,0$	76,0	99,7	127,4	160,2	Kabelschutzrohranlage (KSR)
$m = 0,8$	55,1	71,7	90,3	111,2	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 0,8$	52,3	60,8	69,8	79,4	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 0,8$	62,9	77,3	93,3	111,1	Kabelschutzrohranlage (KSR)
$m = 0,6$	45,1	55,2	66,0	77,8	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 0,6$	43,2	48,1	53,2	58,6	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 0,6$	52,9	61,2	69,9	79,2	Kabelschutzrohranlage (KSR)



◆ direktverlegt, ohne Bettung, m = 0,8 ▲ direktverlegt, mit Bettung, m = 0,8 ■ Kabelschutzrohr, m = 0,8

Abbildung 4.23 Maximale Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW im Normalbetrieb und einem Belastungsgrad von $m = 0,8$ für das Kabelgrabenprofil der Variante 2 in Abhängigkeit von spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand und der Legart

Aus **Tabelle 4.12** kann ersehen werden, ob Kombinationen aus Kabelgrabenprofil, Kabellegeart und spezifischem thermischen Erdbodenwiderständen zulässige Betriebszustände für bestimmte Belastungsgrade ermöglichen. Die Leistungsübertragung von 3000 MW im Normalbetrieb ist bei einem Erdbodenwiderstand von $\rho(\text{Erde}) = 1,0$ mit allen Kabelgrabenprofilen und Kabellegearten möglich. Bei Verwendung thermischer Bettung kann bei $\rho(\text{Bettung}) = 1,5$ ebenfalls die untersuchte Leistungsübertragung gewährleistet werden.

Das in **Abbildung 4.23** dargestellte Diagramm zeigt bei einem Belastungsgrad von $m = 0,8$ die für unterschiedliche Erdbodenwiderstände und Kabellegearten auftretenden Leitertemperaturen. Analog zum vorherigen Abschnitt ist ersichtlich, dass mit steigendem spezifischem Erdbodenwiderstand aufgrund der schlechteren Wärmeabfuhr die am Leiter auftretenden Temperaturen steigen.

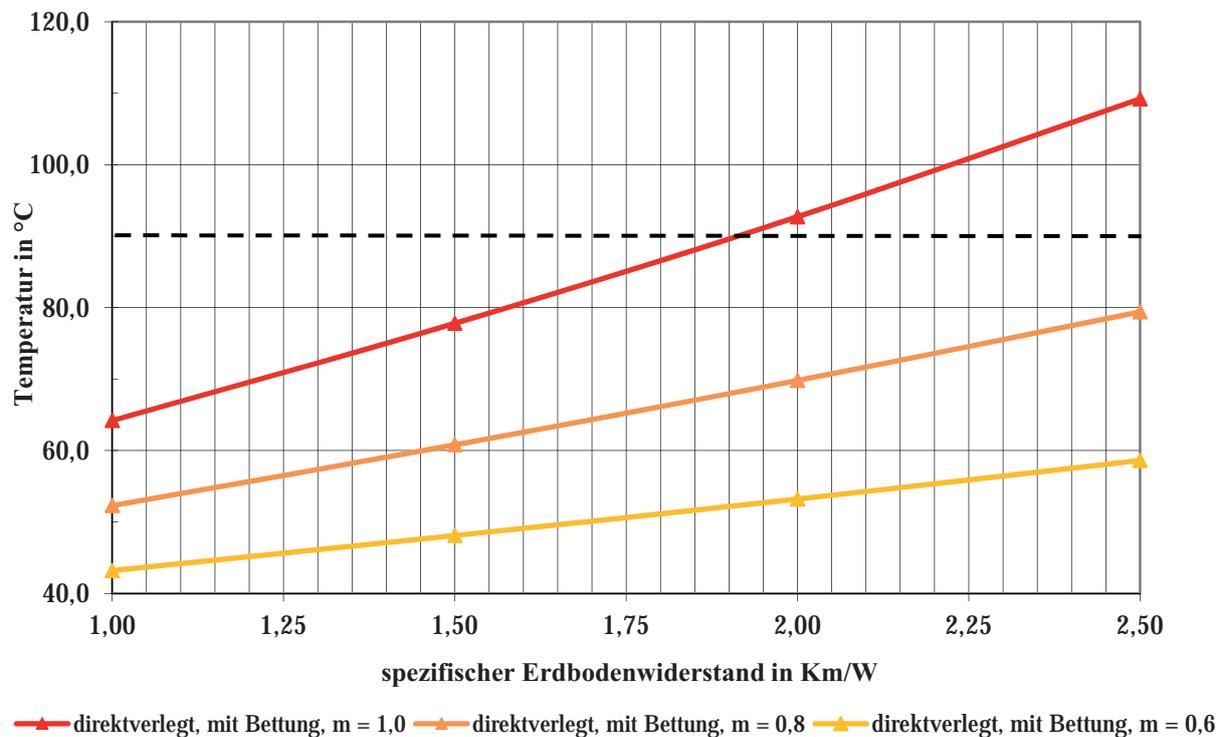


Abbildung 4.24 Maximale Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW im Normalbetrieb für das Kabelgrabenprofil der Variante 2 in Abhängigkeit von spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand und dem Belastungsgrad m bei direkter Kabellegeart mit thermischer Bettung

Das in **Abbildung 4.24** dargestellte Diagramm verdeutlicht den Einfluss des Belastungsgrades m auf die auftretenden Leitertemperaturen. Diese werden analog zum vorherigen Abschnitt in Abhängigkeit der spezifischen Erdbodenwiderstände und der drei untersuchten Belastungsgrade abgebildet. Der Vergleich der Varianten 1 und 2 zeigt, dass bei gleichen Erdbodenwiderständen und Belastungsgraden die auftretenden Temperaturen bei Variante 1 grundsätzlich höher sind als bei

Anwendung der Variante 2. Dieser Zusammenhang ist durch den höheren Abstand der HGÜ-Kabelsysteme zueinander begründet. Variante 2 ist somit aus thermischer Sicht das geeignetere Grabenprofil.

Die in **Abbildung 4.25** dargestellte Grafik zeigt den Verlauf der maximal auftretenden Temperaturwerte im Erdboden für das Kabelgrabenprofil der Variante 2, einer Leistungsübertragung von $S = 3000$ MW und einem Belastungsgrad von $m = 1$.

In diesem Fall beträgt der thermische Widerstand des verwendeten Bettungsmaterials $\rho(\text{Bettung}) = 0,8$ Km/W, der des übrigen Erdbodens einheitlich $\rho(\text{Erde}) = 1,5$ Km/W. Die höchsten Temperaturen treten im Bereich der beiden innersten Kabel des zweiten und dritten Kabelsystems auf. Der Vergleich von **Abbildung 4.25** und **Abbildung 4.22** zeigt wiederum die oben beschriebenen günstigeren thermischen Eigenschaften des Kabelgrabenprofils der Variante 2.

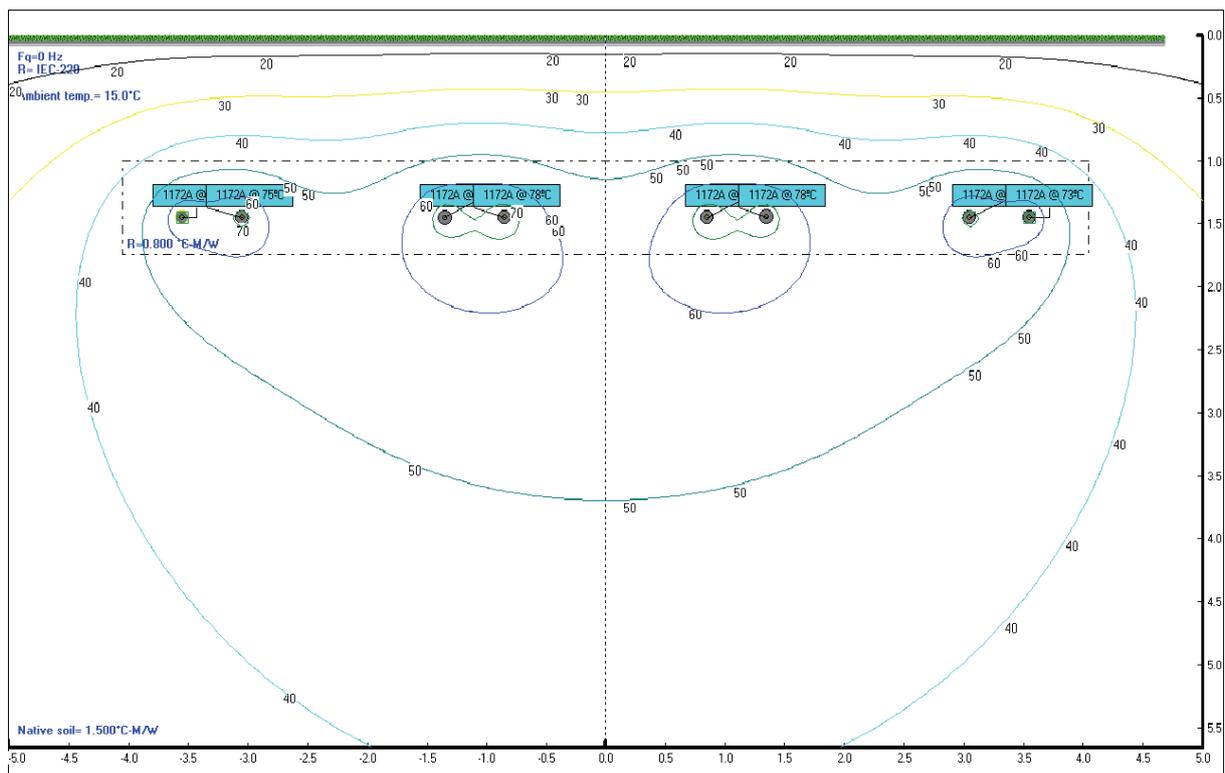


Abbildung 4.25 Temperaturverlauf im Erdboden ($\rho(\text{Erde}) = 1,5$ Km/W, $\rho(\text{Bettung}) = 0,8$ Km/W) bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW mit einem Belastungsgrad $m = 1,0$ für das Kabelgrabenprofil der Variante 2

4.5.3 Variante 3 - Zwei Doppelsysteme in getrennten Kabelgräben

Tabelle 4.13 gibt die maximal auftretenden Leitertemperaturen bei der untersuchten Leistungsübertragung von 3000 MW mit dem Kabelgrabenprofil der Vari-

ante 3 für drei unterschiedliche Belastungsgrade m und unterschiedliche spezifische thermische Erdbodenwiderstände $\rho(\text{Erde})$ für die drei Kabellegevarianten an.

Der Großteil der untersuchten Kombinationen aus spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand, Kabellegeart und Belastungsgrad ist für eine Leistungsübertragung von 3000 MW für das Kabelgrabenprofil nach Variante 3 bei Einhaltung der Leitertemperatur von 90°C realisierbar.

Gesichert können 3000 MW für die untersuchten Erdbodentypen und Kabellegevarianten lediglich unter der Bedingung übertragen werden, dass der Belastungsgrad von $m = 0,6$ eingehalten wird. Die Verwendung einer thermischen Bettung kann bei allen untersuchten thermischen Erdbodenwiderständen einen Belastungsgrad von $m = 0,8$ ermöglichen.

Tabelle 4.13 Maximale Leitertemperaturen in $^\circ\text{C}$ bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW im Normalbetrieb für das Kabelgrabenprofil der Variante 3 in Abhängigkeit von spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand, dem Belastungsgrad und der Legart

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Legart
$m = 1,0$	61,9	83,2	107,8	136,6	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 1,0$	57,5	67,9	79,0	91,1	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 1,0$	69,6	88,6	110,2	135,1	Kabelschutzrohranlage (KSR)
$m = 0,8$	51,0	64,8	80,1	97,0	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 0,8$	47,9	54,6	61,5	68,8	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 0,8$	58,8	70,6	83,5	97,5	Kabelschutzrohranlage (KSR)
$m = 0,6$	42,6	51,3	60,5	70,3	direktverlegt, ohne Bettung (DVoB)
$m = 0,6$	40,6	44,5	48,5	52,6	direktverlegt, mit Bettung (DVmB)
$m = 0,6$	50,5	57,3	64,5	72,1	Kabelschutzrohranlage (KSR)

Das in **Abbildung 4.26** dargestellte Diagramm zeigt bei einem Belastungsgrad von $m = 0,8$ die für unterschiedliche Erdbodenwiderstände und Kabellegearten auftretenden Leitertemperaturen. Analog zu den vorherigen Abschnitten ist ersichtlich, dass mit steigendem spezifischem Erdbodenwiderstand aufgrund der schlechteren Wärmeabfuhr die am Leiter auftretenden Temperaturen steigen. Die geringsten Temperaturen werden wiederum bei direkter Legung des Kabels mit thermischer Bettung erreicht.

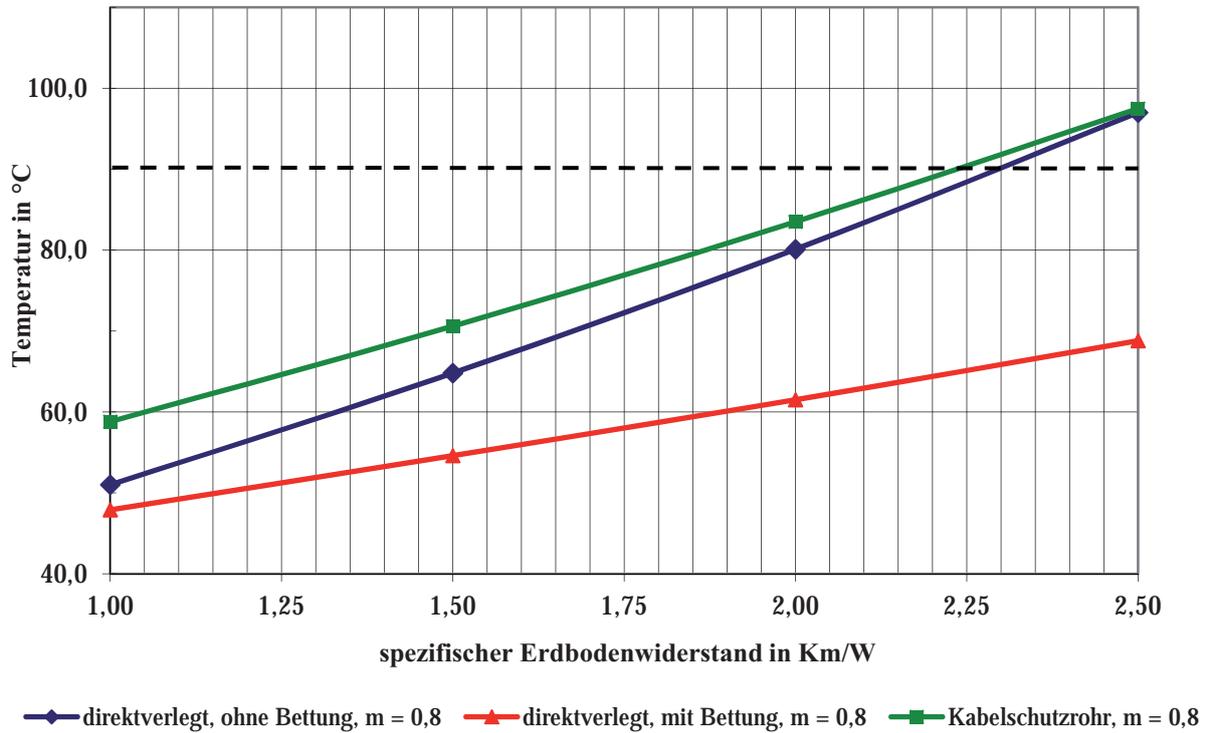


Abbildung 4.26 Max. Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW und $m = 0,8$ für Var. 3 in Abh. vom therm. Erdbodenwiderstand und Legart

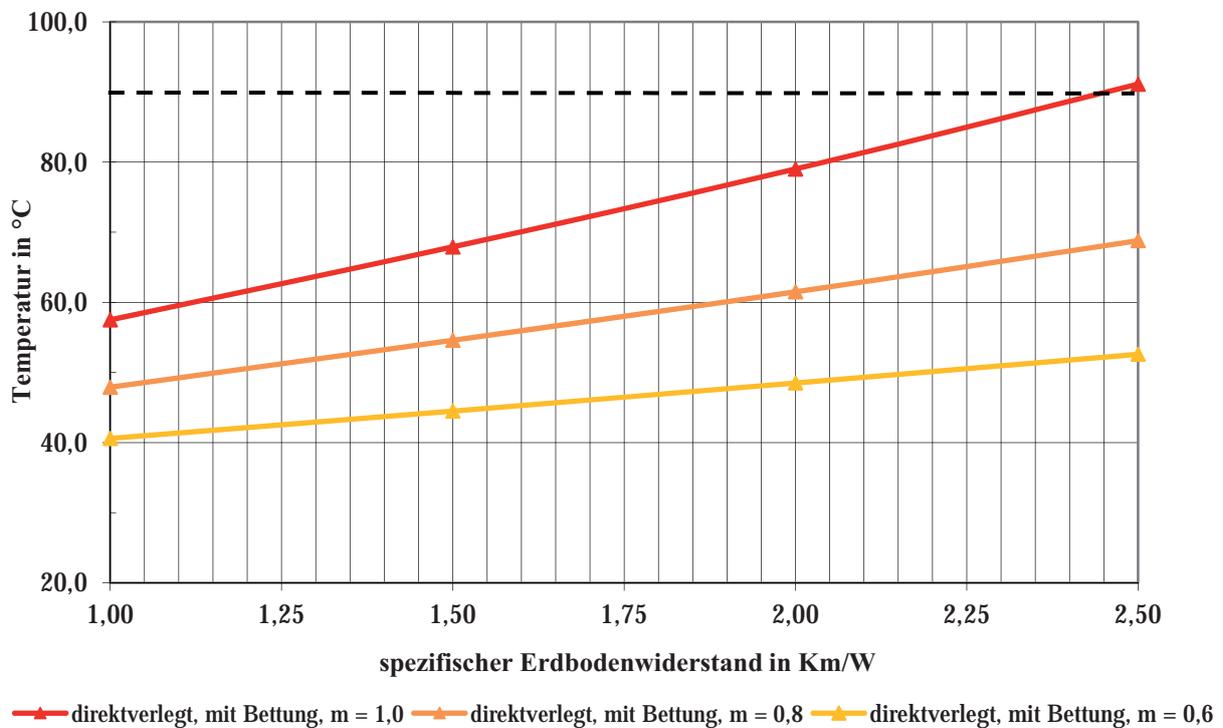


Abbildung 4.27 Max. Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW für Var. 3 in Abhängigkeit von spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand und dem Belastungsgrad m bei direkter Kabellegung mit thermischer Bettung

Das in **Abbildung 4.27** dargestellte Diagramm verdeutlicht den Einfluss des Belastungsgrades m auf die auftretenden Leitertemperaturen. Diese werden analog zu den vorherigen Abschnitten in Abhängigkeit der spezifischen Erdbodenwiderstände und der drei untersuchten Belastungsgrade abgebildet. Hohe Belastungsgrade bedingen aufgrund der erschöpften thermischen Speicherfähigkeit des Erdbodens höhere Temperaturen am Leiter als niedrigere Belastungsgrade.

Die in **Abbildung 4.28** dargestellte Grafik zeigt den Verlauf der maximal auftretenden Temperaturwerte im Erdboden für das Kabelgrabenprofil der Variante 3, einer Leistungsübertragung von $S = 3000$ MW und einem Belastungsgrad von $m = 1$. Der thermische Widerstand des die Kabel umgebenden Erdbodens beträgt einheitlich $\rho(\text{Erde}) = 1,5$ Km/W. Die höchsten Temperaturen treten im Bereich des jeweils innersten Kabels des zweiten und dritten Systems auf.

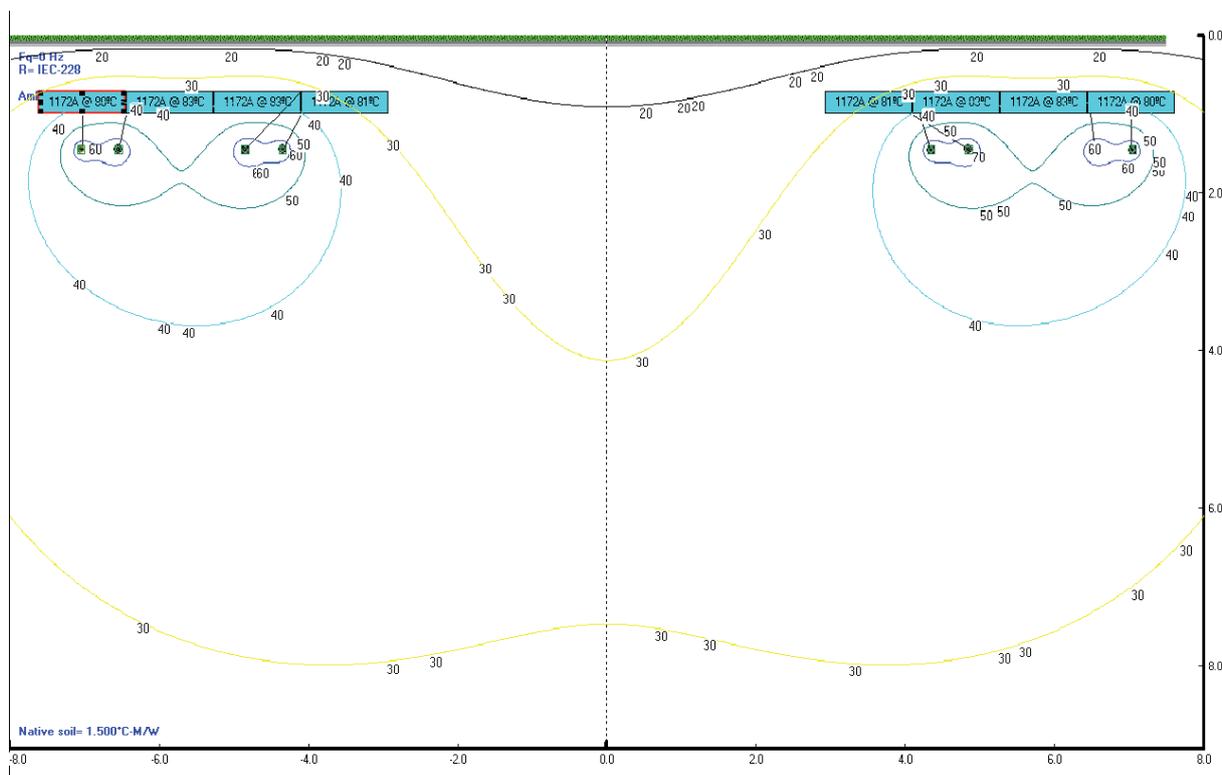


Abbildung 4.28 Temperaturverlauf im Erdboden ($\rho(\text{Erde}) = 1,5$ Km/W) bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW mit einem Belastungsgrad $m = 1,0$ für das Kabelgrabenprofil der Variante 3

Der Vergleich der Variante 3 mit den Varianten 1 und 2 zeigt, dass bei gleichen Erdbodenwiderständen und Belastungsgraden die auftretenden Temperaturen bei Variante 3 grundsätzlich niedriger sind als bei Anwendung der anderen Kabelgrabenprofile. Dieser Zusammenhang ist durch den hohen Abstand der Doppelsysteme zueinander bei Variante 3 begründet. Die Doppelsysteme können als nahezu thermisch entkoppelt betrachtet werden. Das Kabelgrabenprofil nach Variante 3

ist von den drei untersuchten Anordnungen im Normalbetrieb aus thermischer Sicht das geeignetste Grabenprofil.

4.5.4 Variante 1-3: (n-1)-Fall

Da sich im (n-1)-Fall in der Regel höhere Leiterströme und damit höhere Wärmeentwicklungen ergeben als im Normalbetrieb, wurde dieser Fall der Vollständigkeit halber ebenfalls bei den Berechnungen berücksichtigt. In Ermangelung konkreter Leistungsflusssergebnisse wurde hierbei angenommen, dass die verbleibenden Übertragungssysteme eine pauschale Leistung von 75 % (2250 MW) der vorherigen Belastung übertragen müssen. Hierbei wurde für die Kabel jeweils der Ausfall eines Stromkreises angenommen. Bei der HGÜ wurde für den (n-1)-Fall der Ausfall eines Teilkonverters unterstellt. Das betroffene System wird hierbei im sogenannten metallic-return-Betrieb mit halber Gleichspannung und bei unveränderten Leiterströmen weiterbetrieben (siehe Teil I). Die Übertragung einer Leistung in Höhe von 75 Prozent der Bemessungsleistung der gesamten Trasse ist weiterhin gesichert möglich, da lediglich in einem der vier Kabelsysteme die übertragbare Leistung auf die Hälfte reduziert wird. Somit bleiben theoretisch 87,5 Prozent der Bemessungsübertragungsleistung erhalten. Die Höhe der Ströme verändert sich nicht. Je nach Lage des metallic-return im Kabelgraben, stellt sich eine andere Temperaturverteilung ein. Es fließen aber nach wie vor Gleichströme mit demselben Betrag wie im Normalbetrieb in den Kabeln. Deshalb bleiben auch die thermischen Verhältnisse im Erdboden nahezu konstant. Die in den Abschnitten 4.5.1 bis 4.5.3 berechneten Temperaturen und deren Verläufe können somit ebenfalls für den (n-1)-Fall angenommen werden.

4.6 HGÜ: Alternativer Leiterquerschnitt

Zur Übertragung höherer Leistungen bzw. zur Reduzierung der maximalen Temperaturen können beispielsweise höhere Leiterquerschnitte verwendet werden. Dazu ist eine alternative Kabelvariante untersucht worden, bei der anstatt der bisher untersuchten Kabel mit einem Leiterquerschnitt von $A = 1600 \text{ mm}^2$, Erdkabel mit einem Leiterquerschnitt von $A = 2600 \text{ mm}^2$ Verwendung fanden. Das Leitermaterial ist weiterhin Aluminium. Die Betriebsspannung der untersuchten Konfigurationen beträgt ebenfalls $\pm 320 \text{ kV}$, diese basiert auf Angaben des Unternehmens ABB in seinen Produktbeschreibungen und findet bei der aktuellsten Variante der HGÜ von ABB Verwendung.

4.6.1 Maximal übertragbare Leistungen

Die Berechnungen für die maximal übertragbaren Leistungen wurden für die Kabellegevariante mit thermischer Bettung durchgeführt, die Ergebnisse sind in **Tabelle 4.14** angegeben und in **Abbildung 4.29** grafisch dargestellt.

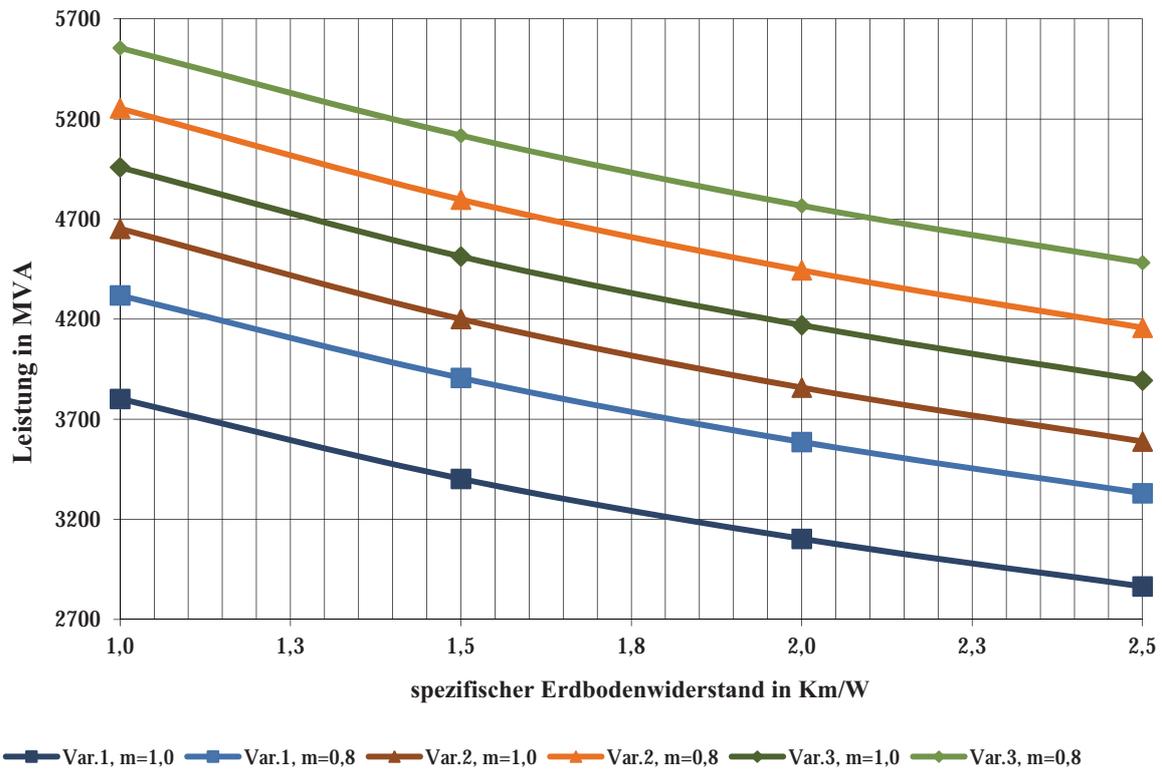


Abbildung 4.29 Maximal übertragbare Leistungen der drei Varianten in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad bei direkter Kabellegung mit thermischer Bettung für einen Leiterquerschnitt $A = 2600 \text{ mm}^2$

Auf Berechnungen unter Berücksichtigung einer direkten Kabellegung ohne thermische Bettung und einer Schutzrohrlegung der Kabel wurde verzichtet, da der Vergleich des Einflusses der unterschiedlichen Leiterquerschnitte lediglich die grundsätzlichen Zusammenhänge darstellen soll.

Tabelle 4.14 Maximal übertragbare Leistungen in MW der drei Varianten in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad bei direkter Kabellegung mit thermischer Bettung für einen Leiterquerschnitt $A = 2600 \text{ mm}^2$

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Kabelgrabenprofil
$m = 1,0$	3802	3402	3103	2865	Variante 1
$m = 0,8$	4319	3907	3587	3331	Variante 1
$m = 1,0$	4652	4201	3858	3589	Variante 2
$m = 0,8$	5253	4797	4444	4157	Variante 2
$m = 1,0$	4959	4513	4170	3894	Variante 3
$m = 0,8$	5555	5117	4767	4483	Variante 3

Zur besseren Übersicht sind in **Tabelle 4.15** die Berechnungsergebnisse für einen Leiterquerschnitt $A = 1600 \text{ mm}^2$ aus **Tabelle 4.8**, **Tabelle 4.9** und **Tabelle 4.10** für die direkte Legung mit thermischer Bettung zusammengefasst.

Tabelle 4.15 Maximal übertragbare Leistungen in MW der drei Varianten in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad bei direkter Kabellegung mit thermischer Bettung für einen Leiterquerschnitt $A = 1600 \text{ mm}^2$

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Kabelgrabenprofil
$m = 1,0$	3392	3059	2811	2611	Variante 1
$m = 0,8$	3840	3502	3241	3031	Variante 1
$m = 1,0$	3548	3210	2954	2752	Variante 2
$m = 0,8$	3994	3658	3392	3180	Variante 2
$m = 1,0$	3776	3446	3187	2982	Variante 3
$m = 0,8$	4216	3894	3635	3423	Variante 3

In **Tabelle 4.16** ist die mögliche Steigerung der Übertragungsleistung in Prozent bei Verwendung des Leiterquerschnitts von $A = 2600 \text{ mm}^2$ bezogen auf die Übertragungsleistung bei einem Leiterquerschnitt von $A = 1600 \text{ mm}^2$ angegeben. Die Berechnungsergebnisse in **Tabelle 4.16** zeigen, dass durch die Vergrößerung des Leiterquerschnitts deutlich höhere Leistungen übertragen werden können.

Die äquidistante Kabellegung der Variante 1 ermöglicht lediglich relativ geringe Erhöhungen der Übertragungsleistung im Bereich von 9,7 bis 12,5 Prozent. Die Verwendung der Varianten 2 und 3 hingegen führt zu einer deutlichen Steigerung der Leistungsübertragung bei Verwendung des größeren Leiterquerschnitts, es sind Steigerungen im Bereich von 30,4 bis 31,8 Prozent möglich.

Tabelle 4.16 Erhöhung der Übertragungsleistung in Prozentpunkten bei Verwendung des höheren Leiterquerschnitts in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand und Belastungsgrad bei direkter Kabellegung mit thermischer Bettung

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Kabelgrabenprofil
$m = 1,0$	12,1%	11,2%	10,4%	9,7%	Variante 1
$m = 0,8$	12,5%	11,6%	10,7%	9,9%	Variante 1
$m = 1,0$	31,1%	30,9%	30,6%	30,4%	Variante 2
$m = 0,8$	31,5%	31,1%	31,0%	30,7%	Variante 2
$m = 1,0$	31,3%	31,0%	30,9%	30,6%	Variante 3
$m = 0,8$	31,8%	31,4%	31,1%	31,0%	Variante 3

4.6.2 Maximale Temperaturen

In **Tabelle 4.17** sind die Berechnungsergebnisse für die Bestimmung der maximalen Leitertemperaturen bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW im Normalbetrieb für die drei Kabelgrabenprofile in Abhängigkeit von spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand und dem Belastungsgrad m bei direkter Kabellegung mit thermischer Bettung und einer Leiterquerschnittsfläche von $A = 2600 \text{ mm}^2$ angegeben.

Tabelle 4.17 Maximale Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW im Normalbetrieb für die drei Kabelgrabenprofile in Abhängigkeit von spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand und dem Belastungsgrad m bei direkter Kabellegung mit thermischer Bettung und einer Leiterquerschnittsfläche von $A = 2600 \text{ mm}^2$

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Kabelgrabenprofil
$m = 1,0$	44,2	52,1	60,4	69,2	Variante 1
$m = 0,8$	37,1	42,2	47,4	52,9	Variante 1
$m = 0,6$	31,5	34,5	37,6	40,8	Variante 1
$m = 1,0$	41,4	48,2	55,3	62,8	Variante 2
$m = 0,8$	35,2	39,7	44,2	49,0	Variante 2
$m = 0,6$	30,4	33,0	35,7	38,5	Variante 2
$m = 1,0$	37,9	43,2	48,8	54,5	Variante 3
$m = 0,8$	32,9	36,4	40,0	43,7	Variante 3
$m = 0,6$	29,0	31,1	33,2	35,4	Variante 3

Wiederum zur besseren Übersicht sind in **Tabelle 4.18** die die Berechnungsergebnisse für die maximal auftretenden Temperaturen für einen Leiterquerschnitt von $A = 1600 \text{ mm}^2$ aus **Tabelle 4.11**, **Tabelle 4.12** und **Tabelle 4.13** für die direkte Legung mit thermischer Bettung zusammengefasst.

Auf die Berücksichtigung der anderen Legevarianten wurde aus denselben Gründen, wie sie im vorherigen Abschnitt dargelegt worden sind, verzichtet.

Tabelle 4.18 Maximale Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW im Normalbetrieb für die drei Kabelgrabenprofile in Abhängigkeit von spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand und dem Belastungsgrad m bei direkter Kabellegung mit thermischer Bettung und einer Leiterquerschnittsfläche von $A = 1600 \text{ mm}^2$

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Kabelgrabenprofil
$m = 1,0$	69,7	85,7	103,6	123,6	Variante 1
$m = 0,8$	55,8	65,6	76,2	87,6	Variante 1
$m = 0,6$	45,2	50,9	56,8	63,0	Variante 1
$m = 1,0$	64,2	77,8	92,7	109,2	Variante 2
$m = 0,8$	52,3	60,8	69,8	79,4	Variante 2
$m = 0,6$	43,2	48,1	53,2	58,6	Variante 2
$m = 1,0$	57,5	67,9	79,0	91,1	Variante 3
$m = 0,8$	47,9	54,6	61,5	68,8	Variante 3
$m = 0,6$	40,6	44,5	48,5	52,6	Variante 3

Tabelle 4.19 Differenzen der maximalen Temperaturen in K bei Verwendung des höheren Leiterquerschnitts bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW im Normalbetrieb für die drei Kabelgrabenprofile in Abhängigkeit von spezifischem thermischen Erdbodenwiderstand und dem Belastungsgrad m bei direkter Kabellegung mit thermischer Bettung

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Kabelgrabenprofil
$m = 1,0$	-25,5	-33,6	-43,2	-54,4	Variante 1
$m = 0,8$	-18,7	-23,4	-28,8	-34,7	Variante 1
$m = 0,6$	-13,7	-16,4	-19,2	-22,2	Variante 1
$m = 1,0$	-22,8	-29,6	-37,4	-46,4	Variante 2
$m = 0,8$	-17,1	-21,1	-25,6	-30,4	Variante 2
$m = 0,6$	-12,8	-15,1	-17,5	-20,1	Variante 2
$m = 1,0$	-19,6	-24,7	-30,2	-36,6	Variante 3
$m = 0,8$	-15,0	-18,2	-21,5	-25,1	Variante 3
$m = 0,6$	-11,6	-13,4	-15,3	-17,2	Variante 3

In **Tabelle 4.19** sind die Differenzen in K zwischen den maximal auftretenden Temperaturen der drei Kabelgrabenprofile für die direkte Kabellegung mit thermischer Bettung bei Verwendung eines Leiterquerschnitts von $A = 2600 \text{ mm}^2$ anstelle

des in den Abschnitten 4.5.1 bis 4.5.3 verwendeten Leiterquerschnitts von $A = 1600 \text{ mm}^2$ dargestellt.

Prinzipiell stellen sich bei der Verwendung höherer Querschnitte durch die geringeren Leitungsverluste geringere Temperaturen an den Leitern und im Erdreich ein. Insbesondere bei hohen Belastungsgraden und hohen thermischen Erdbodenwiderständen wirkt sich die Verwendung großer Leiterquerschnitte positiv auf die auftretenden Temperaturen auf.

Die stärkste Reduzierung der maximal auftretenden Temperatur wird bei Variante 1 erreicht. Hier ist eine Maximaltemperaturabsenkung um bis zu 54,4 K möglich. Bei der thermisch günstigen Variante 3 fällt die Absenkung der maximal auftretenden Temperatur geringer aus, es kann allerdings immer noch eine Reduzierung um bis zu 36,6 K erreicht werden. Bei Variante 2 sind Temperaturreduzierungen von bis zu 46,6 K möglich.

4.7 HGÜ: Alternatives Bettungsmaterial

Zur Verbesserung des Übertragungsverhaltens einer Erdkabeltrasse kann das die Kabel umgebende Erdreich gegen thermisch stabilisierte Bettungsmaterialien ausgetauscht werden. Zur Verdeutlichung des Einflusses des verwendeten Bettungsmaterials auf die sich maximal einstellenden Temperaturen soll in diesem Abschnitt Material mit einem thermischen Widerstand von $\rho(\text{Bettung}) = 0,5 \text{ Km/W}$ verwendet werden. Die in **Tabelle 4.20** angegebenen Temperaturwerte ergeben sich bei einem Belastungsgrad von $m = 0,8$.

Tabelle 4.20 Maximale Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW im Normalbetrieb für die drei Kabelgrabenprofile in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand bei direkter Kabellegung mit thermischer Bettung mit $\rho = 0,5 \text{ Km/W}$ bei einem Belastungsgrad $m = 0,8$ und einer Leiterquerschnittsfläche von $A = 1600 \text{ mm}^2$

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Kabelgrabenprofil
$m = 0,8$	51	60,6	70,8	81,4	Variante 1
$m = 0,8$	48,1	56,3	65,1	74,4	Variante 2
$m = 0,8$	44,3	50,7	57,5	64,6	Variante 3

In **Tabelle 4.21** sind zum Vergleich die resultierenden Temperaturen für das bisher verwendete Bettungsmaterial mit $\rho(\text{Bettung}) = 0,8 \text{ Km/W}$ bei einem Belastungsgrad von $m = 0,8$ bei sonst gleichen Bedingungen aus den Abschnitten 4.5.1 bis 4.5.3 angegeben.

Tabelle 4.21 Maximale Leitertemperaturen in °C bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW im Normalbetrieb für die drei Kabelgrabenprofile in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand bei direkter Kabellegung mit thermischer Bettung mit $\rho = 0,8 \text{ Km/W}$ bei einem Belastungsgrad $m = 0,8$ und einer Leiterquerschnittsfläche von $A = 1600 \text{ mm}^2$

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Kabelgrabenprofil
$m = 0,8$	55,8	65,6	76,2	87,6	Variante 1
$m = 0,8$	52,3	60,8	69,8	79,4	Variante 2
$m = 0,8$	47,9	54,6	61,5	68,8	Variante 3

Tabelle 4.22 zeigt die mögliche Reduzierung der Maximaltemperatur bei einem Belastungsgrad von $m = 0,8$ und der Verwendung eines höherwertigen Bettungsmaterials. Die Ergebnisse zeigen, dass eine Senkung der Maximaltemperatur des Leiters im Bereich von 3,6 bis 6,2 K erreicht werden kann.

Tabelle 4.22 Differenzen der maximalen Temperaturen in K bei einer Leistungsübertragung von 3000 MW im Normalbetrieb für die drei Kabelgrabenprofile bei einem Belastungsgrad $m = 0,8$ und einer Leiterquerschnittsfläche von $A = 1600 \text{ mm}^2$ in Abhängigkeit vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand bei direkter Kabellegung mit thermischer Bettung mit $\rho = 0,5 \text{ Km/W}$ gegenüber $\rho = 0,8 \text{ Km/W}$

$\rho(\text{Erde})$ in Km/W	1,0	1,5	2,0	2,5	Kabelgrabenprofil
$m = 0,8$	-4,8	-5,0	-5,4	-6,2	Variante 1
$m = 0,8$	-4,2	-4,5	-4,7	-5,0	Variante 2
$m = 0,8$	-3,6	-3,9	-4,0	-4,2	Variante 3

Aktuelle Veröffentlichungen zeigen, dass an Versuchskörpern bereits weitere Verbesserungen hinsichtlich des thermischen Widerstandes von Bettungsmaterialien erzielt werden konnten [10]. Die Herstellung hochwertiger Bettungsmaterialien mit thermischen Widerständen von $\rho = 0,3 \text{ Km/W}$ und weniger scheint somit zukünftig möglich.

4.8 Modelltrasse

Tabelle 4.23 enthält Modelltrassenabschnitte (siehe auch Bericht der AG Umwelt), die auf Basis realer Standorte und Streckenabschnitte für exemplarische Darstellungen ausgewählt wurden. Szenarien der Erdbodenerwärmung sind in besonderem Maße abhängig von realistischen Erdbodenkennwerten. Ziel der Auswahl der Trassenabschnitte ist es, für Regionen in denen der Bau einer Höchstspannungskabeltrasse vorgesehen ist, typische Erdbodenwiderstände anzugeben. Die thermischen Widerstände der ausgewählten typischen Erdbodenarten liegen im

Bereich von $\rho(\text{Erde}) = 1,0 \dots 2,5 \text{ Km/W}$ und entsprechen somit der Berechnungsgrundlage der in diesem Kapitel angegebenen Ergebnisse.

Tabelle 4.23 Modelltrassenabschnitte mit typischen Böden und thermischen Erdbodenwiderständen

Bodenregion	Nr.	Bodentyp	ρ in Km/W
Lössverbreitungsgebiete	1	Pseudegley-Parabraunerde	2,0
Verbreitungsgebiete der Talsedimente	2	Vega	2,5
Silikatverbreitungsgebiete		Braunerde-Regosol	1,0
Silikatverbreitungsgebiete		Pseudogley-Braunerde	1,0
Lehmverbreitungsgebiete	3	Kolluvisol unterlagert von Gley	2,0
Lössverbreitungsgebiete		Pseudogley-Parabraunerde	2,0
Lössverbreitungsgebiete		Gley-Schwarzerde	2,0
Verbreitungsgebiete der Talsedimente	4	Vega	2,0
Lössverbreitungsgebiete		Pseudogley-Parabraunerde	2,0
Karbonatsteinverbreitungsgebiete		Pararendzina	1,0
Lössverbreitungsgebiete	5	Pseudogley-Parabraunerde	2,0
Karbonatsteinverbreitungsgebiete		Rendzina	1,0
Karbonatsteinverbreitungsgebiete		Pararendzina	1,0
Karbonatsteinverbreitungsgebiete	6	Pararendzina	1,0
Tonverbreitungsgebiete		Braunerde	1,0
Verbreitungsgebiet fluviatiler und glazifluviatiler Sedimente		Parabraunerde	2,5
Verbreitungsgebiet der Talsedimente		Gley-Vega	2,0
Lehmverbreitungsgebiete	7	Pseudeogley-Parabraunerde	2,5
Karbonatsteinverbreitungsgebiete		Parabraunerde	1,0
Moore	8	Erd-Niedermoor	2,0
Talsandgebiete		Gley	2,0
Sandlössverbreitungsgebiete	9	Braunerde	2,5
Sandlössverbreitungsgebiete		Parabraunerde	2,0
Talsandgebiete		Gley mit Erdniedermoorauflage	2,5

5 Zusammenfassung der Ergebnisse

In diesem Teilbericht werden die thermisch maximal möglichen Übertragungsleistungen und die maximal auftretenden Temperaturen bei einer Leistungsübertragung von 3000 MVA bzw. 3000 MW für verschiedene typische Grabenprofile für Drehstrom- und Gleichstrom-Kabel berechnet. Hierbei sind grundsätzliche Zusammenhänge zwischen Leiterquerschnitt, Kabelgrabenprofil, Belastungsgrad und thermischen Widerständen des Erdbodens und des Bettungsmaterials dargestellt worden. Zur Berechnung wurden thermische Erdbodenwiderstände verwendet, die denen von Erdböden entlang der Modelltrasse (vgl. Ergebnisbericht der Arbeitsgruppe Umwelt) entsprechen und der Belastungsgrad variiert.

Der spezifische thermische Erdbodenwiderstand spielt bei der Auswahl des Leiterquerschnittes, der Kabellegeart und des Kabelgrabenprofils die größte Rolle. Geringe thermische Erdbodenwiderstände sind für das thermische Verhalten einer Erdkabeltrasse generell günstig, ein Erdboden mit hohem thermischen Widerstand führt aufgrund seines geringeren Wärmeleitvermögens zu höheren Temperaturen am Leiter und im Erdboden. Falls Einfluss auf die Erdbodenzusammensetzung genommen werden kann, z. B. durch die Optimierung der Trassenführung hinsichtlich der thermischen Eigenschaften des Erdbodens, so ist eine Steigerung der Leistungsübertragung einer Drehstromtrasse um bis zu 60 Prozent bei einem spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand von $\rho(\text{Erde}) = 1,0 \text{ Km/W}$ im Vergleich zu einem spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand von $\rho(\text{Erde}) = 2,5 \text{ Km/W}$ möglich. Bei den untersuchten HGÜ-Kabelgrabenprofilen kann diese Maßnahme zu einer Steigerung von bis zu 50 Prozent führen.

Wird der Erdboden im Bereich um die Kabel nach den Darstellungen in **Abbildung 1.3** bis **Abbildung 1.8** gegen eine thermisch stabilisierte Bettung ausgetauscht, kann dies im Vergleich zur direkten Kabellegung bei der Drehstromübertragung zu Leistungssteigerungen von bis zu 21 Prozent führen. Im Vergleich zur Kabellegung im Schutzrohr wird eine Steigerung von 22 Prozent erreicht. Mit derselben Maßnahme sind bei den untersuchten HGÜ-Kabelgrabenprofilen im Vergleich zur direkten Kabellegung und der Kabellegung im Schutzrohr Leistungssteigerungen von bis zu je 18,5 Prozent möglich. Andererseits würden sich durch das Einbringen der thermisch stabilisierten Bettungsmaterialien bei gleichen Übertragungsleistungen geringere Leiter- und Erdbodenerwärmungen einstellen. Die Verwendung eines höherwertigen Bettungsmaterials bringt weitere Verbesserungen des thermischen Verhaltens (siehe Abschnitt 4.7). Die durchgeführten Untersuchungen zeigen je nach Grabenprofil und Art des Erdbodens Reduzierungen der maximal auftretenden Leitertemperaturen um bis zu 6,2 K. Aktuelle Fortschritte bei der Entwicklung thermisch stabilisierter Bettungsmaterialien lassen weitere Verbesserungen in diesem Bereich in der Zukunft erwarten.

Die beschriebenen Maßnahmen zur Verbesserung der thermischen Eigenschaften des Erdbodens wirken sich auf die resultierenden Temperaturen positiv aus, d. h. es findet eine geringere Erdbodenerwärmung statt bzw. ist bei gegebener maximaler Leitertemperatur eine höhere Leistungsübertragung möglich. Eine weitere Möglichkeit zur Verbesserung des thermischen Verhaltens ist die Erhöhung des Leiterquerschnitts. Die in Abschnitt 4.6 vorgestellten Berechnungen ergeben für die untersuchten Szenarien Steigerungen der Übertragungsleistung von über 30 Prozent bzw. eine deutliche Reduzierung der auftretenden Temperaturen. Eine Reduzierung der Kabelbelastung, also die Senkung des Belastungsgrades m , führt ebenfalls zu geringeren Temperaturerhöhungen in Kabeln und Erdböden.

Der geometrische Aufbau des Kabelgrabenprofils im Erdboden spielt bei der Höhe der erreichbaren Übertragungsleistung und den sich in den Kabeln und im Erdboden einstellenden Temperaturen eine ebenfalls entscheidende Rolle. Hohe Abstände zwischen den Kabeln bzw. den Kabelsystemen sind für das thermische Verhalten generell günstig. Sie wirken sich allerdings negativ auf die Höhe der magnetischen Feldstärke aus (vgl. Ergebnisbericht der Arbeitsgruppe Technik/Ökonomie, Teil III: Elektrische und magnetische Felder).

Es wurden sowohl für die Drehstromübertragung als auch für die Gleichstromübertragung jeweils drei Kabelgrabenprofile untersucht. Die Variante 2, 2x2 Kabelsysteme, ermöglicht für die Drehstromübertragung die geringsten Übertragungsleistungen bzw. bedingt bei einer vorgegebenen Leistung im Vergleich zu den anderen Kabelgrabenprofilen die größte Temperaturerhöhung in den Kabeln und im Erdboden. Sie ist somit aus thermischer Sicht die ungünstigste Variante. Das Kabelgrabenprofil der Variante 3, zwei Doppelsysteme in getrennten Kabelgräben, ermöglicht bei der Drehstromübertragung die höchsten Übertragungsleistungen bzw. bedingt die geringste Temperaturerhöhung bei einer vorgegebenen Leistung. Aufgrund des hohen Abstands zwischen den Doppelsystemen findet zwischen diesen keine nennenswerte gegenseitige Erwärmung mehr statt, sie können als thermisch entkoppelt angesehen werden. Variante 3 ist somit aus thermischer Sicht das geeignetste Kabelgrabenprofil.

Der Variantenvergleich der HGÜ zeigt, dass Variante 3 aus thermischer Sicht analog zur Drehstromübertragung das günstigste Kabelgrabenprofil darstellt. Die ungünstigste Form ist hier allerdings Variante 1. Variante 2 hat bei der HGÜ Vorteile gegenüber Variante 1, anders als bei der Drehstromübertragung sind hier nur zwei statt drei Kabel pro System vorhanden, was eine geringere gegenseitige Erwärmung bedingt.

6 Literatur

- [1] Heinhold, L., Stubbe, R. (Hrsg.): Kabel und Leitungen für Starkstrom. Publicis MCD Verlag, Erlangen, 5. Auflage 1999.
- [2] IEC-Norm 60287-1-1: Electric cables – Calculation of the current rating. Edition 1.2.
- [3] IEC-Norm 60287-2-1: Electric cables – Calculation of the current rating. Edition 1.1.
- [4] IEC-Norm 60228: Conductors of insulated cables.
- [5] IEC-Norm 60853: Calculation of the cyclic and emergency current rating of cables.
- [6] Dena Netzstudie: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. <http://www.dena.de>, 2005.
- [7] Oswald, B. R.: Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz. Forwind, Hannover und Oldenburg, 2005.
- [8] D. Uther, H. Brakelmann, J. Stammen, E. Aldinger, P. Trüby: „Wärmeemission bei Hoch- und Höchstspannungskabeln“, ew Jg. 108 (2009), Heft 10, S. 66-74.
- [9] CYME International T&D: Cable Ampacity Calculations (CYMCAP), Version 5.3 rev. 2, 2011.
- [10] J. Dietrich, A. Märten, H. Brakelmann, H.-P. May: „Hochwärmeleitfähiger Spezialbeton für den Kabelgraben“ ew Jg.108 (2009), Heft 14-15, S. 66-72.

7 Anhang

7.1 HDÜ: Maximale Temperaturen

7.1.1 Variante 1

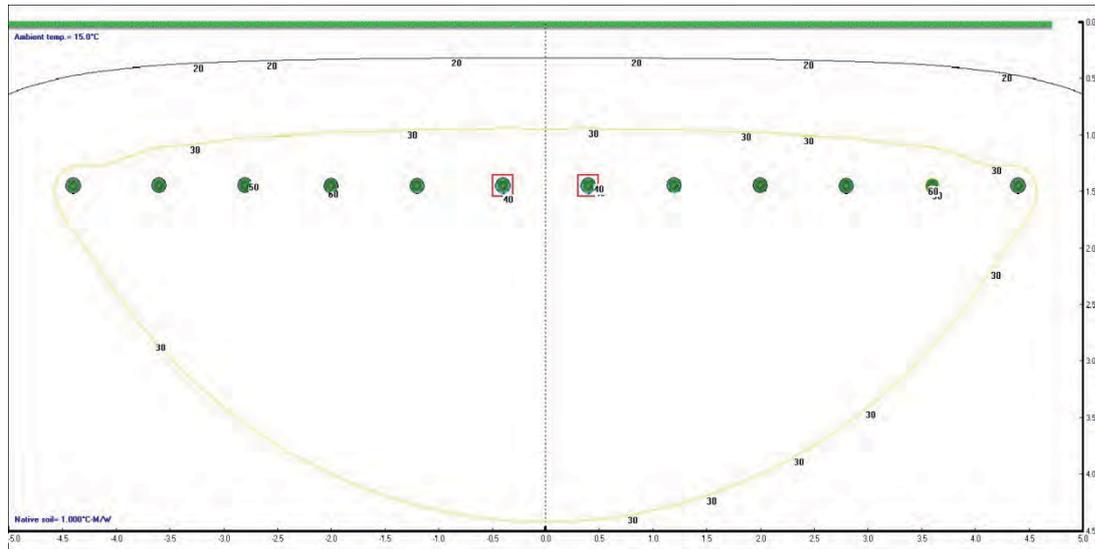


Abbildung 7.1 Variante 1, DVoB, $\rho = 1,0$, $m = 0,6$

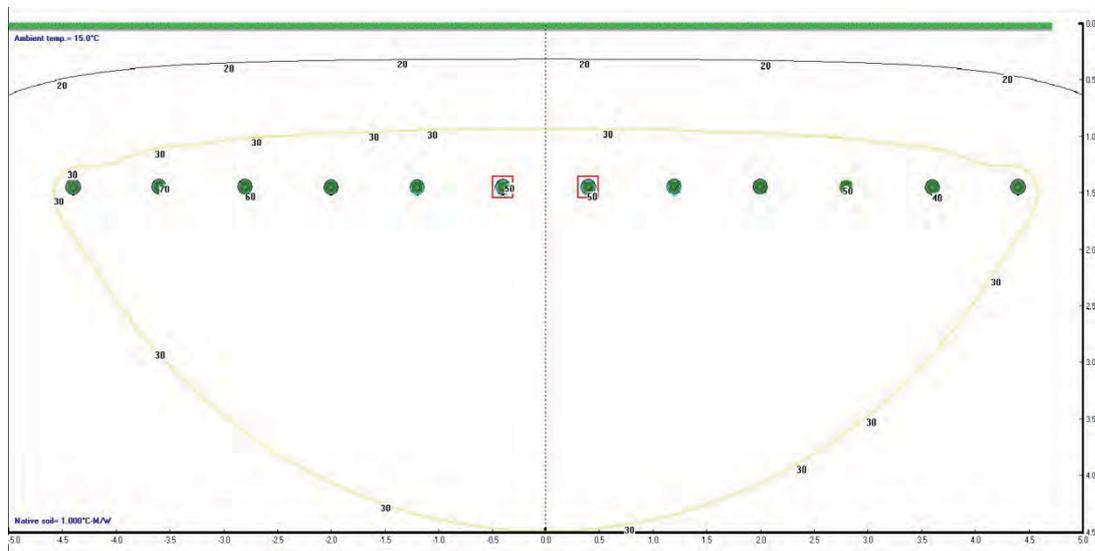


Abbildung 7.2 Variante 1, DVoB, $\rho = 1,0$, $m = 0,8$

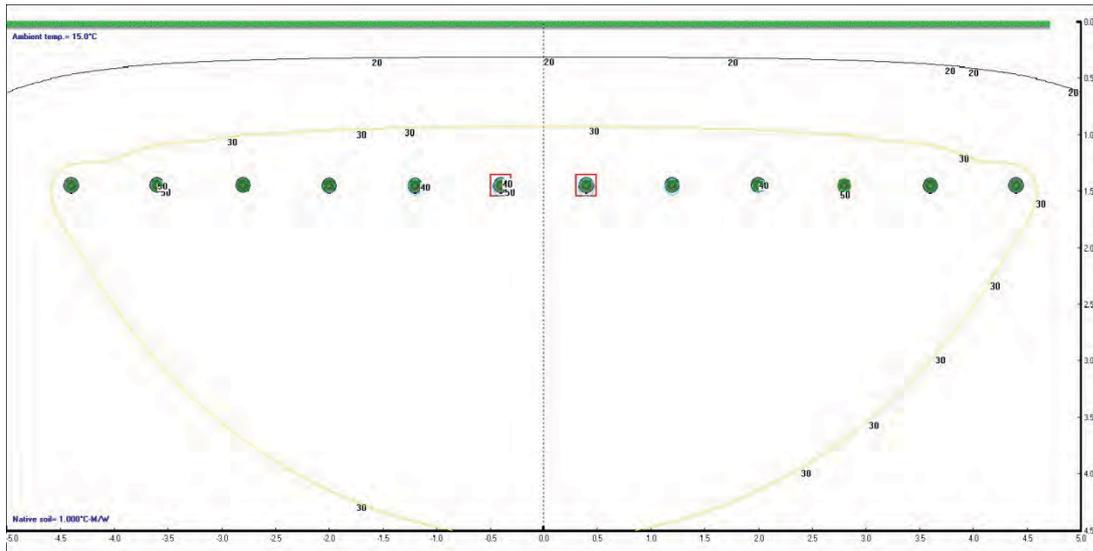


Abbildung 7.3 Variante 1, DVoB, $\rho = 1,0$, $m = 1,0$

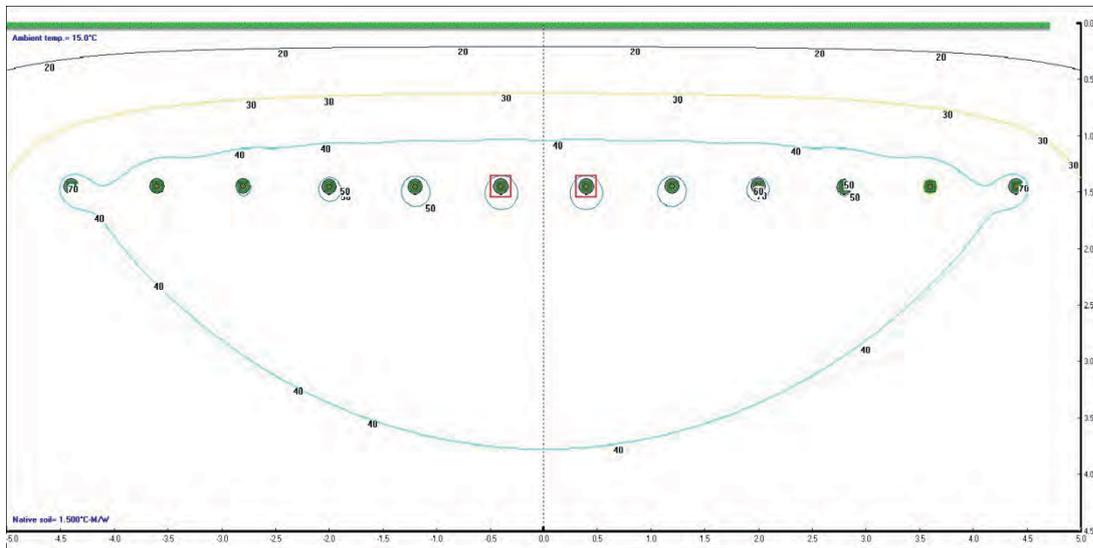


Abbildung 7.4 Variante 1, DVoB, $\rho = 1,5$, $m = 0,6$

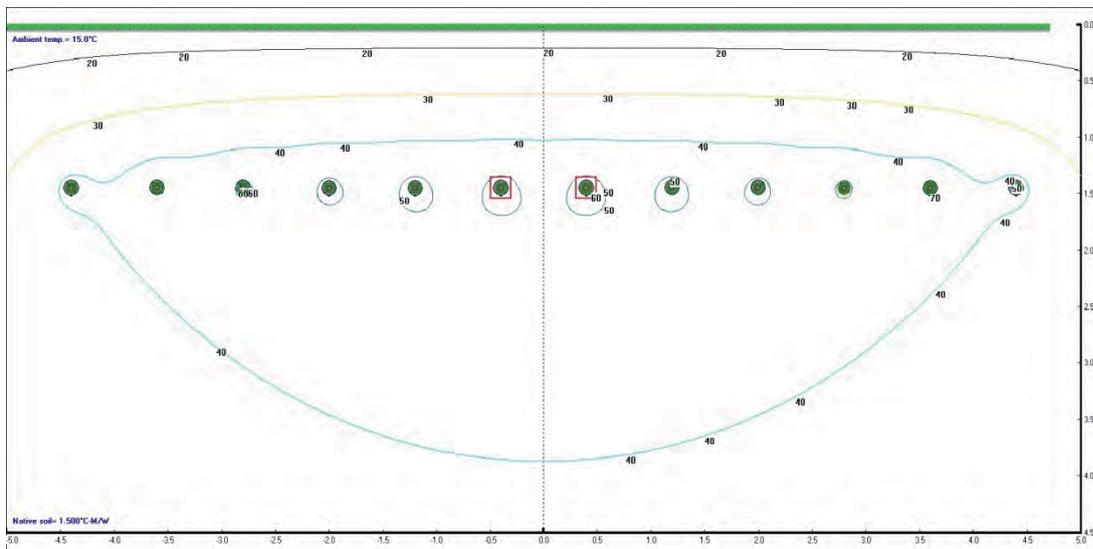


Abbildung 7.5 Variante 1, DVoB, $\rho = 1,5$, $m = 0,8$

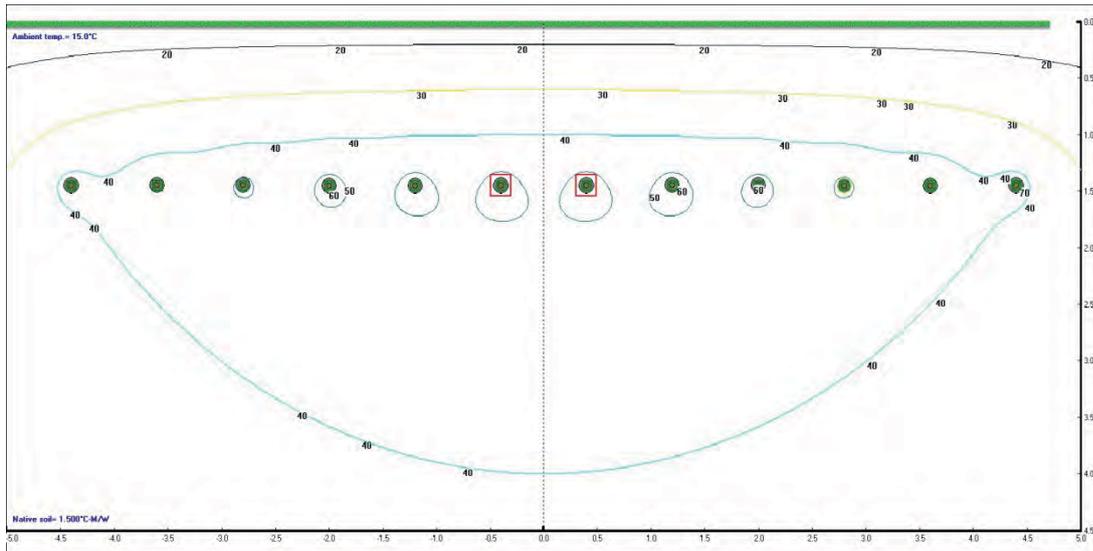


Abbildung 7.6 Variante 1, DVoB, $\rho = 1,5$, $m = 1,0$

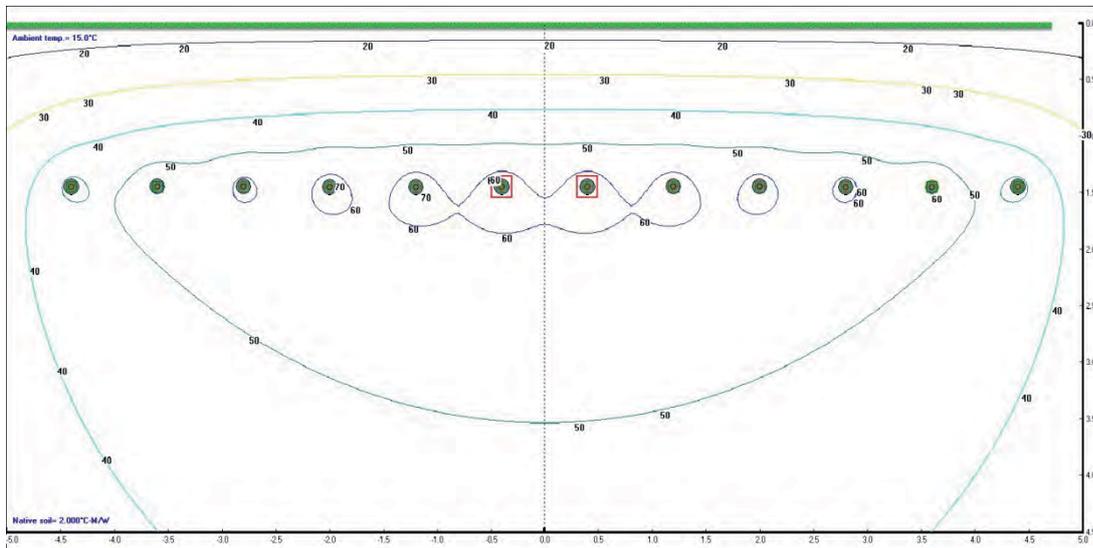


Abbildung 7.7 Variante 1, DVoB, $\rho = 2,0$, $m = 0,6$

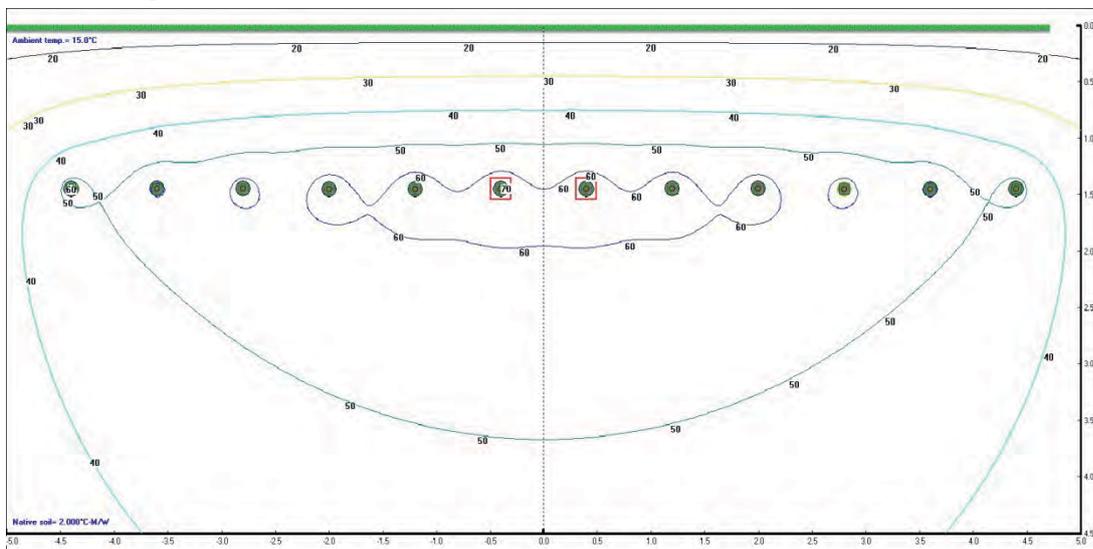


Abbildung 7.8 Variante 1, DVoB, $\rho = 2,0$, $m = 0,8$

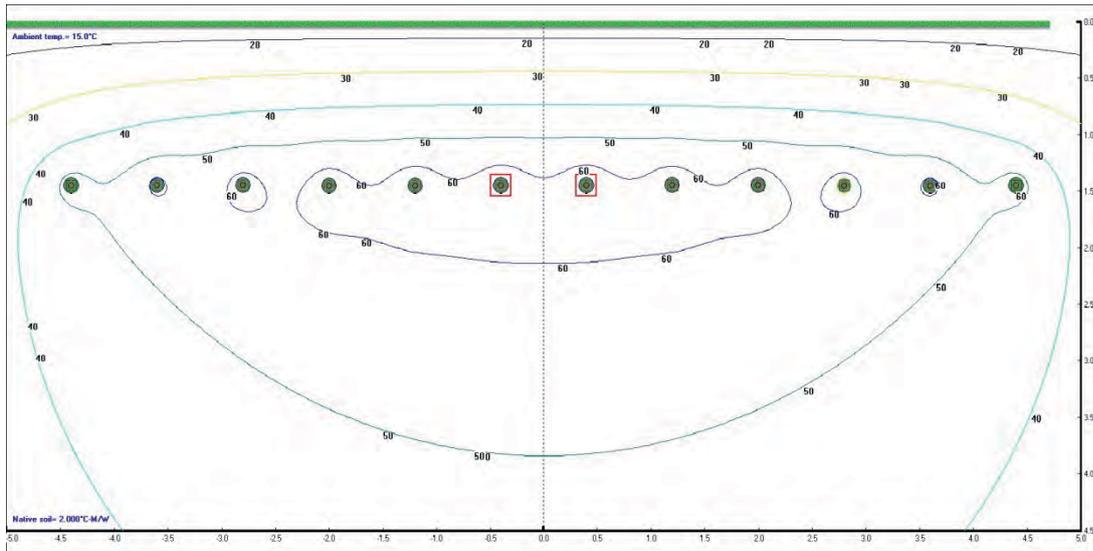


Abbildung 7.9 Variante 1, DVoB, $\rho = 2,0$, $m = 1,0$

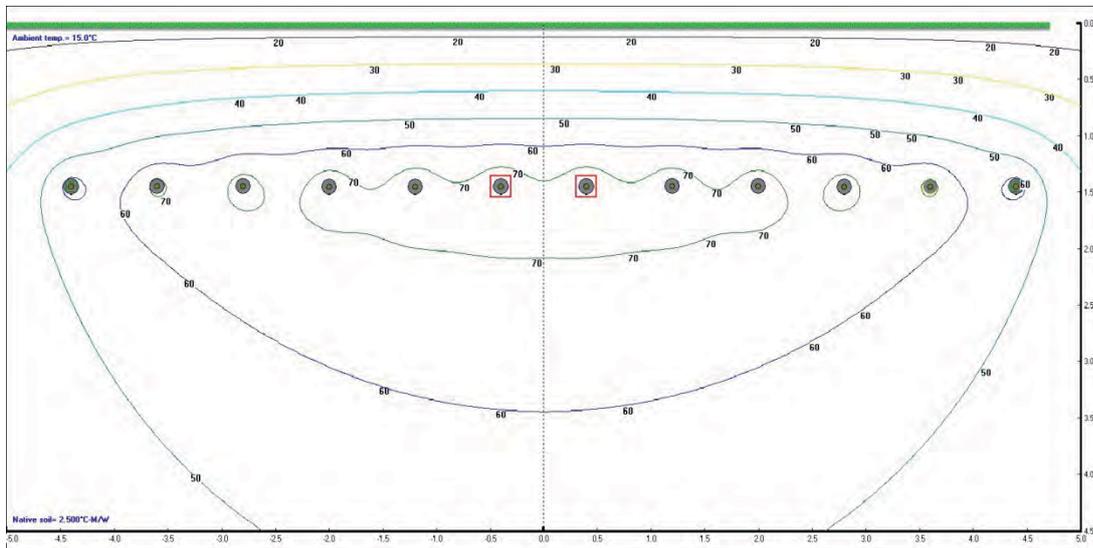


Abbildung 7.10 Variante 1, DVoB, $\rho = 2,5$, $m = 0,6$

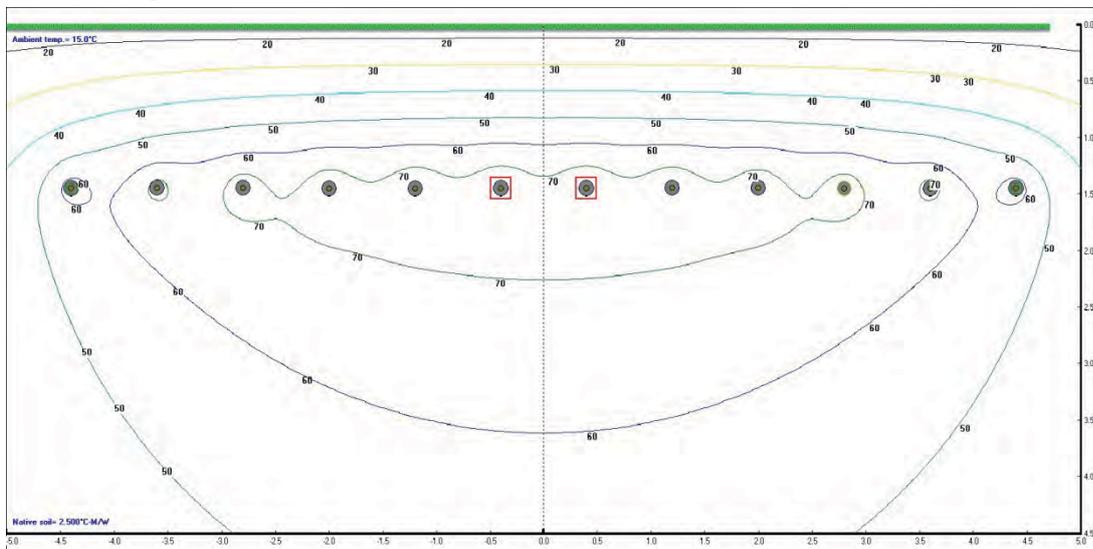


Abbildung 7.11 Variante 1, DVoB, $\rho = 2,5$, $m = 0,8$

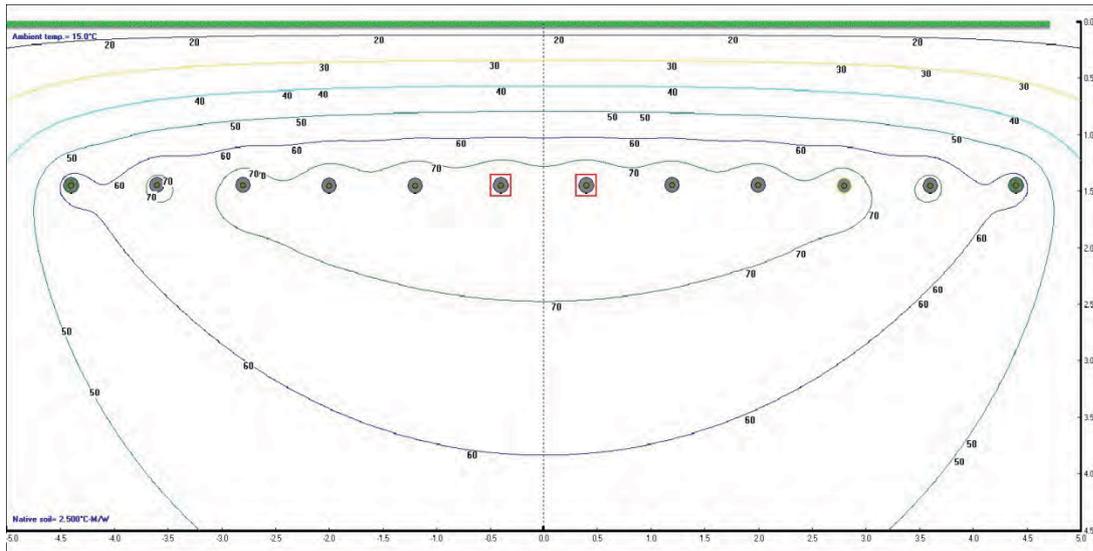


Abbildung 7.12 Variante 1, DVoB, $\rho = 2,5$, $m = 1,0$

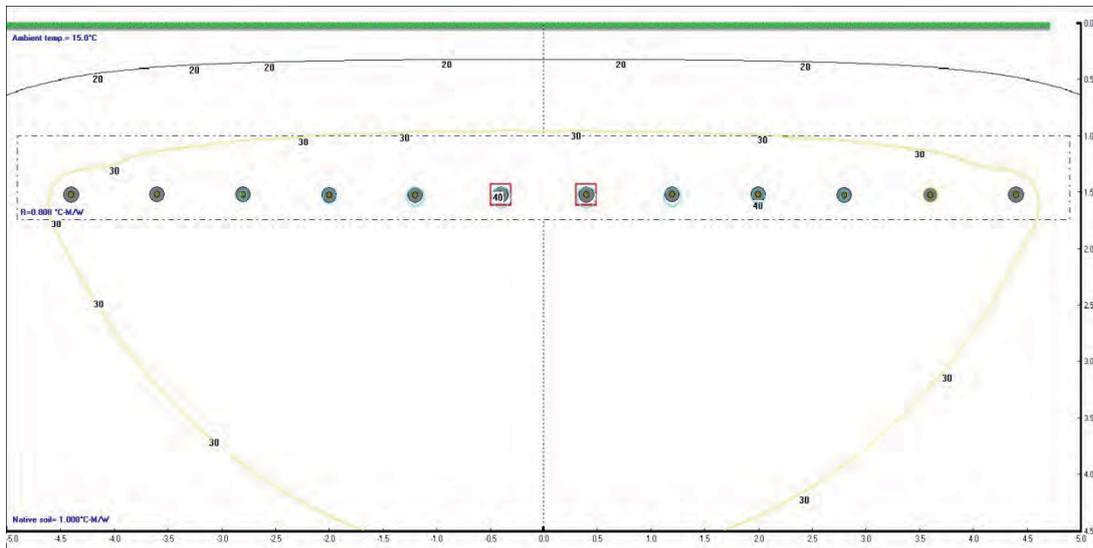


Abbildung 7.13 Variante 1, DVmB, $\rho = 1,0$, $m = 0,6$

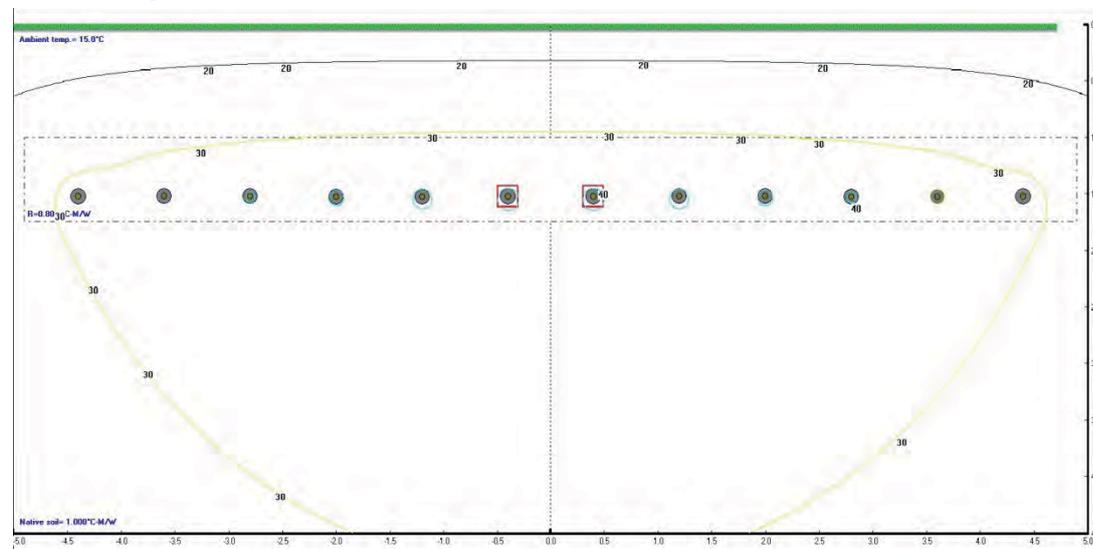


Abbildung 7.14 Variante 1, DVmB, $\rho = 1,0$, $m = 0,8$

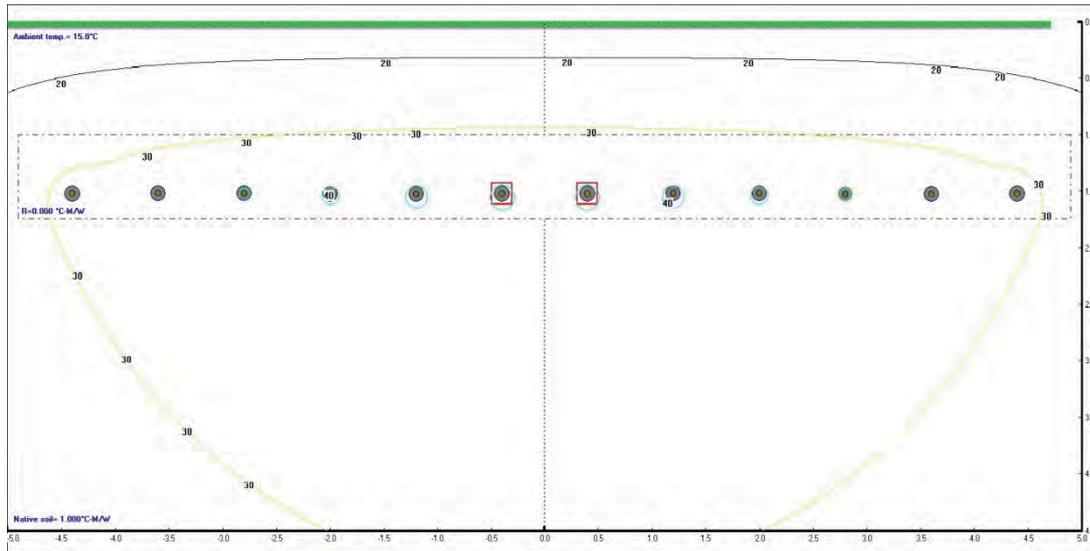


Abbildung 7.15 Variante 1, DVmB, $\rho = 1,0$, $m = 1,0$

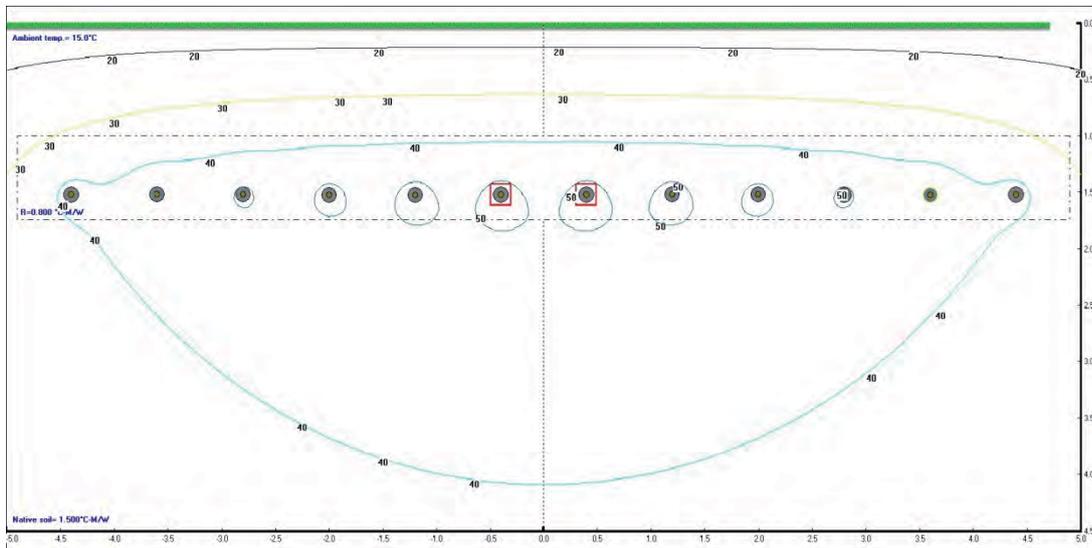


Abbildung 7.16 Variante 1, DVmB, $\rho = 1,5$, $m = 0,6$

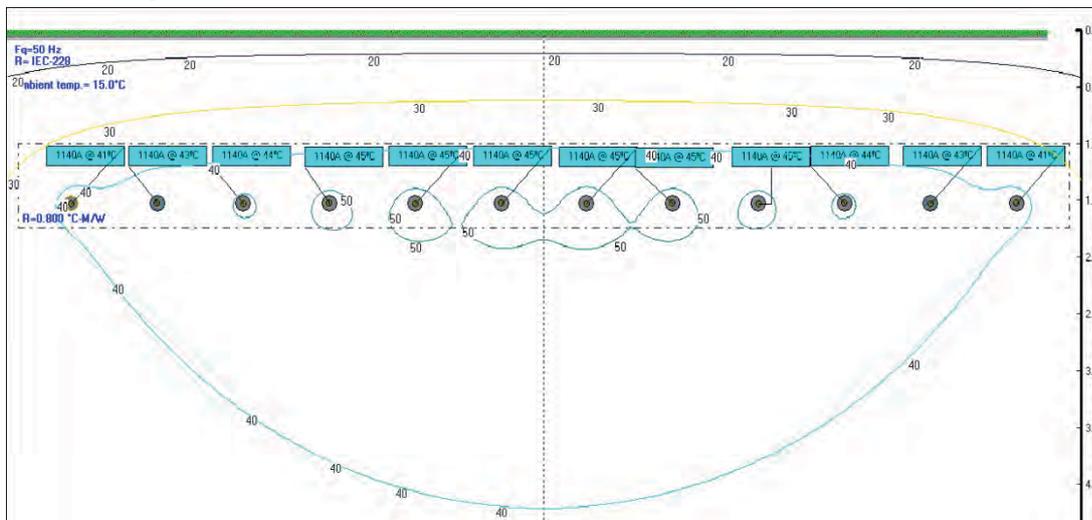


Abbildung 7.17 Variante 1, DVmB, $\rho = 1,5$, $m = 0,8$

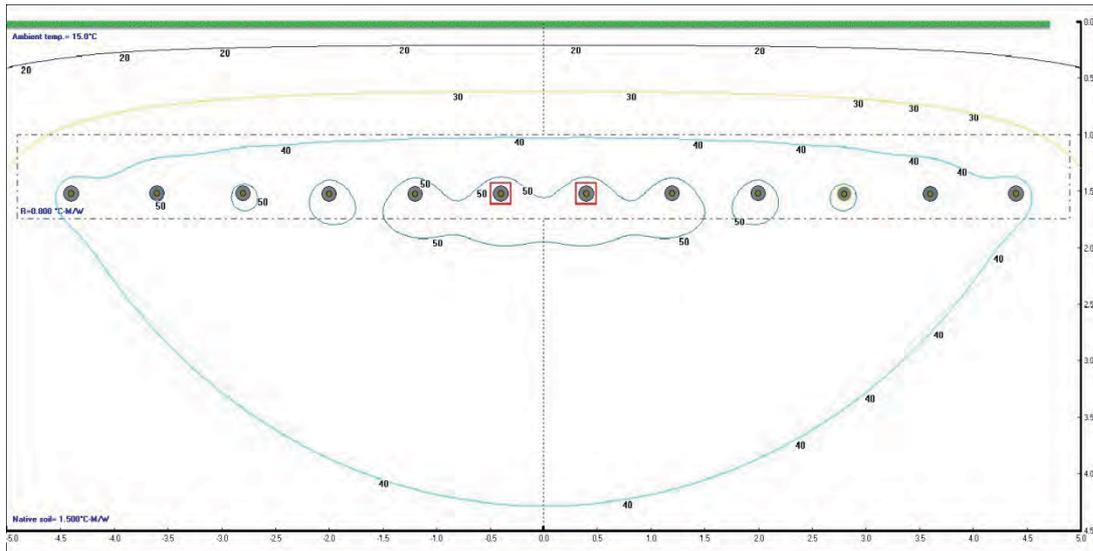


Abbildung 7.18 Variante 1, DVmB, $\rho = 1,5$, $m = 1,0$

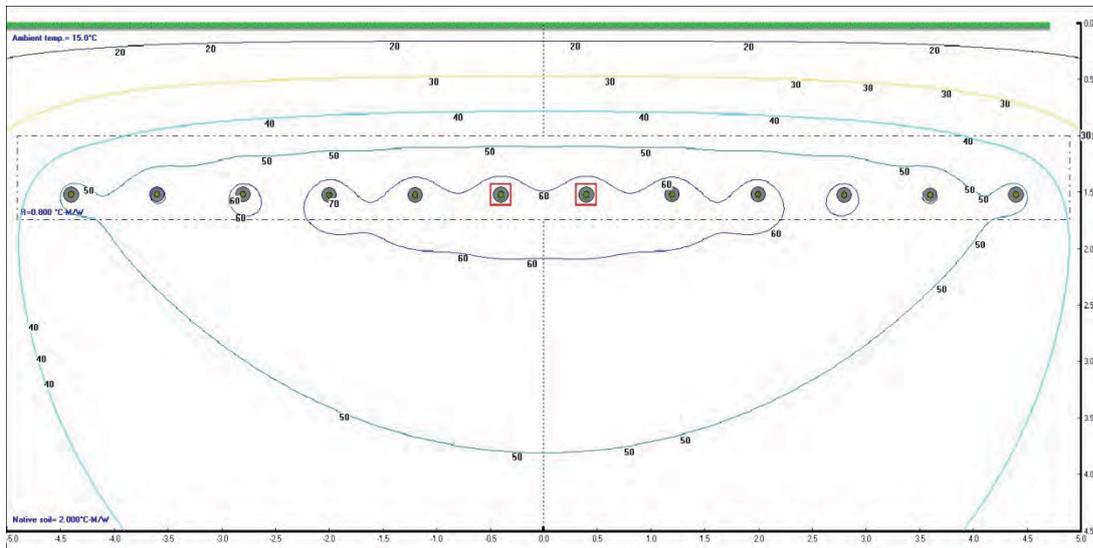


Abbildung 7.19 Variante 1, DVmB, $\rho = 2,0$, $m = 0,6$

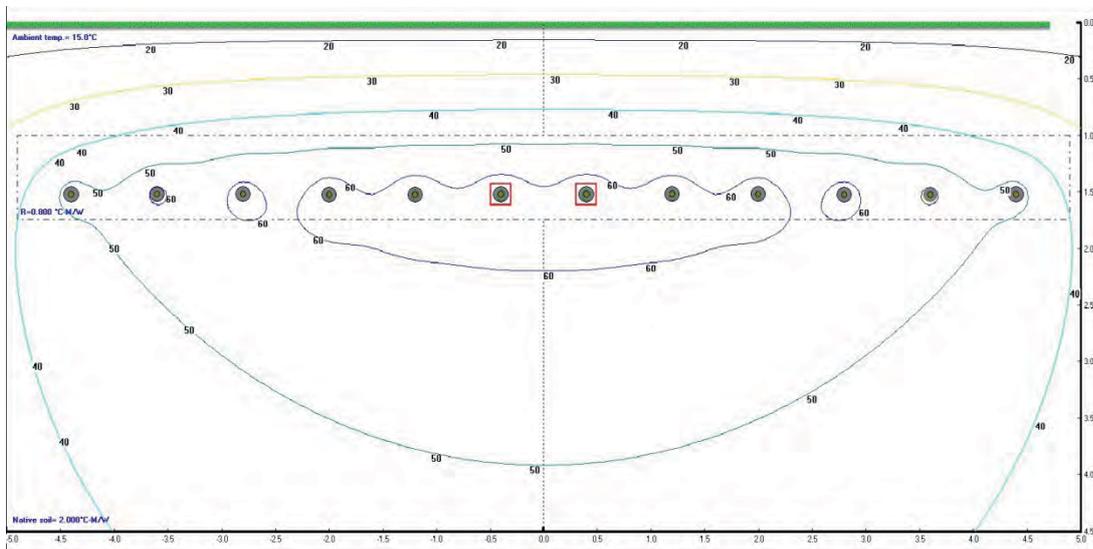


Abbildung 7.20 Variante 1, DVmB, $\rho = 2,0$, $m = 0,8$

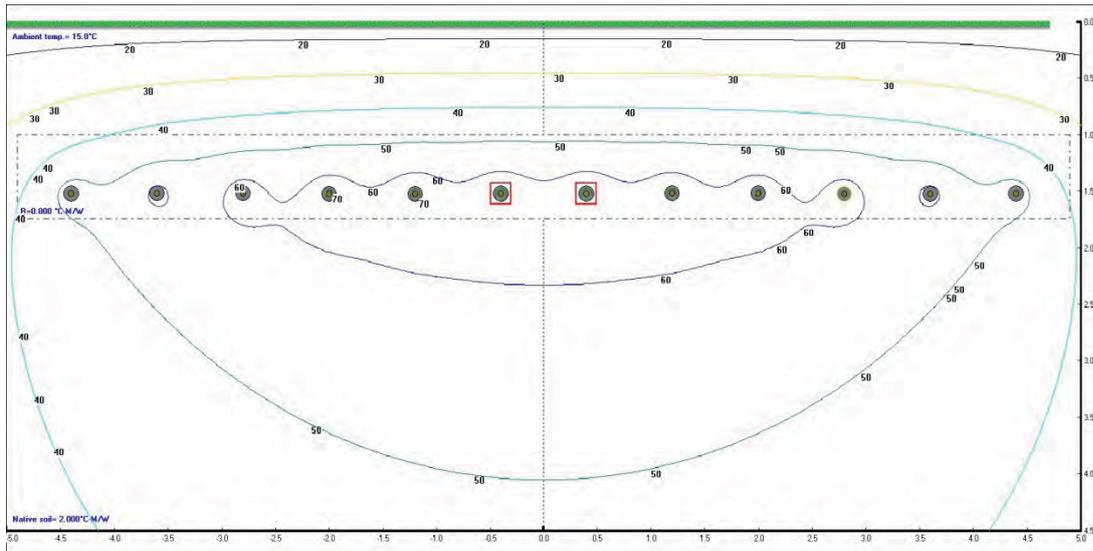


Abbildung 7.21 Variante 1, DVmB, $\rho = 2,0$, $m = 1,0$

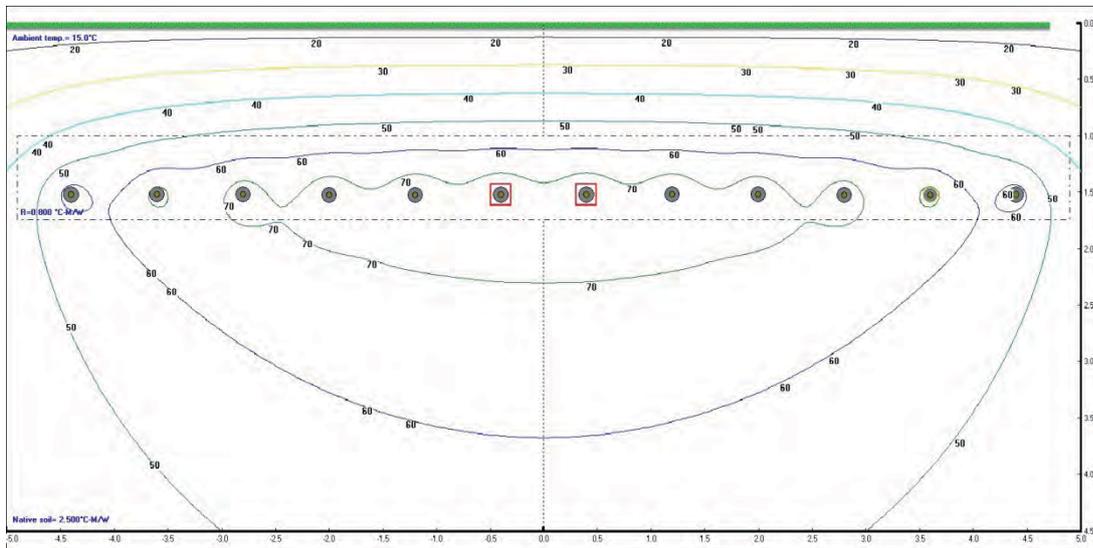


Abbildung 7.22 Variante 1, DVmB, $\rho = 2,5$, $m = 0,6$

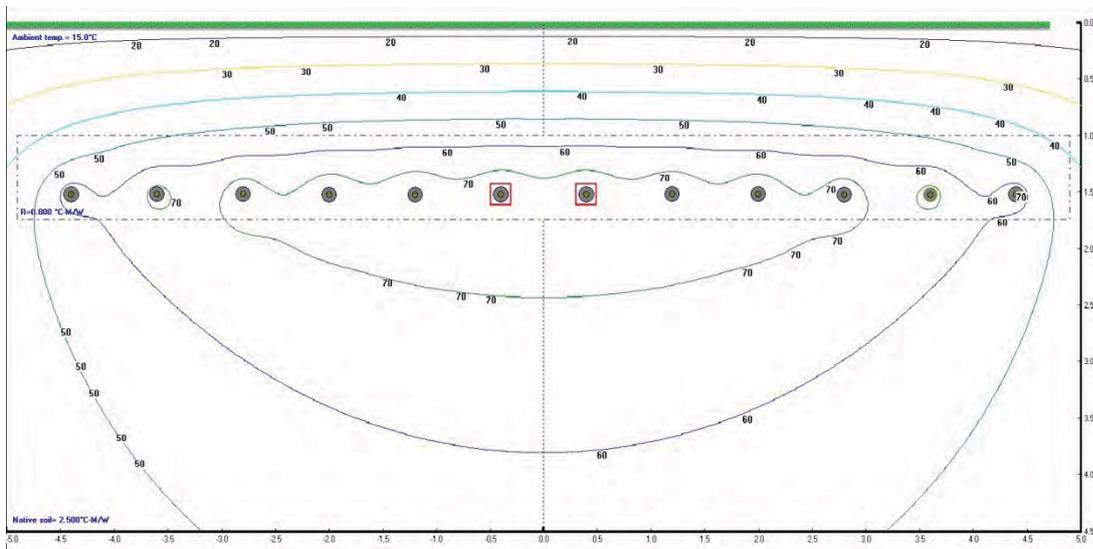


Abbildung 7.23 Variante 1, DVmB, $\rho = 2,5$, $m = 0,8$

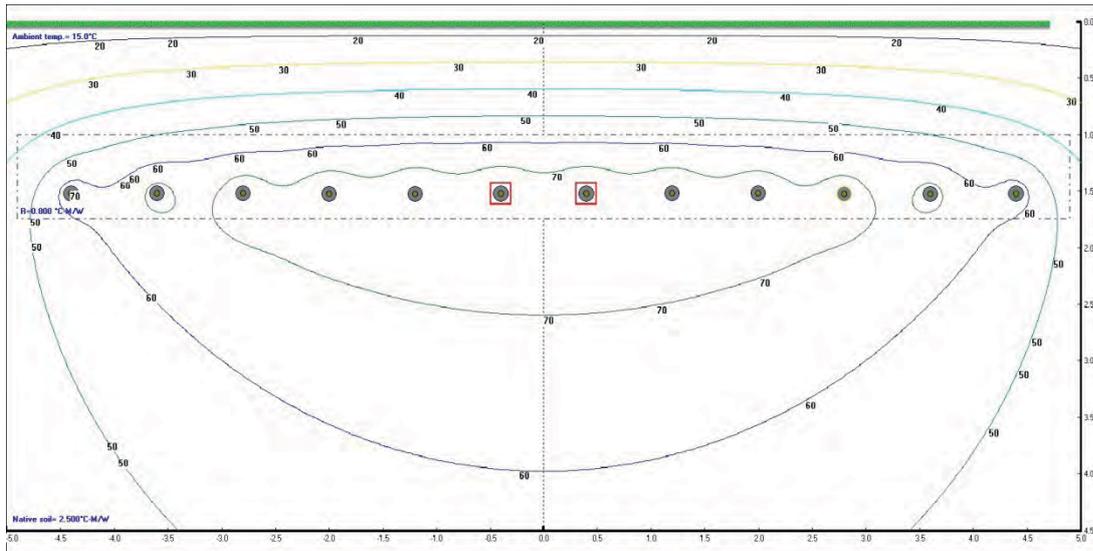


Abbildung 7.24 Variante 1, DVmB, $\rho = 2,5$, $m = 1,0$

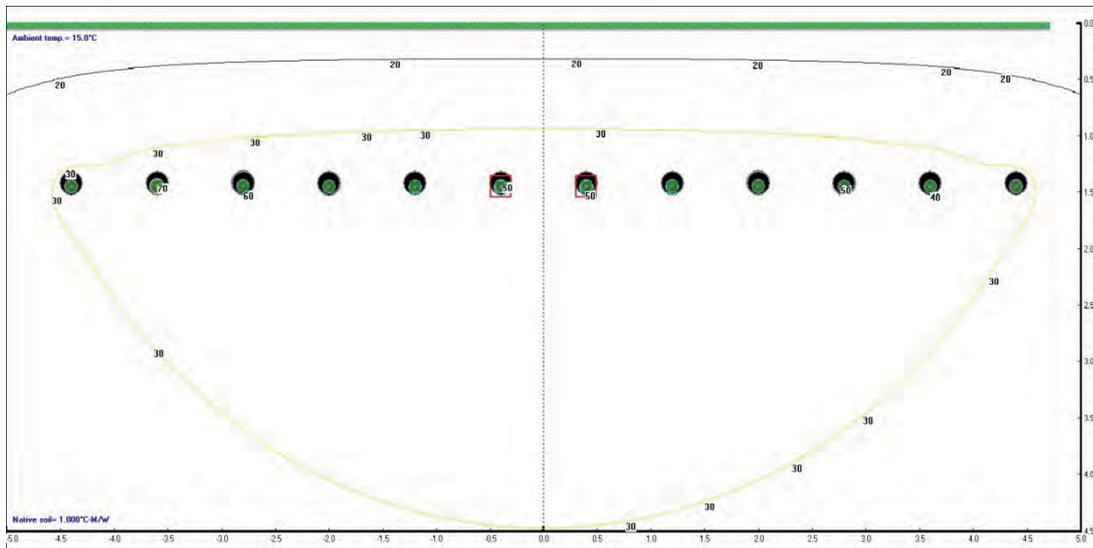


Abbildung 7.25 Variante 1, KSR, $\rho = 1,0$, $m = 0,6$

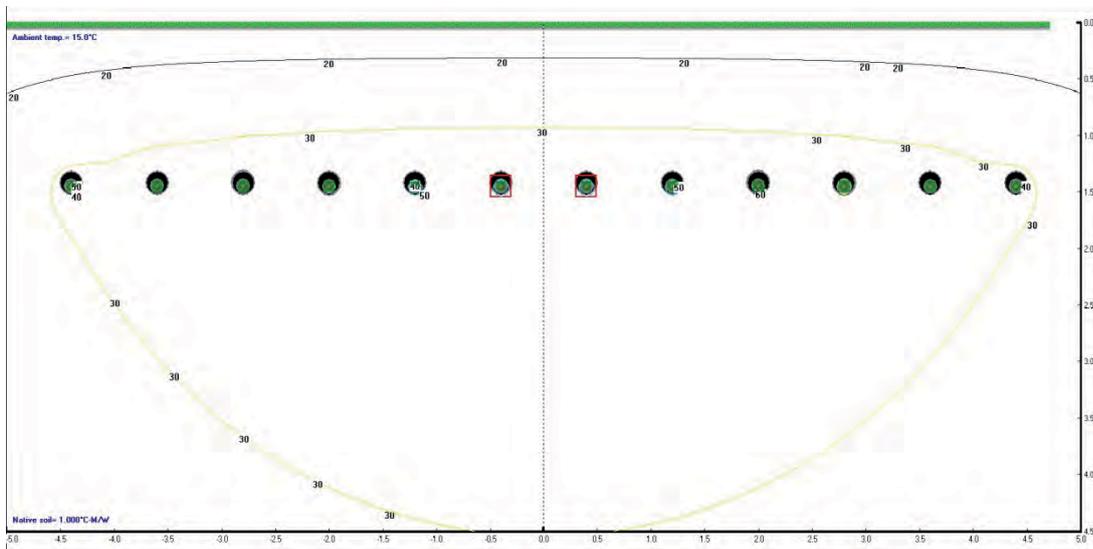


Abbildung 7.26 Variante 1, KSR, $\rho = 1,0$, $m = 0,8$

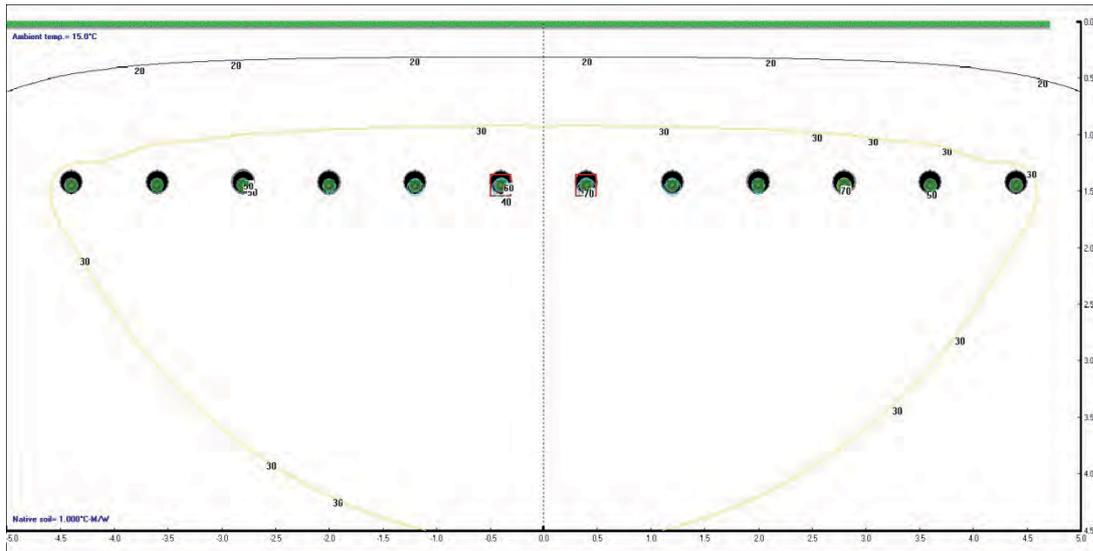


Abbildung 7.27 Variante 1, KSR, $\rho = 1,0$, $m = 1,0$

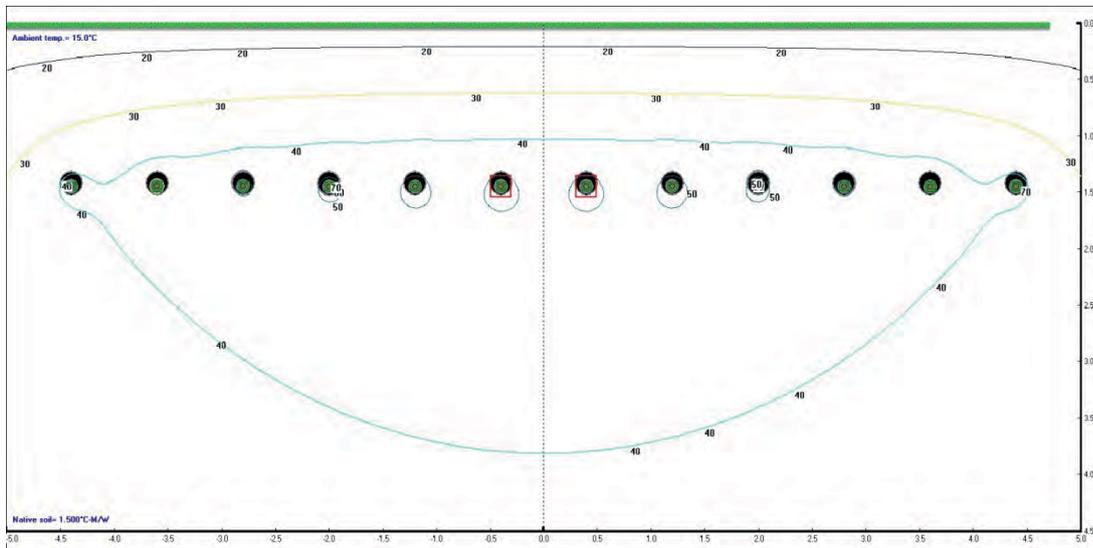


Abbildung 7.28 Variante 1, KSR, $\rho = 1,5$, $m = 0,6$

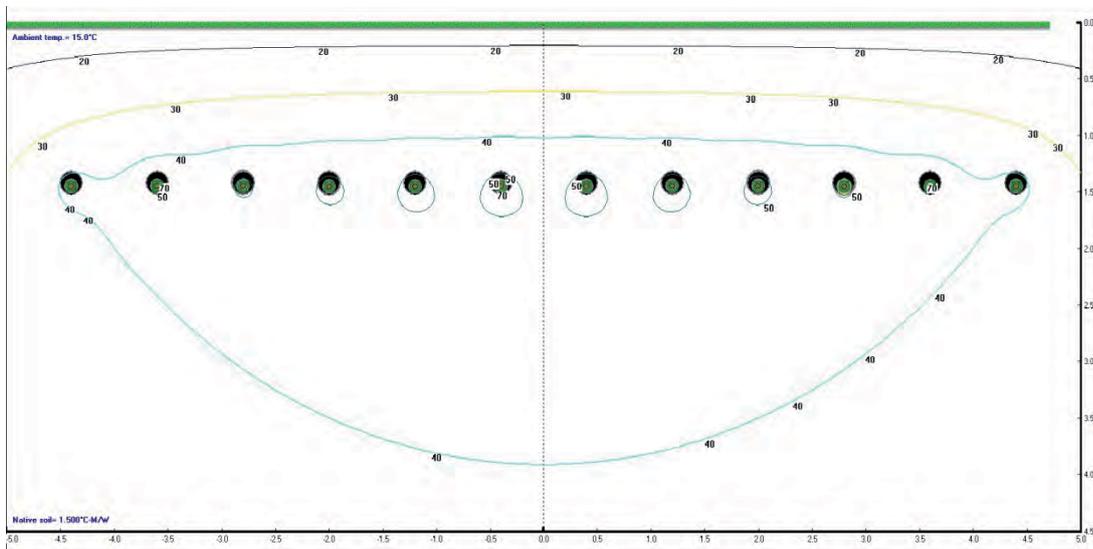


Abbildung 7.29 Variante 1, KSR, $\rho = 1,5$, $m = 0,8$

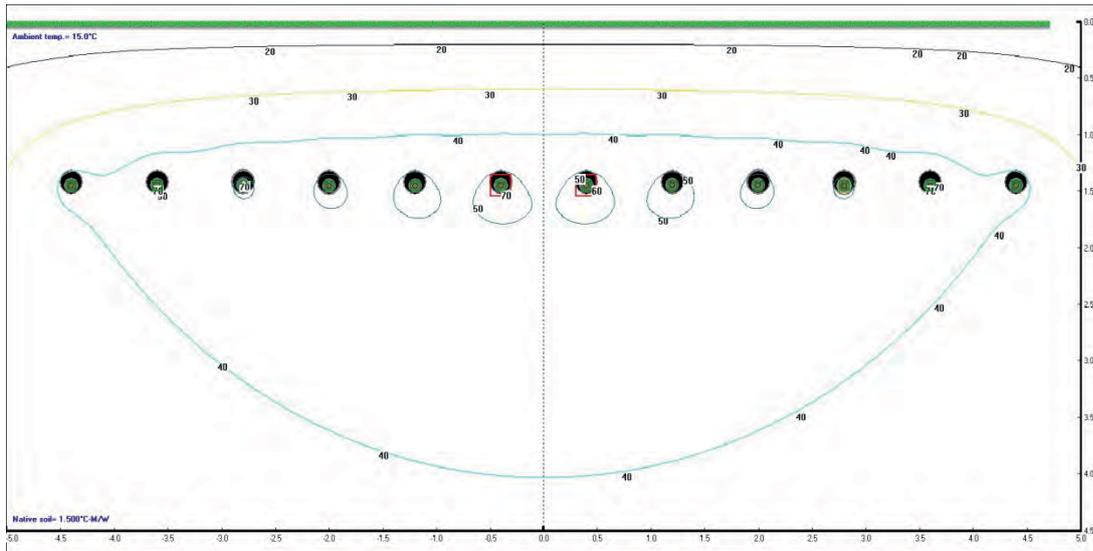


Abbildung 7.30 Variante 1, KSR, $\rho = 1,5$, $m = 1,0$

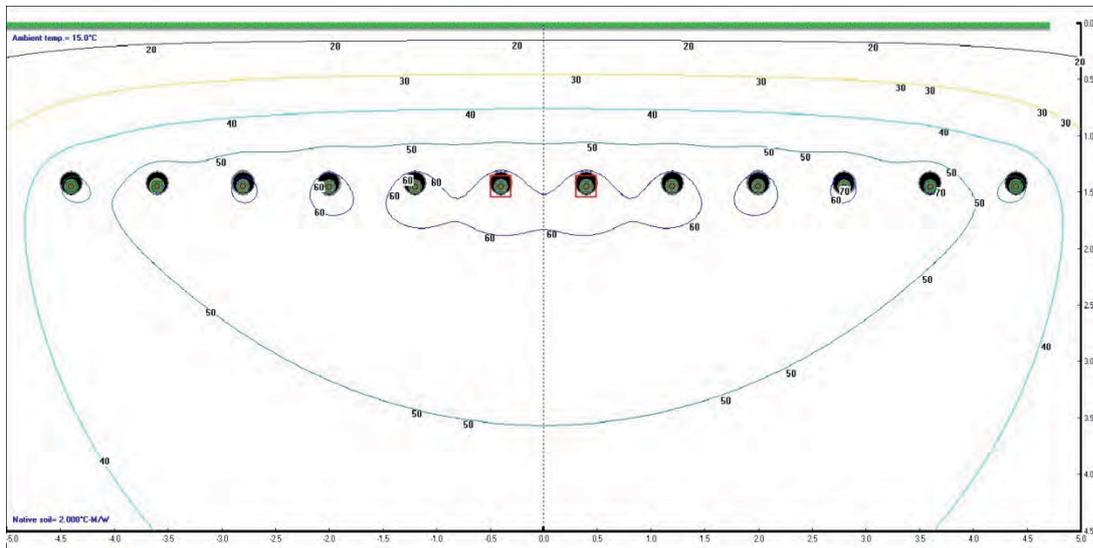


Abbildung 7.31 Variante 1, KSR, $\rho = 2,0$, $m = 0,6$

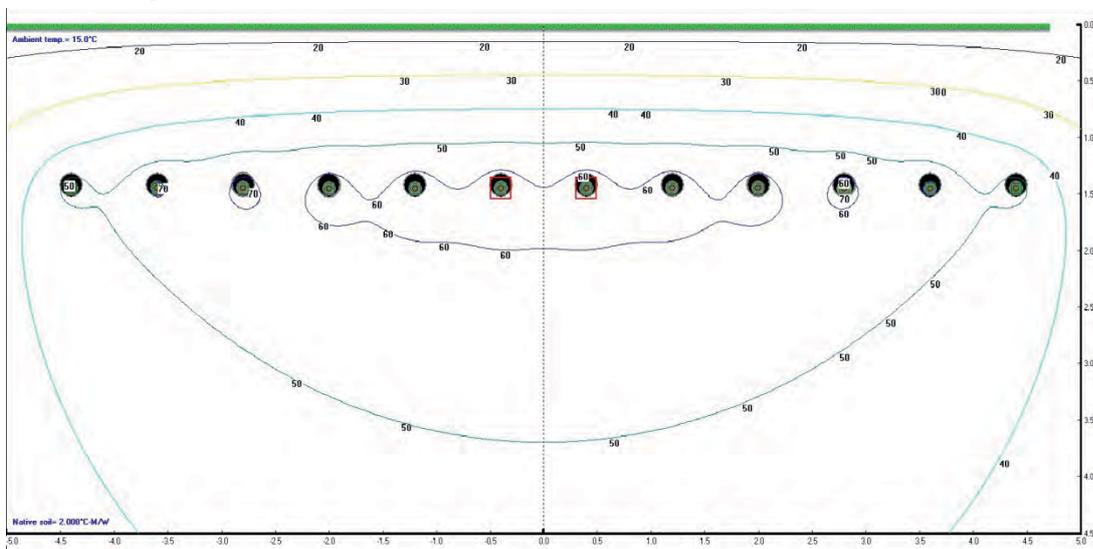


Abbildung 7.32 Variante 1, KSR, $\rho = 2,0$, $m = 0,8$

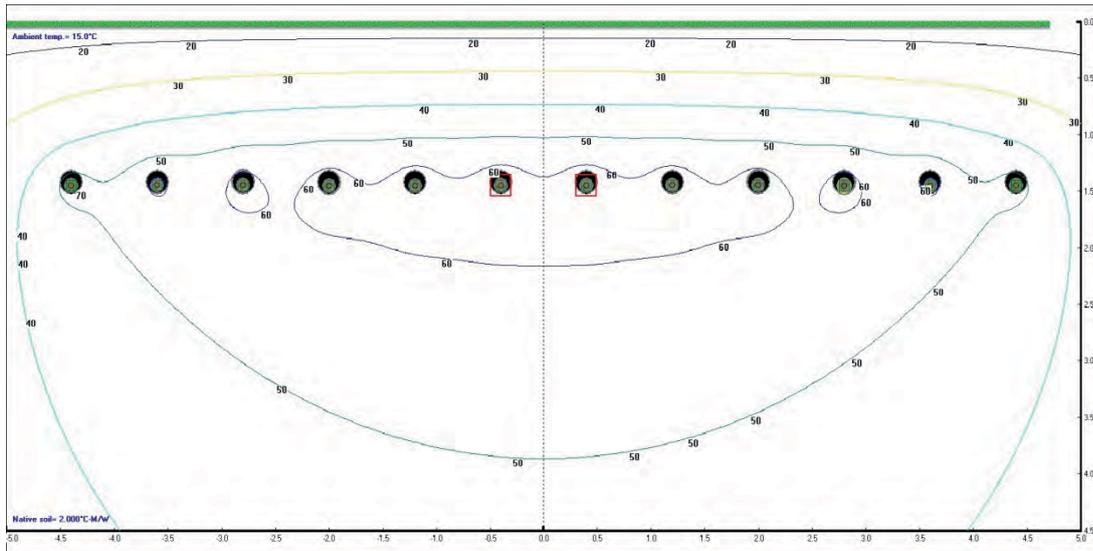


Abbildung 7.33 Variante 1, KSR, $\rho = 2,0$, $m = 1,0$

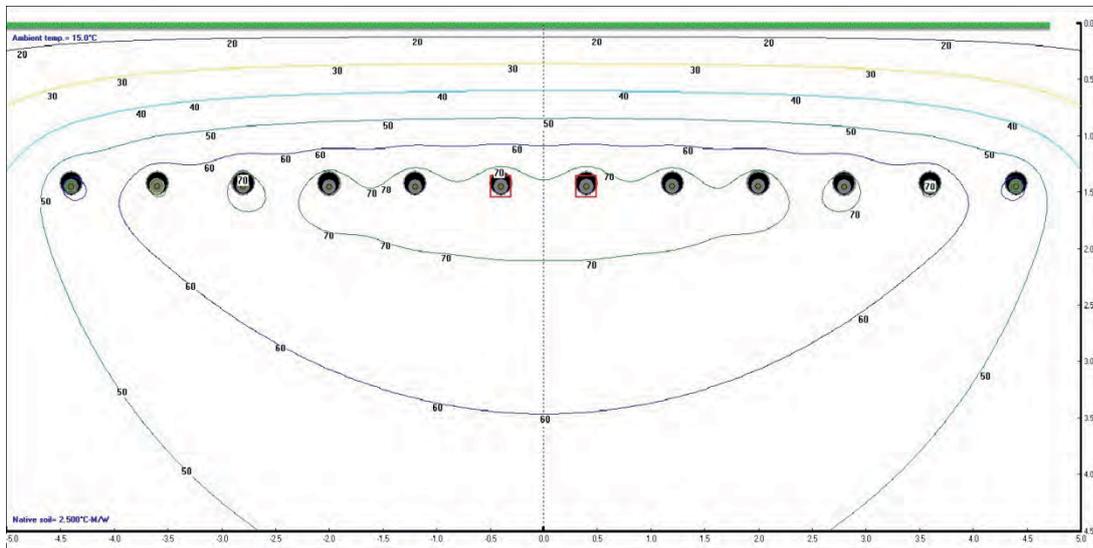


Abbildung 7.34 Variante 1, KSR, $\rho = 2,5$, $m = 0,6$

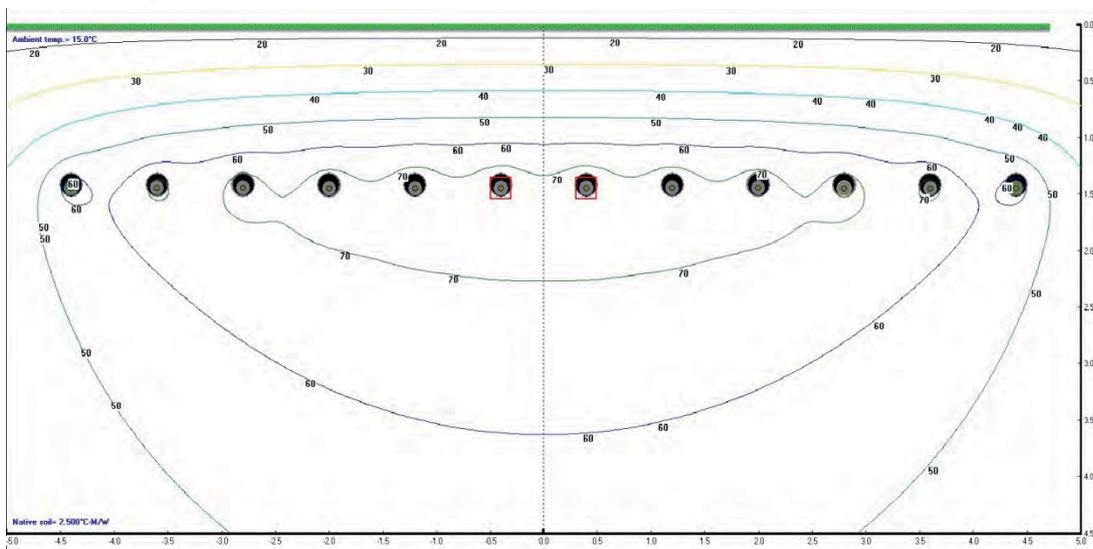


Abbildung 7.35 Variante 1, KSR, $\rho = 2,5$, $m = 0,8$

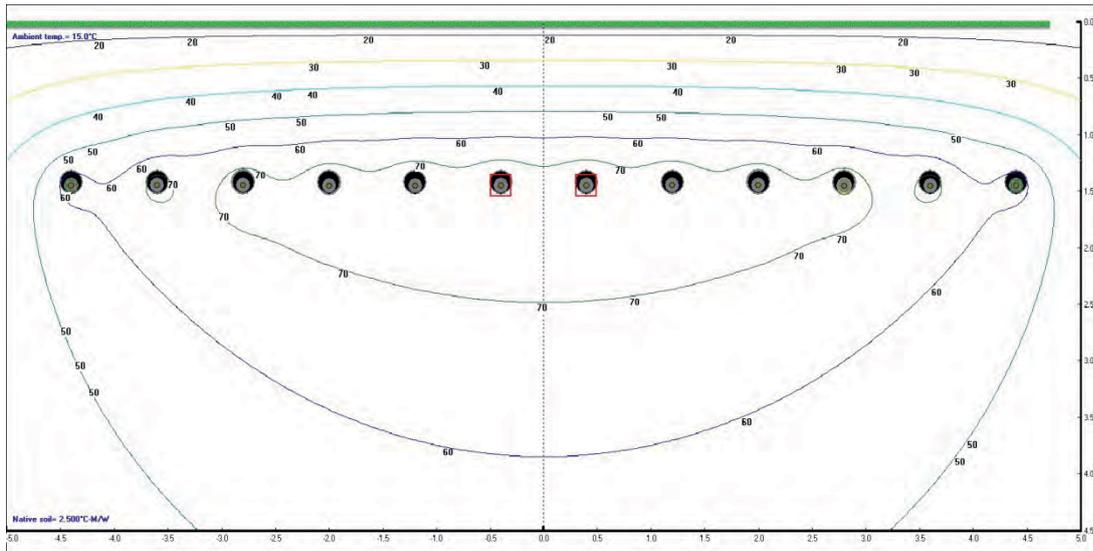


Abbildung 7.36 Variante 1, KSR, $\rho = 2,5$, $m = 1,0$

7.1.2 Variante 2

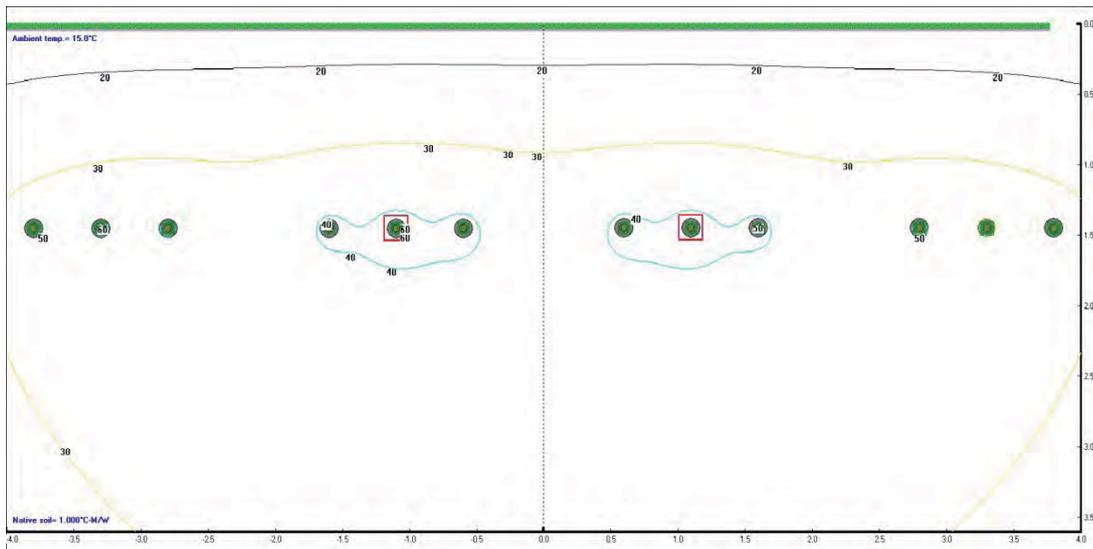


Abbildung 7.37 Variante 2, DVoB, $\rho = 1,0$, $m = 0,6$

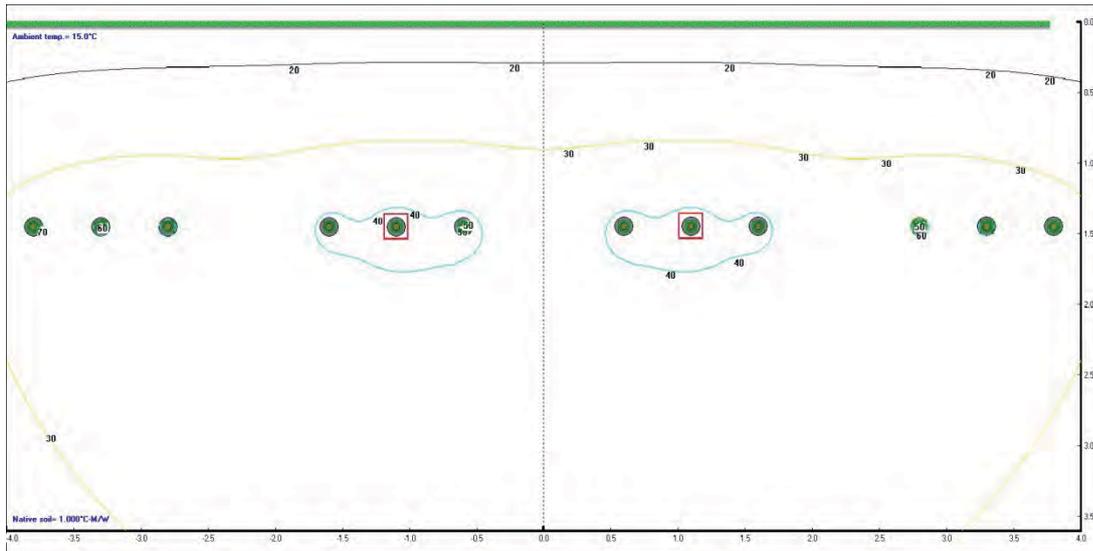


Abbildung 7.38 Variante 2, DVoB, $\rho = 1,0$, $m = 0,8$

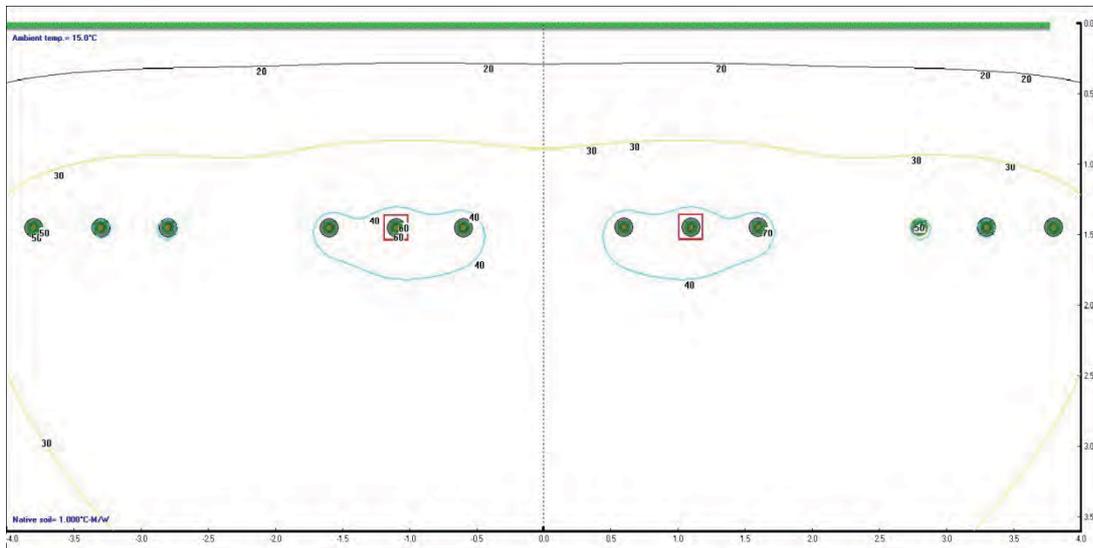


Abbildung 7.39 Variante 2, DVoB, $\rho = 1,0$, $m = 1,0$

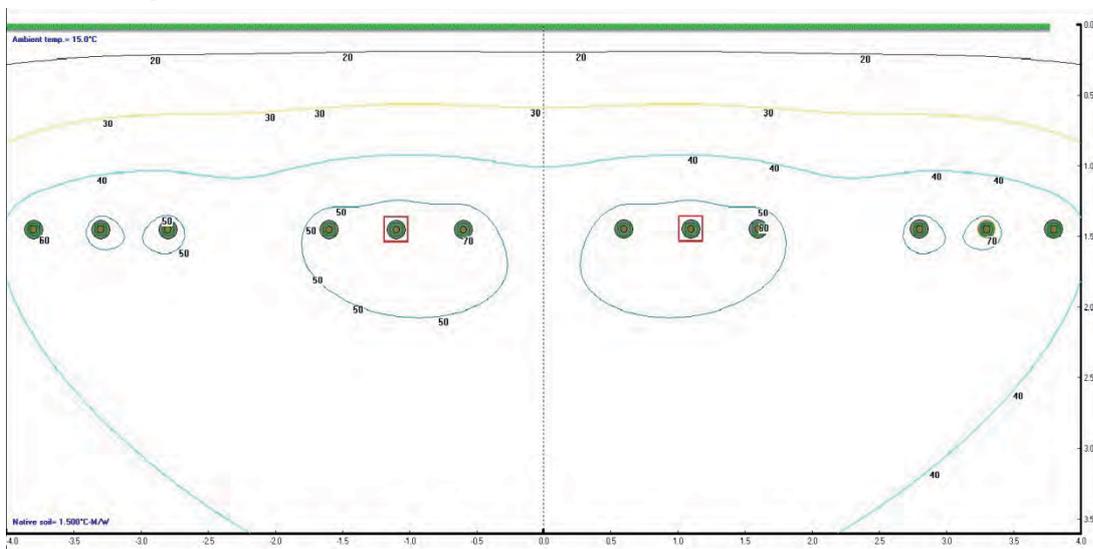


Abbildung 7.40 Variante 2, DVoB, $\rho = 1,5$, $m = 0,6$

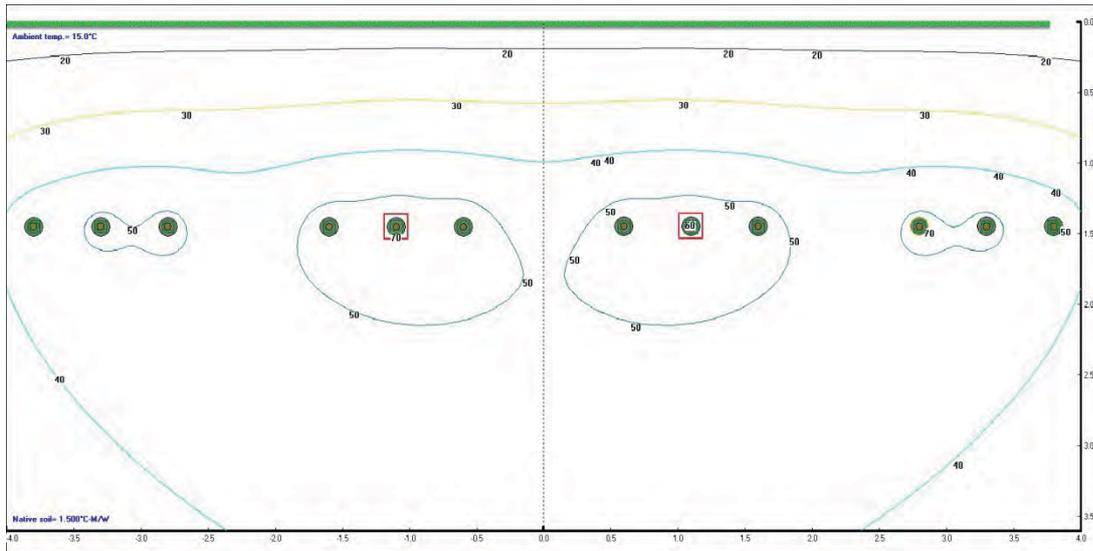


Abbildung 7.41 Variante 2, DVoB, $\rho = 1,5$, $m = 0,8$

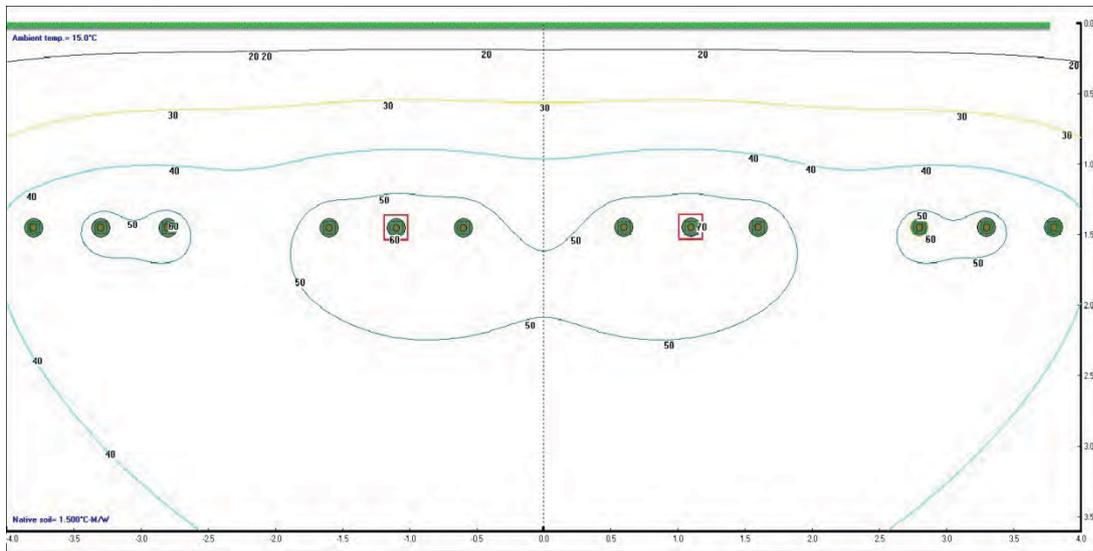


Abbildung 7.42 Variante 2, DVoB, $\rho = 1,5$, $m = 1,0$

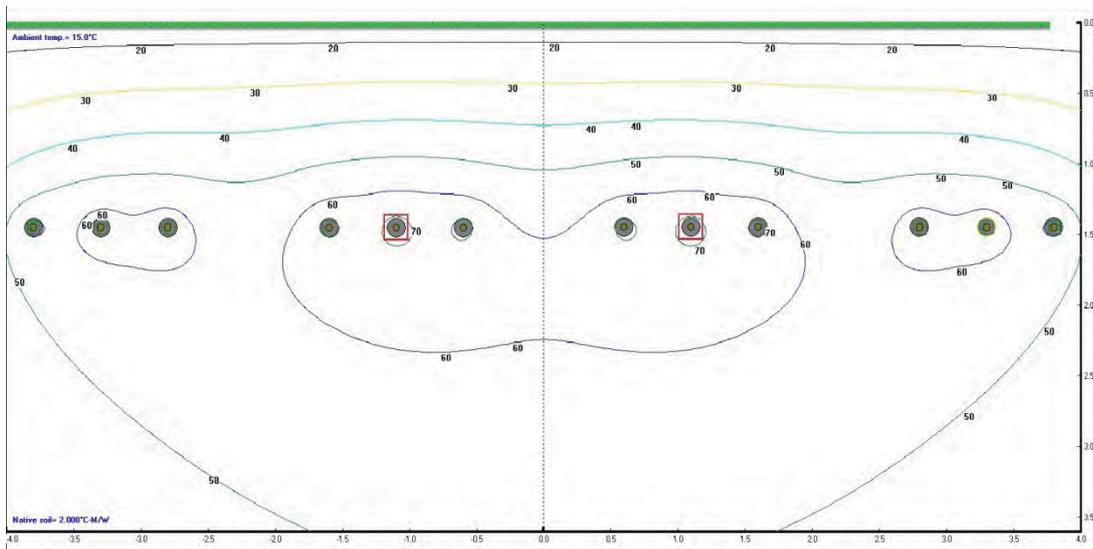


Abbildung 7.43 Variante 2, DVoB, $\rho = 2,0$, $m = 0,6$

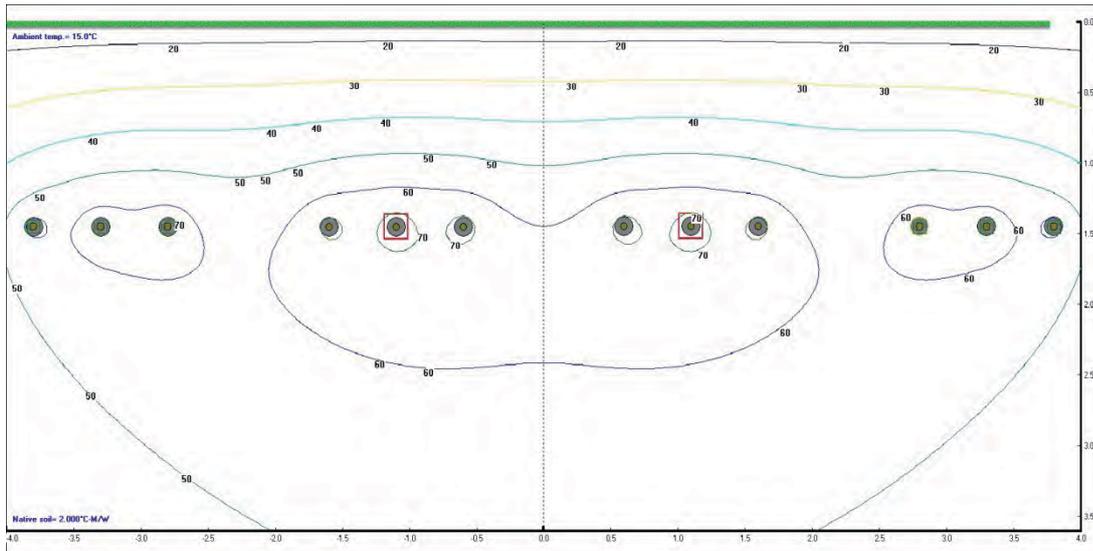


Abbildung 7.44 Variante 2, DVoB, $\rho = 2,0$, $m = 0,8$

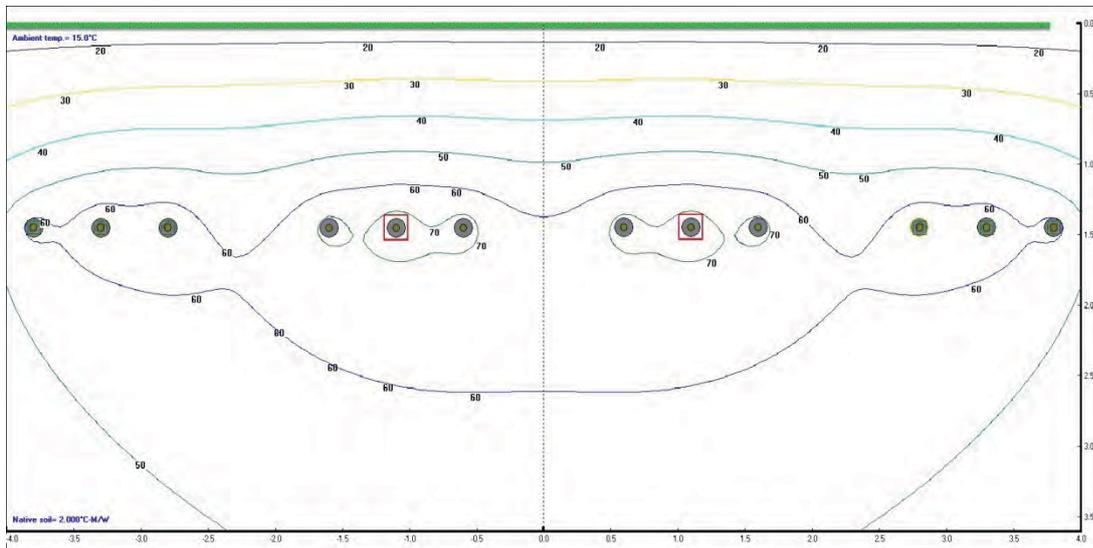


Abbildung 7.45 Variante 2, DVoB, $\rho = 2,0$, $m = 1,0$

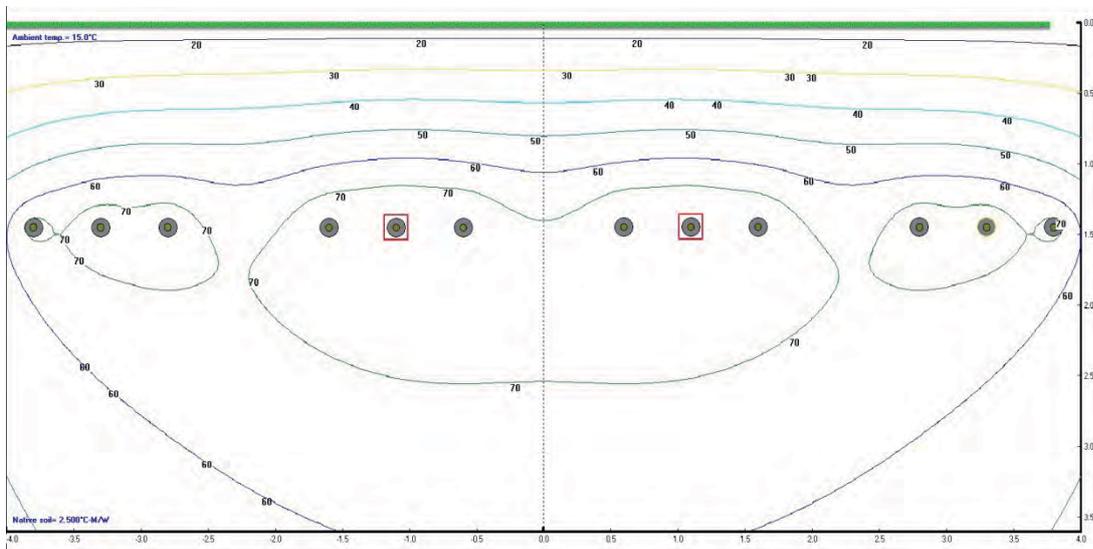


Abbildung 7.46 Variante 2, DVoB, $\rho = 2,5$, $m = 0,6$

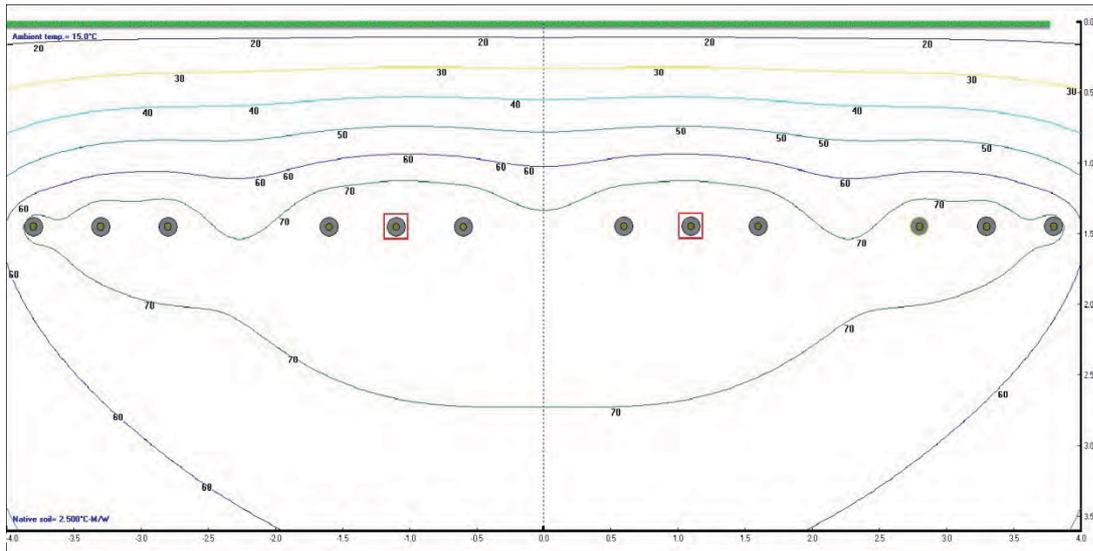


Abbildung 7.47 Variante 2, DVoB, $\rho = 2,5$, $m = 0,8$

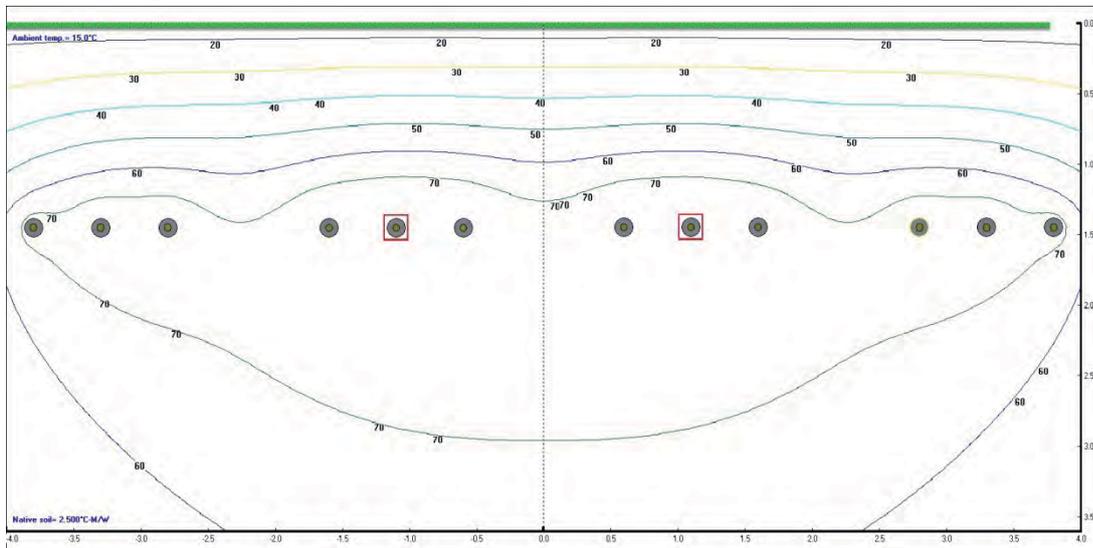


Abbildung 7.48 Variante 2, DVoB, $\rho = 2,5$, $m = 1,0$

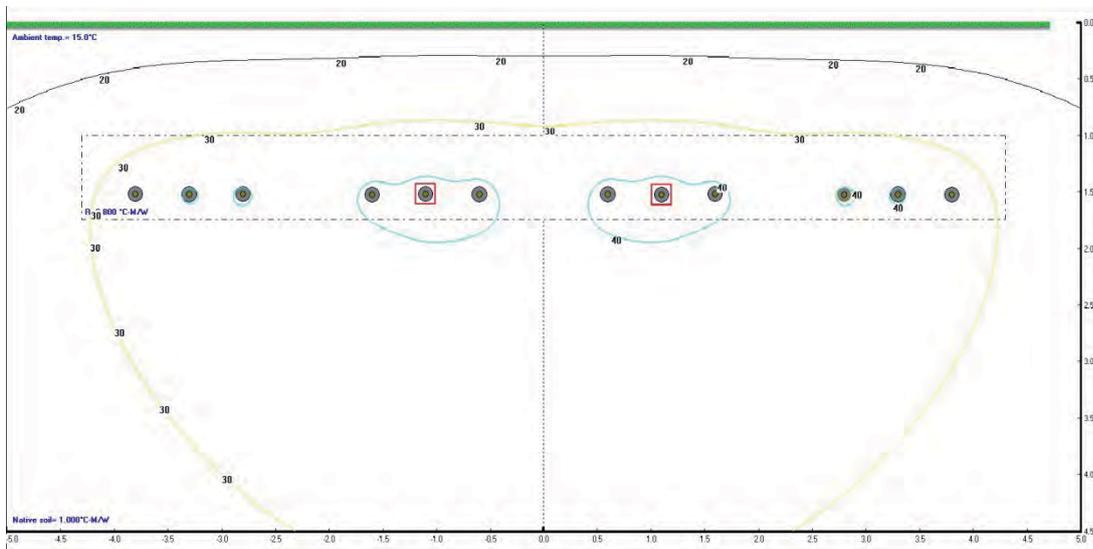


Abbildung 7.49 Variante 2, DVmB, $\rho = 1,0$, $m = 0,6$

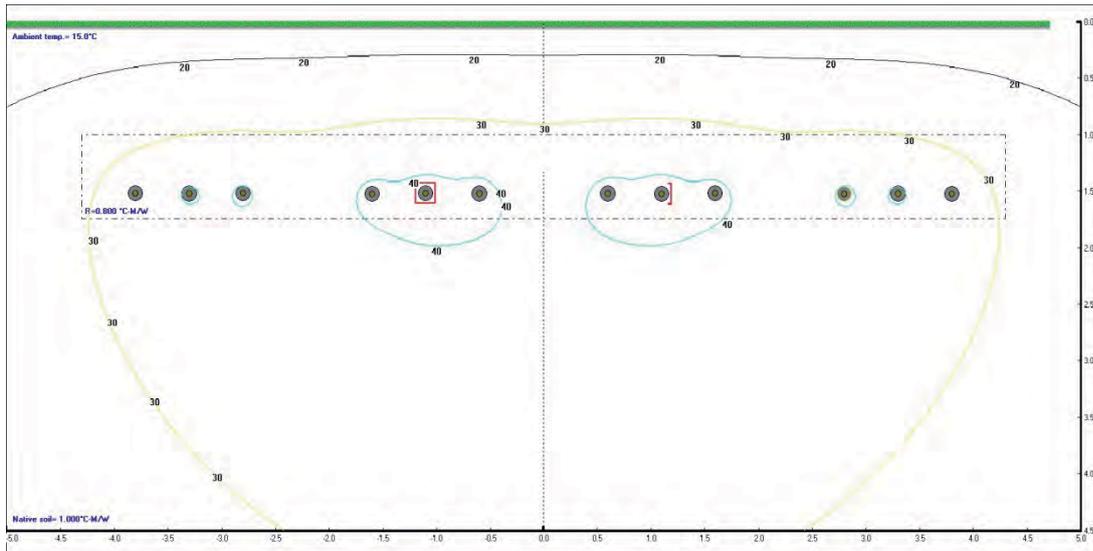


Abbildung 7.50 Variante 2, DVmB, $\rho = 1,0$, $m = 0,8$

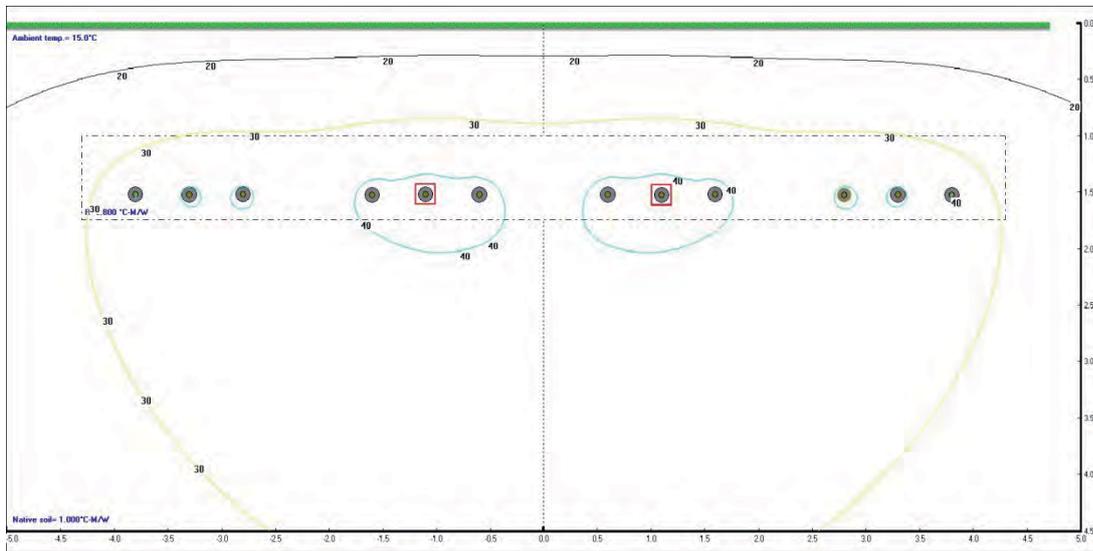


Abbildung 7.51 Variante 2, DVmB, $\rho = 1,0$, $m = 1,0$

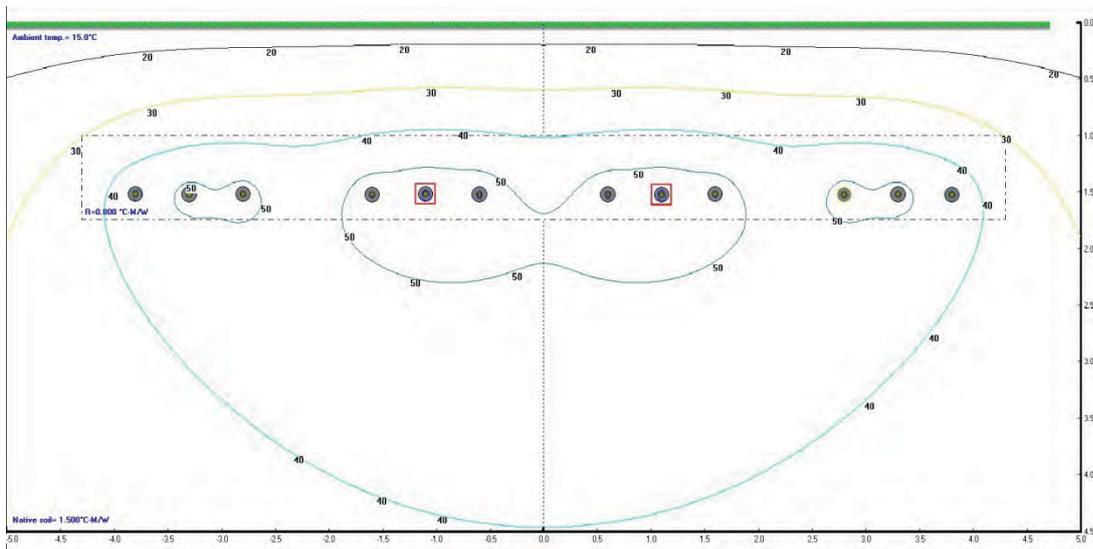


Abbildung 7.52 Variante 2, DVmB, $\rho = 1,5$, $m = 0,6$

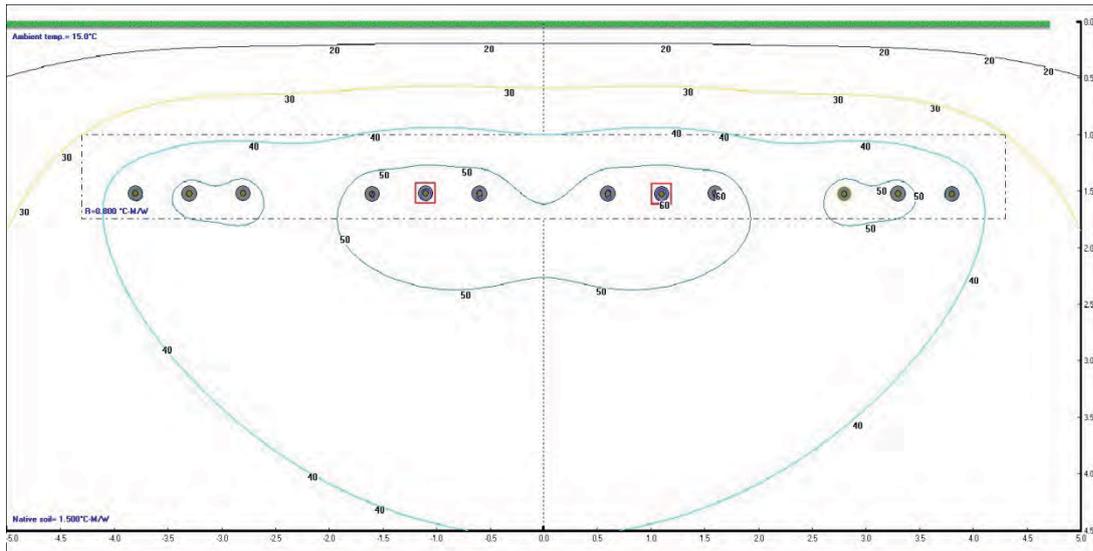


Abbildung 7.53 Variante 2, DVmB, $\rho = 1,5$, $m = 0,8$

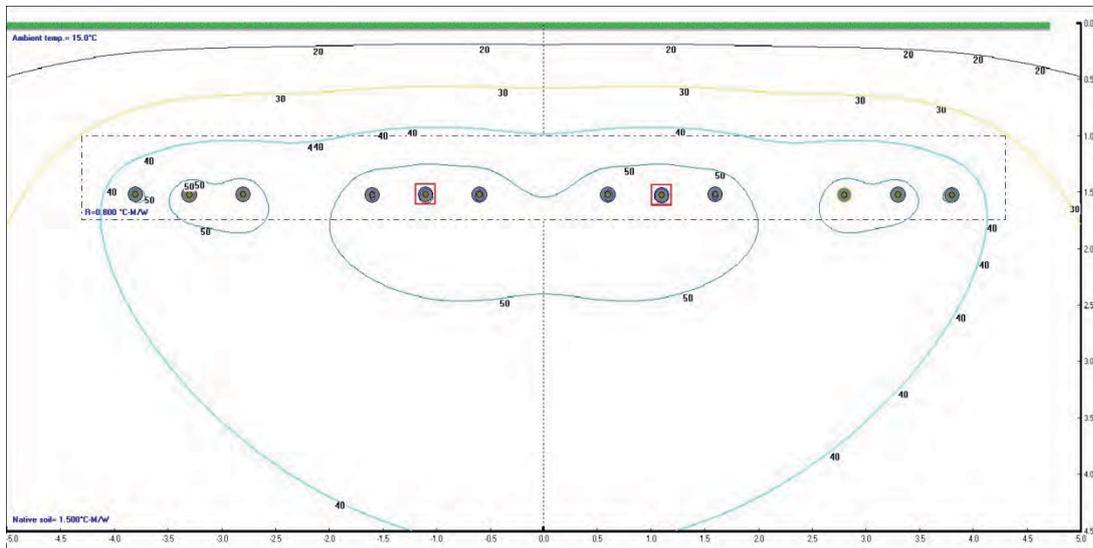


Abbildung 7.54 Variante 2, DVmB, $\rho = 1,5$, $m = 1,0$

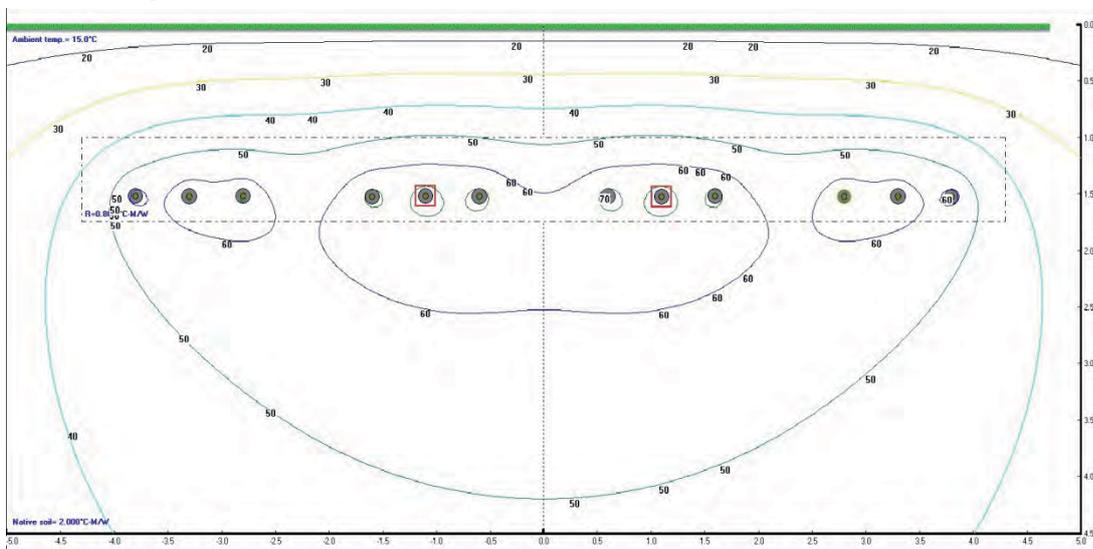


Abbildung 7.55 Variante 2, DVmB, $\rho = 2,0$, $m = 0,6$

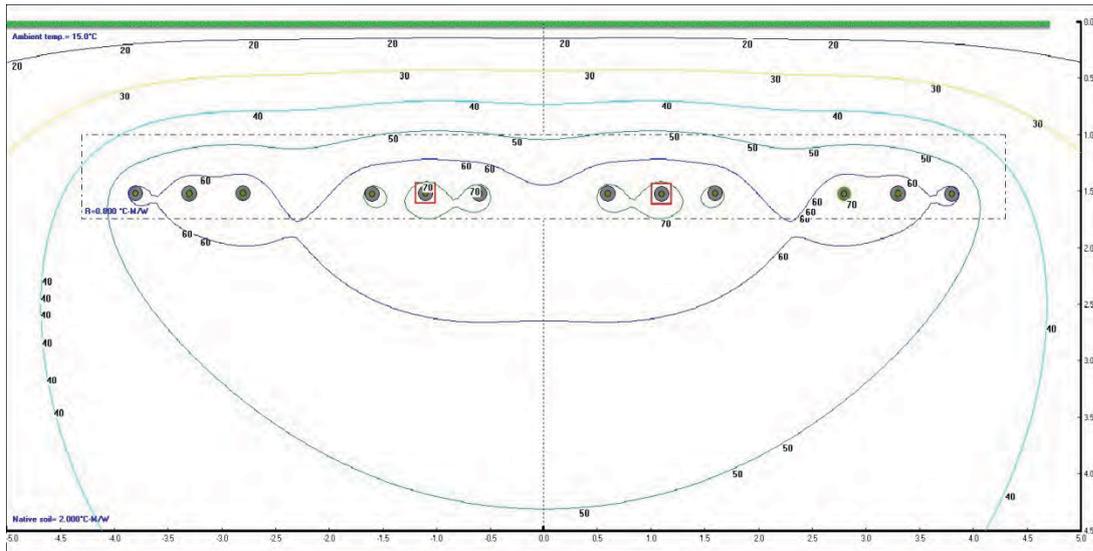


Abbildung 7.56 Variante 2, DVmB, $\rho = 2,0$, $m = 0,8$

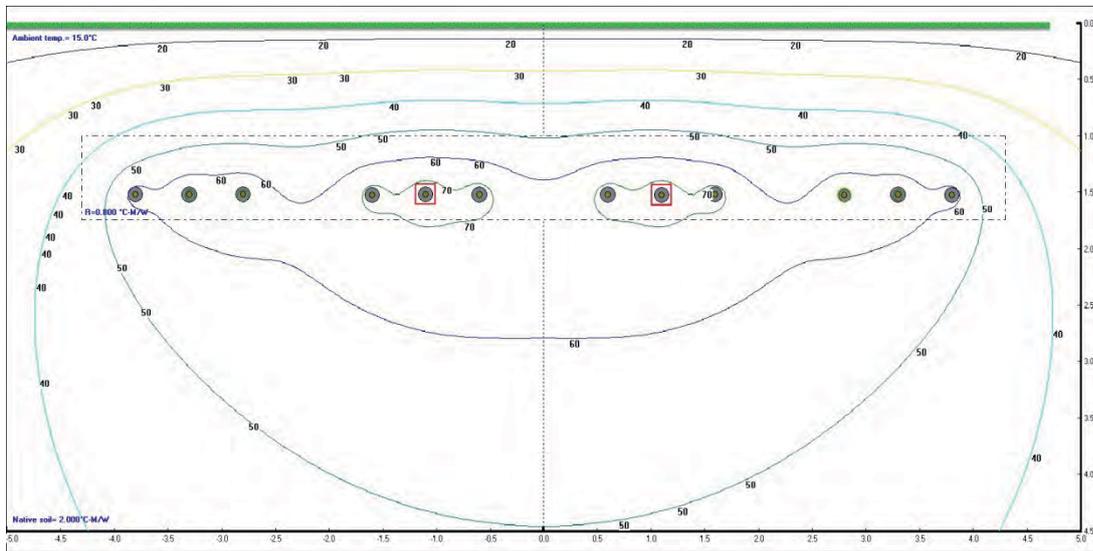


Abbildung 7.57 Variante 2, DVmB, $\rho = 2,0$, $m = 1,0$

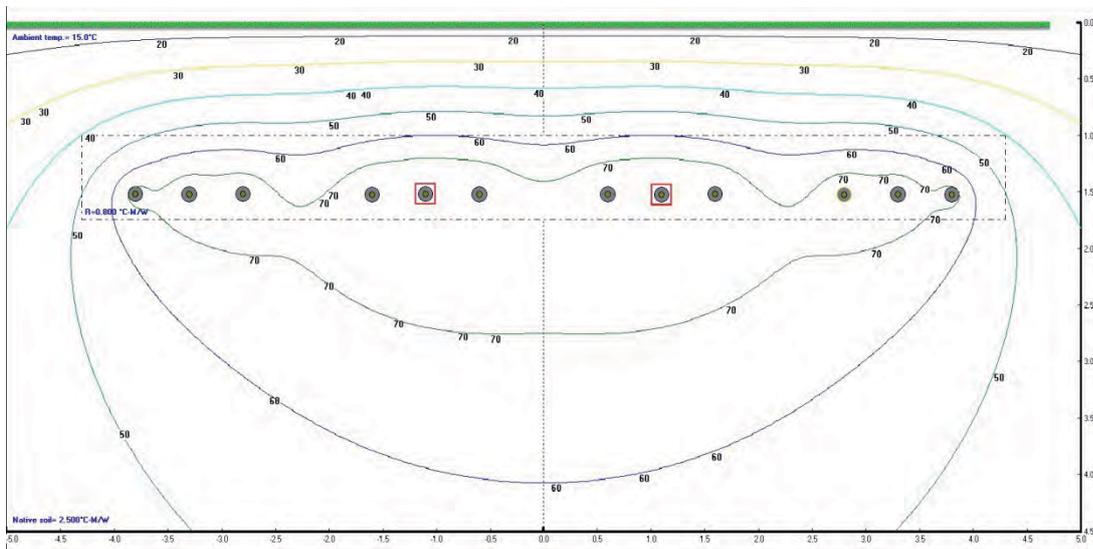


Abbildung 7.58 Variante 2, DVmB, $\rho = 2,5$, $m = 0,6$

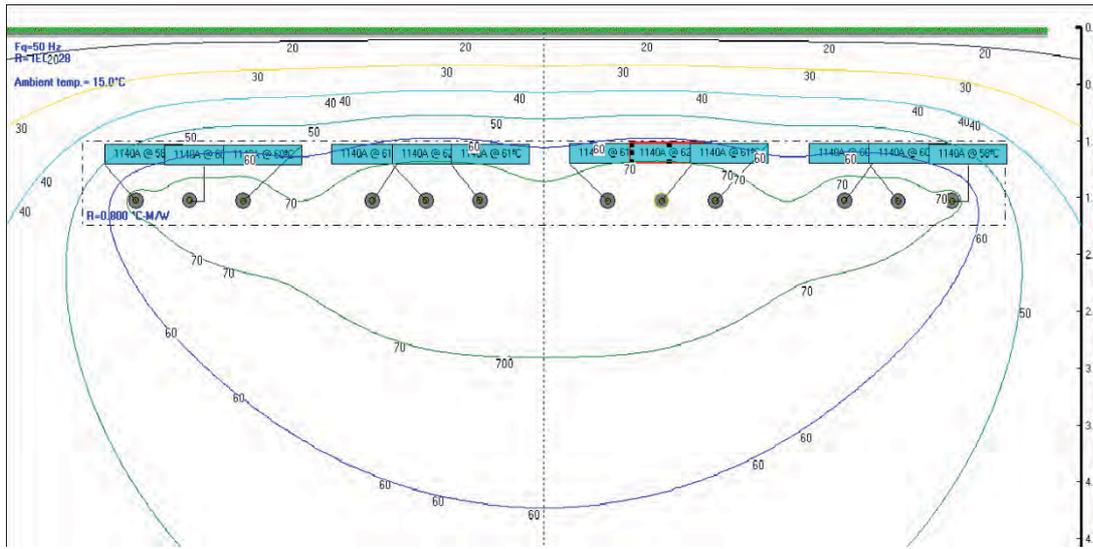


Abbildung 7.59 Variante 2, DVmB, $\rho = 2,5$, $m = 0,8$

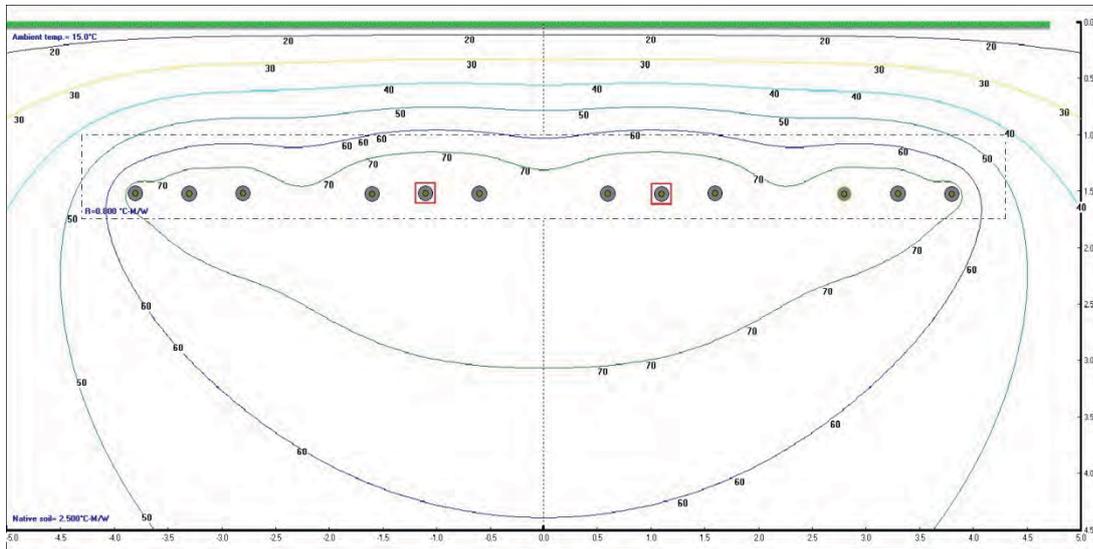


Abbildung 7.60 Variante 2, DVmB, $\rho = 2,5$, $m = 1,0$

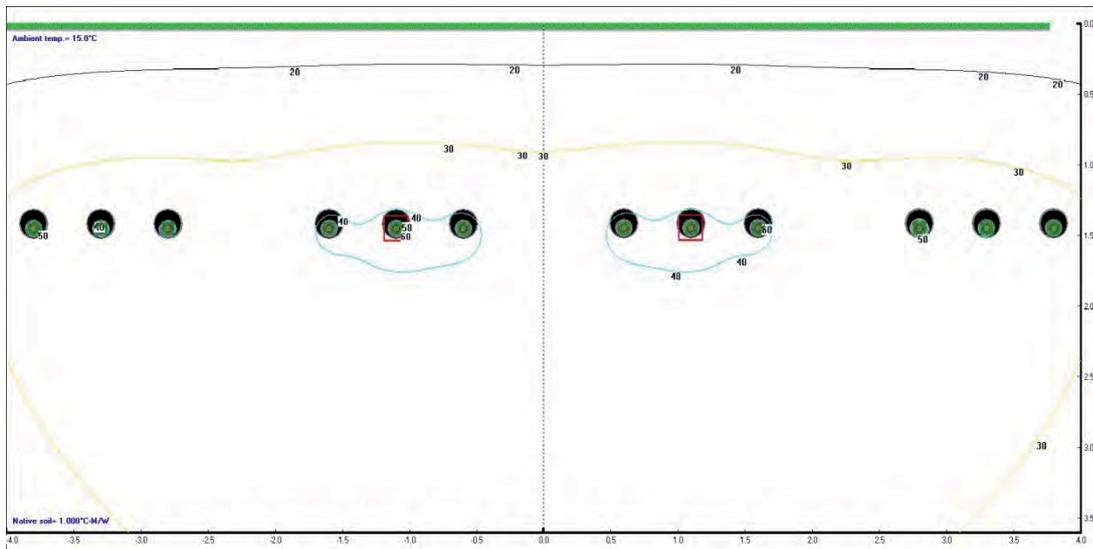


Abbildung 7.61 Variante 2, KSR, $\rho = 1,0$, $m = 0,6$

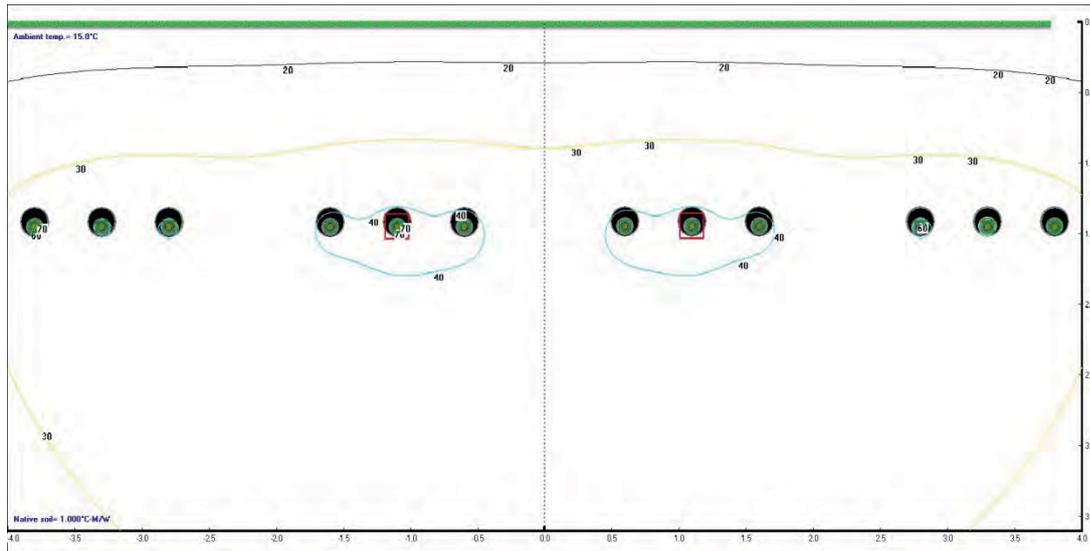


Abbildung 7.62 Variante 2, KSR, $\rho = 1,0$, $m = 0,8$

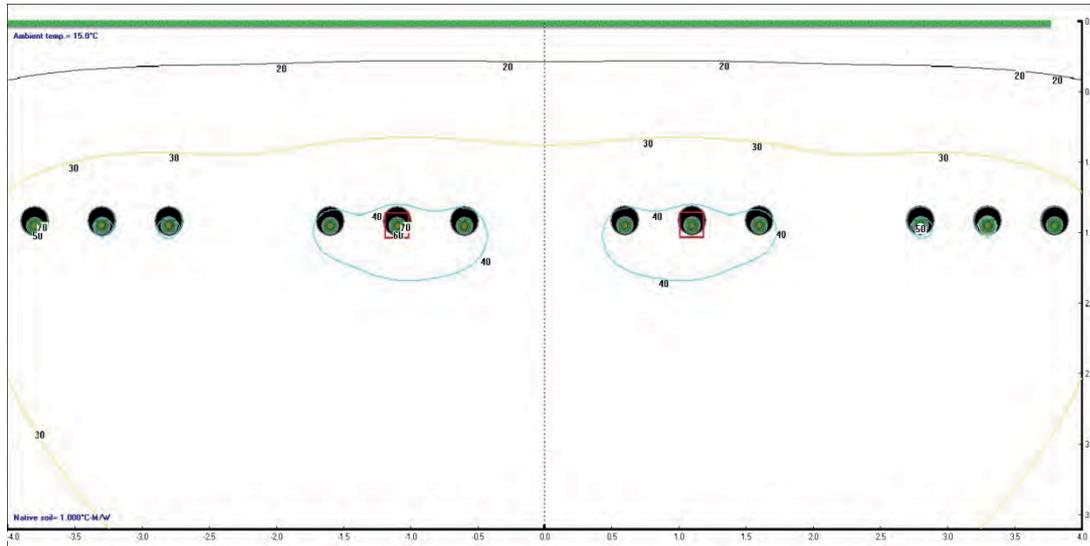


Abbildung 7.63 Variante 2, KSR, $\rho = 1,0$, $m = 1,0$

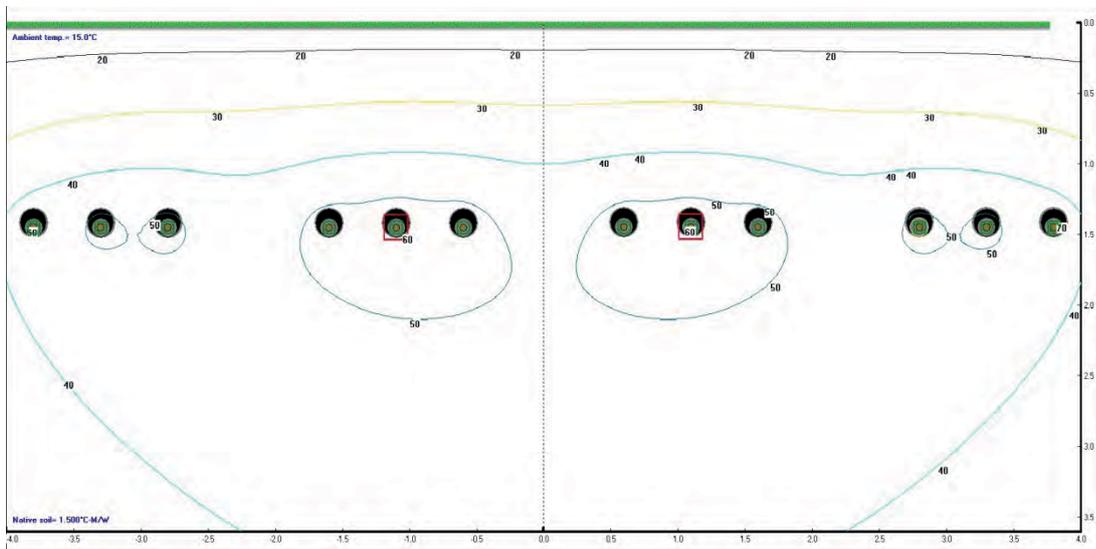


Abbildung 7.64 Variante 2, KSR, $\rho = 1,5$, $m = 0,6$

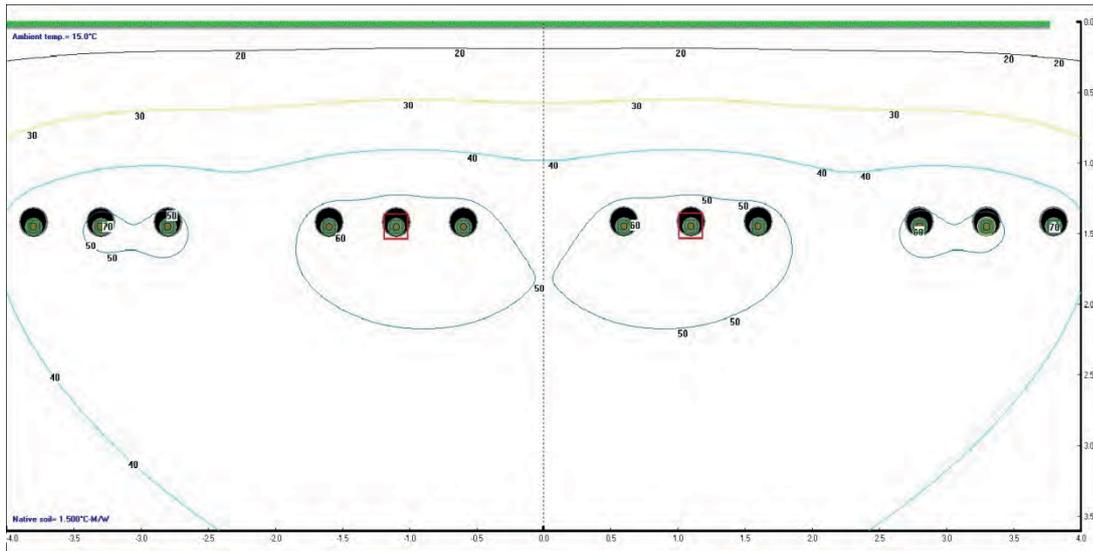


Abbildung 7.65 Variante 2, KSR, $\rho = 1,5$, $m = 0,8$

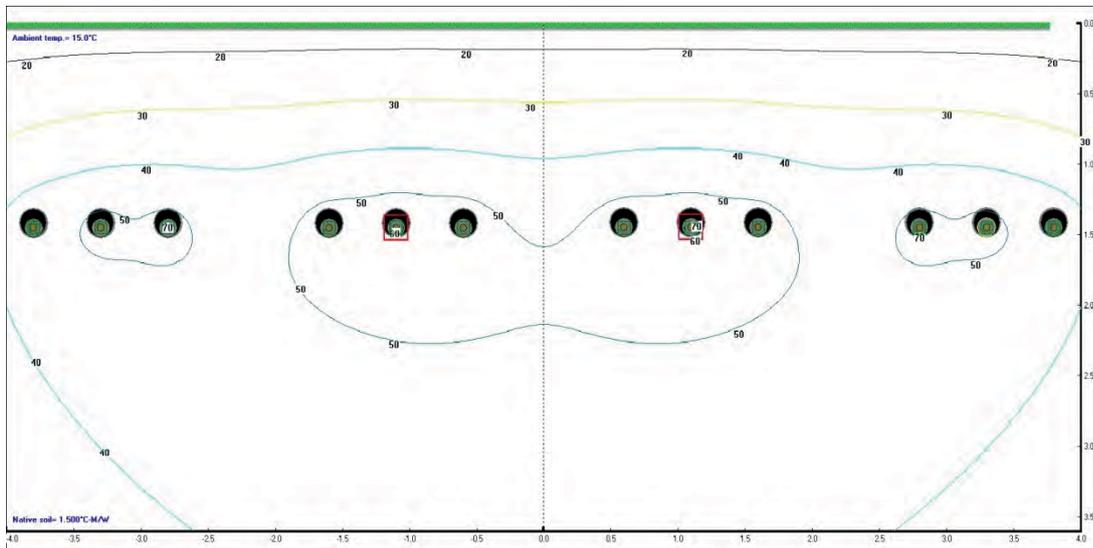


Abbildung 7.66 Variante 2, KSR, $\rho = 1,5$, $m = 1,0$

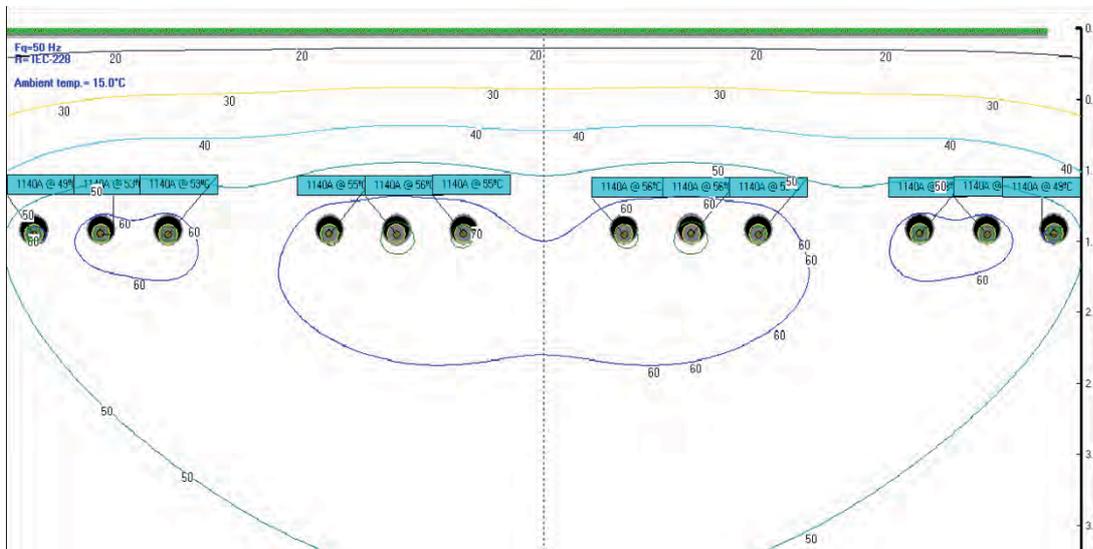


Abbildung 7.67 Variante 2, KSR, $\rho = 2,0$, $m = 0,6$

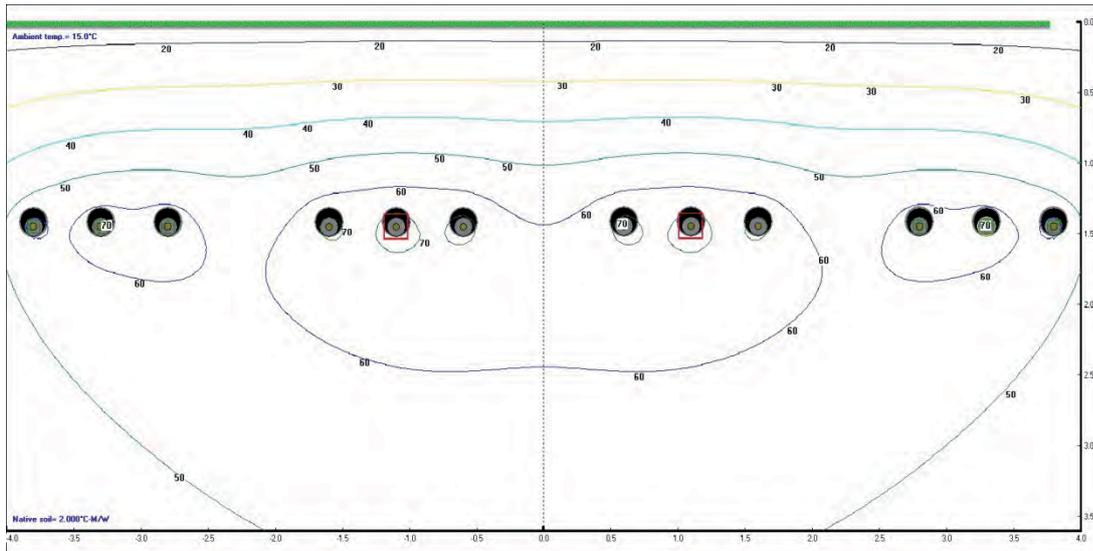


Abbildung 7.68 Variante 2, KSR, $\rho = 2,0$, $m = 0,8$

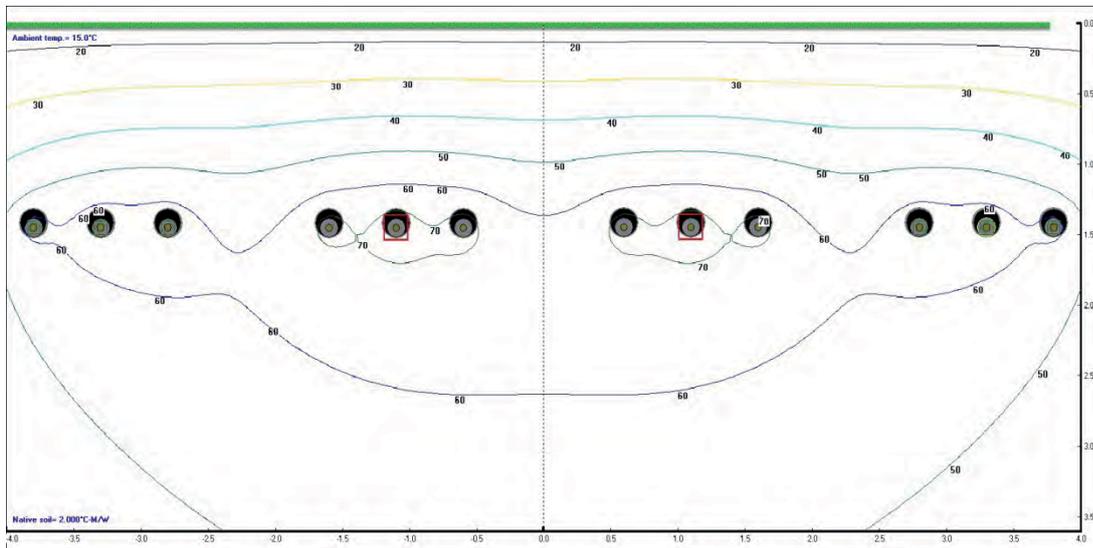


Abbildung 7.69 Variante 2, KSR, $\rho = 2,0$, $m = 1,0$

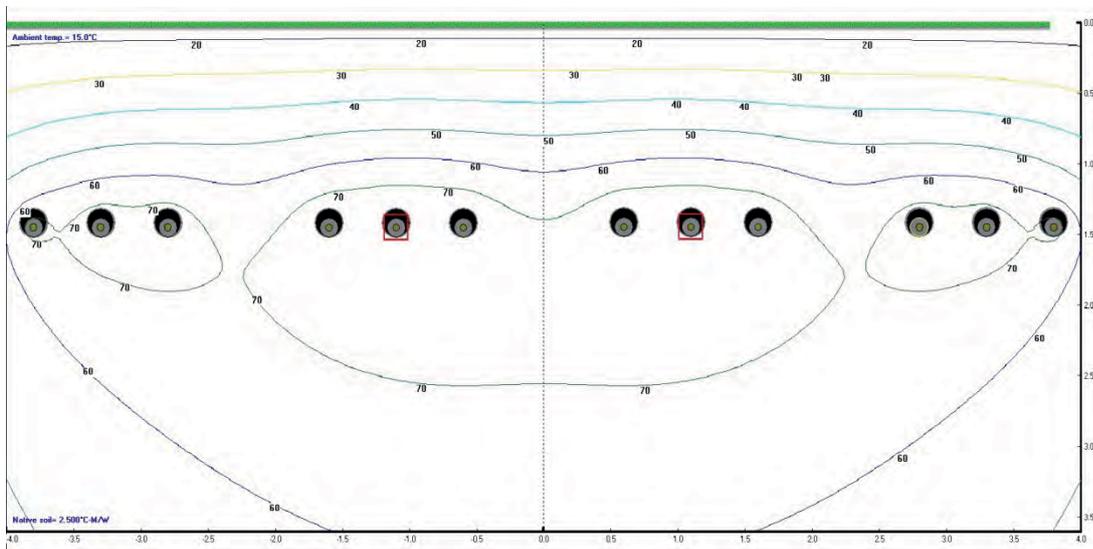


Abbildung 7.70 Variante 2, KSR, $\rho = 2,5$, $m = 0,6$

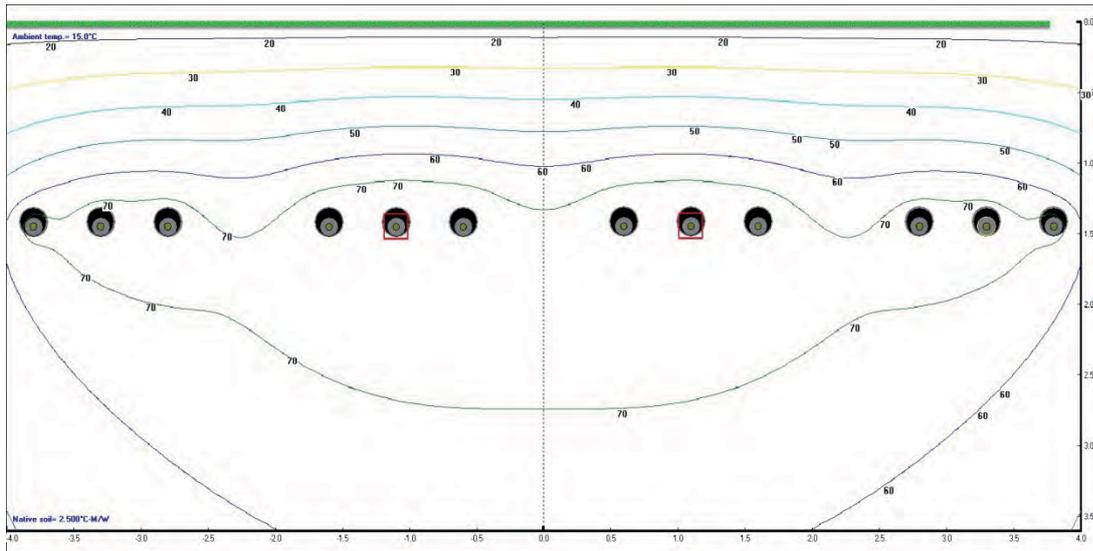


Abbildung 7.71 Variante 2, KSR, $\rho = 2,5$, $m = 0,8$

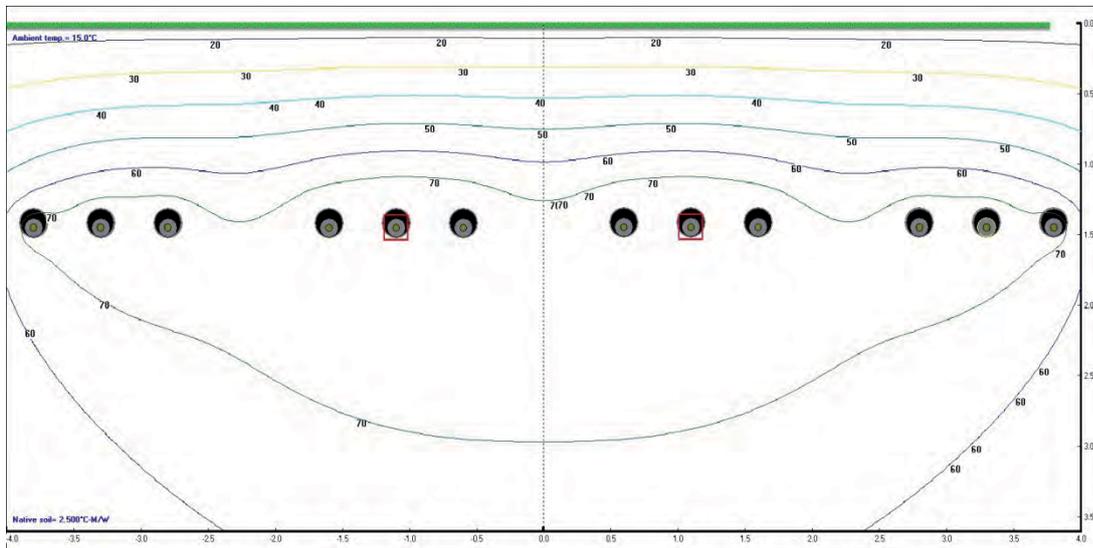


Abbildung 7.72 Variante 2, KSR, $\rho = 2,5$, $m = 1,0$

7.1.3 Variante 3

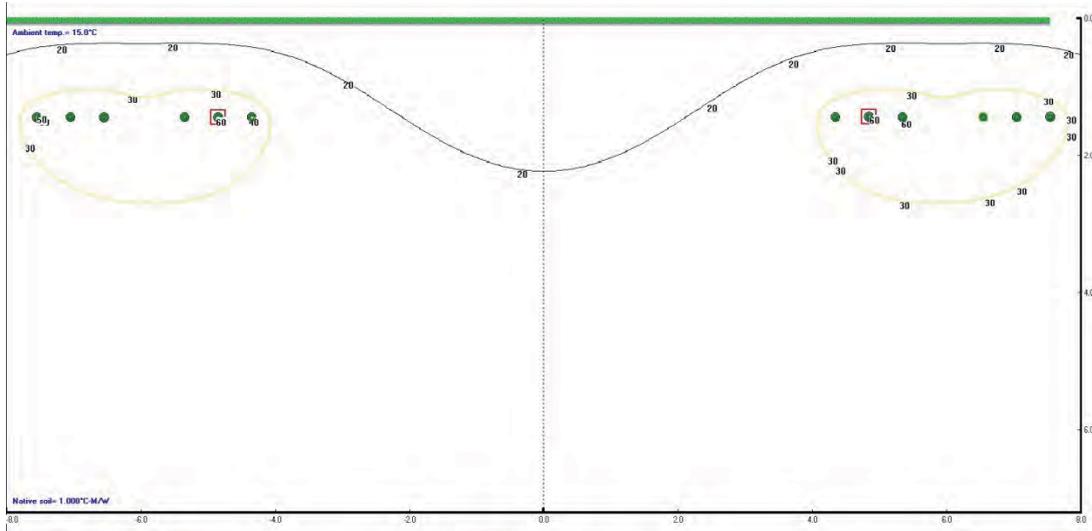


Abbildung 7.73 Variante 3, DVoB, $\rho = 1,0$, $m = 0,6$

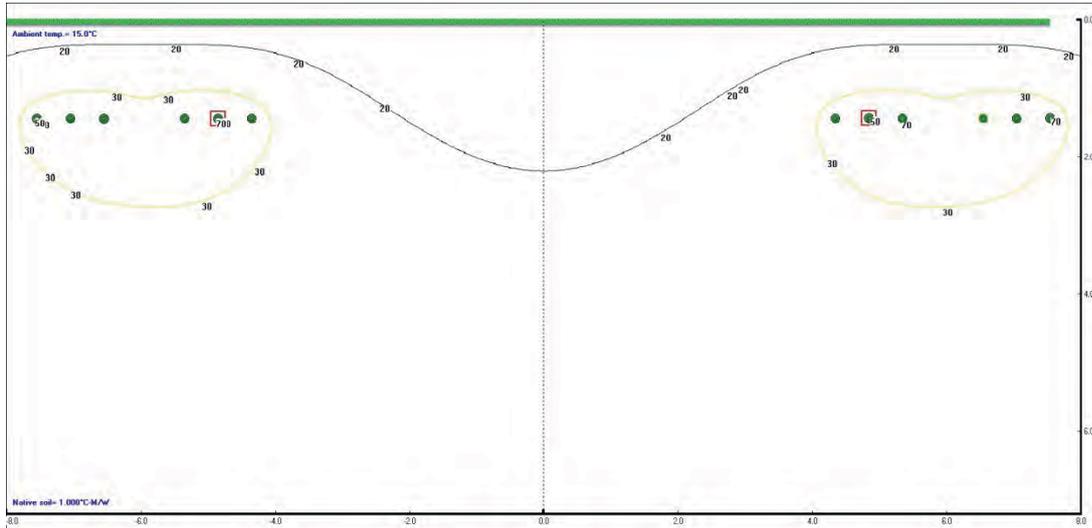


Abbildung 7.74 Variante 3, DVoB, $\rho = 1,0$, $m = 0,8$

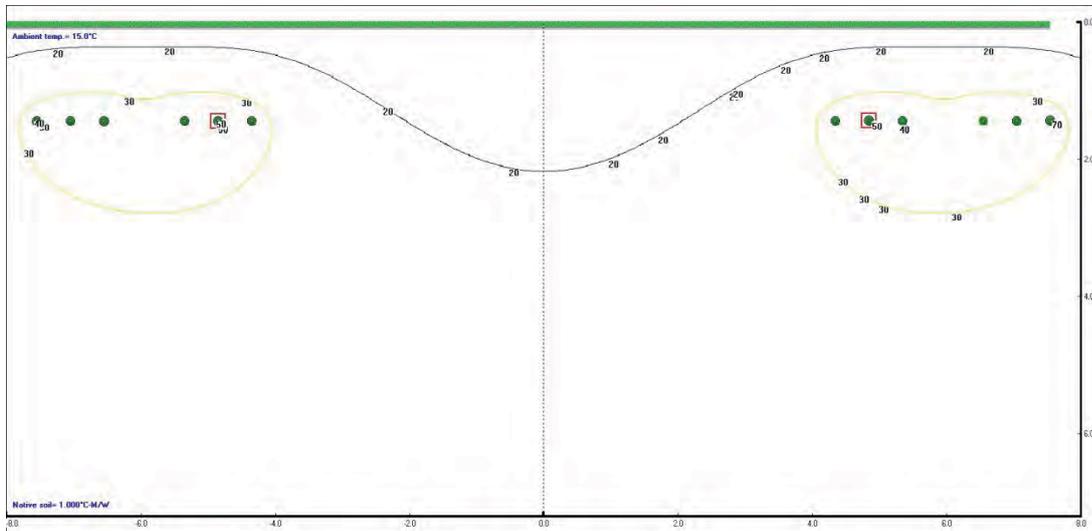


Abbildung 7.75 Variante 3, DVoB, $\rho = 1,0$, $m = 1,0$

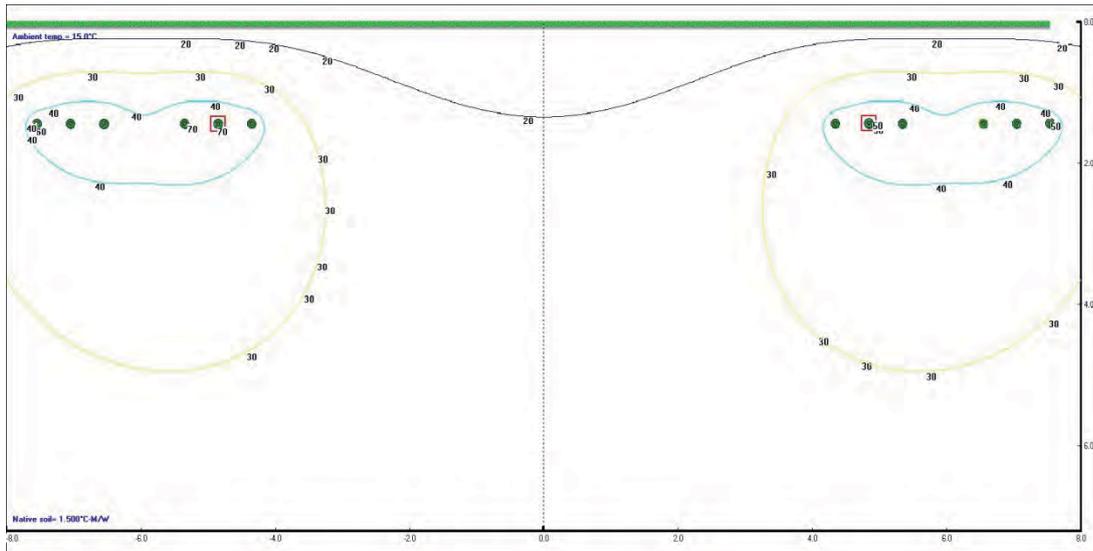


Abbildung 7.76 Variante 3, DVoB, $\rho = 1,5$, $m = 0,6$

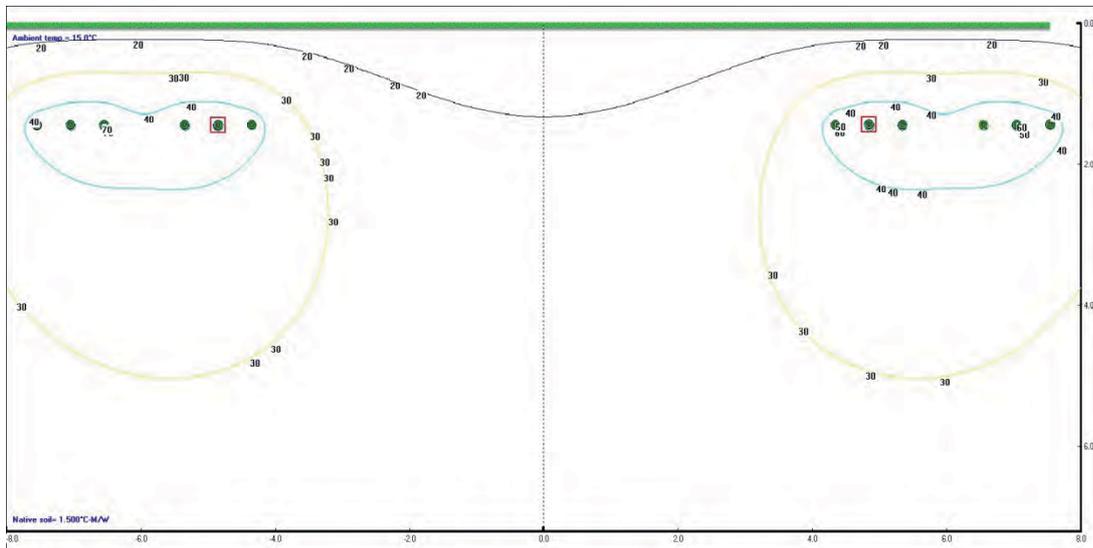


Abbildung 7.77 Variante 3, DVoB, $\rho = 1,5$, $m = 0,8$

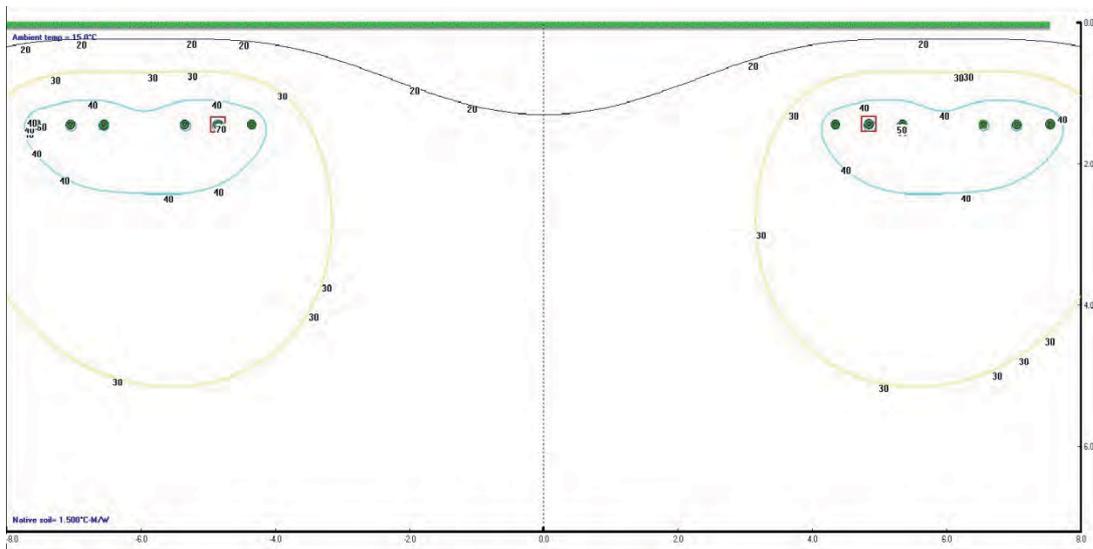


Abbildung 7.78 Variante 3, DVoB, $\rho = 1,5$, $m = 1,0$

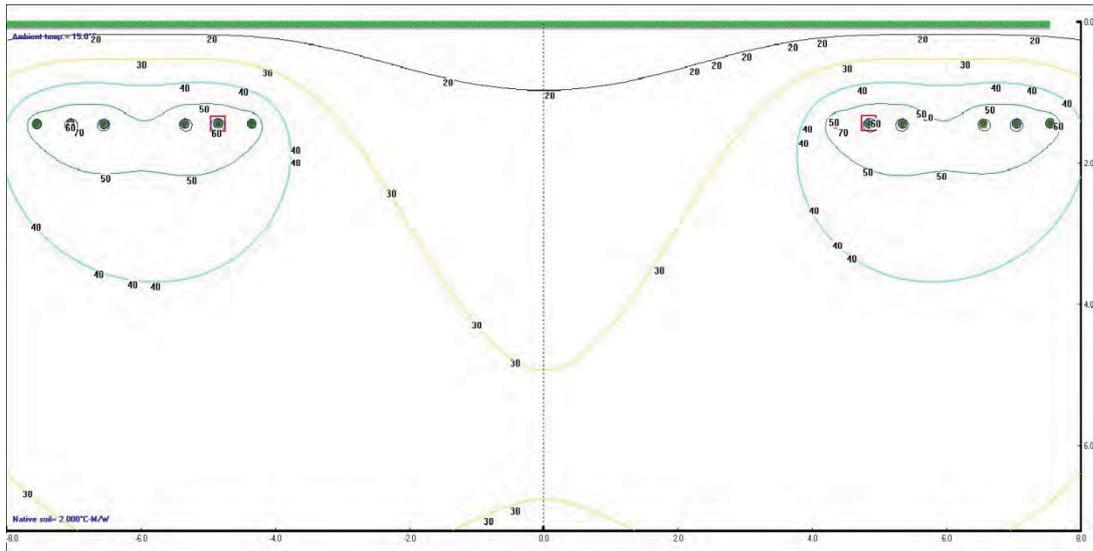


Abbildung 7.79 Variante 3, DVoB, $\rho = 2,0$, $m = 0,6$

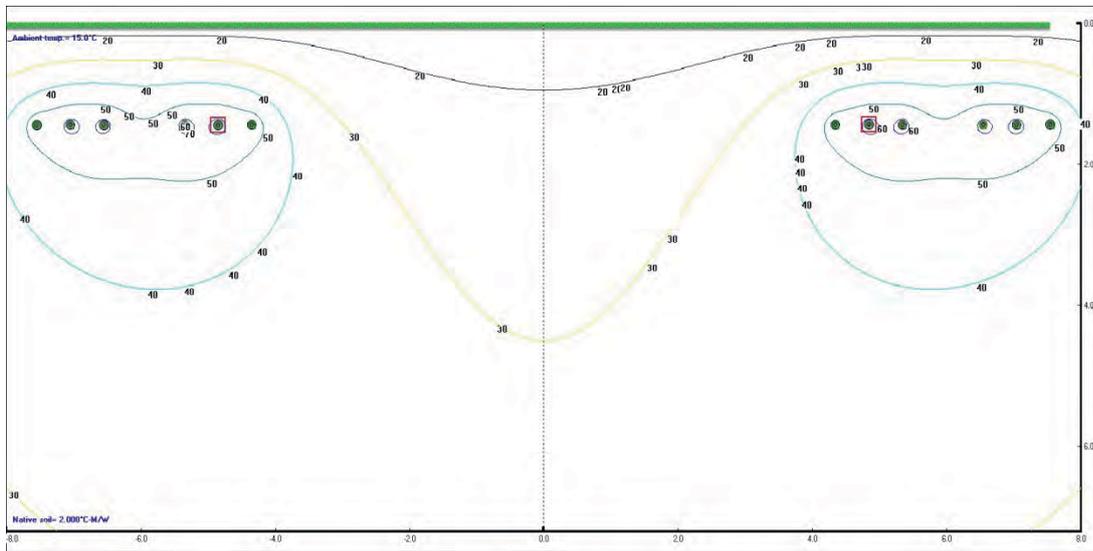


Abbildung 7.80 Variante 3, DVoB, $\rho = 2,0$, $m = 0,8$

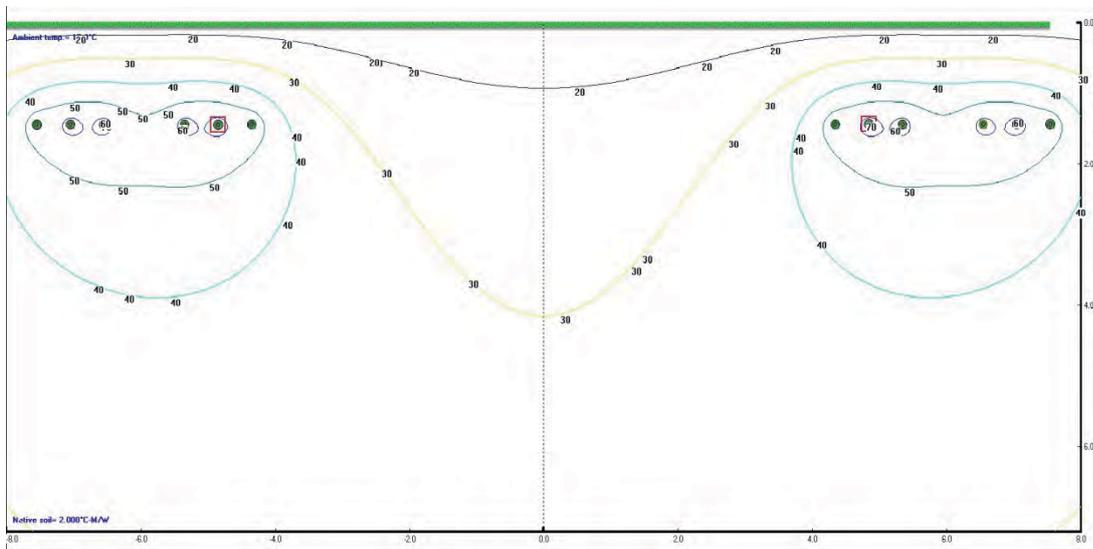


Abbildung 7.81 Variante 3, DVoB, $\rho = 2,0$, $m = 1,0$

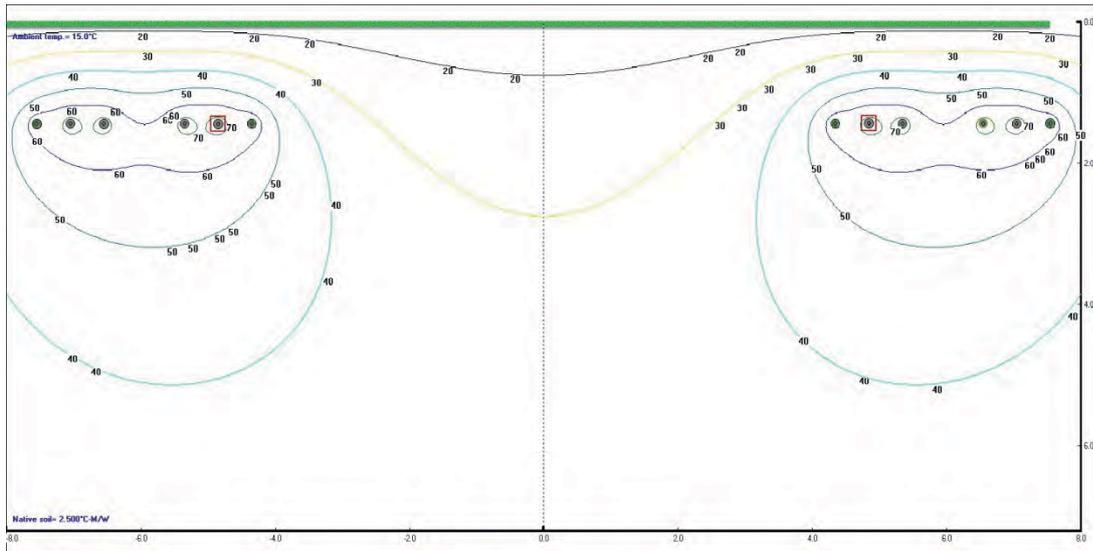


Abbildung 7.82 Variante 3, DVoB, $\rho = 2,5$, $m = 0,6$

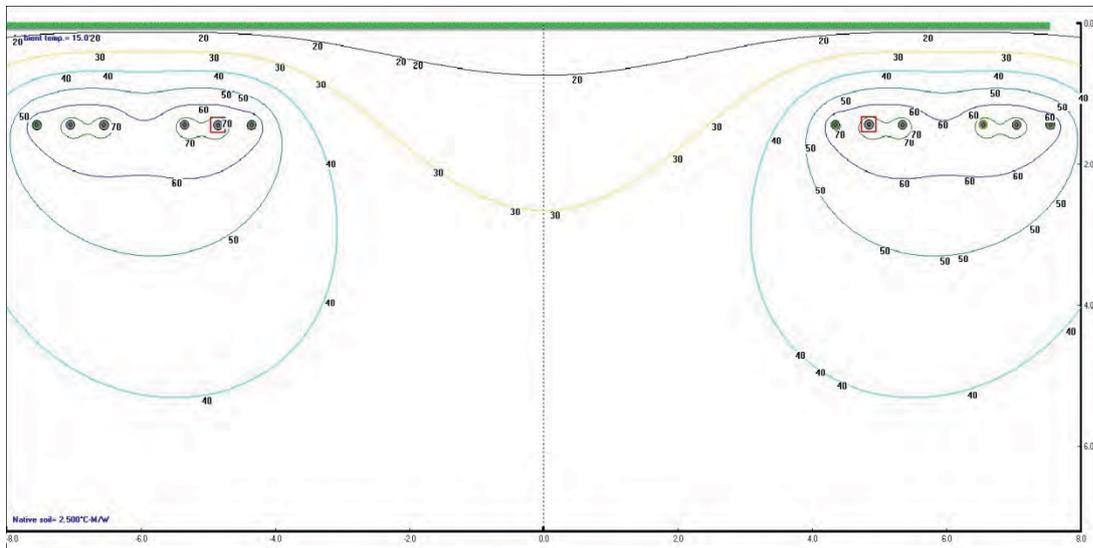


Abbildung 7.83 Variante 3, DVoB, $\rho = 2,5$, $m = 0,8$

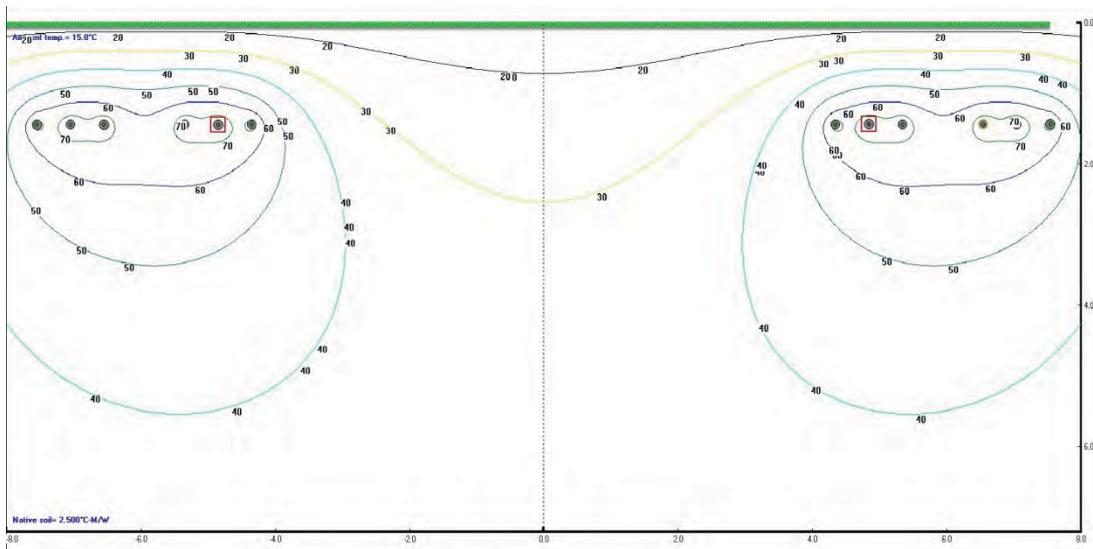


Abbildung 7.84 Variante 3, DVoB, $\rho = 2,5$, $m = 1,0$

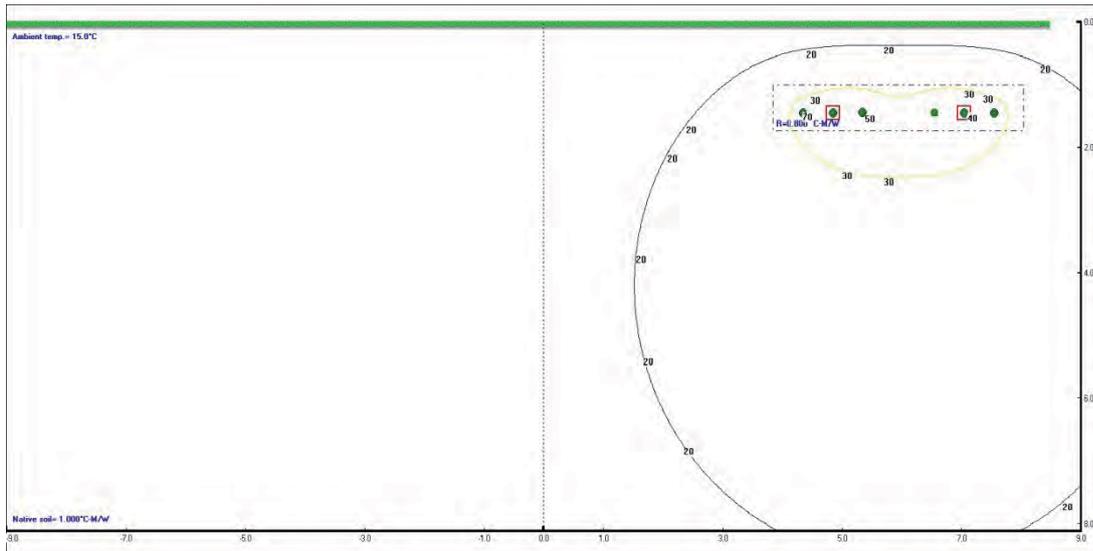


Abbildung 7.85 Variante 3, DVmB, $\rho = 1,0$, $m = 0,6$

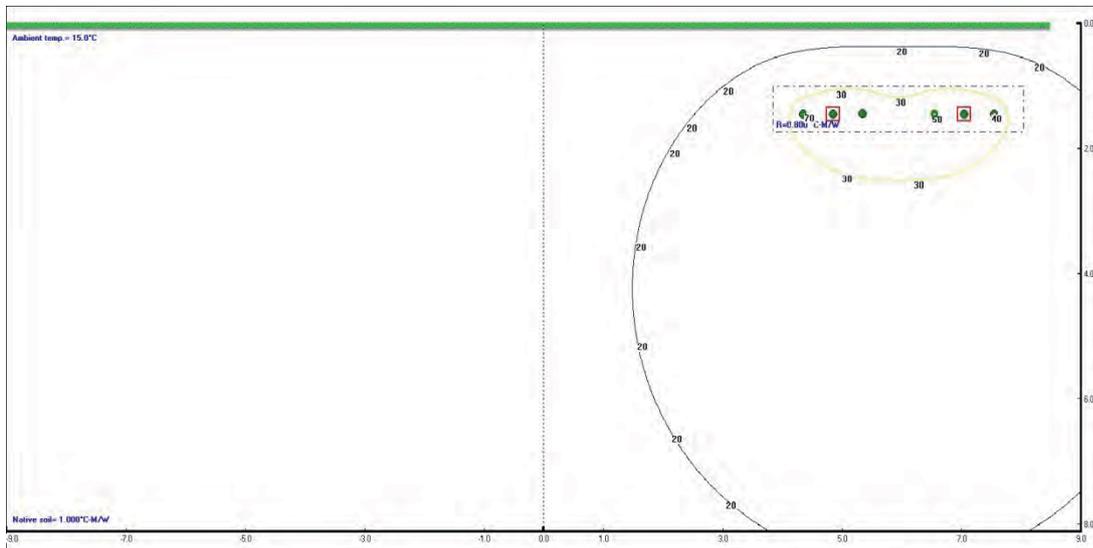


Abbildung 7.86 Variante 3, DVmB, $\rho = 1,0$, $m = 0,8$

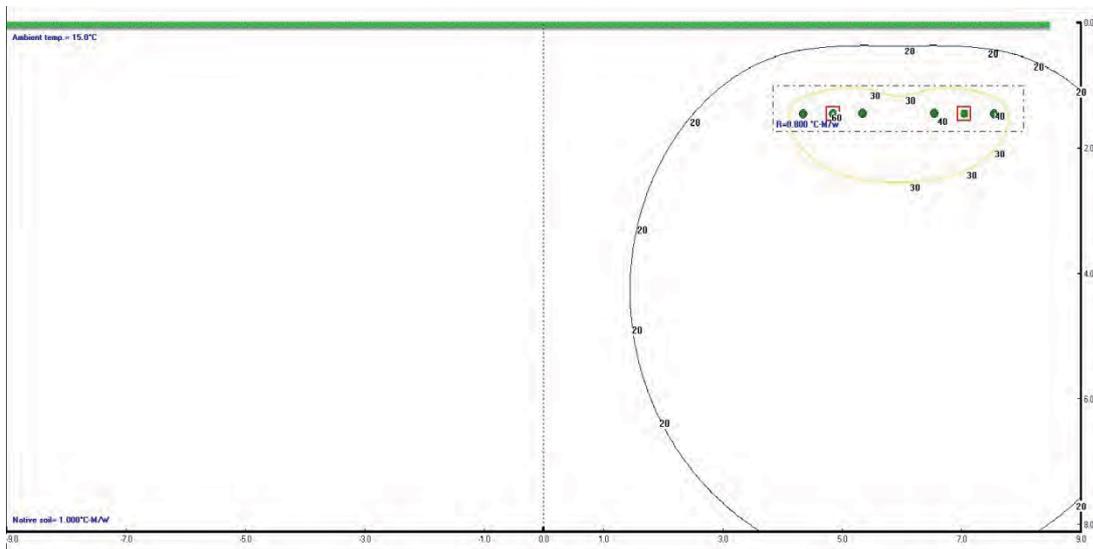


Abbildung 7.87 Variante 3, DVmB, $\rho = 1,0$, $m = 1,0$

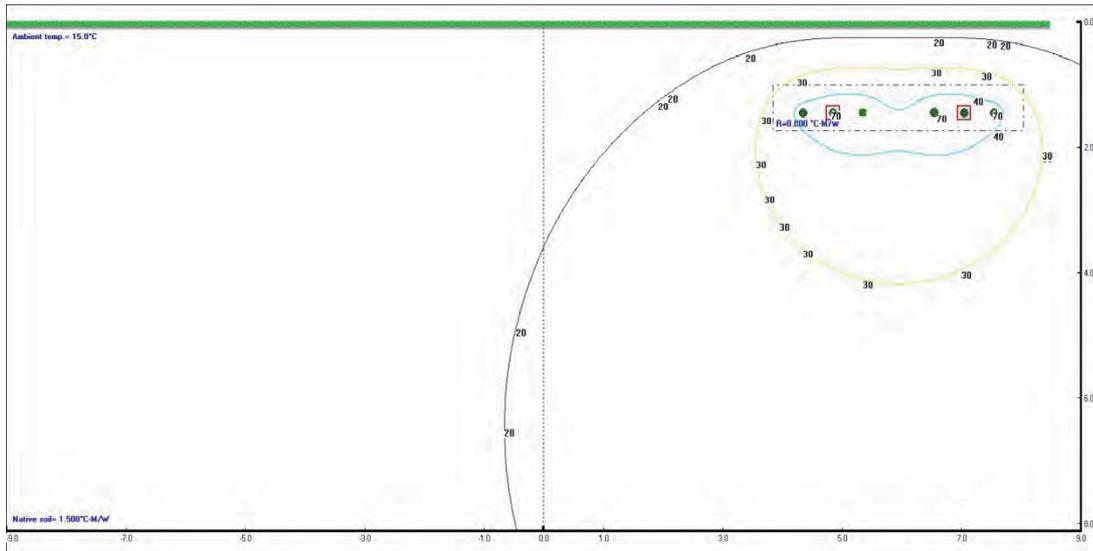


Abbildung 7.88 Variante 3, DVmB, $\rho = 1,5$, $m = 0,6$

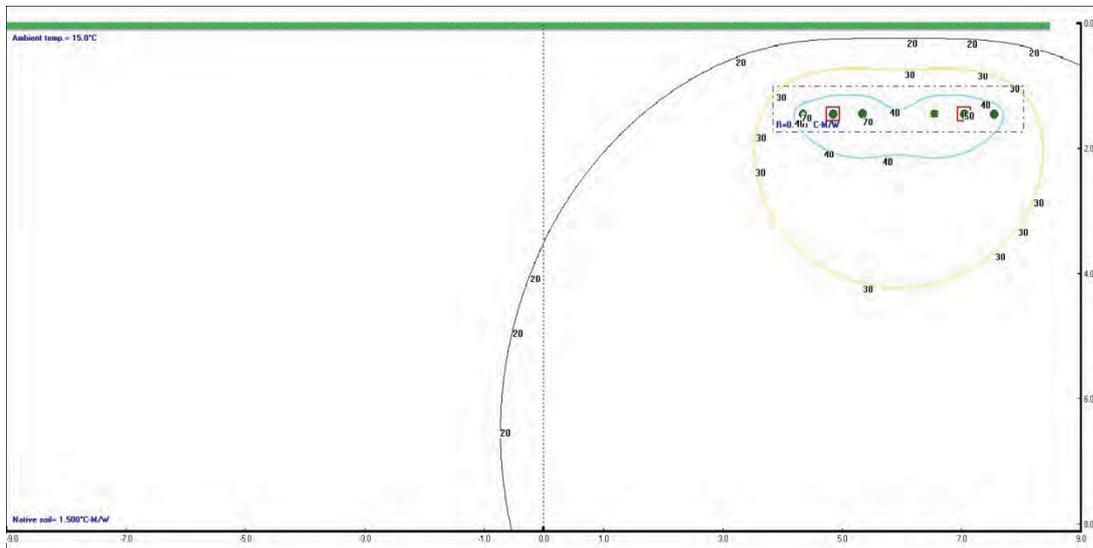


Abbildung 7.89 Variante 3, DVmB, $\rho = 1,5$, $m = 0,8$

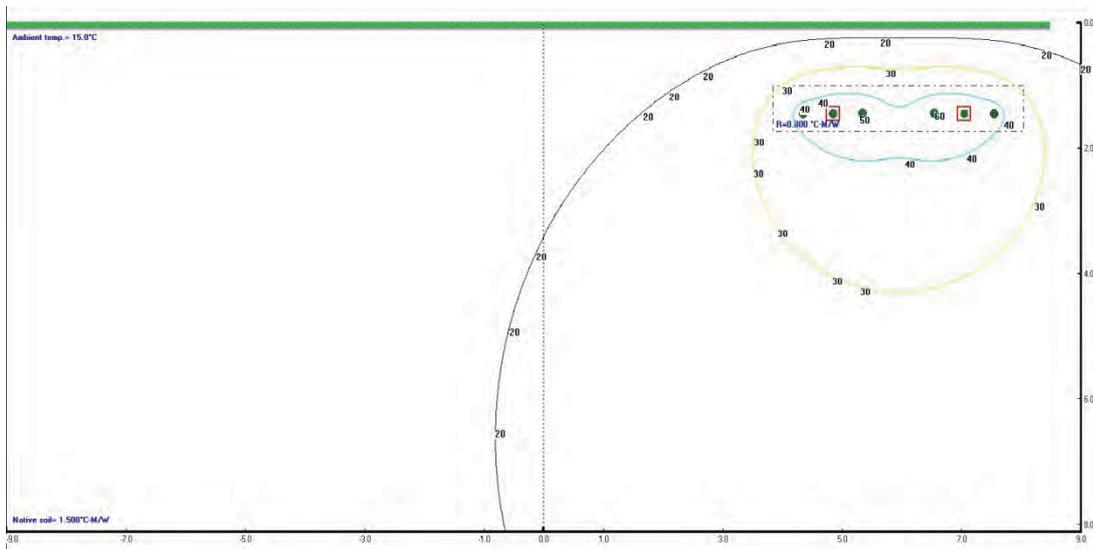


Abbildung 7.90 Variante 3, DVmB, $\rho = 1,5$, $m = 1,0$

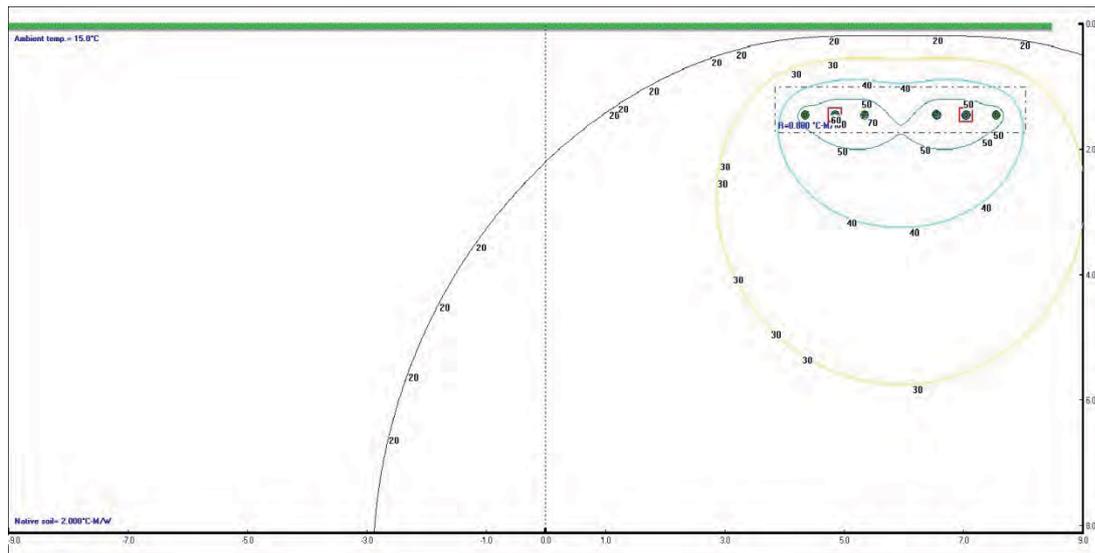


Abbildung 7.91 Variante 3, DVmB, $\rho = 2,0$, $m = 0,6$

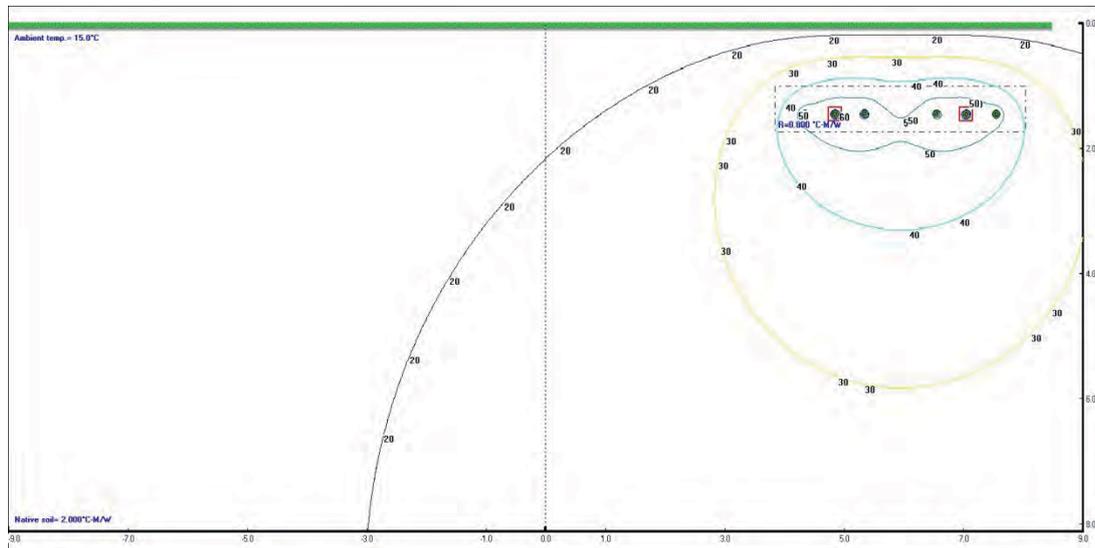


Abbildung 7.92 Variante 3, DVmB, $\rho = 2,0$, $m = 0,8$

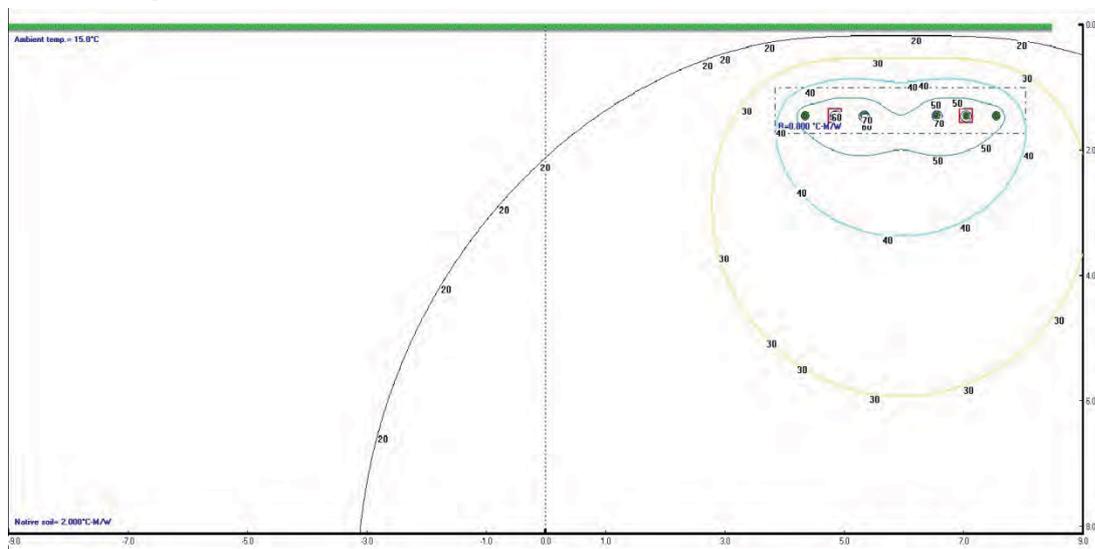


Abbildung 7.93 Variante 3, DVmB, $\rho = 2,0$, $m = 1,0$

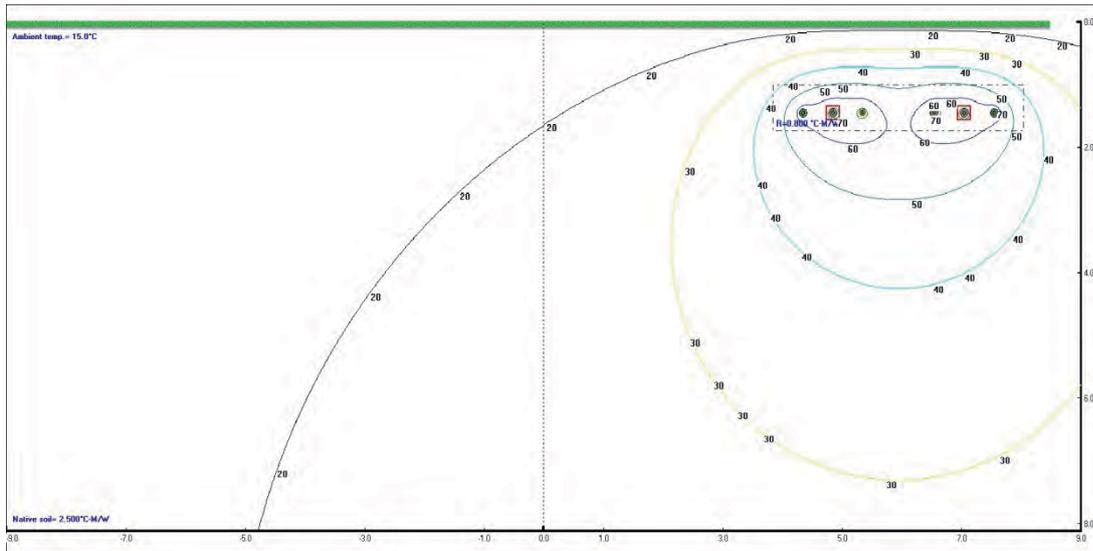


Abbildung 7.94 Variante 3, DVmB, $\rho = 2,5$, $m = 0,6$

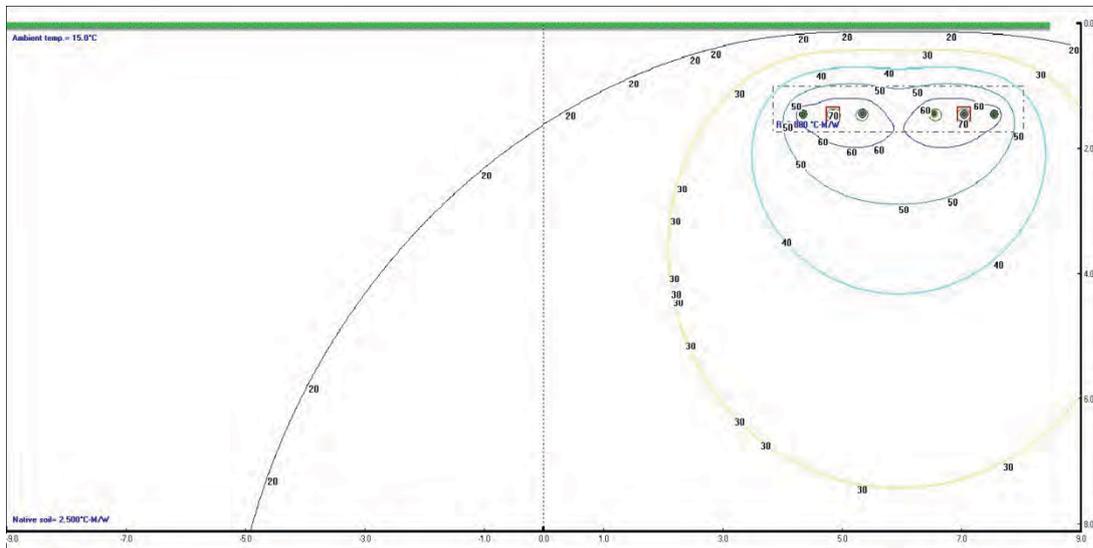


Abbildung 7.95 Variante 3, DVmB, $\rho = 2,5$, $m = 0,8$

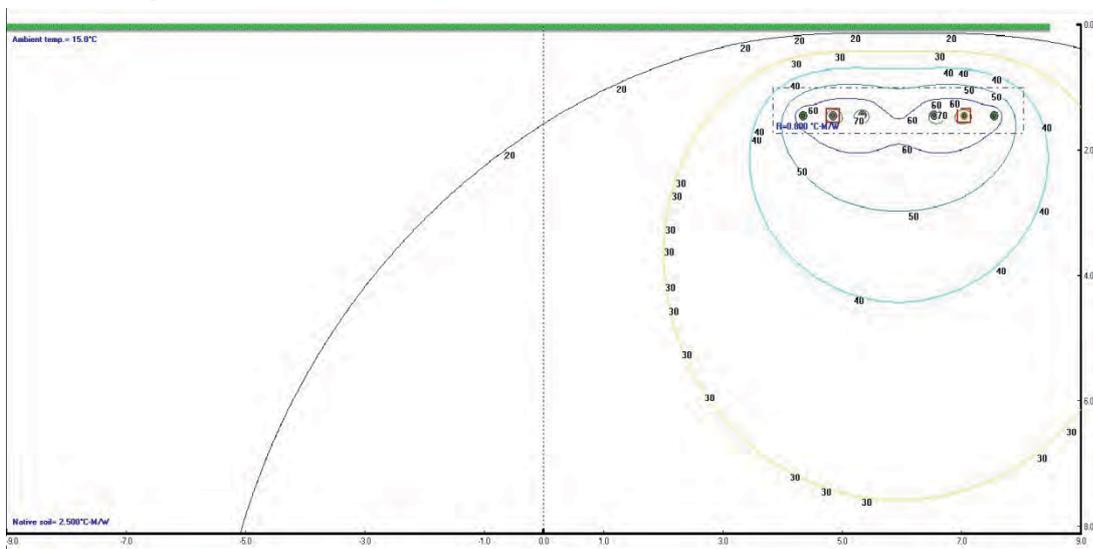


Abbildung 7.96 Variante 3, DVmB, $\rho = 2,5$, $m = 1,0$

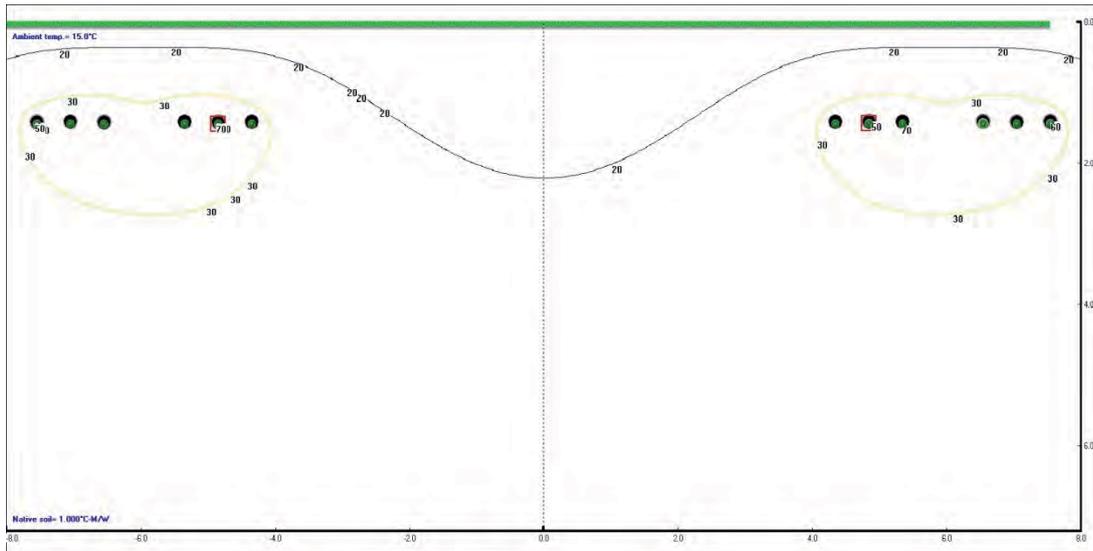


Abbildung 7.97 Variante 3, KSR, $\rho = 1,0$, $m = 0,6$

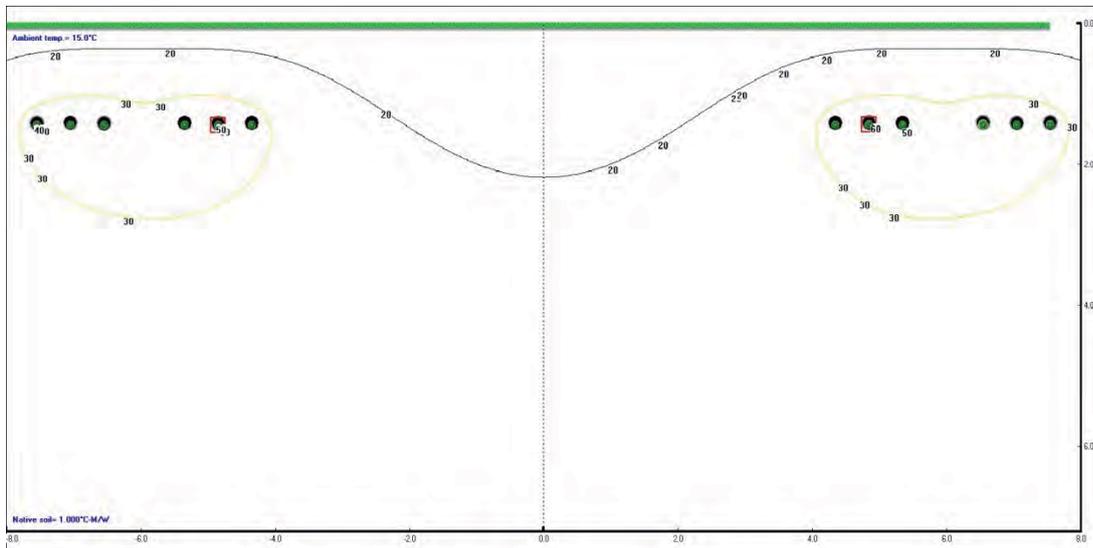


Abbildung 7.98 Variante 3, KSR, $\rho = 1,0$, $m = 0,8$

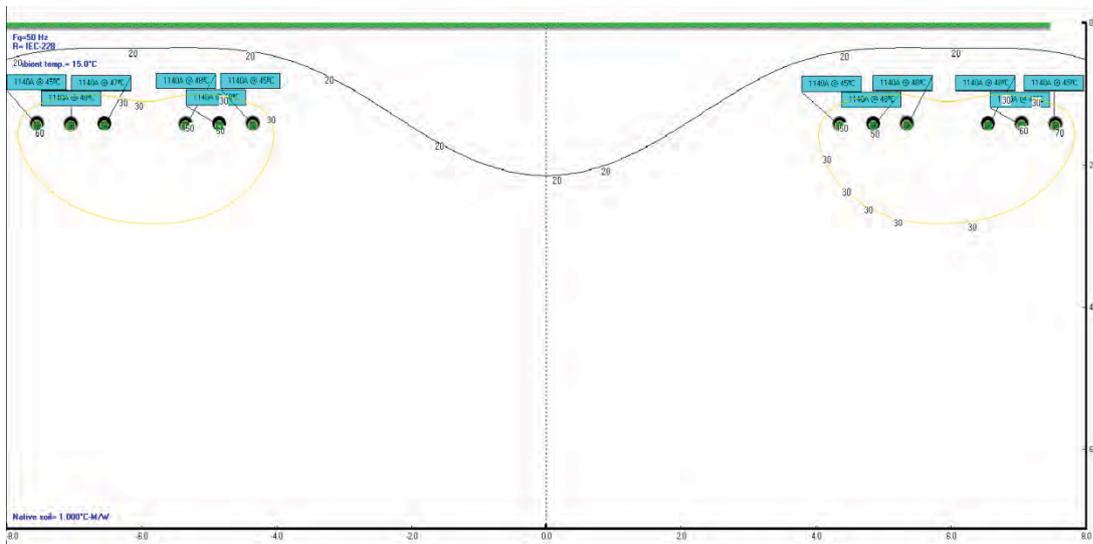


Abbildung 7.99 Variante 3, KSR, $\rho = 1,0$, $m = 1,0$

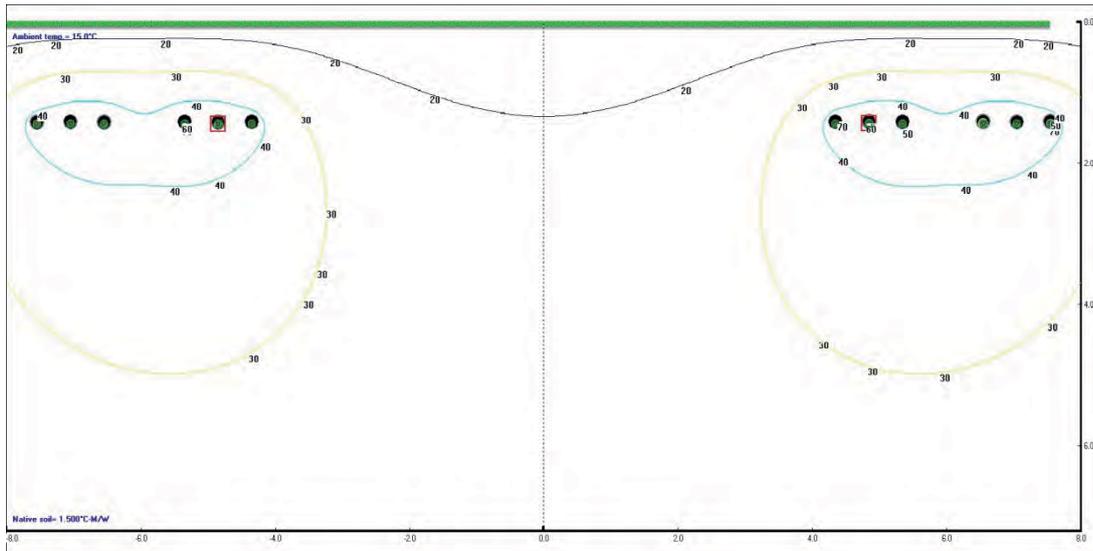


Abbildung 7.100 Variante 3, KSR, $\rho = 1,5$, $m = 0,6$

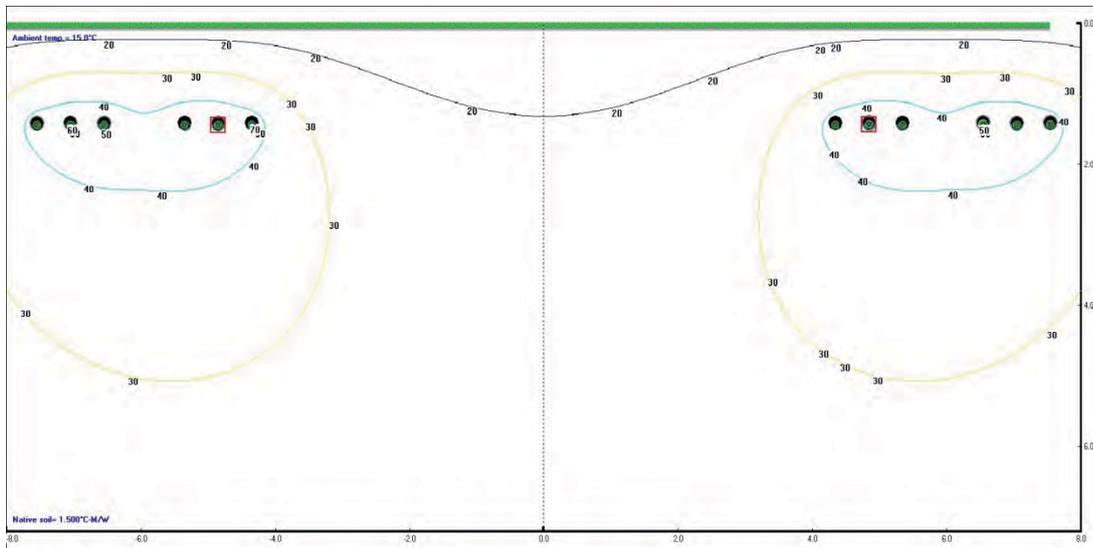


Abbildung 7.101 Variante 3, KSR, $\rho = 1,5$, $m = 0,8$

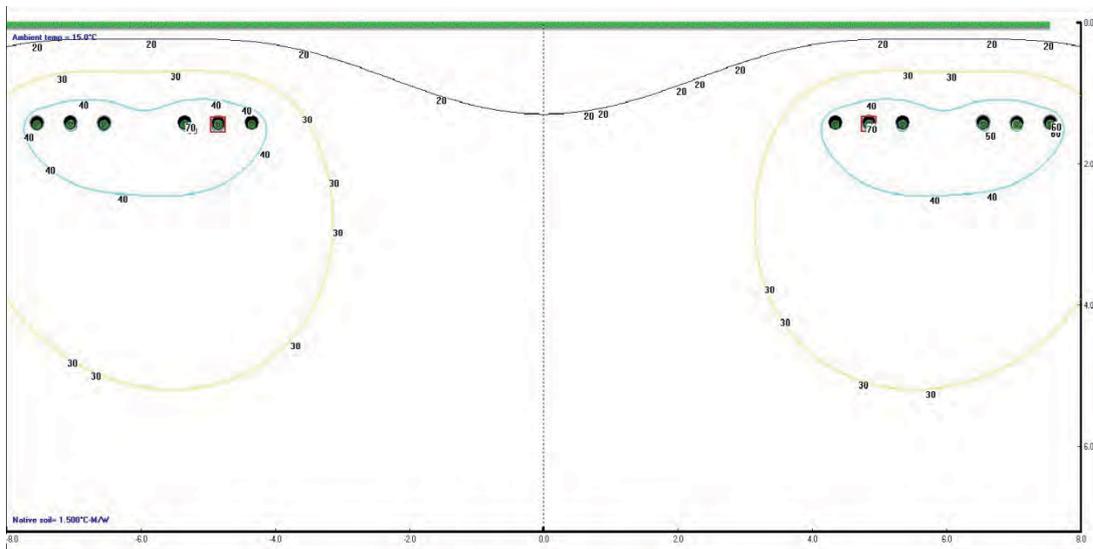


Abbildung 7.102 Variante 3, KSR, $\rho = 1,5$, $m = 1,0$

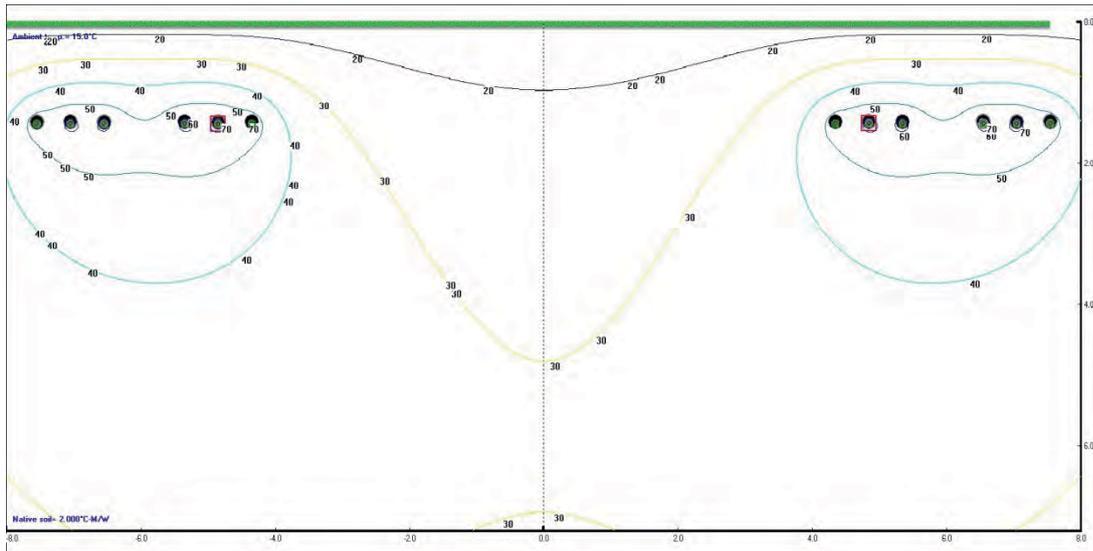


Abbildung 7.103 Variante 3, KSR, $\rho = 2,0$, $m = 0,6$

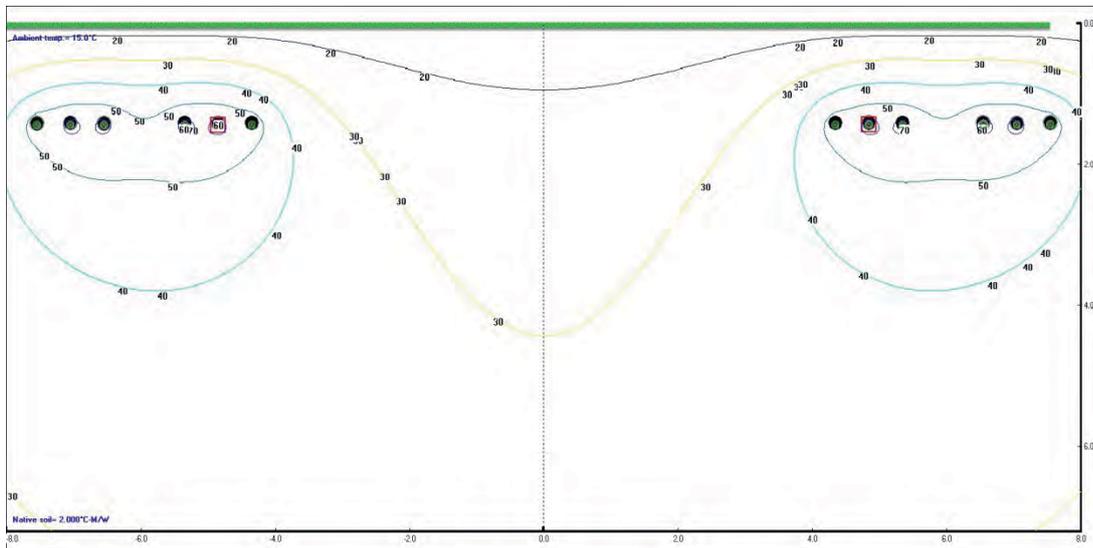


Abbildung 7.104 Variante 3, KSR, $\rho = 2,0$, $m = 0,8$

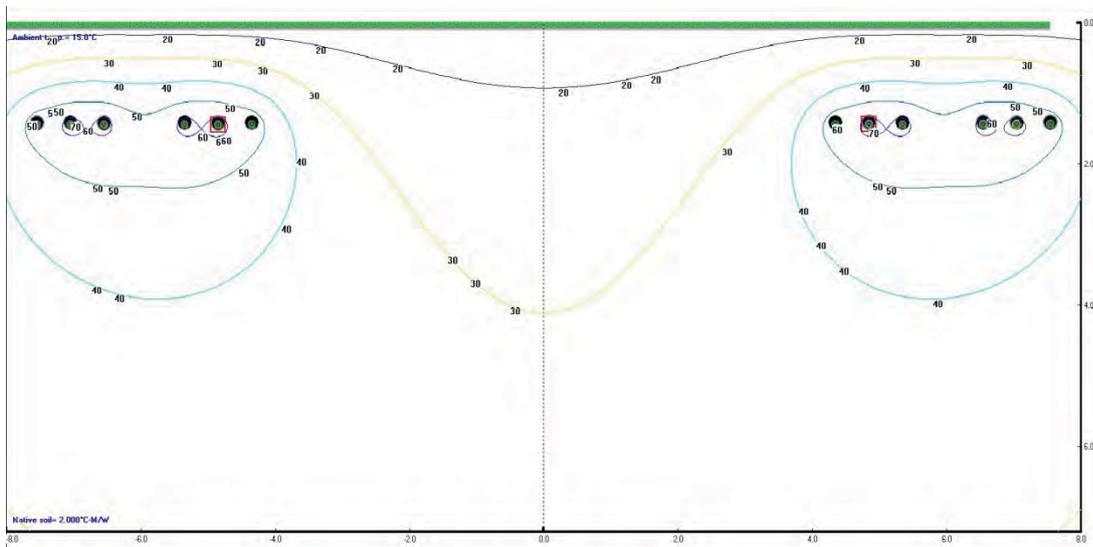


Abbildung 7.105 Variante 3, KSR, $\rho = 2,0$, $m = 1,0$

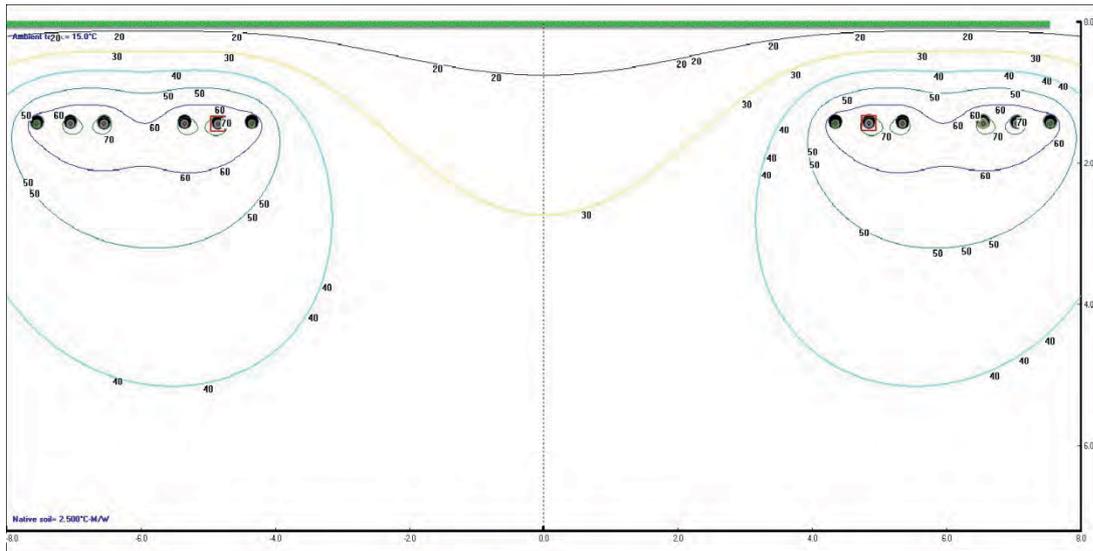


Abbildung 7.106 Variante 3, KSR, $\rho = 2,5$, $m = 0,6$

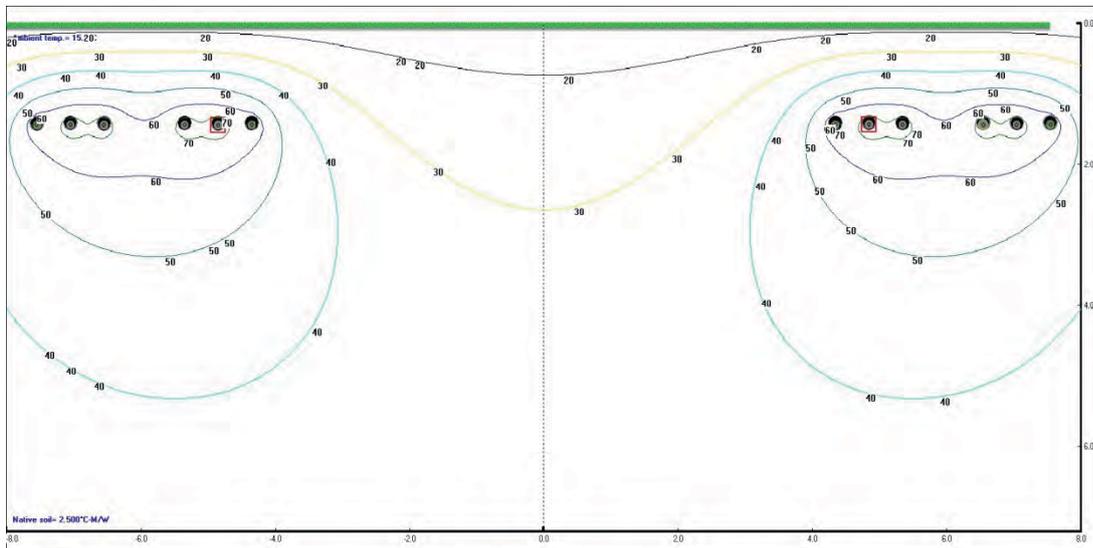


Abbildung 7.107 Variante 3, KSR, $\rho = 2,5$, $m = 0,8$

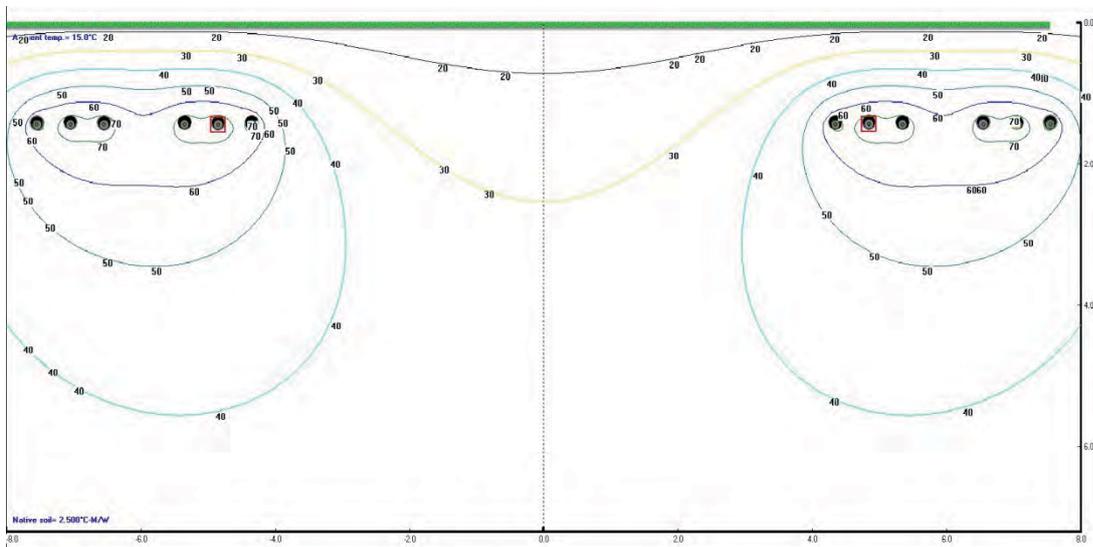


Abbildung 7.108 Variante 3, KSR, $\rho = 2,5$, $m = 1,0$

7.2 HGÜ: Maximale Temperaturen

7.2.1 Variante 1

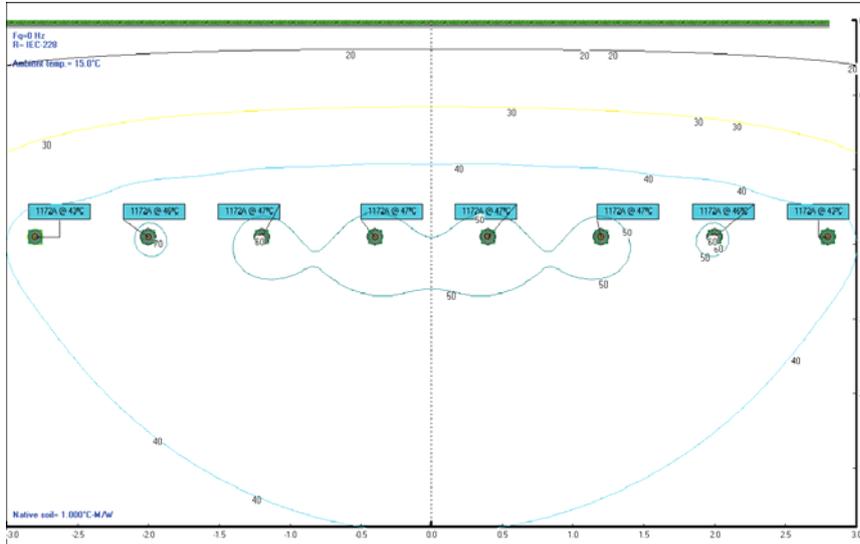


Abbildung 7.109 Variante 1, DVoB, $\rho = 1,0$, $m = 0,6$

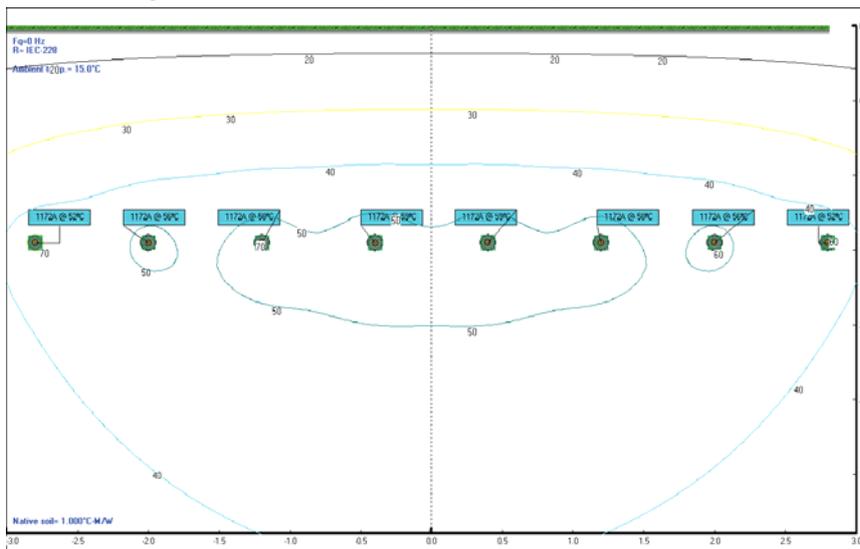


Abbildung 7.110 Variante 1, DVoB, $\rho = 1,0$, $m = 0,8$

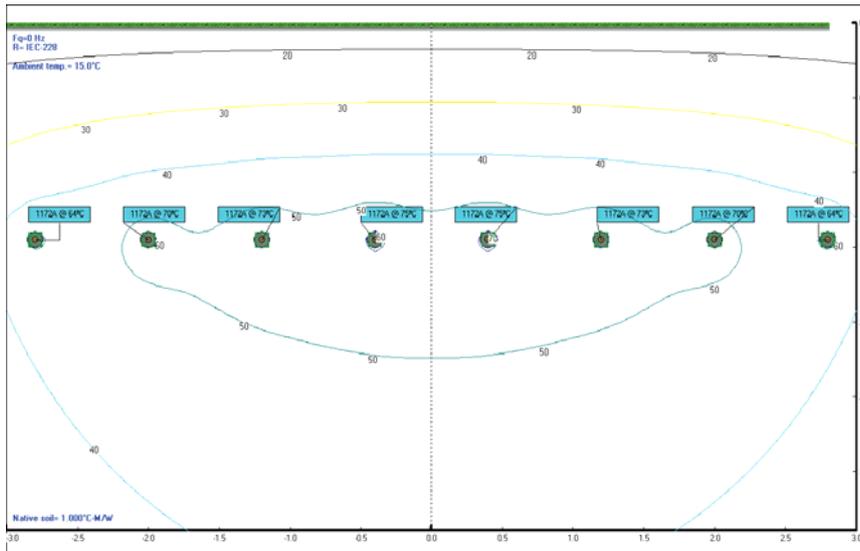


Abbildung 7.111 Variante 1, DVoB, $\rho = 1,0$, $m = 1,0$

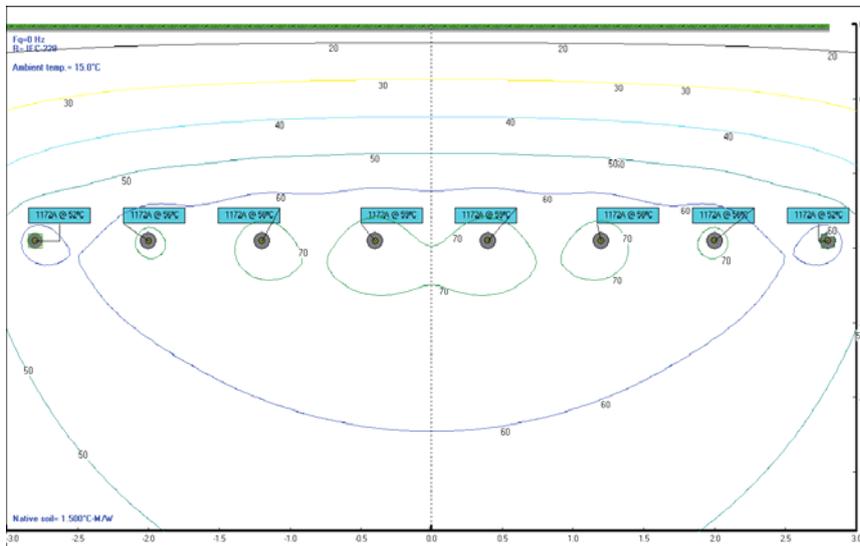


Abbildung 7.112 Variante 1, DVoB, $\rho = 1,5$, $m = 0,6$

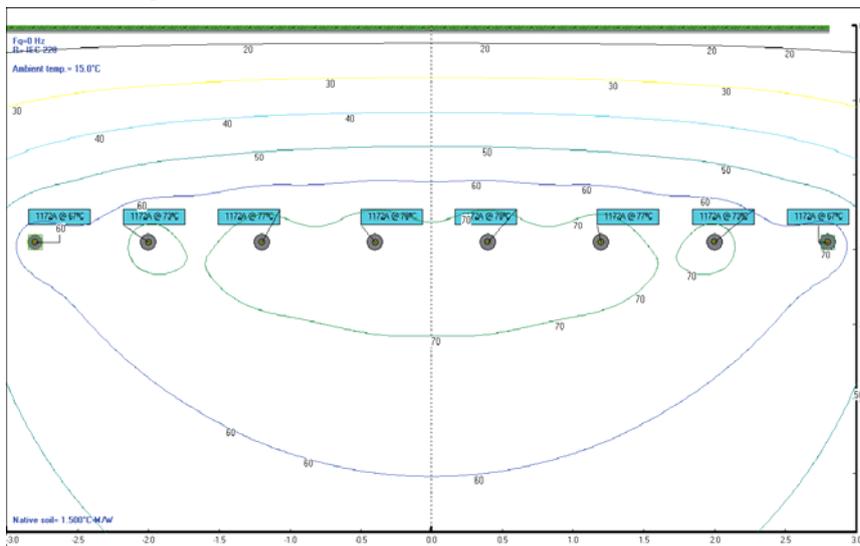


Abbildung 7.113 Variante 1, DVoB, $\rho = 1,5$, $m = 0,8$

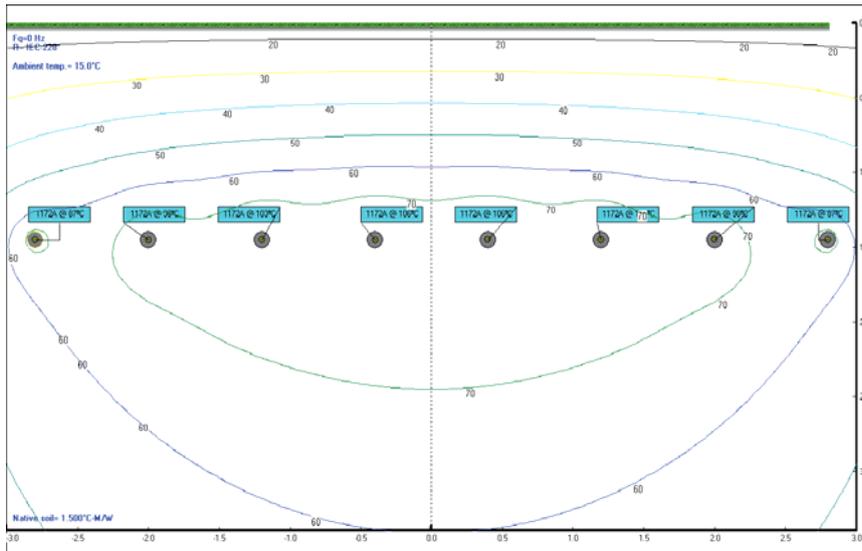


Abbildung 7.114 Variante 1, DVoB, $\rho = 1,5$, $m = 1,0$

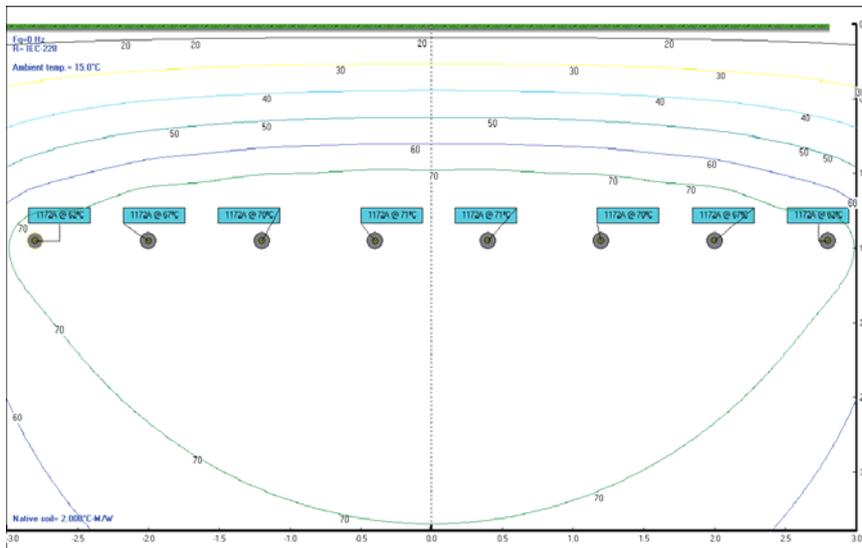


Abbildung 7.115 Variante 1, DVoB, $\rho = 2,0$, $m = 0,6$

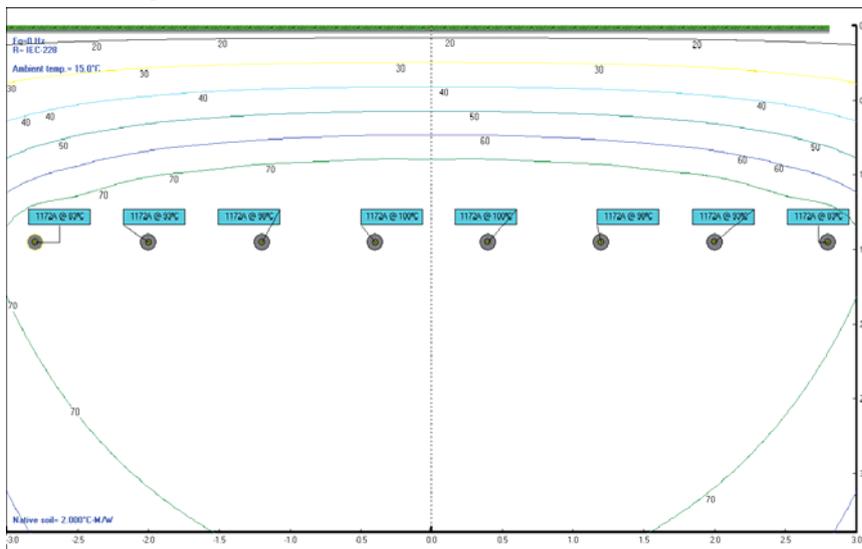


Abbildung 7.116 Variante 1, DVoB, $\rho = 2,0$, $m = 0,8$

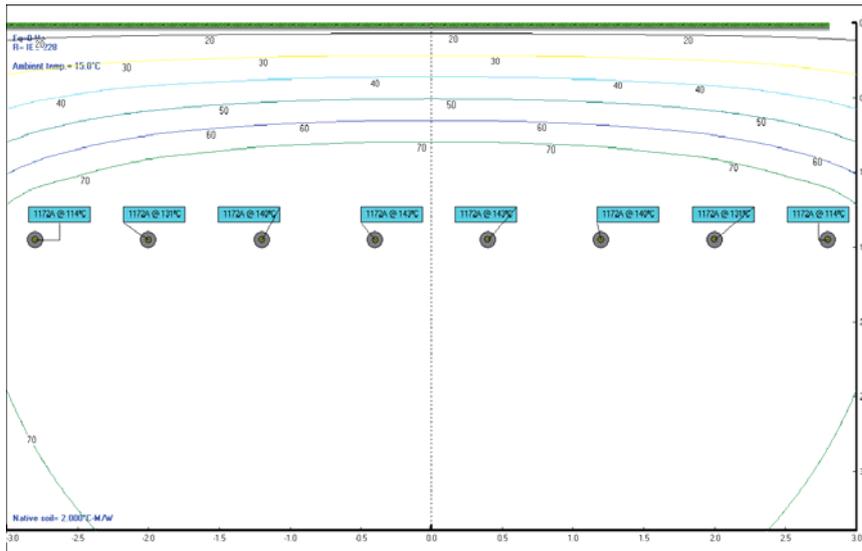


Abbildung 7.117 Variante 1, DVoB, $\rho = 2,0$, $m = 1,0$

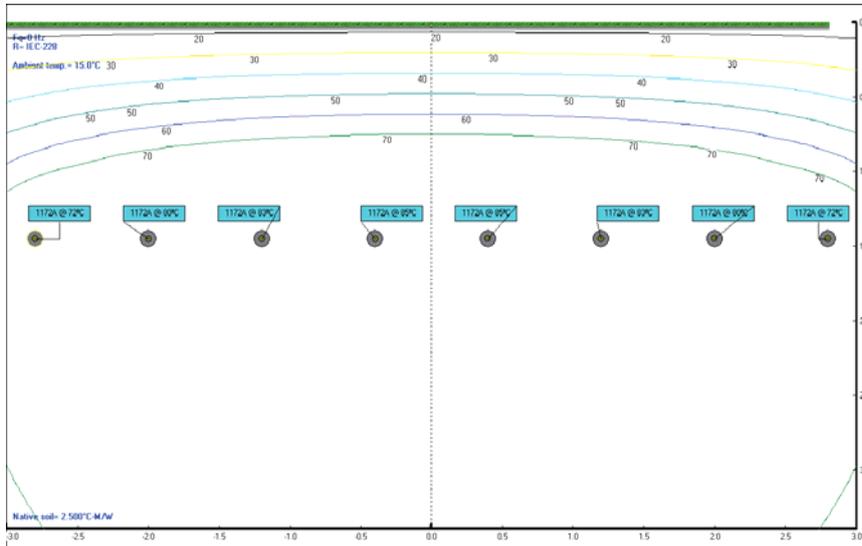


Abbildung 7.118 Variante 1, DVoB, $\rho = 2,5$, $m = 0,6$

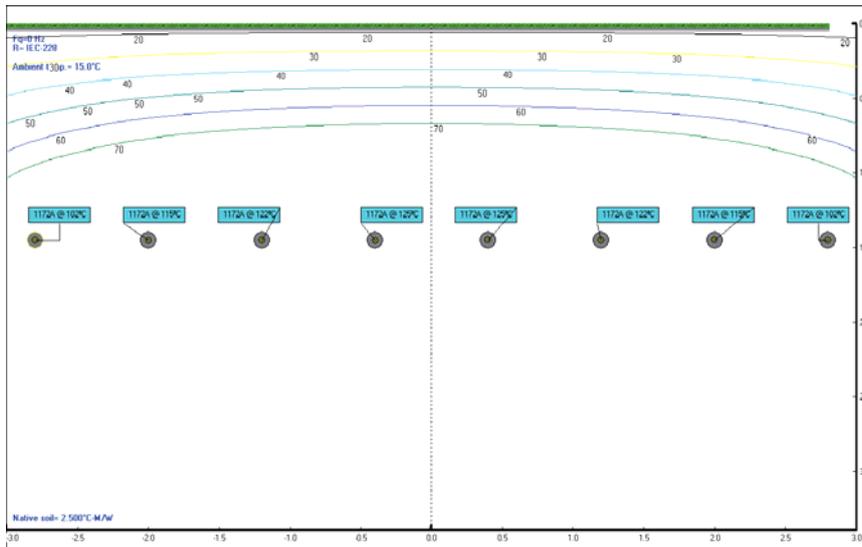


Abbildung 7.119 Variante 1, DVoB, $\rho = 2,5$, $m = 0,8$

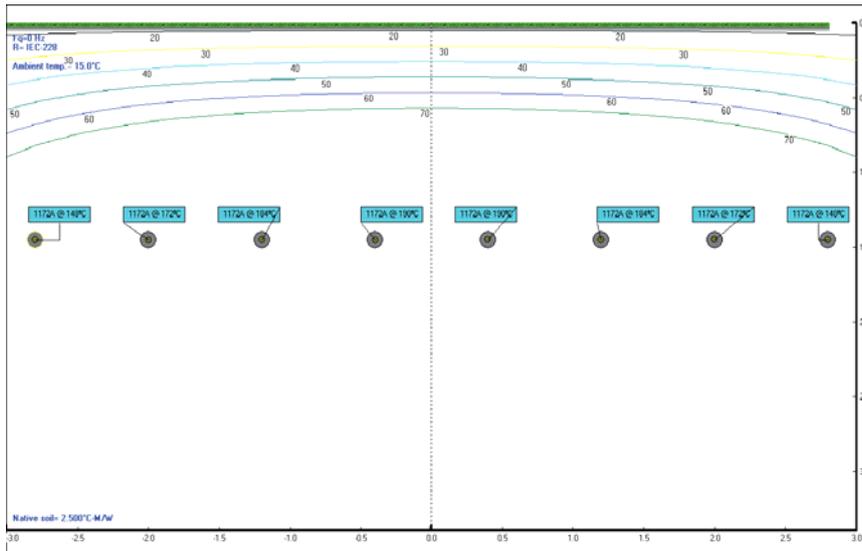


Abbildung 7.120 Variante 1, DVoB, $\rho = 2,5$, $m = 1,0$

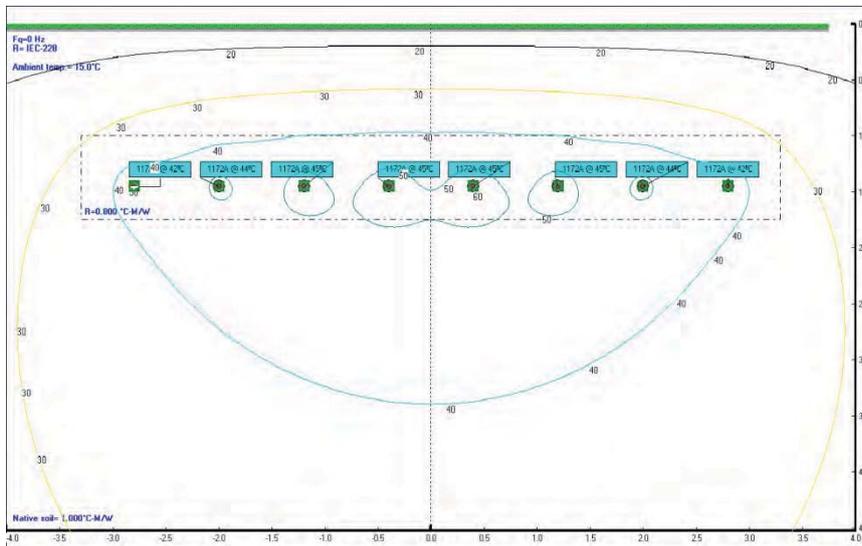


Abbildung 7.121 Variante 1, DVmB, $\rho = 1,0$, $m = 0,6$

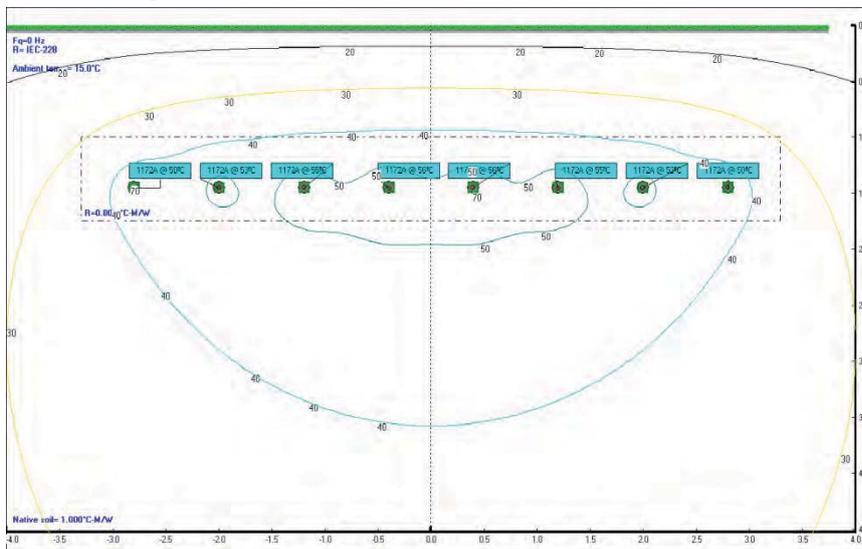


Abbildung 7.122 Variante 1, DVmB, $\rho = 1,0$, $m = 0,8$

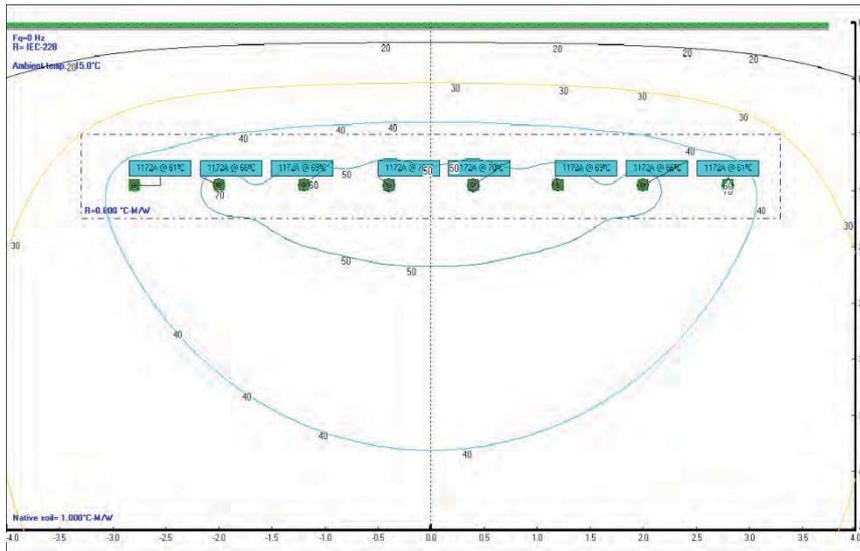


Abbildung 7.123 Variante 1, DVmB, $\rho = 1,0$, $m = 1,0$

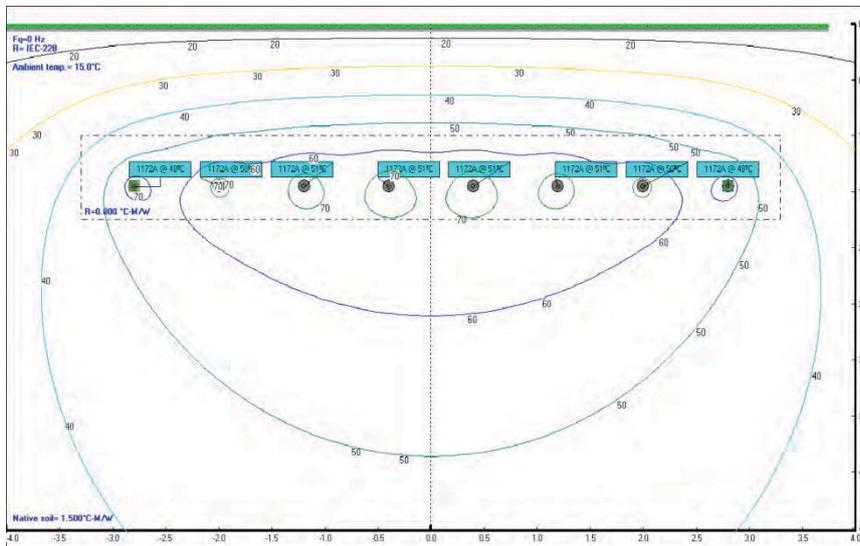


Abbildung 7.124 Variante 1, DVmB, $\rho = 1,5$, $m = 0,6$

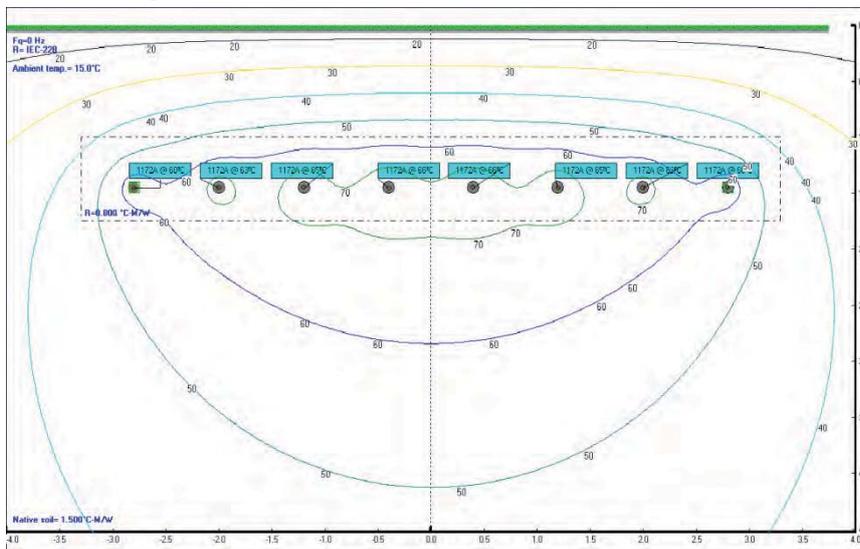


Abbildung 7.125 Variante 1, DVmB, $\rho = 1,5$, $m = 0,8$

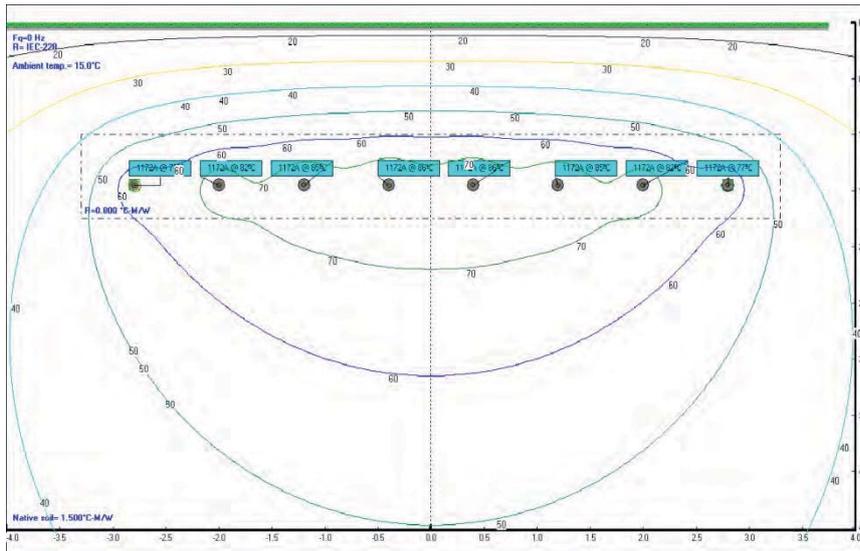


Abbildung 7.126 Variante 1, DVmB, $\rho = 1,5$, $m = 1,0$

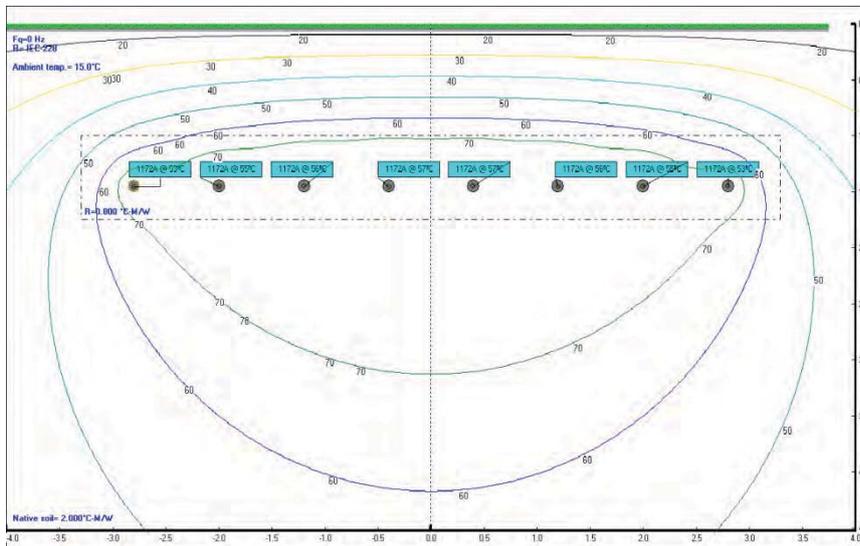


Abbildung 7.127 Variante 1, DVmB, $\rho = 2,0$, $m = 0,6$

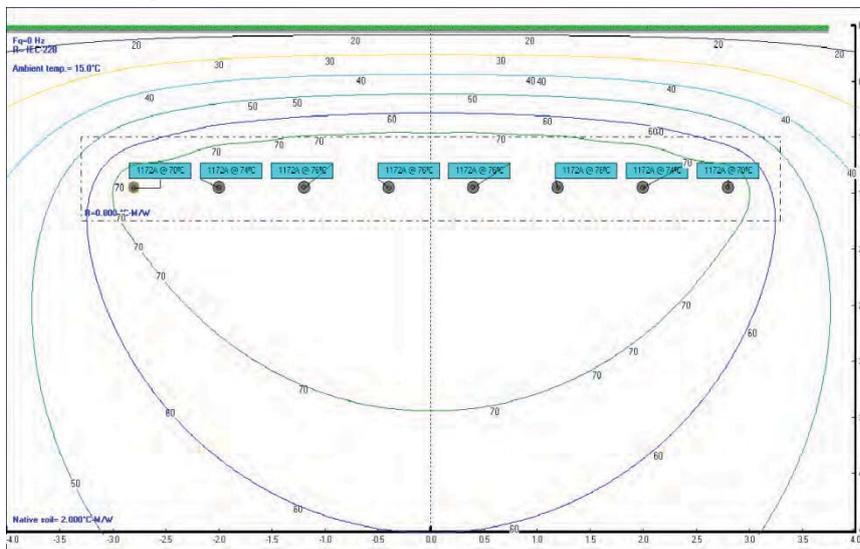


Abbildung 7.128 Variante 1, DVmB, $\rho = 2,0$, $m = 0,8$

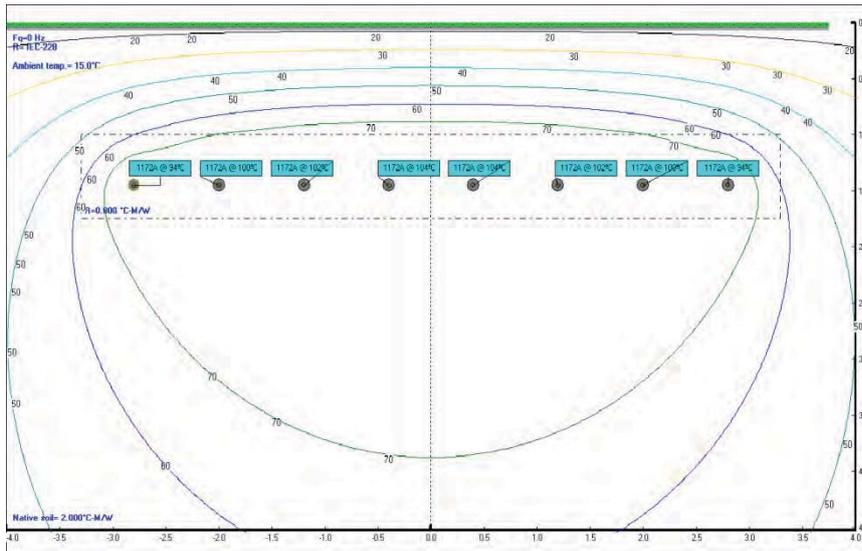


Abbildung 7.129 Variante 1, DVmB, $\rho = 2,0$, $m = 1,0$

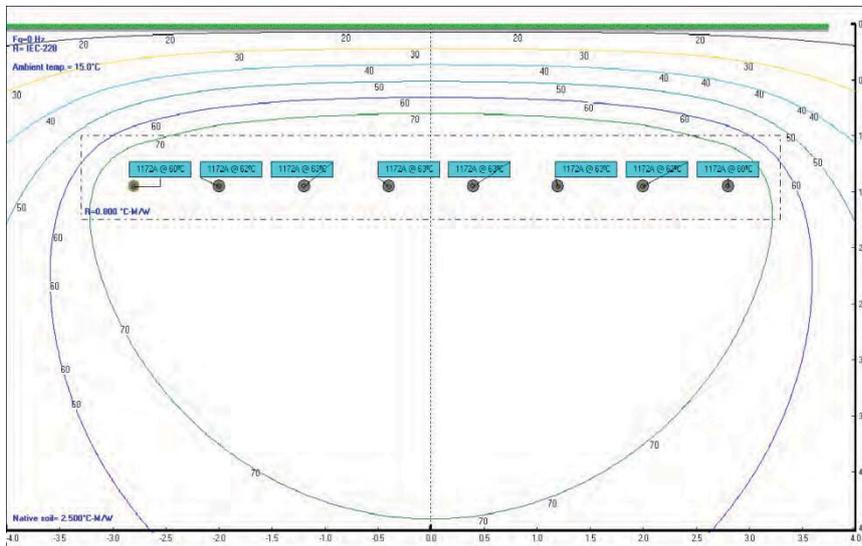


Abbildung 7.130 Variante 1, DVmB, $\rho = 2,5$, $m = 0,6$

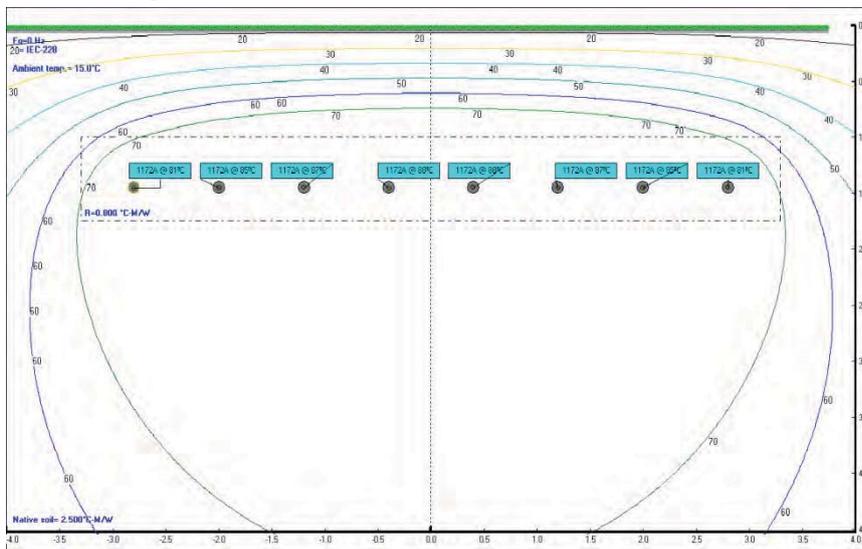


Abbildung 7.131 Variante 1, DVmB, $\rho = 2,5$, $m = 0,8$

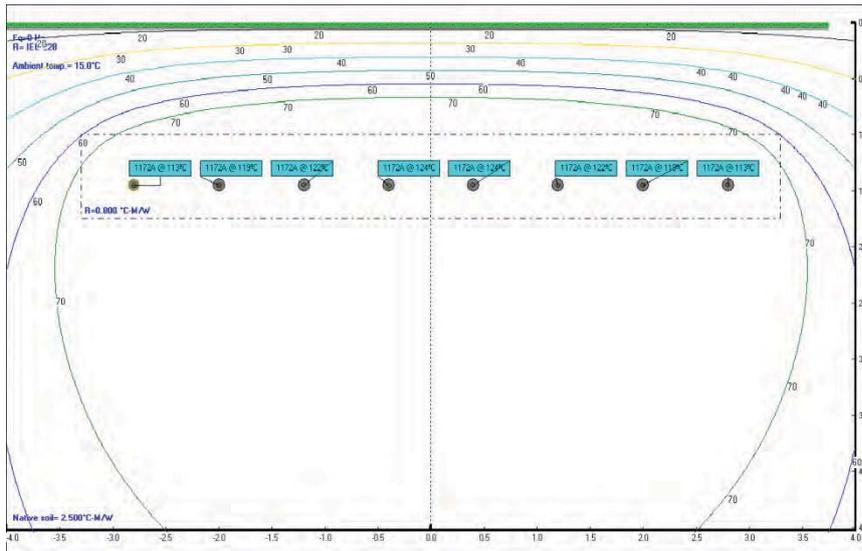


Abbildung 7.132 Variante 1, DVmB, $\rho = 2,5$, $m = 1,0$

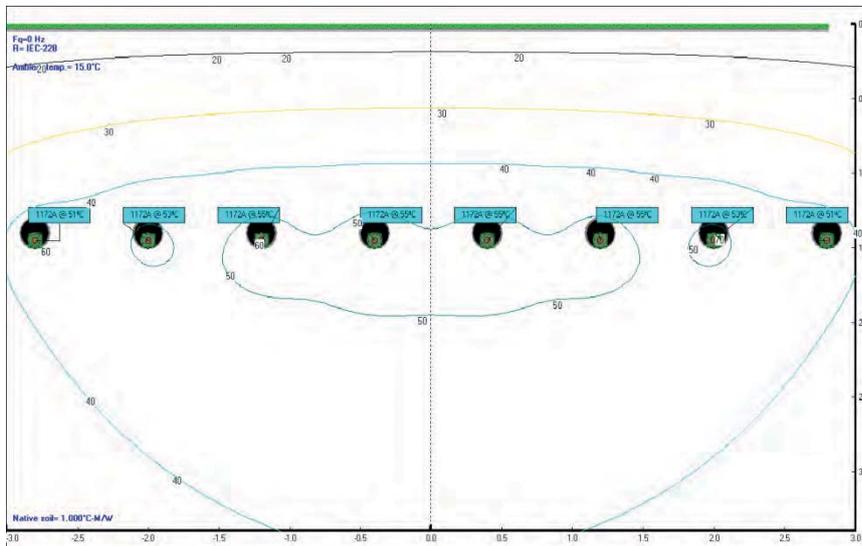


Abbildung 7.133 Variante 1, KSR, $\rho = 1,0$, $m = 0,6$

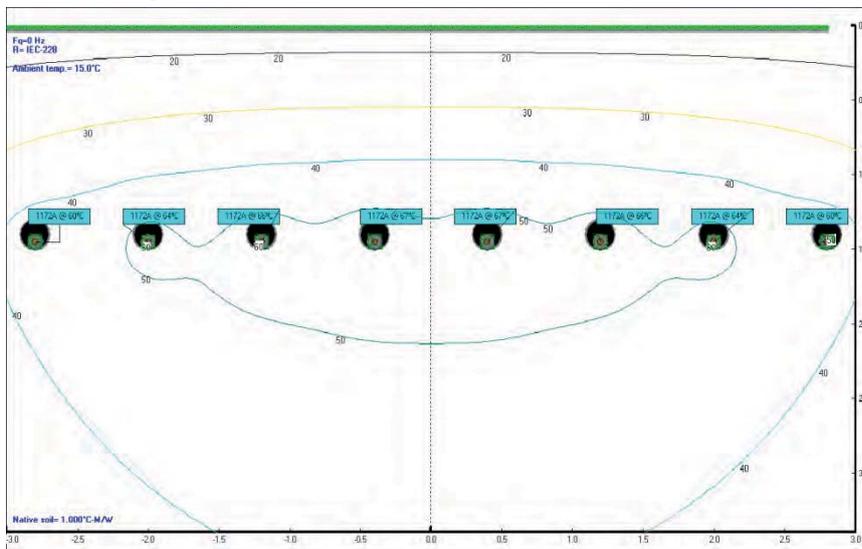


Abbildung 7.134 Variante 1, KSR, $\rho = 1,0$, $m = 0,8$

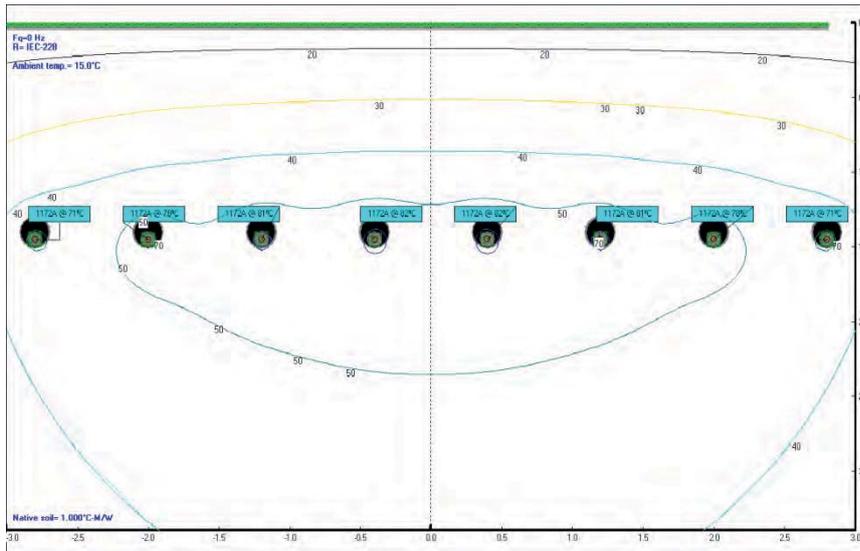


Abbildung 7.135 Variante 1, KSR, $\rho = 1,0$, $m = 1,0$

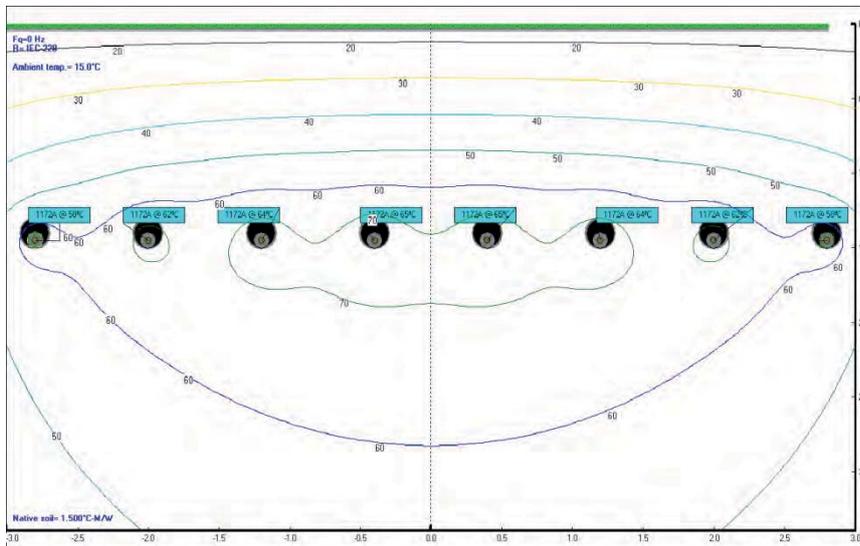


Abbildung 7.136 Variante 1, KSR, $\rho = 1,5$, $m = 0,6$

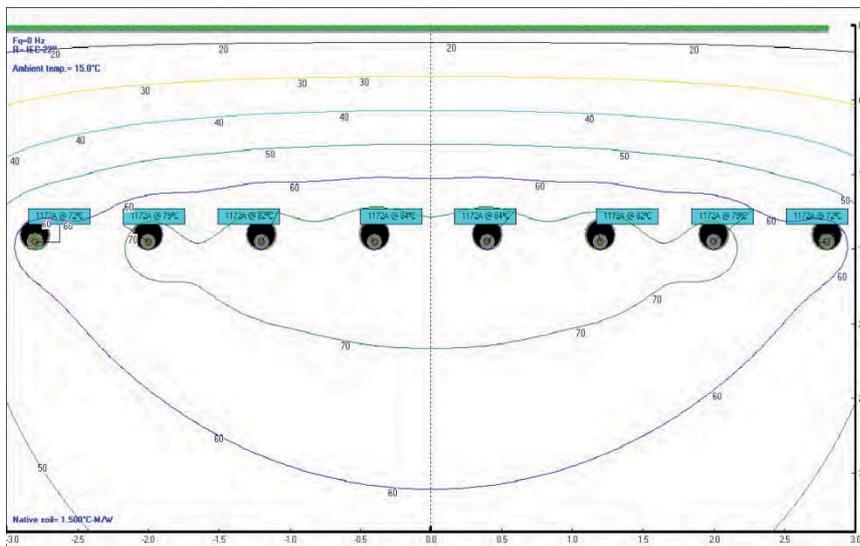


Abbildung 7.137 Variante 1, KSR, $\rho = 1,5$, $m = 0,8$

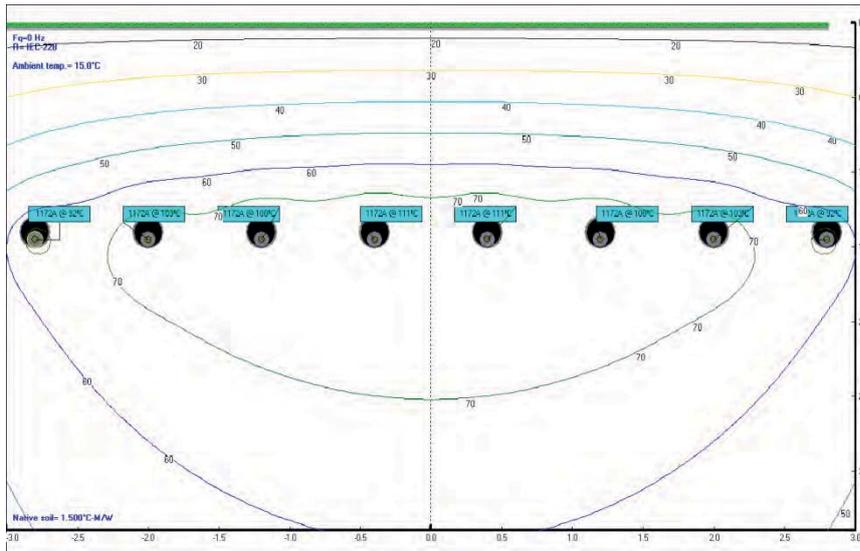


Abbildung 7.138 Variante 1, KSR, $\rho = 1,5$, $m = 1,0$

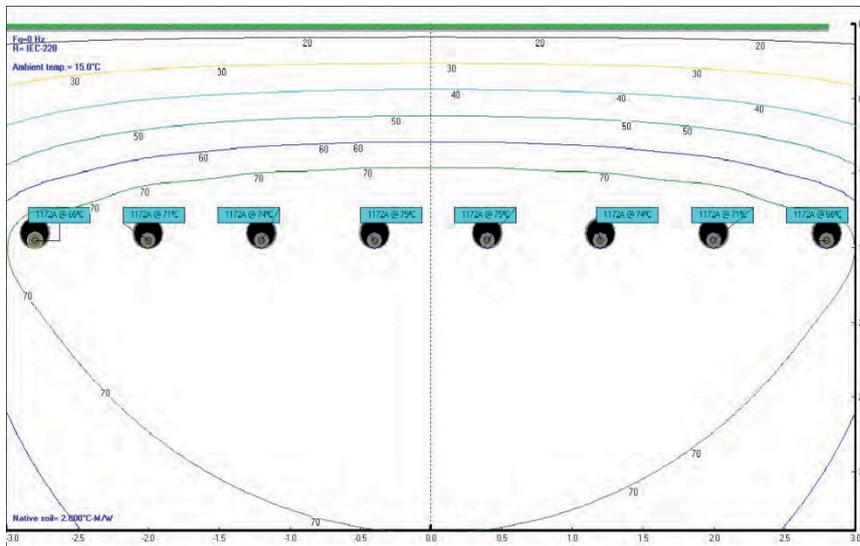


Abbildung 7.139 Variante 1, KSR, $\rho = 2,0$, $m = 0,6$

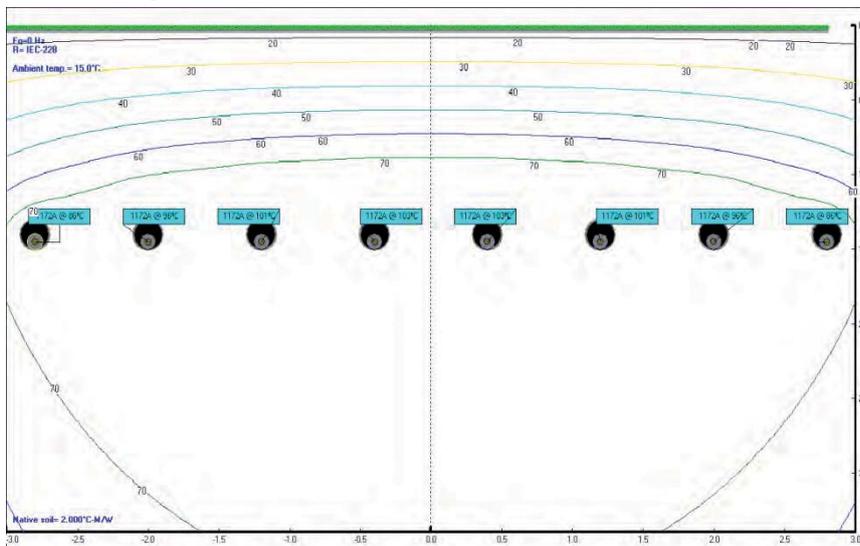


Abbildung 7.140 Variante 1, KSR, $\rho = 2,0$, $m = 0,8$

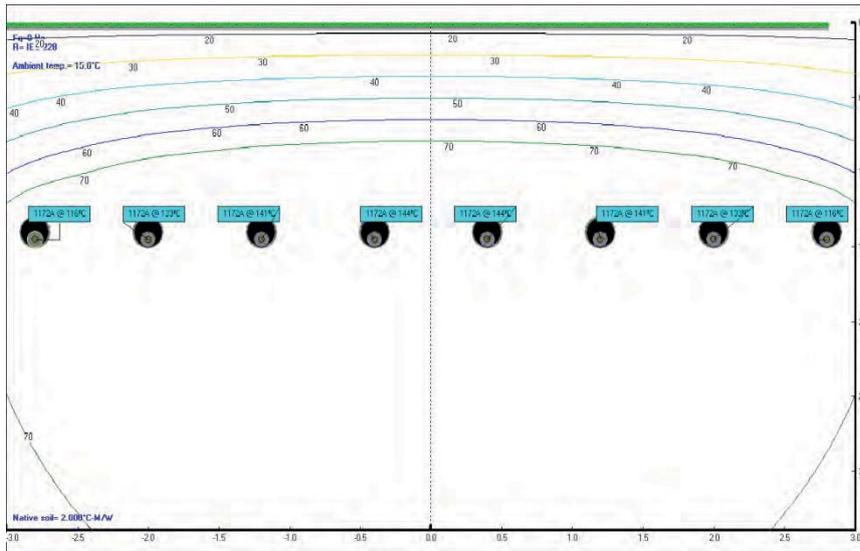


Abbildung 7.141 Variante 1, KSR, $\rho = 2,0$, $m = 1,0$

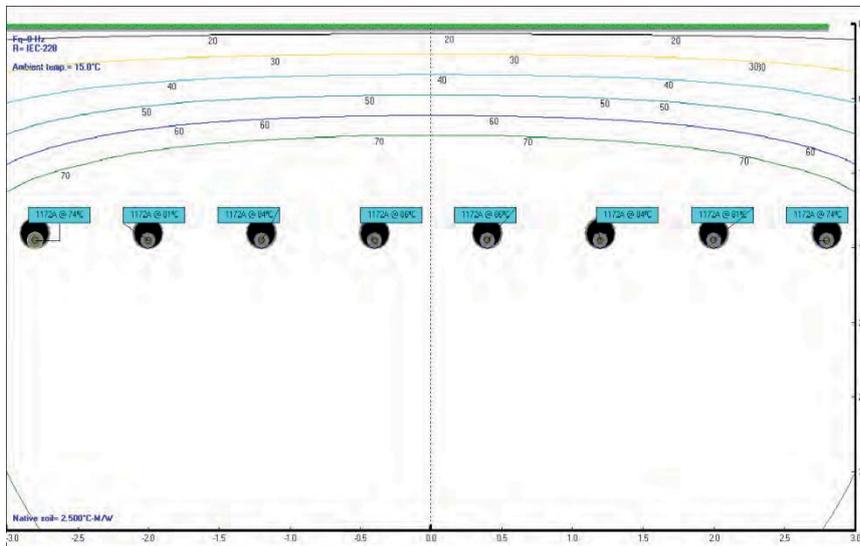


Abbildung 7.142 Variante 1, KSR, $\rho = 2,5$, $m = 0,6$

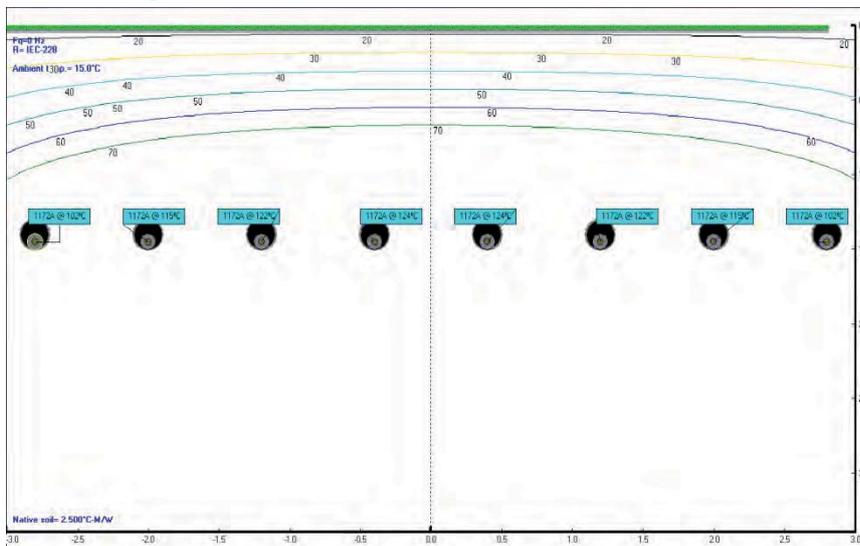


Abbildung 7.143 Variante 1, KSR, $\rho = 2,5$, $m = 0,8$

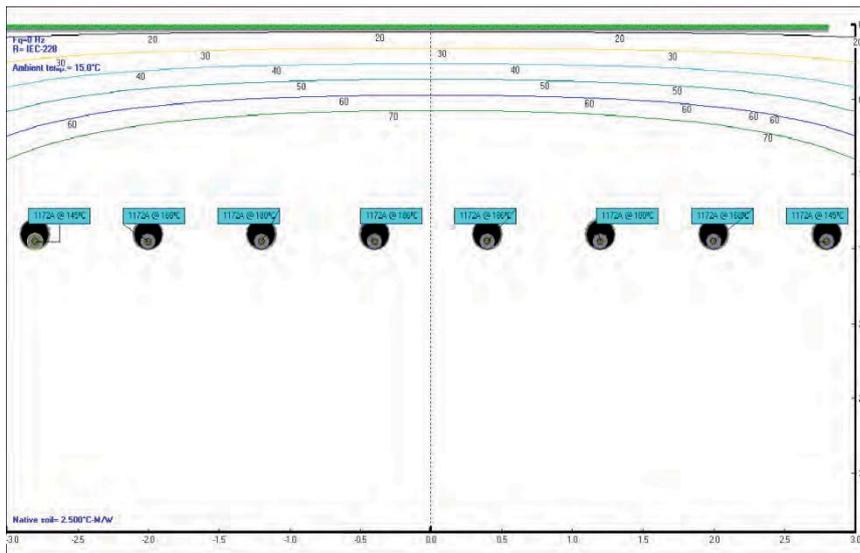


Abbildung 7.144 Variante 1, KSR, $\rho = 2,5$, $m = 1,0$

7.2.2 Variante 2

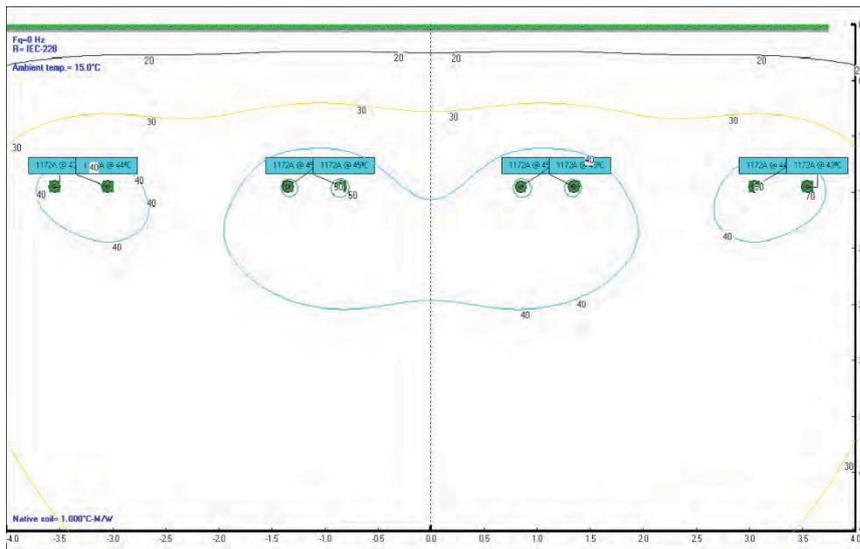


Abbildung 7.145 Variante 2, DVoB, $\rho = 1,0$, $m = 0,6$

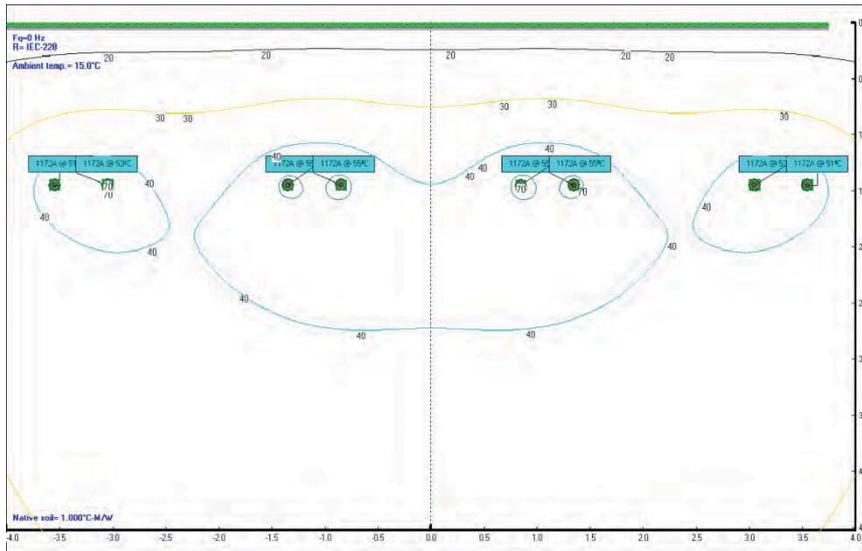


Abbildung 7.146 Variante 2, DVoB, $\rho = 1,0$, $m = 0,8$

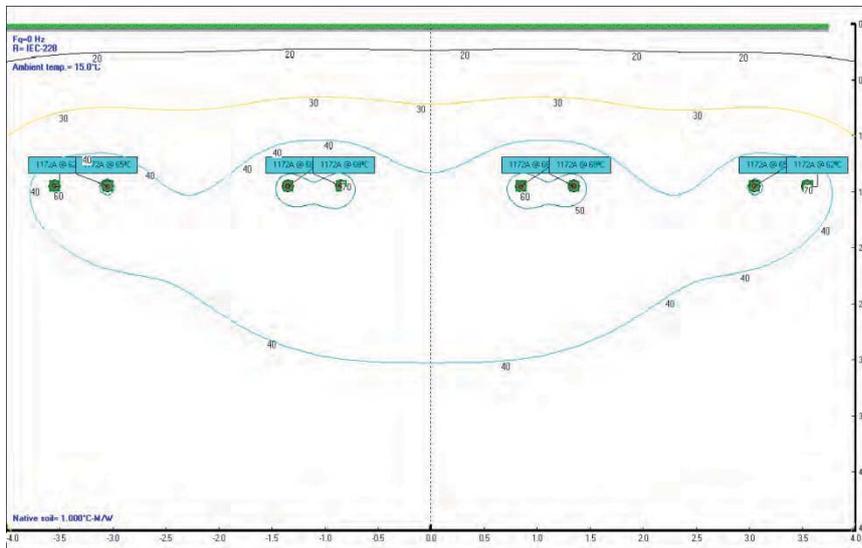


Abbildung 7.147 Variante 2, DVoB, $\rho = 1,0$, $m = 1,0$

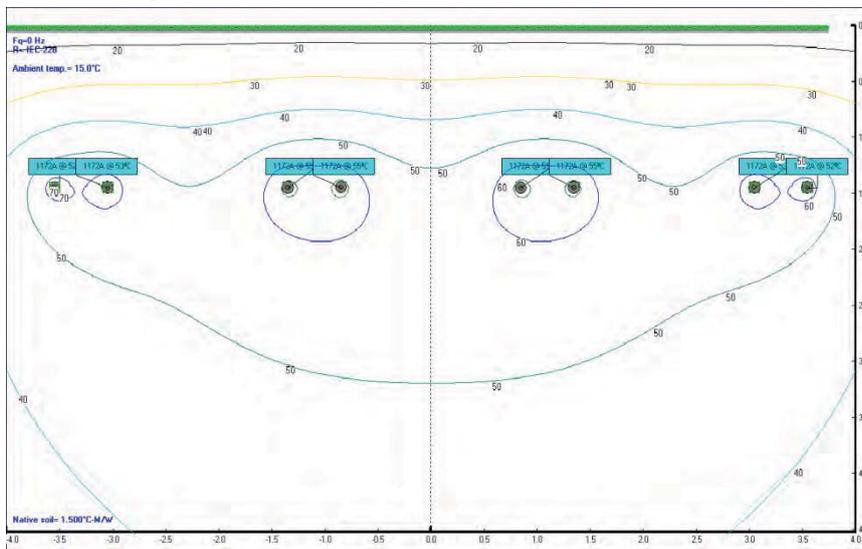


Abbildung 7.148 Variante 2, DVoB, $\rho = 1,5$, $m = 0,6$

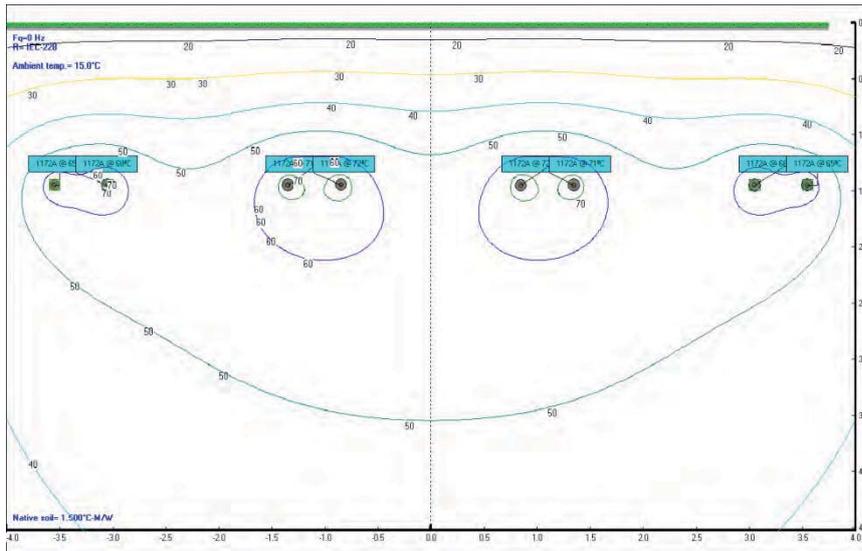


Abbildung 7.149 Variante 2, DVoB, $\rho = 1,5$, $m = 0,8$

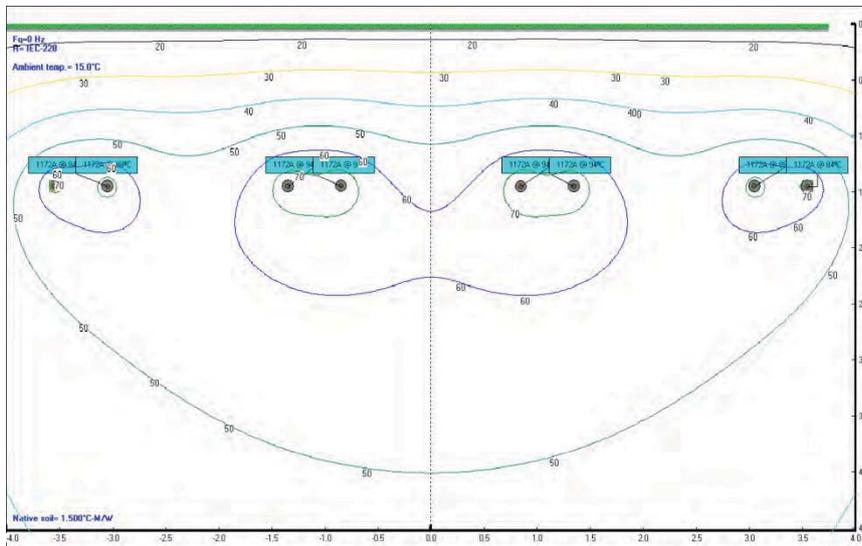


Abbildung 7.150 Variante 2, DVoB, $\rho = 1,5$, $m = 1,0$

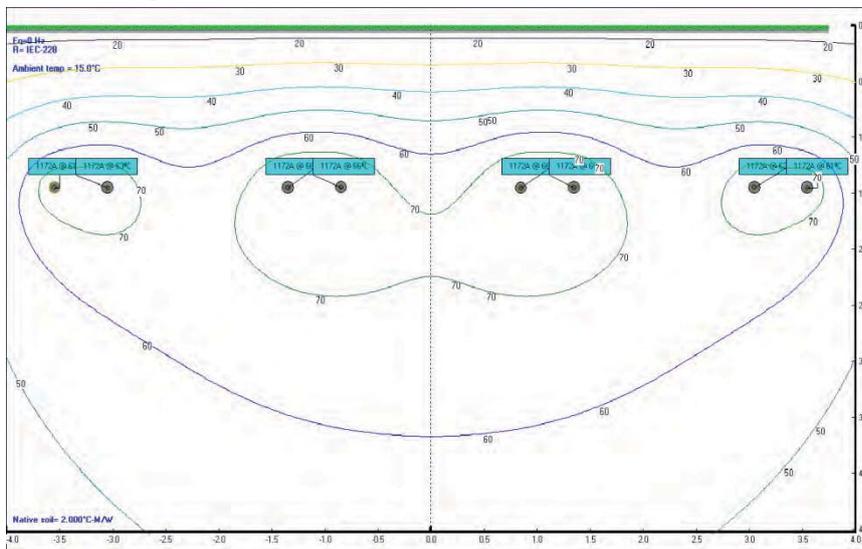


Abbildung 7.151 Variante 2, DVoB, $\rho = 2,0$, $m = 0,6$

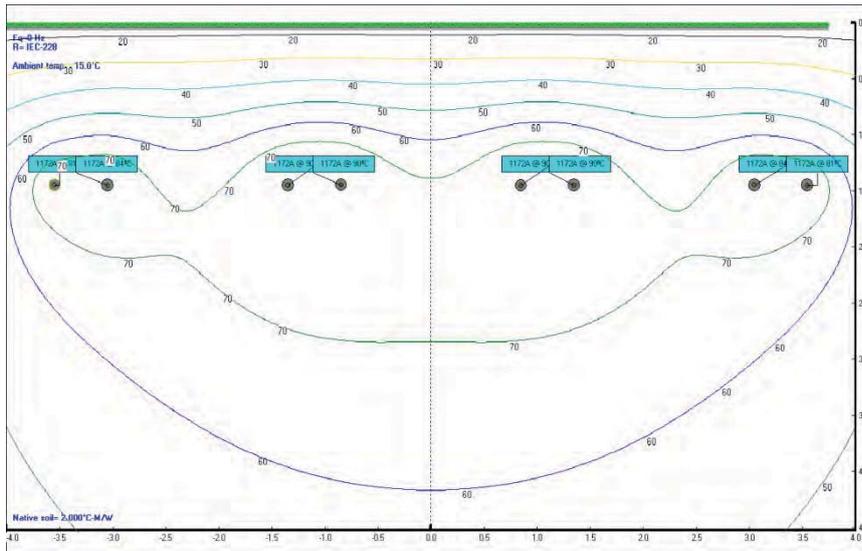


Abbildung 7.152 Variante 2, DVoB, $\rho = 2,0$, $m = 0,8$

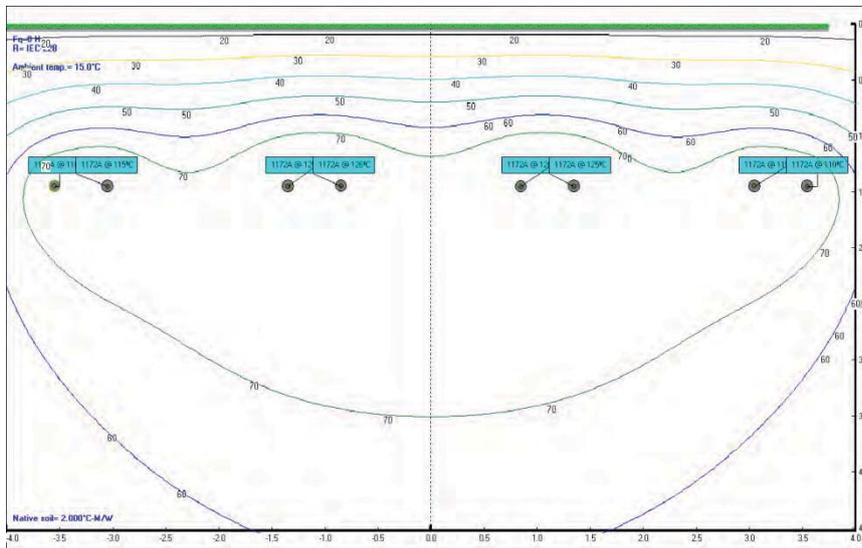


Abbildung 7.153 Variante 2, DVoB, $\rho = 2,0$, $m = 1,0$

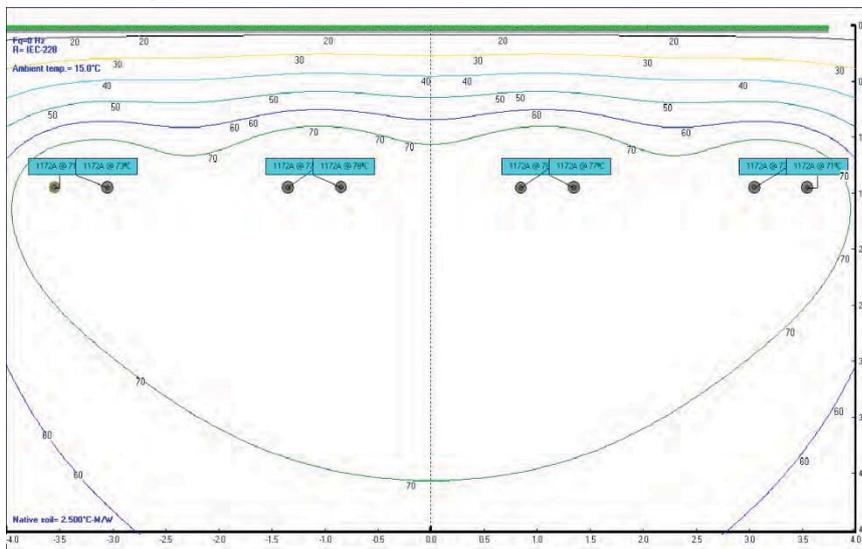


Abbildung 7.154 Variante 2, DVoB, $\rho = 2,5$, $m = 0,6$

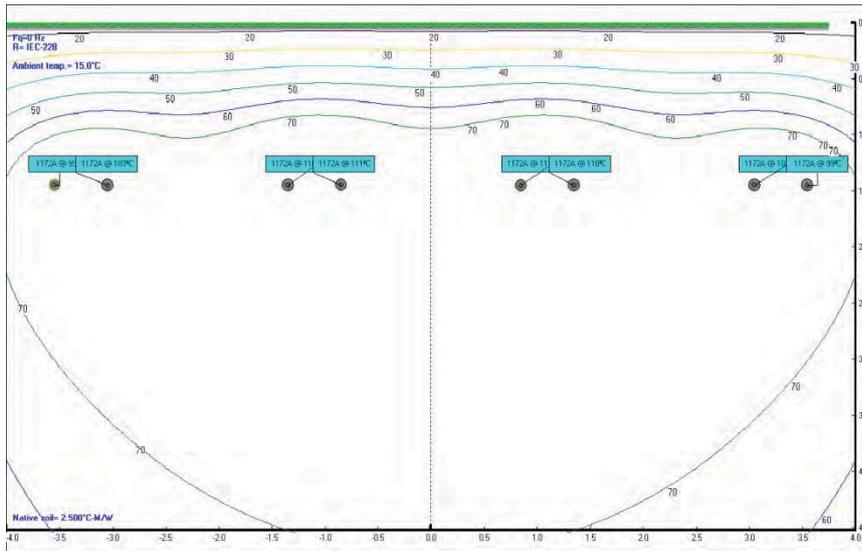


Abbildung 7.155 Variante 2, DVoB, $\rho = 2,5$, $m = 0,8$

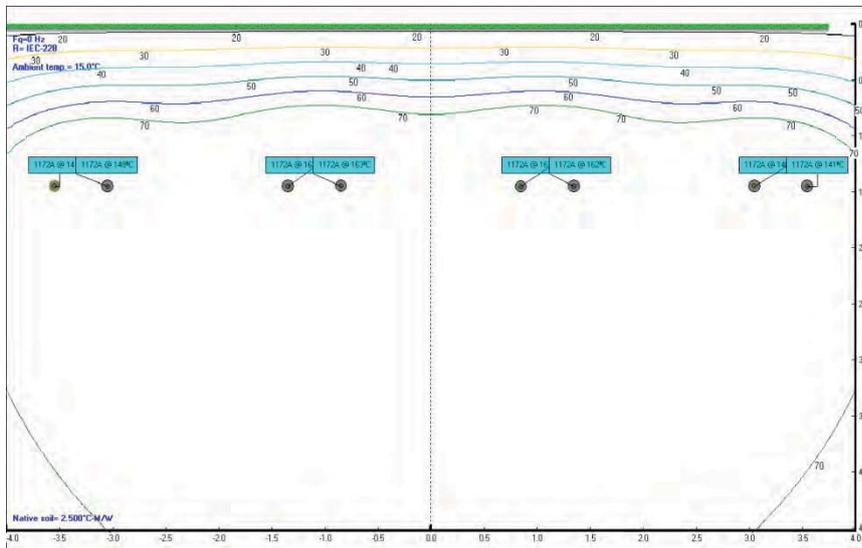


Abbildung 7.156 Variante 2, DVoB, $\rho = 2,5$, $m = 1,0$

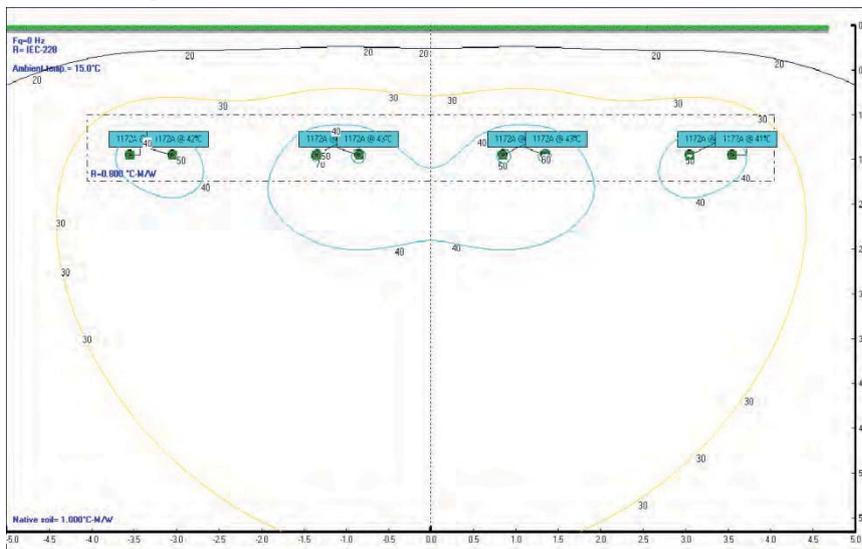


Abbildung 7.157 Variante 2, DVmB, $\rho = 1,0$, $m = 0,6$

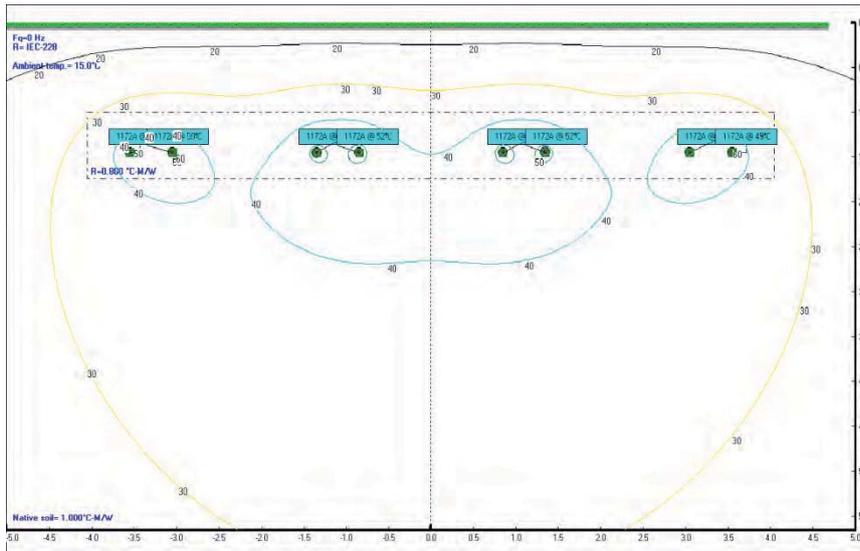


Abbildung 7.158 Variante 2, DVmB, $\rho = 1,0$, $m = 0,8$

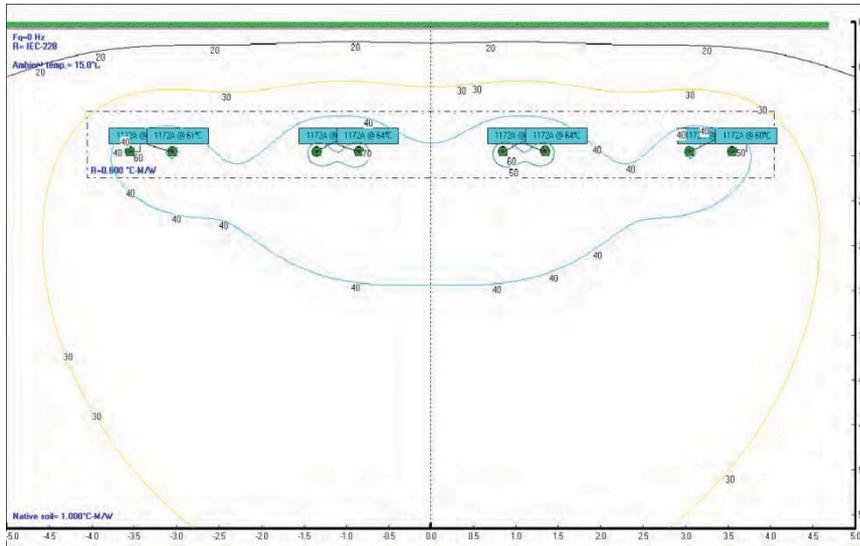


Abbildung 7.159 Variante 2, DVmB, $\rho = 1,0$, $m = 1,0$

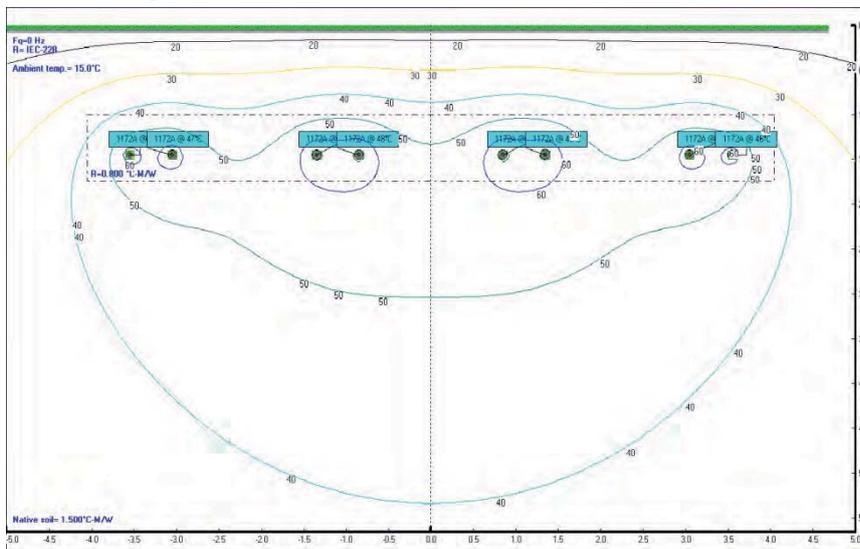


Abbildung 7.160 Variante 2, DVmB, $\rho = 1,5$, $m = 0,6$

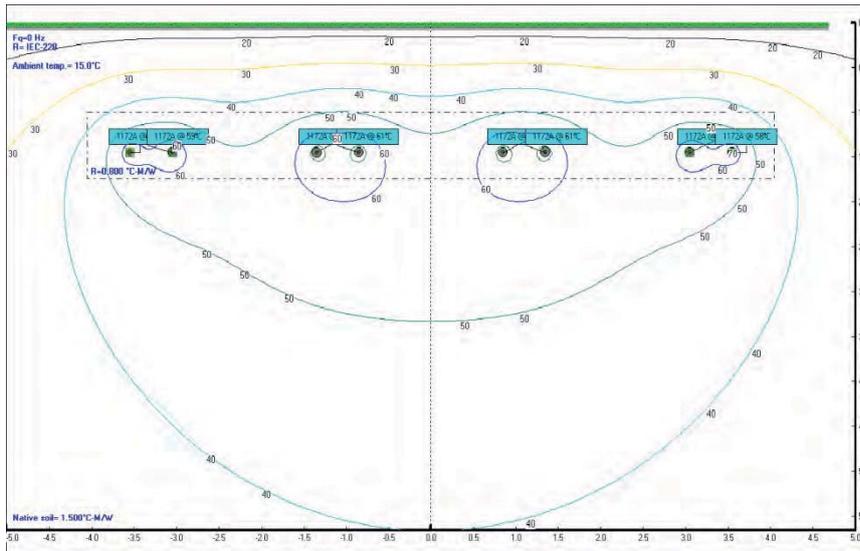


Abbildung 7.161 Variante 2, DVmB, $\rho = 1,5$, $m = 0,8$

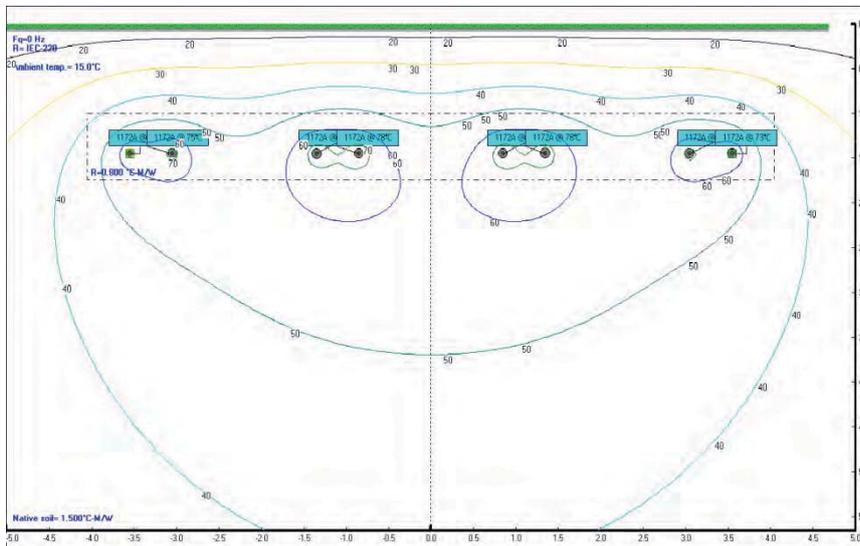


Abbildung 7.162 Variante 2, DVmB, $\rho = 1,5$, $m = 1,0$

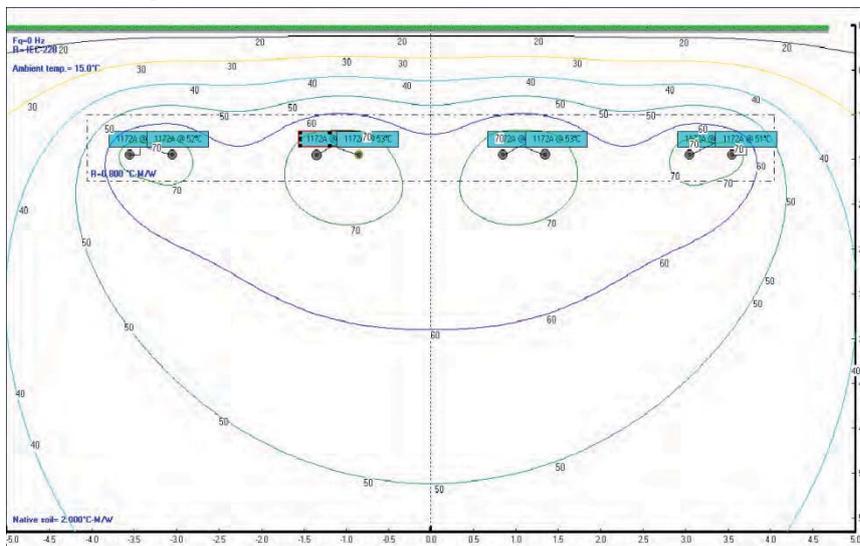


Abbildung 7.163 Variante 2, DVmB, $\rho = 2,0$, $m = 0,6$

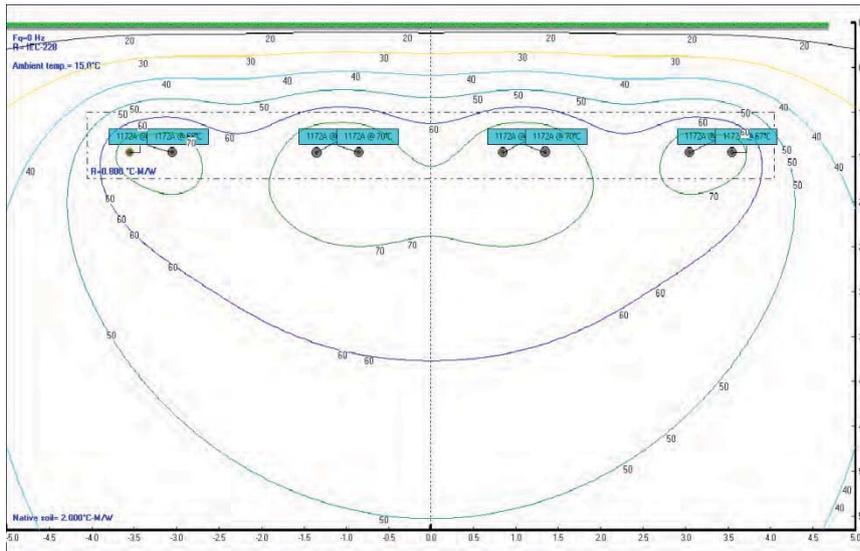


Abbildung 7.164 Variante 2, DVmB, $\rho = 2,0$, $m = 0,8$

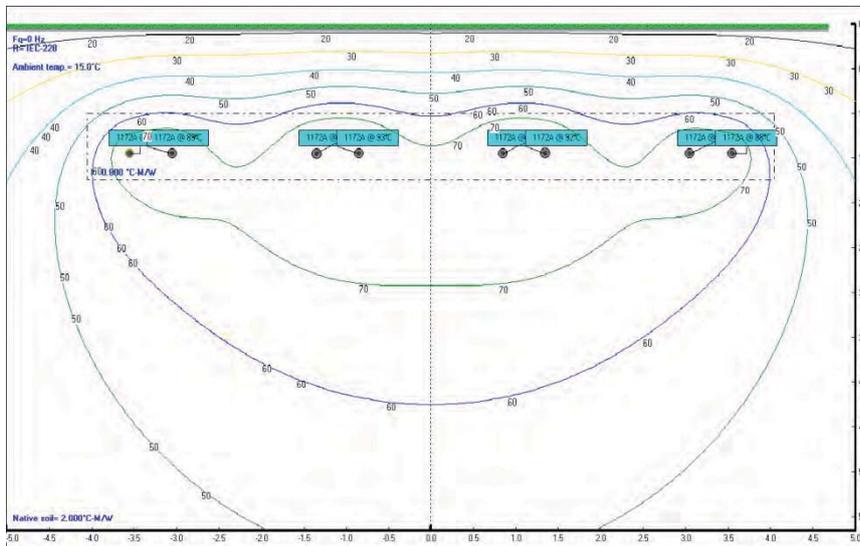


Abbildung 7.165 Variante 2, DVmB, $\rho = 2,0$, $m = 1,0$

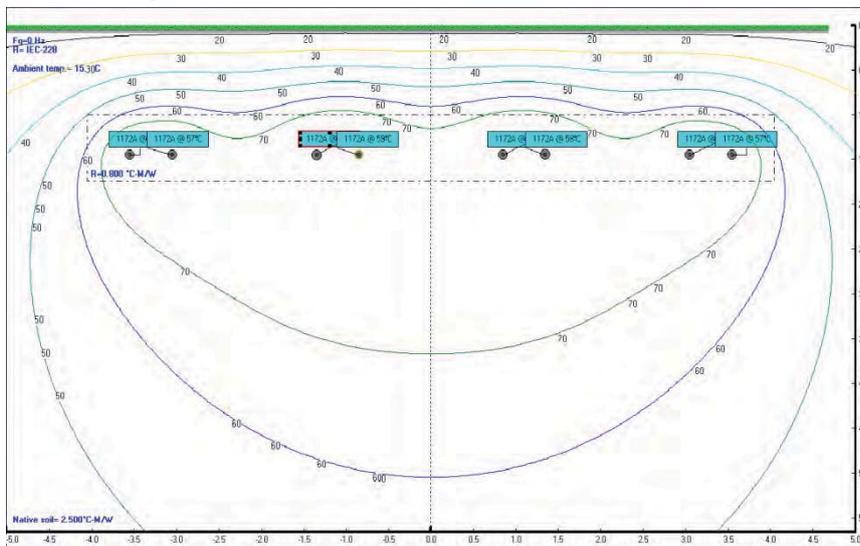


Abbildung 7.166 Variante 2, DVmB, $\rho = 2,5$, $m = 0,6$

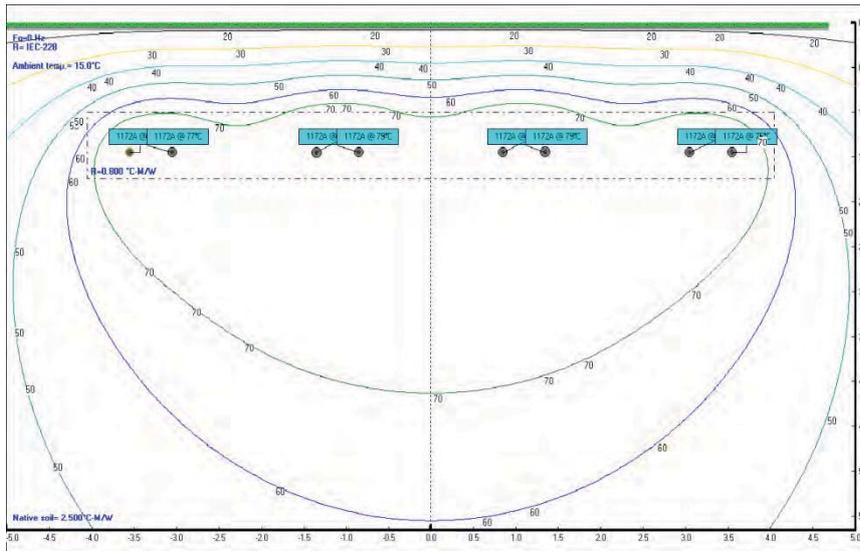


Abbildung 7.167 Variante 2, DVmB, $\rho = 2,5$, $m = 0,8$

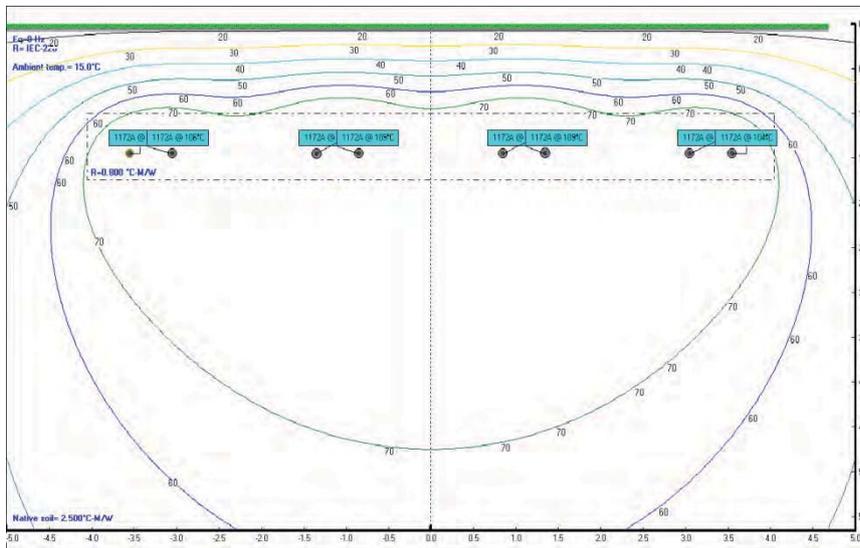


Abbildung 7.168 Variante 2, DVmB, $\rho = 2,5$, $m = 1,0$

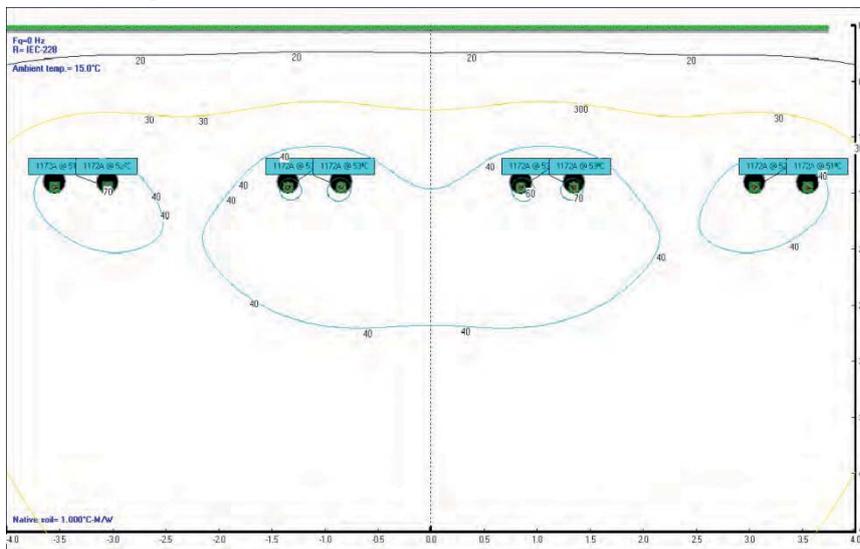


Abbildung 7.169 Variante 2, KSR, $\rho = 1,0$, $m = 0,6$

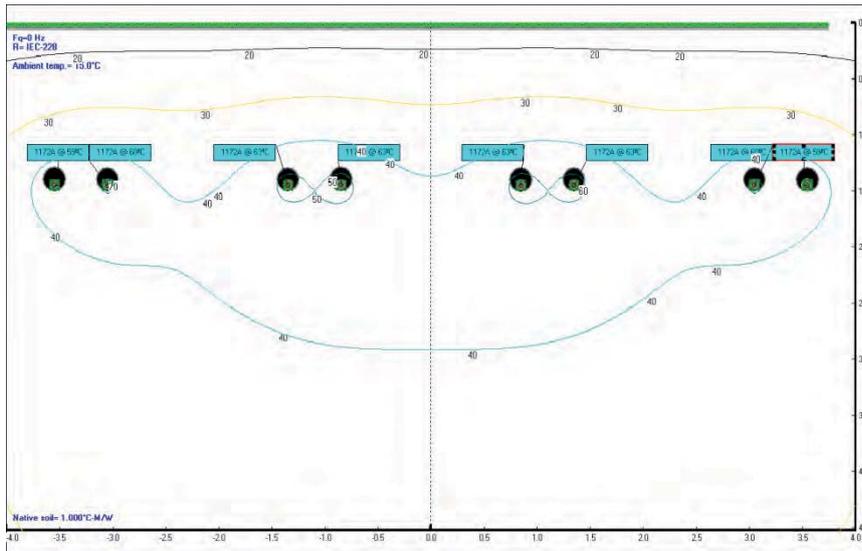


Abbildung 7.170 Variante 2, KSR, $\rho = 1,0$, $m = 0,8$

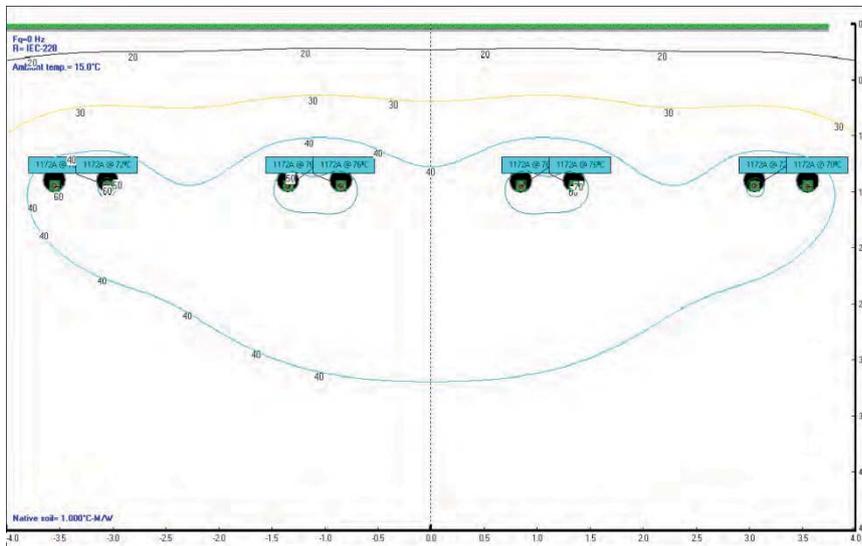


Abbildung 7.171 Variante 2, KSR, $\rho = 1,0$, $m = 1,0$

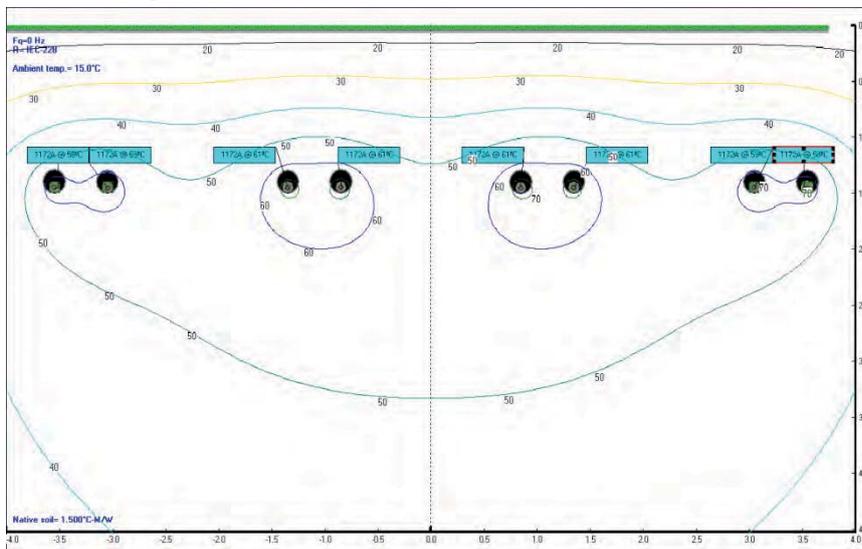


Abbildung 7.172 Variante 2, KSR, $\rho = 1,5$, $m = 0,6$

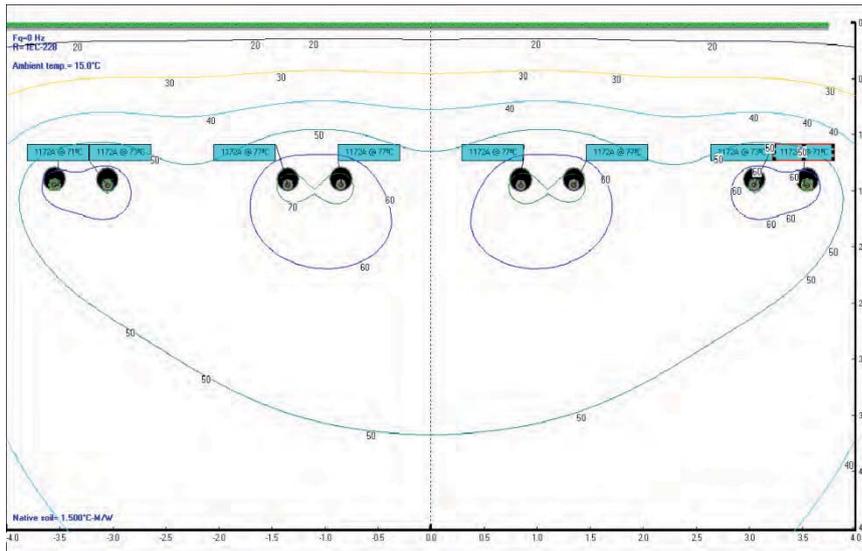


Abbildung 7.173 Variante 2, KSR, $\rho = 1,5$, $m = 0,8$

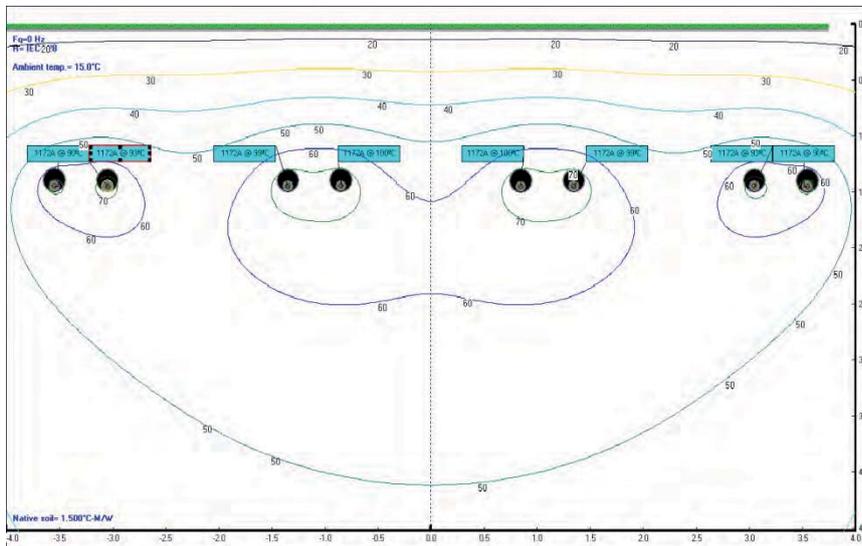


Abbildung 7.174 Variante 2, KSR, $\rho = 1,5$, $m = 1,0$

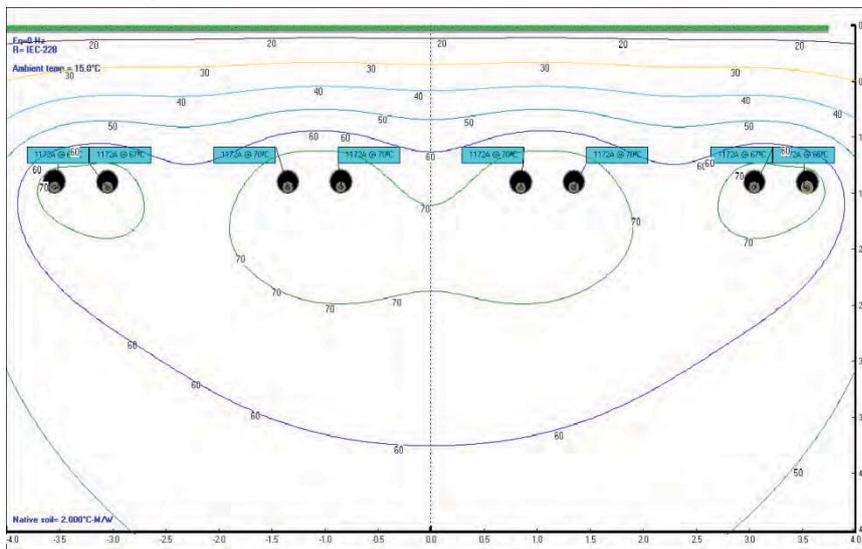


Abbildung 7.175 Variante 2, KSR, $\rho = 2,0$, $m = 0,6$

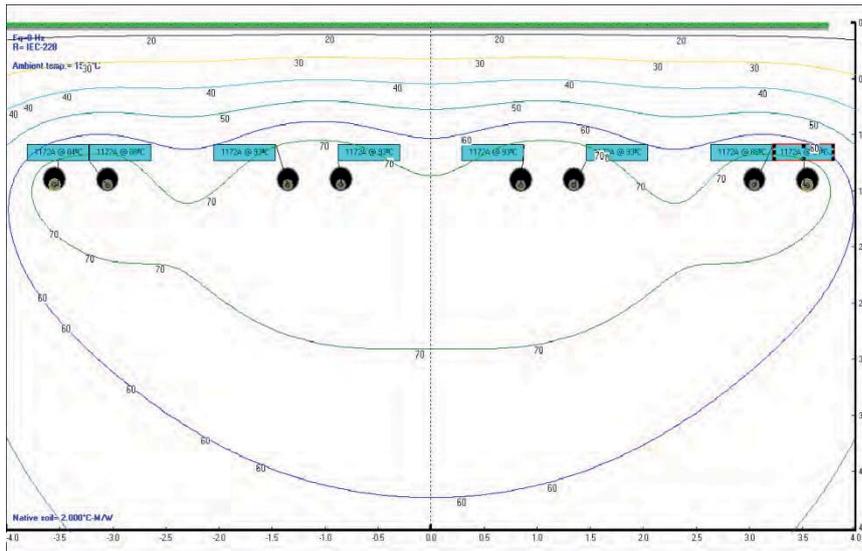


Abbildung 7.176 Variante 2, KSR, $\rho = 2,0$, $m = 0,8$

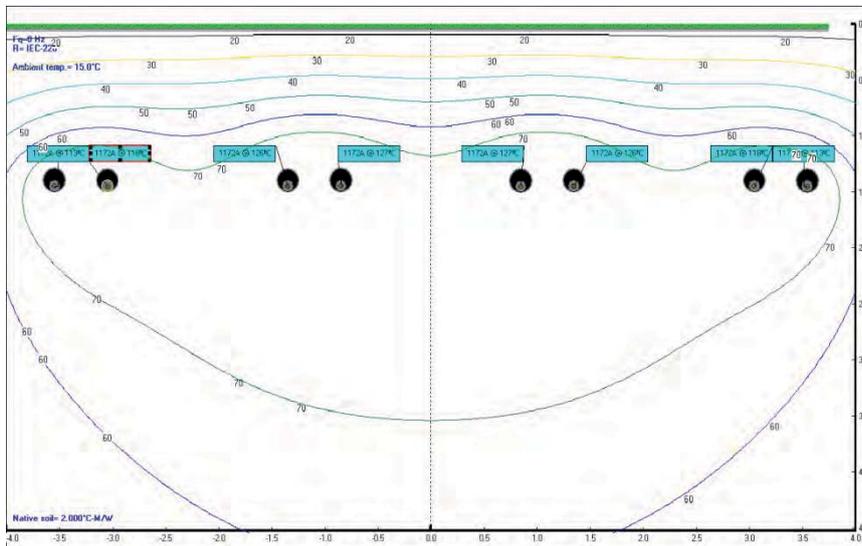


Abbildung 7.177 Variante 2, KSR, $\rho = 2,0$, $m = 1,0$

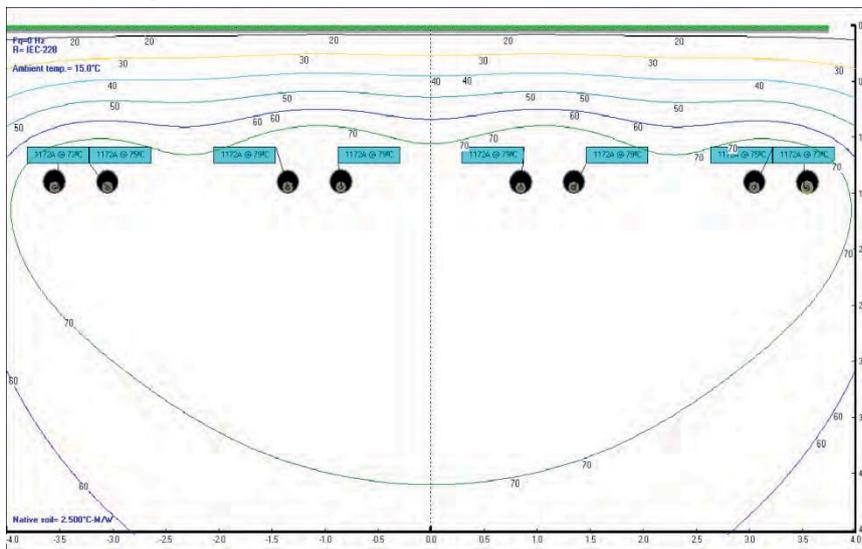


Abbildung 7.178 Variante 2, KSR, $\rho = 2,5$, $m = 0,6$

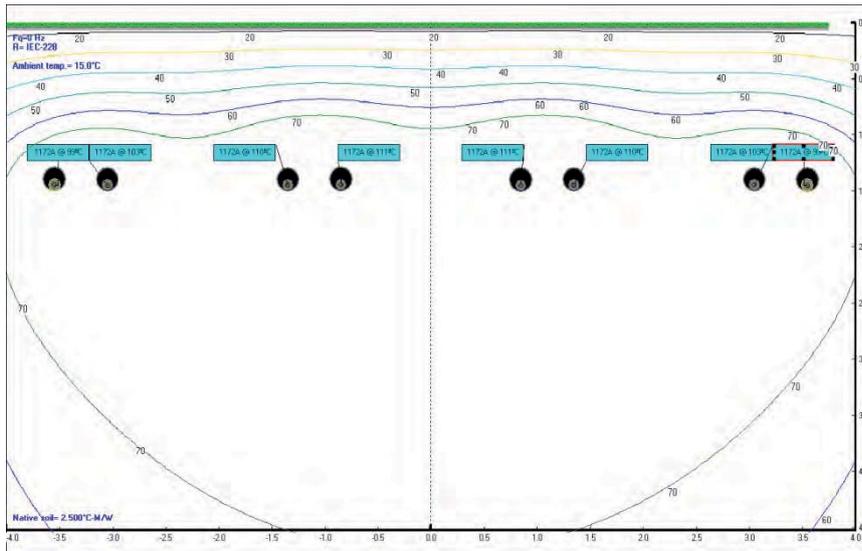


Abbildung 7.179 Variante 2, KSR, $\rho = 2,5$, $m = 0,8$

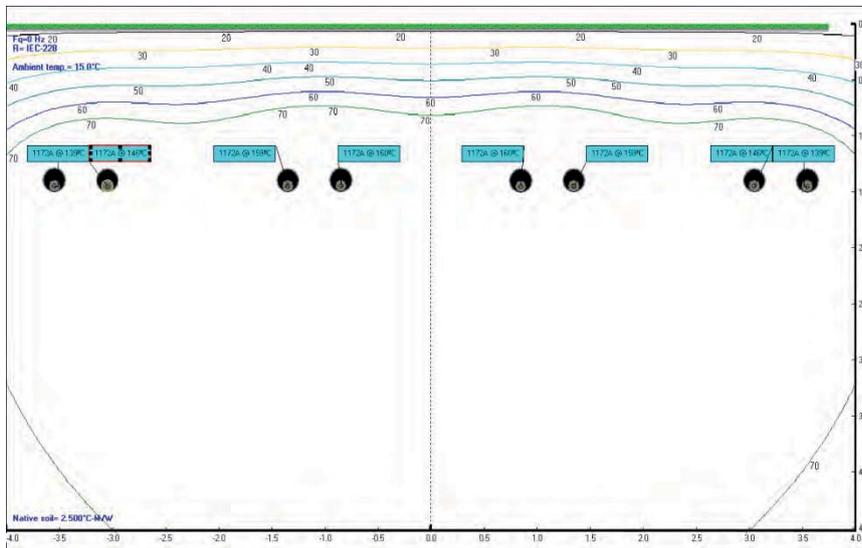


Abbildung 7.180 Variante 2, KSR, $\rho = 2,5$, $m = 1,0$

7.2.3 Variante 3

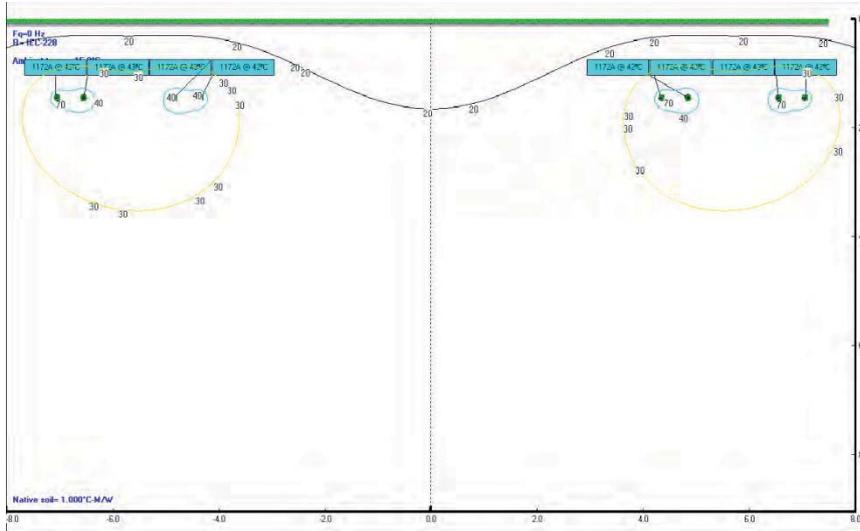


Abbildung 7.181 Variante 3, DVoB, $\rho = 1,0$, $m = 0,6$

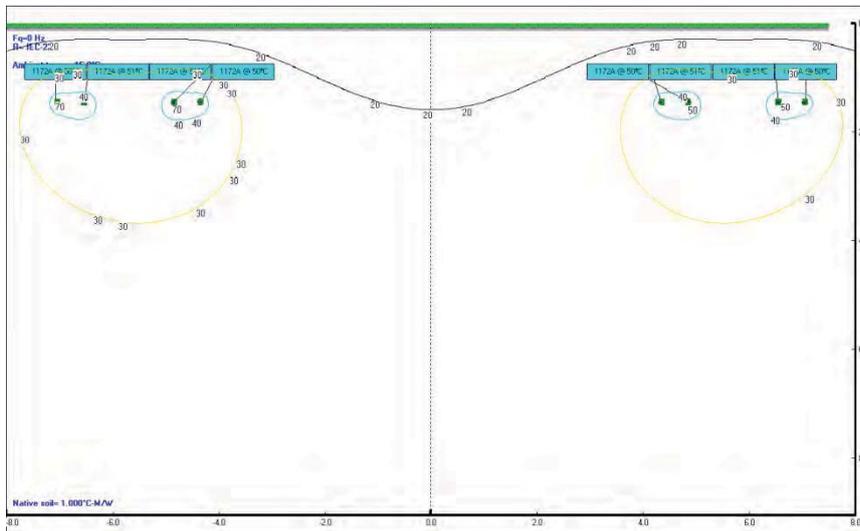


Abbildung 7.182 Variante 3, DVoB, $\rho = 1,0$, $m = 0,8$

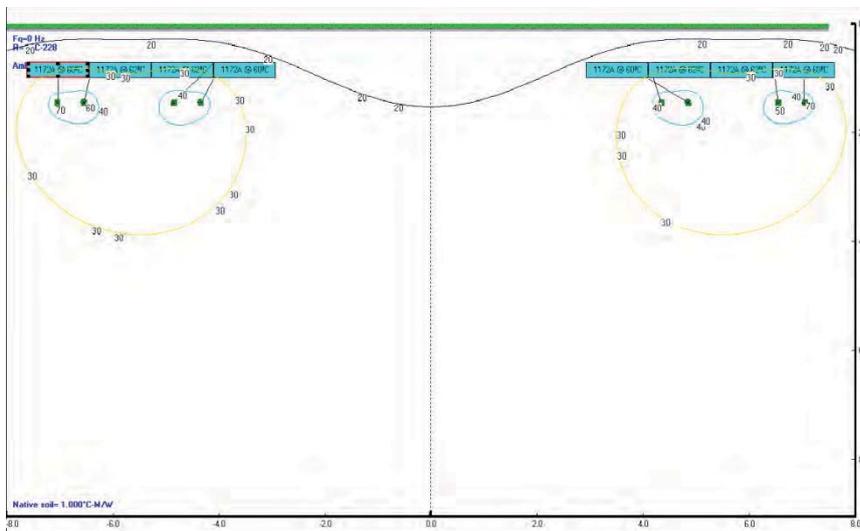


Abbildung 7.183 Variante 3, DVoB, $\rho = 1,0$, $m = 1,0$

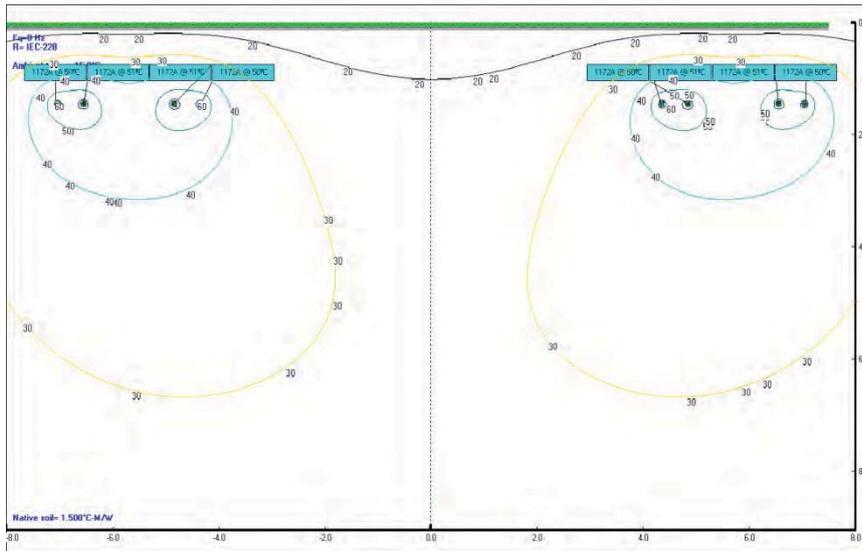


Abbildung 7.184 Variante 3, DVoB, $\rho = 1,5$, $m = 0,6$

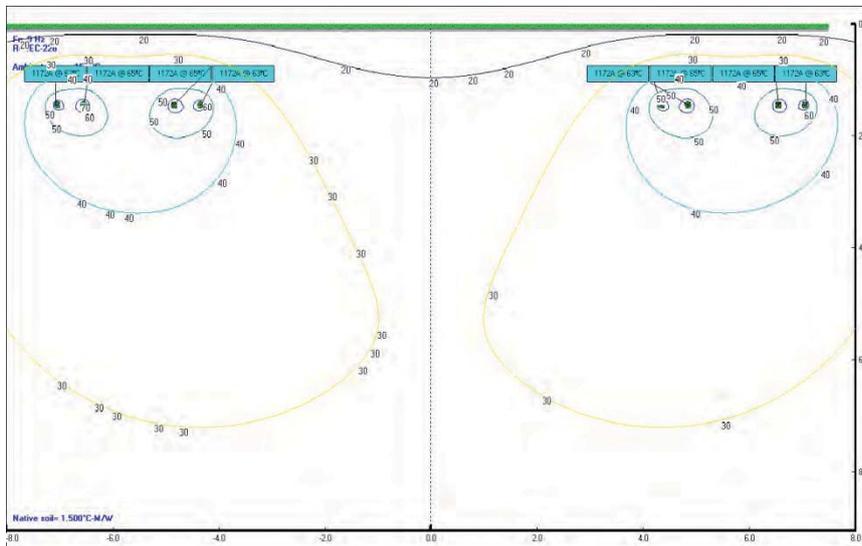


Abbildung 7.185 Variante 3, DVoB, $\rho = 1,5$, $m = 0,8$

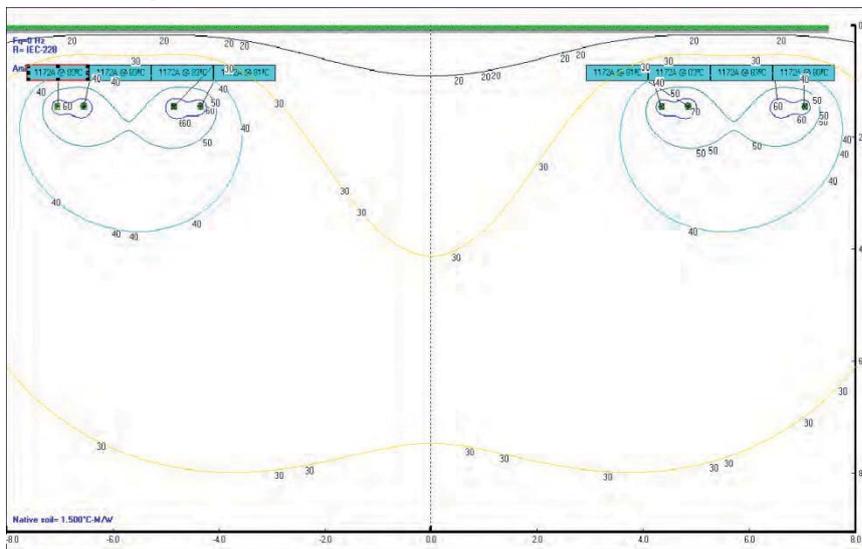


Abbildung 7.186 Variante 3, DVoB, $\rho = 1,5$, $m = 1,0$

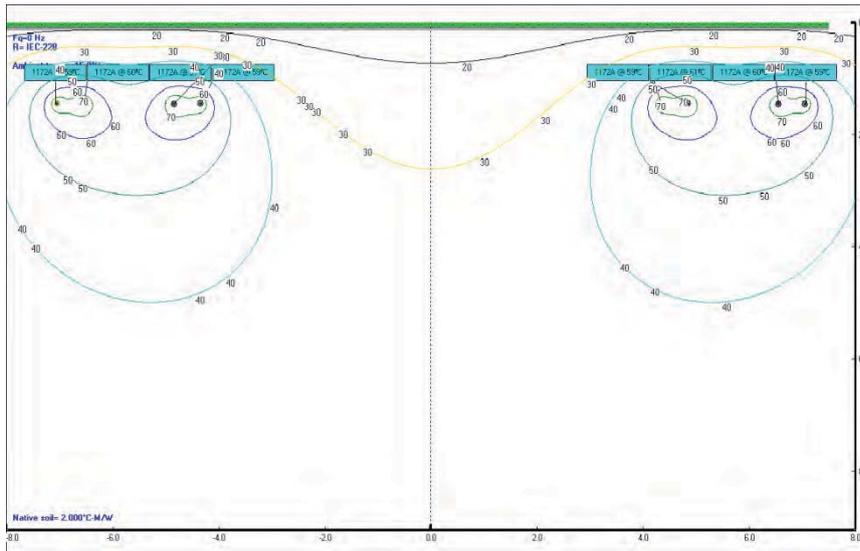


Abbildung 7.187 Variante 3, DVoB, $\rho = 2,0$, $m = 0,6$

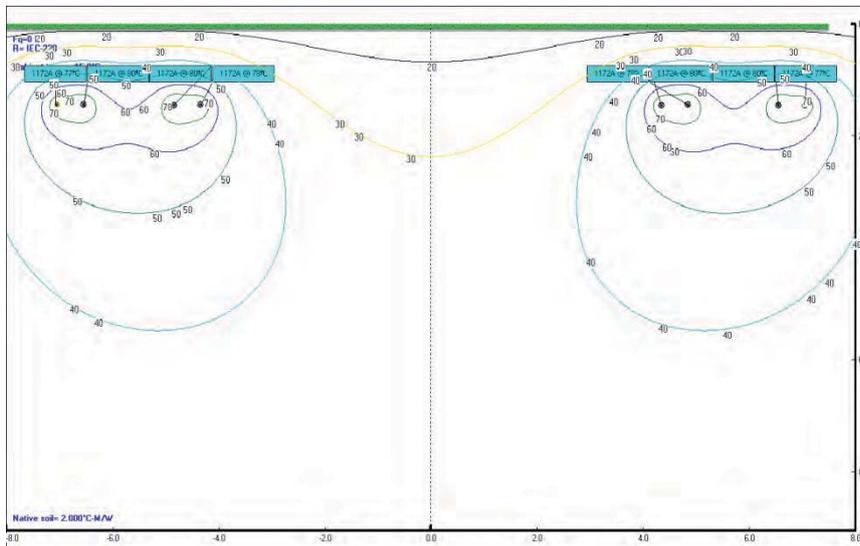


Abbildung 7.188 Variante 3, DVoB, $\rho = 2,0$, $m = 0,8$

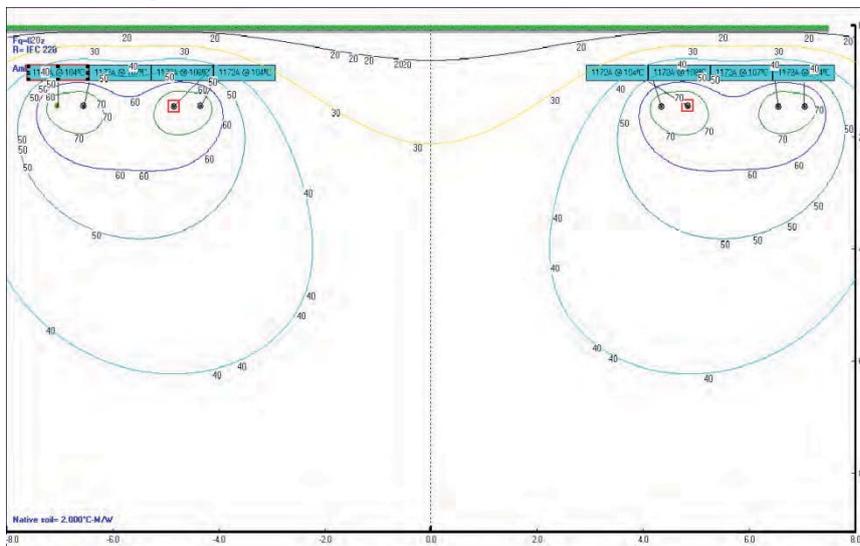


Abbildung 7.189 Variante 3, DVoB, $\rho = 2,0$, $m = 1,0$

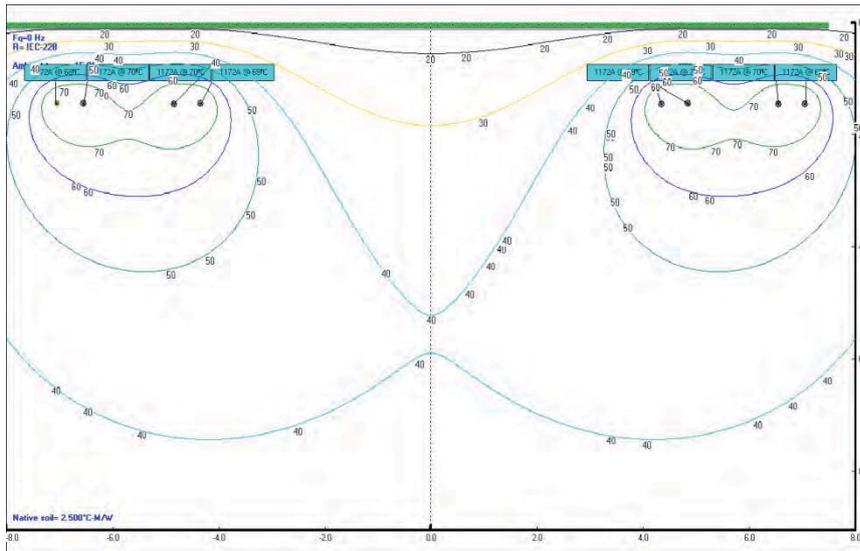


Abbildung 7.190 Variante 3, DVoB, $\rho = 2,5$, $m = 0,6$

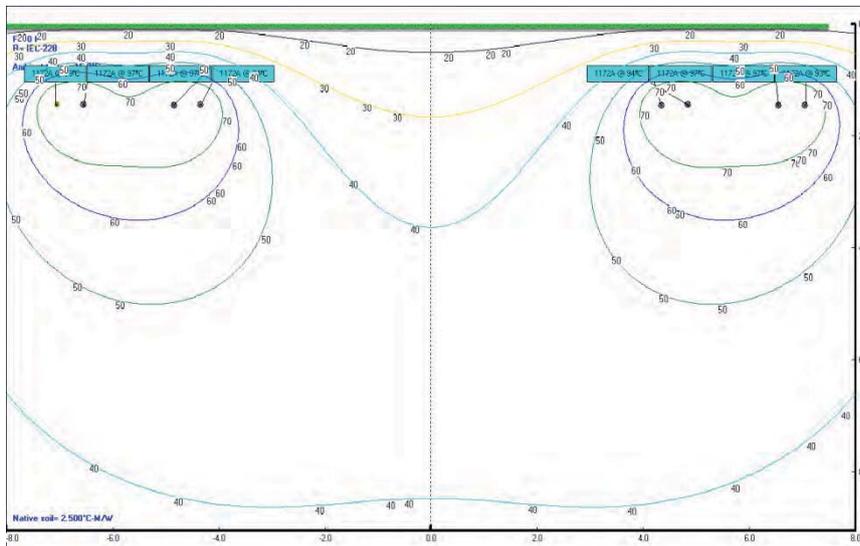


Abbildung 7.191 Variante 3, DVoB, $\rho = 2,5$, $m = 0,8$

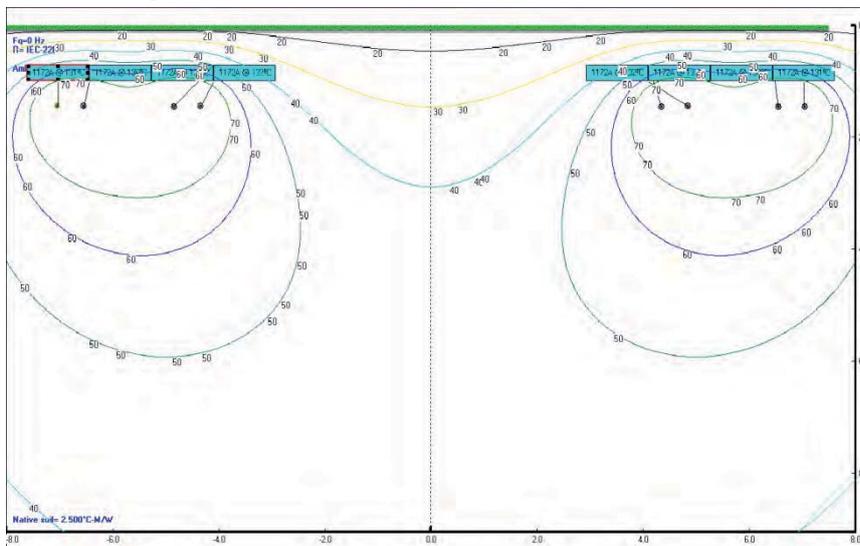


Abbildung 7.192 Variante 3, DVoB, $\rho = 2,5$, $m = 1,0$

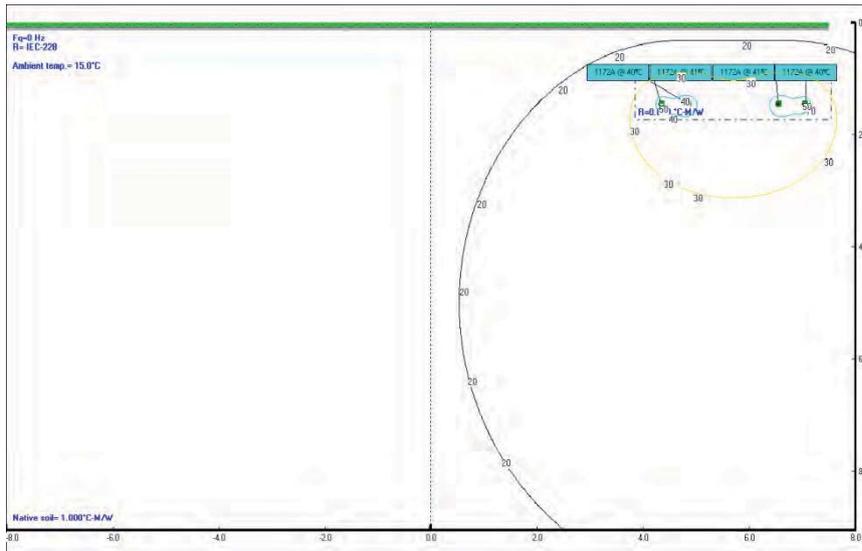


Abbildung 7.193 Variante 3, DVmB, $\rho = 1,0$, $m = 0,6$

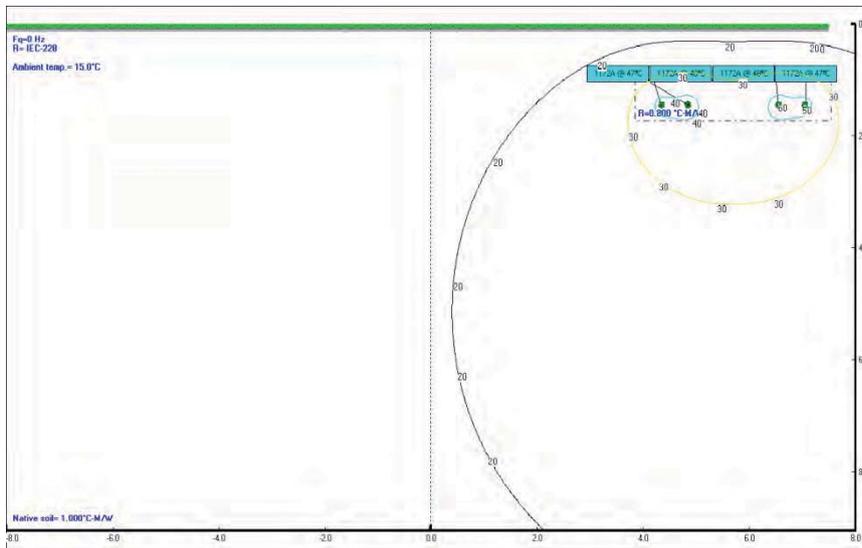


Abbildung 7.194 Variante 3, DVmB, $\rho = 1,0$, $m = 0,8$

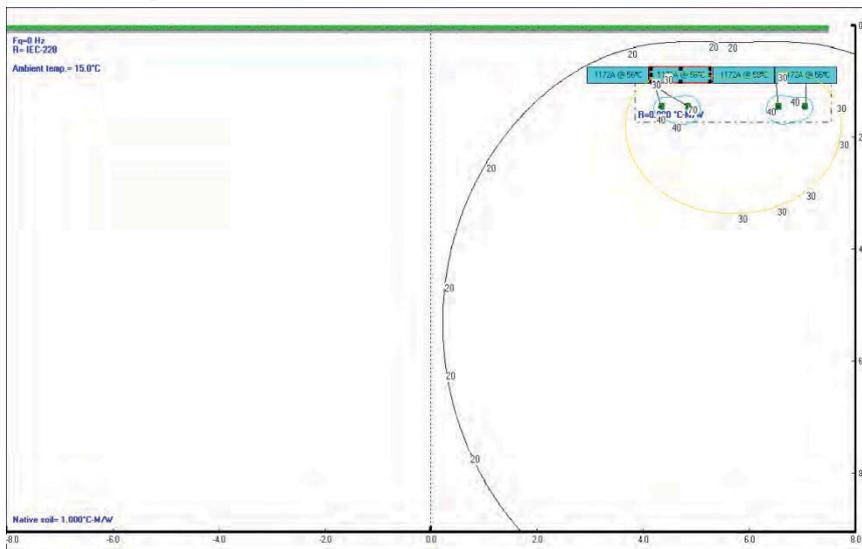


Abbildung 7.195 Variante 3, DVmB, $\rho = 1,0$, $m = 1,0$

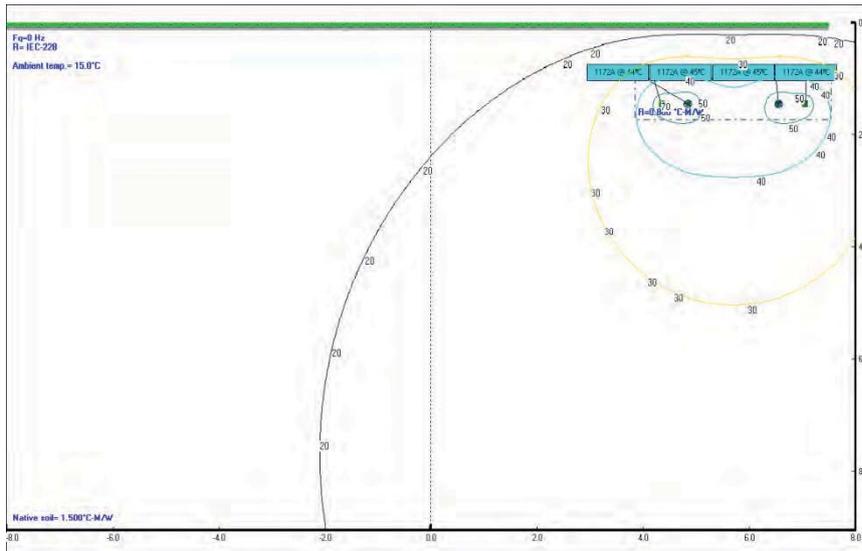


Abbildung 7.196 Variante 3, DVmB, $\rho = 1,5$, $m = 0,6$

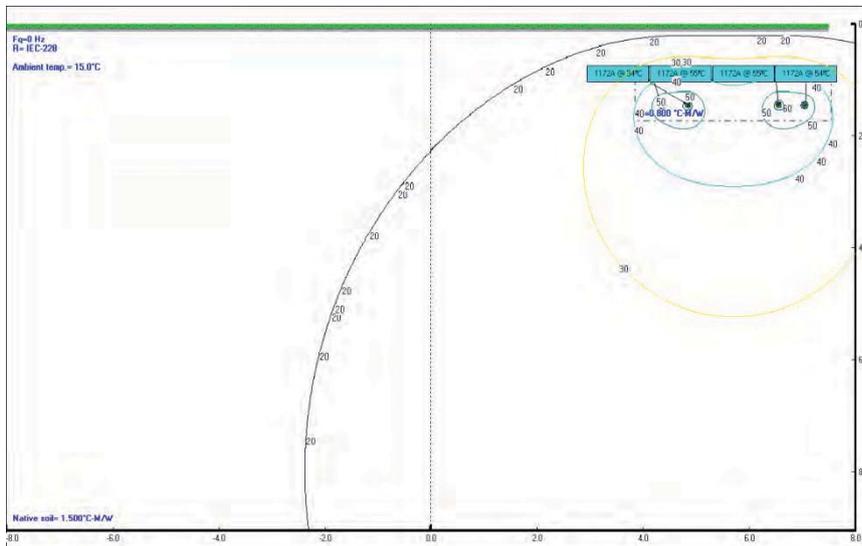


Abbildung 7.197 Variante 3, DVmB, $\rho = 1,5$, $m = 0,8$

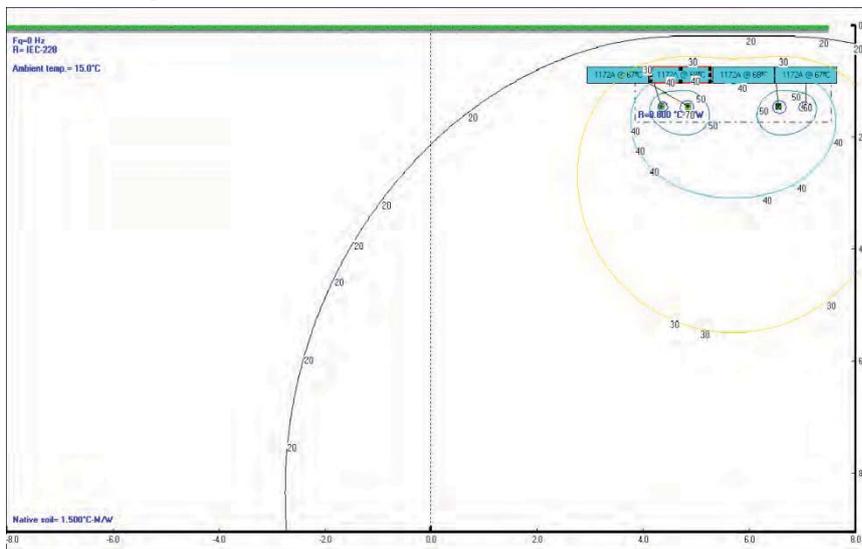


Abbildung 7.198 Variante 3, DVmB, $\rho = 1,5$, $m = 1,0$

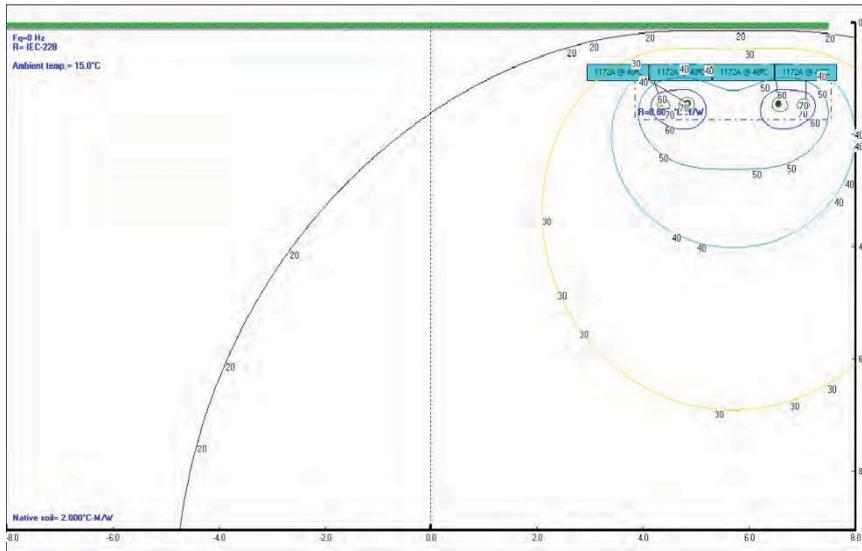


Abbildung 7.199 Variante 3, DVmB, $\rho = 2,0$, $m = 0,6$

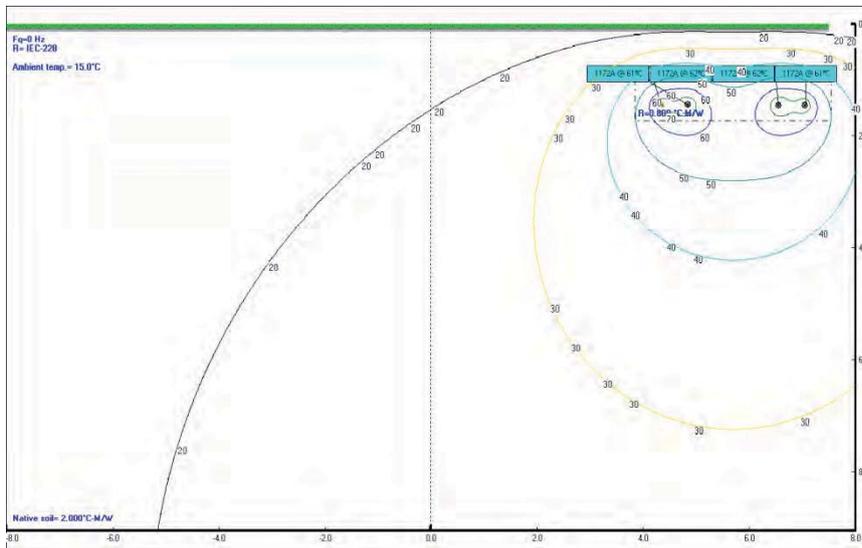


Abbildung 7.200 Variante 3, DVmB, $\rho = 2,0$, $m = 0,8$

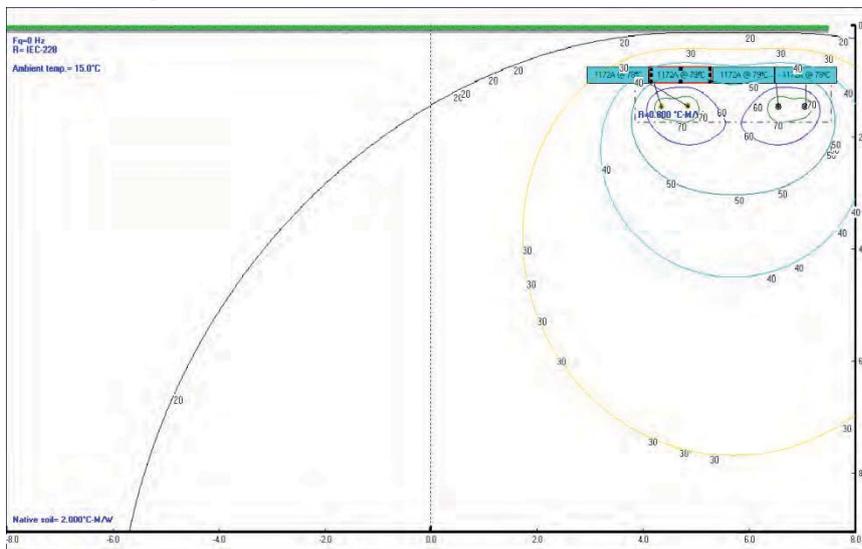


Abbildung 7.201 Variante 3, DVmB, $\rho = 2,0$, $m = 1,0$

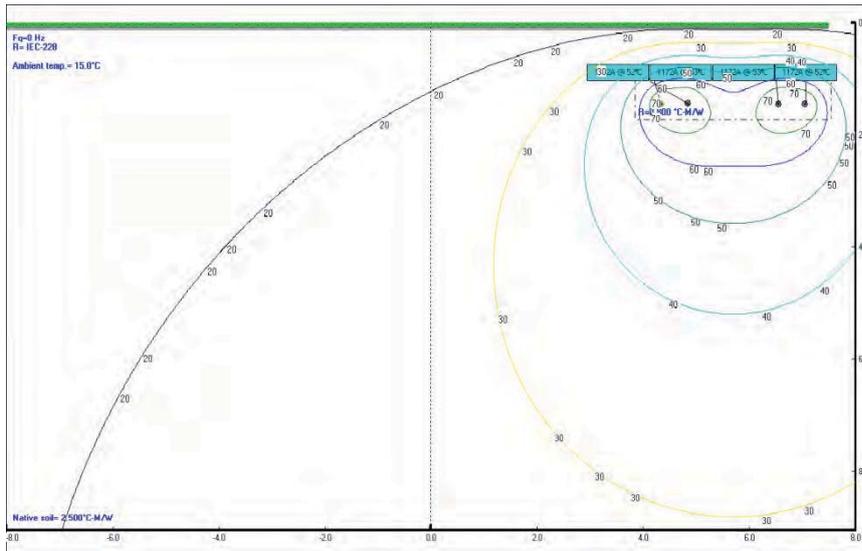


Abbildung 7.202 Variante 3, DVmB, $\rho = 2,5$, $m = 0,6$

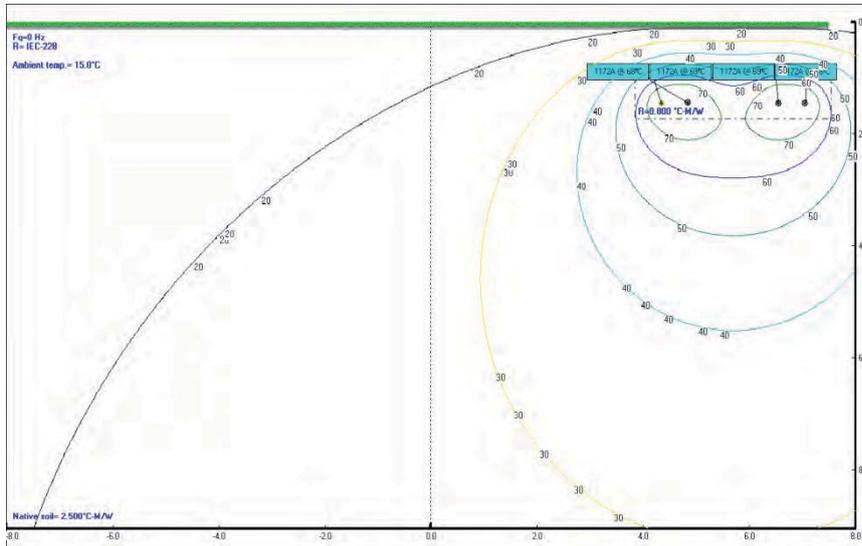


Abbildung 7.203 Variante 3, DVmB, $\rho = 2,5$, $m = 0,8$

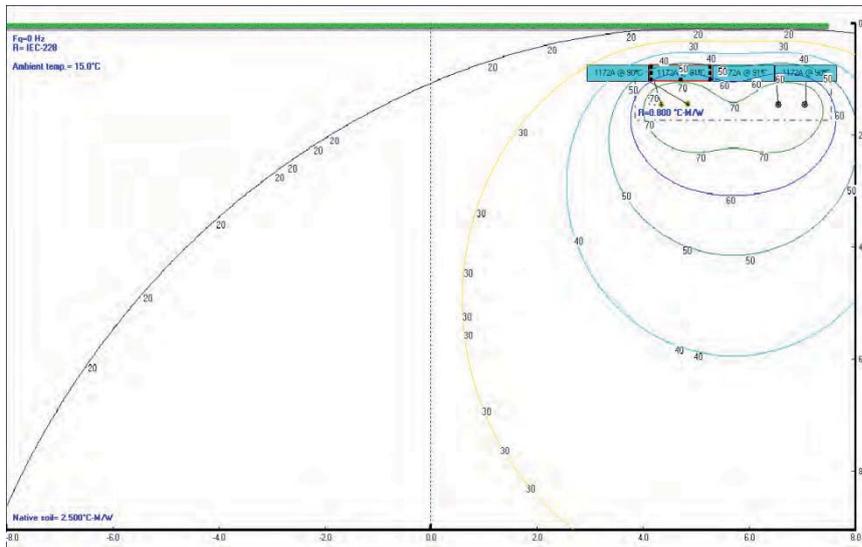


Abbildung 7.204 Variante 3, DVmB, $\rho = 2,5$, $m = 1,0$

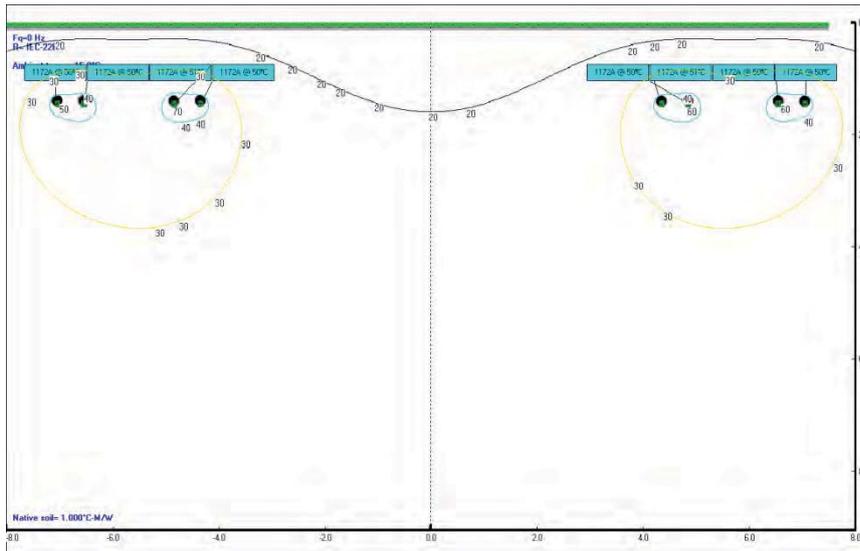


Abbildung 7.205 Variante 3, KSR, $\rho = 1,0$, $m = 0,6$

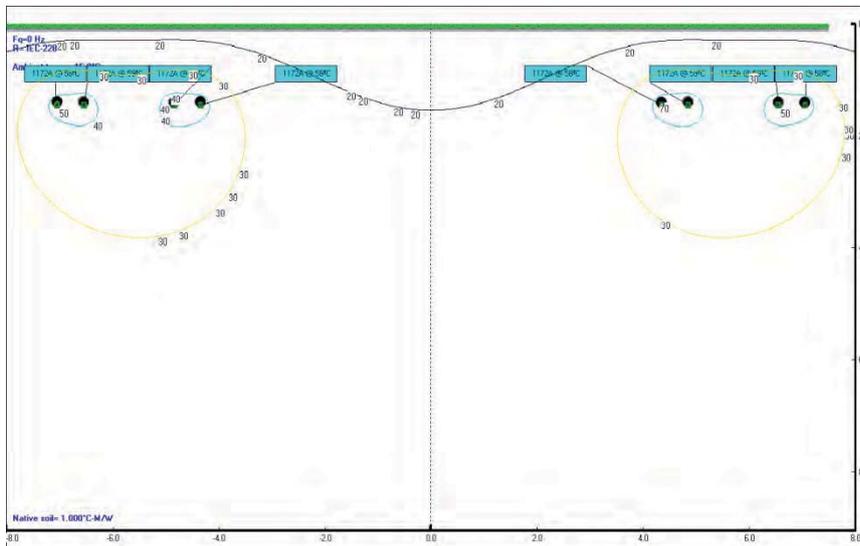


Abbildung 7.206 Variante 3, KSR, $\rho = 1,0$, $m = 0,8$

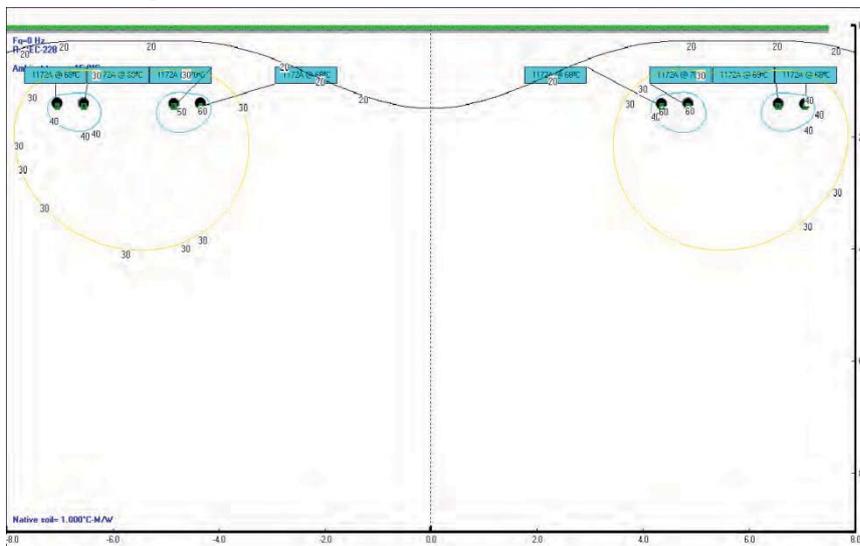


Abbildung 7.207 Variante 3, KSR, $\rho = 1,0$, $m = 1,0$

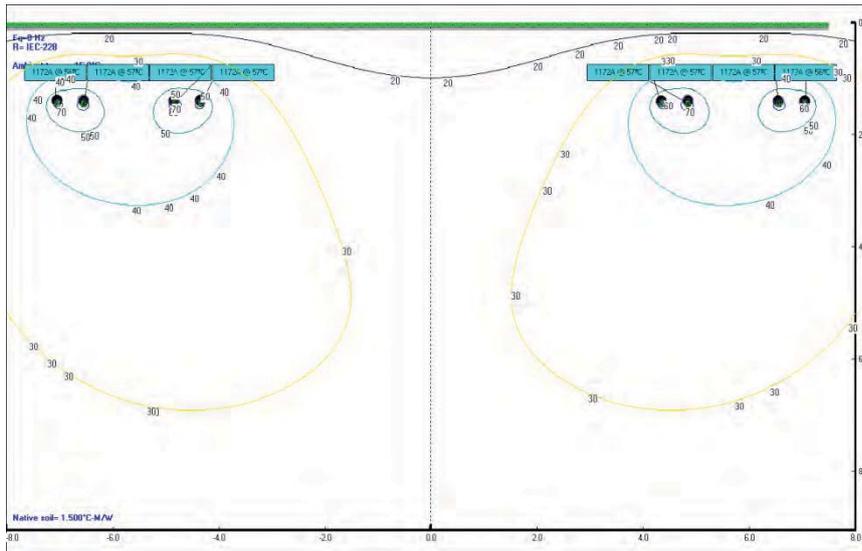


Abbildung 7.208 Variante 3, KSR, $\rho = 1,5$, $m = 0,6$

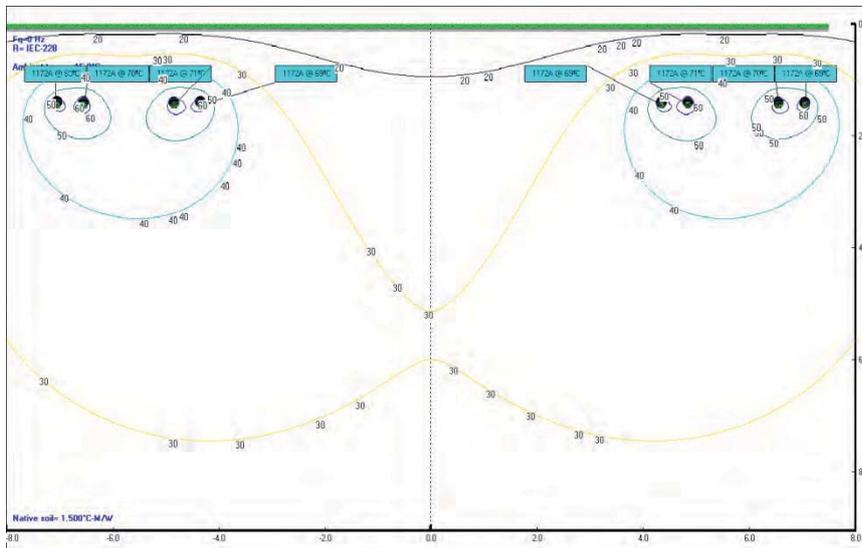


Abbildung 7.209 Variante 3, KSR, $\rho = 1,5$, $m = 0,8$

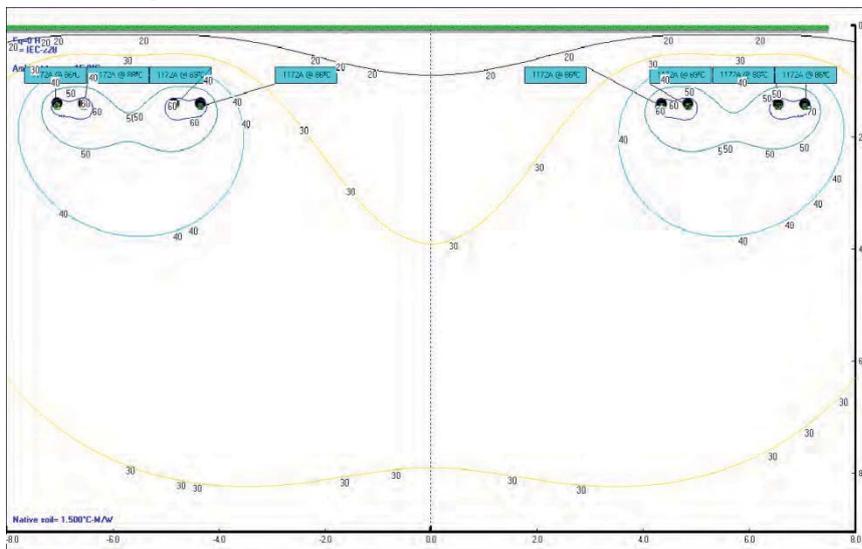


Abbildung 7.210 Variante 3, KSR, $\rho = 1,5$, $m = 1,0$

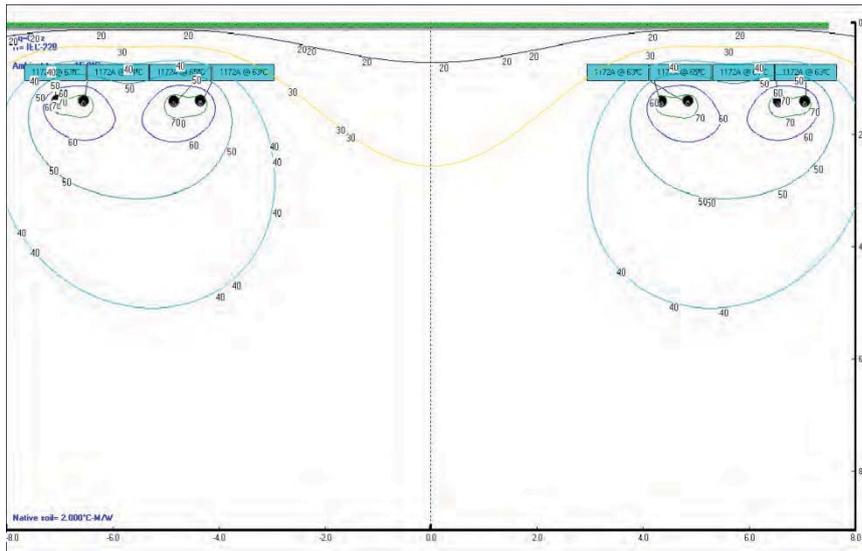


Abbildung 7.211 Variante 3, KSR, $\rho = 2,0$, $m = 0,6$

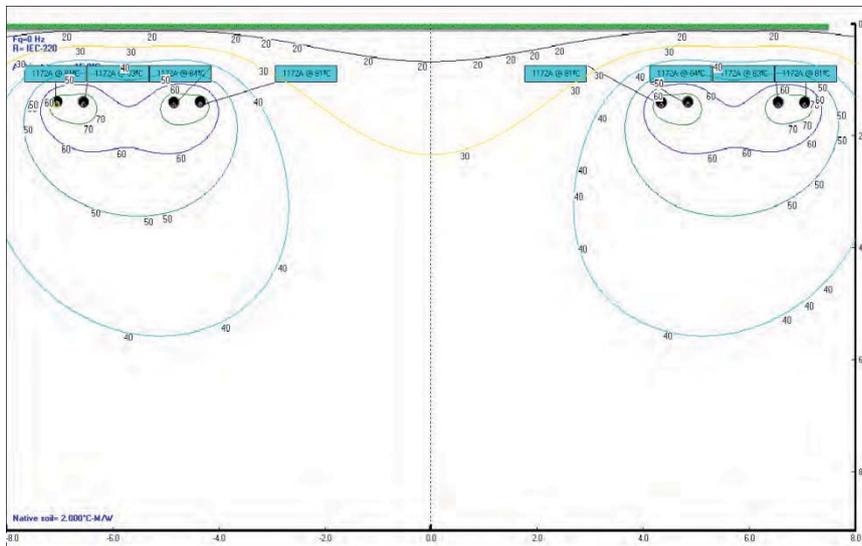


Abbildung 7.212 Variante 3, KSR, $\rho = 2,0$, $m = 0,8$

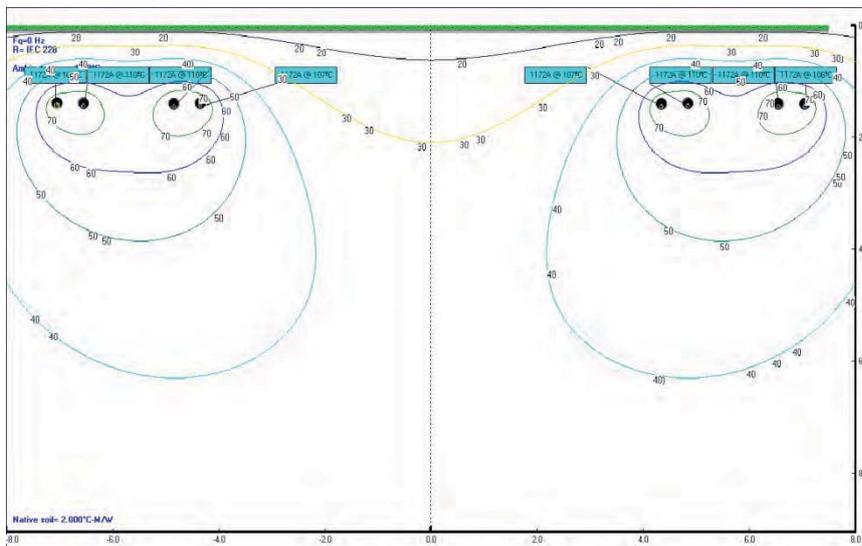


Abbildung 7.213 Variante 3, KSR, $\rho = 2,0$, $m = 1,0$

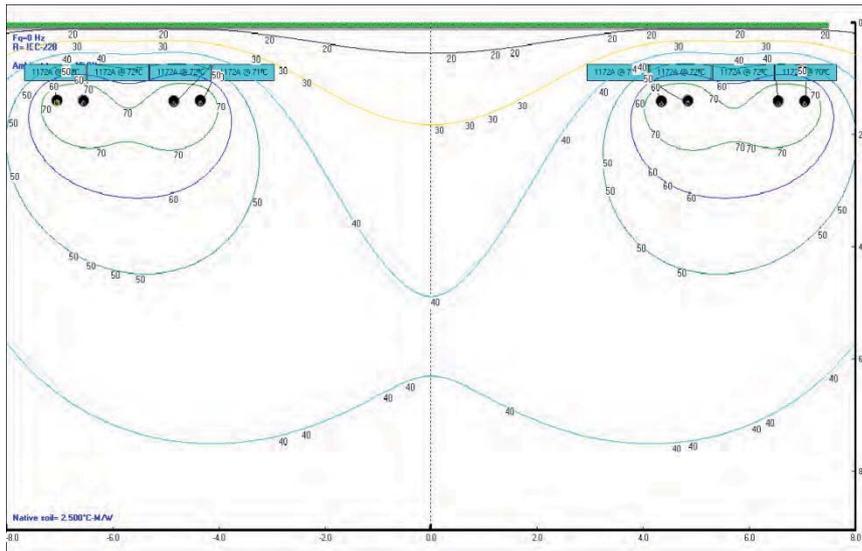


Abbildung 7.214 Variante 3, KSR, $\rho = 2,5$, $m = 0,6$

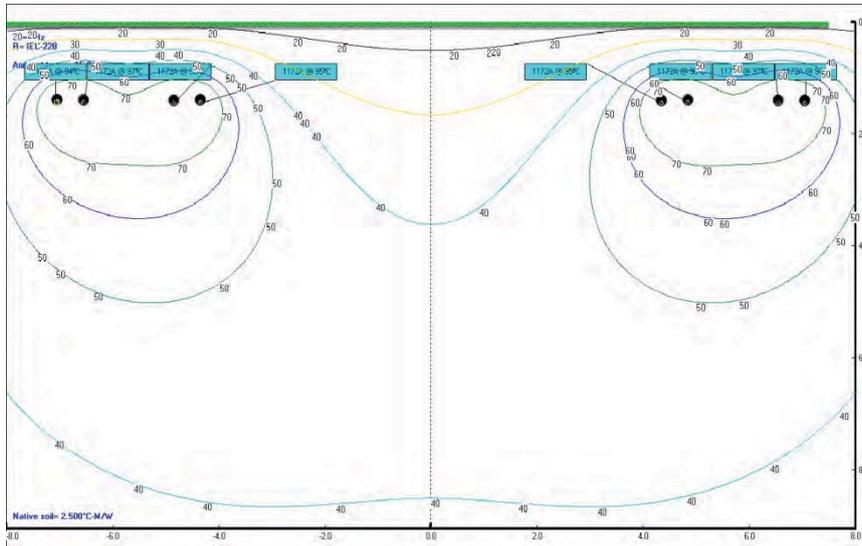
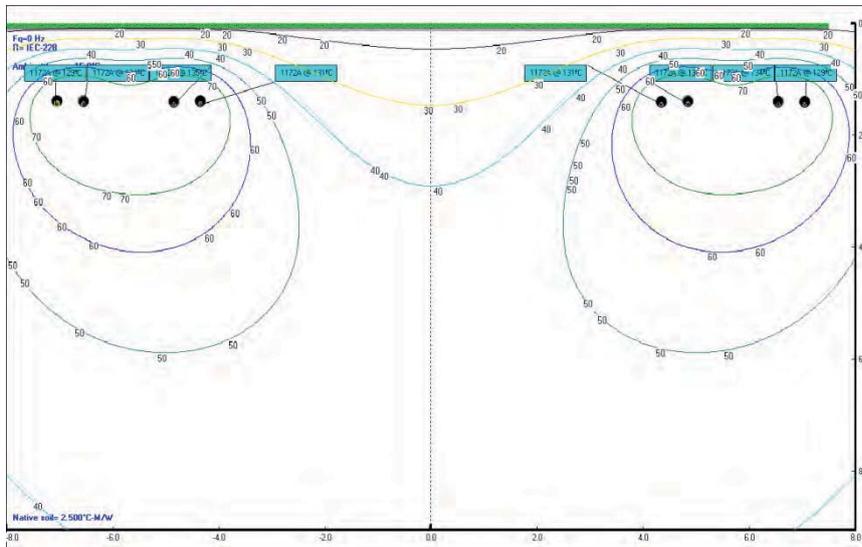


Abbildung 7.215 Variante 3, KSR, $\rho = 2,5$, $m = 0,8$



Ökologische Auswirkungen von 380-kV- Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen

Ergebnisbericht der Arbeitsgruppe Technik/Ökonomie

- Teil I: Übersicht über die Betriebsmittel
- Teil II: Thermische Berechnungen
- Teil III: Elektrische und magnetische Felder**
- Teil IV: Wirtschaftlichkeitsanalyse
- Teil V: Zusammenfassung und Kriterienkatalog

Bearbeiter: Dipl.-Ing. C. Rathke
Prof. Dr.-Ing. habil. L. Hofmann

Der Bericht besteht aus 38 Seiten.

Hannover, 31.12.2011

Inhaltsverzeichnis

	Seite
1 Elektrische und magnetische Beeinflussung	
1.1 Allgemeines	229
1.2 Gesetzliche Grenzwerte	229
1.2.1 Wechselfelder	229
1.2.2 Gleichfelder	230
2 Elektrische Felder	
2.1 Berechnung elektrischer Felder	231
2.2 Berechnungsergebnisse	233
2.2.1 Berechnungsergebnisse für den Nahbereich der Leitung	234
2.2.2 Berechnungsergebnisse für großem Abstand zur Leitung	236
2.2.3 Zusammenfassung der Berechnungsergebnisse	237
3 Magnetische Felder	
3.1 Berechnung magnetischer Felder	238
3.2 Magnetfeld eines symmetrisch belasteten Drehstromsystems	240
3.3 Magnetfeld bei Gleichstrom	241
3.4 Berechnungsergebnisse	241
3.4.1 Magnetische Felder im Nahbereich der Leitung im Normalbetrieb	243
3.4.2 Magnetische Felder im Nahbereich der Leitung im (n-1)-Fall	248
3.4.3 Magnetische Felder im Normalbetrieb in großem Abstand zur Leitung	253
3.4.4 Maßnahmen zur Reduktion magnetischer Felder	253
3.4.5 Zusammenfassung der Magnetfeld-Berechnungen	254
4 Zusammenfassung der Ergebnisse	257
5 Literaturverzeichnis	259
6 Anhang	
6.1 Abmessungen der verwendeten Freileitungs-Mastbilder	260
6.2 Abmessungen der Grabenprofile für die Drehstrom-Kabel	261
6.2.1 Grabenprofil 1 – Äquidistante Anordnung der Kabel	261
6.2.2 Grabenprofil 2 – 2x2 Kabelsysteme äquidistant verlegt	261
6.2.3 Grabenprofil3 – getrennte Kabelgräben	262
6.3 Abmessungen der Grabenprofile für die HGÜ-Kabel	262
6.3.1 Grabenprofil 1 – Äquidistante Anordnung der Kabel	262
6.3.2 Grabenprofil 2 – 2x2 Kabelsysteme äquidistant verlegt	263
6.3.3 Grabenprofil3 – getrennte Kabelgräben	263

1 Elektrische und magnetische Beeinflussung

1.1 Allgemeines

Elektrische Leiter sind von elektrischen (bedingt durch die Ladungsträger selbst) und magnetischen Feldern (bedingt durch den Stromfluss) umgeben. Die Höhe der auftretenden elektrischen Felder ist damit maßgeblich von der Betriebsspannung der elektrischen Anlage abhängig, welche im Übertragungsnetz als nahezu konstant angenommen werden kann. Dies führt dazu, dass die elektrischen Felder im Betrieb ständig auftreten und nur sehr geringfügige Schwankungen aufweisen. Die vom Leiterstrom abhängige magnetische Feldstärke weist anders als die elektrische Feldstärke größere Schwankungen auf, da der Betriebsstrom einer Übertragungsleitung maßgeblich von der tageszeitlich veränderlichen Belastung abhängig ist.

Sowohl die elektrische als auch die magnetische Feldstärke an einem bestimmten Ort sind stark abhängig von der Geometrie der Leiteranordnung (z. B. Mastbild oder Verlegeart). Bei Freileitungen treten, da sie über keinen metallischen Schirm verfügen, beide Feldarten auf. Bei Kabeln hingegen sorgt der geerdete metallische Schirm dafür, dass das elektrische Feld nicht nach außen in Erscheinung tritt.

Sowohl die elektrische als auch die magnetische Feldstärke nehmen mit steigendem Abstand zum Leitungssystem ab. Bei Freileitungen treten die höchsten Feldstärken dort auf, wo der niedrigste Abstand zum Boden erreicht wird. Dies ist in der Regel in der Mitte eines Spannungsfeldes am Ort des größten Leiterseildurchhanges. Bei Kabelanlagen sind die magnetischen Feldstärken aufgrund der in der Regel stets gleichen Verlegetiefe entlang der Trasse nahezu konstant. Lediglich im Bereich der Muffen oder bei Querungen können höhere Feldstärken auftreten, wenn die Kabelmittenabstände in diesen Bereichen vergrößert werden müssen.

1.2 Gesetzliche Grenzwerte

1.2.1 Wechselfelder

Die gesetzlichen Grenzwerte für niederfrequente elektrische und magnetische Felder sind in der 26. Verordnung zur Durchführung des Bundesimmissionsschutzgesetzes (26. BImSchV) [1] geregelt. Diese gelten für Grundstücke und Gebäude, in denen sich Menschen dauerhaft aufhalten und sind in **Tabelle 1.1** zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 1.1 Gesetzliche Grenzwerte für niederfrequente elektromagnetische Felder [1]

50-Hz-Felder	Grenzwert gemäß 26. BImSchV
Elektrische Feldstärke	5 kV/m
Magnetische Flussdichte	100 μ T

Diese Grenzwerte dürfen an maximal 5 % der Zeitdauer eines Tages um bis zu 100 % überschritten werden. Außerdem bleiben kleinräumige Überschreitungen von bis zu 100 % der Grenzwerte außerhalb von Gebäuden außer Betracht. Für die Berechnung der Felder ist die höchste betriebliche Anlagenauslastung heranzuziehen. Für die Berechnung der magnetischen Felder ist dies gemäß [2] sowohl für die Freileitung als auch für Erdkabel der höchste betriebliche Dauerstrom. Für die Berechnung der elektrischen Felder ist die Netznennspannung (380 kV) heranzuziehen.

Weiterhin sind in [2] auch die Bezugspunkte für die Berechnung der Felder angegeben. Für Freileitungen ist hiernach ein Bezugspunkt in 1,0 m Höhe und für Kabel in 0,2 m Höhe über der Erdbodenoberkante (EOK) zu wählen. Um eine bessere Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu erreichen, werden die elektromagnetischen Felder in diesem Bericht daher jeweils für beide Bezugspunkte angegeben.

1.2.2 Gleichfelder

Für statische Gleichfelder wie sie bei der HGÜ auftreten existieren keine gesetzlichen Grenzwerte. In der 2004 von der europäischen Kommission veröffentlichten EU Direktive 2004/40/EC [3] wird zum Schutz von Arbeitnehmern für statische Magnetfelder ein Grenzwert von 200 mT angegeben. Weiterhin kann auch der berufsgenossenschaftlichen Vorschrift BGV B11 [4] ein minimaler Grenzwert von 21,22 mT für statische magnetische Felder entnommen werden, welcher allerdings ebenfalls nur für den Schutz von Arbeitnehmern gilt.

Eine Betrachtung der elektrischen Felder ist nicht notwendig, da in dieser Studie nur HGÜ-Systeme mit Erdkabeln untersucht werden, bei denen aufgrund der metallischen Schirmung kein äußeres elektrisches Feld auftritt.

In Anlehnung an die Vorgaben in [2] werden die magnetischen Felder der HGÜ für den höchsten betrieblichen Dauerstrom und jeweils für die Bezugspunkte in 1,0 m und 0,2 m Höhe berechnet.

2 Elektrische Felder

2.1 Berechnung elektrischer Felder

Elektrische Felder werden sowohl von Ladungen selbst als auch durch Änderungen magnetischer Felder hervorgerufen. Sie werden durch die elektrische Feldstärke beschrieben, die eine gerichtete Größe ist und durch einen Vektor mit den drei Raumkomponenten \underline{E}_x , \underline{E}_y und \underline{E}_z dargestellt wird.

Es kann im Folgenden von niederfrequenten Wechselströmen ausgegangen werden, so dass noch quasistatische Verhältnisse angenommen werden können. Daraus folgt, dass sich zum einen das elektrische Feld der sich langsam zeitlich veränderlichen Ladung so verhält wie das einer konstanten Ladung. Zum anderen ist in jeder Ebene senkrecht zur Leitung das Feld rotationsfrei. Damit entspricht das elektrische Feld dem eines elektrostatischen Feldes, für das ein skalares Potential und damit auch elektrische Spannungen eindeutig und wegunabhängig definiert werden können.

Die Berechnung der Komponenten der elektrischen Feldstärke in x- und in y-Richtung, d. h. quer zur Leitung, kann aufgrund der quasistationären Verhältnisse vereinfachend mit der für stationäre Stromkreise gültigen Spiegelungsmethode erfolgen. Es wird hierfür die Leiteranordnung in **Abbildung 2.1** betrachtet, in der der Leiter i als Träger einer Linienladung und der Spiegelleiter i' als Träger einer Linienladung entgegengesetzter Polarität dargestellt sind.

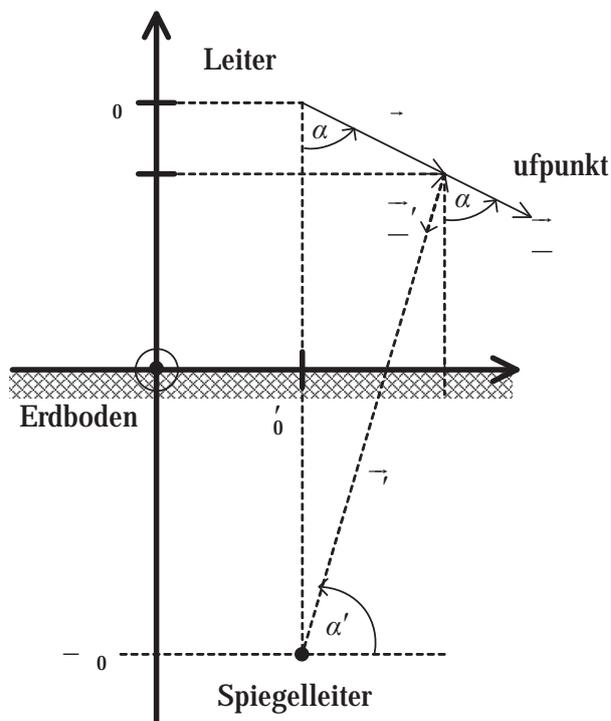


Abbildung 2.1 Linienladung i am Ort (x_{0i}, y_{0i}) , elektrische Feldstärke im Aufpunkt und Abmessungen Linienladung-Aufpunkt

Die Leiterpotentiale und das Erdpotential können für ein kurzes Leitungsstück als konstant angenommen werden. Damit ist das elektrische Feld zwischen den Leitern und dem Erdboden eindeutig zu bestimmen. Man erhält für die Komponenten des von einer Linienladung auf Leiter i erzeugten elektrischen Feldes über dem Erdboden mit der elektrischen Feldkonstante ε_0 (Permittivität des Vakuums):

$$E_x = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} \left[\frac{-q}{(x-x_0)^2 + (y-y_0)^2} - \frac{-q}{(x-x_0)^2 + (y+y_0)^2} \right] \quad (2.1)$$

und:

$$E_y = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} \left[\frac{-q}{(x-x_0)^2 + (y-y_0)^2} - \frac{+q}{(x-x_0)^2 + (y+y_0)^2} \right] \quad (2.2)$$

Die x- und die y-Komponente der elektrischen Feldstärke im Erdboden ($y \leq 0$) können aufgrund der genannten Näherungen und der quasistationären Verhältnisse vernachlässigt werden.

Bei der Betrachtung einer Mehrleiteranordnung sind die elektrischen Felder der Linienladungen auf allen Leitern in die Betrachtung einzubeziehen. Sie können aufgrund der Linearität des betrachteten Systems überlagert und vektoriell addiert werden.

Durch die Überlagerung der Teilfelder sind die Effektivwerte und die Phasenwinkel der x- und der y-Komponente der resultierenden elektrischen Feldstärke im Allgemeinen unterschiedlich. Damit spricht man hier von elliptischen Drehfeldern.

Die Linienladungen können durch die mit den bekannten Kapazitätskoeffizientenbelägen gegebene Proportionalität ihrer Teillinienladungen zu den Leiter-Erde-Spannungen ersetzt werden (siehe Gl. (2.3)). Bei Vorgabe der über einem Leitungsstück als konstant anzusehenden Leiter-Erde-Spannungen U_k kann anschließend das elektrische Feld mit den Gl. (2.1) und (2.2) in guter Näherung bestimmt werden:

$$E = \sum_{k=1}^n E_k \quad (2.3)$$

Eine detaillierte Feldberechnung z. B. mit der Finiten-Elemente-Methode liefert in dem hier interessierenden Bereich in Spannfeldmitte genauere Ergebnisse, die aber keine grundsätzlich abweichenden Zahlenwerte und Aussagen ergeben (siehe auch [5]).

Aus den Beträgen der resultierenden Teilkomponenten der elektrischen Feldstärke wird die sogenannte Ersatzfeldstärke, die für die Bewertung des elektrischen Feldes

und die Einhaltung der Grenzwerte entscheidend ist, gemäß der 26. BImSchV [1] wie folgt gebildet:

$$E_{\text{ers}} = \sqrt{E_x^2 + E_y^2 + E_z^2} \quad (2.4)$$

Das Leiterseil nimmt zwischen den beiden Aufhängepunkten an den Masten den Verlauf einer Kettenlinie ein, dessen mathematische Lösung im Jahre 1690 parallel von Gottfried Wilhelm von Leibniz, Johann Bernoulli und Christiaan Hygens erarbeitet wurde [6]. Die Form der Seilkurve wird vom Eigengewicht G' pro m Seillänge, der Länge des Leiterseils L und der auf das Leiterseil wirkenden Horizontalkraft, die ihrerseits von der sich einstellenden Seilkurve abhängt, beeinflusst.

Bei gleich hohen Aufhängepunkten befindet sich der tiefste Punkt des Leiterseils in der Mitte des Spannungsfeldes. Dort ergibt sich aufgrund des geringsten Abstands zum Erdboden das maximale elektrische Feld.

2.2 Berechnungsergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse für die mit der in Abschnitt 2.1 beschriebenen Methode berechneten elektrischen Felder für typische Mastformen von Freileitungen angegeben. Hierbei wird zunächst ein Nahbereich bis zu einer Entfernung von 50 m zur Leitungsachse betrachtet. Die im projektbegleitenden Arbeitskreis abgestimmten Mastbilder können dem Anhang zu diesem Bericht entnommen werden. Drehstrom- und HGÜ-Erdkabel besitzen aufgrund der metallischen Schirmung kein äußeres elektrisches Feld und werden daher nicht berücksichtigt. Aus diesem Grund wird zur Wahrung der Übersichtlichkeit als Aufpunkt nur der für Freileitungen maßgebliche Wert von 1,0 m über der EOK gewählt.

Da der Betrag der elektrischen Feldstärke spannungs- und entfernungsabhängig ist, treten die maximalen Feldstärken bei der maximal zulässigen Betriebsspannung und dem minimalen zulässigen Abstand zum Leiterseil auf. Die zulässige Dauerbetriebsspannung im 380-kV-Netz darf gemäß der gültigen Netzanschlussregeln der ÜNB (z. B. [7]) im Bereich zwischen 350 und 420 kV liegen. Um die Spannungsabhängigkeit zeigen zu können, werden daher sowohl die elektrischen Feldstärken für die Netznennspannung (380 kV) sowie die maximal zulässige Betriebsspannung (420 kV) angegeben. Wie in Abschnitt 1.2 beschrieben, ist für die Beurteilung des zulässigen Betriebs gemäß 26. BImSchV [1] jedoch nur der für die Netznennspannung ermittelte Wert heranzuziehen.

Der minimale Abstand der Leiterseile zum Erdboden beträgt im freien Gelände 7,80 m. Da dieser aber nur an wenigen Stellen im Leitungsverlauf erreicht wird, werden die elektrischen Feldstärken auch für einen durchschnittlichen Bodenab-

stand von 12 m [8]¹⁾ berechnet. Hiermit soll auch der Einfluss des Durchhanges der Leiterseile gezeigt werden. In der Praxis wird der Seildurchhang nach Aussage von ÜNB so eingestellt, dass die auftretende elektrische Feldstärken an keiner Stelle der Leitung den nach [1] maßgeblichen Grenzwert von 5 kV/m überschreitet.

2.2.1 Berechnungsergebnisse für den Nahbereich der Leitung

In **Abbildung 2.2** ist der Verlauf der elektrischen Feldstärke²⁾ in der Spannfeldmitte für eine Spannung von 380 kV und minimale Bodenabstände von 7,80 m und 12 m in Abhängigkeit vom seitlichen Abstand zur Leitungsachse gezeigt. Es ist deutlich zu erkennen, dass die elektrische Feldstärke im Nahbereich der Freileitung für den minimal zulässigen Bodenabstand von 7,80 m für alle Masttypen oberhalb des gesetzlichen Grenzwertes von 5 kV/m liegt. Zu den Seiten hin fällt die elektrische Feldstärke jedoch schnell ab und liegt je nach Masttyp ab einem seitlichen Abstand von 15 bis 30 m unterhalb des Grenzwertes. Wird ein durchschnittlicher Abstand von 12 m zwischen den Leiterseilen und der EOK eingehalten, so ergibt sich eine Verringerung der maximalen Feldstärken, die im Bereich von etwa 50 % gegenüber den sich bei Minimalabstand zur EOK ergebenden elektrischen Feldstärken liegt. Hierdurch liegen die auftretenden elektrischen Feldstärken für den Donau- und den Einebenenmast unterhalb des Grenzwertes, beim Tonnenmast dagegen wird genau der Grenzwert erreicht.

Werden die Freileitungen mit der höchsten zulässigen Dauerbetriebsspannung von 420 kV betrieben, so ergeben sich gegenüber den Verläufen für 380 kV entsprechend höhere Maximalwerte der elektrischen Feldstärke. Die Erhöhung beträgt für den Minimalabstand der Leiter zur EOK etwa 1 kV/m und für den angenommenen durchschnittlichen Abstand von 12 m etwa 0,5 kV/m. Vergleicht man **Abbildung 2.2** und **Abbildung 2.3** miteinander, so stellt man fest, dass die Unterschiede für größer werdenden Abstand zur Leitung abnehmen. Für einen Abstand von 50 m ist praktisch kein Unterschied zwischen den elektrischen Feldstärken bei 380 und 420 kV festzustellen. Auch der Einfluss des Leiterseildurchhanges und der Mastform nimmt deutlich ab, da die Abstände zwischen den Leiterseilen untereinander und dem Erdboden gegenüber der Entfernung zur Leitung sehr klein werden.

¹⁾ Dieser Wert für den durchschnittlichen Bodenabstand wurde im projektbegleitenden Arbeitskreis durch den Vertreter eines Übertragungsnetzbetreibers bestätigt.

²⁾ Es werden hier und im Folgenden immer Effektivwerte gemäß Gl. (2.4) angegeben.

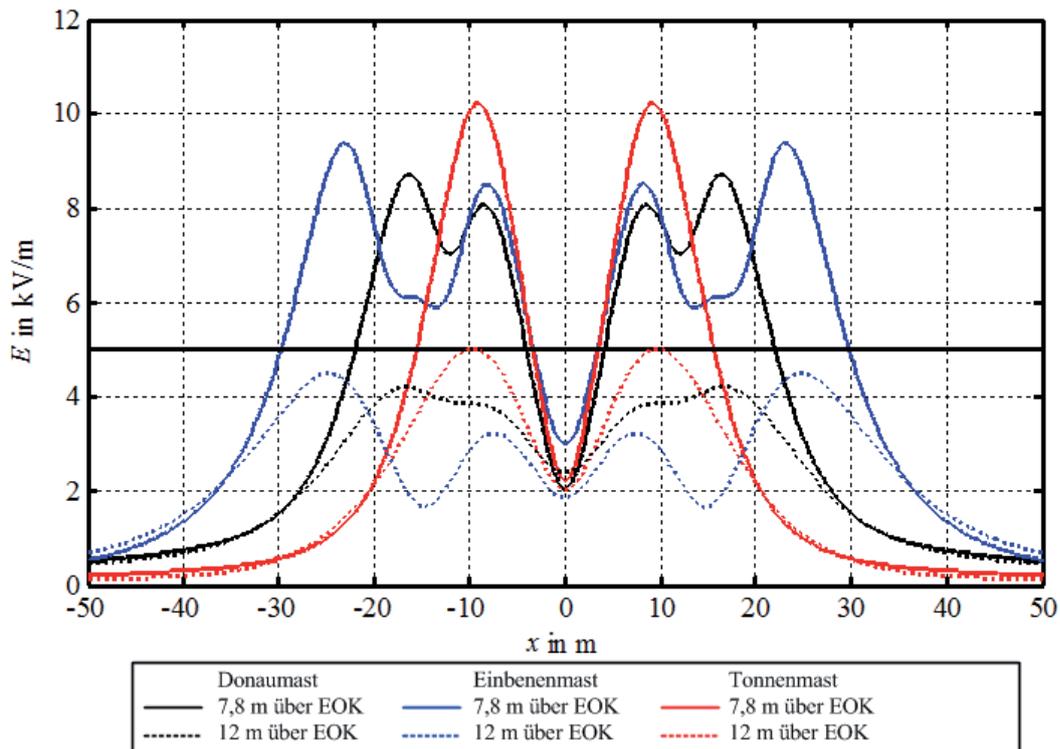


Abbildung 2.2 Verlauf der elektrischen Feldstärke in einer Aufpunkthöhe von 1,0 m über EOK für eine Betriebsspannung von 380 kV und 7,8 m bzw. 12,0 m Bodenabstand in Anhängigkeit vom seitlichen Abstand zur Leitungsachse

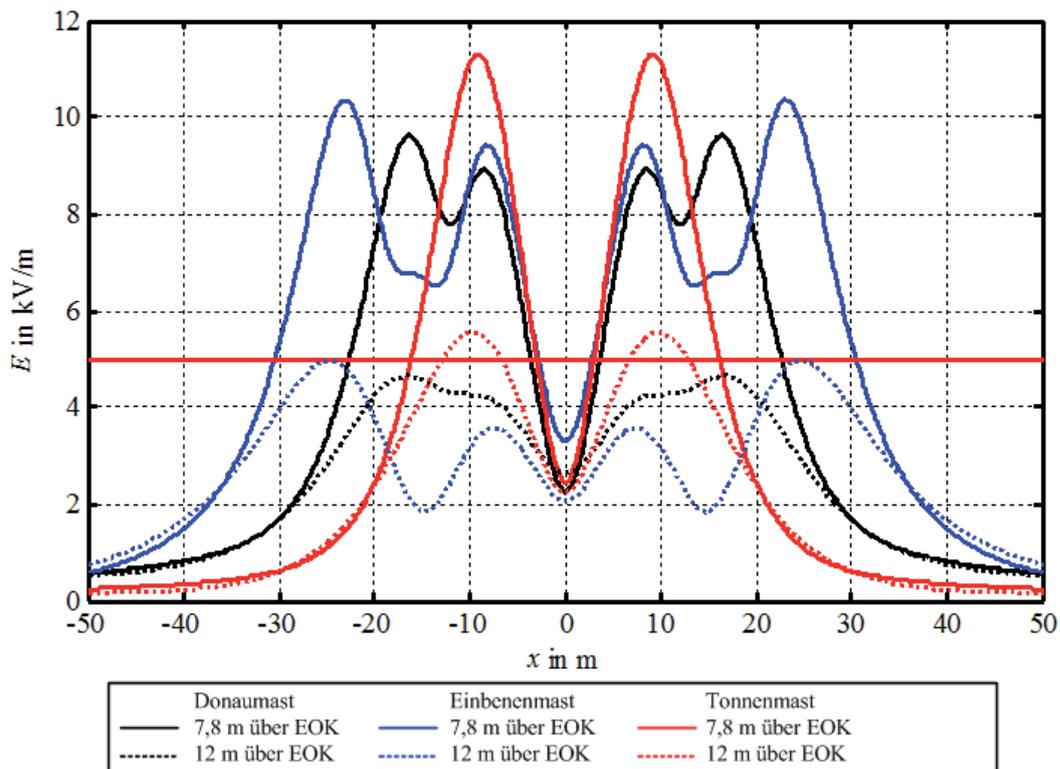


Abbildung 2.3 Verlauf der elektrischen Feldstärke in einer Aufpunkthöhe von 1,0 m über EOK für eine Betriebsspannung von 420 kV und 7,8 m bzw. 12,0 m Bodenabstand

2.2.2 Berechnungsergebnisse für großem Abstand zur Leitung

Die bisherigen Betrachtungen haben sich auf den Nahbereich der Freileitung bezogen. Dieser Bereich ist jedoch in der Regel nicht für die Beurteilung der auftretenden Feldstärken gemäß 26. BImSchV maßgeblich, da die gesetzlichen Grenzwerte nur für Bereiche gelten, in denen sich Menschen dauerhaft aufhalten. Bei realen Projekten müsste demnach der kleinste Abstand der Leitung zu Wohn-, Geschäfts- oder Industriegebäuden ermittelt werden und die elektrischen Feldstärken hierfür bestimmt werden. Um dies beispielhaft zu zeigen, wurden auch die elektrischen Feldstärken in großem Abstand zur Freileitung berechnet. Hierbei wird davon ausgegangen, dass die im Energieleitungsausbaugesetz (ENLAG) [9] genannten Mindestabstände von 200 m bzw. 400 m eingehalten werden. Das Ergebnis ist in **Abbildung 2.4** am Beispiel des Donaumastbildes dargestellt. Hierbei wurde aus Darstellungsgründen eine halblogarithmische Darstellung gewählt, da die auftretenden elektrischen Feldstärken für große Entfernungen sehr klein werden.

Es ist zu erkennen, dass die resultierenden elektrischen Feldstärken bei Einhaltung der ENLAG-Vorsorgeabstände sehr weit unterhalb des gesetzlichen Grenzwertes von 5 kV/m liegen. Für einen Abstand von 200 m zur Wohnbebauung beträgt die elektrische Feldstärke der Freileitung mit Donaumast maximal nur noch etwa 0,35 kV/m und für einen Abstand von 400 m sogar nur noch 0,009 kV/m, was 7 bzw. 0,18 % des gesetzlichen Grenzwertes entspricht. Dies zeigt, dass erhöhte Abstände zur Freileitung eine sehr effektive Maßnahme zur Reduzierung elektrischer Felder darstellen.

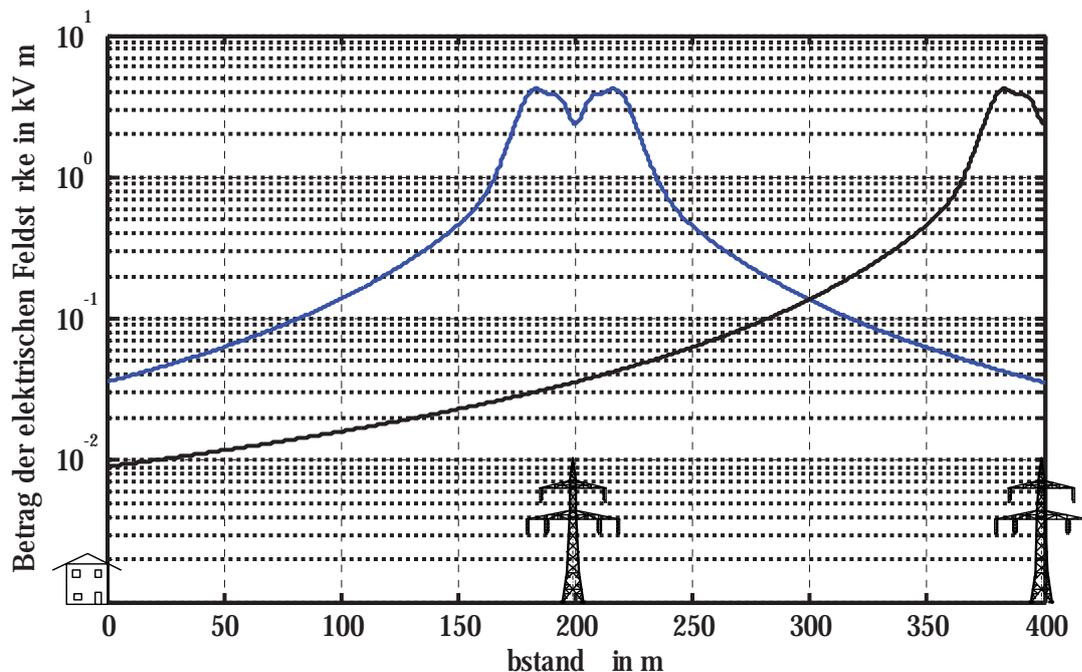


Abbildung 2.4 Verlauf der elektrischen Feldstärke in einer Aufpunkthöhe von 1,0 m über EOK für eine Betriebsspannung von 380 kV und einen Abstand von 200 bzw. 400 m zur Wohnbebauung

2.2.3 Zusammenfassung der Berechnungsergebnisse

Im Folgenden werden die Berechnungsergebnisse in **Tabelle 2.1** zusammenfassend dargestellt. Der gesetzliche Grenzwert für Dauerexposition wird nur im Nahbereich und für den Mindestabstand von 7,80 m zur EOK überschritten.

Wird ein durchschnittlicher Abstand der Leiterseile zur EOK von 12 m eingehalten, liegt die resultierende maximale elektrische Feldstärke für das übliche Donaumastbild auch bei höchster dauerhaft zulässiger Betriebsspannung unterhalb des Grenzwertes von 5 kV/m.

Für die im ENLAG genannten Mindestabstände von 200 bzw. 400 m liegen die berechneten elektrischen Feldstärken mit Werten zwischen 1,0 und 39,0 V/m weit unterhalb von 5 kV/m. Damit liegen die Werte für die maximal auftretenden elektrischen Feldstärken im Bereich der bei Haushaltsgeräten auftretenden Feldstärken (vergleiche auch [10]).

Elektrische Felder werden bereits durch schwach leitfähige geerdete Materialien stark gedämpft [11], so dass für die untersuchten großen Abstände innerhalb von Wohngebäuden nur äußerst geringe Feldstärken zu erwarten sind.

Tabelle 2.1 Zusammenfassende Darstellung der berechneten Werte für die elektrischen Feldstärken der untersuchten Masttypen bei Netzennspannung und der höchsten zulässigen Dauerbetriebsspannung

Elektrische Feldstärke in kV/m (Effektivwerte gemäß Gl. (2.4))		Netzennspannung 380 kV			höchste zulässige Dauerbetriebsspannung 420 kV		
		Abstand zur Leitungsachse			Abstand zur Leitungsachse		
Masttyp	Leiterabstand zur EOK	max ¹⁾	200 m	400 m	max ¹⁾	200 m	400 m
Donaumast	7,8 m	8,7	0,035	0,009	9,6	0,039	0,010
	12 m	4,2	0,036	0,009	4,6	0,039	0,010
Tonnenmast	7,8 m	10,2	0,010	0,002	11,3	0,011	0,002
	12 m	5,0	0,009	0,002	5,5	0,010	0,002
Einebenenmast	7,8 m	9,4	0,006	0,001	10,4	0,006	0,001
	12 m	4,5	0,008	0,001	5,0	0,009	0,002

¹⁾ Maximalwert des Effektivwerts der elektrischen Feldstärke

3 Magnetische Felder

3.1 Berechnung magnetischer Felder

Die magnetische Feldstärke ist eine gerichtete Größe, die durch einen Vektor mit den drei Raumkomponenten H_x , H_y und H_z wie folgt beschrieben wird:

$$\vec{H} = H_x \vec{e}_x + H_y \vec{e}_y + H_z \vec{e}_z = \begin{bmatrix} H_x \\ H_y \\ H_z \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

hierbei sind \vec{e}_x , \vec{e}_y und \vec{e}_z die Einheitsvektoren in x-, y- und z-Richtung und H_x , H_y und H_z die entsprechenden Beträge. Für den Betrag des Vektors gilt:

$$|\vec{H}| = \sqrt{H_x^2 + H_y^2 + H_z^2} \quad (3.2)$$

Die magnetische Flussdichte, die auch als Induktion bezeichnet wird, ergibt sich aus:

$$\vec{B} = \mu \vec{H} = \mu_0 \mu_{\text{rel}} \vec{H} \quad (3.3)$$

Für den Luftraum gilt hierbei $\mu_{\text{rel}} = 1$, d. h. $\mu = \mu_0$.

Bei zeitlich veränderlichem Strom $i(t)$ bildet sich ein zeitlich veränderliches magnetisches Feld $\vec{H}(t)$ und eine zeitlich veränderliche magnetische Induktion $\vec{B}(t)$ aus¹⁾.

Für die Betrachtung der magnetischen Feldstärken und Induktionen an Leitungen kann man sich gewöhnlich auf den ebenen Fall beschränken, wodurch in den Gln. (3.1) und (3.2) die Komponente H_z entfällt. Außerdem ist vorausgesetzt, dass sich der Rückleiter unendlich weit vom Aufpunkt P entfernt befindet.

Die magnetische Feldstärke \vec{H} des langen stromdurchflossenen Leiters i am Ort (x_{0i}, y_{0i}) im Raumpunkt (x, y) (siehe **Abbildung 3.1**) berechnet sich gemäß [12] zu:

$$\vec{H}(x, y) = \begin{bmatrix} H_x \\ H_y \end{bmatrix} = \frac{i}{2\pi r} \begin{bmatrix} -\sin(\alpha) \\ \cos(\alpha) \end{bmatrix} = \frac{i}{2\pi r} \begin{bmatrix} -(y - y_0) \\ -(x - x_0) \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

mit dem Abstand Leiter-Raumpunkt:

$$r = \sqrt{(x - x_0)^2 + (y - y_0)^2} \quad (3.5)$$

¹⁾ Für zeitlich veränderliche Größen werden im Folgenden kleine Buchstaben verwendet.

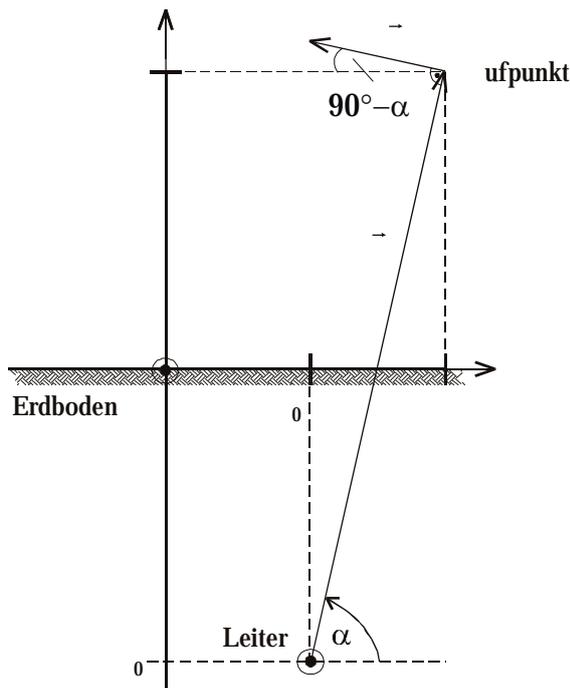


Abbildung 3.1 Magnetische Induktion im Aufpunkt (x, y) eines stromdurchflossenen Leiters i am Ort (x_{0i}, y_{0i}) und Abmessungen Kabel-Aufpunkt

Für die zeitlichen Änderungen der Vektorbeträge ergibt sich:

$$|\vec{r}(\cdot)| = \sqrt{r_x^2(\cdot) + r_y^2(\cdot)} = \frac{(\cdot)}{2\pi} \quad (3.6)$$

und:

$$|\vec{r}(\cdot)| = \sqrt{r_x^2(\cdot) + r_y^2(\cdot)} = \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \frac{(\cdot)}{(\cdot)} \quad (3.7)$$

Ist der Strom einfrequenz sinusförmig, so kann er auch durch einen umlaufenden Zeiger beschrieben werden:

$$i_i(t) = \hat{i}_i \cdot \cos(\omega_0 t + \varphi_i) = \sqrt{2} I_i \cos(\omega_0 t + \varphi_i) \quad (3.8)$$

Entsprechend können auch die Komponenten b_{xi} und b_{yi} als Zeiger dargestellt werden:

$$\underline{b}_x = \underline{e}^{(j\omega_0 t + \varphi)} \quad (3.9)$$

$$\underline{b}_y = \underline{e}^{(j\omega_0 t + \varphi)} \quad (3.10)$$

Unter Verwendung von Effektivwertzeigern ergibt sich:

$$\underline{b}_x = \frac{\underline{b}_x}{\sqrt{2} e^{j\omega_0 t}} = \underline{e}^{\varphi} \quad (3.11)$$

und analog:

$$B_x = -\frac{\mu_0}{2\pi} \frac{\sin(\alpha)}{r} = e^{-j\varphi} \quad (3.12)$$

$$B_y = \frac{\mu_0}{2\pi} \frac{\cos(\alpha)}{r} = e^{-j\varphi} \quad (3.13)$$

Aus den Beträgen von B_x und B_y wird die sogenannte Ersatzflussdichte gemäß 26. BImSchV (siehe [1], [2], [13] und [14]), die auch als Effektivwert des Vektors \vec{B} aufgefasset werden kann, wie folgt gebildet:

$$B_{\text{ers}} = \sqrt{B_x^2 + B_y^2} = \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \frac{1}{r} \quad (3.14)$$

Gl. (3.14) lässt sich mit $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7} \text{ Vs/m}$ in die praktisch leicht zu handhabende zugeschnittene Größenwertgleichung überführen:

$$B_{\text{ers}} / \mu = 0,2 \frac{I}{m} \quad (3.15)$$

3.2 Magnetfeld eines symmetrisch belasteten Drehstromsystems

Die Betrachtung einer Mehrleiteranordnung schließt im Gegensatz zu Abschnitt 3.1 alle Rückleiter (z. B. vierter Leiter bei Drehstrom-Kabeln, Kabelschirme) in die Betrachtung mit ein.

Jeder Strom $i_i(t)$ verursacht einen Induktionsvektor $\vec{b}_i(t)$ mit den Komponenten $\vec{b}_{xi}(t)$ und $\vec{b}_{yi}(t)$. Bei Betrachtung von einfrequenten sinusförmigen Strömen lassen sich diese Komponenten als Zeigergrößen entsprechend Gl. (3.12) und (3.13) beschreiben und wegen der Linearität des betrachteten Systems überlagern. Die Summation aller x- und y-Komponenten erfolgt zweckmäßigerweise in der komplexen Ebene:

$$B_x = e^{-j\varphi} = \sum e^{-j\varphi} = -\frac{\mu_0}{2\pi} \sum \frac{\sin(\alpha)}{r} e^{-j\varphi} = -\frac{\mu_0}{2\pi} \sum \left(\frac{-j}{r} \right) e^{-j\varphi} \quad (3.16)$$

$$B_y = e^{-j\varphi} = \sum e^{-j\varphi} = \frac{\mu_0}{2\pi} \sum \frac{\cos(\alpha)}{r} e^{-j\varphi} = \frac{\mu_0}{2\pi} \sum \left(\frac{1}{r} \right) e^{-j\varphi} \quad (3.17)$$

Hieraus lässt sich die Ersatzflussdichte gemäß 26. BImSchV [1] (Effektivwert) berechnen. Diese ergibt sich in Analogie zu Gl. (3.14) zu:

$$B_{\text{ers}} = \sqrt{B_x^2 + B_y^2} \quad (3.18)$$

Für die Ströme eines Drehstromsystems gilt bei symmetrischer Belastung:

$$-1 = - = e^\varphi \quad (3.19)$$

$$-2 = - - \quad (3.20)$$

$$-3 = - - \quad (3.21)$$

Die Stromsumme ist in jedem Zeitpunkt Null. Erdströme oder Ströme in den Rückleitern treten nicht auf. Die resultierenden Zeiger für die x- und y-Komponenten berechnen sich nach den Gl. (3.16) und (3.17) zu:

$$- = - \frac{\mu_0}{2\pi} \left(\frac{\sin(\alpha_1)}{1} + \frac{\sin(\alpha_2)}{2} + \frac{\sin(\alpha_3)}{3} \right) e^\varphi \quad (3.22)$$

$$- = \frac{\mu_0}{2\pi} \left(\frac{\cos(\alpha_1)}{1} + \frac{\cos(\alpha_2)}{2} + \frac{\cos(\alpha_3)}{3} \right) e^\varphi \quad (3.23)$$

und für die Beträge ergibt sich:

$$= \frac{\mu_0}{2\pi} \left| \frac{\sin(\alpha_1)}{1} + \frac{\sin(\alpha_2)}{2} + \frac{\sin(\alpha_3)}{3} \right| \quad (3.24)$$

$$= \frac{\mu_0}{2\pi} \left| \frac{\cos(\alpha_1)}{1} + \frac{\cos(\alpha_2)}{2} + \frac{\cos(\alpha_3)}{3} \right| \quad (3.25)$$

Es ist ersichtlich, dass die Beträge B_x und B_y nicht von der Phasenlage der Ströme abhängen. Sie hängen nur noch von der Geometrie ab. Es lässt sich mathematisch zeigen, dass bei symmetrischer Belastung die Reihenfolge der Phasen keinen Einfluss auf die Beträge hat.

3.3 Magnetfeld bei Gleichstrom

Für die Berechnung der Magnetfelder der HGÜ können die Gleichungen (3.16), (3.17) und (3.18) herangezogen werden. Hierbei wird anstatt des Effektivwertes des Wechselstromes der Betrag des Gleichstroms verwendet. Weiterhin werden für die Phasenlagen der Hinleiter jeweils 0° und für die der Rückleiter jeweils 180° eingesetzt.

3.4 Berechnungsergebnisse

Die Berechnung der magnetischen Felder gemäß der Abschnitte 3.2 und 3.3 wurde für drei verschiedene Mastbilder der Drehstrom-Freileitung sowie für jeweils drei

verschiedene Grabenprofile für die Drehstrom- und die HGÜ-Erdkabel durchgeführt. Die Abmessungen der Anordnungen wurden so gewählt, dass mit ihnen die grundsätzlichen Zusammenhänge und der Einfluss der Geometrie gezeigt werden können. Die entsprechenden Mastbilder und Grabenprofile wurden mit dem Auftraggeber und im projektbegleitenden Arbeitskreis abgestimmt und können zusammen mit den gewählten Abmessungen dem Anhang dieses Berichts entnommen werden.

Wie Gl. (3.14) zu entnehmen ist, ist die Größe der magnetischen Flussdichte vom Abstand zu den stromführenden Leitern abhängig. Als maßgebende Aufpunkte werden die in der Durchführungsbestimmung zur 26. BImSchV [2] angegebenen Höhen über der EOK benutzt. Um die Werte vergleichbar zu machen, werden sowohl die auftretenden magnetischen Felder für die Freileitung als auch für die Kabel für beide Aufpunkte berechnet und in **Tabelle 3.2** vergleichend gegenübergestellt. Bei Freileitungen ist wie schon bei der Berechnung der elektrischen Felder zu beachten, dass die höchsten Felder aufgrund des Seildurchhanges in der Mitte eines Spannungsfeldes auftreten. Auch hier werden wieder sowohl der Mindestabstand zur EOK von 7,80 m als auch ein durchschnittlicher Abstand von 12 m zur EOK berücksichtigt. Demgegenüber sind die magnetischen Felder der Kabel entlang der Trasse aufgrund der nahezu gleichbleibenden Legetiefe und Kabelabstände als konstant anzusehen.

Wie Gl. (3.14) ebenfalls entnommen werden kann, ist die Höhe der auftretenden magnetischen Flussdichte stromabhängig und ändert sich daher im Tagesverlauf entsprechend der Auslastung der Leitung. Für die Berechnung nach 26. BImSchV ist aus diesem Grund stets der bei maximaler Anlagenauslastung fließende Strom heranzuziehen. Aus Gründen der Vergleichbarkeit wurde in dieser Studie sowohl für die Kabel als auch für die Freileitung eine Belastung von 3000 MVA (2×1500 MVA) bei einer Übertragungsspannung von 380 kV angenommen. Hierdurch ergeben sich für die Freileitung Leiterströme von 2×2279 A und für das Drehstrom-Kabel Ströme von 4×1139 A. Für die Berechnung der Leiterströme der HGÜ wurde für eine Belastung von 3000 MW von einer Gleichspannung von ± 320 kV ausgegangen, wodurch sich für die Leiterströme Werte von 8×1172 A (jeweils vier Hin- und Rückleiter) ergeben.

Da sich im (n-1)-Fall in der Regel höhere Leiterströme und damit höhere magnetische Gesamtinduktionen ergeben als im Normalbetrieb, wurde dieser Fall der Vollständigkeit halber ebenfalls bei den Berechnungen berücksichtigt. In Ermangelung konkreter Leistungsflussergebnisse wurde hierbei angenommen, dass die verbleibenden Übertragungssysteme eine pauschale Leistung von 75 % (2250 MVA) der vorherigen Belastung übertragen müssen. Hierbei wurde sowohl für die Freileitung als auch für die Kabel jeweils der Ausfall eines Stromkreises angenommen. Dies entspricht bei den Drehstrom-Kabeln dem Ausfall von zwei parallelen Kabelsystemen. Bei der HGÜ wurde für den (n-1)-Fall der Ausfall eines Teilkonver-

ters angenommen. Das betroffene System wird hierbei im sogenannten metallic-return-Betrieb mit halber Gleichspannung und bei unveränderten Leiterströmen weiterbetrieben (siehe Teil I). Hierdurch ergeben sich für diesen Fall näherungsweise die gleichen magnetischen Felder wie im Normalbetrieb. Die resultierenden Strombeträge können **Tabelle 3.1** entnommen werden.

Tabelle 3.1 Beträge der Freileitungs- und Kabelströme für den Normalbetrieb und den (n-1)-Fall

Belastungsfall	Freileitung	Kabel	HGÜ
Normalbetrieb	2279 A	1139 A	1172 A
(n-1)-Fall	3418 A	1709 A	1172 A

Im Folgenden werden die Beträge der Effektivwertvektoren der magnetischen Gesamtinduktion entsprechend Gl. (3.18) graphisch dargestellt und die Maximalwerte angegeben. Abkürzend wird im Text hierfür auch der Begriff magnetische Induktion verwendet.

3.4.1 Magnetische Felder im Nahbereich der Leitung im Normalbetrieb

Abbildung 3.2 zeigt die Beträge der magnetischen Gesamtinduktion abhängig vom seitlichen Abstand zur Leitungslängsachse in einer Höhe von 1,0 m über der EOK. Hierbei wurden für die drei gewählten Freileitungsmasttypen sowohl ein Bodenabstand der untersten Leiterseile von 7,8 m (Mindestabstand) als auch von 12,0 m (durchschnittlicher Abstand) berücksichtigt. In **Abbildung 3.3** und **Abbildung 3.4** sind für dieselben Höhen von 1,0 m über EOK die Beträge der magnetischen Gesamtinduktion für die Drehstrom- und HGÜ-Erdkabel jeweils für die drei unterschiedlichen Grabenprofile gezeigt.

Es wird deutlich, dass alle untersuchten Systeme den gesetzlichen Grenzwert von 100 μT für niederfrequente Felder einhalten. Bei der Freileitung hat der Leiterseildurchhang einen entscheidenden Einfluss auf die auftretende magnetische Flussdichte, da diese umgekehrt proportional mit dem Abstand zum Aufpunkt abnimmt. Durch die Einhaltung eines durchschnittlichen Bodenabstandes von 12,0 m kann die magnetische Induktion um 50 % gegenüber den beim Mindestabstand von 7,8 m auftretenden Werten reduziert werden. Der Vergleich mit den Drehstrom-Erdkabeln zeigt, dass die Maximalwerte der magnetischen Induktion in Abhängigkeit von der Geometrie und dem Seildurchhang in etwa in der gleichen Größenordnung liegen. Es ist jedoch erkennbar, dass aufgrund der etwas kompakteren Geometrie der Erdkabel die magnetische Induktion zu den Seiten hin schneller abfällt als bei der Freileitung. Die Maximalwerte der magnetischen Induktion bei den HGÜ-Erdkabeln liegen etwas unter denen der Drehstrom-

Erdkabel. Bei der Bewertung muss jedoch stets beachtet werden, dass für statische Magnetfelder wesentlich höhere Grenzwerte (siehe Abschnitt 1.2) zugelassen werden.

Vergleicht man die Freileitungsmastvarianten untereinander, so stellt man fest, dass die Maximalwerte der magnetischen Induktion von Donaumast und Tonnenmast in etwa gleich groß sind, wohingegen die magnetische Induktion des Einebenenmastes aufgrund des geringeren Abstandes der Leiterseile zum Erdboden deutlich größer ist. Bei den Erdkabelvarianten zeigt das Grabenprofil 1 die größte magnetische Induktion, da hier die Kabel den größten Abstand voneinander haben. Bei den anderen beiden Grabenprofilen ergeben sich aufgrund der gleichen Kabelmittenabstände nahezu die gleichen Beträge für die Maximalwerte der magnetischen Induktion, wobei die Variante 3 aufgrund des insgesamt etwas breiteren Kabelgrabens einen etwas breiteren Wirkungsbereich besitzt. Zur Minimierung der Magnetfelder sollten die Kabel daher möglichst dicht gelegt werden, was aus thermischer Sicht wiederum nachteilig ist. Hier ist dementsprechend ein Kompromiss zu finden.

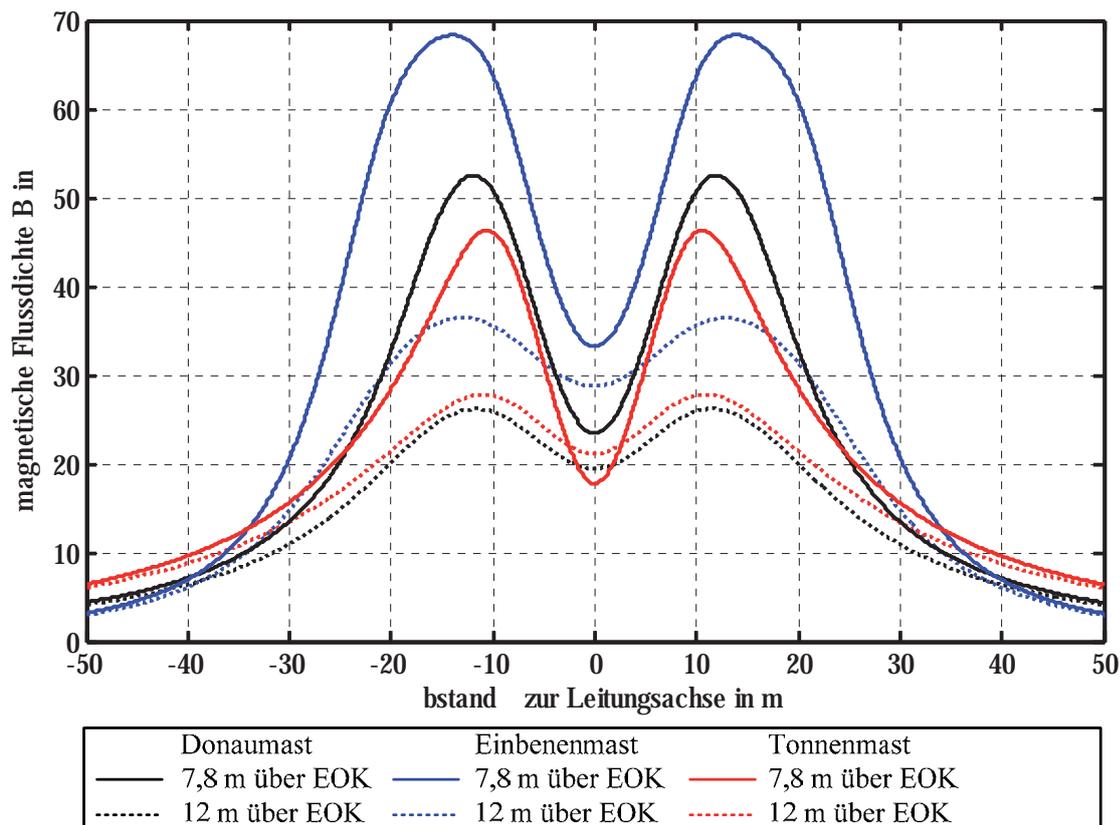


Abbildung 3.2 Beträge der Effektivwertvektoren der magnetischen Gesamtinduktion in der Höhe $y = 1,0$ m in Abhängigkeit von der x-Koordinate für die Freileitungsmastvarianten bei minimal zulässigem und durchschnittlichem Bodenabstand der untersten Leiterseile (7,8 m und 12,0 m)

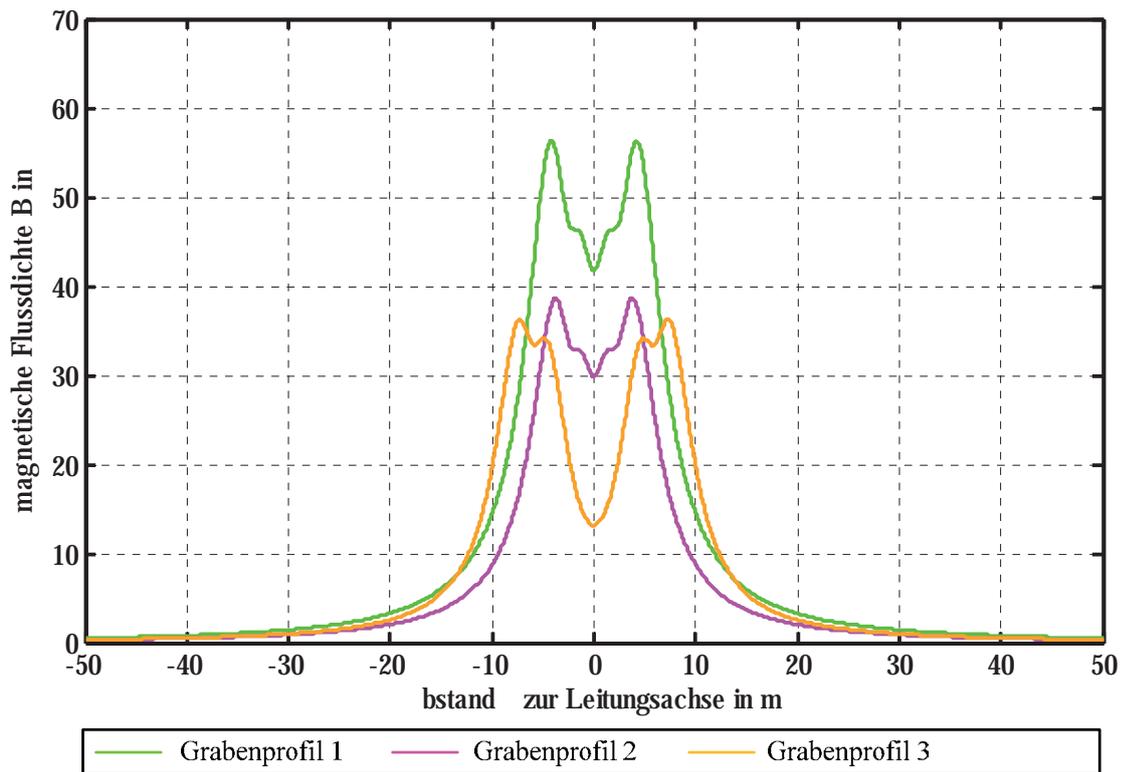


Abbildung 3.3 Beträge der Effektivwertvektoren der magnetischen Gesamtinduktion in der Höhe $y = 1,0$ m in Abhängigkeit von der x-Koordinate für die Drehstrom-Kabelgrabenprofile

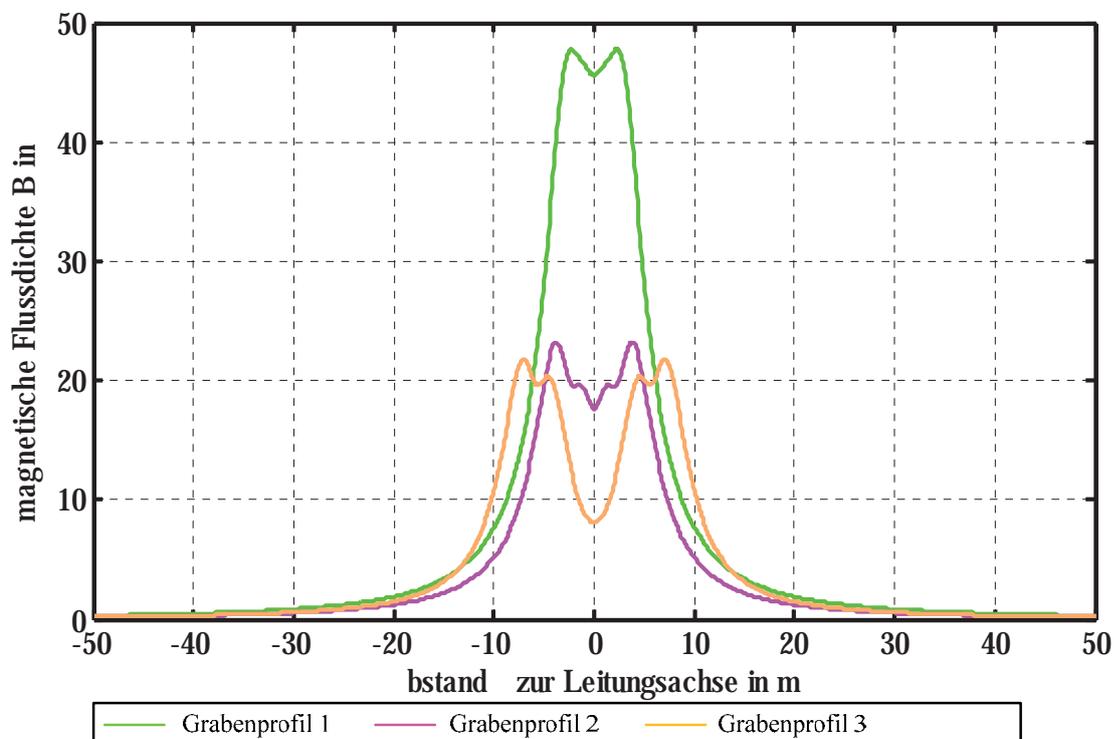


Abbildung 3.4 Beträge der Effektivwertvektoren der magnetischen Gesamtinduktion in der Höhe $y = 1,0$ m in Abhängigkeit von der x-Koordinate für die HGÜ-Kabelgrabenprofile

In **Abbildung 3.5**, **Abbildung 3.6** und **Abbildung 3.7** sind die Beträge der magnetischen Gesamtinduktion für alle Varianten für einen Aufpunkt in einer Höhe von 0,2 m über der EOK gezeigt. Die Verläufe sind sehr ähnlich zu denen in 1,0 m Höhe über EOK, jedoch ergeben sich durch den geringeren Abstand zu den Kabeln eine höhere und durch den größeren Abstand zu den Leiterseilen eine niedrigere Gesamtinduktion für die Freileitung. Wie **Tabelle 3.2** entnommen werden kann, liegt die magnetische Gesamtinduktion auch für diesen Aufpunkt für alle Varianten unterhalb des gesetzlichen Grenzwertes von 100 μT .

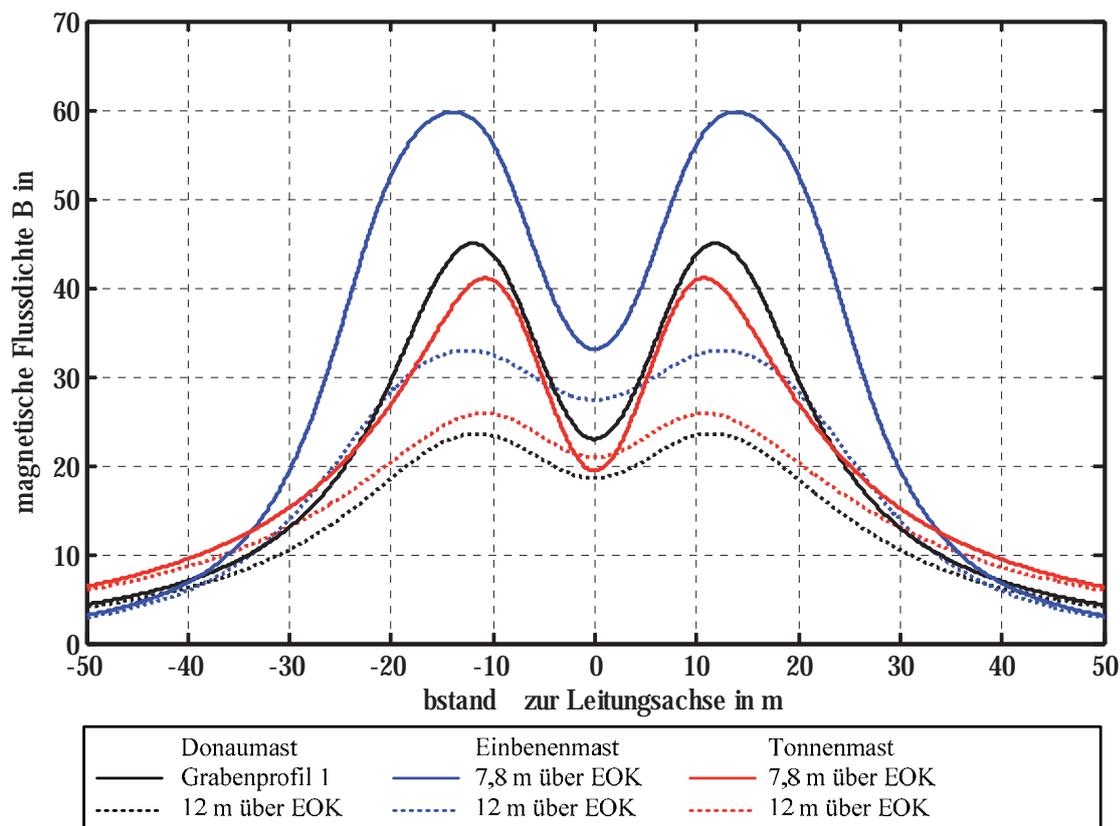


Abbildung 3.5 Beträge der Effektivwertvektoren der magnetischen Gesamtinduktion in der Höhe $y = 0,2$ m in Abhängigkeit von der x-Koordinate für die Freileitungsmastvarianten bei minimal zulässigem und durchschnittlichem Bodenabstand der untersten Leiterseile (7,8 m und 12,0 m)

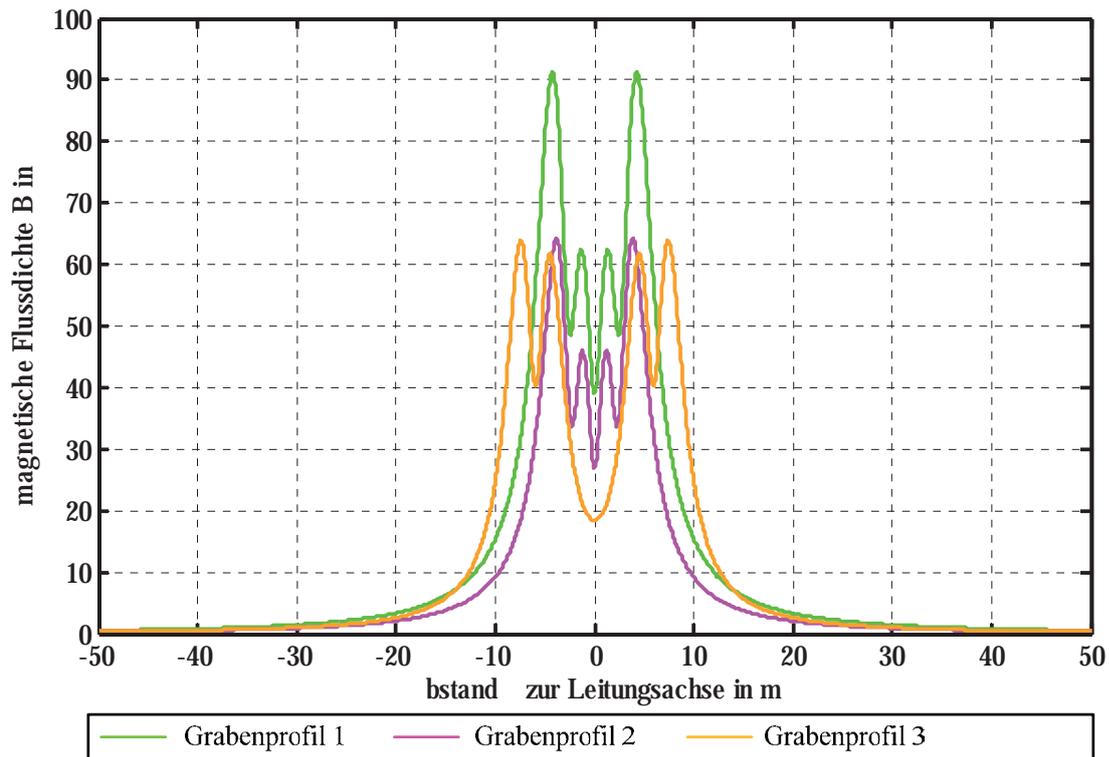


Abbildung 3.6 Beträge der Effektivwertvektoren der magnetischen Gesamtinduktion in der Höhe $y = 0,2$ m in Abhängigkeit von der x-Koordinate für die Kabelgrabenprofile

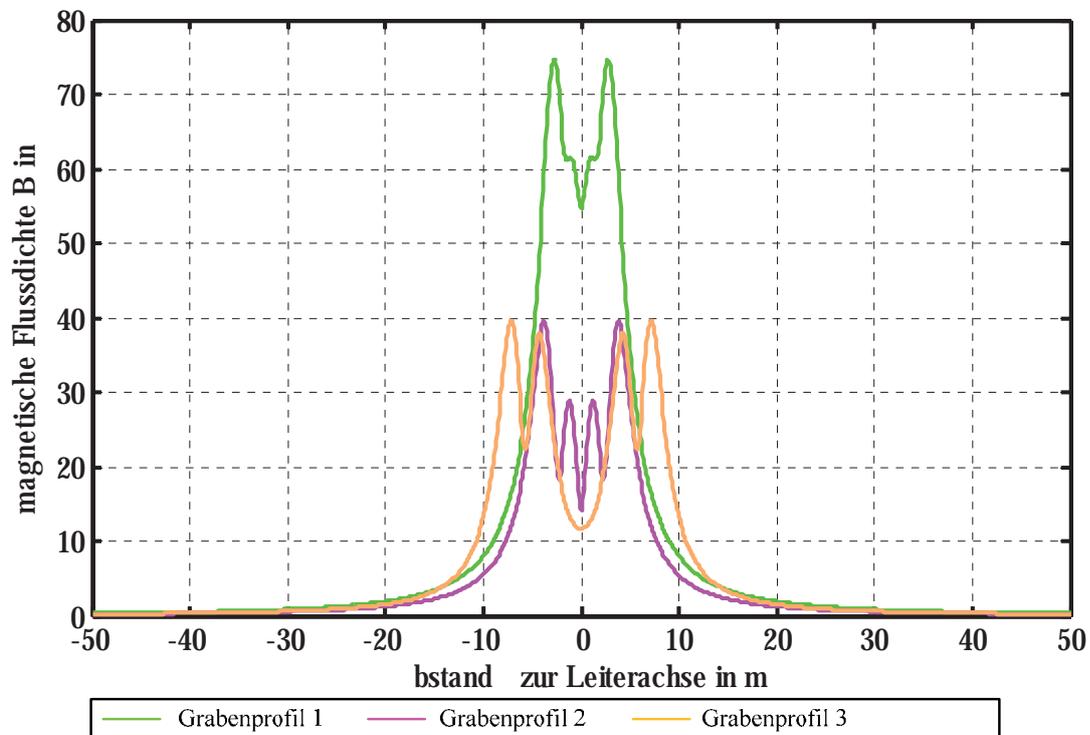


Abbildung 3.7 Beträge der Effektivwertvektoren der magnetischen Gesamtinduktion in der Höhe $y = 0,2$ m in Abhängigkeit von der x-Koordinate für die HGÜ-Kabelgrabenprofile

Tabelle 3.2 Beträge der maximalen magnetischen Gesamtinduktion für den Normalbetrieb

Normalbetrieb	Leiterabstand zur EOK	0,2 m über EOK	1,0 m über EOK
Donaumast	7, 8 m (Mindestabstand)	44,97 μT	52,50 μT
	12 m (Durchschnitt)	23,58 μT	26, 20 μT
Tonnenmast	7, 8 m (Mindestabstand)	41,08 μT	46,30 μT
	12 m (Durchschnitt)	25,86 μT	27,81 μT
Einebenenmast	7, 8 m (Mindestabstand)	59,74 μT	68,33 μT
	12 m (Durchschnitt)	32,96 μT	36,46 μT
Kabel Variante 1	1,5 m Legetiefe	91,33 μT	56,32 μT
Kabel Variante 2	1,5 m Legetiefe	64,14 μT	38,60 μT
Kabel Variante 3	1,5 m Legetiefe	63,93 μT	36,25 μT
HGÜ Variante 1 ¹⁾	1,5 m Legetiefe	74,71 μT	47,81 μT
HGÜ Variante 2 ¹⁾	1,5 m Legetiefe	39,57 μT	23,24 μT
HGÜ Variante 3 ¹⁾	1,5 m Legetiefe	39,48 μT	21,81 μT

3.4.2 Magnetische Felder im Nahbereich der Leitung im (n-1)-Fall

Für den (n-1)-Fall wurde angenommen, dass die verbleibenden Systeme eine Leistung von 75 % der Nennleistung übertragen müssen. Hierdurch ergeben sich deutlich höhere Ströme und demzufolge auch eine höhere magnetische Flussdichte.

Für die Freileitung wurde der Ausfall des rechten Stromkreises angenommen, wodurch sich nun nur noch ein Maximum links der Leitungsmittte zeigt. Wie **Abbildung 3.8** und **Abbildung 3.10** entnommen werden kann, ergibt sich auch im (n-1)-Fall für den Einebenenmast die höchste magnetische Induktion. Diese liegt jedoch sowohl für einen Aufpunkt in 1,0 m als auch in 0,2 m Höhe über EOK sowie auch für den minimal zulässigen Bodenabstand unterhalb des gesetzlichen Grenzwertes für Dauerexposition.

Auch bei den Betrachtungen zum Erdkabel wurde der Ausfall eines Stromkreises angenommen. Dies entspricht dem Ausfall der beiden rechten Kabelsysteme. Wie **Abbildung 3.9** und **Abbildung 3.11** zeigen, liegt die maximale magnetische Induktion im (n-1)-Fall für einen Aufpunkt in 1,0 m Höhe unterhalb des gesetzlichen Grenzwertes. Für den für Kabel relevanten Aufpunkt in 0,2 m Höhe liegen die Maximalwerte für die Grabenprofile 2 und 3 im Bereich von etwa 100 μT , beim Grabenprofil 1 wird der gesetzliche Grenzwert um etwa 40 μT überschritten.

Bei den HGÜ-Varianten ändern sich, wie in Abschnitt 3.4 dargestellt, im (n-1)-Fall die Ströme nicht. Deshalb treten hier die gleichen magnetischen Felder wie im Normalbetrieb auf (siehe **Abbildung 3.4** und **Abbildung 3.7**).

¹⁾ Gleichfeld

Die Ergebnisse der Berechnungen für den (n-1)-Fall können **Tabelle 3.3** entnommen werden.

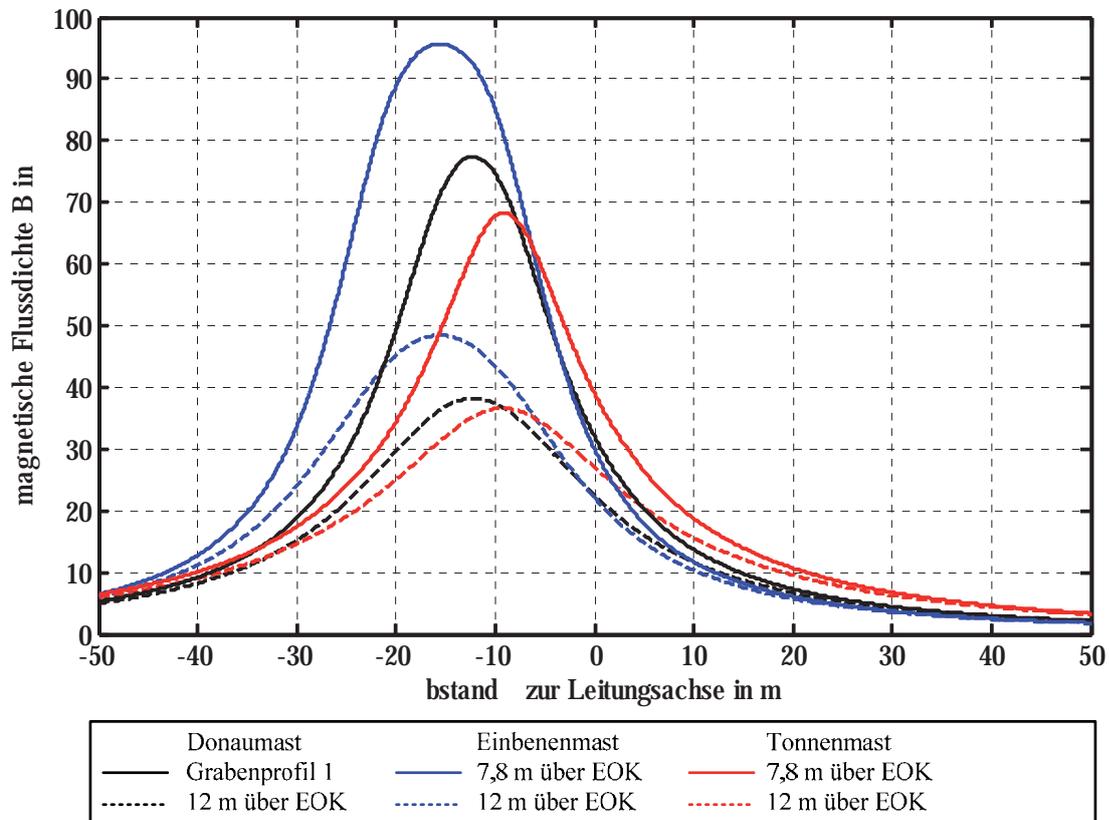


Abbildung 3.8 Beträge der Effektivwertvektoren der magnetischen Gesamtinduktion in der Höhe $y = 1,0$ m in Abhängigkeit von der x-Koordinate für die Freileitungsmastvarianten bei minimal zulässigem und durchschnittlichem Bodenabstand der untersten Leiterseile (7,8 m und 12,0 m)

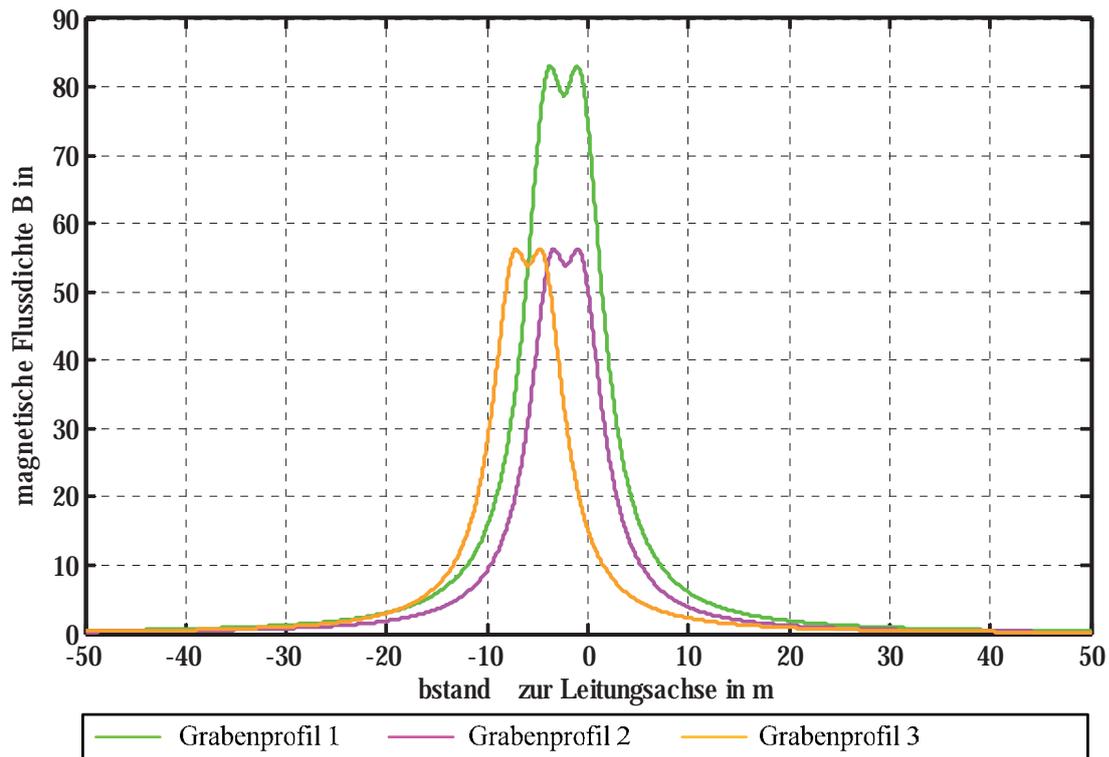


Abbildung 3.9 Beträge der Effektivwertvektoren der magnetischen Gesamtinduktion in der Höhe $y = 1,0$ m in Abhängigkeit von der x-Koordinate für die Kabelgrabenprofile

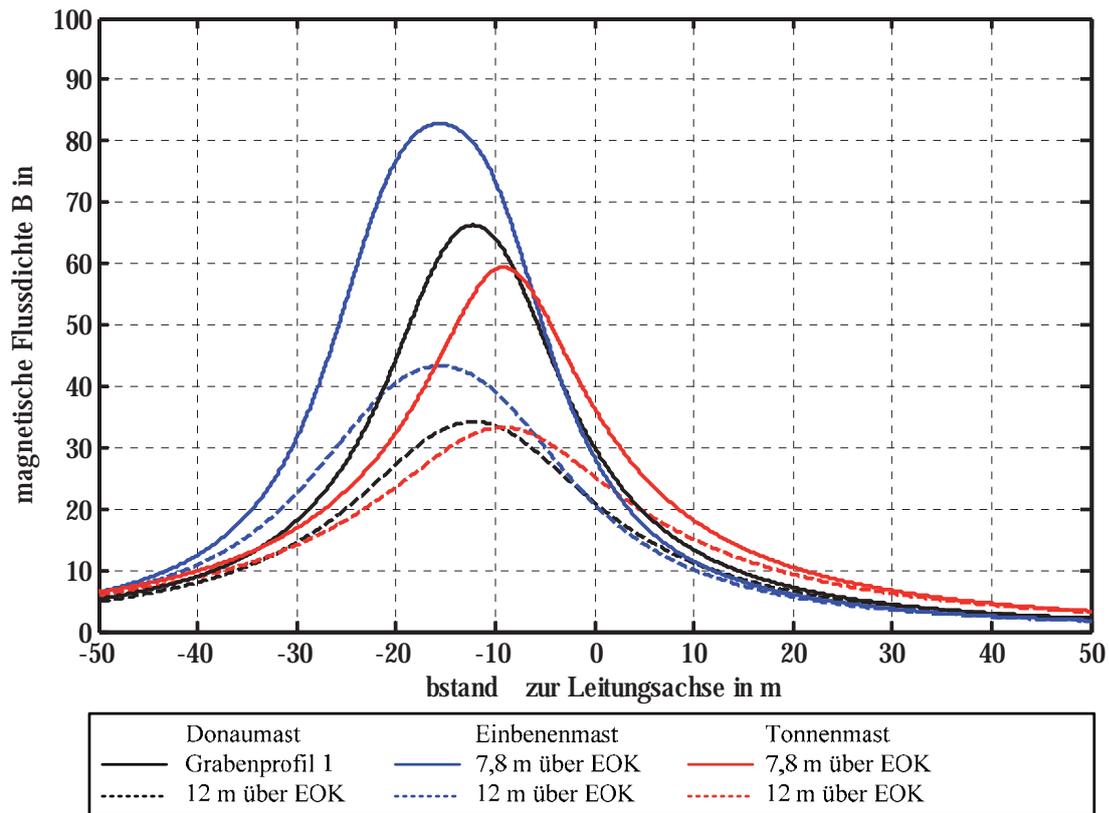


Abbildung 3.10 Beträge der Effektivwertvektoren der magnetischen Gesamtinduktion in der Höhe $y = 0,2$ m in Abhängigkeit von der x-Koordinate für die Freileitungsmastvarianten bei minimal zulässigem und durchschnittlichem Bodenabstand der untersten Leiterseile (7,8 m und 12,0 m)

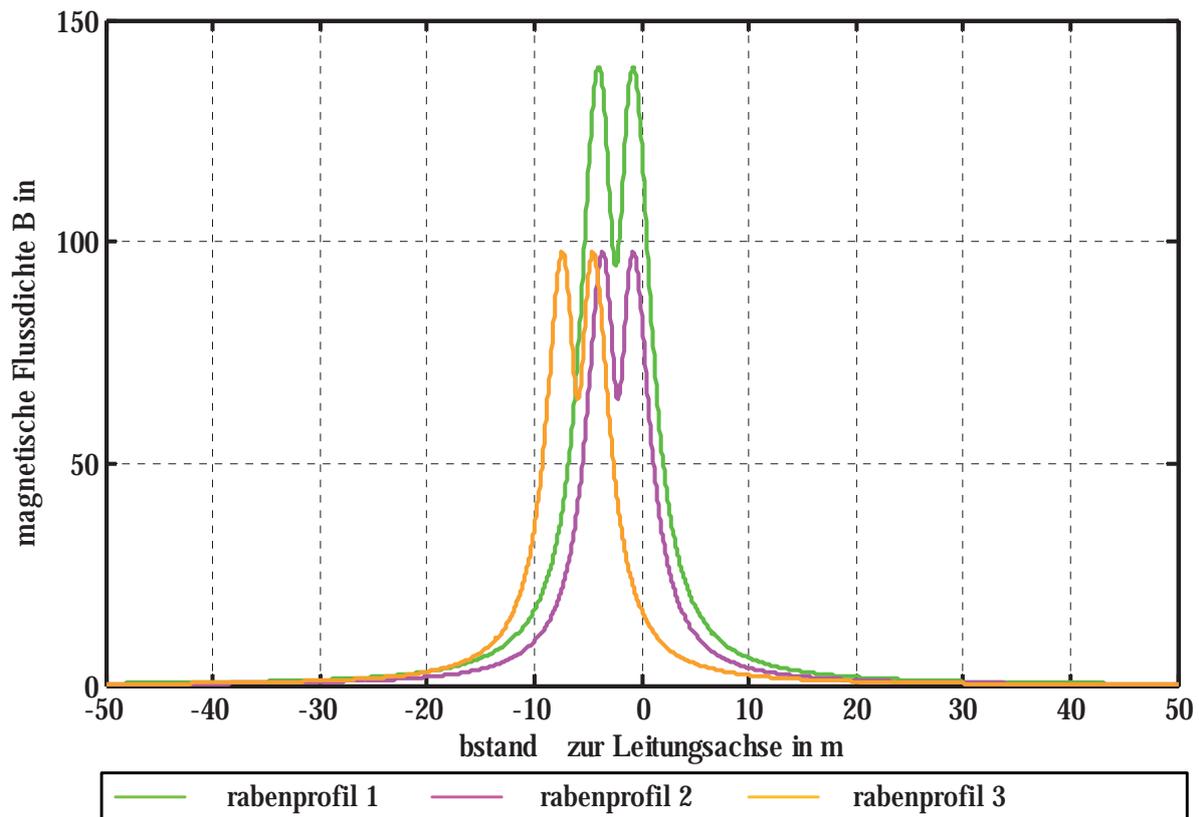


Abbildung 3.11 Beträge der Effektivwertvektoren der magnetischen Gesamtinduktion in der Höhe $y=0,2$ m in Abhängigkeit von der x-Koordinate für die Kabelgrabenprofile

Tabelle 3.3 Beträge der maximalen magnetischen Gesamtinduktion für den (n-1)-Fall

(n-1)-Fall	Leiterabstand zur EOK	0,2 m über EOK	1,0 m über EOK
Donaumast	7,8 m (Mindestabstand)	66,27 μ T	77,41 μ T
	12 m (Durchschnitt)	34,24 μ T	38,20 μ T
Tonnenmast	7,8 m (Mindestabstand)	59,42 μ T	68,34 μ T
	12 m (Durchschnitt)	33,29 μ T	36,61 μ T
Einebenenmast	7,8 m (Mindestabstand)	82,86 μ T	95,71 μ T
	12 m (Durchschnitt)	43,30 μ T	48,41 μ T
Kabel Variante 1	1,5 m Legetiefe	139,50 μ T	83,08 μ T
Kabel Variante 2	1,5 m Legetiefe	97,74 μ T	56,27 μ T
Kabel Variante 3	1,5 m Legetiefe	97,74 μ T	56,27 μ T
HGÜ Variante 1 ¹⁾	1,5 m Legetiefe	74,71 μ T	47,81 μ T
HGÜ Variante 2 ¹⁾	1,5 m Legetiefe	39,57 μ T	23,24 μ T
HGÜ Variante 3 ¹⁾	1,5 m Legetiefe	39,48 μ T	21,81 μ T

¹ Gleichfeld

3.4.3 Magnetische Felder im Normalbetrieb in großem Abstand zur Leitung

Die vorangegangenen Betrachtungen haben sich auf den Nahbereich der Übertragungsleitungen beschränkt. Da der gesetzliche Grenzwert von $100 \mu\text{T}$ für niederfrequente Magnetfelder nur für Gebäude und Grundstücke gilt, die für den dauerhaften Aufenthalt von Menschen bestimmt sind, ist auch die Feldwirkung von Freileitungen und Kabeln für die im ENLAG [9] genannten Vorsorgeabstände von 200 bzw. 400 m einer Freileitung zur geschlossenen Wohnbebauung untersucht worden. Wie **Abbildung 3.12** zeigt, liegt die magnetische Gesamtinduktion einer Freileitung für einen Aufpunkt in 1,0 m Höhe über der EOK in einem Abstand von 100 m unter $1 \mu\text{T}$. Im Abstand von 400 m liegt der Betrag der magnetischen Induktion der Freileitung im Bereich von etwa $5,5 \text{ nT}$. Dies entspricht etwa 5,5 Promille des gesetzlichen Grenzwertes. Ein Erdkabel mit dem Grabenprofil 2 könnte aufgrund des steileren Abfalls der magnetischen Feldstärke näher an die Wohnbebauung (etwa 110 m) herangebaut werden, um die gleiche magnetische Exposition zu erreichen.

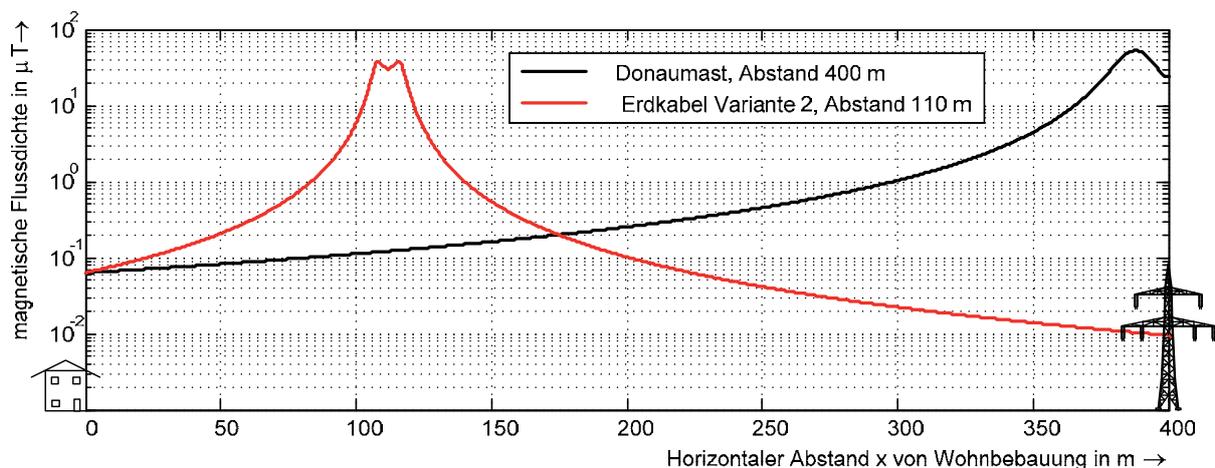


Abbildung 3.12 Beträge der Effektivwertvektoren der maximalen magnetischen Gesamtinduktion in halblogarithmischer Darstellung in der Aufpunkthöhe von 1,0 m über EOK in Abhängigkeit vom horizontalen Abstand x zur Freileitung

3.4.4 Maßnahmen zur Reduktion magnetischer Felder

Den gezeigten Berechnungsbeispielen kann entnommen werden, dass auch bei einem angenommenen dauerhaften Aufenthalt von Menschen im Nahbereich der Leitungen zur Einhaltung der gesetzlichen Forderungen mit nur einer Ausnahme (vgl. **Tabelle 3.3**) keine Maßnahmen zur Reduktion magnetischer Felder erforderlich sind, da die durch die 26. BImSchV geforderten Grenzwerte nicht überschritten werden.

Ist eine Reduktion der magnetischen Gesamtinduktion erforderlich, so kann dies bei Freileitungen durch eine Erhöhung der Abstände zu den Leiterseilen, z. B. durch die Reduktion des Seildurchhanges oder höhere Masten erreicht werden. Bei Erdkabeln kann dies durch eine Erhöhung der Verlegetiefe oder eine Verringerung der Kabelmittenabstände erreicht werden. Wie in Teil II beschrieben, führt dies jedoch durch die hiermit verbundene schlechtere Wärmeabfuhr zu einer Reduzierung der maximalen Übertragungsleistung.

Bei Drehstrom-Kabelanlagen sind auch weitere technische Maßnahmen denkbar. In [15] und [16] werden z. B. Methoden vorgestellt, bei denen die magnetischen Felder von Kabeln durch sogenannte Kompensationsleiter oberhalb jeder Phase oder die Verlegung in magnetisch hochpermeablen Stahlrohren reduziert werden können. Hierbei entstehen allerdings neben zusätzlichen Verlusten auch Mehrkosten bei der Errichtung der Kabelanlage. Die Verlegung in Stahlrohren hat auch eine Verschlechterung der Wärmeabfuhr und damit eine Verringerung der maximalen Übertragungsleistung zur Folge.

3.4.5 Zusammenfassung der Magnetfeld-Berechnungen

In **Tabelle 3.4** sind für die untersuchten Freileitungsmaste und Kabelanordnungen die für eine Leistungsübertragung von 3000 MVA bzw. 3000 MW berechneten maximalen Beträge der Effektivwertvektoren der magnetischen Flussdichte für die nach 26. BImSchV [1] maßgeblichen Aufpunkte dargestellt. Hierbei werden neben den Maximalwerten auch die Werte für die Vorsorgeabstände nach ENLAG [9] angegeben.

Tabelle 3.4 Zusammenfassende Darstellung der magnetischen Gesamtinduktion in μT für die nach 26. BImSchV maßgeblichen Höhen über EOK für verschiedene Abstände zur Leitungsachse bei einer Leistungsübertragung von 3000 MVA bzw. 3000 MW

Leitungstyp	Leiterabstand zur EOK	Normalbetrieb			(n-1)-Betrieb		
		max ¹⁾	200 m	400 m	max ¹⁾	200 m	400 m
Donaumast	7,8 m (Mindestabst.)	52,50	0,25	0,06	77,41	0,24	0,06
	12 m (Durchschnitt)	26,20	0,2	0,06	38,20	0,24	0,06
Tonnenmast	7,8 m (Mindestabst.)	46,30	0,43	0,11	68,34	0,36	0,09
	12 m (Durchschnitt)	27,81	0,43	0,11	36,61	0,35	0,08
Einebenenmast	7,8 m (Mindestabst.)	68,33	0,04	0,005	95,71	0,23	0,05
	12 m (Durchschnitt)	36,46	0,04	0,005	48,41	0,23	0,05
Kabel Variante 1	1,5 m Legetiefe	91,33	0,03	0,007	139,5	0,01	0,004
Kabel Variante 2	1,5 m Legetiefe	64,14	0,02	0,005	97,74	0,02	0,006
Kabel Variante 3	1,5 m Legetiefe	63,93	0,02	0,005	97,74	0,02	0,004
HGÜ Variante 1 ²⁾	1,5 m Legetiefe	74,71	0,02	0,005	74,71	0,02	0,005
HGÜ Variante 2 ²⁾	1,5 m Legetiefe	39,57	0,01	0,003	39,57	0,01	0,003
HGÜ Variante 3 ²⁾	1,5 m Legetiefe	39,48	0,01	0,003	39,48	0,01	0,003

Für alle Berechnungsfälle liegen die Maximalwerte der magnetischen Gesamtinduktion im Normalbetrieb erheblich unterhalb des gesetzlichen Grenzwertes von $100 \mu\text{T}$ für niederfrequente magnetische Felder. Auch im (n-1)-Fall wird der Grenzwert für die untersuchten Anordnungen mit einer Ausnahme nicht überschritten. Lediglich bei den Drehstrom-Kabeln mit dem Grabenprofil 1 wird im (n-1)-Fall aufgrund der großen Kabelmittenabstände der Grenzwert von $100 \mu\text{T}$ überschritten. Im Vergleich von Drehstrom-Freileitung zum Drehstrom-Kabel wird deutlich, dass die Maximalwerte der magnetischen Gesamtinduktion bei den Freileitungen kleiner sind als bei den Kabeln. Auf der anderen Seite nimmt die maximale magnetische Gesamtinduktion der Drehstrom-Kabel für größere Abstände schneller ab und liegt ab einem seitlichen Abstand von ca. 6,50 m unterhalb der bei einer Freileitung auftretenden Werte. Für die ENLAG-Vorsorgeabstände von 200 bzw. 400 m liegt damit die maximale magnetische Gesamtinduktion sowohl für Freileitungen ($0,25 \mu\text{T}$ bzw. $5,5 \text{ nT}$) als auch für Kabel ($0,02 \mu\text{T}$ bzw. $0,5 \text{ nT}$) weit unterhalb des gesetzlichen Grenzwertes von $100 \mu\text{T}$. Insgesamt liegen die auftretenden magnetischen Gesamtinduktionen für so große

¹⁾ Maximalwert des Betrages der auftretenden magnetischen Gesamtinduktion

²⁾ Gleichfeld

Abstände zur Leitungsachse im Bereich der bei Haushaltgeräten in 0,3-1,0 m Abstand auftretenden Werte (siehe **Tabelle 3.5**).

Tabelle 3.5 Magnetische Induktion von typischen Haushaltsgeräten in μT [10]

Gerät	in 3 cm Abstand	in 30 cm Abstand	in 1,0 m Abstand
Elektroherd	1-50	0,15-8	0,01-0,04
Kühlschrank	0,5-2	0,01-0,3	0,01-0,04
Kaffeemaschine	1-10	0,1-0,2	0,01-0,04
Handmixer	60-700	0,6-10	0,02-0,25
Toaster	7,20	0,06-1	0,01-0,02
Haarfön	6-2000	0,1-7	0,01-0,3
Elektrorasierer	15-1500	0,08-9	0,01-0,3
Bohrmaschine	400-800	2-3,5	0,08-0,2
Elektrosäge	250-1000	1-25	0,01-1
Staubsauger	200-800	2-20	0,1-2
Waschmaschine	0,08-50	0,15-3	0,01,015
Wäschetrockner	0,3-8	0,1-2	0,02-0,1
Bügeleisen	8-30	0,1-0,3	0,01-0,03
Radiowecker	3-60	0,1-1	0,01-0,02
elek. Heizdecke	bis 30	-	-
Fernseher	2,5-50	0,04-2	0,01-0,15
elek. Fußbodenheizung	-	0,1-8	-
elek. Heizofen	10-180	0,15-5	0,01-0,25

Die magnetische Induktion der HGÜ-Erdkabel liegt betragsmäßig deutlich unterhalb der bei Drehstrom-Erdkabeln auftretenden Werte. Bei der Bewertung der drei HGÜ-Varianten ist allerdings zu beachten, dass hier nicht der Grenzwert für niederfrequente magnetische Felder angewendet werden darf (siehe auch Abschnitt 1.2). Geht man von den in [3] und [4] genannten Vorsorgewerten von 200 bzw. 21,22 mT aus, erreichen die bei der HGÜ auftretenden magnetischen Flussdichten nur einen Bruchteil dieser Werte.

4 Zusammenfassung der Ergebnisse

In diesem Teilbericht wurden die elektrischen und magnetischen Felder für verschiedene typische Freileitungs-Mastbilder und verschiedene typische Grabenprofile für Drehstrom- und HGÜ-Erdkabel (siehe Anlage) berechnet. Hiermit sollen zum einen die Größe der typischerweise maximal auftretenden elektrischen und magnetischen Felder dargestellt werden und zum anderen auch die grundsätzlichen Zusammenhänge gezeigt werden, die sich aus unterschiedlichen geometrischen Anordnungen der Leiter ergeben.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass bei allen untersuchten Übertragungssystemen durch eine geeignete Wahl der geometrischen Anordnung der Leiter untereinander und zum Erdboden die bestehenden gesetzlichen Grenzwerte der 26. BImSchV für die elektrischen und magnetischen Felder auch im direkten Nahbereich und bei höchster betrieblicher Anlagenauslastung im Normalbetrieb und im (n-1)-Fall eingehalten werden.

Bei Freileitungen treten die höchsten elektrischen und magnetischen Felder am Ort des maximalen Leiterseildurchhanges und damit am Ort des geringsten Bodenabstandes auf, welcher in der Regel in der Spannfeldmitte liegt. In Richtung der Aufhängepunkte der Leiterseile an den Masten verringern sich die Felder aufgrund des größer werdenden Bodenabstandes. Somit ist bei Freileitungen ein besonderes Augenmerk auf die geeignete Wahl des Bodenabstandes in der Spannfeldmitte zu legen, da hier für den Mindestabstand von 7,80 m sowohl bei der Nennspannung von 380 kV als auch bei höchster zulässiger Dauerbetriebsspannung von 420 kV der Grenzwert der elektrischen Feldstärke im Nahbereich der Leitung überschritten wird. Für einen durchschnittlich eingestellten Bodenabstand der Leiterseile von 12,0 m wird dagegen der gemäß 26. BImSchV maßgebliche Grenzwert von 5 kV/m auch bei höchster zulässiger Betriebsspannung mit Ausnahme des Tonnenmastes eingehalten. Die magnetische Gesamtinduktion liegt für alle betrachteten Mastbilder bei der hier angenommenen Leistungsübertragung von 3000 MVA sowohl für den Mindestabstand von 7,80 m als auch für den durchschnittlichen Abstand von 12,0 m deutlich unterhalb des gesetzlichen Grenzwertes von 100 μT für niederfrequente Magnetfelder. Sowohl die elektrischen als auch die magnetischen Feldstärken fallen mit größerem Abstand zur Leitung schnell ab und sind für die im ENLAG und im Niedersächsischen Erdkabelgesetz geforderten Mindestabstände von 400 bzw. 200 m zur Wohnbebauung kleiner als 39 V/m bzw. 0,5 μT und liegen damit maximal im Bereich der bei Haushaltsgeräten typischerweise auftretenden elektromagnetischen Felder.

Drehstrom-Erdkabel besitzen kein äußeres elektrisches Feld. Ihr magnetisches Feld ist entlang der Trasse aufgrund der nahezu gleichbleibenden Legetiefe und Kabelabstände als konstant anzusehen. Lediglich im Bereich der Muffen kommt es aufgrund einer notwendigen Vergrößerung der Kabelabstände zu lokalen Erhöhun-

gen. Die Maximalwerte der magnetischen Gesamtinduktion der Drehstrom-Kabel sind bei gleicher Leistungsübertragung und in den gemäß der 26. BImSchV relevanten Höhen über EOK um mehr als 22 % höher als die entsprechenden Maximalwerte, die sich für den Donaumast und den Tonnenmast beim Mindestabstand der Leiterseile über dem Erdboden einstellen. Beim größeren, durchschnittlichen Erdbodenabstand der Leiterseile ergeben sich mehr als doppelt so große Maximalwerte der magnetischen Gesamtinduktion für die Drehstrom-Kabel. Im Vergleich mit dem Einebenenmast sind für den Mindestabstand der Leiterseile der Freileitung die jeweiligen Maximalwerte näherungsweise gleich groß, während beim durchschnittlichen Erdbodenabstand der Leiterseile die Maximalwerte der Magnetfelder des Einebenenmastes deutlich kleiner sind. Diese Aussagen gelten sowohl für den Normal- als auch für den (n-1)-Betrieb.

Die magnetischen Felder der Kabel fallen zu den Seiten hin etwas schneller ab als die der Freileitungen, und die magnetische Gesamtinduktion kann durch einen geringeren Kabelabstand oder alternativ durch technische Kompensationseinrichtungen (z. B. Kompensationsleiter) verkleinert werden. Hierbei ergeben sich dann allerdings auch nachteilige Effekte, wie eine schlechtere Wärmeabfuhr und damit verringerte maximale Übertragungsleistungen, Zusatzverluste und höhere Investitionskosten.

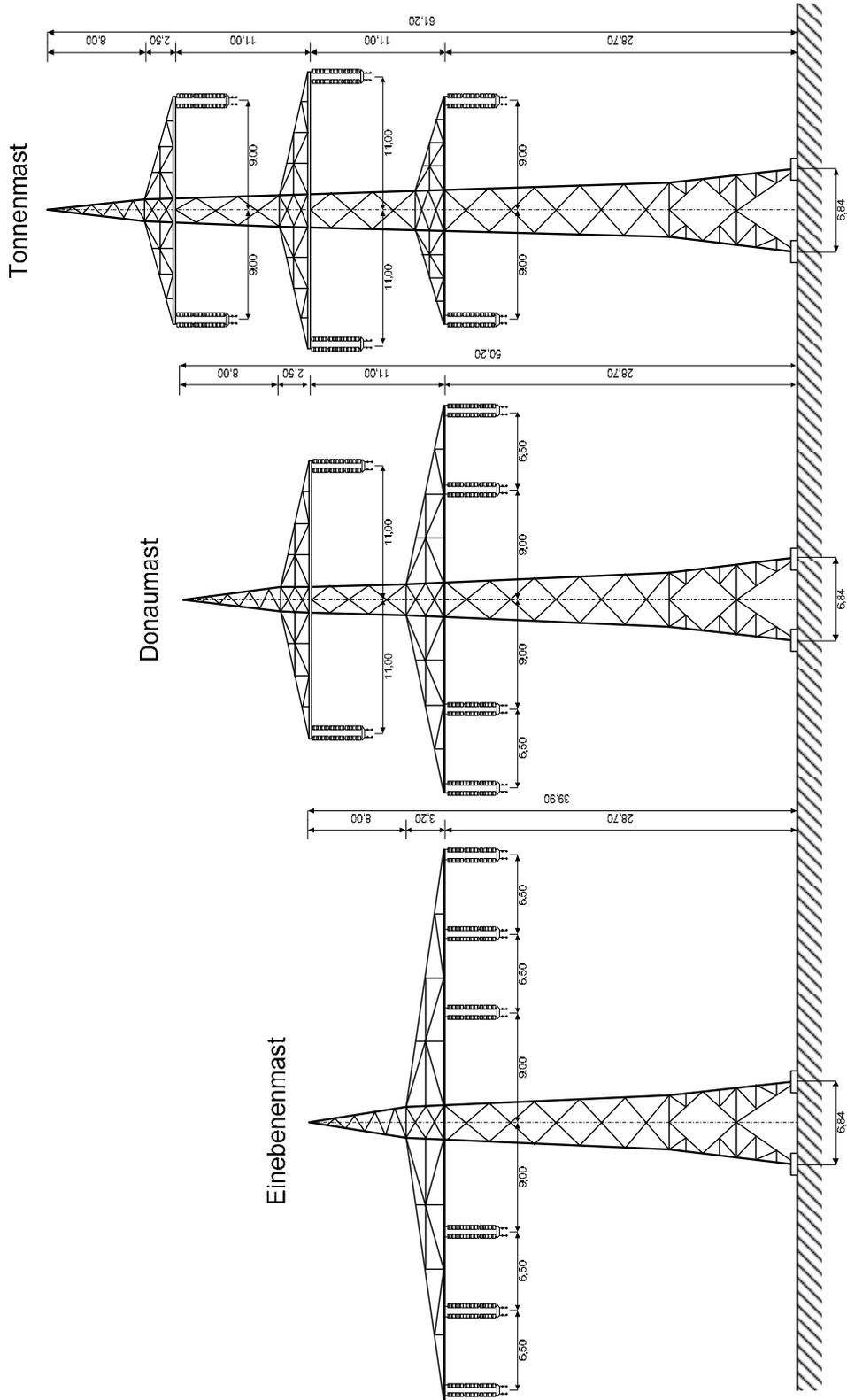
Die HGÜ mit Erdkabel ist insgesamt am günstigsten zu beurteilen, da sie zum einen durch die metallische Schirmung der Kabel kein äußeres elektrisches Feld besitzt und zum anderen aufgrund der Verwendung von Gleichstrom nur ein statisches Magnetfeld aufweist, für das erheblich höhere Vorsorgewerte zugelassen werden als für niederfrequente Wechselfelder. Insgesamt konnte festgestellt werden, dass die bei der HGÜ mit Erdkabel auftretende magnetische Gesamtinduktion maximal im Bereich der in Deutschland auftretenden magnetischen Induktion des Erdmagnetfeldes liegt.

5 Literaturverzeichnis

- [1] 26. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über elektromagnetische Felder - 26. BImSchV). Bundesgesetzblatt Jahrgang 1996, Teil 1, Nr 66, 16.12.1996.
- [2] Hinweise zur Durchführung der Verordnung über elektromagnetische Felder (26. BImSchV) gemäß Beschluss des Länderausschusses für Immissionsschutz, 107. Sitzung, März 2004.
- [3] EU-Kommission, Directive 2004/40/EC of the european commission and of the council on the minimum health and safety requirements regarding the exposure of workers to the risks arising from physical agents (electromagnetic fields), 2004.
- [4] BG Vorschrift, BGV B11 Unfallverhütungsvorschrift Elektromagnetische Felder, 2002.
- [5] D. Oeding and B.R. Oswald, *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2004.
- [6] M. Erné. (2011, Januar) Catenaria Leibniz und die Kettenlinie. [Online]. <http://www.iazd.uni-hannover.de/~erne/catenaria/>
- [7] Tennet TSO GmbH, Netzanschlussregeln -Höchstspannung-, Oktober 2010.
- [8] B. Oswald, "Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz," Hannover, Oldenburg, 2005.
- [9] Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2009 Teil I S. 2870, 21.8.2009.
- [10] U. Ratzel, M. Hoffmann, C. Mehnert, T. Kurz, and E. Vogel, "Elektromagnetische Felder im Alltag," Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg (LUBW), Bayrisches Landesamt für Umwelt (LfU), Bayrisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit (StMUG), Karlsruhe und Augsburg, Informationsbroschüre Oktober 2010.
- [11] K. Kupfmüller and W. Mathis, *Theoretische Elektrotechnik*, 18th ed. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2008.
- [12] K. Simonyi, *Theoretische Elektrotechnik*, 9th ed. Berlin: VEB Deutscher Verlag der Wissenschaften, 1979.
- [13] DIN EN 50413 (VDE 0848-1): Grundnorm zu Mess- und Berechnungsverfahren der Exposition von Personen in elektrischen, magnetischen und elektromagnetischen Feldern (0 Hz bis 300 GHz). DKE im DIN und VDE, 2007.
- [14] DIN VDE 0848 Teil 1: Sicherheit in elektrischen, magnetischen und elektromagnetischen Feldern: Definitionen, Meß- und Berechnungsverfahren. DKE im DIN und VDE (DKE), 2002.
- [15] H. Brakelmann, "Magnetfeldreduktion durch Zusatzleiter in Energiekabeltrassen," *Elektrizitätswirtschaft*, vol. Heft 5, no. Jg. 95, pp. 274-279, 1996.
- [16] H. Brakelmann, Minimierung der Umweltauswirkungen durch Erdkabel, 06.05.2010, Vortrag, Forum Netzintegration, Berlin.

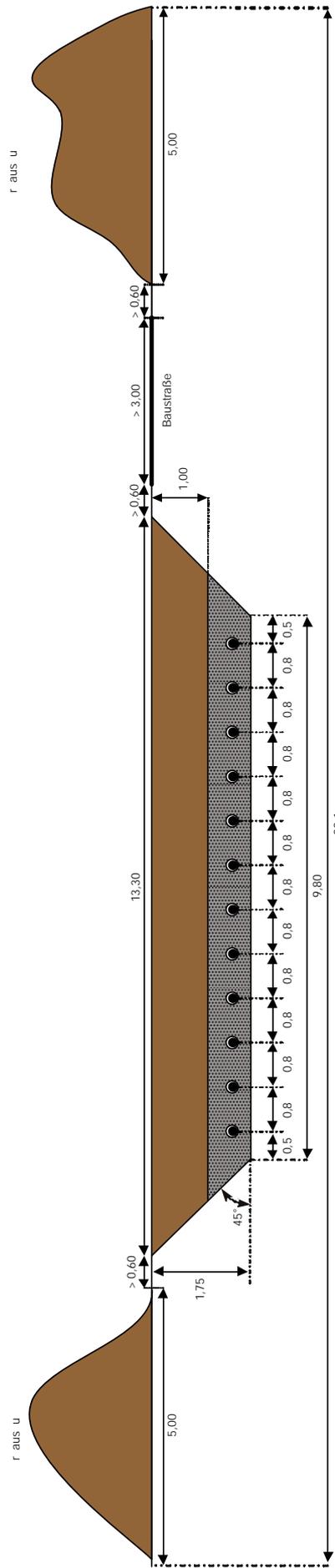
6 Anhang

6.1 Abmessungen der verwendeten Freileitungs-Mastbilder

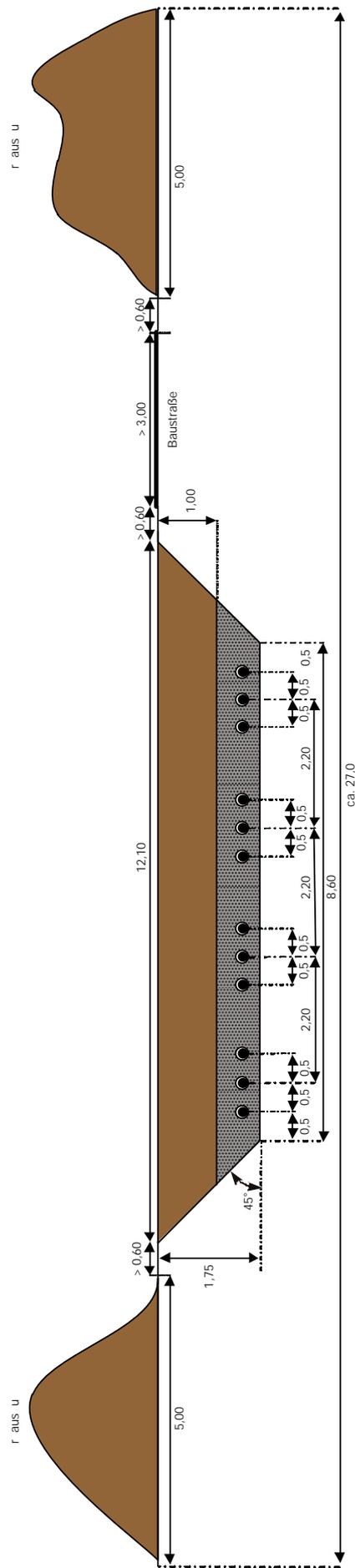


6.2 Abmessungen der Grabenprofile für die Drehstrom-Kabel

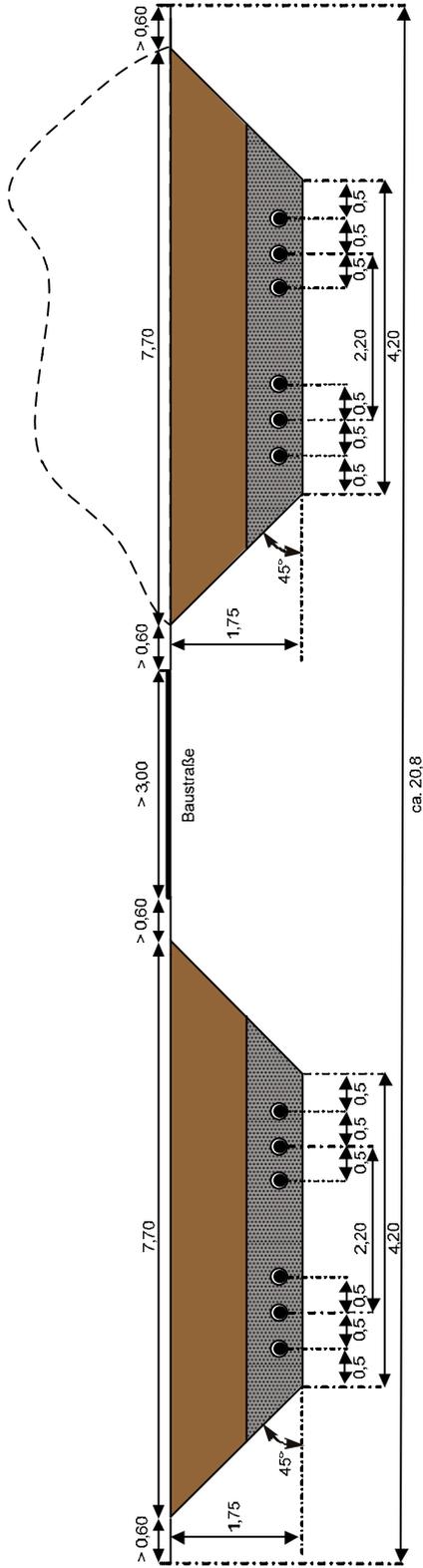
6.2.1 Grabenprofil 1 – Äquidistante Anordnung der Kabel



6.2.2 Grabenprofil 2 – 2x2 Kabelsysteme äquidistant verlegt

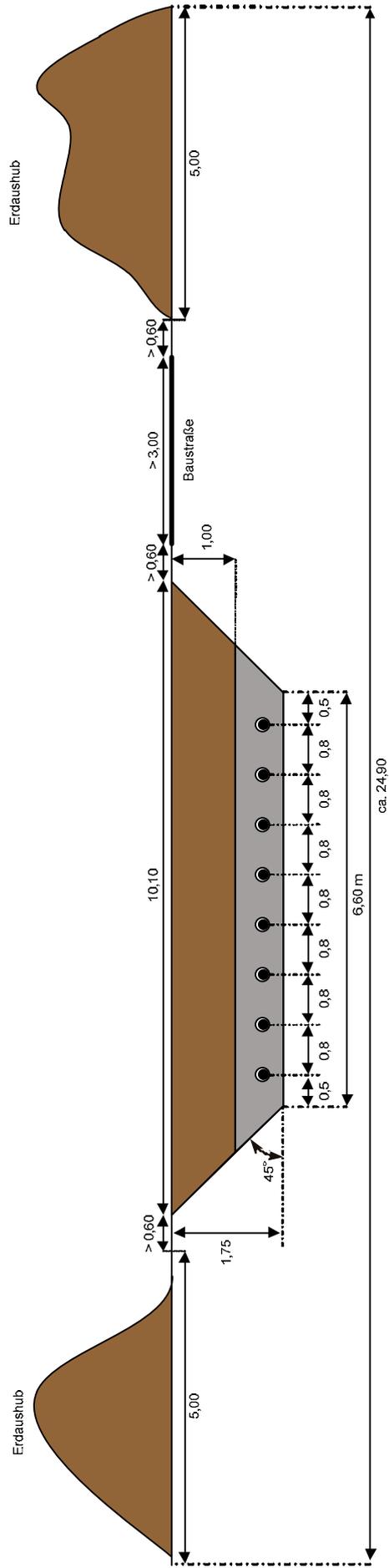


6.2.3 Grabenprofil3 – getrennte Kabelgräben

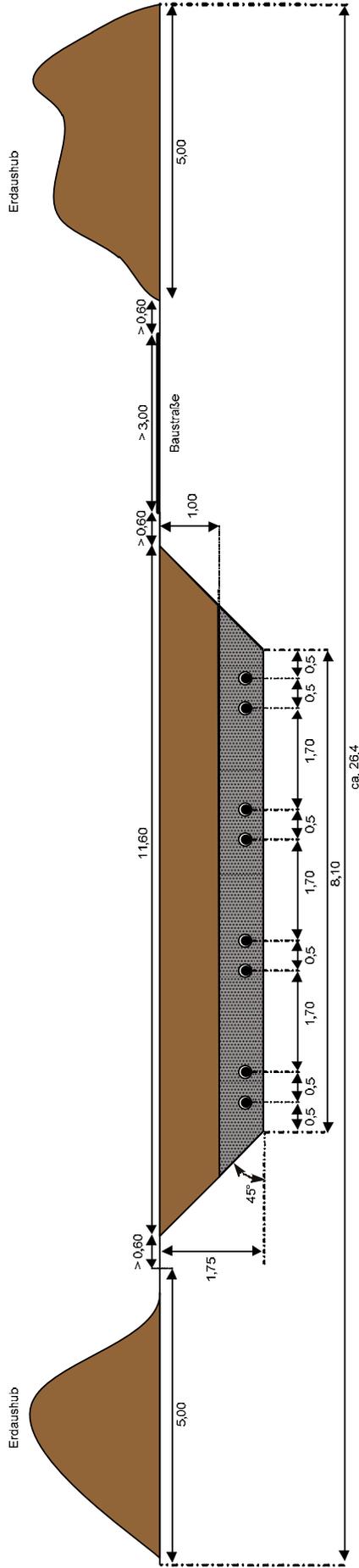


6.3 Abmessungen der Grabenprofile für die HGÜ-Kabel

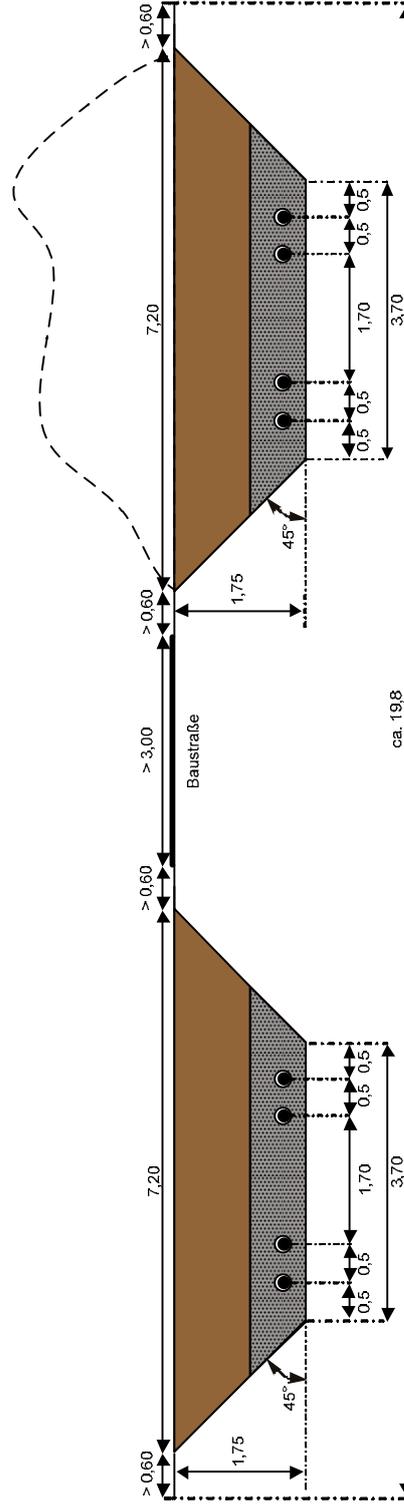
6.3.1 Grabenprofil 1 – Äquidistante Anordnung der Kabel



6.3.2 Grabenprofil 2 – 2x2 Kabelsysteme äquidistant verlegt



6.3.3 Grabenprofil3 – getrennte Kabelgräben





Ökologische Auswirkungen von 380-kV- Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen

Ergebnisbericht der Arbeitsgruppe Technik/Ökonomie

- Teil I: Übersicht über die Betriebsmittel
- Teil II: Thermische Berechnungen
- Teil III: Elektrische und magnetische Felder
- Teil IV: Wirtschaftlichkeitsanalyse**
- Teil V: Zusammenfassung und Kriterienkatalog

Bearbeiter: Dipl.-Ing. C. Rathke
Prof. Dr.-Ing. habil. L. Hofmann

Der Bericht besteht aus 45 Seiten.

Hannover, 31.12.2011

Inhaltsverzeichnis

	Seite
1 Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen	
1.1 Barwertmethode	267
1.2 Kostenanalyse	269
1.2.1 Kostenarten	269
1.2.2 Investitionskosten	270
1.2.3 Betriebskosten	271
2 Annahmen für den Wirtschaftlichkeitsvergleich	
2.1 Allgemeine Annahmen	272
2.2 Trassenlängen	274
2.3 Übertragungsleistung und resultierende Betriebsmittelauslegung	274
2.4 Kostenschätzung für die Freileitung	277
2.4.1 Investitionskosten	277
2.4.2 Verlustkosten	278
2.5 Kostenschätzung für die Drehstrom-Kabel	279
2.5.1 Investitionskosten	279
2.5.2 Verlustkosten	283
2.6 Kosten der HGÜ	284
2.6.1 Investitionskosten	284
2.6.2 Verlustkosten	285
3 Ergebnisse und Variantenvergleich	
3.1 Vergleich der Investitionskosten	287
3.1.1 Übertragungsleistung 1000 MW	287
3.1.2 Übertragungsleistung 2000 MW	288
3.1.3 Übertragungsleistung 3000 MW	289
3.2 Vergleich der Verlustkosten	291
3.2.1 Übertragungsleistung 1000 MW	291
3.2.2 Übertragungsleistung 2000 MW	293
3.2.3 Übertragungsleistung 3000 MW	295
3.3 Vergleich der Barwerte der Gesamtkosten	298
3.3.1 Übertragungsleistung 1000 MW	299
3.3.2 Übertragungsleistung 2000 MW	301
3.3.3 Übertragungsleistung 3000 MW	303
4 Zusammenfassung	307
5 Literaturverzeichnis	309

1 Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

1.1 Barwertmethode

Um die Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Übertragungsleitungen bewerten zu können, wird im Allgemeinen die sogenannte Barwertmethode (Kapitalwertmethode) angewendet. Hierbei handelt es sich um ein finanzmathematisches Verfahren, welches unterschiedliche Investitionsoptionen und jährlich anfallende Betriebskosten anhand ihrer sogenannten Kapitalwerte, an einem gewählten Stichtag, vergleichbar macht. Der Kapitalwert der jeweiligen Option bestimmt sich dabei aus der Summe der Barwerte, welche durch diese Investitionsentscheidung und den Betrieb entstehen. Hierbei handelt es sich um die auf den gewählten Stichtag abgezinsten, in der Zukunft liegenden Einnahmen und Ausgaben bzw. Kosten. Für den Vergleich der Übertragungssysteme ist es ausreichend, nur die in den jeweiligen Perioden entstehenden Kosten zu betrachten. Die Einnahmen durch den Stromtransport können vernachlässigt werden, da sie als weitestgehend identisch für alle Varianten angenommen werden können und somit keine Unterschiede in den Kapitalwerten der einzelnen Projekte erzeugen. Für den Vergleich der Wirtschaftlichkeit folgt hieraus, dass die Variante mit dem kleinsten Barwert die wirtschaftlichste ist, da diese die geringsten Gesamtkosten über den Betrachtungszeitraum verursacht. Der Kapitalwert K einer Leitungsvariante ergibt sich damit unter Vernachlässigung der Einnahmen aus den abgezinsten Investitions- I_x und den Betriebskosten B_x zu:

$$K = I_0 + (I_1 + B_1) \frac{1}{q} + (I_2 + B_2) \frac{1}{q^2} + \dots + (I_t + B_t) \frac{1}{q^t} \quad (1.1)$$

K	Kapitalwert der betrachteten Variante
I_x	Investition der betrachteten Variante im Jahr x
B_x	Gesamtkosten der betrachteten Variante im Jahr x
$q = 1 + p$	Zinsfaktor
t	Länge des Betrachtungszeitraumes in Jahren

Für gleichbleibende jährliche Gesamtkosten B_p über den gesamten Betrachtungszeitraum geht Gl. (1.1) über in:

$$K = I_0 + I_1 \frac{1}{q} + I_2 \frac{1}{q^2} + \dots + I_t \frac{1}{q^t} + B_p r_n \quad (1.2)$$

wobei r_n als Rentenbarwertfaktor bezeichnet wird und nach folgender Beziehung berechnet wird:

$$r_n = \frac{q^n - 1}{q^n(q - 1)} \quad (1.3)$$

Die Investitionen I_0 stellen die fixen Kosten dar, welche direkt am Anfang des Projektes entstehen und dementsprechend nicht abgezinst werden. Die jährlichen Gesamtkosten B_p ergeben sich aus der Summe der Verlust-, Betriebs- und Wartungskosten. Zusätzliche Investitionskosten während des Betrachtungszeitraumes können z. B. durch eine Erweiterung, Modernisierung oder den Umbau der Übertragungsleitung anfallen und sind daher nur sehr schwer pauschal zu berücksichtigen. In der vorliegenden Studie wird daher vereinfachend davon ausgegangen, dass während des gesamten Betrachtungszeitraumes keine zusätzlichen Investitionen anfallen. Hierdurch kann Gl. (1.3) weiter vereinfacht werden und der Kapitalwert einer Variante ergibt sich dann zu:

$$K = I_0 + B_p r_n \quad (1.4)$$

Als Betrachtungszeitraum wird üblicherweise die zu erwartende Nutzungsdauer der Drehstrom-Kabel von 40 Jahren angesetzt. Wie **Abbildung 1.1** zeigt, wird der Rentenbarwertfaktor im Wesentlichen durch die Beiträge zu Beginn des Betrachtungszeitraumes beeinflusst. Er ändert sich für längere Betrachtungszeiträume nur noch geringfügig, so dass das Ergebnis nicht mehr entscheidend beeinflusst wird. Darüber hinaus müssten bei längeren Betrachtungszeiträumen die Investitionskosten für die Erneuerung der Kabelanlage berücksichtigt werden, während bei der Freileitung nach 40 Jahren in der Regel ein Tausch der Leiterseile erforderlich ist.

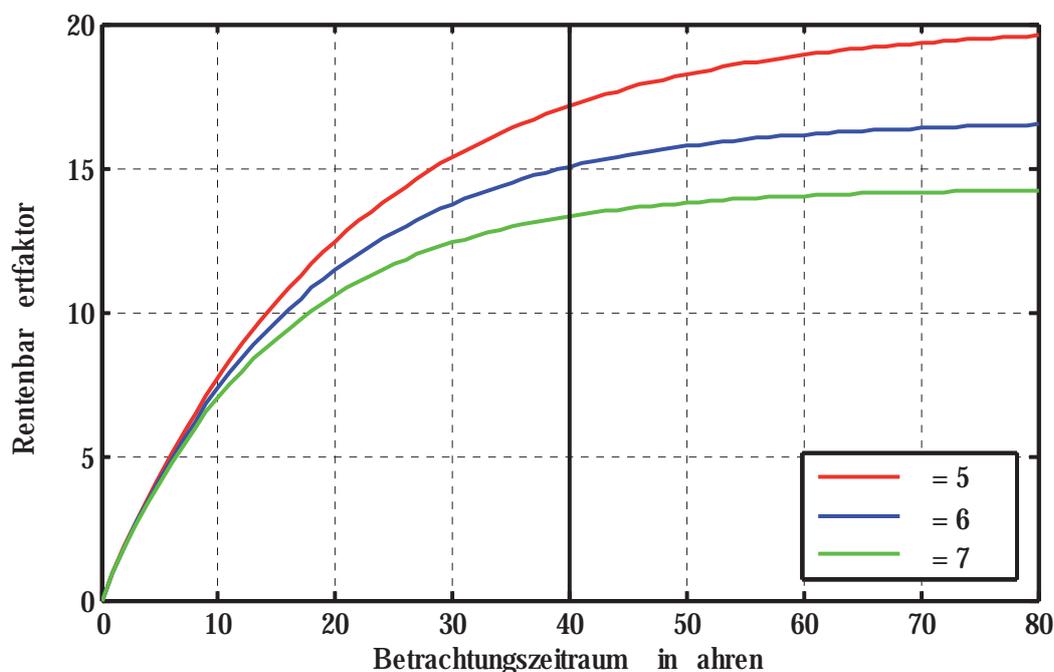


Abbildung 1.1 Verlauf des Rentenbarwertfaktors in Abhängigkeit vom Betrachtungszeitraum für verschiedene Zinssätze

1.2 Kostenanalyse

1.2.1 Kostenarten

Sowohl bei der Errichtung als auch beim Betrieb einer Übertragungsleitung fallen verschiedene Kostenarten an, die sich nach der Art und Häufigkeit ihres Auftretens charakterisieren lassen.

Man unterscheidet grundsätzlich einmalige, periodisch anfallende und unregelmäßig anfallende Kosten (siehe **Abbildung 1.2**). Zu den einmaligen Kosten zählen die Investitions- und Rückbaukosten. Periodisch treten die Verlustkosten sowie die Kosten für Wartung und Instandhaltung auf. Zu den unregelmäßig anfallenden Kosten zählen beispielsweise die Reparaturkosten. Da diese während des gesamten Betrachtungszeitraumes zufällig anfallen, lassen sie sich nur über statistische Größen beschreiben (siehe auch Teilbericht I) und sind daher nur sehr schwer zu fassen. Die Zusammensetzung und Höhe der unterschiedlichen Kostenarten unterscheidet sich für die verschiedenen Typen von Übertragungsleitungen und ist außerdem projektabhängig.

Kosten für Errichtung und ist außerdem projektabhängig.

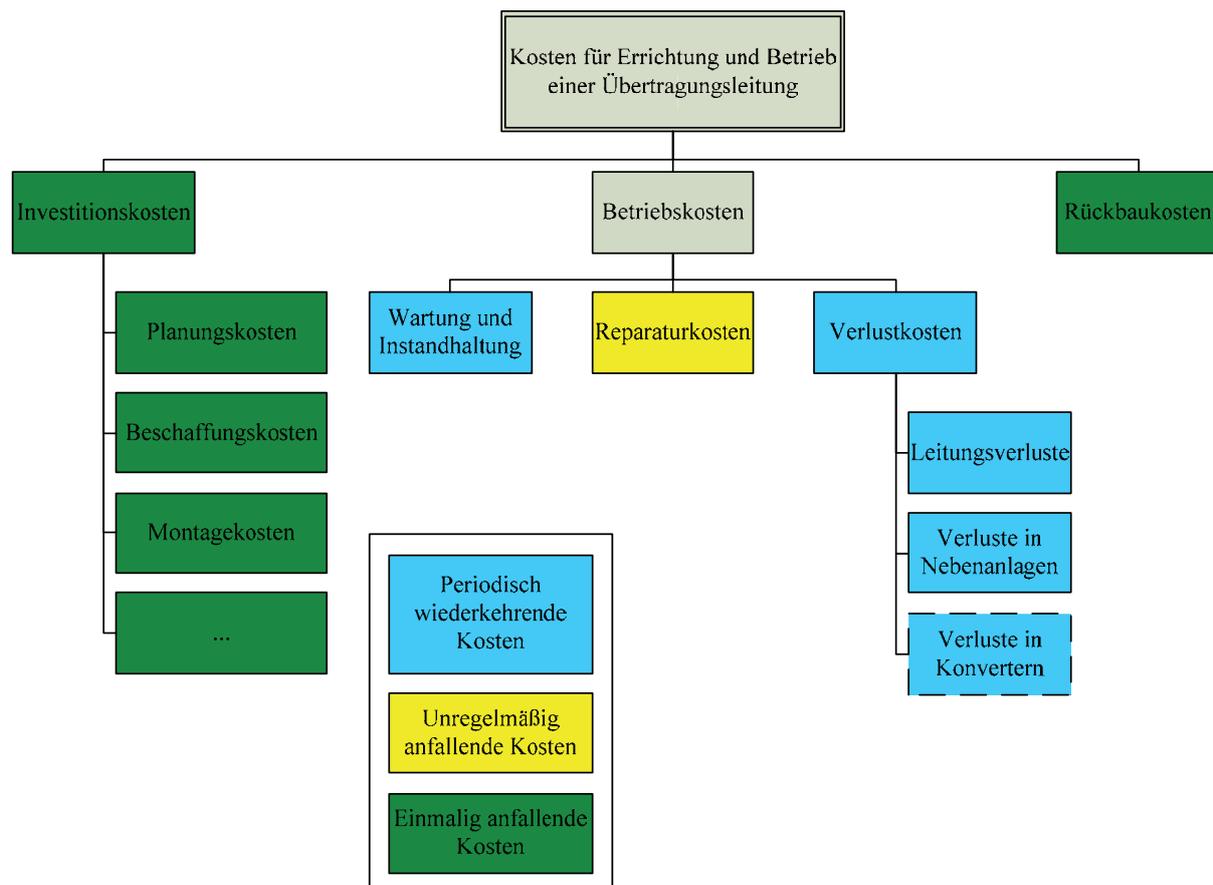


Abbildung 1.2 Übersicht über die verschiedenen Kostenarten bei Leitungsbauprojekten

1.2.2 Investitionskosten

Vor der Errichtung einer Übertragungsleitung entstehen Kosten für deren Planung. Hierbei muss zunächst die gewünschte Trasse ermittelt und eingemessen werden. Auf dieser Grundlage können dann die notwendigen technischen Unterlagen angefertigt und die behördlichen Genehmigungen eingeholt werden. Im Rahmen der Genehmigung sind auch umfangreiche Untersuchungen zur Ermittlung der Umweltverträglichkeit notwendig und gegebenenfalls behördliche Vorgaben umzusetzen, die zu zusätzlichen Kosten führen können. Um die notwendigen Tiefbaumaßnahmen den tatsächlichen Bodenverhältnissen auf der gewählten Trasse anpassen zu können, ist im Rahmen der Planung auch eine Baugrunduntersuchung notwendig. Während die Baugrunduntersuchung bei Freileitungsprojekten auf die Maststandorte beschränkt werden kann, ist sie bei Kabelprojekten aufwendiger und damit kostenintensiver. Hier muss die gesamte Trasse untersucht und auch die Notwendigkeit der Wasserhaltung überprüft werden.

Weitere Kosten fallen durch die notwendigen Dienstbarkeiten (Rechte zum Bau und Betrieb der Leitung) und Entschädigungen an, deren Höhe sich nach der beanspruchten Fläche und der Ertragslage der landwirtschaftlichen Fläche richtet.

Hinzu kommen auch die Kosten für gegebenenfalls notwendige Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen. Auch Gerichts- und Notarkosten, sowie Kosten für Gutachten und Sachverständige müssen berücksichtigt werden. Mit Beginn der Bauarbeiten fallen Kosten für die Bauvorbereitung an. Hierfür müssen auch Ausholzungsarbeiten vorgenommen werden. Für Freileitungen sind die Maststandorte vollständig von Bewuchs zu befreien. Auf den überspannten Flächen sind hochwachsende Bäume zu entfernen, die in den etwa 70 m breiten Schutzstreifen der Freileitung ragen würden. Bei Kabelprojekten ist es notwendig, auf der gesamten Trassenlänge den gesamten Bewuchs in mindestens doppelter Trassenbreite zu entfernen. Im Rahmen der Bauvorbereitung müssen auch die Sicherung der Baustellen und die Einrichtung der notwendigen Baustraßen erfolgen.

Einen großen Kostenblock bei den Investitionskosten bilden die Tiefbauarbeiten. Diese sind bei Kabelprojekten wesentlich umfangreicher und teurer als bei Freileitungen, wo lediglich die Fundamente für die Maste errichtet werden müssen. Die Höhe der Kosten wird bei Kabelanlagen durch den eigentlichen Tiefbau sowie durch den Abtransport von Bodenaushub und die Anlieferung des thermisch stabilisierten Bettungsmaterials verursacht. Die Tiefbaukosten werden maßgeblich vom vorhandenen Bodentyp, dem Trassenrelief und der Lage zu besiedelten Gebieten bestimmt. Eine Kostenerhöhung ergibt sich, wenn die Kabeltrasse durch stark wasserhaltige Böden verläuft und hierdurch eine Wasserhaltung notwendig wird. Unvorhergesehene Tiefbaukosten können entstehen, wenn z. B. belasteter Boden gefunden wird. Dieser darf in der Regel nicht wieder eingefüllt werden, sondern müsste auf entsprechenden Deponien kostenpflichtig entsorgt werden.

Müssen Verkehrswege, Wasserläufe oder andere Hindernisse gekreuzt werden, werden bei Kabeltrassen Tiefbaumaßnahmen (z. B. HDD-Bohrung oder Bohrpressverfahren) notwendig (siehe auch Teilbericht I). Die Kabel sind dann in Schutzrohre zu verlegen, was dazu führen kann, dass ein thermischer Engpass entlang der Leitung entsteht (siehe Teilbericht II). Hierdurch kann ein Mehraufwand für eine verbesserte thermische Bettung oder eine passive oder aktive Kühlanlage anfallen, wobei letztere auch zusätzliche Betriebskosten verursachen würde. Bei Freileitungen werden Verkehrswege durch ein Überspannen gekreuzt. Für große Spannweiten oder wenn ein großer Bodenabstand der Leiterseile gefordert wird, kann der Einsatz von speziellen und damit teureren Masten notwendig werden (vgl. Teil I).

Eine weitere nicht zu vernachlässigende Kostengröße bilden die Transportkosten für die Kabel, Leiterseile, Maste und das notwendige Zubehör. Bei HöS-Kabelprojekten erreichen die Transporttrommeln für die Kabel ein Gewicht im Bereich von etwa 40 t (vergl. Teil I). Dies führt dazu, dass teure Sondertransporte notwendig werden. Eine weitere Kostenposition stellen die Kosten für die Errichtung und Montage der Übertragungsleitung dar. Hierbei sind auch die Kosten für die notwendigen Nebenanlagen, wie zum Beispiel Schutz- und Überwachungssysteme, Kompensationsspulen, Spulen zur Impedanzanpassung, usw. und bei Kabelprojekten die Kosten für die Errichtung der Muffenbauwerke zu berücksichtigen.

Bei Kabelprojekten müssen außerdem die Kosten für die Kabelprüfung vor der Inbetriebnahme berücksichtigt werden (siehe Teil I).

Bei der Hochspannungs-Gleichstromübertragung sind neben den genannten Kosten für die Gleichstrom-Kabel und deren Legung auch die Kosten für die Errichtung der Konverterstationen inklusive ihrer Nebenanlagen am Anfang und Ende der Leitung, sowie in gegebenenfalls vorhandenen Abgängen in die Kostenrechnung einzubeziehen.

Im Anschluss an die Errichtung und Montage entstehen für alle Leitungsvarianten Kosten für die Behebung der während der Bauarbeiten entstandenen Flurschäden.

1.2.3 Betriebskosten

Die regelmäßig auftretenden Betriebskosten eines Leitungssystems setzen sich im Wesentlichen aus den Verlustkosten und den Kosten für Wartung und Instandhaltung zusammen. Die Verlustkosten sind hierbei in aller Regel die dominierende Größe, so dass die Kosten für Wartung und Instandhaltung gegenüber den Verlustkosten vernachlässigt werden können.

Wie in Teilbericht I beschrieben, teilen sich die Gesamtverluste der Leitung in einen strom- und spannungsabhängigen Anteil sowie die Verluste in den Nebenan-

lagen auf. Die Zusammensetzung und Höhe der einzelnen Verlustbestandteile hängt zum einen von der Übertragungslänge und -leistung und zum anderen vom betrachteten Betriebsmittel (HDÜ oder HGÜ) und den gewählten Leitungsquerschnitten ab. Sie sind daher stets projektabhängig.

Bei allen betrachteten Betriebsmitteln entstehen Kosten für Wartung und Instandhaltung durch die Freihaltung der Leitungstrasse, regelmäßige Begehungen und Kontrollen sowie die Prüfung der Schutz- und Sekundärtechnik. Bei Freileitungen kommt hinzu, dass die Maste etwa alle 20 bis 30 Jahre mit einem neuen Korrosionsschutzanstrich versehen werden müssen. Bei der HGÜ werden die Kosten für Wartung und Instandhaltung durch die Kosten für die Wartung- und Instandhaltung der Konverterstationen dominiert.

2 Annahmen für den Wirtschaftlichkeitsvergleich

Im Folgenden werden zunächst die dieser Studie zugrunde gelegten Szenarien und Annahmen für den Wirtschaftlichkeitsvergleich der Übertragungssysteme dargestellt. Diese besitzen einen entscheidenden Einfluss auf die Wirtschaftlichkeitsuntersuchung und wurden daher mit dem Auftraggeber und dem projektbegleitenden Arbeitskreis abgestimmt.

2.1 Allgemeine Annahmen

Für die Kostenberechnungen wurden die in **Tabelle 2.1** angegebenen allgemeinen Annahmen für alle untersuchten Varianten getroffen:

Tabelle 2.1 Allgemeine Annahmen für die Kostenberechnungen

WACC-Zinssatz ¹⁾	6 %
spezifische Verlustkosten	63 €/MWh
Jahresbelastungsgrad	0,47
Arbeitsve lustfaktor	0,32
Betrachtungszeitraum	40 Jahre
Verluste in Kompensationsspulen	0,15 %
Verluste in Reihenkondensatoren	0,15 %

Für die Berechnung der Barwerte wird in dieser Studie ein Zinssatz von 6 % angesetzt. Dies entspricht einem heute üblichen Wert für die Wirtschaftlichkeitsanalyse von Übertragungsleitungen (siehe auch [1], [2], [3], [4] und [5]).

Die spezifischen Verlustkosten von 63 €/MWh wurden aus den von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern für die Jahre 2007 bis 2010 angegebenen mitt-

¹⁾ Der WACC-Zinssatz (Weighted Average Cost of Capital) setzt sich aus dem Eigen- und Fremdkapitalzins eines Unternehmens zusammen. Er wird im Geschäftsbericht des Unternehmens ausgewiesen.

leren Verlustkosten ermittelt. Die entsprechenden Werte können [6], [7], [8] und [9] entnommen werden.

Um die bei den unterschiedlichen Betriebsmitteln auftretenden Verluste zu berechnen, wurden für den Arbeitsverlustfaktor und den Jahresbelastungsgrad aus [1] Werte entnommen, wie sie in den Übertragungsnetzen üblicherweise auftreten. Mit diesen allgemeinen Annahmen werden mögliche Änderungen der Auslastung der Leitungen, der Zinssätze und der spezifischen Verlustkosten nicht berücksichtigt.

Da die Investitionskosten hochgradig projektspezifisch sind, werden für die verschiedenen Übertragungssysteme pauschale, auf einen Kilometer bezogene Werte angenommen, die die typischen Kosten für die Verlegung im norddeutschen Tiefland wiedergeben. Diese wurden aus der vorhandenen Literatur ([2], [1] und [3]) ermittelt. Kostensteigerungen durch extremes Gelände oder eine erhöhte Anzahl komplizierter Kreuzungen werden hiermit nicht berücksichtigt. Weiterhin bleiben auch die folgenden, schwer fassbaren bzw. projektabhängigen Kostenfaktoren unberücksichtigt:

- Investitionskosten für Temperaturmonitoringsysteme
- Kosten für zusätzliche Abgänge entlang der Leitung
- Kosten für die Hochspannungsprüfung der Kabel
- unterschiedlich große Unsicherheiten bei den Investitionskosten
- Restwerte
- Rückbaukosten

Die ersten beiden Kostenfaktoren gehen in die Investitionskosten ein. Bei den Kosten für zusätzliche Abgänge ergeben sich erhebliche Kostenunterschiede zwischen der HDÜ und der HGÜ-Technologie. Bei der HGÜ ist neben der auch bei HDÜ notwendigen Schaltanlage und dem Transformator eine zusätzliche Konverterstation erforderlich (siehe auch Teil I). Die Restwerte der untersuchten Leitungssysteme am Ende ihrer Nutzungsdauer werden nicht berücksichtigt, da diese üblicherweise nicht genutzt werden können und rein kalkulatorischer Natur sind. Außerdem haben Restwerte aufgrund der Abzinsung auf den Investitionszeitpunkt lediglich einen marginalen Einfluss auf die Gesamtkosten.

Rückbaukosten fallen in den hier betrachteten Zeiträumen aller Erwartung nach nicht an, da die Betriebsmittel für einen langfristigen Betrieb ausgelegt sind. Darüber hinaus sind die Rückbaukosten aufgrund der Abzinsung auf den Investitionszeitpunkt im Vergleich zu den anderen Kostenpositionen von untergeordneter Bedeutung.

2.2 Trassenlängen

In Absprache mit dem Auftraggeber und dem projektbegleitenden Arbeitskreis wurden alle Untersuchungen für vier verschiedene Trassenlängen durchgeführt (**Tabelle 2.2**). Um eine bessere Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu erreichen, bleibt hierbei unberücksichtigt, dass sich bei realen Projekten in Abhängigkeit von den örtlichen Gegebenheiten unterschiedliche Trassenlängen für die Ausführung als Freileitung oder Erdkabel ergeben können.

Tabelle 2.2 Annahmen für die Trassenlängen

Trasse	Trassenlänge
kurz	50 km
mittel	100 km
lang	200 km
sehr lang	500 km

2.3 Übertragungsleistung und resultierende Betriebsmittelauslegung

Sowohl die Investitionskosten als auch die Verluste eines Übertragungssystems werden entscheidend durch die geforderten Übertragungsleistungen und die daraus resultierenden Querschnitte beeinflusst. Im Rahmen dieser Studie werden daher in Abstimmung mit dem Auftraggeber und dem projektbegleitenden Arbeitskreis drei unterschiedliche Übertragungs-Szenarien untersucht (siehe **Tabelle 2.3**).

Tabelle 2.3 Annahmen für die Übertragungsleistungen

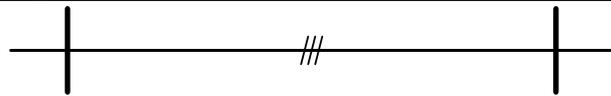
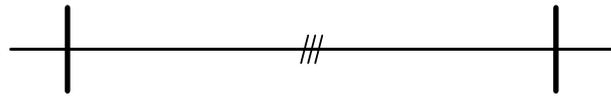
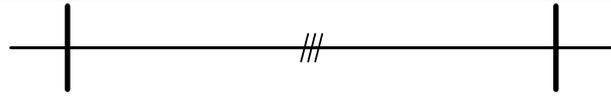
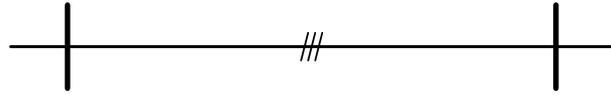
	maximale Übertragungsleistung (n-0)-Fall	maximale Übertragungsleistung (n-1)-Fall
Szenario 1	1000 MVA	750 MVA
Szenario 2	2000 MVA	1500 MVA
Szenario 3	3000 MVA	2250 MVA

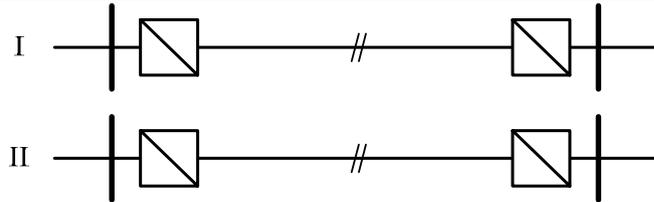
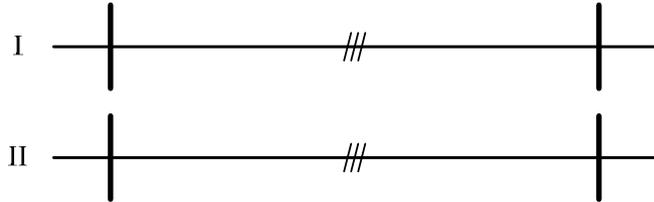
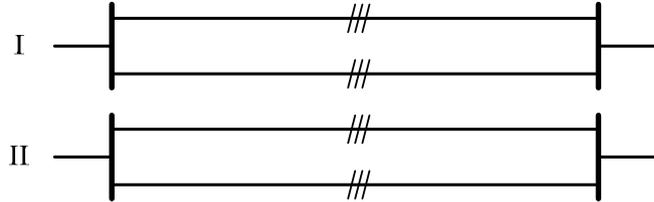
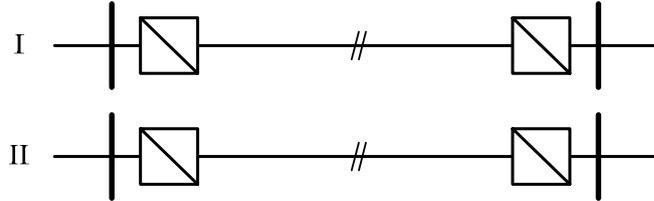
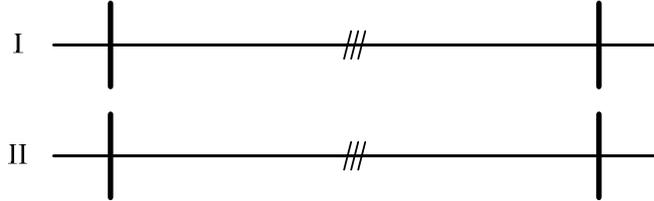
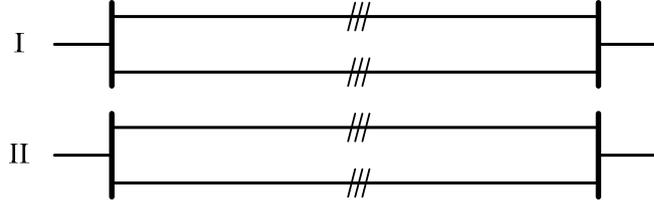
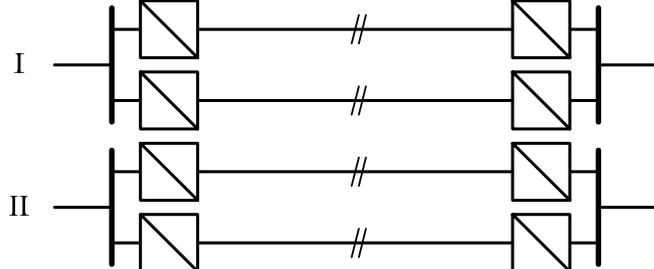
Hierbei wird jeweils eine Unterscheidung zwischen dem Normalbetrieb und dem sogenannten (n-1)-Fall vorgenommen. Als (n-1)-Fall wird bei der Drehstrom-Freileitung und bei den Drehstrom-Kabeln der Ausfall eines Stromkreises definiert. Dies hat eine besondere Bedeutung bei den Leitungsvarianten in **Tabelle 2.4**, bei

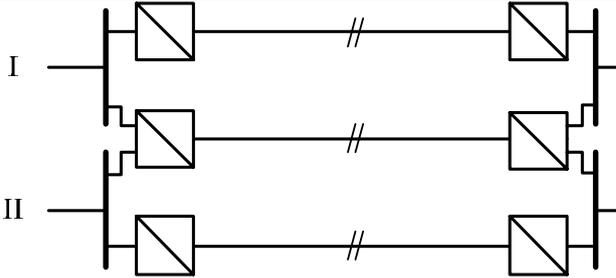
denen 2 2 parallele Drehstrom-Kabelsysteme eingesetzt werden, da der Ausfall eines Stromkreises unter der Annahme, dass die beiden parallelen Kabelsysteme über einen gemeinsamen Leistungsschalter in die Schaltanlage eingebunden sind, dem gleichzeitigen Ausfall dieser beiden Kabelsysteme entspricht. Bei den HGÜ-Varianten wird davon ausgegangen, dass diese mit einem sogenannten metallic return ausgestattet sind. Hier gilt daher der Ausfall eines Pols als (n-1)-Fall. Damit wären über das betroffene HGÜ-System noch 50 % seiner Bemessungsleistung übertragbar. In Ermangelung konkreter Leistungsflusssergebnisse wird davon ausgegangen, dass alle Übertragungsleitungen so ausgelegt werden müssen, dass sie im oben definierten (n-1)-Fall in der Lage sind, noch 75 % der für den Normalbetrieb angenommenen Leistung zu übertragen.

Auf der Grundlage der in **Tabelle 2.3** angegebenen Übertragungsszenarien und den genannten Kriterien für den (n-1)-Fall wurden zehn verschiedene Betriebsmittelauslegungen für die HDÜ mit Freileitung und Kabel sowie die HGÜ mit Kabel ermittelt. Hierbei wurden bei den Varianten mit Erdkabel unterschiedliche Querschnitte und bei der HGÜ auch unterschiedliche Konverterleistungen angenommen, um die Kabel nicht durch eine Überdimensionierung gegenüber der Freileitung zu benachteiligen. Dabei muss hervorgehoben werden, dass hier keine detaillierte Auslegung für alle Varianten und Szenarien vorgenommen werden konnte und der Auftraggeber für eine bessere Übersichtlichkeit auch die Anzahl der Varianten begrenzt hat. Damit sind Optimierungen in den einzelnen Auslegungen möglich, und es können sich projektspezifische Abweichungen ergeben. Die Prinzipschaltbilder und Kurzbeschreibungen aller Varianten können **Tabelle 2.4** entnommen werden.

Tabelle 2.4 Resultierende Betriebsmittelvarianten

Variante	Prinzipschaltbild	Kurzbeschreibung
FL1- 1000 MVA	I 	2 Systeme Freileitung 564-AL1/72-ST1A
	II 	
K1- 1000 MVA	I 	2 Systeme Kabel 1200 mm ² Cu
	II 	

HGÜ1- 1000 MW		2 Systeme VSC-HGÜ 800 MW ± 320 kV 1600 mm ² Al
FL2- 2000 MVA		2 Systeme Freileitung 564-AL1/72-ST1A
K2- 2000 MVA		2×2 Systeme Kabel 1200 mm ² Cu
HGÜ2- 2000 MW		2 Systeme VSC-HGÜ 1000 MW ± 320 kV 2200 mm ² Al
FL3- 3000 MVA		2 Systeme Freileitung 564-AL1/72-ST1A
K3- 3000 MVA		2×2 Systeme Kabel 2500 mm ² Cu
HGÜ3- 3000 MW		2×2 Systeme VSC-HGÜ 800 MW ± 320 kV 1600 mm ² Al

HGÜ4- 3000 MW		3×1 Systeme VSC-HGÜ 1000 MW ± 320 kV 2200 mm ² Al
------------------	--	--

Die den Leitungsvarianten zugrunde liegenden thermisch zulässigen Ströme sowie die für die Auslegung der bei den Drehstrom-Varianten gegebenenfalls notwendig werdenden Kompensationsanlagen und für die Berechnung der Leitungs- und Kompensationsverluste benötigten Leitungsparameter sind in **Tabelle 2.5** angegeben.

Tabelle 2.5 Parameter der verwendeten Drehstrom- und Gleichstromleitungen

	HDÜ- Freileitung	HDÜ-Kabel 2XS(FL)2Y		HGÜ -Kabel	
		1200 Cu	2500 Cu	1600 Al	2200 Al
Querschnitt in mm ²	4x564/72 Al/St				
Betriebsspannung in kV	380	380	380	±320	±320
Widerstandsbelag ²⁾ in mΩ/km	13,9	17,0	9,2	19,1	13,9
Ableitungsbelag in nS/km	17,0	58,7	77,3	--	--
Induktivitätsbelag in mH/km	0,8	0,46	0,60	--	--
Kapazitätsbelag in nF/km	14,2	187,0	245,9	--	--
thermisch zulässiger Strom in A	4558	1291	1898	1291	1571

Die folgenden Verlustkostenberechnungen basieren auf den in Teil I angegebenen Gleichungen für die Berechnung der Verluste, Verlustarbeit und Verlustkosten sowie auf den allgemeinen Annahmen für die Kostenberechnungen in **Tabelle 2.1**.

2.4 Kostenschätzung für die Freileitung

2.4.1 Investitionskosten

Die Investitionskosten der Drehstrom-Freileitung sind für alle Varianten gleich groß, da nur ein Freileitungstyp berücksichtigt wurde. Für den gewählten Freilei-

²⁾ Der Widerstandsbelag wurde jeweils für eine Leitertemperatur von 40°C berechnet.

tungstyp kann nach heutigem Stand von den in **Tabelle 2.6** angegebenen durchschnittlichen Investitionskosten (siehe auch [1]) ausgegangen werden. Hierin sind auch mögliche Mehrkosten aufgrund von Überspannungen von Gewässern und Verkehrswegen pauschal enthalten. Die real auftretenden Kosten sind stark projektabhängig und können, insbesondere bei schwierigen geologischen und geografischen Bedingungen und einer hohen Anzahl an Kreuzungen, von den hier angenommenen Werten deutlich abweichen.

Tabelle 2.6 Investitionskosten der 380-kV-Drehstrom-Doppelfreileitung [1]

Kostenposition	Investitionskosten
380-kV-Doppelfreileitung inklusive Planung und Montage	1000 T€/km

Bei den Szenarien mit 500 km Trassenlänge wird eine Querkompensation berücksichtigt, wobei von einem Kompensationsgrad von $k_Q = 75\%$ ausgegangen wird. Bei der Variante FL3-3000 MVA wird für das Szenario mit 500 km Trassenlänge zusätzlich auch eine Längskompensation angenommen. Um den maximalen Übertragungswinkel unterhalb von 30° zu halten, ist ein Kompensationsgrad von $k_L = 75\%$ ausreichend für die Dimensionierung der notwendigen Serienkondensatoren. Die hieraus resultierenden Kompensationsleistungen und Investitionskosten wurden anhand der in Teilbericht I angegebenen Gleichungen berechnet und sind in **Tabelle 2.7** angegeben. Die angesetzten Kosten für die Quer- und Längskompensation beruhen auf Angaben aus [1] und [10].

Tabelle 2.7 Investitionskosten für Längs- und Querkompensation der Drehstrom-Freileitung (nur 500 km Trassenlänge)

Kostenposition	Investitionskosten
Kompensationsdrosseln zur Querkompensation ($k_Q = 75\%$) $Q_D = 480$ Mvar	$480 \text{ Mvar} \times 15 \text{ T€/Mvar} = 7200 \text{ T€}$
Serienkapazitäten zur Längskompensation ($k_L = 75\%$) ³⁾ $Q_C = 2974$ Mvar	$2974 \text{ Mvar} \times 18 \text{ T€/Mvar} = 53532 \text{ T€}$

2.4.2 Verlustkosten

Die Verlustkosten der Freileitung werden im Wesentlichen durch die Stromwärmeverluste in den Leitern verursacht. Die spannungsabhängigen Verluste sind im Vergleich zu den Stromwärmeverlusten klein, machen jedoch einen merklichen Anteil an der Jahresverlustarbeit aus, da sie ständig anfallen. Sie sind damit nicht zu vernachlässigen. Die Verlustanteile durch den Ladestrom sind gegenüber den

³⁾ nur für Szenario: max. Übertragungsleistung 3000 MVA

anderen Verlustanteilen vernachlässigbar klein und liefern auch keinen nennenswerten Beitrag zur Jahresverlustarbeit. Sie werden daher vernachlässigt (siehe auch [3]). Ein Überblick über die Verluste und die entsprechende Jahresverlustarbeit der Drehstrom-Freileitung kann **Tabelle 2.8** entnommen werden.

Tabelle 2.8 Längenbezogene Verlustleistungen, Verlustarbeit und Verlustkosten der Drehstrom-Freileitungsvarianten

		FL1-1000 MVA	FL2-2000 MVA	FL3-3000 MVA
maximale stromabhängige Verlustleistung ⁴⁾		48,2 kW/km	192,6 kW/km	433,2 kW/km
spannungsabhängige Verlustleistung		5 kW/km	5 kW/km	5 kW/km
jährliche Verlustarbeit durch stromabhängige Verluste		134,92 MWh/(km a)	539,67 MWh/(km a)	1214,27 MWh/(km a)
jährliche Verlustarbeit durch spannungsabhängige Verluste		43,01 MWh/(km a)	43,01 MWh/(km a)	43,01 MWh/(km a)
Kompensationsverluste ⁵⁾		12,70 MWh/(km a)	12,70 MWh/(km a)	37,70 MWh/(km a)
jährliche Gesamtverluste	bis 500 km	178,02 MWh/(km a)	582,68 MWh/(km a)	1257,28 MWh/(km a)
	500 km	190,72 MWh/(km a)	595,38 MWh/(km a)	1294,98 MWh/(km a)
jährliche Gesamtverlustkosten	bis 500 km	11,21 T€/ (km a)	36,71 T€/ (km a)	79,21 T€/ (km a)
	500 km	12,01 T€/ (km a)	37,51 T€/ (km a)	81,58 T€/ (km a)

2.5 Kostenschätzung für die Drehstrom-Kabel

2.5.1 Investitionskosten

Die geschätzten Investitionskosten der Drehstrom-Kabel beruhen auf den Angaben aus [1] und sind in **Tabelle 2.9** zusammenfassend dargestellt. Entsprechend den Varianten aus **Tabelle 2.4** wurden in Abhängigkeit von der Übertragungsleistung zwei unterschiedliche Kabelquerschnitte in unterschiedlichen Verlegeanordnungen angenommen. Dieser Unterschied wird über unterschiedli-

⁴⁾ Bei einer Übertragungsleistung von 1000, 2000 bzw. 3000 MVA und einer Übertragungsspannung von 380 kV

⁵⁾ Kompensationsverluste werden nur bei einer Trassenlänge von 500 km berücksichtigt, da für kürzere Trassen eine Kompensation nicht erforderlich ist (siehe auch Abschnitt 2.4.1).

che Kabelhohl- und Kupferpreise sowie unterschiedliche Tiefbaukosten für die verschiedenen Varianten in der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung berücksichtigt.

Tabelle 2.9 Investitionskosten für Drehstrom-Kabel, Garnituren, Tiefbaukosten und Kompensationsdrosseln

	Kabel 2XS(FL)2Y 1x... RM/120	
Querschnitt in mm ²	1200	2500
Kabelhohlpreis	3×211 T€/km	3×298 T€/km
Kupferpreis bei 4 €/kg	3×52 T€/km	3×100 T€/km
Kabellegung	3×21 T€/km	
Verbindungsuffe inkl. Montage	35 T€/Stück	
Cross-Bonding-Muffe inkl. Montage	38 T€/Stück	
Cross-Bonding-Kasten inkl. Montage	15 T€/Stück	
Endverschluss inkl. Montage	70 T€/Stück	
Überspannungsableiter	5 T€/Stück	
Tiefbaukosten inkl. Planung und Querungen für 2 Systeme	664 T€/km	
Tiefbaukosten inkl. Planung und Querungen für 4 Systeme	1195 T€/km	
Kompensationsdrossel	15 T€/Mvar	

Kostenerhöhungen durch die Querung von Gewässern, Straßen, Bahnlinien und anderen Leitungen sowie von Wäldern, Naturschutzgebieten, Gebirgen und anderen Landschaftsformen werden in den durchschnittlichen Tiefbaukosten pauschal berücksichtigt. Die real auftretenden Kosten sind projektabhängig und können, insbesondere bei schwierigen geologischen und geografischen Bedingungen und einer hohen Anzahl an Kreuzungen, erheblich von den hier angenommenen Werten abweichen.

Bei der Ermittlung der Tiefbaukosten für den Kabelgraben für vier Kabelsysteme wurde angenommen, dass durch Synergieeffekte bei den Tiefbauarbeiten Kosteneinsparungen von 20 % möglich sind **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**

Die Kosten für die Kabelgarnituren (Muffen und Endverschlüsse) sowie für die Überspannungsableiter unterscheiden sich für unterschiedliche Querschnitte nur geringfügig voneinander und werden daher vereinfachend für alle Varianten einheitlich angenommen.

Für die Berechnung des Kupferpreises wurde trotz der zum Zeitpunkt der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung hohen Preise ein Wert von 4 € pro Kilogramm Kupfer

angenommen. Dies entspricht in etwa dem durchschnittlichen Kupferpreis der letzten fünf Jahre, welcher in **Abbildung 2.1** dargestellt ist [11].

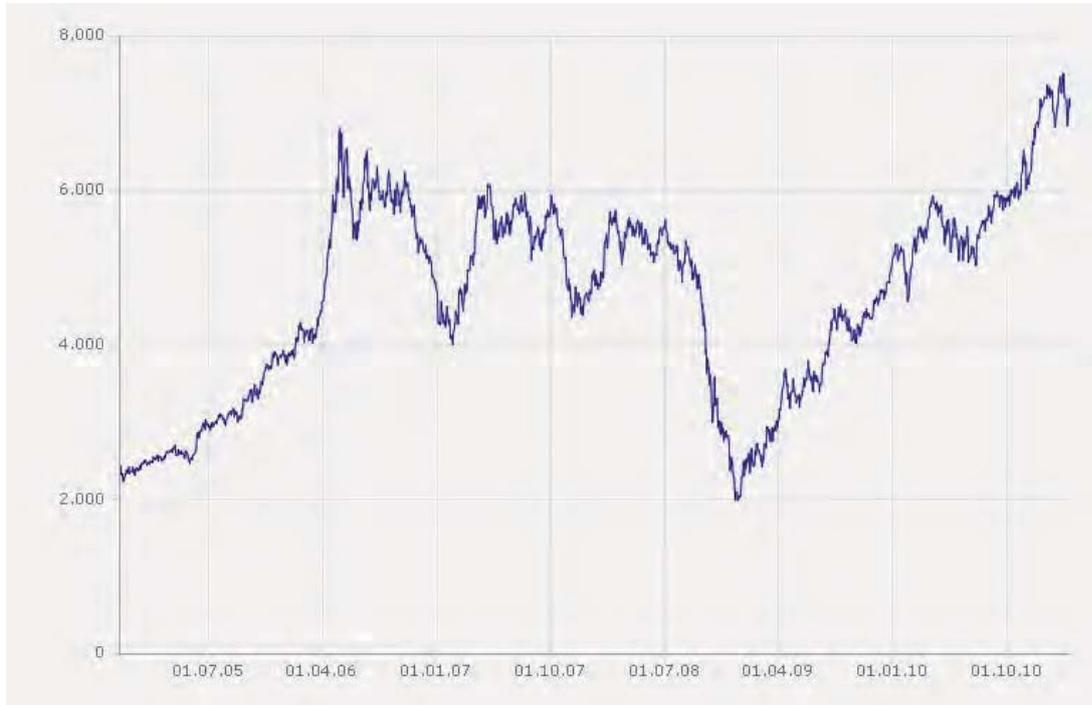


Abbildung 2.1 Verlauf des Kupferpreises in €/t seit 01.11.2004 [11]

Aus den Angaben in **Tabelle 2.9** werden durchschnittliche, auf einen Kilometer bezogene Investitionskosten berechnet. Hierbei wurde alle 25 km eine Kompensationsanlage berücksichtigt. Die Länge der Kompensationsabschnitte wurde aus einer eigenen Leistungsflussuntersuchung und den Angaben aus der Literatur (z. B. [1] oder [5]) ermittelt. Geht man von drei Cross-Bonding-Hauptabschnitten ($\approx 8,3$ km) pro Kompensationsabschnitt aus, so ergibt sich hieraus eine Kabellieferlänge von 926 m. Weiterhin werden je nach Anzahl der benötigten Kabel die in **Tabelle 2.10** angegebenen Mengen an Endverschlüssen, Muffen und Cross-Bonding-Anlagen pro Kompensationsabschnitt benötigt. Da die zu untersuchenden Trassenlängen in dieser Studie stets ein gerades Vielfaches von 25 km bilden, kann hiermit die in Abhängigkeit von der Länge notwendige Anzahl an Muffen, Cross-Bonding-Kästen und Endverschlüssen durch einfache Multiplikation ermittelt werden.

Tabelle 2.10 Pro Kompensationsabschnitt von 25 km benötigte Endverschlüsse, Muffen, Überspannungsableiter und Cross-Bonding-Anlagen

	2 Kabelsysteme	4 Kabelsysteme
Endverschlüsse	$2 \times 2 \times 3 = 12$	$4 \times 2 \times 3 = 24$
Überspannungsableiter	$2 \times 2 \times 3 = 12$	$4 \times 2 \times 3 = 24$
Verbindungs-muffen	$2 \times 18 \times 3 = 108$	$4 \times 18 \times 3 = 216$
Cross-Bonding-Muffen	$2 \times 8 \times 3 = 48$	$4 \times 8 \times 3 = 96$
Cross-Bonding-Kästen	$2 \times 8 = 16$	$4 \times 8 = 32$

Mit Hilfe von **Tabelle 2.9** und **Tabelle 2.10** können die Investitionskosten für die unterschiedlichen Varianten ermittelt werden. Die Ermittlung der Kompensationskosten erfolgt hierbei über die bezogene Ladeleistung der Kabel, einen angenommenen Kompensationsgrad von 75 % (vgl. Abschnitt 2.4.1 für die HDÜ-Freileitung) und die geschätzten Kosten für Kompensationsdrosselspulen. Es ergeben sich für die längenbezogenen Investitionskosten für die Drehstrom-Kabel die in **Tabelle 2.11** angegebenen und nach den einzelnen Kostenpositionen aufgeschlüsselten Werte für die verschiedenen Varianten.

Tabelle 2.11 Investitionskosten für die 380-kV-Drehstrom-Kabel

Kostenposition	K1-1000 MVA	K2-2000 MVA	K3-3000 MVA
Kabelhohlpreis	1266 T€/km	2532 T€/km	3576 T€/km
Kupferpreis (4 €/kg)	312 T€/km	624 T€/km	1200 T€/km
Kabellegung	126 T€/km	252 T€/km	252 T€/km
Verbindungs-muffen	151 T€/km	302 T€/km	302 T€/km
Cross-Bonding-Muffen	73 T€/km	146 T€/km	146 T€/km
Cross-Bonding-Kästen	10 T€/km	19 T€/km	19 T€/km
Endverschlüsse	34 T€/km	67 T€/km	67 T€/km
Überspannungsableiter	2 T€/km	5 T€/km	5 T€/km
Tiefbau	664 T€/km	1195 T€/km	1195 T€/km
Kabelkosten inkl. Tiefbau	2638 T€/km	5142 T€/km	6762 T€/km
Kompensation (75 %)	191 T€/km	382 T€/km	502 T€/km
Gesamtkosten	2829 T€/km	5524 T€/km	7264 T€/km
Kosten pro System	1414 T€/km	1381 T€/km	1816 T€/km

2.5.2 Verlustkosten

Auch bei den Drehstrom-Kabeln wird die maximale Verlustleistung hauptsächlich durch die stromabhängigen Leitungsverluste geprägt. Diese sind aufgrund des in der Regel größeren Querschnitts und des kleineren spezifischen Widerstandes des Leitermaterials Kupfer niedriger als bei der Freileitung, weshalb Drehstrom-Kabel bei gleicher Übertragungsleistung und Übertragungsspannung eine niedrigere maximale Verlustleistung aufweisen. Da die stromabhängigen Verluste quadratisch von der veränderlichen Belastung der Leitung abhängen und daher nur selten ihren Maximalwert erreichen, wird die jährliche Verlustarbeit stark durch die ständig anfallenden spannungsabhängigen Leitungsverluste und die Verluste in den Kompensationsspulen beeinflusst. Diese sind im Vergleich mit der Freileitung aufgrund der größeren Leitwerte und Kapazitäten (vgl. **Tabelle 2.5**) erheblich größer.

Die jährliche Verlustarbeit der Drehstrom-Kabel setzt sich trotz der unterschiedlich großen maximalen Verlustleistungen für alle untersuchten Varianten zu näherungsweise gleichen Teilen aus der strom- und spannungsabhängigen Verlustarbeit sowie der Kompensationsverlustarbeit zusammen. Die Verlustarbeit durch die Ladestromverluste wurde berücksichtigt, kann jedoch aufgrund der im Vergleich zu den anderen Verlustarbeiten geringen Größenordnung, die durch die regelmäßige Kompensation der Kabel gegeben ist, vernachlässigt werden.

Tabelle 2.12 Bezogene Verluste und Verlustkosten der Kabelvarianten

	K1-1000 MVA	K2-2000 MVA	K3-3000 MVA
max. stromabhängige Verlustleistung ⁶⁾	45,8 kW/km	91,4 kW/km	144,0 kW/km
spannungsabhängige Verlustleistung	18,6 kW/km	37,2 kW/km	44,6 kW/km
Kompensationsverluste	20,94 kW/km	41,86 kW/km	50,20 kW/km
jährliche Verlustarbeit durch stromabhängige Verluste	128,12 MWh/(km a)	256,25 MWh/(km a)	403,59 MWh/(km a)
jährliche Verlustarbeit durch spannungsabhängige Verluste	162,92 MWh/(km a)	325,85 MWh/(km a)	391,12 MWh/(km a)
jährliche Verlustarbeit durch Ladestrom	7,22 MWh/(km a)	14,44 MWh/(km a)	14,53 MWh/(km a)
jährliche Verlustarbeit durch Kompensation	183,39 MWh/(km a)	366,77 MWh/(km a)	439,74 MWh/(km a)
jährliche Gesamtverluste	481,65 MWh/(km a)	963,31 MWh/(km a)	1248,98 MWh/(km a)
jährliche Gesamtverlustkosten	30,34 T€/ (km a)	60,69 T€/ (km a)	78,69 T€/ (km a)

⁶⁾ Bei einer Übertragungsleistung von 1000, 2000 bzw. 3000 V und einer Übertragungsspannung von 380 kV

2.6 Kosten der HGÜ

2.6.1 Investitionskosten

Die Investitionskosten der HGÜ mit Kabel setzen sich im Wesentlichen aus den Kosten für die Konverterstationen mit ihren Nebenanlagen und die Übertragungsleitung zusammen (**Tabelle 2.13**).

Die Kostenannahme für die 1000-MW-Konverterstationen beruht auf einer Pressemitteilung des Unternehmens Siemens [12] zum sogenannten INELFE-Projekt, einer HGÜ-Verbindung zwischen Frankreich und Spanien mit 2000 MW Übertragungsleistung. Da aus öffentlich zugänglichen Quellen keine Investitionskosten für 800-MW-Konverter ermittelt werden konnten, wurden die Kosten hierfür auf der Basis der 1000-MW-Konverter geschätzt. Auch für die Gleichstrom-Kabel konnten über öffentlich zugängliche Quellen keine Kostenangaben ermittelt werden. Hier wurde daher eine Kostenschätzung auf Basis der bekannten Kostenverhältnisse für Drehstrom-Kabel vorgenommen. Es wurde der Kabelhohlpreis entsprechend der unterschiedlichen Querschnitte angepasst, und es wurden die Kosteneinsparungen durch das günstigere Leitermaterial Aluminium berücksichtigt. Für den Aluminiumpreis wurde hierbei ein mittlerer Wert von 1,8 €/kg verwendet (siehe auch **Abbildung 2.2**). Außerdem wurden Kosteneinsparungen bei den Tiefbauarbeiten in Höhe von 33 % der bei den Drehstrom-Kabeln angesetzten Kosten berücksichtigt, da für jedes HGÜ-System nur zwei anstatt von drei Kabeln, wie bei der HDÜ-Variante, verlegt werden, und der Kabelgraben dadurch schmaler wird. Kostenerhöhungen durch die Querung von Gewässern, Straßen, Bahnlinien und anderen Leitungen, sowie von Wäldern, Naturschutzgebieten, Gebirgen und anderen Landschaftsformen sind in den Kosten wie bei den HDÜ-Kabeln pauschal berücksichtigt. Die real auftretenden Leitungsbaukosten sind projektabhängig und können, insbesondere bei schwierigen geologischen und geografischen Bedingungen und einer hohen Anzahl an Kreuzungen, von den hier angenommenen Werten deutlich abweichen. Die zusätzlichen Kosten für das MS-Kabel für den metallic return sind aufgrund der im Vergleich zu den anderen Kosten geringen Größenordnung vernachlässigt worden. Für die Endverschlüsse und Muffen wurden dagegen in Ermangelung konkreter Angaben die gleichen Werte wie für die Drehstrom-Kabel in **Tabelle 2.9** angenommen, da hier keine wesentlichen Unterschiede zu erwarten sind.

Alle Kostenannahmen wurden mit dem Auftraggeber und dem projektbegleitenden Arbeitskreis abgestimmt.

Tabelle 2.13 Investitionskosten der HGÜ

	HGÜ1- 1000 MW	HGÜ2- 2000 MW	HGÜ3- 3000 MW	HGÜ4- 3000 MW
Konvertergesamtkosten	4x75.000 T€ = 300.000 T€	4x90.000 T€ = 360.000 T€	8x75.000 T€ = 600.000 T€	6x90.000 T€ = 540.000 T€
Kabelkosten pro Bipol	825 T€/km	915 T€/km	802 T€/km	897 T€/km
Kabelkosten gesamt	1.650 T€/km	1.830 T€/km	3.210 T€/km	2.690 T€/km

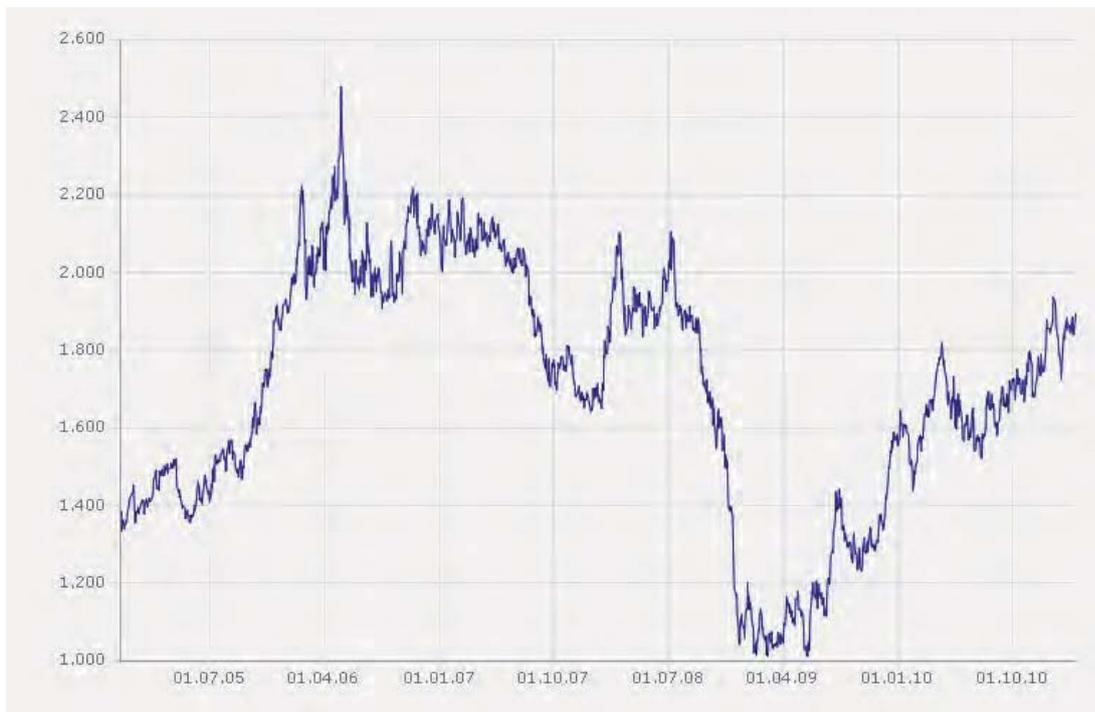


Abbildung 2.2 Verlauf des Aluminiumpreises in €/t seit 01.04.2005 [11]

2.6.2 Verlustkosten

Die Verluste der HGÜ setzen sich aus den Stromwärmeverlusten in den Gleichstrom-Kabeln und den Konverterverlusten inklusive der Verluste in den Nebenanlagen zusammen. Die Konverterverluste werden nach den im Teilbericht I gezeigten Verlustkennlinien berechnet. Sie sind unabhängig von der Trassenlänge und dominieren die Gesamtverluste für die in dieser Studie getroffenen Annahmen. Wie **Tabelle 2.14** entnommen werden kann, ist die jährliche Konverterverlustarbeit der 1000 MW Variante erst ab einer Länge von etwa 1000 km kleiner als die jährliche Leitungsverlustarbeit. Für die 2000- und die 3000-MW-Varianten ergibt sich dieser Schnittpunkt bei rund 600 km.

Tabelle 2.14 Verluste der HGÜ-Varianten

	HGÜ1- 1000 MW	HGÜ2- 2000 MW	HGÜ3- 3000 MW	HGÜ4- 3000 MW
maximale Kabelverluste	47,2 kW/km	130,6 kW/km	212,0 kW/km	203,36 kW/km
maximale Konverterverluste	25,22 MW	50,20 MW	75,89 MW	75,30 MW
jährliche Verlustarbeit durch Kabelverluste	132,12 MWh/(km a)	365,88 MWh/(km a)	594,55 MWh/(km a)	570,06 MWh/(km a)
jährliche Verlustarbeit durch Konverterverluste	132836,64 MWh/a	231404,16 MWh/a	351556,32 MWh/a	347106,24 MWh/a
jährliche Verlustkosten durch Kabelverluste	9,25 T€/(km a)	25,61 T€/(km a)	41,62 T€/(km a)	35,92 T€/(km a)
jährliche Verlustkosten durch Konverterverluste	8,37 M€/a	14,58 M€/a	22,15 M€/a	21,87 M€/a

3 Ergebnisse und Variantenvergleich

3.1 Vergleich der Investitionskosten

Nachfolgend werden die Investitionskosten für die verschiedenen Varianten, Szenarien und Betriebsmittel vorgestellt und vergleichend bewertet.

3.1.1 Übertragungsleistung 1000 MW

In **Tabelle 3.1** und **Abbildung 3.1** sind die Investitionskosten für die verschiedenen Betriebsmittelvarianten und Trassenlängen für die Übertragungsleistung 1000 MW dargestellt. In **Tabelle 3.2** werden zusätzlich Kostenverhältnisse der Investitionskosten angegeben. Es wird deutlich, dass sich für die Freileitung für alle betrachteten Trassenlängen die geringsten Investitionskosten ergeben, da sie auch die geringsten längenbezogenen Investitionskosten aufweist. Für die VSC-HGÜ mit Erdkabeln sind die Konverterkosten für Trassenlängen bis etwa 180 km größer als die Investitionskosten für die Gleichstrom-Kabel. Sie sind deshalb bis zu einer Trassenlänge von etwa 250 km teurer als die Drehstrom-Kabel.

Tabelle 3.1 Zusammenstellung der Investitionskosten für die Betriebsmittel in Abhängigkeit von der Trassenlänge bei einer Übertragungsleistung von 1000 MW

Variante	50 km	100 km	200 km	500 km
FL1-1000 MW	50,0 M€ ⁷⁾	100,0 M€	200,0 M€	507,2 M€
K1-1000 MW	142,4 M€	284,7 M€	569,5 M€	1423,7 M€
HGÜ1-1000 MW	382,5 M€	465,0 M€	630,0 M€	1125,0 M€

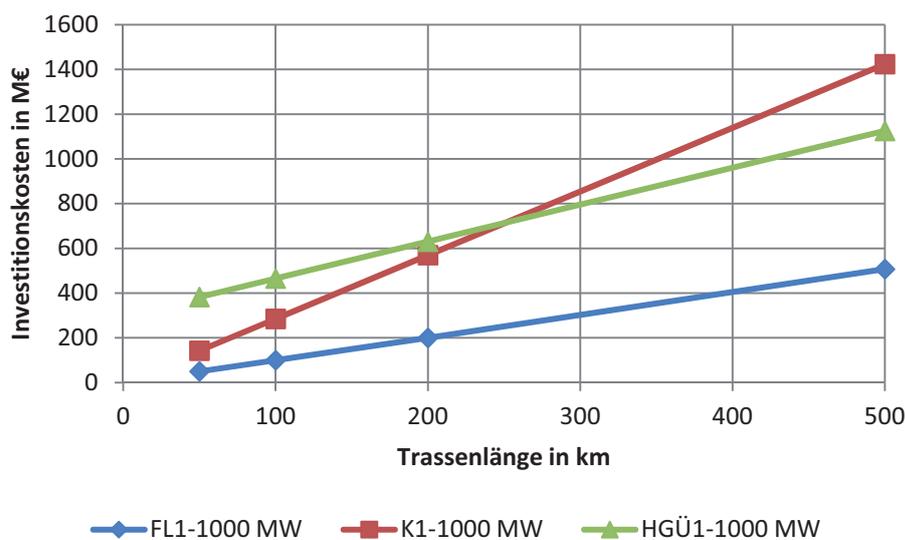


Abbildung 3.1 Investitionskosten für die Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 1000 MW

⁷⁾ Hier und im Folgenden wird für Mio. € die Abkürzung M€ verwendet.

Tabelle 3.2 Investitionskostenverhältnisse der Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 1000 MW

Variante ¹⁾	50 km			100 km			200 km			500 km		
	FL1	K1	HGÜ1	FL1	K1	HGÜ1	FL1	K1	HGÜ1	FL1	K1	HGÜ1
FL1	1,00	2,85	7,65	1,00	2,85	4,65	1,00	2,85	3,15	1,00	2,81	2,22
K1	0,35	1,00	2,69	0,35	1,00	1,63	0,35	1,00	1,11	0,36	1,00	0,79
HGÜ1	0,13	0,37	1,00	0,22	0,61	1,00	0,32	0,90	1,00	0,45	1,27	1,00

¹⁾ FL1 \triangleq FL1-1000 MW, K1 \triangleq K1-1000 MW, HGÜ1 \triangleq HGÜ1-1000 MW

3.1.2 Übertragungsleistung 2000 MW

In **Tabelle 3.3** und **Abbildung 3.2** sind die Investitionskosten der unterschiedlichen Betriebsmittel in Abhängigkeit von der Trassenlänge dargestellt. In **Tabelle 3.4** werden die Kostenverhältnisse zwischen den verschiedenen Varianten für die unterschiedlichen Übertragungslängen angegeben. Wie schon für die Übertragungsleistung von 1000 MW ist auch hier die Freileitung bei allen betrachteten Trassenlängen die günstigste Variante, da sie die geringsten längenbezogenen Investitionskosten aufweist. Im Vergleich der Drehstrom- und der HGÜ-Kabel wird deutlich, dass sich die für diese Leistung angenommene Konfiguration der Drehstrom-Kabel ungünstig auf die Investitionskosten auswirkt. Wie **Tabelle 2.4** entnommen werden kann, sind vier Drehstrom-Kabel notwendig, um die geforderte Übertragungsleistungen für den (n-1)-Fall zu erreichen. Dies macht diese Variante gegenüber der VSC-HGÜ, bei der nur zwei bipolare Systeme mit 1000 MW Leistung benötigt werden, ab Trassenlängen von etwa 100 km teurer (vgl. **Tabelle 3.4**).

Tabelle 3.3 Zusammenstellung der Investitionskosten für die Betriebsmittel in Abhängigkeit von der Trassenlänge bei einer Übertragungsleistung von 2000 MW

Variante	50 km	100 km	200 km	500 km
FL2-2000 MW	50,0 M€	100,0 M€	200,0 M€	507,2 M€
K2-2000 MW	278,0 M€	556,1 M€	1112,1 M€	2780,3 M€
HGÜ2-2000 MW	451,5 M€	543,0 M€	726,0 M€	1275,0 M€

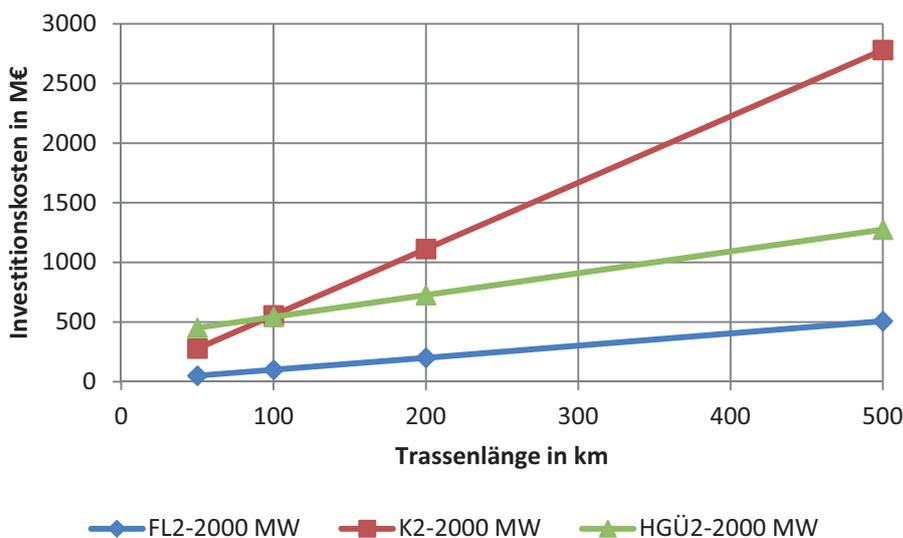


Abbildung 3.2 Investitionskosten für die Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 2000 MW

Tabelle 3.4 Investitionskostenverhältnisse der Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 2000 MW

Variante ¹⁾	50 km			100 km			200 km			500 km		
	FL2	K2	HGÜ2	FL2	K2	HGÜ2	FL2	K2	HGÜ2	FL2	K2	HGÜ2
FL2	1,00	5,56	9,03	1,00	5,56	5,43	1,00	5,56	3,63	1,00	5,48	2,51
K2	0,18	1,00	1,62	0,18	1,00	0,98	0,18	1,00	0,65	0,18	1,00	0,46
HGÜ2	0,11	0,62	1,00	0,18	1,02	1,00	0,28	1,53	1,00	0,40	2,18	1,00

¹⁾ FL2 \triangleq FL2-2000 MW, K2 \triangleq K2-2000 MW, HGÜ2 \triangleq HGÜ2-2000 MW

3.1.3 Übertragungsleistung 3000 MW

In **Tabelle 3.5** und **Abbildung 3.3** sind für eine Übertragungsleistung von 3000 MW die Investitionskosten für die unterschiedlichen Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge angegeben bzw. grafisch dargestellt. In **Tabelle 3.6** werden wieder die Kostenverhältnisse zwischen den verschiedenen Varianten für die unterschiedlichen Übertragungslängen angegeben. Auch für diese Übertragungsleistung besitzt die Freileitung für jede betrachtete Trassenlänge die geringsten Investitionskosten, da sie auch für diesen Leistungsbereich die geringsten längenbezogenen Kosten aufweist. Im Vergleich der Drehstrom-Kabel mit der VSC-HGÜ ergibt sich für das Drehstrom-Kabel wieder ein etwas günstigeres Verhältnis, da nun drei bzw. vier bipolare HGÜ-Systeme benötigt werden, um die geforderte Leistung übertragen zu können. Aus diesem Grund wandert der Schnittpunkt zwischen den Investitionskosten wieder zu größeren Trassenlängen hin und liegt nun je nach betrachteter HGÜ-Variante bei etwa 120 bis 150 km. Vergleicht man die beiden HGÜ-Varianten untereinander, so stellt man fest, dass sich für die hier getroffenen Annahmen nur eine geringe Kostenein-

sparung (< 15 %) für die Variante HGÜ4 ergibt, bei der statt der vier 800-MW-Module wie bei der Variante HGÜ3 drei 1000-MW-Module berücksichtigt wurden.

Tabelle 3.5 Zusammenstellung der Investitionskosten für die Betriebsmittel in Abhängigkeit von der Trassenlänge bei einer Übertragungsleistung von 3000 MW

Variante	50 km	100 km	200 km	500 km
FL3-3000 MW	50,0 M€	100,0 M€	200,0 M€	560,8 M€
K3-3000 MW	363,2 M€	726,4 M€	1452,8 M€	3632,0 M€
HGÜ3-3000 MW	760,4 M€	920,8 M€	1241,6 M€	2204,0 M€
HGÜ4-3000 MW	674,6 M€	809,1 M€	1078,2 M€	1885,5 M€

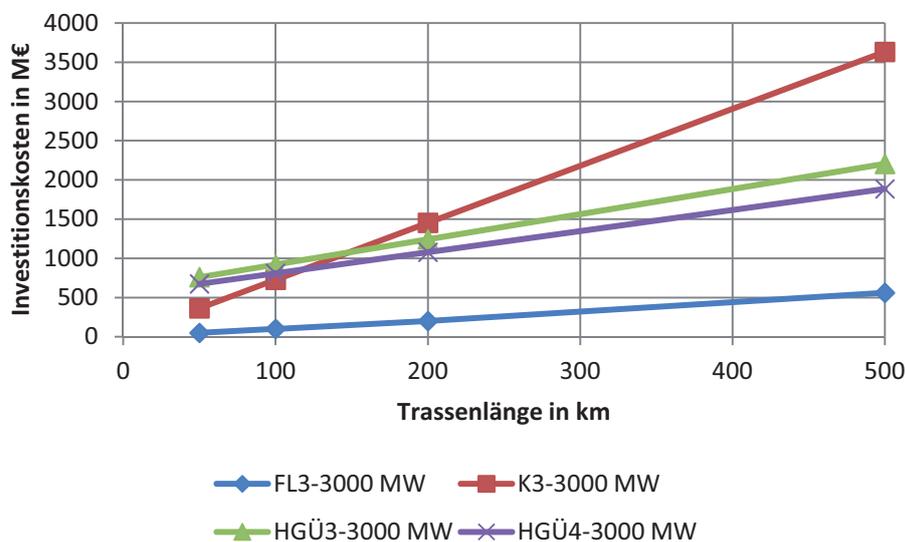


Abbildung 3.3 Investitionskosten für die Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 3000 MW

Tabelle 3.6 Investitionskostenverhältnisse der Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 3000 MW

Variante ¹⁾	50 km				100 km			
	FL3	K3	HGÜ3	HGÜ4	FL3	K3	HGÜ3	HGÜ4
FL3	1,00	7,26	15,21	13,49	1,00	7,26	9,21	8,09
K3	0,14	1,00	2,09	1,86	0,14	1,00	1,27	1,11
HGÜ3	0,07	0,48	1,00	0,89	0,11	0,79	1,00	0,88
HGÜ4	0,07	0,54	1,13	1,00	0,12	0,90	1,14	1,00

	200 km				500 km			
	FL3	K3	HGÜ3	HGÜ4	FL3	K3	HGÜ3	HGÜ4
FL3	1,00	7,26	6,21	5,39	1,00	6,48	3,93	3,36
K3	0,14	1,00	0,85	0,74	0,15	1,00	0,61	0,52
HGÜ3	0,16	1,17	1,00	0,87	0,25	1,65	1,00	0,86
HGÜ4	0,19	1,35	1,15	1,00	0,30	1,93	1,17	1,00

¹⁾ FL3 ≙ FL3-3000 MW, K3 ≙ K3-3000 MW, HGÜ3 ≙ HGÜ3-3000 MW, HGÜ4 ≙ HGÜ4-3000 MW

3.2 Vergleich der Verlustkosten

Nachfolgend werden die Verlustkosten für die verschiedenen Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von den Übertragungsleistungen und der Trassenlänge bestimmt und die unterschiedlichen Betriebsmittel miteinander verglichen.

3.2.1 Übertragungsleistung 1000 MW

In **Tabelle 3.7** sind für die unterschiedlichen Betriebsmittelvarianten die bei einer maximalen Übertragungsleistung von 1000 MW auftretenden Volllastverluste, die jährliche Verlustenergie unter Berücksichtigung der schwankenden Belastung sowie die resultierenden jährlichen Verlustkosten in Abhängigkeit von der Trassenlänge angegeben. Die maximal auftretende Verlustleistung sowie die Jahresverlustarbeit sind in **Abbildung 3.4** und **Abbildung 3.5** auch grafisch dargestellt. Weiterhin werden in **Tabelle 3.8** auch Verhältnisse der jährlichen Verlustarbeit für die unterschiedlichen Varianten und Trassenlängen aufgeführt.

Hierbei wird deutlich, dass die Freileitung bei einer Übertragungsleistung von 1000 MW für alle in dieser Studie betrachteten Trassenlängen sowohl die geringste Maximalverlustleistung, als auch die niedrigste Jahresverlustarbeit besitzt. Beim Drehstrom-Kabel tritt dagegen trotz einer nur geringfügig größeren Maximalverlustleistung eine erheblich größere Jahresverlustarbeit als bei der Freileitung auf. Dies ist auf den großen Einfluss der dauerhaft auftretenden spannungsabhängigen Leitungs- und Kompensationsverluste zurückzuführen. Betrachtet man die Verluste der HGÜ, so kann man sehr gut den Einfluss der längenunabhängigen Konverterverluste ablesen, der sich insbesondere an den hohen Verlusten bei den kurzen Trassenlängen bemerkbar macht. Wie **Abbildung 3.5** entnommen werden kann, besitzt die HGÜ daher auch bis zu einer Länge von etwa 360 km die höchste Jahresverlustarbeit aller untersuchten Betriebsmittel. Durch die niedrigeren längenbezogenen Leitungsverluste der HGÜ sind ihre Verluste jedoch für größere Längen kleiner als die der Drehstrom-Kabel. Der Schnittpunkt mit der Freileitung ist in **Abbildung 3.5** nicht dargestellt, man kann jedoch durch die Verlängerung der Verlustgeraden feststellen, dass dieser für die hier angenommenen Querschnitte bei einer Trassenlänge von etwa 2000 km liegt.

Tabelle 3.7 Zusammenstellung der maximalen Verlustleistung bei Vollast $P_{v,max}$ sowie der jährlichen Gesamtverlustarbeit W_v und –kosten K_v für die verschiedenen Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 1000 MW

Variante		50 km	100 km	200 km	500 km
FL1-1000 MW	$P_{v,max}$	2,65 MW	5,30 MW	10,61 MW	26,52 MW
	W_v	8,90 GWh	17,79 GWh	35,58 GWh	95,31 GWh
	K_v	0,56 M€	1,12 M€	2,24 M€	6,00 M€
K1-1000 MW	$P_{v,max}$	3,38 MW	6,51 MW	13,03 MW	32,56 MW
	W_v	25,17 GWh	48,1 GWh	96,33 GWh	240,83 GWh
	K_v	1,59 M€	3,03 M€	6,07 M€	15,17 M€
HGÜ1-1000 MW	$P_{v,max}$	27,55 MW	29,88 MW	34,54 MW	48,52 MW
	W_v	139,37 GWh	145,90 GWh	158,96 GWh	198,16 GWh
	K_v	8,78 M€	9,19 M€	10,01 M€	12,48 M€

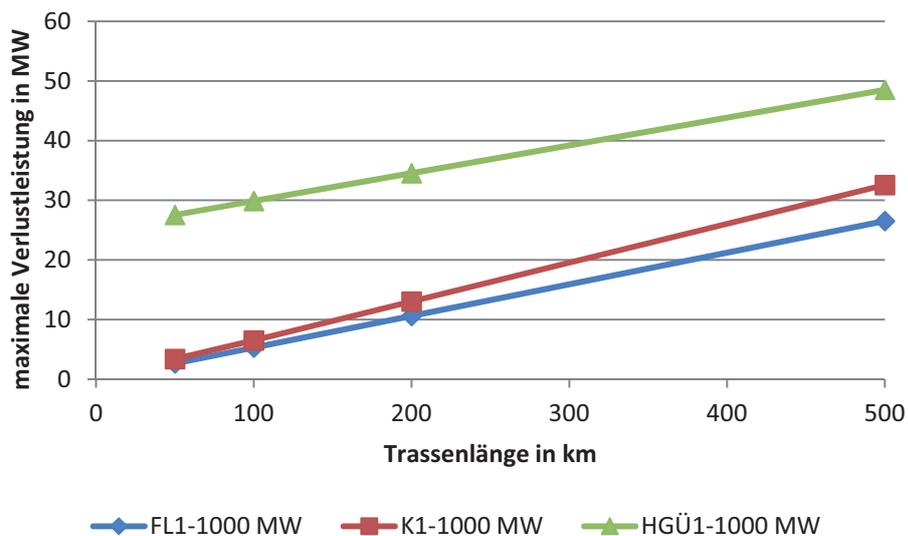


Abbildung 3.4 Maximale Verlustleistung der verschiedenen Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 1000 MW

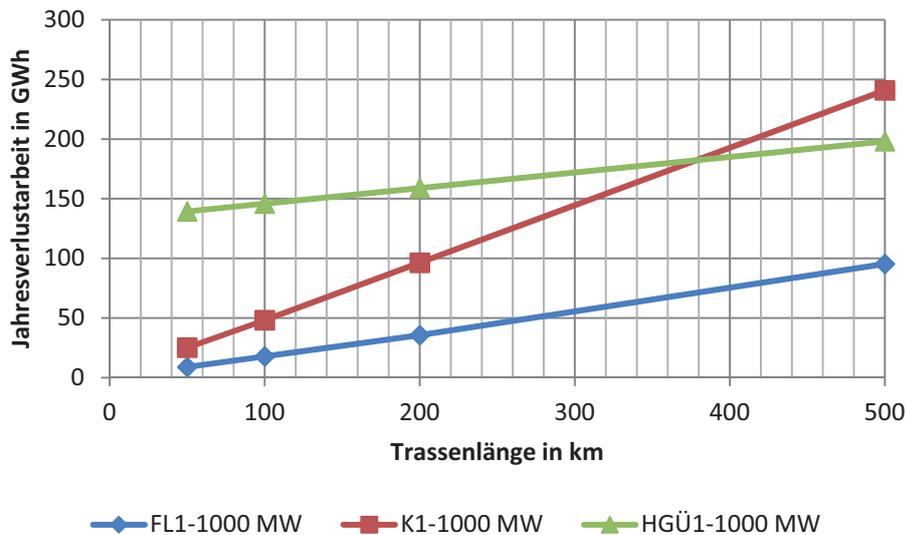


Abbildung 3.5 Jahresverlustarbeit der verschiedenen Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 1000 MW

Tabelle 3.8 Verlustkostenverhältnisse der Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 1000 MW

Variante ¹⁾	50 km			100 km			200 km			500 km		
	FL1	K1	HGÜ1	FL1	K1	HGÜ1	FL1	K1	HGÜ1	FL1	K1	HGÜ1
FL1	1,00	2,83	15,66	1,00	2,70	8,17	1,00	2,71	4,47	1,00	2,53	2,08
K1	0,35	1,00	5,54	0,37	1,00	3,03	0,37	1,00	1,65	0,39	1,00	0,82
HGÜ1	0,06	0,18	1,00	0,12	0,33	1,00	0,22	0,61	1,00	0,48	1,22	1,00

¹⁾ FL1 \triangleq FL1-1000 MW, K1 \triangleq K1-1000 MW, HGÜ1 \triangleq HGÜ1-1000 MW

3.2.2 Übertragungsleistung 2000 MW

Tabelle 3.9 zeigt die maximale Verlustleistung sowie die jährliche Verlustarbeit und die daraus resultierenden jährlichen Verlustkosten für die untersuchten Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für die Übertragungsleistung von 2000 MW. Die maximale Verlustleistung und die jährliche Verlustarbeit sind darüber hinaus in **Abbildung 3.6** und **Abbildung 3.7** in Abhängigkeit von der Trassenlänge grafisch dargestellt. Weiterhin werden in **Tabelle 3.10** wieder die Verhältnisse der Verlustkosten für die unterschiedlichen Betriebsmittelvarianten und Trassenlängen angegeben.

Im Vergleich zu den Ergebnissen für eine Übertragungsleistung von 1000 MW fällt auf, dass nun das Drehstrom-Kabel für alle betrachteten Trassenlängen die niedrigste maximale Verlustleistung besitzt. Betrachtet man dagegen die für die jährlichen Verlustkosten entscheidende Jahresverlustarbeit, zeigt sich, dass das Kabel aufgrund der hohen dauerhaft auftretenden spannungsabhängigen Verluste und Kompensationsverluste für den angenommenen Arbeitsverlustfaktor insgesamt

deutlich größere jährliche Verluste als die Freileitung aufweist. Die HGÜ besitzt für alle betrachteten Trassenlängen die höchste maximale Verlustleistung, zeigt aber ab einer Trassenlänge von etwa 380 km durch die niedrigeren Leitungsverluste eine geringere Jahresverlustarbeit als das Drehstrom-Kabel (siehe **Abbildung 3.7**). Der Schnittpunkt der Verlustarbeit von Freileitung und HGÜ ist in **Abbildung 3.7** nicht dargestellt, er kann jedoch durch die Verlängerung der Verlustgeraden abgeschätzt werden und ergibt sich für die hier getroffenen Annahmen bei einer Trassenlänge von etwa 1000 km. Diese Aussagen gelten sinngemäß auch für die entsprechenden Verlustkosten in **Tabelle 3.10**.

Tabelle 3.9 Zusammenstellung der maximalen Verlustleistung bei Volllast $P_{v,max}$ sowie der jährlichen Gesamtverlustarbeit W_v und –kosten K_v für die verschiedenen Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 2000 MW

Variante		50 km	100 km	200 km	500 km
FL2-2000 MW	$P_{v,max}$	9,87 MW	19,74 MW	39,49 MW	98,72 MW
	W_v	29,13 GWh	58,27 GWh	116,54 GWh	297,69 GWh
	K_v	1,83 M€	3,67 M€	7,34 M€	18,75 M€
K2-2000 MW	$P_{v,max}$	6,76 MW	13,03 MW	26,05 MW	65,13 MW
	W_v	50,33 GWh	96,33 GWh	192,66 GWh	481,66 GWh
	K_v	3,17 M€	6,07 M€	12,14 M€	30,34 M€
HGÜ2-2000 MW	$P_{v,max}$	56,98 MW	63,76 MW	77,31 MW	117,99 MW
	W_v	250,41 GWh	269,41 GWh	307,41 GWh	421,42 GWh
	K_v	15,78 M€	16,97 M€	19,37 M€	26,55 M€

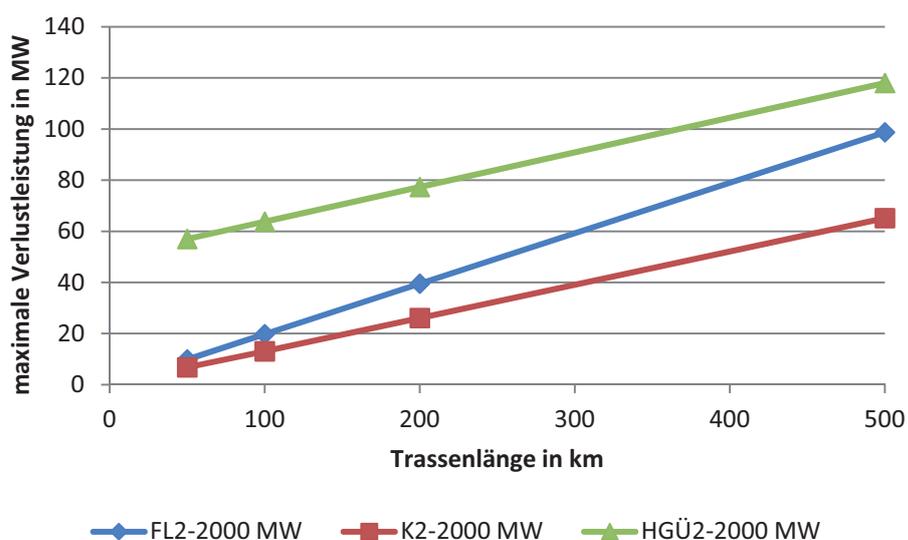


Abbildung 3.6 Maximale Verlustleistung der verschiedenen Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 2000 MW

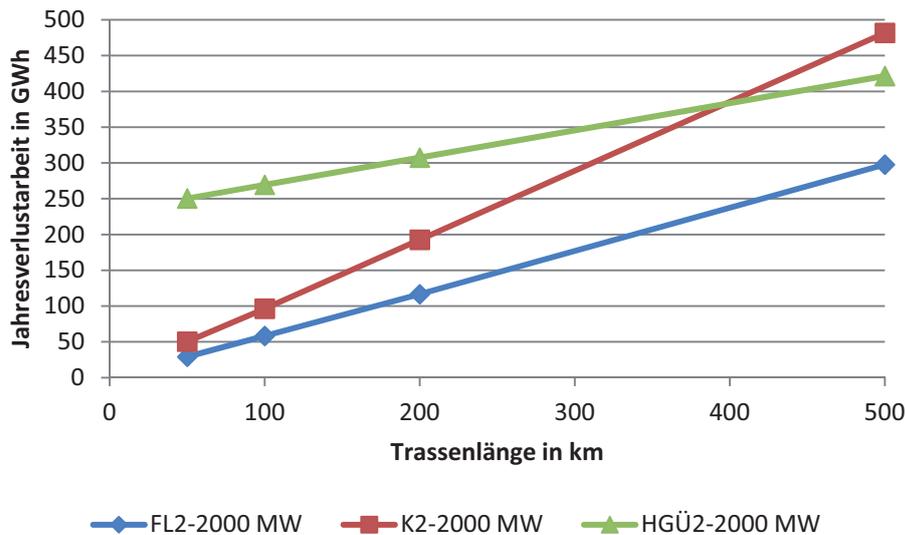


Abbildung 3.7 Jahresverlustarbeit der verschiedenen Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 2000 MW

Tabelle 3.10 Verlustkostenverhältnisse der Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 2000 MW

Variante ¹⁾	50 km			100 km			200 km			500 km		
	FL2	K2	HGÜ2	FL2	K2	HGÜ2	FL2	K2	HGÜ2	FL2	K2	HGÜ2
FL2	1,00	1,73	8,59	1,00	1,65	4,62	1,00	1,65	2,64	1,00	1,62	1,42
K2	0,58	1,00	4,98	0,61	1,00	2,80	0,60	1,00	1,60	0,62	1,00	0,87
HGÜ2	0,12	0,20	1,00	0,22	0,36	1,00	0,38	0,63	1,00	0,71	1,14	1,00

¹⁾ FL2 $\hat{=}$ FL2-2000 MW, K2 $\hat{=}$ K2-2000 MW, HGÜ2 $\hat{=}$ HGÜ2-2000 MW

3.2.3 Übertragungsleistung 3000 MW

In **Tabelle 3.11** werden, dem Vorgehen in den vorangegangenen Abschnitten folgend, die maximale Verlustleistung, die jährliche Verlustarbeit und die daraus resultierenden Verlustkosten für die unterschiedlichen Betriebsmittelvarianten für die Übertragungsleistung von 3000 MW in Abhängigkeit von der Trassenlänge angegeben. Die maximale Verlustleistung und die jährliche Verlustarbeit werden in **Abbildung 3.8** und **Abbildung 3.9** auch grafisch dargestellt. **Tabelle 3.12** enthält die Verhältnisse der Verlustkosten für die verschiedenen Varianten und Trassenlängen.

Für die angenommene Übertragungsleistung lässt sich der maßgebliche Unterschied zwischen der maximalen Verlustleistung und der jährlichen Verlustarbeit ablesen. Bei der Freileitung treten aufgrund des gegenüber den Drehstrom-Kabeln erheblich kleineren Leiterquerschnitts und des höheren spezifischen Widerstandes des Leitermaterials Aluminium größere Stromwärmeverluste auf. Dies schlägt sich in den gegenüber den Drehstrom-Kabeln mehr als doppelt so hohen maxima-

len Verlustleistungen nieder. Da die maximalen Verluste jedoch nur an wenigen Stunden im Jahr auftreten und die Leitungsverluste durch die quadratische Abhängigkeit vom Übertragungsstrom in den meisten Stunden des Jahres niedriger sind, haben auch die dauerhaft auftretenden spannungsabhängigen Verluste und die Kompensationsverluste einen erheblichen Einfluss auf die jährliche Verlustarbeit. Da diese Verlustanteile beim Drehstrom-Kabel wesentlich größer sind als bei der Drehstrom-Freileitung, besitzen diese für die hier getroffenen Annahmen für alle betrachteten Trassenlängen nahezu die gleiche jährliche Jahresverlustarbeit und gleichen Verlustkosten.

Beim Vergleich der beiden HGÜ-Varianten stellt man fest, dass diese für die betrachteten Trassenlängen nahezu die gleiche maximale Verlustleistung, Jahresverlustarbeit und damit gleiche Verlustkosten aufweisen. Der Grund hierfür liegt darin, dass die beiden Varianten in Summe in etwa den gleichen Kabelquerschnitt aufweisen, was dementsprechend zu etwa gleich großen Leitungsverlusten führt. Außerdem wurden die Verluste der Konverterstationen prozentual aus den Konverterbemessungsleistungen berechnet (siehe Teilbericht I), die ebenfalls in Summe nahezu gleich groß sind.

Wie schon bei den Berechnungen für eine Übertragungsleistung von 1000 und 2000 MW festgestellt wurde, besitzen beide HGÜ-Varianten für kurze Trassenlängen höhere Verluste als die Drehstrom-Freileitung und das Drehstrom-Kabel. Da sich durch die hohe Übertragungsleistung von 3000 MW die bei der HGÜ niedrigeren Leitungsverluste stärker auswirken, verschiebt sich der Schnittpunkt zwischen der jährlichen Verlustarbeit der HGÜ- und den Drehstrom-Varianten zu niedrigeren Trassenlängen hin und liegt für die in dieser Studie getroffenen Annahmen bei etwa 480 km für die Drehstrom-Kabel bzw. 500 km für die Drehstrom-Freileitung.

Tabelle 3.11 Zusammenstellung der maximalen Verlustleistung bei Volllast $P_{v,max}$ sowie der jährlichen Gesamtverlustarbeit W_v und –kosten K_v für die verschiedenen Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 3000 MW

Variante		50 km	100 km	200 km	500 km
FL3-3000 MW	$P_{v,max}$	21,90 MW	43,81 MW	87,62 MW	219,04 MW
	W_v	62,86 GWh	125,73 GWh	251,45 GWh	647,79 GWh
	K_v	3,96 M€	7,92 M€	15,84 M€	40,81 M€
K-3000 MW	$P_{v,max}$	9,76 MW	19,03 MW	38,06 MW	95,14 MW
	W_v	4,63 GWh	124,90 GWh	249,79 GWh	624,49 GWh
	K_v	4,07 M€	7,87 M€	15,74 M€	39,34 M€
HGÜ3-3000 MW	$P_{v,max}$	85,38 MW	95,86 MW	116,83 MW	179,75 MW
	W_v	380,95 GWh	410,3 GWh	469,13 GWh	645,49 GWh
	K_v	24,00 M€	25,85 M€	29,56 M€	40,67 M€
HGÜ4-3000 MW	$P_{v,max}$	85,4 MW	5,64 MW	115,97 MW	176,98 MW
	W_v	375,61 GWh	404,11 GWh	461,12 GWh	632,14 GWh
	K_v	23,66 M€	25,46 M€	29,05 M€	39,82 M€

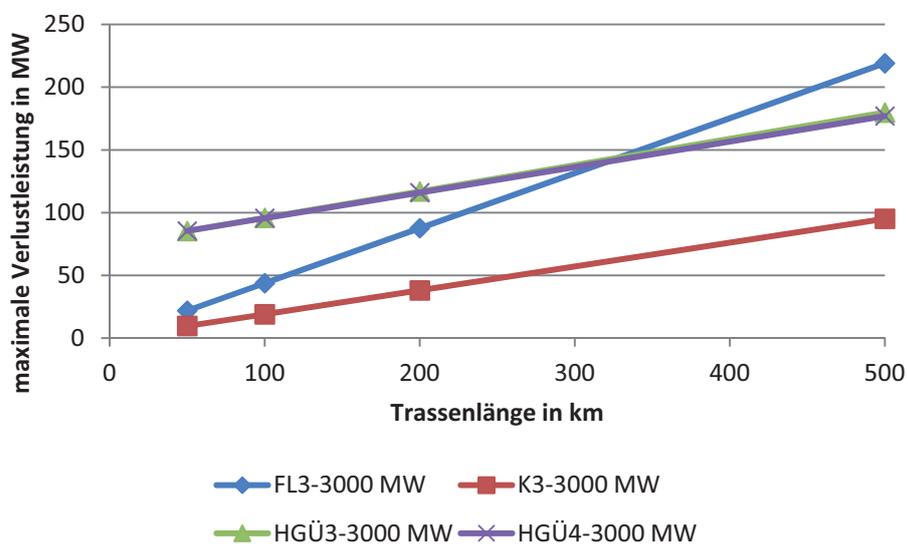


Abbildung 3.8 Maximale Verlustleistung der verschiedenen Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 3000 MW

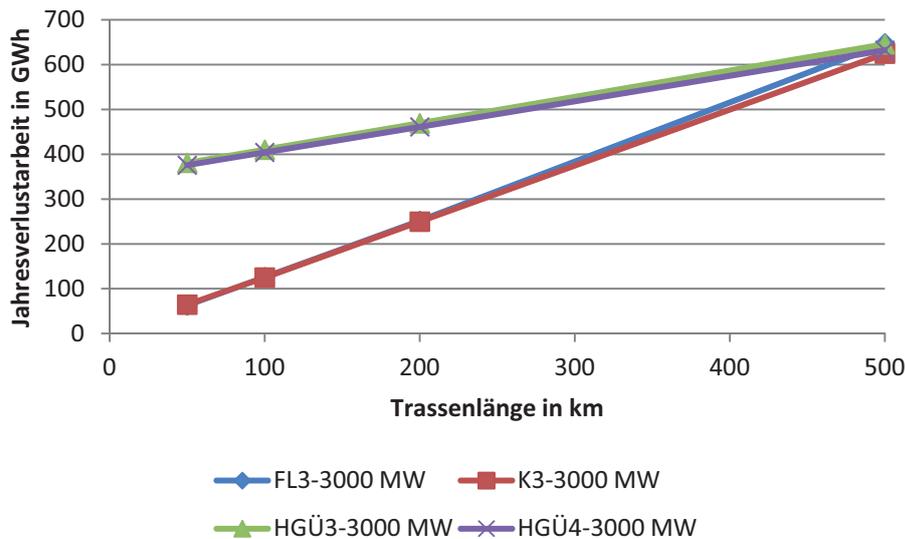


Abbildung 3.9 Jahresverlustarbeit der verschiedenen Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 3000 MW

Tabelle 3.12 Verlustkostenverhältnisse der Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 3000 MW

Variante ¹⁾	50 km				100 km			
	FL3	K3	HGÜ3	HGÜ4	FL3	K3	HGÜ3	HGÜ4
FL3	1,00	1,03	6,06	5,97	1,00	0,99	3,26	3,21
K3	0,97	1,00	5,89	5,81	1,01	1,00	3,29	3,24
HGÜ3	0,16	0,17	1,00	0,99	0,31	0,30	1,00	0,98
HGÜ4	0,17	0,17	1,01	1,00	0,31	0,31	1,02	1,00
	200 km				500 km			
	FL3	K3	HGÜ3	HGÜ4	FL3	K3	HGÜ3	HGÜ4
FL3	1,00	0,99	1,86	1,83	1,00	0,96	0,99	0,97
K3	1,01	1,00	1,88	1,85	1,04	1,00	1,03	1,01
HGÜ3	0,54	0,53	1,00	0,98	1,01	0,97	1,00	0,98
HGÜ4	0,55	0,54	1,02	1,00	1,02	0,99	1,02	1,00

¹⁾ FL3 \triangleq FL3-3000 MW, K3 \triangleq K3-3000 MW, HGÜ3 \triangleq HGÜ3-3000 MW, HGÜ4 \triangleq HGÜ4-3000 MW

3.3 Vergleich der Barwerte der Gesamtkosten

Im Folgenden werden für die unterschiedlichen Betriebsmittelvarianten die über eine Nutzungsdauer von 40 Jahren auftretenden Barwerte der Gesamtkosten in Abhängigkeit von der Trassenlänge dargestellt und miteinander verglichen.

3.3.1 Übertragungsleistung 1000 MW

In **Tabelle 3.13** und **Abbildung 3.10** sind die für die verschiedenen Betriebsmittelvarianten berechneten Barwerte der Gesamtkosten in Abhängigkeit von der Trassenlänge angegeben. In **Tabelle 3.14** sind außerdem die Verhältnisse der Barwerte dargestellt.

Es wird deutlich, dass die Freileitung für eine Übertragungsleistung von 1000 MW für alle untersuchten Trassenlängen die mit Abstand günstigste Variante darstellt. Wie man **Abbildung 3.10** entnehmen kann, sind die Drehstrom-Kabel bis zu einer Trassenlänge von etwa 280 km günstiger als die HGÜ. Für größere Trassenlängen kehrt sich dieses Verhältnis jedoch um, da ab dieser Länge die geringeren längenbezogenen Investitionskosten der HGÜ-Erdkabel die Mehrkosten für die Konverterstationen kompensieren. Ein weiteres interessantes Ergebnis ist, dass sich der Barwert der HGÜ trotz der niedrigeren Leitungsverluste für große Trassenlängen nicht dem Barwert der Freileitung annähert, sondern dass die Differenz zunimmt. Der Hauptgrund hierfür liegt in den größeren längenbezogenen Investitionskosten für die HGÜ-Kabel, die gegenüber den Verlustkosten einen dominierenden Einfluss auf die Barwerte der Gesamtkosten haben (siehe auch **Abbildung 3.10**).

Tabelle 3.13 Zusammenstellung der Barwerte der Gesamtkosten für die verschiedenen Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 1000 MW

Variante	50 km	100 km	200 km	500 km
FL1-1000 MW	58,4 M€	116,9 M€	233,7 M€	597,6 M€
K1-1000 MW	166,2 M€	330,4 M€	660,8 M€	1652,0 M€
HGÜ1-1000 MW	514,6 M€	603,3 M€	780,7 M€	1312,8 M€

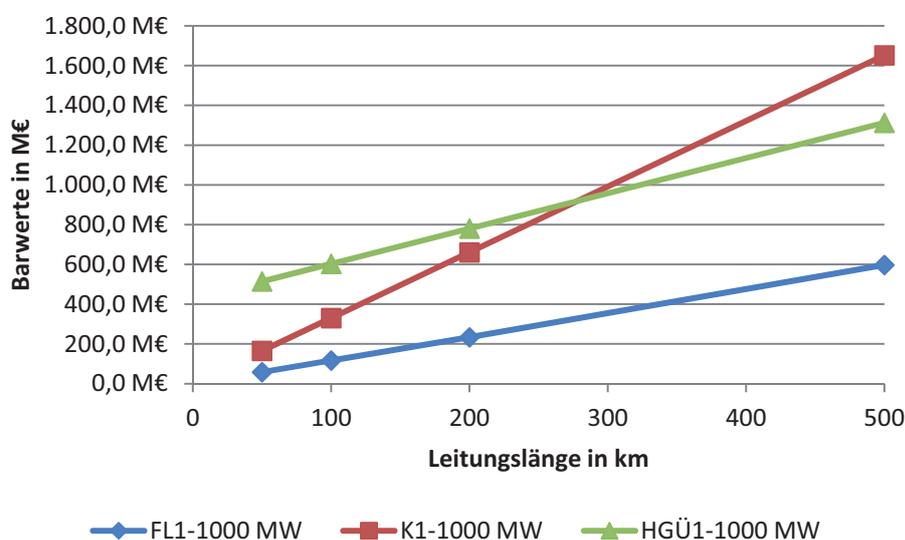


Abbildung 3.10 Barwerte der Gesamtkosten der Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 1000 MW

In **Abbildung 3.11** sind die Barwerte der Gesamtkosten der verschiedenen Varianten ergänzend als Balkendiagramme dargestellt. Hierbei wurden die Barwerte der Gesamtkosten in die Anteile durch die Investitions- und Verlustkosten für die Leitungen und die ggf. notwendigen Konverter bzw. Kompensationsanlagen aufgeteilt. Hierdurch wird deutlich, dass die Investitionskosten für alle Betriebsmittelvarianten einen dominierenden Einfluss haben. Die Barwerte der Verlustkosten besitzen bei den Drehstrom-Freileitungen und –Kabeln erst für große Trassenlängen einen deutlichen Anteil am Barwert der Gesamtkosten. Bei der HGÜ weisen die Barwerte der Verlustkosten aufgrund der längenunabhängigen Konverterverluste auch schon für kurze Trassenlängen einen erheblichen Anteil an den Barwerten der Gesamtkosten auf. Es lässt sich auch erkennen, dass die Investitionskosten der Konverter bis zu einer Länge von 200 km mehr als die Hälfte der Gesamtinvestitionskosten der HGÜ ausmachen. Die Investitionskosten und Barwerte der Verlustkosten für die Kompensationsanlagen der Drehstrom-Kabel besitzen dagegen nur für große Trassenlängen (> 100 km) einen merkbaren Einfluss auf den Barwert der Gesamtkosten. Bei der Freileitung kann der Anteil der bei 500 km Trassenlänge berücksichtigten Quer-Kompensation aufgrund seiner geringen Höhe vernachlässigt werden.

Tabelle 3.14 Verhältnisse der Barwerte der Gesamtkosten für die Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 1000 MW

Variante ¹⁾	50 km			100 km			200 km			500 km		
	FL1	K1	HGÜ1	FL1	K1	HGÜ1	FL1	K1	HGÜ1	FL1	K1	HGÜ1
FL1	1,00	2,83	8,81	1,00	2,83	5,16	1,00	2,83	3,34	1,00	2,76	2,20
K1	0,35	1,00	3,10	0,35	1,00	1,83	0,35	1,00	1,18	0,36	1,00	0,79
HGÜ1	0,11	0,32	1,00	0,19	0,55	1,00	0,30	0,85	1,00	0,45	1,26	1,00

¹⁾ FL1 ≙ FL1-1000 MW, K1 ≙ K1-1000 MW, HGÜ1 ≙ HGÜ1-1000 MW

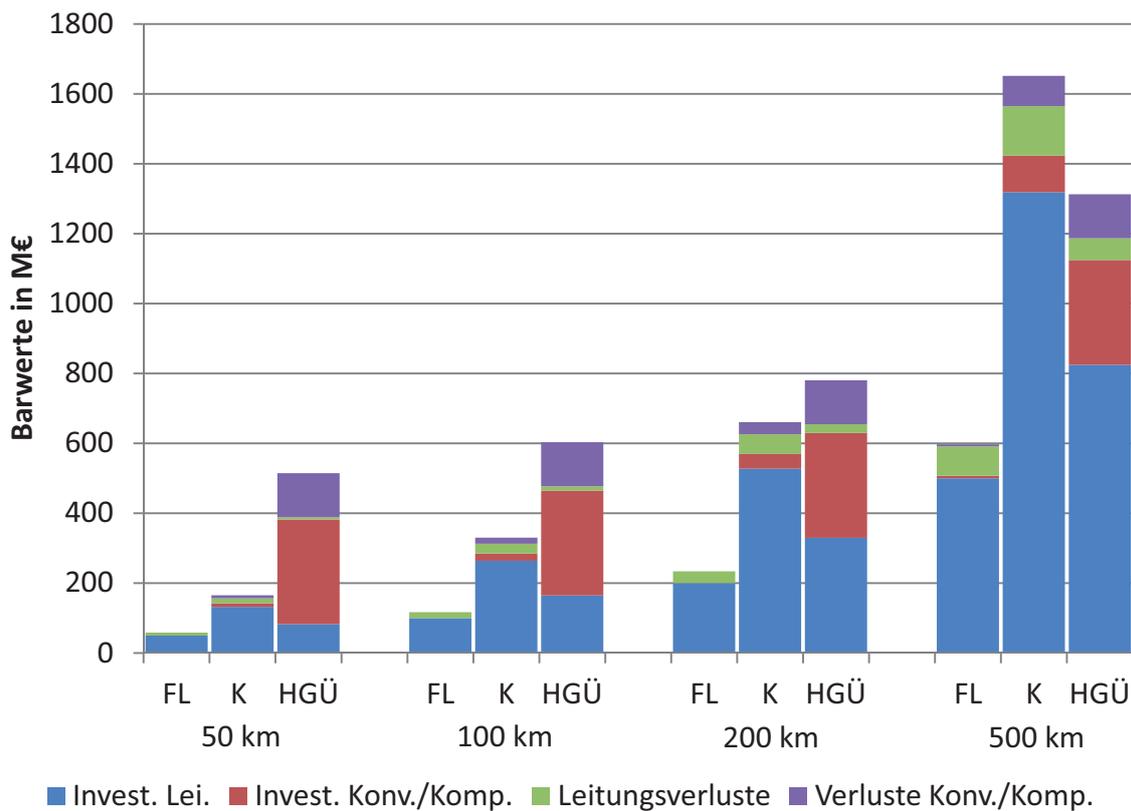


Abbildung 3.11 Vergleich der Barwerte der Gesamtkosten der Betriebsmittelvarianten für eine Übertragungsleistung von 1000 MW in Abhängigkeit von der Trassenlänge

3.3.2 Übertragungsleistung 2000 MW

In **Tabelle 3.15** und **Abbildung 3.12** sind die Barwerte der Gesamtkosten der Betriebsmittelvarianten für eine Übertragungsleistung von 2000 MW in Abhängigkeit von der Trassenlänge angegeben. In **Tabelle 3.16** sind die Verhältnisse der Barwerte der Gesamtkosten für die Betriebsmittelvarianten angegeben. Es wird deutlich, dass die Freileitung auch für diese Übertragungsleistung für alle betrachteten Trassenlängen die beste Gesamtwirtschaftlichkeit besitzt. Wie man **Abbildung 3.12** entnehmen kann, existiert mit den hier getroffenen Annahmen auch für größere Längen kein wirtschaftlicher Schnittpunkt mit den anderen Varianten. Die Differenz der Barwerte der Gesamtkosten der Drehstrom-Kabel und der HGÜ mit denen der Freileitung wird mit größer werdenden Trassenlängen aufgrund der größeren längenbezogenen Investitionskosten für die Drehstrom- und HGÜ-Kabel gegenüber den längenbezogenen Investitionskosten für die Freileitung größer.

Im Vergleich der Drehstrom-Kabel mit der Drehstrom-Freileitung und der VSC-HGÜ zeigen sich wirtschaftliche Nachteile. Diese resultieren im Wesentlichen aus der bereits in den Abschnitten 2.3 und 3.1.2 beschriebenen Notwendigkeit vier Kabelsysteme legen zu müssen, um die geforderte Übertragungsleistung von 2000 MW auch im (n-1)-Fall sicher übertragen zu können, woraus sich hohe In-

vestitionskosten pro Kilometer Trassenlänge ergeben. Da die HGÜ-Variante mit nur zwei bipolaren Systemen auskommt, ergibt sich in der Folge bereits für eine Trassenlänge von etwa 130-140 km ein Schnittpunkt der Barwerte der Gesamtkosten. Ab dieser Trassenlänge stellt die HGÜ die wirtschaftlichere der beiden Varianten dar.

Tabelle 3.15 Zusammenstellung der Barwerte der Gesamtkosten für die verschiedenen Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 2000 MW

Variante	50 km	100 km	200 km	500 km
FL2-2000 MW	77,6 M€	155,2 M€	310,5 M€	789,4 M€
K2-2000 MW	325,7 M€	647,4 M€	1294,8 M€	3326,9 M€
HGÜ2-2000 MW	688,9 M€	798,4 M€	1017,4 M€	1674,5 M€

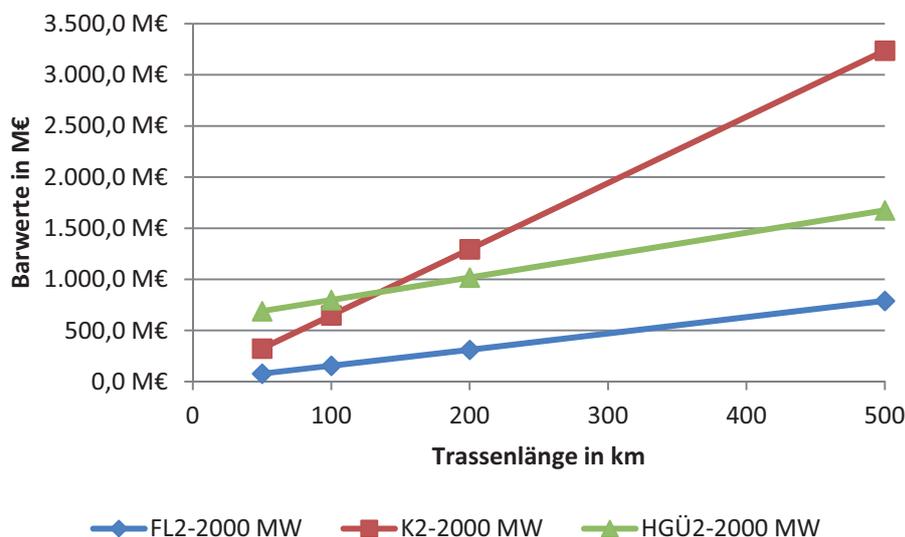


Abbildung 3.12 Barwerte der Gesamtkosten der Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 2000 MW

In **Abbildung 3.13** werden für die untersuchten Trassenlängen und Betriebsmittelvarianten die Bestandteile der Barwerte der Gesamtkosten für eine Übertragungsleistung von 2000 MW gezeigt. Auch für die Übertragungsleistung von 2000 MW werden die Barwerte der Gesamtkosten im Wesentlichen durch die Investitionskosten bestimmt. Die Verlustkosten machen nur einen relativ geringen Anteil der Gesamtkosten aus. Lediglich bei der Freileitung machen die Barwerte der Verlustkosten einen größeren Anteil an den Barwerten der Gesamtkosten aus, der im Bereich von etwa 30 % liegt. Dies resultiert nicht daraus, dass die Freileitung größere Verlustkosten als die anderen Varianten besitzt, sondern im Wesentlichen aus den gegenüber den Drehstrom- und HGÜ-Kabeln erheblich niedrigen Investitionskosten. Weiterhin wird deutlich, dass die Barwertanteile der bei der

Drehstrom-Freileitung für 500 km Trassenlänge mit berücksichtigten Kompensationsanlagen gegenüber den anderen Barwertbestandteilen vernachlässigt werden können.

Tabelle 3.16 Verhältnisse der Barwerte der Gesamtkosten für die Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 2000 MW

Variante ¹⁾	50 km			100 km			200 km			500 km		
	FL2	K2	HGÜ2	FL2	K2	HGÜ2	FL2	K2	HGÜ2	FL2	K2	HGÜ2
FL2	1,00	4,17	8,88	1,00	4,17	5,14	1,00	4,17	3,28	1,00	4,10	2,12
K2	0,24	1,00	2,11	0,24	1,00	1,23	0,24	1,00	0,79	0,24	1,00	0,52
HGÜ2	0,11	0,47	1,00	0,19	0,81	1,00	0,31	1,27	1,00	0,47	1,93	1,00

¹⁾ FL2 ≙ FL2-2000 MW, K2 ≙ K2-2000 MW, HGÜ2 ≙ HGÜ2-2000 MW

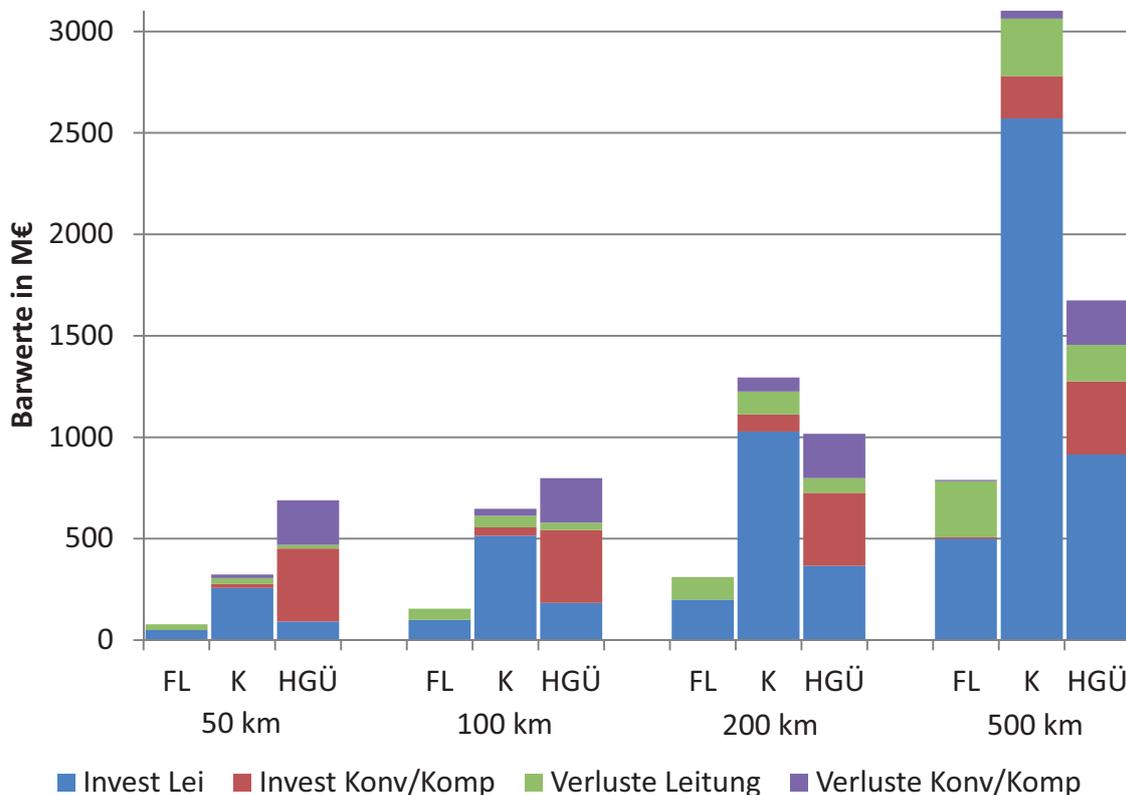


Abbildung 3.13 Vergleich der Barwerte der Gesamtkosten der Betriebsmittelvarianten für eine Übertragungsleistung von 2000 MW in Abhängigkeit von der Trassenlänge

3.3.3 Übertragungsleistung 3000 MW

In **Tabelle 3.17** und **Abbildung 3.14** sind die Barwerte der Gesamtkosten der Betriebsmittelvarianten für die Übertragungsleistung von 3000 MW in Abhängigkeit von der Trassenlänge dargestellt. Wie schon in den vorangegangenen Ab-

schnitten sind in **Tabelle 3.18** die Verhältnisse der Barwerte der Gesamtkosten angegeben.

Auch bei dieser Übertragungsleistung bleibt die Freileitung die gesamtwirtschaftlich günstigste Variante. Die Differenz zwischen den Barwerten der Gesamtkosten der Drehstrom-Kabel zu denen der Freileitung wird auch hier wieder mit größer werdenden Trassenlängen größer. Gleiches gilt für die entsprechende Differenz zwischen den Barwerten der Gesamtkosten der HGÜ-Varianten zu denen der Freileitung.

Im Vergleich zu den Ergebnissen für eine Übertragungsleistung von 2000 MW ergeben sich für das Drehstrom-Kabel gegenüber der HGÜ mit Kabel wieder etwas günstigere Ergebnisse. Der wirtschaftliche Schnittpunkt der beiden Varianten liegt jetzt je nach betrachteter HGÜ-Variante bei etwa 180 bis 200 km Trassenlänge.

Der Vergleich der beiden HGÜ-Varianten zeigt, dass die Variante HGÜ4 nur um 8-12 % günstiger ist als die Variante HGÜ3. Wie **Abbildung 3.15** und auch den vorangegangenen Abschnitten 3.1.3 und 3.2.3 entnommen werden kann, resultiert dies im Wesentlichen daraus, dass beide HGÜ-Varianten nahezu gleiche Verlustkosten und bezogen auf die Gesamtkosten nur geringfügig unterschiedliche Investitionskosten aufweisen.

Tabelle 3.17 Zusammenstellung der Barwerte der Gesamtkosten für die verschiedenen Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 3000 MW

Variante	50 km	100 km	200 km	500 km
FL3-3000 MW	109,6 M€	219,2 M€	438,4 M€	1174,5 M€
K3-3000 MW	424,5 M€	844,8 M€	1689,6 M€	4224,0 M€
HGÜ3-3000 MW	1121,5 M€	1309,8 M€	1686,3 M€	2815,9 M€
HGÜ4-3000 MW	1030,6 M€	1192,2 M€	1515,3 M€	2484,7 M€

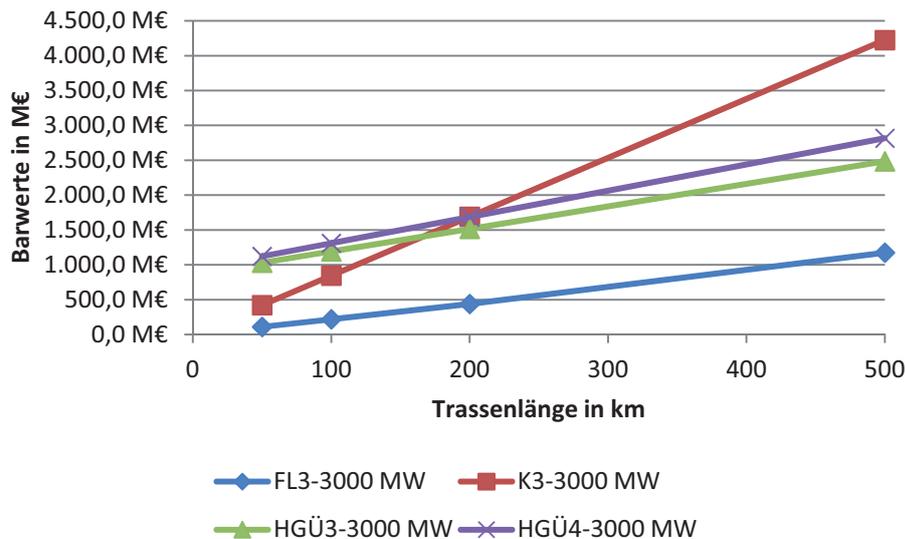


Abbildung 3.14 Barwerte der Gesamtkosten der Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 3000 MW

Wertet man die in **Abbildung 3.15** gegebene Zusammensetzung der Barwerte der Gesamtkosten für die Betriebsmittelvarianten aus, so stellt man fest, dass auch für eine Übertragungsleistung von 3000 MW die Barwerte Gesamtkosten der Drehstrom- und HGÜ-Kabel im Wesentlichen durch die Investitionskosten bestimmt werden, während die Barwerte der Verlustkosten nur einen vergleichsweise kleinen Anteil der Barwerte der Gesamtkosten ausmachen. Bei der Freileitung hingegen besitzen die Barwerte der Verlustkosten aufgrund der wesentlich niedrigeren Investitionskosten (vgl. Abschnitt 3.1.3) einen Anteil von etwa 50 % der Barwerte der Gesamtkosten. Die Verluste werden hierbei nahezu ausschließlich durch die Leitungsverluste bestimmt. Die bei 500 km zusätzlich angenommene Längs- und Quer-Kompensation verursacht erneut nur einen vernachlässigbaren Anteil an Investitionskosten und den Barwerten der Gesamtverluste.

Tabelle 3.18 Verhältnisse der Barwerte der Gesamtkosten für die Betriebsmittelvarianten in Abhängigkeit von der Trassenlänge für eine Übertragungsleistung von 3000 MW

Variante ¹⁾	50 km				100 km			
	FL3	K3	HGÜ4	HGÜ3	FL3	K3	HGÜ4	HGÜ3
FL3	1,00	3,85	9,40	10,23	1,00	3,85	5,44	5,98
K3	0,26	1,00	2,43	2,64	0,26	1,00	1,41	1,55
HGÜ3	0,11	0,41	1,00	1,09	0,18	0,71	1,00	1,10
HGÜ4	0,10	0,38	0,92	1,00	0,17	0,64	0,91	1,00

	200 km				500 km			
	FL3	K3	HGÜ4	HGÜ3	FL3	K3	HGÜ4	HGÜ3
FL3	1,00	3,85	3,46	3,85	1,00	3,60	2,12	2,40
K3	0,26	1,00	0,90	1,00	0,28	1,00	0,59	0,67
HGÜ3	0,29	1,12	1,00	1,11	0,48	1,70	1,00	1,13
HGÜ4	0,26	1,00	0,90	1,00	0,42	1,50	0,88	1,00

¹⁾ FL3 \triangleq FL3-3000 MW, K3 \triangleq K3-3000 MW, HGÜ3 \triangleq HGÜ3-3000 MW, HGÜ4 \triangleq HGÜ4-3000 MW

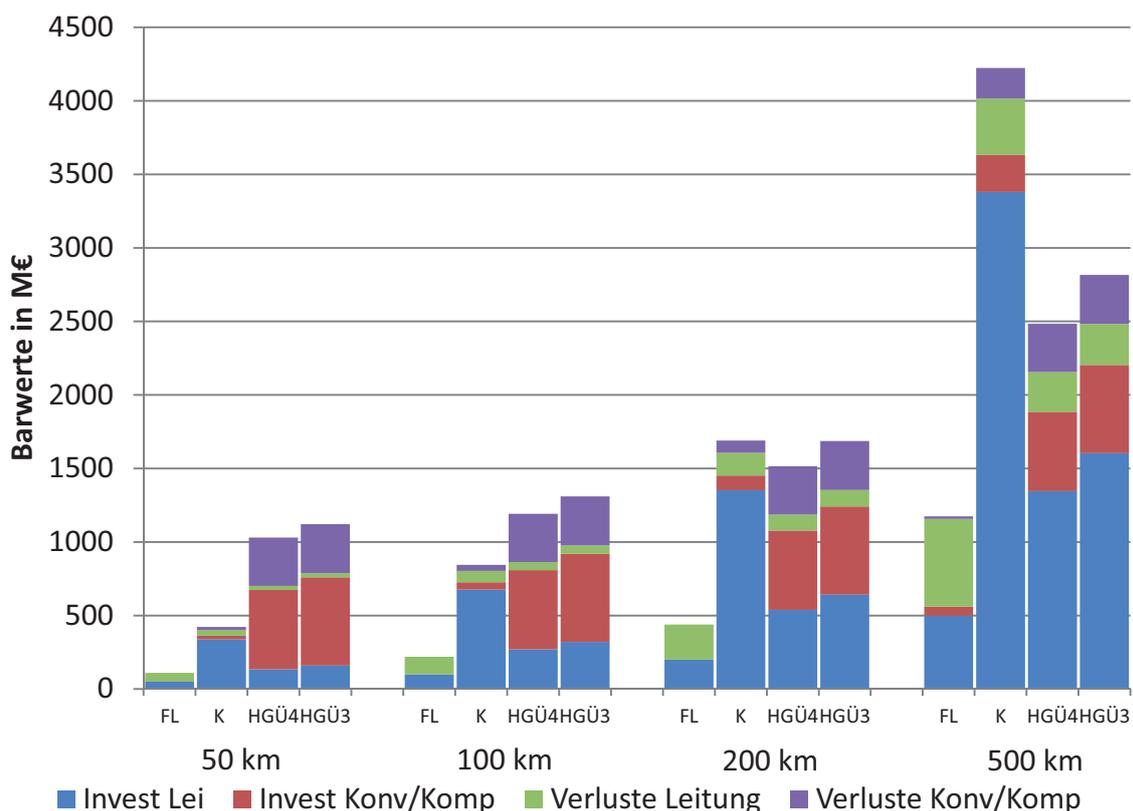


Abbildung 3.15 Vergleich der Barwerte der Gesamtkosten der Betriebsmittelvarianten für eine Übertragungsleistung von 2000 MW in Abhängigkeit von der Trassenlänge

4 Zusammenfassung

Im Teilbericht IV wurde ein Wirtschaftlichkeitsvergleich zwischen Drehstrom-Freileitung und –kabel sowie der VSC-HGÜ mit Kabel vorgestellt. Hierbei wurden unterschiedliche Trassenlängen (50, 100, 200 und 500 km) und Übertragungsleistungen (1000, 2000 und 3000 MW) sowie unterschiedliche, aber für die jeweilige Übertragungsaufgabe ausgelegte Betriebsmittelvarianten untersucht.

Für die Investitionskosten der verschiedenen Übertragungssysteme und die zugrunde gelegten allgemeinen wirtschaftlichen Annahmen (z. B. Jahresbelastungsgrad und Verlustkosten) wurden aus der Literatur typische Werte ermittelt und mit dem Auftraggeber und dem projektbegleitenden Arbeitskreis abgestimmt. Die Ergebnisse der Berechnungen können damit zwar nicht direkt auf reale Projekte übertragen werden, da die Investitions- und Verlustkosten immer projektspezifisch sind, sie bieten aber aufgrund der Vielzahl an untersuchten Varianten und Szenarien eine gute Basis für einen grundsätzlichen Wirtschaftlichkeitsvergleich der Betriebsmittelvarianten. Die Ergebnisse zeigen, dass die Drehstrom-Freileitung mit dem hier betrachteten Leiterquerschnitt für alle untersuchten Trassenlängen und Übertragungsleistungen die geringsten Investitionskosten besitzt und bei nahezu allen untersuchten Übertragungsleistungen und Trassenlängen trotz höherer maximaler Verlustleistungen insgesamt die geringste Jahresverlustarbeit aufweist. Lediglich bei einer Übertragungsleistung von 3000 MW liegt die Jahresverlustarbeit der Freileitung knapp über denen der Drehstrom-Kabel und für Trassenlängen von 500 km und mehr auch über denen der HGÜ.

Die Betrachtung der Barwerte der Gesamtkosten zeigt, dass sich für die Drehstrom-Freileitung für alle untersuchten Trassenlängen und Übertragungsleistungen die beste Gesamtwirtschaftlichkeit ergibt. Je nach Übertragungsleistung und Trassenlänge ergeben sich für die Drehstrom-Kabel-Varianten über eine Betriebszeit von 40 Jahren um den Faktor 2,76 (500 km Trassenlänge) bis 4,17 (50 km Trassenlänge) höhere Gesamtkosten. Im Vergleich der VSC-HGÜ-Varianten mit der Freileitung liegt der Kostenfaktor im Bereich von 2,12 (500 km Trassenlänge) bis 10,23 (50 km Trassenlänge). Die absolute Differenz der Barwerte der Gesamtkosten der Drehstrom-Kabel-Varianten und der VSC-HGÜ-Varianten zu denen der Freileitungsvariante wird mit größer werdenden Trassenlängen aufgrund der höheren längenbezogenen Investitionskosten für die Drehstrom- und HGÜ-Kabel gegenüber den längenbezogenen Investitionskosten für die Freileitung für alle untersuchten Übertragungsleistungen größer.

Der Vergleich der Drehstrom-Kabel-Varianten mit den VSC-HGÜ-Varianten zeigt, dass diese in Abhängigkeit von der Übertragungsleistung für Trassenlängen bis in den Bereich von 130 bis 280 km die bessere Gesamtwirtschaftlichkeit aufweisen, da in diesem Längenbereich die Investitionskosten für die Konverterstationen und die höheren Verlustkosten der VSC-HGÜ mit Kabel nicht durch deren geringere

Investitionskosten für die Kabel kompensiert werden. Die VSC-HGÜ ist daher erst für größere Trassenlängen gegenüber dem Drehstromkabel wirtschaftlich sinnvoll einsetzbar.

5 Literaturverzeichnis

- [1] B. R. Oswald and L. Hofmann, "Wirtschaftlichkeitsvergleich unterschiedlicher Übertragungstechniken im Höchstspannungsnetz anhand der 380-kV-Leitung Wahle-Mecklar," Leibniz Universität Hannover, Hannover, Gutachten im Auftrag der transpower stromübertragungs gmbh 20.03.2010.
- [2] B. Oswald, "380-kV-Salzburgleitung, Auswirkungen der möglichen (Teil)Verkabelung des Abschnittes Tauern-Salzach," Leibniz Universität Hannover, Wien, Gutachten im Auftrag der Energie-Control GmbH 2009.
- [3] B. Oswald, "Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz," Hannover, Oldenburg, 2005.
- [4] H. Brakelmann and I. Erlich, "Optionen der elektrischen Energieübertragung und des Netzausbaus," Sachverständigenrat für Umweltfragen, Rheinberg/Mülheim, Materialien zur Umweltforschung 41 März 2010.
- [5] J. Zillmer, S. Thiem, J. Fromme, and I. Ellersdorfer, "Machbarkeitsuntersuchung zur Gesamt- oder Teilverkabelung der 380-kV-Leitung "St. Peter - Tauern" im Bundesland Salzburg," KEMA IEV - Ingenieurunternehmen für Energieversorgung GmbH, Dresden, Endbericht 2008.
- [6] Tennet TSO GmbH. (2011, März) [Online]. www.tennetso.de
- [7] Amprion GmbH. (2011, März) [Online]. www.amprion.de
- [8] 50Hertz Transmission GmbH. (2011, März) [Online]. www.50hertz-transmission.net
- [9] ENBW Transportnetze AG. (2011, März) [Online]. www.enbw.com
- [10] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), "Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020," Köln, Endbericht Februar 2005.
- [11] (2011, März) finanzen.net. [Online]. www.finanzen.net
- [12] Siemens AG. (2011, März) [Online]. http://www.siemens.com/press/de/pressemitteilungen/?press=/de/pressemitteilungen/2011/power_transmission/ept201101032.htm



Ökologische Auswirkungen von 380-kV- Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen

Ergebnisbericht der Arbeitsgruppe Technik/Ökonomie

- Teil I: Übersicht über die Betriebsmittel
- Teil II: Thermische Berechnungen
- Teil III: Elektrische und magnetische Felder
- Teil IV: Wirtschaftlichkeitsanalyse
- Teil V: Zusammenfassung und Kriterienkatalog**

Bearbeiter: Dipl.-Ing. C. Rathke
Prof. Dr.-Ing. habil. L. Hofmann

Der Bericht besteht aus 21 Seiten.

Hannover, 31.12.2011

Inhaltsverzeichnis

	Seite
1 Technisch-Wirtschaftlicher Kriterienkatalog	
1.1 Verbreitung, Betriebserfahrung, Nutzungsdauer und Entwicklungsstand	314
1.2 Aufbau und Isolierung	315
1.3 Errichtung, Legung und Querungen	316
1.4 Betriebsverhalten	317
1.5 Fehlergeschehen und Schutz	319
1.6 Flächenbedarf und Emissionen	320
1.7 Übertragungsverluste	323
1.8 Wirtschaftlichkeit	324
2 Zusammenfassende Bewertung und Empfehlungen	326

1 Technisch-Wirtschaftlicher Kriterienkatalog

In den folgenden Tabellen werden technische, betriebliche und wirtschaftliche Kriterien beschrieben, die für den Vergleich von Drehstrom-Freileitungen und – VPE-Kabeln sowie der VSC-HGÜ mit VPE-Kabeln herangezogen werden können. Hierbei muss beachtet werden, dass die Ergebnisse zur Wirtschaftlichkeit, den Übertragungsverlusten, dem thermischen Verhalten sowie der elektromagnetischen Verträglichkeit nicht allgemein gültig sind, sondern nur für die in den entsprechenden Teilberichten vorgestellten Szenarien gelten. Sie geben aber gute Anhaltswerte für die grundsätzliche Bewertung der Übertragungssysteme und für die Darstellung der grundsätzlichen Unterschiede. Generell ist zu betonen, dass die technische und wirtschaftliche Auslegung bei Leitungsprojekten in der 380-kV-Ebene und damit auch der Vergleich immer vom konkreten Projekt und seinen Randbedingungen (z. B. Übertragungsleistung, Trassenlänge, etc.) abhängig sind.

1.1 Verbreitung, Betriebserfahrung, Nutzungsdauer und Entwicklungsstand

Kriterium	Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ)		Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)
	380-kV-Freileitung	380-kV-VPE-Kabel	
Verbreitung	<ul style="list-style-type: none"> • mehr als 99,7 % der 380- und 220-kV-Leitungen im deutschen Übertragungsnetz 	<ul style="list-style-type: none"> • weniger als 0,3 % der 380- und 220-kV-Leitungen im deutschen Übertragungsnetz 	<p>VSC-HGÜ mit VPE-Kabel</p> <ul style="list-style-type: none"> • noch kein Einsatz im vermaschten Übertragungsnetz • bislang Einsatz als Punkt-zu-Punkt-Verbindung und zur Kopplung asynchroner Netze (z. B. als Seekabelverbindung) oder für den Netzanschluss von Offshore-Windparks
Betriebserfahrung	<ul style="list-style-type: none"> • langjährige Betriebserfahrung • 380-kV-Freileitungen seit 60 Jahren in Deutschland im Einsatz 	<ul style="list-style-type: none"> • nur wenige kurze (< 22 km) Abschnitte seit 1986 in Betrieb • keine Langzeiterfahrungen 	<ul style="list-style-type: none"> • VSC-HGÜ seit 2002 mit ± 150 kV im Einsatz • ± 320 kV laut Hersteller seit 2010 verfügbar, noch keine realisierten Projekte • keine Langzeiterfahrungen
Nutzungsdauer	<ul style="list-style-type: none"> • hohe Nutzungsdauer (> 80 Jahre) • gute Durchführbarkeit von die Nutzungsdauer verlängernden Maßnahmen 	<ul style="list-style-type: none"> • Nutzungsdauer wird auf mindestens 40 Jahre geschätzt, es sind jedoch noch keine Langzeiterfahrungen vorhanden • kaum Möglichkeiten zur Durchführung von die Nutzungsdauer verlängernden Maßnahmen 	<ul style="list-style-type: none"> • Kabel: wie Drehstrom-Kabel • Konverter: Nutzungsdauer laut ABB 50-60 Jahre
Entwicklungsstand	<ul style="list-style-type: none"> • ausgereifte, bewährte Technik • keine Entwicklungsprünge zu erwarten 	<ul style="list-style-type: none"> • ausgereifte, bewährte Technik • keine Entwicklungsprünge zu erwarten 	<ul style="list-style-type: none"> • bewährte Technik • weitere Verlustreduzierungen, größere Übertragungsleistungen durch höhere Gleichspannungen und höhere Verfügbarkeit zu erwarten

1.2 Aufbau und Isolierung

Kriterium	Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ)		Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)
	380-kV-Freileitung	380-kV-VPE-Kabel	VSC-HGÜ mit VPE-Kabel
Aufbau	<ul style="list-style-type: none"> • einfacher, aber aufgrund der großen Isolationsabstände zwischen den Leitern und der Erde breiter und hoher Aufbau 	<ul style="list-style-type: none"> • fester Isolierstoff VPE ermöglicht sehr kleine Isolationsabstände und dadurch kompakte Anordnung • komplizierter Aufbau aufgrund mehrerer Leitschichten, Kabelschirm, Quer- und Längswassersperrern und äußerer Hüllen 	<ul style="list-style-type: none"> • wie Drehstrom-Kabel • Konverterstationen am Anfang und Ende sowie an den Abgängen beim Multi-Terminal-Betrieb
Isolierung	<ul style="list-style-type: none"> • nicht alternde, nach Durchschlägen selbstheilende Luftisolierung mit hoher elektrischer Festigkeit 	<ul style="list-style-type: none"> • alternde VPE-Isolierung, Alterung abhängig von elektrischer und thermischer Belastung, VPE-Isolierung mit hohen Anforderungen an Reinheit und Wasserdichtigkeit 	<ul style="list-style-type: none"> • wie Drehstrom-Kabel

1.3 Errichtung, Legung und Querungen

Kriterium	Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ)		Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)
	380-kV-Freileitung	380-kV-VPE-Kabel	
Errichtung und Legung	<ul style="list-style-type: none"> • alle 300 – 400 m Mast mit Fundament erforderlich • flexible Anpassung an Landschaft durch Wahl der Maststandorte, Mastform, Mastart und Spannweite • Entfernung von hochwachsendem Bewuchs auf dem Schutzstreifen • temporäre Zuwegung, je nach Baugrund ggf. auch Baustraße erforderlich 	<ul style="list-style-type: none"> • Legung in Gräben, ggf. mit Schutzrohr, oder Tunnelbauweise (offene oder geschlossene Bauweise) • Grabentiefe 1,75 m, Trassenbreite während Bauphase mindestens 27 m (für 4 Kabelsysteme) • alle 600-900 m Muffengrube oder Muffenbauwerk • Einsatz von thermisch stabilisiertem Bettungsmaterial (Magerbeton, Sand-Kies-Gemische) • Transportbedarf für Bodenaushub und Bettungsmaterial • Schwerversporte (Trommelgewicht 40 t) erforderlich • Baustraße mit fester Deckung erforderlich • ggf. Wasserhaltung während Bauphase notwendig 	<ul style="list-style-type: none"> • wie Drehstrom-Kabel
Querungen	<ul style="list-style-type: none"> • Querung von Verkehrswegen, Gewässern durch Überspannung 	<ul style="list-style-type: none"> • Querung von Gewässern und größeren Straßen mit Bohrpressverfahren oder HDD-Bohrung 	<ul style="list-style-type: none"> • wie Drehstrom-Kabel

1.4 Betriebsverhalten

Kriterium	Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ)		Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)
	380-kV-Freileitung	380-kV-VPE-Kabel	VSC-HGÜ mit VPE-Kabel
Übertragungsleistung	<ul style="list-style-type: none"> • sehr hohe Übertragungsleistung durch gute Wärmeabführung • Übertragungsleistung begrenzt durch minimalen Bodenabstand und Längsspannungsabfall, aber ausreichend für Trassenlängen im europäischen Übertragungsnetz • bei günstigen Umgebungsbedingungen (Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Umgebungstemperatur, Globalstrahlung) deutlich erhöhte Belastbarkeit (Leiteseilmonitoring) 	<ul style="list-style-type: none"> • Übertragungsleistung begrenzt durch: <ul style="list-style-type: none"> ○ thermische Bodenwiderstände ○ kapazitive Ladeströme • ähnlich hohe Übertragungsleistung wie Freileitung nur mit mehreren parallelen Kabeln und durch thermische Bettung, Cross-Bonding und Kompensation erreichbar • bei mehreren Systemen im selben Graben geht die Belastbarkeit zurück • bei günstigen Umgebungsbedingungen erhöhte Belastbarkeit (Temperaturmonitoring) 	<ul style="list-style-type: none"> • Übertragungsleistung begrenzt durch: <ul style="list-style-type: none"> ○ thermische Bodenwiderstände ○ installierte Konverterleistung • ähnliche hohe Übertragungsleistung wie Freileitung nur mit mehreren parallelen Systemen und durch thermische Bettung erreichbar • bei mehreren Systemen im selben Graben geht die Belastbarkeit zurück.
Überlastbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> • gut überlastbar durch ausreichende Leistungsreserve • begrenzt durch Entfestigung der Leiterseile und Einhaltung des zulässigen Durchhanges bei längerer Überschreitung der maximal zulässigen Leitertemperatur von 80°C 	<ul style="list-style-type: none"> • je nach Vorbelastung nur kurzzeitig überlastbar • maximal zulässige Leitertemperatur von 90°C muss eingehalten werden, um vor-schnelle Alterung oder Beschädigung der Isolation zu vermeiden 	<ul style="list-style-type: none"> • wie Drehstrom-Kabel • Konverterstationen nur geringfügig und sehr kurzzeitig im Sekundenbereich überlastbar

<p>Impedanz / Leistungsaufteilung</p>	<ul style="list-style-type: none"> • automatische Leistungsaufteilung entsprechend der Impedanzen im Netz • Impedanzbelag passend zum freileitungsdominierten HÖS-Netz 	<ul style="list-style-type: none"> • automatische Leistungsaufteilung entsprechend der Impedanzen im Netz • geringere Impedanz als Freileitung, ggf. Installation von Anpassungsdrosselspulen notwendig 	<ul style="list-style-type: none"> • ständige Regelung der Anlage erforderlich • Leistungsflusssteuerung möglich, da Leistungsfluss durch Regelung vorgegeben wird
<p>Blindleistungsbedarf</p>	<ul style="list-style-type: none"> • im Schwachlastbetrieb kapazitiver, im Starklastbetrieb induktiver Blindleistungsbedarf • auch im Leerlauf nur geringer kapazitiver Blindleistungsbedarf, daher erst ab sehr großen Längen Installation von Kompensationsdrosselspulen erforderlich • bei Vollast hoher Bedarf an induktiver Blindleistung, daher bei sehr großen Längen Längskompensation mit Reihen Kondensatoren erforderlich 	<ul style="list-style-type: none"> • im gesamten Betriebsbereich hoher kapazitiver Blindleistungsbedarf • etwa 17-fach größerer Ladestrom und kapazitiver Blindleistungsbedarf als Freileitung • hoher kapazitiver Blindleistungsbedarf macht schon bei kurzen Leitungslängen die Installation von Kompensationsdrosselspulen erforderlich 	<ul style="list-style-type: none"> • Blindleistung kann abhängig vom Betriebspunkt an beiden Enden der VSC-HGÜ in weiten Grenzen eingestellt werden • spannungsstützende Eigenschaften für das Netz • Blindleistungskompensation nicht erforderlich
<p>Beitrag zur Netzstabilität</p>	<ul style="list-style-type: none"> • natürliche Erhöhung der Netzstabilität durch Verstärkung der synchronen Kopplung zwischen den Generatoren 	<ul style="list-style-type: none"> • wie Freileitung 	<ul style="list-style-type: none"> • asynchrone Netzkupplung, künstliche Erhöhung der Netzstabilität theoretisch möglich
<p>Leistungsauskopplung</p>	<ul style="list-style-type: none"> • einfache Leistungsauskopplung und Spannungstransformation über Transformatoren im Umspannwerk 	<ul style="list-style-type: none"> • wie Freileitung 	<ul style="list-style-type: none"> • Umweg über HDÜ und Multi-Terminal-Betrieb • zusätzliche Konverterstationen und Umspannwerk notwendig • Gleichstrom-Leistungsschalter erforderlich (noch nicht verfügbar)

1.5 Fehlergeschehen und Schutz

Kriterium	Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ)		Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)
	380-kV-Freileitung	380-kV-VPE-Kabel	
Schutz- und Sekundärtechnik	<ul style="list-style-type: none"> • Schutztechnik passend zu üblichem Netzschutz im HöS-Netz • Automatische Wiedereinschaltung (AWE) möglich 	<ul style="list-style-type: none"> • Schutztechnik passend zu üblichem Netzschutz im HöS-Netz • bei Zwischenverkabelung zus. Differentialschutz notwendig • kein Einsatz der AWE möglich • ggf. Teilentladungsüberwachung an Muften 	<ul style="list-style-type: none"> • einfacher Schutz der Kabel durch schnelle Abregelung der Konverter • keine Schutztechnik für vermaschte Gleichstromnetze verfügbar
Fehlverhalten, Nichtverfügbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> • kurze Reparaturdauer • höchste Verfügbarkeit, da die meisten Fehler Lichtbogenfehler ohne Folgen sind 	<ul style="list-style-type: none"> • Fehler sind immer mit Kabelschäden verbunden • lange Reparaturdauern führen zu geringerer Verfügbarkeit als bei Freileitungen 	<ul style="list-style-type: none"> • geringste Verfügbarkeit bereits durch regelmäßige Wartung der Konverterstationen bedingt • für störungsbedingte Ausfälle noch keine statistischen Auswertungen verfügbar
Spannungsstützung bei Kurzschlüssen im Netz	<ul style="list-style-type: none"> • guter Beitrag zur Spannungsstützung durch geringe Impedanz unter Beachtung der Kurzschlussfestigkeit 	<ul style="list-style-type: none"> • guter Beitrag zur Spannungsstützung durch geringere Impedanz als Freileitung unter Beachtung der Kurzschlussfestigkeit 	<ul style="list-style-type: none"> • ungenügender Beitrag zur Spannungsstützung, da nur geringfügiger Beitrag zum Kurzschlussstrom zugelassen werden kann

1.6 Flächenbedarf und Emissionen

Kriterium	Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ)		Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)
	380-kV-Freileitung	380-kV-VPE-Kabel	VSC-HGÜ mit VPE-Kabel
Flächenbedarf	<ul style="list-style-type: none"> • breite Trasse (Schutzstreifen ca. 70 m), die von Bäumen freigehalten werden muss • landwirtschaftliche Nutzung und Bebauung des Schutzstreifens ist unter bestimmten Voraussetzungen zulässig 	<ul style="list-style-type: none"> • geringerer Flächenverbrauch als bei Freileitung. Je nach Anzahl der installierten Systeme ist ein Schutzstreifen (hier ca. 13 -21 m bei vier Systemen) von tiefwurzelnden Pflanzen über der Kabeltrasse freizuhalten • landwirtschaftliche Nutzung ist unter bestimmten Voraussetzungen zulässig • zusätzlicher Platzbedarf durch regelmäßig zu errichtende Kompensationsanlagen 	<ul style="list-style-type: none"> • geringerer Flächenverbrauch als bei Drehstrom-Freileitung und -Kabel. Je nach Anzahl der installierten Systeme ist ein Schutzstreifen (hier ca. 11-20 m bei vier Systemen) von tiefwurzelnden Pflanzen über der Kabeltrasse freizuhalten • landwirtschaftliche Nutzung ist unter bestimmten Voraussetzungen zulässig • zusätzlicher Platzbedarf für Konverterstationen (jeweils 90 m × 40 m für 1000 MW)
akustische Emissionen	<ul style="list-style-type: none"> • Brumm- und Knistergeräusche durch Korona-Entladungen in unmittelbarer Leitungsumgebung 	<ul style="list-style-type: none"> • Geräuschenentwicklung im Bereich von Kompensationsanlagen 	<ul style="list-style-type: none"> • Geräuschenentwicklung im Bereich der Konverterstationen

<p>Elektrische Felder</p>	<ul style="list-style-type: none"> • niederfrequente elektrische Felder von Betriebsspannung, Mastkopfbild und Aufhängehöhe der Leiterseile abhängig • maximale elektrische Feldstärke kann im Nahbereich und bei großem Durchhang größer als Grenzwert von 5 kV/m werden • Reduzierung der elektrischen Felder durch höhere Aufhängehöhe und/oder Reduktion des Seildurchhangs möglich • bei Einhaltung der ENLAG-Vorsorgeabstände liegt die elektrische Feldstärke im Bereich der bei Haushaltsgeräten auftretenden elektrischen Feldstärken 	<ul style="list-style-type: none"> • kein äußeres elektrisches Feld 	<ul style="list-style-type: none"> • kein äußeres elektrisches Feld
----------------------------------	--	--	--

<p>Magnetische Felder</p>	<ul style="list-style-type: none"> •niedrigerfrequente magnetische Flussdichte vom Strom, Mastkopfbild und Aufhängöhe der Leiterseile abhängig •maximale magnetische Flussdichte auch im Nahbereich der Freileitung deutlich unter dem Grenzwert von 100 µT •Reduzierung der magnetischen Induktion durch höhere Aufhängöhe und/oder Reduktion des Seildurchhangs möglich •bei Einhaltung der ENLAG-Vorsorgeabstände liegt die magnetische Flussdichte im Bereich der bei Haushaltsgeräten auftretenden magnetischen Felder 	<ul style="list-style-type: none"> •niedrigerfrequente magnetische Flussdichte vom Strom, Legeanordnung und Legetiefe abhängig •maximale magnetische Flussdichte höher als bei Freileitung •magnetische Flussdichte nimmt schneller mit steigender Entfernung von der Leitungstrasse ab als bei der Freileitung •Reduzierung der magnetischen Flussdichte durch tiefere Legung sowie durch Schirmung und andere Maßnahmen möglich •bei Einhaltung der ENLAG-Vorsorgeabstände liegt die magnetische Flussdichte im Bereich der bei Haushaltsgeräten auftretenden magnetischen Flussdichte 	<ul style="list-style-type: none"> •magnetisches Gleichfeld •maximale magnetische Flussdichte liegt im Bereich des Erdmagnetfeldes
<p>Wärmeeintrag in den Erdboden</p>	<ul style="list-style-type: none"> •kein Wärmeeintrag in den Erdboden 	<ul style="list-style-type: none"> •Temperaturerhöhung im Erdboden abhängig von: <ul style="list-style-type: none"> ○ Querschnitt und Leitermaterial ○ Legeanordnung ○ thermischen Bodenwiderständen ○ Umgebungstemperatur ○ Übertragungsleistung •Minderung durch thermisch stabilisiertes Bettungsmaterial und ggf. passive oder aktive Kühlung möglich 	<ul style="list-style-type: none"> • wie Drehstrom-Kabel

1.7 Übertragungsverluste

Kriterium	Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ)						Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)				
	380-kV-Freileitung			380-kV-VPE-Kabel			VSC-HGÜ mit VPE-Kabel				
Verlustleistungsarten	<ul style="list-style-type: none"> • stromabhängige Verluste • spannungsabhängige Verluste • bei sehr langen Strecken Kompensationsverluste 										
	bezogene Jahresverlustarbeit und Verlustkosten in %	Länge in km	1000 MW	50	100	200	500	50	100	200	500
				1,0	1,0	1,0	1,0	2,83	2,70	2,71	2,53
				1,0	1,0	1,0	1,0	1,73	1,65	1,65	1,62
Verlustbewertung	Leistung	3000 MW	1,0	1,0	1,0	1,0	1,03	0,99	0,99	0,96	0,97
			<ul style="list-style-type: none"> • niedrigste Jahresverlustarbeit (Ausnahme: Leistungsübertragung von 3000 MW über 500 km) 								
			<ul style="list-style-type: none"> • durch hohe spannungsabhängige Verluste und Kompensationsverluste zweibis dreimal höhere Jahresverlustarbeit als Freileitung • nur für hohe Übertragungsleistungen niedrigere Jahresverlustarbeit als Freileitung 								
<ul style="list-style-type: none"> • höchste Jahresverlustarbeit • durch hohe Konverterverluste bis zu Faktor 15 (bei 50 km und 1000 MW) höhere Jahresverlustarbeit als Freileitung • Vorteile gegenüber HDÜ-Freileitung nur für große Übertragungsleistungen (3000 MW) und -längen ab 500 km • Vorteile gegenüber HDÜ-Kabel nur für große Übertragungslängen (500 km) 											

1.8 Wirtschaftlichkeit

Kriterium	Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ)				Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)				
	380-kV-Freileitung	380-kV-VPE-Kabel			VSC-HGÜ mit VPE-Kabel				
Investitionskosten	<ul style="list-style-type: none"> geringste Investitionskosten 	<ul style="list-style-type: none"> erheblich höhere Investitionskosten als Freileitung (Kostenfaktoren im Bereich von 2,8 bis 7,3) je nach Übertragungsleistung bis etwa 100-250 km geringere Investitionskosten als VSC-HGÜ mit Kabel 			<ul style="list-style-type: none"> erheblich höhere Investitionskosten als Freileitung (Kostenfaktoren im Bereich von 2,2 bis 15,2) je nach Übertragungsleistung bis etwa 100-250 km höhere Investitionskosten als Drehstrom-Kabel 				
Wartungskosten	<ul style="list-style-type: none"> Wartungskosten durch: <ul style="list-style-type: none"> regelmäßige Begehung Trassenfreihaltung regelmäßigen Korrosionsschutz (ca. alle 25-30 Jahre) 	<ul style="list-style-type: none"> Wartungskosten durch: <ul style="list-style-type: none"> regelmäßige Begehung Trassenfreihaltung Wartung der Kompensationsanlagen 			<ul style="list-style-type: none"> Wartungskosten durch: <ul style="list-style-type: none"> regelmäßige Begehung Trassenfreihaltung Wartung der Konverterstationen 				
Gesamtkostenfaktoren im Vergleich zur Freileitung	Länge in km	50	100	200	500	50	100	200	500
		1,0	1,0	1,0	1,0	2,83	2,83	2,83	8,81
		1,0	1,0	1,0	1,0	4,17	4,17	4,17	8,88
Gesamtwirtschaftlichkeit	Leistung	50	100	200	500	50	100	200	500
		1,0	1,0	1,0	1,0	3,85	3,85	3,85	9,40
		1,0	1,0	1,0	1,0	3,60	3,60	3,60	2,12
		<ul style="list-style-type: none"> für alle untersuchten Varianten beste Gesamtwirtschaftlichkeit 				<ul style="list-style-type: none"> je nach Übertragungsleistung für Längen ab etwa 130-280 km wirtschaftlicher als Drehstrom-Kabel 			

<p>Zusatzkosten durch zusätzliche Abgänge entlang der Leitungstrasse</p>	<ul style="list-style-type: none">• Zusatzkosten für zusätzliches Umspannwerk mit zwei Transformatoren und Schaltfeldern	<ul style="list-style-type: none">• wie Freileitung	<ul style="list-style-type: none">• Zusatzkosten für<ul style="list-style-type: none">◦ zusätzliche Konverterstationen mit zwei Transformatoren und Schaltfeldern◦ DC-Leistungsschalter (noch nicht verfügbar) in allen Konverterstationen der Multi-Terminal-HGÜ
---	--	---	--



2 Zusammenfassung und Empfehlungen

In den vorliegenden Teilberichten zu den Ergebnissen der technischen und wirtschaftlichen Untersuchungen der AG Technik/Ökonomie werden zunächst verschiedene für den Ausbau der Höchstspannungsnetze zur Verfügung stehende Drehstrom- und Gleichstrom-Übertragungssysteme beschrieben und ihre wichtigsten technischen Eigenschaften vorgestellt. Darauf aufbauend werden die Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ) in der Ausführung als Freileitung und als VPE-Kabel sowie die selbstgeführte Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung mit Gleichspannungszwischenkreis (VSC-HGÜ) mit VPE-Kabeln detailliert für verschiedene Übertragungsleistungen, Leitungslängen und Mastausführungen bzw. Kabelgrabenprofile anhand technischer, betrieblicher und wirtschaftlicher Kriterien miteinander verglichen und bewertet. Des Weiteren wurden zum einen die magnetischen und elektrischen Felder für typische Anordnungen der verschiedenen Übertragungssysteme und für unterschiedliche Übertragungsleistungen und –spannungen berechnet und miteinander verglichen. Zum anderen wurden die aus thermischer Sicht maximal möglichen Übertragungsleistungen von Drehstrom- und Gleichstromkabelsystemen sowie die bei einer bestimmten maximalen Übertragungsleistung im Erdboden entstehenden Temperaturverteilungen bestimmt. Dabei wurde der Einfluss von unterschiedlichen thermischen Erdbodenwiderständen, thermischen Bettungsmaterialien und Schutzrohren analysiert.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass alle in den einzelnen Teilberichten der AG Technik/Ökonomie vorgestellten Drehstrom- und Gleichstrom-Übertragungssysteme bewährte Technologien darstellen und grundsätzlich im Höchstspannungsnetz einsetzbar sind. Es bestehen aber Unterschiede in Bezug auf ihre technische, betriebliche und wirtschaftliche Bewertung (vgl. Kapitel 1). Dabei muss stets darauf hingewiesen werden, dass bei Übertragungsleitungen in der HöS-Ebene sowohl die technische als auch die wirtschaftliche Auslegung immer maßgeblich vom konkreten Projekt, den betrieblichen Anforderungen und seinen speziellen Randbedingungen (z. B. Übertragungsleistung, Trassenlänge, Leitungsauslastung, Bodenverhältnisse, Querungen, Kupfer-/Aluminiumpreise, etc.) abhängt. Ein sinnvoller Vergleich der unterschiedlichen zur Verfügung stehenden Technologien ist damit immer nur unter Bezugnahme auf die der Auslegung zugrunde gelegten Annahmen möglich. Darüber hinaus müssen immer auch die Systemaspekte, d. h. die Auswirkungen der unterschiedlichen Übertragungssysteme auf das Verbundnetz und dessen Systemverhalten mit untersucht werden. Dies war jedoch auftragsgemäß nicht Gegenstand der vorliegenden Studie.

Die Drehstrom-Freileitung ist mit einem Anteil von mehr als 99,7 % (Stand Ende 2008) der Stromkreislänge in der Höchstspannungsebene das in Deutschland

meistverbreitete Übertragungssystem. Sie wird seit 1952 für eine Betriebsspannung von 380 kV eingesetzt. Dementsprechend liegen hier auch die meisten Betriebs- und Langzeiterfahrungen vor. Drehstrom-VPE-Kabel werden in der Höchstspannungsebene seit 1986 und bislang nur auf verhältnismäßig kurzen Strecken (≤ 22 km) in hauptsächlich großstädtischen Netzen eingesetzt. Dementsprechend verfügen die Netzbetreiber über relativ geringe Betriebs- und Langzeiterfahrungen mit dieser Technik. Beide Übertragungstechniken gelten als ausgereift. Es werden keine größeren Entwicklungssprünge in der nächsten Zeit erwartet.

Die selbstgeführte VSC-HGÜ mit VPE-Kabeln stellt eine vergleichsweise neue Technik dar, die erst seit 2002 und auch weltweit bisher nur auf wenigen Strecken als Punkt-zu-Punkt-Verbindung (z. B. Netzanschluss Offshore-Windpark BorWin) eingesetzt wird. Ein Einsatz im stark vermaschten Verbundnetz ist bisher noch nicht erfolgt, so dass entsprechende Betriebs- und Langzeiterfahrungen fehlen.

Der prinzipielle Vergleich der Drehstrom-Freileitung mit dem Drehstrom-Kabel zeigt, dass in der HÖS-Ebene technische, betriebliche und wirtschaftliche Vorteile der Freileitung gegenüber dem Kabel bestehen. Die Drehstrom-Freileitung zeichnet sich im Vergleich insbesondere durch ihre höhere Verfügbarkeit, Übertragungsleistung und Nutzungsdauer (> 80 Jahre) sowie ihre nicht alternde, nach Durchschlägen selbstheilende Luftisolierung und höhere Überlastbarkeit aus. Die Freileitung besitzt einen einfachen, aber aufgrund der großen Isolationsabstände breiten und hohen Aufbau mit Masthöhen von ca. 54 m und einen Schutzstreifen von bis zu ca. 70 m Breite in der Spannfeldmitte. Sie kann vergleichsweise einfach und kostengünstig errichtet werden und zeigt ein hohes Maß an Flexibilität, z. B. bei der Anpassung an die Landschaft oder bei der Querung von Verkehrswegen, Flüssen oder kleineren Seen, die in der Regel überspannt werden können. Die Nutzungsdauer verlängernde Maßnahmen können schnell und leicht durchgeführt werden.

Aufgrund der umfangreichen Tiefbauarbeiten und des komplexeren Kabelaufbaus ist die Legung von Drehstrom-Kabelsystemen aufwändiger und teurer als die Errichtung von Freileitungen. Es sind Schwertransporte für die Kabeltrommeln (ca. 40 t Trommelgewicht) erforderlich. Das Bettungsmaterial und der Aushub müssen an- und abtransportiert werden. Die Querung von Gewässern, Bundesstraßen oder Autobahnen erfolgt meist in geschlossener Bauweise mit Hilfe von Bohrpress- oder Horizontalbohrverfahren. Eine erhebliche Kostensteigerung tritt ein, wenn aufgrund der geringeren Übertragungsleistung der Kabel ein paralleles Kabelsystem gelegt werden muss, um die Übertragungsleistung eines Freileitungssystems zu erreichen.

Das Übertragungsverhalten der Drehstrom-Kabel wird durch den gegenüber einer Drehstrom-Freileitung um den ca. 17-fach höheren Kapazitätsbelag geprägt, wel-

cher im Wesentlichen aus dem gedrunenen Aufbau mit einem Kabeldurchmesser von ca. 14,2 cm für ein 380-kV-Kabel mit einem Kupfer-Querschnitt von 2500 mm² und aus den elektrischen Eigenschaften des festen Isolierstoffes VPE resultiert. Dies führt dazu, dass Drehstrom-Kabel ohne Kompensationsmaßnahmen, welche schon ab wenigen zehn Kilometern unvermeidbar sind, technisch nicht für die Übertragung großer Leistungen über große Entfernungen geeignet sind. Soll der Einsatz von Drehstrom-Kabelsystemen dessen ungeachtet erfolgen, so ist eine regelmäßige Aufstellung von Kompensationsanlagen unerlässlich. Hierdurch entstehen ein zusätzlicher technischer und finanzieller Aufwand und Platzbedarf sowie zusätzliche Verluste. Auf den Netzbetrieb wirkt sich insbesondere die gegenüber einer Freileitung niedrigere Impedanz der Kabel aus. Diese führt zum einen zu einer im Vergleich mit dem Netzausbau mit Freileitungen höheren Kurzschlussleistung und damit höheren Kurzschlussströmen im Fehlerfall. Zum anderen kann der Einsatz von Drehstrom-Kabeln in einem freileitungsdominierten HöS-Netz ohne den Einbau von Anpassungs-Drosselpulen zu einer deutlichen Verschiebung des Leistungsflusses im Netz und damit zu einer wesentlichen Mehrbelastung der Kabel und ungewollten und unwirtschaftlichen Entlastung der anderen Leitungen führen.

Freileitungen sind atmosphärischen Störungen ausgesetzt, die, wie auch andere vorübergehende Einwirkungen, zu Kurzschlüssen führen können, die sich über Lichtbögen ausbilden. Durch kurzzeitiges Ab- und anschließendes Wiedereinschalten (AWE) des betreffenden Leiters können die Lichtbogenkurzschlüsse zum Verlöschen gebracht werden, ohne dass dadurch die Energieversorgung dauerhaft beeinträchtigt wird oder ein bleibender Schaden entsteht. Die umgebende Luft stellt selbstheilend die Isolation wieder her. Bei Fehlern in Kabeln kann die AWE nicht angewendet werden, da ein Kurzschluss auf einem Kabel stets zu einer lokalen Zerstörung des Isoliersystems der betroffenen Leiter führt. Die Fehlersuche und die Reparatur der betroffenen Leiter sind aufwendig und können in ungünstigen Fällen mehrere Wochen (> 25 Tage) in Anspruch nehmen. Die Nichtverfügbarkeit eines Drehstrom-Kabelsystems ist damit trotz der geschützteren Legung im Erdboden erheblich höher als bei Freileitungen.

Die Untersuchung der Wirtschaftlichkeit von Drehstrom-Freileitungen und –Kabeln ergab für die im Rahmen dieser Studie untersuchten Varianten in Abhängigkeit von der Leitungslänge und der Übertragungsleistung Mehrkosten der Drehstrom-Kabel gegenüber den Drehstrom-Freileitungen mit Kostenfaktoren im Bereich von 2,8 bis 4,2. Dafür sind die Gesamtkosten mit den Investitionskosten und den mit der Barwertmethode abgezinsten jährlich anfallenden Betriebskosten berechnet worden.

Vergleicht man die VSC-HGÜ-Technik mit VPE-Kabeln mit der HDÜ-Technik mit Freileitungen oder VPE-Kabeln, so sind die folgenden Vorteile der VSC-HGÜ-Technik gegenüber der HDÜ-Technik zu nennen. Dies sind die spannungsstützenden Eigenschaften, die durch eine in weiten Grenzen einstellbare Blindleistungsbereitstellung an beiden Enden der VSC-HGÜ möglich sind, der geringe Längsspannungsabfall und die geringere Trassenbreite sowie die Möglichkeit der Steuerung des Leistungsflusses. Dabei ist eine ständige und zuverlässige Leistungsregelung erforderlich, während im Drehstromnetz eine automatische Leistungsaufteilung erfolgt. Nachteilig wirken sich bei der HGÜ ihre geringere Verfügbarkeit, der ungenügende Beitrag zur Spannungsstützung im Fehlerfall, die höheren Verluste und die höheren Investitionskosten sowie die aufwändige Leistungsauskopplung aus, bei der zusätzliche Konverterstationen und bislang auf dieser Spannungsebene nicht verfügbare Gleichstromleistungsschalter erforderlich werden. Zu betonen ist aber, dass die VSC-HGÜ eine im Vergleich zur HDÜ (60 Jahre Betriebserfahrung mit 380-kV-Freileitungen und ca. 25 Jahre mit 380-kV-VPE-Kabeln) vergleichsweise junge Technik ist. Es ist zwar bislang noch kein VSC-HGÜ-Projekt mit einer Gleichspannung von ± 320 kV in Betrieb, doch hat die Umsetzung dieser Projekte (z. B. Netzanschluss 800-MW-Offshore-Windpark DolWin) begonnen. Es ist damit zu rechnen, dass weitere Verlustreduzierungen, Erhöhungen der Übertragungsleistungen durch höhere Gleichspannungen und eine Reduzierung der Nichtverfügbarkeit mit der Weiterentwicklung der VSC-HGÜ-Technik möglich sind.

Der Wirtschaftlichkeitsvergleich von Drehstrom-Freileitungen und –VPE-Kabeln mit der VSC-HGÜ-Technik mit VPE-Kabeln ergab für die untersuchten Varianten Kostenfaktoren der VSC-HGÜ-Technik mit Kabeln gegenüber der Drehstrom-Freileitung, die in Abhängigkeit von der Leitungslänge und der Übertragungsleistung im Bereich von 8,8 bis 2,1 und gegenüber dem Drehstrom-VPE-Kabel im Bereich von 3,1 bis 0,5 liegen. Dabei zeigte sich, dass sich die Kostenfaktoren mit steigender Trassenlänge verringern und die VSC-HGÜ-Technik mit VPE-Kabeln für die hier untersuchten Varianten in Abhängigkeit von der Übertragungsleistung ab Längen von 130-280 km wirtschaftlicher wird als die HDÜ-Technik mit VPE-Kabeln.

Die Untersuchung der entstehenden elektromagnetischen Felder zeigte, dass bei allen untersuchten Übertragungssystemen durch eine geeignete Wahl der geometrischen Anordnung der Leiterseile untereinander und zum Erdboden bzw. durch die Anordnung der Kabel im Erdboden die bestehenden gesetzlichen Grenzwerte der 26. BImSchV auch im direkten Nahbereich und bei höchster betrieblicher Anlagenauslastung im Normalbetrieb eingehalten werden können.

Drehstrom-Erdkabel besitzen kein äußeres elektrisches Feld. Die magnetischen Felder nehmen mit steigendem seitlichen Abstand zur Leitungstrasse etwas

schneller ab als die der Freileitungen. Allerdings sind die maximalen magnetischen Flussdichten bei gleicher Leistungsübertragung und Spannung für die untersuchten Leitungsanordnungen um wenigstens 22 % höher als die der Freileitung in den jeweils relevanten Aufpunkten entsprechend der 26. BImSchV.

Die magnetische Flussdichte von Kabeln kann durch einen geringeren Kabelabstand oder technische Kompensationseinrichtungen (z. B. Kompensationsleiter) verringert werden. Hierbei ergeben sich jedoch Nachteile, wie eine schlechtere Wärmeabfuhr und damit eine verringerte Übertragungsleistung, Zusatzverluste und zusätzliche Investitionskosten. Bei Freileitungen ergeben sich die maximalen elektrischen und magnetischen Felder in der Regel in der Spannfeldmitte, in Richtung der Maste werden sie deutlich kleiner. Durch eine Reduzierung des Seildurchhangs können die maximalen elektrischen und magnetischen Felder reduziert werden.

Die VSC-HGÜ mit Kabel ist im Hinblick auf die elektromagnetischen Felder insgesamt am günstigsten zu beurteilen, da diese zum einen durch die metallische Schirmung der Kabel kein äußeres elektrisches Feld besitzt und zum anderen aufgrund der Verwendung von Gleichstrom nur ein statisches Magnetfeld auftritt, das maximal im Bereich der in Deutschland auftretenden magnetischen Flussdichte des Erdmagnetfeldes liegt.

Die maximal übertragbare Leistung von HDÜ- und HGÜ-Kabelsystemen hängt entscheidend vom spezifischen thermischen Erdbodenwiderstand, der Wahl des Leiterquerschnitts, der Kabellegeart und dem geometrischen Aufbau des Kabelgrabenprofils ab. Falls der Erdboden in einem Bereich der Trasse einen zu großen Wert für den thermischen Widerstand aufweist, und die Gefahr der Entstehung eines Hot-Spots besteht, können durch den Einsatz eines thermischen Bettungsmaterials die thermischen Eigenschaften des Erdbodens aufgewertet werden. Der Austausch des die Kabel umgebenden Erdbodens gegen thermisch stabilisierte Bettungsmaterialien kann bei der Drehstromübertragung zu Leistungssteigerungen von bis zu 21 Prozent führen. Im Vergleich zur Kabellegung im Schutzrohr wird eine Steigerung von 22 Prozent erreicht. Mit derselben Maßnahme sind bei den untersuchten HGÜ-Kabelgrabenprofilen Leistungssteigerungen von bis zu 18,5 Prozent möglich. Andererseits würden sich durch das Einbringen der thermisch stabilisierten Bettungsmaterialien bei gleichen Übertragungsleistungen geringere Leiter- und Erdbodenerwärmungen einstellen. Höherwertige Bettungsmaterialien bringen weitere Verbesserungen des thermischen Verhaltens. Eine Kabellegung in Schutzrohren wirkt sich hingegen negativ auf die resultierende Übertragungsleistung aus. Hohe Abstände zwischen den Kabeln bzw. den Kabelsystemen sind für das thermische Verhalten generell günstig, haben aber ihrerseits eine negative Auswirkung auf die Größe der magnetischen Felder (s. o.).

Der Einsatz der HGÜ-Technik im stark vermaschten deutschen und europäischen Übertragungsnetz erscheint nach heutigem Stand der Technik aufgrund der genannten Betriebseigenschaften, dem zusätzlichen Aufwand für die Leistungskopplung, den noch fehlenden Gleichstrom-Leistungsschaltern und der wirtschaftlichen Nachteile gegenüber der HDÜ mit Freileitungen und bei kürzeren Strecken (für die hier untersuchten Varianten < 130-280 km) auch gegenüber der HDÜ mit Kabeln aus technischer und wirtschaftlicher Sicht nachteilig.

Die HGÜ-Technik sollte dort eingesetzt werden, wo sie ihre technischen Vorteile gegenüber der Drehstromtechnik ausspielen kann. Anwendungsgebiete sind die Kupplung asynchroner Netze sowie die Energieübertragung über sehr große Entfernungen, wie z. B. als Seekabelverbindung, beim Netzanschluss von weit auf See liegenden Offshore-Windparks oder auch im Rahmen eines deutschen oder europäischen Overlay-Netzes zur großräumigen Energieübertragung zwischen Erzeugungsschwerpunkten, wie z. B. der deutschen Nordseeküste/Großraum Hamburg mit den zukünftigen Offshore-Windparkeinspeisungen, und Verbrauchsschwerpunkten, wie z. B. den Großräumen Frankfurt, Stuttgart, etc. Dabei sollten in der Planung aus wirtschaftlichen Gründen neben Lösungen mit einer VSC-HGÜ mit VPE-Kabeln auch Lösungsmöglichkeiten mit einer VSC-HGÜ mit Freileitungen untersucht werden.





