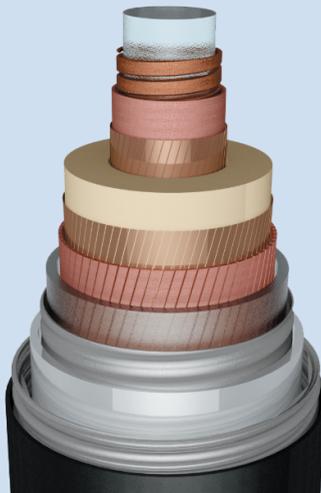


D. Kottonau, E. Shabagin, W. T. B. de Sousa,  
J. Geisbüsch, M. Noe, H. Stagge, S. Fechner,  
H. Woiton, T. Küsters

## Bewertung des Einsatzes supraleitender 380-kV-Kabel





D. Kottonau, E. Shabagin, W. T. B. de Sousa, J. Geisbüsch,  
M. Noe, H. Stagge, S. Fechner, H. Woiton, T. Küsters

## **Bewertung des Einsatzes supraleitender 380-kV-Kabel**

HERAUSGEBER

Prof. Dr.-Ing. M. Noe

Prof. Dr. rer. nat. M. Siegel

Eine Übersicht aller bisher in dieser Schriftenreihe erschienenen  
Bände finden Sie am Ende des Buches.

# Bewertung des Einsatzes supraleitender 380-kV-Kabel

von

Dustin Kottonau, Eugen Shabagin,  
Wesley Tiago Batista de Sousa,  
Jörn Geisbüsch, Mathias Noe

Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Institut für Technische Physik (ITEP)

Hanno Stagge, Simon Fechner, Hannes Woiton,  
Thomas Küsters

TenneT TSO GmbH





GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium  
für Bildung  
und Forschung

## Impressum



Karlsruher Institut für Technologie (KIT)  
KIT Scientific Publishing  
Straße am Forum 2  
D-76131 Karlsruhe

KIT Scientific Publishing is a registered trademark  
of Karlsruhe Institute of Technology.  
Reprint using the book cover is not allowed.

[www.ksp.kit.edu](http://www.ksp.kit.edu)



*This document – excluding the cover, pictures and graphs – is licensed  
under a Creative Commons Attribution-Share Alike 4.0 International License  
(CC BY-SA 4.0): <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/deed.en>*



*The cover page is licensed under a Creative Commons  
Attribution-No Derivatives 4.0 International License (CC BY-ND 4.0):  
<https://creativecommons.org/licenses/by-nd/4.0/deed.en>*

Print on Demand 2019 – Gedruckt auf FSC-zertifiziertem Papier

ISSN 1869-1765

ISBN 978-3-7315-0927-1

DOI 10.5445/KSP/1000093864





# Inhalt

<b>Abkürzungen.....</b>	<b>iii</b>
<b>1 Motivation und Aufgabe .....</b>	<b>1</b>
1.1 Motivation.....	1
1.2 Mögliche Einsatzorte.....	2
1.3 Untersuchte Anlage.....	3
1.4 Netzanforderungen an das Kabelsystem .....	4
1.5 Leitungstypen im Vergleich .....	5
1.5.1 Freileitung .....	5
1.5.2 Konventionelle Kabel.....	6
1.5.3 Gasisolierte Leitungen.....	8
1.5.4 Supraleitende Kabel .....	8
1.6 Umfang der Untersuchungen .....	9
<b>2 Aufbau und Stand der Entwicklung supraleitender Kabelsysteme für 380-kV-Kabelanlagen.....</b>	<b>11</b>
2.1 Gesamtsystem .....	11
2.2 Kabelaufbau .....	13
2.2.1 Former mit Ausgleichsschicht .....	13
2.2.2 HTS-Schicht.....	13
2.2.3 Elektrische Isolierung mit Halbleiterschicht.....	14
2.2.4 HTS-Schirm mit Neutraleiterschicht.....	14
2.2.5 Thermische Isolierung – Leitungskryostat mit Superisolation .....	15
2.2.6 Endverschluss .....	16
2.2.7 Muffe .....	17
2.2.8 Weiterentwicklung .....	17
<b>3 Konzeptionelles Design supraleitender Kabelsysteme für den Einsatz im 380-kV-Netz .....</b>	<b>21</b>
3.1 Kabelaufbau .....	22
3.1.1 Geometrie.....	22
3.1.2 Temperaturverlauf, Massenstrom und Druckabfall .....	25
3.1.3 Temperaturprofile, Designgrenzen und Arbeitspunkte.....	44
3.1.4 Supraleiterbedarf .....	51
3.2 Kabeleigenschaften.....	54
3.2.1 Elektrische Eigenschaften (RLC-Parameter) .....	54

3.2.2	Berechnung der Verluste .....	56
3.2.3	Mechanische Eigenschaften .....	61
3.3	Kurzschlussberechnung .....	61
3.4	Konzeptionelles Design .....	64
3.5	Kühlsystem .....	65
3.5.1	Anlagenschema .....	68
3.5.2	Abkühlung des Kabels .....	68
3.5.3	Aufwärmzeiten bei einem Ausfall der Kälteanlage .....	71
3.5.4	Geplante Aufwärmung für Wartungsarbeiten .....	73
3.6	Eigenbedarf für die Kühlung .....	74
<b>4</b>	<b>Wirtschaftlichkeit .....</b>	<b>75</b>
4.1	Einführung .....	75
4.1.1	Berechnung der Jahresverlustenergie .....	75
4.1.2	Berechnungsmethode .....	79
4.1.3	Grundlegende Annahmen .....	80
4.2	Kostenarten .....	80
4.2.1	Investitionskosten .....	81
4.2.2	Verlustkosten .....	82
4.2.3	Wartungskosten .....	83
4.2.4	Barwerte der Gesamtkosten .....	83
4.3	Regulatorischer Rahmen .....	85
4.3.1	Investitionskosten (CAPEX) .....	86
4.3.2	Betriebskosten (OPEX) .....	86
4.3.3	Regulatorische Implikationen .....	87
<b>5</b>	<b>Ausfallverhalten supraleitender 380-kV-Kabel .....</b>	<b>89</b>
5.1	Fehlerszenarien .....	89
5.2	Fehlerhäufigkeit .....	90
5.3	Reparaturszenario .....	91
5.4	Ersatzteilkonzept .....	92
<b>6</b>	<b>Zusammenfassende Bewertung .....</b>	<b>93</b>
	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>95</b>
	<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>99</b>
	<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>105</b>
	<b>Berechnungsverzeichnis .....</b>	<b>109</b>
<b>A</b>	<b>Anhang .....</b>	<b>111</b>

# Abkürzungen

HTS	Hochtemperatur-Supraleiter
VPE	vernetztes Polyethylen
GIL	gasisolierte Leitung
SF6	Schwefelhexafluorid
N2	Stickstoff
LN2	flüssiger Stickstoff
BSCCO	Bismut-Strontium-Calcium-Kupferoxid
YBCO	Yttrium-Barium-Kupferoxid
PPLP	Polypropylene Laminated Paper
DN	Diameter Nominal/Nenndurchmesser
ID	Innendurchmesser
AD	Außendurchmesser
WACC	Weighted Average Cost of Capital



# 1 Motivation und Aufgabe

Die Autoren danken dem Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) für die bereitgestellten Fördermittel innerhalb des Kopernikus-Projekts ENSURE „Neue EnergieNetzStruktURen für die Energiewende“ (Förderkennzeichen 03SFK1L0). Die Verantwortung für den Inhalt dieser Studie liegt bei den Autoren.

## 1.1 Motivation

Die laufende und weiter vorgesehene Umstellung der elektrischen Energieversorgung auf eine neue Erzeugungsstruktur erfordert, Leitungen und Umspannwerke an vielen Stellen im deutschen Höchstspannungsnetz zu ertüchtigen. Zudem werden einige komplett neue Leitungen geplant und errichtet.

Viele der Maßnahmen laufen im herkömmlichen 380-kV-Drehstromnetz. Zusätzlich werden lange Gleichspannungsleitungen die elektrische Energieübertragung unterstützen; diese Verbindungen werden als Punkt-zu-Punkt-Verbindungen umgesetzt.

Im Drehstromnetz werden Leitungsneubauten weiterhin überwiegend als Freileitungen verwirklicht. Nur in gesetzlich vorgegebenen Pilotleitungen lassen sich unter bestimmten Bedingungen erdverlegte Leitungsabschnitte realisieren. Welche Bedingungen genau dafür erfüllt sein müssen, beschreibt der folgende Abschnitt.

Auf den erdverlegten Leitungsabschnitten werden überwiegend passiv gekühlte kunststoffisolierte Kabel eingesetzt. Alternative Technologien, wie aktiv gekühlte Kunststoffkabel, gasisolierte Leitungen und supraleitende Kabel, befinden sich derzeit noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium oder im Testeinsatz auf ausgewählten Strecken und sind damit für einen allgemeinen Einsatz im Höchstspannungsnetz nicht verfügbar.

Diese Studie führt eine Auslegung von supraleitenden Kabeln für die Anwendung im 380-kV-Drehstromnetz durch und erläutert allgemeine Aspekte des Einsatzes solcher Kabel im Höchstspannungsnetz. Dabei vergleicht sie die Supraleitungstechnologie unter vielen verschiedenen Kriterien mit anderen Leitungstechnologien.

## 1.2 Mögliche Einsatzorte

Der Einsatz erdverlegter Übertragungstechnologien im deutschen Wechselstrom-Höchstspannungsnetz ist nur bei im Bundesbedarfsplangesetz oder im Energieleitungsausbaugesetz direkt genannten Pilotprojekten unter bestimmten Bedingungen möglich. Gesetzlich vorgegeben ist, dass die Nähe zu Wohnsiedlungen oder zu erwartende naturschutzfachliche Konflikte, beispielsweise Beeinträchtigungen eines „Natura 2000“ Gebiets oder artenschutzrechtliche Verbotstatbestände, die Prüfung einer Erdverlegung auf Teilabschnitten erfordern.

Zudem ist gesetzlich festgelegt, dass eine erdverlegte Leitung nur auf „technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten“ zu errichten ist. Das bedeutet, dass die Teilabschnitte bestimmte Längen nicht unter- bzw. überschreiten sollen. Denn bei sehr kurzen Abschnitten verursacht die auf beiden Seiten des erdverlegten Abschnitts erforderliche Übergangsanlage hohe Kosten und einen großen Flächenverbrauch; bei sehr langen Abschnitten fallen die Gesamtkosten gegenüber der Freileitungsvariante sehr hoch aus, da eine Freileitung pro km deutlich weniger kostet. Üblicherweise sollen erdverlegte Kabelabschnitte daher mit einer Länge von 3–10 km geplant werden.

Im Rahmen des Planungsverfahrens der Pilotprojekte hat der zuständige Übertragungsnetzbetreiber zu prüfen, ob für Leitungsabschnitte die gesetzlich vorgegebenen Bedingungen für eine Teilerdverkabelung erfüllt sind und ob die Vorteile gegenüber einer Freileitung, beispielsweise für den Wohnumfeldschutz, groß genug sind, um die Ausführung als erdverlegte Leitung zu rechtfertigen. Die abschließende Entscheidung über den Einsatz einer Teilerdverkabelung wird im Planfeststellungsverfahren von der zuständigen Behörde getroffen.

In den folgenden Listen sind die im Bundesbedarfsplangesetz und im Energieleitungsausbaugesetz genannten Pilotprojekte aufgeführt, in denen der Einsatz von Erdkabeln zu prüfen ist.

Bundesbedarfsplangesetz:

- Nr. 6: Höchstspannungsleitung Conneforde – Cloppenburg Ost – Merzen
- Nr. 7: Höchstspannungsleitung Stade – Sottrum – Wechold – Landesbergen
- Nr. 31: Höchstspannungsleitung Wilhelmshaven – Conneforde
- Nr. 34: Höchstspannungsleitung Emden Ost – Conneforde
- Nr. 42: Höchstspannungsleitung Kreis Segeberg – Lübeck – Siems – Göhl

Energieleitungsausbaugesetz:

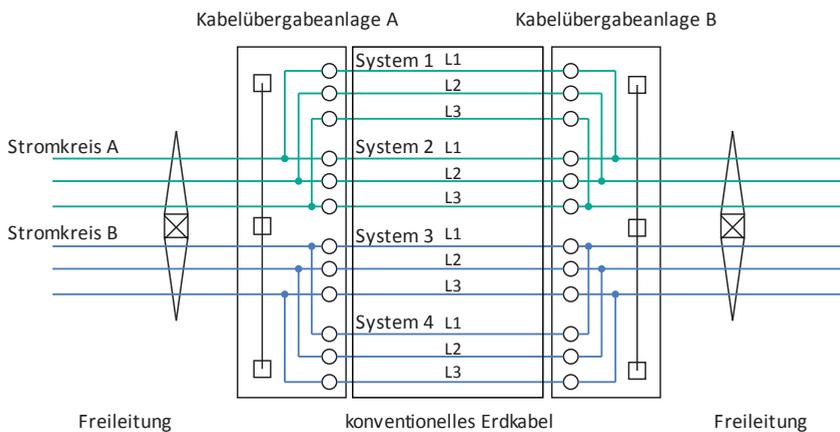
- Abschnitt Ganderkesee – St. Hülfe der Leitung Ganderkesee – Wehrendorf
- Leitung Diele – Niederrhein
- Leitung Wahle – Mecklar
- Abschnitt Altenfeld – Redwitz der Leitung Lauchstädt – Redwitz

- Rheinquerung im Abschnitt Wesel – Uftort der Leitung Niederrhein – Uftort – Osterath
- Leitung Wehrendorf – Gütersloh

### 1.3 Untersuchte Anlage

Abbildung 1.1 zeigt die Übersicht über eine Teilerdverkabelung in konventioneller und supraleitender Ausführung.

#### Option 1 - Teilerdverkabelung durch konventionelle Erdkabel mit 4 Systemen



#### Option 2 - Teilerdverkabelung durch supraleitende Kabel mit 2 Systemen

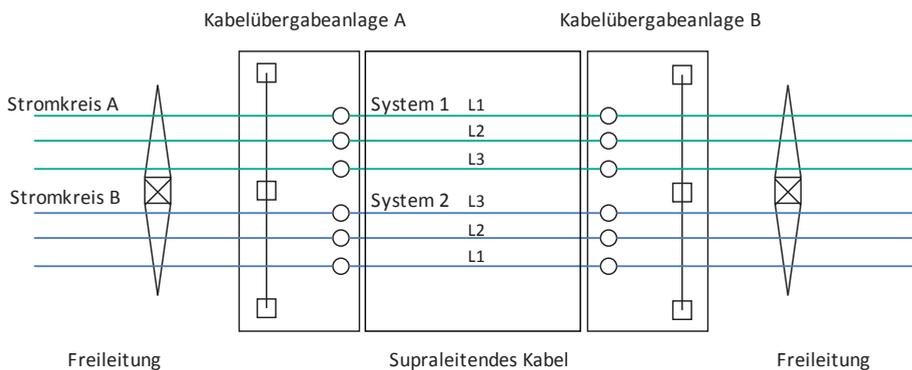


Abbildung 1.1: Übersicht über eine Teilerdverkabelung in konventioneller und supraleitender Ausführung.

Für den Übergang zwischen Freileitung und Kabelstrecke sind auf beiden Seiten eines Kabels sogenannte Endverschlüsse erforderlich. Oft bedarf es weiterer Geräte und Komponenten. All diese Geräte werden in eine Kabelübergangsanlage eingebaut.

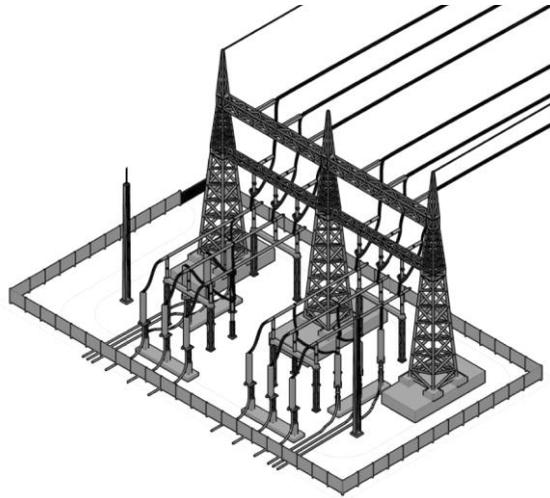


Abbildung 1.2: Darstellung einer Kabelübergangsanlage.

In dieser Studie wird eine supraleitende Kabelanlage beispielhaft für einen bei TenneT genehmigten und derzeit ausgeführten Zwischenverkabelungsabschnitt geplant. Der Abschnitt befindet sich auf der Leitung Diele – Niederrhein nahe der Stadt Haren (Ems). Auf einer Länge von ca. 3,2 km wird die Freileitung durch eine herkömmliche Erdkabelanlage ersetzt. Der Kabelabschnitt ist im Anhang (Abbildung A.17) dargestellt.

### 1.4 Netzanforderungen an das Kabelsystem

Als zentraler Auslegungsparameter für eine Leitung dienen die maximale Strombelastbarkeit und damit die maximal zu übertragende elektrische Leistung. Im deutschen Höchstspannungsnetz werden Neubauleitungen nach den Planungsprämissen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber von 2017 für 3.600 A pro Stromkreis ausgelegt. Die 3.600 A sind besonders für den Notbetrieb einer Leitung gefordert; der übliche Betriebsstrom liegt in der Regel deutlich unter diesem Wert.

Das elektrische Verhalten von erdverlegten Leitungen im Netz sollte idealerweise möglichst nah am bekannten Verhalten der Freileitungen liegen, weil die heute genutzten Geräte, Anlagen, Steuerungen und Betriebskonzepte für Freileitungen ausgelegt sind. Dies betrifft die Impedanz der Leitung, die vor allem keine hohe Kapazität aufweisen

sollte, sowie die natürliche Leistung und das Fehlverhalten bzw. die erforderlichen Schutzeinstellungen.

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die Verfügbarkeit einer Leitung, die maßgeblich von der eingesetzten Technologie abhängt. Die Störungsstatistik der elektrischen Energieversorgung zeigt in den vergangenen Jahren in Deutschland eine konstant bei 99 % liegende Verfügbarkeit mit gemittelten Ausfallzeiten von etwa 15 Minuten pro Jahr. Erdverlegte Leitungstechnologien müssen sich in diesem Punkt an der ausgesprochen hohen Verfügbarkeit der Freileitungen messen lassen. Eine schlechtere Verfügbarkeit einzelner Leitungsabschnitte sollte nicht dazu führen, dass die elektrische Energieversorgung in Deutschland merklich unzuverlässiger wird oder dass weitere Leitungen als zusätzliche Redundanz erforderlich werden.

## **1.5 Leitungstypen im Vergleich**

Diese Studie fokussiert sich auf einen Vergleich der technischen Parameter. Sie betrachtet schwerpunktmäßig die Eigenschaften supraleitender Kabel und stuft diese im Vergleich mit anderen Übertragungstechnologien ein.

Die technischen Eigenschaften der verschiedenen Übertragungstechnologien sind bereits in mehreren Studien aufgeführt. Daher gibt diese Studie darüber nur eine Kurzübersicht. Weitere Informationen bieten die jeweiligen Studien; besonders die DENA-Studie enthält eine ausgezeichnete Übersicht [DEN14]. Ein Vergleich der sozio-ökologischen Eigenschaften, wie der Emission von Feldern, wird ausgespart.

### **1.5.1 Freileitung**

Die Freileitung ist im heutigen deutschen Höchstspannungsnetz mit über 99 % der Gesamtleitungslänge die vorherrschende Übertragungstechnologie. Ihr wesentlicher Nachteil besteht darin, dass sie oberirdisch installiert und aufgrund der erforderlichen Luftabstände und der dadurch beeinflussten Masthöhen teilweise über weite Strecken zu sehen ist.

Die oberirdische Installation und die Nutzung der Luft als Isolierstoff bieten aber auch wichtige Vorteile: Zum einen ist die elektrische Kapazität von Freileitungen relativ gering, zum anderen lassen sich nach einem Defekt Fehlersuche und Reparatur zügig vornehmen, sodass die Leitung schnell wieder in Betrieb gehen kann.

Freileitungsschäden durch das Wettergeschehen und andere oberirdische Ereignisse, wie Mastbruch bei Sturm oder Leiterbruch bei starker Eislast, kommen in Deutschland nur ganz selten vor; Blitzeinschläge bei Gewitter lassen sich meist durch die Automatische Wiedereinschaltung (AWE; auch Kurzunterbrechung genannt) durchfahren.

## 1.5.2 Konventionelle Kabel

Zur Übertragung der geforderten Stromstärke müssen zwei Systeme aus kunststoffisolierten Kabeln pro Stromkreis verwendet werden. Die beiden Systeme werden jeweils in Flachverlegung installiert. Abbildung 1.3 zeigt beispielhaft die Abmessungen einer Kabelanlage.

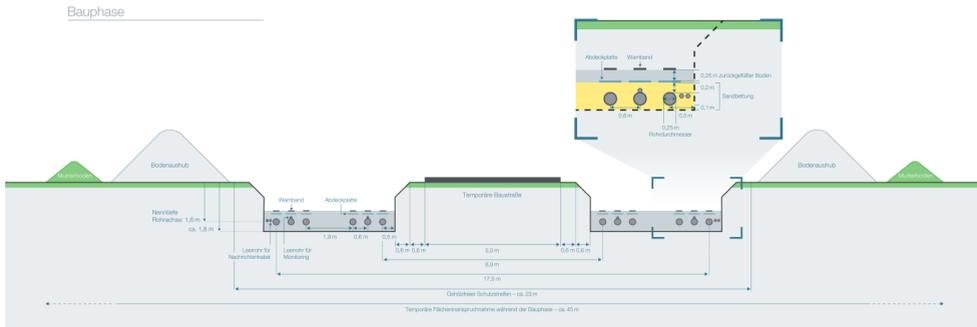


Abbildung 1.3: Übersicht über das Kabelgrabenprofil für zwei Drehstromsysteme auf der 380-kV-Spannungsebene bei Nutzung von Kupferkabeln mit einem Leiterquerschnitt von 2500 mm<sup>2</sup>.

### 1.5.2.1 Auslegung der Erdleitung

Die Breite der Kabelanlage ergibt sich aus der thermischen Auslegung. Die Abwärme, die durch die Verluste im Betrieb entsteht, muss über das Erdreich abgeführt werden, damit die Kabelanlage nicht überhitzt.

Diese Studie gibt als Vergleich nur eine Verlustberechnung an; weitere Details zur Auslegung von kunststoffisolierten Kabelanlagen finden sich in der Literatur.

### 1.5.2.2 Leiterverluste

Der Leiterverlustbelag  $P'_{V,EK,g}$  eines Teilleiters hängt nach Gleichung 1.1 vom Widerstandsbelag  $R'_{EK}$ , der Zahl der Systeme  $n_{SYS}$ , dem Leiterstrom  $I_{PH}$  ab.

$$P'_{V,EK,g} = n_{SYS} \cdot \frac{3 \cdot R'_{EK} \cdot I_{PH}^2}{P'_{V,EK,SYS}} \quad (1.1)$$

Zur Vereinfachung wird für den ohmschen Widerstand nur ein Wert angenommen, der temperaturunabhängig ist und den Skin- sowie den Proximityeffekt berücksichtigt. Die Kabel mit einem Querschnitt von 2500 mm<sup>2</sup> Kupfer besitzen einen Widerstandsbelag  $R'_{EK}$  von 0,0109 Ω/km; daraus ergeben sich die in Tabelle 1.1 angegebenen Verlustleistungen.

Tabelle 1.1: Übersicht über die Wirkverluste bei verschiedenen Belastungsfaktoren für vier Systeme

Kabeltyp	Formelzeichen	Verlustleistung	Verlustleistung	Verlustleistung
		$0,1 \cdot I_N$ in W/m	$0,5 \cdot I_N$ in W/m	$1 \cdot I_N$ in W/m
2XSFL2Y-2500 mm <sup>2</sup>	$P'_{V,EK,g}$	4,2	106,0	423,8
	$P'_{V,EK,SYs}$	1,1	26,5	106,0

### 1.5.2.3 Dielektrische Verluste

Die dielektrischen Verluste  $P_{V,0,EK}$  eines Kabels werden in Gleichung 1.2 berechnet.

$$P_{V,0,EK} = U_{LE}^2 \cdot \omega \cdot C'_{EK} \cdot \tan\delta \quad (1.2)$$

$$C'_{EK} = \frac{\epsilon_{ISO}}{18 \cdot \ln\left(\frac{d_{ISO}}{d_{in,LS}}\right)} \quad (1.3)$$

$U_{LE}$  Leiter-Erde-Spannung  $U_{LE} = U/\sqrt{3}$  (V)

$\omega$  Kreisfrequenz  $\omega = 2\pi f$  (1/s)

$C'_{EK}$  Kapazitätsbelag (F/m)

$\tan\delta$  Verlustfaktor der Isolation nach IEC 60287 Tabelle 3

$\epsilon_{ISO}$  relative Permittivität der Isolation nach IEC 60287 Tabelle 3

$d_{ISO}$  Durchmesser über Isolation ohne äußere Leitschicht (mm)

$d_{in,LS}$  Durchmesser über innerer Leitschicht (mm)

In Tabelle 1.2 sind die sich ergebenden Kapazitätsbeläge und dielektrischen Verluste dargestellt. Die dielektrischen Verluste sind lastunabhängig, damit fallen sie über die gesamte Betriebsdauer an.

Tabelle 1.2: Übersicht über die Kapazitätsbeläge und dielektrischen Verluste für vier Systeme

Kabeltyp	Formelzeichen	Kapazitätsbelag	dielektrische Verluste
		F/m	W/m
2XSFL2Y-2500 mm <sup>2</sup>	$P'_{V,0,EK,g}$	$2,33 \cdot 10^{-10}$	42,4
	$P'_{V,0,EK,SYs}$		10,6

### 1.5.2.4 Übersicht über die Gesamtverluste in Erdkabeln

Die Gesamtverluste, dargestellt in Tabelle 1.3, setzen sich aus den Leiterverlusten und den dielektrischen Verlusten zusammen.

Tabelle 1.3: Übersicht über die Verluste für vier Systeme bei einem Bemessungsstrom von 1,8 kA pro System und einer Trassenlänge von 3200 m für 2500 mm<sup>2</sup> Querschnitt

Verlustkomponente	Formelzeichen	Verlustleistung		
		$0,1 \cdot I_N$	$0,5 \cdot I_N$	$1 \cdot I_N$
Widerstandsverluste	$P_{V,EK,g}$	14 kW	339 kW	1356 kW
Dielektrische Verluste	$P_{V,0,EK,g}$	136 kW	136 kW	136 kW
Gesamtverluste	$P_{V,g}$	149 kW	475 kW	1492 kW

### 1.5.3 Gasisolierte Leitungen

Gasisolierte Leitungen (GIL) stellen eine mögliche Alternative zu VPE-isolierten Kabeln dar. Sie versprechen höhere Übertragungsleistungen pro System und lassen sich daher schmaler bauen.

Bei einer gasisolierten Leitung wird in einem Mantelrohr ein Isoliergas eingesetzt (üblicherweise SF<sub>6</sub>/N<sub>2</sub> mit 10–20 % SF<sub>6</sub> und einem Fülldruck von 7 bar). Der Innenleiter aus Aluminium wird mithilfe von Stützisolatoren aus Epoxidharz in der Mitte des Mantelrohrs fixiert.

Die stromabhängigen Verluste betragen etwa ein Drittel der Verluste von Freileitungen. Dielektrische Verluste sind bei gasisolierten Leitungen vernachlässigbar. Gasisolierte Leitungen weisen eine um den Faktor drei bis vier niedrigere elektrische Kapazität als VPE-Kabel auf. Im Vergleich mit leistungsgleichen Doppelkabelanlagen beträgt die Kapazität der GIL nur etwa ein Siebtel der VPE-Kabelanlage; dadurch sinkt der Kompensationsbedarf für Blindleistung deutlich ab. Grundsätzlich weisen gasisolierte Leitungen ähnliche Betriebseigenschaften wie Freileitungen auf; in Bezug auf Schutz- und Kontrollsysteme besteht kein Unterschied zum Einsatz von Freileitungen. Auch der Betrieb mit automatischer Wiedereinschaltung ist möglich.

Erdverlegte gasisolierte Leitungen werden üblicherweise in einer Tiefe von etwa 1,5 m verlegt. Die Trassenbreite für zwei Systeme beträgt im Betrieb etwa 8 m für zwei GIL-Systeme.

In Deutschland ist eine tunnelverlegte GIL erster Generation von 700 m Länge seit 1976 in Betrieb. Am Flughafen Frankfurt wurde 2010 eine erdverlegte GIL – zwei Systeme mit jeweils 1.800 MVA – von 900 m Länge in Betrieb genommen. 2014 nahmen die Stadtwerke München eine tunnelverlegte GIL von ca. 450 m Länge in Betrieb.

### 1.5.4 Supraleitende Kabel

Supraleitende Kabel versprechen aufgrund der möglichen hohen Stromstärke höchste Übertragungsleistungen. Wichtige Eigenschaften eines supraleitenden Kabels sind die

geringen elektrischen Verluste bei hoher Belastung, die Feldfreiheit aufgrund der magnetischen Schirmung und der geringe Bedarf an Trassenbreite aufgrund der hohen Stromstärke pro Einzelkabel und der aktiven Kühlung. Eine detaillierte Auslegung eines supraleitenden Kabelkonzepts ist im folgenden Kapitel beschrieben.

## 1.6 Umfang der Untersuchungen

Der Umfang der Untersuchungen dieser Studie leitet sich aus der Aufgabe ab, eine technische und wirtschaftliche Bewertung eines supraleitenden 380-kV-Kabels an einem real existierenden Einsatzort vorzunehmen.

Dazu behandelt Abschnitt 1 zunächst den Einsatzort und die daraus abgeleiteten Netzanforderungen, dann mögliche Leitungstypen.

Abschnitt 2 beschreibt den grundlegenden Aufbau des supraleitenden Hochspannungskabels anhand der Funktion und Wirkungsweise aller einzelnen Komponenten. Dazu gehören neben den Kabelkomponenten die Kühlung, die Endverschlüsse und die Verbindung zweier Kabel.

Darauf aufbauend erfolgt in Abschnitt 3 die detaillierte Auslegung inklusive der einzelnen Auslegungsschritte und der verwendeten Parameter und Formeln.

Der Vergleich der elektrischen Leitungsbeläge und der daraus resultierenden wesentlichen Eigenschaften ist in Abschnitt 4 zusammengefasst.

Abschnitt 5 untersucht detailliert die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes eines supraleitenden Kabels und vergleicht sie mit der einer konventionellen Lösung. Dazu gehören eine genaue Beschreibung der Ermittlung der Betriebskosten, basierend auf der Berechnung der Jahresverlustkosten bei verschiedenen Belastungsgraden, sowie eine Übersicht über die Investitionskostenanteile.

Das Ausfallverhalten von supraleitenden Hochspannungskabeln ist in Abschnitt 6 dem von konventionellen Kabeln gegenübergestellt. Neben Fehlerszenarien und Fehlerhäufigkeit werden auch Reparatur- und Ersatzzeilkonzepte betrachtet.

Abschnitt 7 fasst abschließend die Ergebnisse zusammen und bewertet sie.



## 2 Aufbau und Stand der Entwicklung supraleitender Kabelsysteme für 380-kV-Kabelanlagen

### 2.1 Gesamtsystem

Supraleitende Kabelsysteme können eine höhere Stromtragfähigkeit als konventionelle Leitungssysteme besitzen, weil die supraleitenden Materialien hohe Stromdichten von ca. 1.000–10.000 A/mm<sup>2</sup> aufweisen. Demgegenüber haben kupfer- und aluminiumbasierte Leitungssysteme Stromdichten von 1–5 A/mm<sup>2</sup>. Als supraleitende Materialien bieten sich hauptsächlich Bismut-Strontium-Calcium-Kupferoxid (BSCCO) und Yttrium-Barium-Kupferoxid (YBCO) an. Diese Materialien zeichnen sich besonders durch ihre hohen kritischen Ströme sowie die Möglichkeit einer vereinfachten Kühlung mit Flüssigstickstoff<sup>1</sup> aus.

Die erste Generation (1G) der industriell hergestellten Leiter mit BSCCO als supraleitendem Material benötigt einen relativ hohen Anteil von Silber als Matrixmaterial. Dieses Silber bestimmt den Leiterpreis und verhindert dadurch eine industriell wirtschaftliche Fertigung. Leiter mit YBCO als supraleitendem Material hingegen benötigen nur ganz wenig Silber in einer sehr dünnen Schicht zur Stabilisierung. Sie werden als Supraleiter der zweiten Generation (2G) bezeichnet.

Die Skalierung der Prozesse zur industriellen Herstellung wird erfolgreich vorangetrieben. Heute angebotene Leiter haben Stücklängen von bis zu 800 m. Die weltweit rund zehn Hersteller von Leitern aus Hochtemperatur-Supraleiter-Materialien bieten ihre Produkte in Form von dünnen Bändern mit Breiten zwischen 2 mm und 12 mm an [CIG15]. Diese als Tapes oder Bandleiter bezeichneten Leiter lassen sich ohne großen technischen Aufwand für viele elektrische Betriebsmittel verwenden; dazu gehört auch der Einsatz in Kabelsystemen. Während bei Hoch- und Höchstspannungskabeln nur sogenannte Einleiterkabel infrage kommen, werden in der Mittelspannung Dreileiterkabel oder dreiphasig konzentrische Kabel eingesetzt.

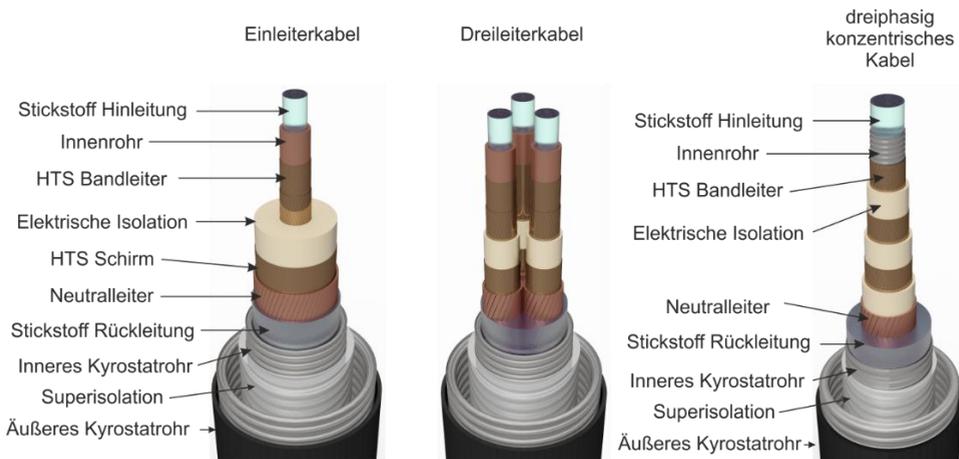
Grundsätzlich wird bei Supraleiterkabeln zwischen kaltem und warmem Dielektrikum unterschieden. Befindet sich die elektrische Isolierung – das Dielektrikum – im Kühlkreislauf und wird daher mitgekühlt, handelt es sich um ein kaltes Dielektrikum.

---

<sup>1</sup> Diese Materialien werden zur Unterscheidung von heliumgekühlten Supraleitermaterialien auch als Hochtemperatur-Supraleiter (HTS) bezeichnet.

Befindet sich die elektrische Isolierung außerhalb des Kühlkreislaufs, handelt es sich um ein warmes Dielektrikum.

Wird die elektrische Isolierung eines Einleiterkabels gekühlt, lässt sich eine magnetische Feldschirmung zum Kabelaufbau hinzufügen, der sogenannte HTS-Shield oder HTS-Schirm. Diese Schirmschicht kann bei entsprechender Auslegung ein äußeres magnetisches Feld vollständig unterdrücken. Bei dreiphasig konzentrischen Kabeln heben sich die magnetischen Felder nach außen auf, wenn die Last symmetrisch verteilt ist. Eine weitere Schirmschicht ist in diesem Fall also nicht notwendig.



	Einleiterkabel	Dreileiterkabel	dreiphasig konzentrisches Kabel
Spannungsebene	Hoch- und Höchstspannung	Mittelspannung	Mittelspannung
Dielektrikum	warm und kalt	kalt	kalt
Supraleiterbedarf für drei Phasen	ähnlich Dreileiterkabel (3 x HTS-Leiter + 3 x HTS-Schirm)	ähnlich Einleiterkabel	am geringsten (3 x HTS-Leiter)
Leitungskryostat für drei Phasen	3 Kryostaten (3 äußere Rohre und 3 innere Rohre)	1 Kryostat (1 äußeres Rohr, 1 inneres Rohr)	1 Kryostat (1 äußeres Rohr, 1 inneres Rohr)

Abbildung 2.1: Schematische Darstellung des Aufbaus und der Einsatzgebiete von Einleiterkabeln, Dreileiterkabeln und dreiphasig konzentrischen Kabeln.

Kabelsysteme mit warmem Dielektrikum können nicht in gleicher Art geschirmt werden. Der Vorteil von Kabeln mit warmem Dielektrikum ist, dass sie sich mit einer konventionellen Isolierung versehen lassen. Außerdem gelangen die dielektrischen Verluste des Kabels nicht ins Kühlmedium und müssen im Gegensatz zum Kabel mit

kaltem Dielektrikum nicht durch die Kälteanlage kompensiert werden. Die folgende Abbildung 2.1 stellt die drei Kabeltypen mit ihren Einsatzgebieten schematisch dar. Im Folgenden geht die Studie, da sie die 380-kV-Spannungsebene untersucht, ausschließlich auf den prinzipiellen Aufbau und auf die geometrischen Abmessungen eines Einleiterkabels ein.

## 2.2 Kabelaufbau

Dieser Abschnitt beschreibt den grundlegenden Schichtaufbau eines Einleiterkabels. Das supraleitende Kabel besteht aus zwei funktionalen Hauptkomponenten: dem Kabelkern und dem Leitungskryostaten. Der Kabelkern übernimmt alle elektrischen Funktionen, wie Stromtransport, elektrische Isolation, magnetische Feldschirmung und Neutralleiter. Der Leitungskryostat dient der thermischen Isolation. Der konkrete Kühlmittelfluss hängt vom Kühlkonzept – einseitige oder beidseitige Kühlmittelzufuhr – und den Kühloptionen ab. Dies ist in Abschnitt 3.1.2.1 näher beschrieben.

### 2.2.1 Former mit Ausgleichsschicht

Das Innenrohr, auch Former genannt, erfüllt drei Aufgaben: Erstens fungiert es als mechanischer Träger für die auf ihm aufgebrachtten einzelnen Schichten, wie Leiterschicht, elektrische Isolationsschicht, HTS-Schirmschicht und Neutralleiter. Zweitens dient es in dieser Studie dem Transport des flüssigen Stickstoffs. Drittens trägt der Former im Kurzschlussfehlerfall einen Teil des Kurzschlussstroms und sorgt damit für die thermische Stabilisierung. Zum Schutz gegen Verformungen und Beschädigungen der Bandleiter wird eine Kombination aus Edelstahlbändern, Metallfolie und Polster (Polycarbonat) auf das gewellte Innenrohr aufgetragen. Diese Studie untersucht zwei Formerkonzepte, detailliert beschrieben in Abschnitt 3.1.

### 2.2.2 HTS-Schicht

Die betrachteten Bandleiter der zweiten Generation weisen einen Schichtaufbau auf, bestehend aus einer Metallfolie von 50–100  $\mu\text{m}$  Dicke als Substrat, einer Pufferschicht aus verschiedenen keramischen Materialien, der Supraleiterschicht von ca. 1–2  $\mu\text{m}$  Dicke beispielsweise aus Yttrium-Barium-Kupferoxid, sowie einer dünnen Silberschicht und einer Kupferstabilisierung. Breiten und Stromdichten variieren je nach Hersteller und betragen 2–12 mm bzw. 250–600 A/cm.

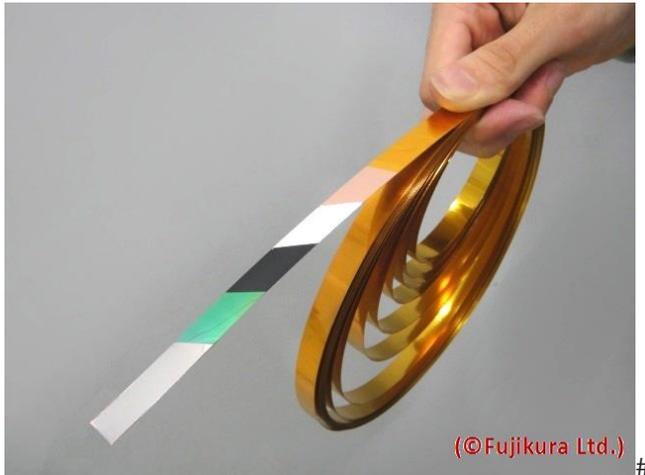


Abbildung 2.2: Darstellung des Schichtaufbaus eines supraleitenden Bandleiters [FU]17].

Die Bandleiter werden möglichst ohne Abstand direkt nebeneinander auf den Former mit Ausgleichschicht gewickelt (Abbildung 3.13). Die Verwendung mehrerer Lagen des supraleitenden Bandleiters ist möglich und wird zur Erhöhung der Stromtragfähigkeit realisiert.

### 2.2.3 Elektrische Isolierung mit Halbleiterschicht

Als elektrisches Isolationsmaterial im flüssigen Stickstoff kommen prinzipiell die zwei Dielektrika Polypropylene Laminated Paper (PPLP™) oder Polyethylen mit hoher Dichte (Tyvek™) infrage. Diese Studie betrachtet ausschließlich Tyvek™ zur elektrischen Isolation, da die dielektrischen Verluste von PPLP™ größer sind [KSN17].

### 2.2.4 HTS-Schirm mit Neutraleiterschicht

Auf dem Dielektrikum ist der Schutzschirm aufgebracht, der ebenfalls aus einem Supraleiter besteht und als Rückleiter verwendet wird. Durch den Strom im Schirm wird das Magnetfeld außerhalb des Kabels vollständig kompensiert. Dadurch treten zwischen den Phasen keine mechanischen Kräfte auf. Um das Magnetfeld um den Leiter vollständig zu kompensieren, wird der supraleitende Schirm wie in Abbildung 2.3 dargestellt als Rückleiter verwendet.

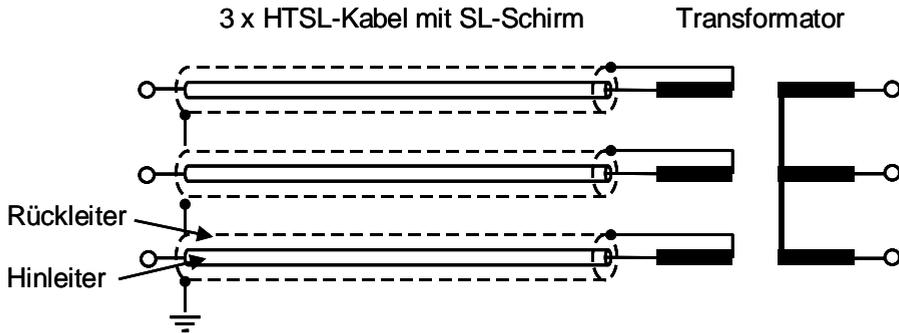


Abbildung 2.3: Schaltbild zur vollständigen Kompensation des Magnetfelds bei einem Einleiterkabel mit kaltem Dielektrikum.

Der Neutraleiter aus Kupfer ist, getrennt durch eine Polsterschicht, um die HTS-Schicht gewickelt. Er dient zur Führung der Lade-, Ableit- und Fehlerströme.

### 2.2.5 Thermische Isolierung – Leitungskryostat mit Superisolation

Der Leitungskryostat umfasst das innere- und äußere Kryostatrohr, die sogenannte Superisolation mit evakuiertem Zwischenraum und einem Polyethylenmantel auf dem äußeren Kryostatrohr. Die Superisolation wird außen auf das innere Kryostatrohr gewickelt und besteht aus zehn bis 30 Lagen Polyesterfolie, die mit Aluminium bedampft ist. Dieser Rohraufbau kann in flexibler oder starrer Form erfolgen. Abbildung 2.4 zeigt die schematischen Schnittansichten des flexiblen und des starren Leitungskryostaten.

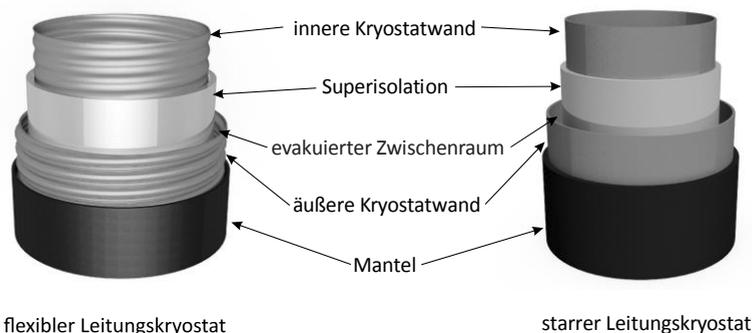


Abbildung 2.4: Darstellung des Aufbaus eines flexiblen und eines starren Leitungskryostaten mit Superisolation.

Der Abstand zwischen dem inneren und dem äußeren Kryostatrohr darf aus thermischen und herstellungstechnischen Gründen nicht zu gering sein. Zwei gegenüberliegende spiralförmig verlaufende Abstandhalter (Spacer) bewirken eine koaxiale Lage der beiden Kryostatrohre. Starre Leitungskryostaten haben gegenüber flexiblen den Vorteil geringer thermischer Verluste [CRY12], [CRY15]. Mit den zwei Leitungskryostatvarianten – flexibel und starr – lassen sich zwei Innenrohrvarianten – Wellrohrkonzept und Hohlleiterkonzept – kombinieren. Diese Studie behandelt alle vier Kombinationen.

### 2.2.6 Endverschluss

Die Endverschlüsse dienen der Anbindung einer Freileitung oder einer Sammelschiene an das supraleitende Kabel und werden an beiden Enden angebracht. Bei supraleitenden Einleiterkabeln wird für jedes Kabel ein separater Endverschluss verwendet. Eine separate redundante Kühlung der Endverschlüsse ist notwendig, um die Kühlkreisläufe thermisch und hydraulisch zu entkoppeln. Aufgaben eines Endverschlusses für supraleitende Kabel sind:

- elektrische Verbindung des supraleitenden Kabels mit dem Netz
- Aufnahme des Temperaturgradienten zwischen Raumtemperatur und der Temperatur des flüssigen Stickstoffs
- Potenzialtrennung
- Ausgleich der Kontraktion beim Abkühlen und Erwärmen

Der Aufbau eines Endverschlusses ist in Abbildung 2.5 dargestellt. Im vertikalen Teil befinden sich der Anschluss an das konventionelle Netz und die Hochspannungsisolation. Die Hochspannungsisolation enthält die Stromzuführung, die den Temperaturgradienten aufnimmt. Im horizontalen Teil befinden sich die Verbindung des konventionellen Leiters mit dem Supraleiter sowie die Verbindung zum Kühlsystem und die Einspeisung des flüssigen Stickstoffs in das Kabel. Zwischen dem Kabel und dem Kühlsystem liegt die Potenzialtrennung für den Stickstoff, der sich im Kabel auf Hochspannungspotenzial befindet.

Die Endverschlüsse für die untersuchte Spannungsebene von 380 kV wurden bis jetzt in keinem Projekt realisiert.

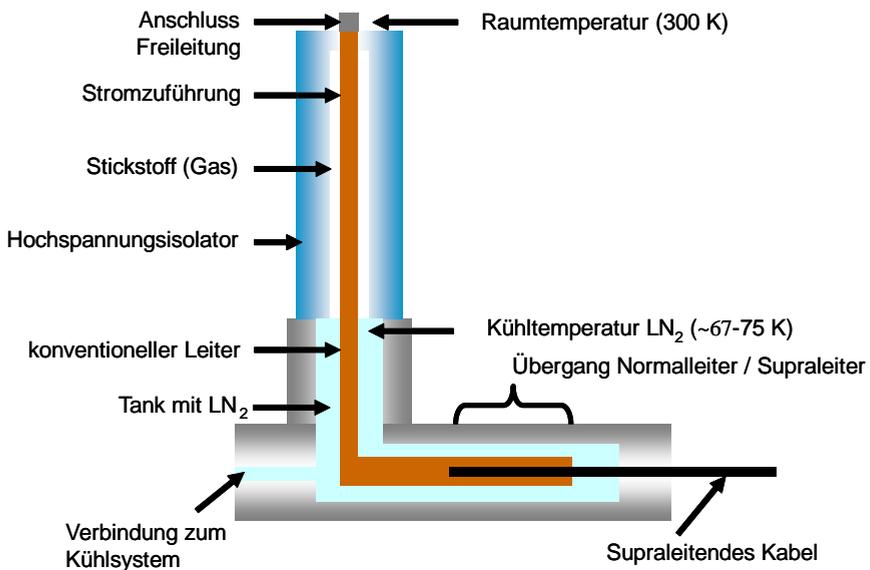


Abbildung 2.5: Schematische Darstellung eines Endverschlusses für supraleitende Hochspannungskabel.

### 2.2.7 Muffe

Um Teilstücke einer supraleitenden Kabelanlage zu verbinden, werden Muffen verwendet. Diese werden ebenfalls aus supraleitenden Bandleitern hergestellt.

### 2.2.8 Weiterentwicklung

Wie in Tabelle 2.1 dargestellt, wurden bereits viele supraleitende Kabel im Netz erfolgreich getestet. Das Kabel mit der längsten dauerhaften Betriebszeit ohne Unterbrechung ging im April 2018 in Essen in Betrieb. Es hat eine Länge von 1 km, eine Spannung von 10 kV und eine Leistung von 40 MVA.

Tabelle 2.1: Übersicht über ausgewählte supraleitende Kabel im Netzeinsatz

Ort, Hersteller	Jahr	Länge	Supraleiter	Daten
Essen, Nexans	2014	1000 m	BSCCO	10 kV, 40 MVA
Yokohama, Sumitomo	2013	250 m	BSCCO	66 kV, 200 MVA
New York, Ultera	2013	300 m	REBCO	13,8 kV, 96 MVA
Long Island, Nexans	2012	600 m	BSCCO/REBCO	138 kV, 574 MVA
Icheon, LS Cable	2011	500 m	REBCO	22,9 kV, 50 MVA

Als Hochtemperatur-Supraleiter werden Bandleiter auf der Basis von BSCCO oder REBCO-Verbindungen eingesetzt. BSCCO-Bandleiter in guter Qualität werden nur noch von einem Hersteller gefertigt, nämlich Sumitomo. Seit einigen Jahren stellen jedoch immer mehr Unternehmen REBCO-Bandleiter her und bieten sie kommerziell an. Tabelle 2.2 gibt dazu eine Übersicht. Die Hersteller unterscheiden sich vor allem in den Fertigungsverfahren und den verwendeten Materialzusammensetzungen.

Tabelle 2.2: Übersicht über Hersteller von REBCO-Bandleitern

Name	Land	I <sub>c</sub> (77K, sf)/cm	Einzelstücklänge
AMSC	USA	400-500 A	einige 100 m
Bruker	Deutschland	~ 400 A	bis zu 300 m
d-nano	Deutschland	> 250 A	> 100 m
Fujikura	Japan	400-500 A	bis zu 1000 m
Shanghai Creative Superconductors	China	300-500 A	einige 100 m
Shanghai Superconductors	China	300-600 A	bis zu 300 m
STI	USA	250-500 A	-
Sunam	Korea	300-500 A	bis zu 1000 m
Superpower/Furukawa	USA	200-300 A	einige 100 m
Superox	Russland/Japan	bis 400 A	bis 300 m
Theva	Deutschland	500-600 A	einige 100 m

Kommerziell verfügbare Stromdichten liegen bereits vielfach höher als 500 A pro cm Leiterbreite bei einer Temperatur von 77 K und im Eigenmagnetfeld. Um die Kosten für die Leiter von verschiedenen Herstellern miteinander zu vergleichen, werden sie üblicherweise in € pro kA Stromtragfähigkeit angegeben und auf eine Einheitslänge von 1 m bezogen. Dabei schwanken die Kosten bei einer Temperatur von 77 K je nach Spezifikation und Hersteller stark zwischen 50 €/kA m und über 200 €/kA m. Zum Vergleich: Kupfer mit einer Stromdichte von 1 A/mm<sup>2</sup> kostete in den vergangenen Jahren zwischen 20 €/kA m und 60 €/kA m. Noch sind die meisten Hersteller auf Fertigungskapazitäten von unter 100 km pro Jahr festgelegt. Eine weitere Hochskalierung der Fertigung wird eine signifikante Kostenreduktion ermöglichen, da der Materialkostenanteil gering ausfällt. Für die Zukunft ist eine weitere Erhöhung der Stromtragfähigkeiten zu erwarten, da im Labormaßstab bereits mehr als 1500 A/cm kritische Stromdichte realisiert wurden. Als Einzelstücklängen der Leiter sind bisher nicht mehr 1000 m verfügbar. Mehrere Hersteller verfügen allerdings über ein Verfahren, zwei Leiter niederohmig miteinander zu verbinden, sodass sich nahezu beliebige Längen herstellen lassen.

Neben Weiterentwicklungen und einer laufenden Kostenreduktion bei der Bandleiterherstellung besitzen Verbesserungen der Leitungskryostaten großes Potenzial, um supraleitende Übertragungssysteme voranzubringen. Wie in den folgenden Abschnitten erläutert, haben die Leitungskryostatverluste einen großen Anteil an den Gesamtverlusten der Anlage.



### 3 Konzeptionelles Design supraleitender Kabelsysteme für den Einsatz im 380-kV-Netz

Ziel dieses Abschnitts ist die Auslegung eines Kabeldesigns, das die Netzanforderungen erfüllt. Zudem werden über die Variation von Konstruktionsparametern und Kühlkonzepten die Designgrenzen bestimmt. Bei den Konstruktionsparametern werden drei Nenndurchmesser des Formers betrachtet: DN 32, DN 40 und DN 50. Weiterhin werden zwei Formerkonzepte auf ihre Kurzschlussfestigkeit untersucht, wobei die drei vorgestellten Nennweiten berücksichtigt werden. Bei den Kühlkonzepten sind einseitige und beidseitige Kühlmittelzufuhr zu unterscheiden. Mit den beiden zu untersuchenden Kühlkonzepten ergeben sich somit insgesamt zwölf Kabeldesigns. Alle Kabeldesigns werden auf hydraulische, elektrische und thermische Eigenschaften untersucht; die Designgrenzen werden in Abhängigkeit vom Massenstrom des Kühlmittels betrachtet.

In Abschnitt 1.4 sind die Netzanforderungen an das Kabelsystem dargelegt. Dazu gehören eine Stromtragfähigkeit von 3,6 kA und eine Trassenlänge von 3,2 km. Weitere Betriebsparameter sind die Nennspannung von 380 kV, die Bemessungsspannung von 420 kV und der Dauerkurzschlussstrom von 63 kA für eine Kurzschlussdauer von 300 ms. Eine Übersicht über die Betriebsparameter bietet Tabelle 3.1.

Tabelle 3.1: Übersicht über die vorgegebenen Betriebsparameter für die Teilerdverkabelung

Bezeichnung	Symbol	Werte
Bemessungsspannung	$U_m$	420 kV
Nennspannung	$U_N$	380 kV
Bemessungsstrom	$I_r$	3,6 kA
Dauerkurzschlussstrom	$I''_{kQ}$	63 kA
Fehlerklärungszeiten	$t_{KS}$	300 ms

Zu beachten ist, dass im Gegensatz zur konventionellen Kabelanlage in Abschnitt 1.4 der Bemessungsstrom anders gewählt wird. Konventionelle Kabel können aufgrund ihrer thermischen Kapazität eine relativ große Überlast für einige Stunden führen. Bei supraleitenden Kabeln ist eine solche Überlast nicht möglich, daher muss der Bemessungsstrom exakt definiert werden.

Abschnitt 3.2 untersucht die Kabeleigenschaften hinsichtlich der resistiven, induktiven und kapazitiven Ersatzkenngrößen. Zudem erfolgt eine detaillierte Verlustberechnung eines Kabeldesigns. Der Einfluss der zusätzlichen thermischen Stabilisierung des Hohlleiterkonzepts wird in Abschnitt 3.3 analysiert. Eine zusammenfassende Darstellung des finalen Kabeldesigns findet sich in Abschnitt 3.4. Anhand des finalen Kabeldesigns entwickelt Abschnitt 3.5 ein exemplarisches Kühlsystem und beschreibt zentrale Vorgänge. Die verschiedenen Arten, den Eigenbedarf für die Kühlung zu decken, werden in Abschnitt 3.6 erläutert.

## 3.1 Kabelaufbau

Der Abschnitt Kabelaufbau behandelt die Erstellung der Kabelgeometrie, die Berechnung der Temperatur und der Druckverläufe sowie die Bestimmung des Supraleiterbedarfs.

### 3.1.1 Geometrie

Für ein supraleitendes Kabel sind die Funktionen der einzelnen Schichten und deren Materialien im Abschnitt 3.2 detailliert beschrieben. In diesem Abschnitt wird der konkrete Schichtaufbau für weitere Berechnungen festgelegt. Dazu wird die elektrische Isolationsdicke anhand von maximalen elektrischen Feldstärken ausgelegt. Die Dicke der elektrischen Isolation wird iterativ so bemessen, dass eine Auslegungsfeldstärke von 12,5 kV/mm an der inneren Leitschicht und 6,5 kV/mm an der äußeren Leitschicht erreicht wird. Diese Auslegungsfeldstärke wurde von konventionellen 380-kV-Kabelsystemen übernommen [Sta17]. Zur Berechnung der elektrischen Feldstärke dient die Gleichung 3.1.

$$\vec{E}(r) = \frac{U_0}{r \cdot \ln\left(\frac{r_a}{r_i}\right)} \cdot \vec{e}_r \quad (3.1)$$

$\vec{E}(r)$	elektrische Feldstärke	(V/m)
$U_0$	Betriebsspannung 420 kV	(V)
$r$	Radius an der gesuchten Stelle ( $r = r_i$ bzw. $r = r_a$ )	(m)
$r_a$	Außenradius (z.B. äußere Leitschicht)	(m)
$r_i$	Innenradius (z.B. innere Leitschicht)	(m)

Zur Berechnung der elektrischen Feldstärke werden die Dicke bzw. der Außendurchmesser  $r_a$  der elektrischen Isolation sowie der Innendurchmesser  $r_i$  der Isolation

benötigt. Dieser entspricht unter Vernachlässigung der Halbleiterschicht dem Außendurchmesser des Formers. Der Außendurchmesser des Formers wiederum variiert je nach Nenndurchmesser von DN 32, DN 40 und DN 50 sowie je nach Wahl des Formerkonzepts – Hohlleiterkonzept oder Wellrohrkonzept. In Tabelle 3.4 und Tabelle 3.5 sind die Außendurchmesser der Formervarianten in Abhängigkeit von den Nennweiten aufgelistet. Abschnitt 3.1.2.3 erläutert weitere Details zu den Formerkonzepten. Die berechneten elektrischen Feldstärken in Abhängigkeit von der Nennweite des Innenrohrs des Hohlleiterkonzepts sind in Tabelle 3.2 aufgelistet.

Tabelle 3.2: Übersicht über die elektrischen Feldstärken in Abhängigkeit von der Nennweite des Innenrohrs des Hohlleiterkonzepts und der elektrischen Isolationsdicke.

Nennweite Innenrohr	DN 32	DN 40	DN 50
Dicke der elektrischen Isolation (Tyvek™)	25,85 mm	24,15 mm	24,25 mm
Elektrische Feldstärke – äußere Leitschicht	5,6 kV/mm	6,3 kV/mm	6,5 kV/mm
Elektrische Feldstärke – innere Leitschicht	12,5 kV/mm	12,5 kV/mm	11,9 kV/mm

Nach der Auslegung der Dicke der elektrischen Isolation werden die weiteren Schichten des Kabelkerns schichtweise konstruiert. Auf die Beschreibung des Formers und der elektrischen Isolation folgen im Aufbau des Kabelkerns die HTS-Schirmschicht und die Neutralleiterschicht. Für die HTS-Schirmschicht, beschrieben in Abschnitt 3.1.4, wird eine Schichtdicke von 0,2 mm angenommen; dies entspricht etwa der Dicke einer Lage supraleitenden Bandleiters [FUJ17]. Für die Neutralleiterschicht wird eine Stärke von 2 mm angenommen; damit ergibt sich eine Mindestquerschnittsfläche von etwa 600 mm<sup>2</sup>. Abschnitt 3.3 zeigt, dass diese Querschnittsfläche in Zusammenhang mit der Kühlung dem maximalen Kurzschlussstrom standhält. Eine detaillierte Auslegung und Optimierung der Neutralleiterschicht gehören nicht zu dieser Studie.

Zur vollständigen Beschreibung des Kabeldesigns folgt auf die Beschreibung des Kabelkerns die Auslegung des Leitungskryostaten. Dabei wird angenommen, dass der Leitungskryostat den in Abschnitt 2.2.5 beschriebenen Aufbau besitzt. Demnach werden die Wellrohrabmessungen aus Tabelle 3.5 verwendet. Der Abstand zwischen dem inneren und dem äußeren Kryostatrohr ergibt sich aus den diskreten Abstufungen der normierten Nennweiten (DN 80, DN 100, DN 125 usw.). Als Mindestabstand zwischen den Kryostatrohren wird ein Abstand von 10 mm angenommen [CRY12]. Wie ein konventionelles Erdkabel ist auch das supraleitende Kabel von einer PE-Mantelschicht umgeben. Für diese wird eine Schichtdicke von 5 mm angenommen [Süd16].

In Abbildung 3.1 sind der Viertelschnitt und die Durchmesser eines konzeptionellen Einleiterkabels im Hohlleiterkonzept dargestellt. Dieses Einleiterkabel wird mit drei möglichen Nennweiten untersucht, um Einflussgrößen auf Temperatur und Druckverlauf sichtbar zu machen.

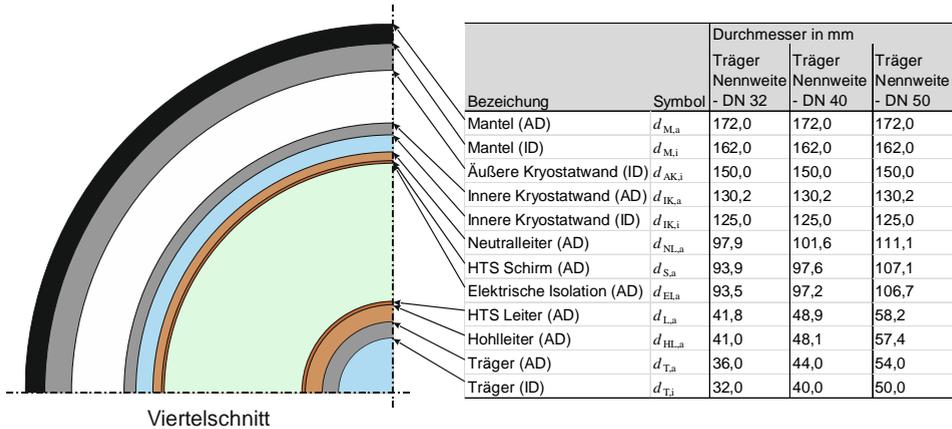


Abbildung 3.1: Schematische Darstellung im Viertelschnitt und Durchmesser der untersuchten Kabel mit Innenrohr (Hohlleiterkonzept). (ID – Innendurchmesser, AD – Außendurchmesser).

Mit der Gleichung 3.1 wird auch die elektrische Isolation des Wellrohrkonzepts ausgelegt. Die Ergebnisse der Auslegung der elektrischen Isolation des Wellrohrkonzepts sind in Tabelle 3.3 dargestellt.

Tabelle 3.3: Übersicht über die elektrische Feldstärke in Abhängigkeit vom Innenrohrdurchmesser (Wellrohrkonzept) und der elektrischen Isolationsdicke

Nennweite Innenrohr	DN 32	DN 40	DN 50
Dicke der elektrischen Isolation (Tyvek™)	28,25 mm	25,5 mm	24,0 mm
Elektrische Feldstärke – äußere Leitschicht	4,8 kV/mm	5,7 kV/mm	6,5 kV/mm
Elektrische Feldstärke – innere Leitschicht	12,5 kV/mm	12,5 kV/mm	12,3 kV/mm

In Abbildung 3.2 sind der Viertelschnitt und die Durchmesser eines konzeptionellen Einleiterkabels mit Wellrohrkonzept dargestellt.

Weitere funktionale Schichten, wie Polster und Halbleiterschichten, werden aufgrund ihrer geringen Schichtdicken vernachlässigt. Die dargestellten Abmessungen bilden die Grundlage für die im folgenden Abschnitt ausgeführten hydraulischen und thermischen Berechnungen.

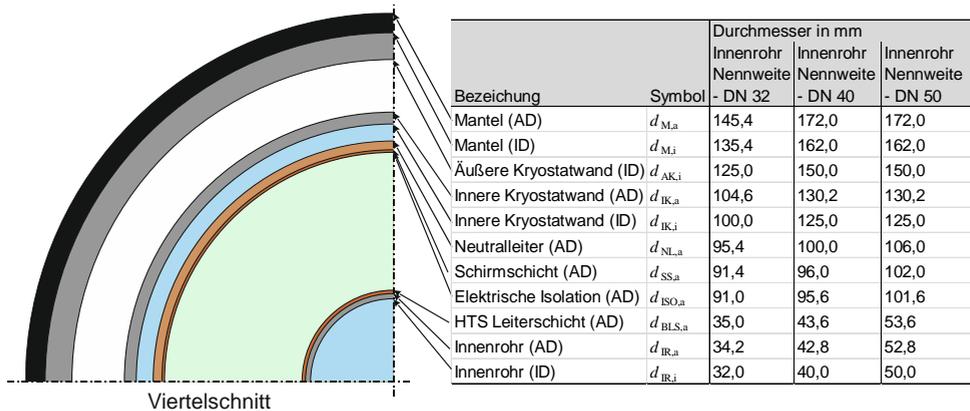


Abbildung 3.2: Schematische Darstellung im Viertelschnitt und Durchmesser der untersuchten Kabel mit Innenrohr (Wellrohrkonzept). (ID – Innendurchmesser, AD – Außendurchmesser).

## 3.1.2 Temperaturverlauf, Massenstrom und Druckabfall

### 3.1.2.1 Arbeitsbereich

Die Auslegung des Supraleiterkabels umfasst eine hydraulische, eine elektrische und eine thermische Betrachtung. Entscheidend für die Beurteilung konstruktiver Einflüsse auf die drei genannten Auslegungskriterien ist der Arbeitsbereich des supraleitenden Kabels. Grundsätzlich muss der Arbeitsbereich oberhalb der Siedelinie des flüssigen Stickstoffs liegen, damit sich kein Gas bildet. Eine Gasbildung muss unbedingt vermieden werden, da es sonst zum Spannungsdurchschlag kommen kann. Beim Unterschreiten der Siedelinie steigt das Volumen des Stickstoffgases bei einem Mindestbetriebsdruck von 3 bar um den Faktor 120. Erreicht die Temperatur des Stickstoffgases den Wert 300 K (Umgebungstemperatur, 3 bar) expandiert das Volumen um den Faktor 800 [VDI113].

Der kritische Punkt von Stickstoff liegt bei  $-146,95^{\circ}\text{C}$  (126,2 K) und 33,9 bar mit einer Dichte von  $0,314\text{ g/cm}^3$ . Vom überkritischen Bereich, der sich oberhalb dieser Werte einstellt und in dem nicht mehr zwischen flüssigem und gasförmigem Stickstoff unterschieden werden kann, bleibt der für diese Auslegung gewählte Bereich weit entfernt. Der maximale Betriebsdruck ist abhängig vom jeweils zulässigen Druck im Former und im inneren Kryostatrohr. Typische Werte dafür liegen bei 15–20 bar [CRY12]. Bei Überschreiten des zulässigen Betriebsdrucks setzt eine plastische Längsverformung des Wellrohrs ein. Der Berstdruck muss nach Norm „DIN EN 10380. Rohrleitungen – Gewellte Metallschläuche und Metallschlauchleitungen“ um den Faktor vier höher als der maximale Betriebsdruck liegen [DIN80]. Weitere Details zum Wellrohr folgen im Abschnitt 3.1.2.3.

Die natürliche untere Grenze für die Temperatur ist durch den Erstarrungspunkt von Stickstoff bei 63,05 K gegeben. Um einen ausreichenden Abstand davon zu gewährleisten, wird eine praktische untere Temperaturgrenze von 68 K definiert. Solche Temperaturen lassen sich mit einem sogenannten Subcooler erreichen; dessen Aufbau und Funktionsprinzip sind in Abschnitt 3.5 erklärt. Als obere Temperaturgrenze werden 78 K definiert, um einen ausreichenden Sicherheitsabstand zur Siedelinie sicherzustellen. Der maximale Betriebsdruck ergibt sich damit durch den Kryostaten. Für den Arbeitsbereich muss aber auch ein minimaler Betriebsdruck definiert werden. Dieser ergibt sich aus der Verdampfung des flüssigen Stickstoffs bei zu geringem Druck entlang der Siedelinie. Um jederzeit einen sicheren Abstand von der Verdampfung zu gewährleisten, wird der minimale Betriebsdruck auf 3 bar festgelegt. Abbildung 3.3 zeigt den definierten Arbeitsbereich und die Siedelinie in Abhängigkeit von Temperatur und Druck.

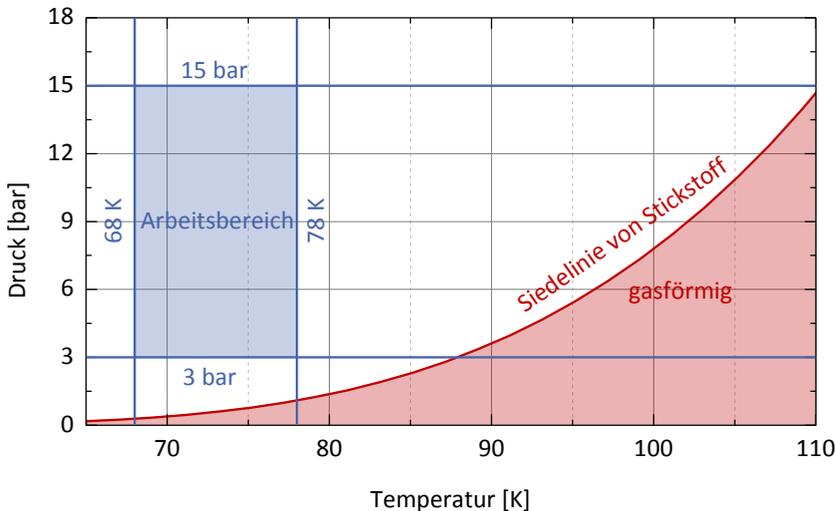


Abbildung 3.3: Darstellung des definierten Arbeitsbereichs und der Siedelinie von Stickstoff in Abhängigkeit von Temperatur und Druck. Die Siedelinie trennt den flüssigen (oben) vom gasförmigen (unten) Zustandsbereich des Stickstoffs.

Innerhalb eines flüssigkeitsdurchströmten Rohrs oder Kryostaten entsteht über die Länge ein Druckabfall. Dieser Druckabfall darf aufgrund des gewählten Arbeitsbereichs für flüssigen Stickstoff (maximaler Druck 15 bar, minimaler Druck 3 bar) über die gesamte Länge des Kabels 12 bar nicht übersteigen.

Ein grundlegender Parameter bei der Auslegung von supraleitenden Kabeln ist der Massenstrom  $\dot{m}$ . Dieser gibt an, wie viel Masse Stickstoff pro Zeiteinheit durch das Kabel strömt und thermische Energie aufnehmen kann. Typische Werte für den Massenstrom  $\dot{m}$  sind 0,5 bis 1,0 kg/s.

### 3.1.2.2 Kühlkonzepte

Bei Einleiterkabeln für eine Drehstromanwendung lassen sich zwei Kühlkonzepte unterscheiden: einseitige Kühlung und beidseitige Kühlung. Bei der einseitigen Kühlung erfolgt die Hinleitung des Stickstoffs in zwei Kabeln. Die Rückleitung geschieht, allerdings mit doppeltem Massenstrom, durch ein drittes Kabel. Damit ergibt sich in dieser Untersuchung ein maximaler Massenstrom von  $2\dot{m} = 2,0 \text{ kg/s}$  für die Rückleitung in einem einzelnen Kabel. Abbildung 3.4 stellt die einseitige Kühlung schematisch dar.

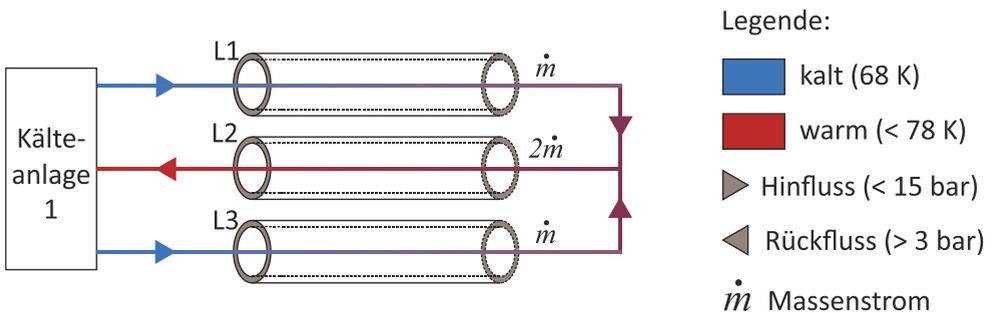


Abbildung 3.4: Schematische Darstellung der einseitigen Kühlung für ein Kabelsystem mit Einleiterkabel.

Bei der beidseitigen Kühlung werden zwei Kälteanlagen eingesetzt, die an den beiden Kabelenden platziert sind. So wird der Stickstoff an beiden Kabelenden mit einer Temperatur von 68 K und einem Betriebsdruck von 15 bar eingespeist. Dies erlaubt für Hin- und Rückleitung die Nutzung des gesamten Arbeitsbereichs und ermöglicht größere Trassenlängen als die einseitige Kühlmittelzufuhr. Die Aufteilung des Massenstroms in Hin- und Rückleitung bleibt unverändert. Damit wird die maximale hydraulische Trassenlänge durch die Rückleitung mit  $2\dot{m}$  bestimmt, während die maximale thermische Trassenlänge durch die Hinleitung mit  $\dot{m}$  begrenzt wird. In Abbildung 3.5 ist die beidseitige Kühlung schematisch dargestellt.

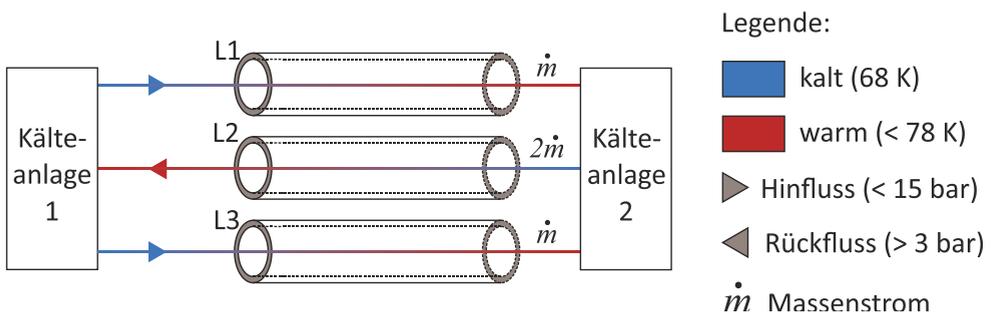


Abbildung 3.5: Schematische Darstellung der beidseitigen Kühlung für ein Kabelsystem mit Einleiterkabel.

### 3.1.2.3 Hydraulische Betrachtung

Die hydraulische Betrachtung des supraleitenden Kabeldesigns untersucht den Druckabfall entlang des Kabels bzw. des Formers. Der Former erfüllt zwei Funktionen: Erstens dient er zur Stickstoff-Hinleitung. Zweitens wird er im Fehlerfall dazu eingesetzt, einen Teil des Kurzschlussstroms zu transportieren.

Diese Studie untersucht zwei Formerkonzepte: das Hohlleiterkonzept und das Wellrohrkonzept. Bisher realisierte Projekte mit supraleitenden Kabelsystemen verwenden für den Formeraufbau gewellte Edelstahlrohre. Der Vorteil eines Wellrohrs ist seine größere Flexibilität aufgrund des geringen Biegeradius. Anders als bei einem einfachen Wellrohr bedingt die spiralförmige Struktur einen geringeren Druckverlust und einen größeren Wärmeübergangskoeffizienten [Kau71]. Zur Herstellung des Wellrohrs wird ein schmales Edelstahlblech zu einem Rohr gebogen, anschließend längsverschweißt und über Walzen in die gewünschte spiralförmige Wellform gebracht. Dieser Herstellungsprozess ist relativ einfach und damit kostengünstig. Dieses Formerkonzept eignet sich nicht dazu, im Fehlerfall hohe Kurzschlussströme zu kompensieren.

Zur Erhöhung der Kurzschlussstromfestigkeit wird in dieser Studie eine zusätzliche Kupferschicht um einen Träger konstruiert. Der spiralförmige Träger hat eine Stärke von 2 mm und ist flexibel, sodass er eine Biegung des Kabels zulässt. Die zusätzliche Kupferschicht besteht aus Kupferdrähten, die in der Summe eine Querschnittsfläche von 300 mm<sup>2</sup> ergeben. In Abhängigkeit vom Trägerdurchmesser variiert die Hohlleiterstärke, das heißt die Dicke der zusätzlichen Kupferschicht. Diese Konstruktion des Hohlleiterkonzepts ist an ein konventionelles Ölinnendruckkabel angelehnt [ESE75]. Weitere Details zur Kurzschlussberechnung und zum Einfluss der Kupferstabilisierung sind in Abschnitt 3.3 dargelegt.

Die Norm „DIN EN 10380. Rohrleitungen – Gewellte Metallschläuche und Metallschlauchleitungen“ definiert die Durchmesser der Wellrohre mit einer Nennweite von DN 20 bis DN 300 [DIN80]. In dieser Studie werden neben den spiralförmigen Wellrohren auch die Trägerdurchmesser des Hohlleiterkonzepts auf diese Nennweiten bezogen.

Tabelle 3.4 zeigt die Abmessungen eines mit Kupfer zusätzlich stabilisierten Hohlleiters.

Tabelle 3.4: Abmessungen des Hohlleiters mit Träger für genormte Nennweiten

Nennweite	Innendurchmesser	Außendurchmesser	Hohlleiter- stärke	Trägerstärke	Oberfläche
	$d_i$	$d_a$	t	s	$A_w$
	mm	mm	mm	mm	m <sup>2</sup> /m
32	32,0	41,0	2,5	2	0,1125
40	40,0	48,1	2,05	2	0,1336
50	50,0	57,4	1,7	2	0,1673

Eine schematische Darstellung des Hohlleiterkonzepts bietet Abbildung 3.6.

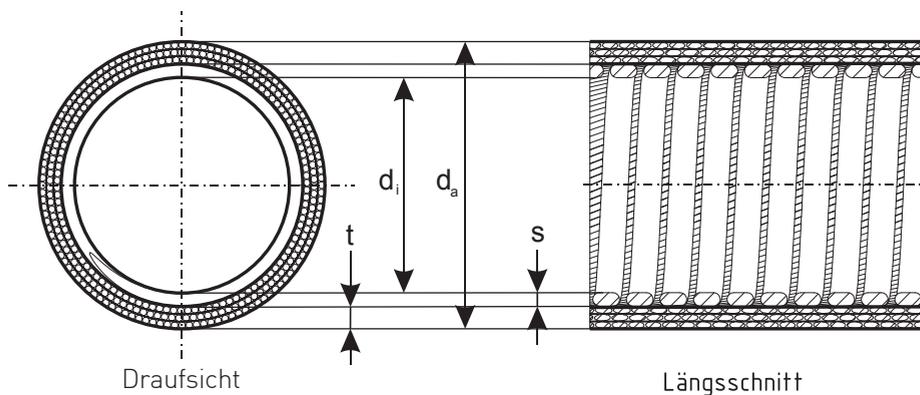


Abbildung 3.6: Schematische Darstellung eines Innenrohrs (Hohlleiterkonzept).

Im Folgenden wird die maximale Nennweite für die Wellrohre auf DN 150 begrenzt. Genauere Informationen zu den Werkstoffen, die für tiefe Temperaturen geeignet sind, finden sich in „DIN EN 13480-2 – Metallische industrielle Rohrleitungen“ [DIN48]. In Tabelle 3.5 sind die Abmessungen der spiralförmigen Wellrohre für genormte Nennweiten aufgelistet. Abbildung 3.7 bietet eine schematische Darstellung eines spiralförmigen Wellrohrs.

Tabelle 3.5: Abmessungen der spiralförmigen Wellrohre für genormte Nennweiten für das Innenrohr und die innere Kryostatwand [DIN80]

Nennweite	Innendurchmesser	Außendurchmesser	Wellenabstand	Wellentiefe	Wandstärke	Oberfläche
	$d_i$	$d_a$	T	t	s	$A_w$
	mm	mm	mm	mm	mm	m <sup>2</sup> /m
20	20,0	22,0	4,8	1,0	0,3	0,0686
25	25,0	27,2	5,3	1,1	0,3	0,0858
32	32,0	34,2	5,6	1,1	0,4	0,1125
40	40,0	42,8	6,8	1,4	0,5	0,1336
50	50,0	52,8	7,2	1,4	0,5	0,1673
65	65,0	68,4	8,6	1,7	0,6	0,2165
80	80,0	84,0	9,8	2,0	0,8	0,2635
100	100,0	104,6	11,4	2,3	0,8	0,3326
125	125,0	130,2	12,8	2,6	1,0	0,4148
150	150,0	156,0	15,0	3,0	1,0	0,5060

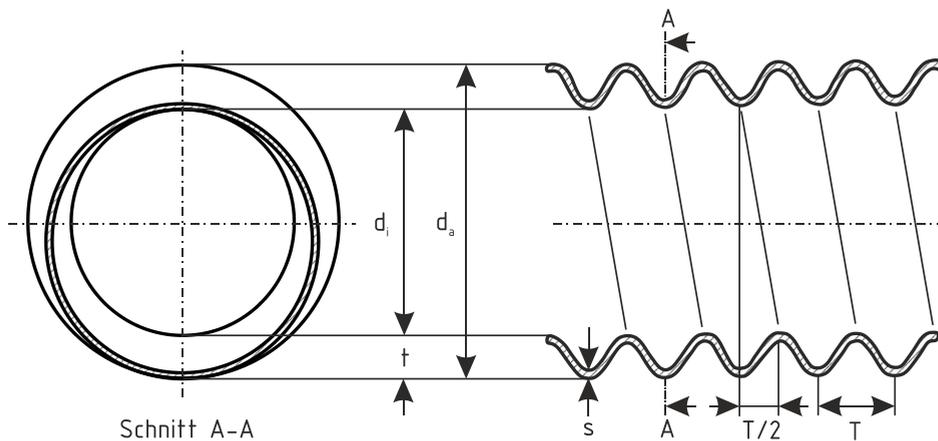


Abbildung 3.7: Schematische Darstellung eines spiralförmigen Wellrohrs.

Für die Berechnung des Druckverlusts innerhalb eines spiralförmigen Wellrohrs gibt es in der Literatur bis jetzt noch keinen allgemeingültigen Ansatz [JHH15]. In dieser Arbeit wird sowohl für das Hohlleiterkonzept als auch für das Wellrohrkonzept der Druckverlust mithilfe der nach Bernoulli umgeformten [Kau70] Darcy-Weisbach-Gleichung für ein ebenes glattes Rohr nach Gleichung 3.2 berechnet [Sha14]. Die Rohrreibungszahl  $\lambda_{IR}$  wird nach Karman-Nikuradse in Gleichung 3.3 bestimmt [Det04].

$$\Delta p_{\text{IR}} = \frac{\lambda_{\text{IR}} \cdot l_{\text{IR}}}{d_{\text{IR},i}} \cdot \frac{\rho_{\text{LN}}}{2} \cdot v_{\text{IR}}^2 \quad (3.2)$$

Benötigte Kennzahlen und deren Parameter:

$$Re_{\text{IR}} = \frac{v_{\text{IR}} \cdot d_{\text{IR},i} \cdot \rho_{\text{LN}}}{\eta_{\text{LN}}} \quad (3.3)$$

$$\frac{1}{\lambda_{\text{R}}} = 2 \cdot \log_{10} \left( \frac{Re_{\text{IR}} \cdot \sqrt{\lambda_{\text{R}}}}{2,51} \right) \quad (3.4)$$

$$v_{\text{IR}} = \frac{\dot{m}}{\rho_{\text{LN}} \cdot A_{\text{IR}}} = \frac{\dot{m}}{\rho_{\text{LN}} \cdot \left( \frac{\pi \cdot d_{\text{IR},i}^2}{4} \right)} \quad (3.5)$$

$\Delta p_{\text{IR}}$	Druckverlust im Innenrohr	(Pa)
$Re_{\text{IR}}$	Reynold-Zahl im Innenrohr	
$\lambda_{\text{IR}}$	Rohrreibungszahl	
$l_{\text{IR}}$	Länge des Rohrs	(m)
$d_{\text{IR},i}$	Innendurchmesser des Innenrohrs	(m)
$\rho_{\text{LN}}$	Dichte des Stickstoffs (VDI Wärmeatlas)	(kg/m <sup>3</sup> )
$\eta_{\text{LN}}$	Dynamische Viskosität (VDI Wärmeatlas)	(kg/m · s)
$v_{\text{IR}}$	Fließgeschwindigkeit der Flüssigkeit im Innenrohr	(m/s)
$\dot{m}$	Massenstrom	(kg/s)

Die entscheidende Größe für den Druckverlust in einem Rohr ist dessen Durchmesser: Der Druckverlust fällt bei steigendem Durchmesser mit der fünften Potenz. Im Unterschied dazu nimmt die Rohrreibungszahl mit steigendem Durchmesser zu; dieser Effekt wirkt sich aber vergleichsweise gering aus. Mit einer quadratischen Abhängigkeit wirkt sich die Stärke des Massenstroms auf den Druckverlust aus.

Anhand des maximalen zulässigen Druckabfalls von 12 bar wird die maximale Trassenlänge berechnet. Tabelle 3.6 gibt die maximalen Trassenlängen in Abhängigkeit vom Massenstrom  $\dot{m}$  für Nennweiten des Innenrohrs von DN 32 bis DN 50 an.

Tabelle 3.6: Maximale hydraulische Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom

Innenrohr-Nennweite	Massenstrom	Maximale Trassenlänge in m	
		Einseitige Kühlung	Beidseitige Kühlung
DN 32	$\dot{m} = 0,5 \text{ kg/s}$	2070	2666
	$\dot{m} = 1,0 \text{ kg/s}$	590	758
DN 40	$\dot{m} = 0,5 \text{ kg/s}$	6052	7793
	$\dot{m} = 1,0 \text{ kg/s}$	1729	2223
DN 50	$\dot{m} = 0,5 \text{ kg/s}$	>10000	>10000
	$\dot{m} = 1,0 \text{ kg/s}$	5060	6508

Zu beachten ist, dass die Berechnungen von einem horizontalen Trassenverlauf ohne Höhendifferenz ausgehen. Ein Höhenprofil kann den Druckverlauf über eine Trassenlänge stark beeinflussen. So verursacht eine Höhendifferenz von ca. 150 m bereits einen hydrostatischen Druck von 12 bar und überschreitet damit den zulässigen Arbeitsbereich. Der Druckverlauf über eine Trassenlänge nach Gleichung 3.6 setzt sich aus dem Staudruck und dem hydrostatischen Druck zusammen.

$$\begin{aligned} \Delta p_{\text{ges}}(\Delta z, \Delta h) &= \underbrace{\Delta p_{\text{IR}}}_{\text{Staudruck}} \pm \underbrace{\Delta p_{\text{HS}}}_{\text{hydrostatischer Druck}} \\ &= \frac{\lambda_{\text{IR}} \cdot v_{\text{IR}}^2}{d_{\text{IR},i}} \cdot \frac{\rho_{\text{LN}}}{2} \cdot \Delta z \pm g \cdot \rho_{\text{LN}} \cdot \Delta h \end{aligned} \quad (3.6)$$

$\Delta p_{\text{ges}}$	Druckverlust (gesamt)	(Pa)
$\Delta p_{\text{IR}}$	Druckverlust (Innenrohr – Staudruck)	(Pa)
$\Delta p_{\text{HS}}$	Druckverlust (Innenrohr – hydrostatischer Druck)	(Pa)
$g$	Fallbeschleunigung – 9,81 m/s <sup>2</sup>	(m/s <sup>2</sup> )
$\Delta h$	Höhendifferenz	(m)
$\Delta z$	Längendifferenz	(m)

Anhand der Gleichung 3.6 lässt sich ein linearer Zusammenhang zwischen hydrostatischem Druck und Höhendifferenz feststellen. Wegen der hohen Sensibilität des Druckverlaufs gegenüber einer Höhendifferenz muss bei einer projektbezogenen Auslegung stets der Druckverlauf über dem gegebenen Höhenprofil untersucht werden.

### 3.1.2.4 Pumpenleistung

Zur Erzeugung des gewünschten Massenstroms  $\dot{m}$  bedarf es einer Pumpe. Die Pumpenleistung lässt sich mit Gleichung 3.7 berechnen.

$$P_{\text{PU}} = \frac{\dot{V} \cdot \Delta p_{\text{ges}}}{\eta_{\text{ges}}} = \frac{\dot{m} \cdot \Delta p_{\text{ges}}}{\rho_{\text{LN}} \cdot \eta_{\text{ges}}} \quad (3.7)$$

$P_{\text{PU}}$	Pumpenleistung	(W)
$\eta_{\text{ges}}$	Wirkungsgrad (Pumpe mit Pumpenmotor), angenommen zu 0,7	

### 3.1.2.5 Elektrische Betrachtung

Zur elektrischen Betrachtung gehört neben der Überprüfung der Auslegungsfeldstärken mit Gleichung 3.1 auch die Bestimmung der Strombelastbarkeit. Eine wichtige Größe der elektrischen Auslegung ist die Anzahl der im Kabel jeweils parallel laufenden HTS-Bandleiter. Dabei wird unterschieden zwischen geometrisch benötigten Bandleitern und elektrisch benötigten Bandleitern. Die Anzahl der geometrisch benötigten Bandleiter ergibt sich aus der Breite der HTS-Bandleiter und den Abmessungen des Kabelkerns. Für einen gegebenen Durchmesser bzw. Umfang muss demnach eine bestimmte Anzahl von Bandleitern aufgewickelt werden. Die Anzahl der elektrisch benötigten Bandleiter gewährleistet die Strombelastbarkeit der einzelnen elektrischen Phasen. Danach muss die geometrisch benötigte Bandleiteranzahl stets gleich oder größer als die elektrisch benötigte Bandleiteranzahl sein:

$$N_{\text{BL,geometrisch}} \geq N_{\text{BL,elektrisch}}$$

Wird diese Bedingung nicht eingehalten, kommt es zur Überschreitung der Strombelastbarkeit. Die benötigte Anzahl der Bandleiter in jeder Phase lässt sich nach Gleichung 3.8 in Abhängigkeit von der kritischen Stromstärke berechnen.

$$N_{\text{BL,ges}} = \frac{\hat{I}_{r,\text{max}}}{k_{\text{SI}} \cdot I_{\text{C}}} = \frac{I_{r,\text{max}} \cdot \sqrt{2}}{k_{\text{SI}} \cdot I_{\text{C}}} \quad (3.8)$$

$N_{\text{BL,ges}}$	Anzahl der Bandleiter pro Phase	
$\hat{I}_{r,\text{max}}$	Spitzenwert des Bemessungsstroms	(A)
$I_{r,\text{max}}$	Effektivwert des Bemessungsstroms	(A)
$I_{\text{C}}$	Kritischer Strom eines Bandleiters	(A)
$k_{\text{SI}}$	Sicherheitsfaktor (maximale Auslastung der Bandleiter bis $I_{\text{C}}$ )	

In elektrischen Energieversorgungsnetzen kann es zu kurzzeitigen Stromüberhöhungen kommen. Damit die Bandleiter bei einer Stromüberhöhung nicht ihren supraleitenden Zustand verlieren, das heißt nicht in den sogenannten Quench gehen, sollte bei der Auslegung des Kabels ein gewisser Sicherheitsfaktor einbezogen werden. Der

Sicherheitsfaktor  $k_{S1}$  wird individuell an das jeweilige Kabelsystem angepasst und liegt erfahrungsgemäß im Bereich 0,5 bis 0,8. Diese Auslegung ist unabhängig von geeigneten Schutzmaßnahmen, wie einem kurzschlussintoleranten Kabeldesign oder einem externen Strombegrenzer, die zusätzlich für den Fall eines kurzzeitig anstehenden Kurzschlussstroms eingesetzt werden müssen. Näheres dazu erläutert Abschnitt 3.3. Die Mindestanzahl der Bandleiter  $N_{BL,elektrisch}$ , die im Kabel verwickelt werden, ergibt sich aus dem Bemessungsstrom für das Kabel unter Berücksichtigung der Stromtragfähigkeit der Leiter und des erwähnten Sicherheitsfaktors. Bei der Stromtragfähigkeit der Leiter ist zu beachten, dass die Leiter jeweils durch das Magnetfeld im Kabel beeinflusst werden und damit der für jeden Leiter einzeln geltende Wert – ohne äußeres Feld – im Verbund nicht erreicht wird. In dieser Studie wird ein kritischer Strom  $I_C$  von 150 A angenommen, der bereits den Einfluss des Magnetfelds beinhaltet. Als zweites Kriterium für die Bestimmung der Mindestanzahl ist die vollständige geometrische Abdeckung der einzelnen Phasen durch HTS-Bandleiter heranzuziehen. Erfolgt diese Abdeckung nicht und bleiben zwischen den einzelnen Bändern größere Lücken, steigen die AC-Verluste im Kabel wegen der Magnetfelder sehr stark an. Daher kann beim dreiphasig konzentrischen Design dieser geometrische Faktor zur bestimmenden Größe für die Auslegung werden.

Tabelle 3.7: Übersicht über die geometrische und die elektrische Bandleiteranzahl (pro Phase) in Abhängigkeit von der Nennweite des Innenrohrs (Hohlleiterkonzept)

Nennweite Innenrohr	Geometrische Bandleiteranzahl Schicht 1	Geometrische Bandleiteranzahl Schicht 2	Geometrische Bandleiteranzahl Gesamt	Elektrische Bandleiteranzahl (Minimum)
	$N_{BL,1,geometrisch}$	$N_{BL,1,geometrisch}$	$N_{BL,geometrisch}$	$N_{BL,elektrisch}$
32	31	31	62	43
40	26	37	73	43
50	44	44	88	43

Hinweis: Sicherheitsfaktor  $k_{S1} = 0,8$ ; Bandleiterbreite 4 mm; Höhe 0,2 mm; kritischer Strom 150 A; Bemessungsstrom (effektiv) 3,6 kA

Bei einem Innenrohrdurchmesser von DN 50 kann auf eine Bandleiterschicht verzichtet werden, da bereits mit einer Schicht die geometrische Bandleiteranzahl größer ist als die elektrische Bandleiteranzahl.

Tabelle 3.8: Übersicht über die geometrische und die elektrische Bandleiteranzahl (pro Phase) in Abhängigkeit von der Nennweite des Innenrohrs (Wellrohrkonzept)

Nennweite Innenrohr	Geometrische Bandleiteranzahl Schicht 1	Geometrische Bandleiteranzahl Schicht 2	Geometrische Bandleiteranzahl Gesamt	Elektrische Bandleiteranzahl (Minimum)
	$N_{BL,1,geometrisch}$	$N_{BL,1,geometrisch}$	$N_{BL,geometrisch}$	$N_{BL,elektrisch}$
32	26	26	52	43
40	32	33	65	43
50	40	40	80	43

Hinweis: Sicherheitsfaktor  $k_{S1} = 0,8$ ; Bandleiterbreite 4 mm; Höhe 0,2 mm; kritischer Strom 150 A; Bemessungsstrom (effektiv) 3,6 kA

### 3.1.2.6 Thermische Betrachtung

Bei der Auslegung des Kabels spielt die Untersuchung der Erwärmung des Kühlmediums über die Gesamtlänge der Kabelstrecke eine wichtige Rolle. Die Erwärmung des flüssigen Stickstoffs ist dabei zum einen auf die elektrischen Verluste – dielektrische Verluste und Wechselstromverluste – des Kabels im Inneren des Kryostaten und zum anderen auf einen Wärmeeintrag von außen zurückzuführen. Für einen sicheren Betrieb innerhalb des in Abbildung 3.3 dargestellten Arbeitsbereichs darf die maximale Temperatur von 78 K an keiner Stelle des Kabels überschritten werden. Dafür ist es notwendig, den Temperaturverlauf in radialer und axialer Kabelrichtung zu berechnen. Der radiale Temperaturverlauf kann durch eine Gruppe von Laplace'schen Differentialgleichungen schichtweise berechnet werden. Für Feststoffschichten mit Wärmeleitung, wie das Innenrohr und den Neutralleiter, gilt die Gleichung 3.9.

$$\frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left( r \frac{dT}{dr} \right) = 0 \quad (3.9)$$

Besitzt die Feststoffschicht zudem eine Wärmequelle  $\dot{\omega}$  mit einer Wärmeleitfähigkeit  $\lambda$ , wie die Supraleiterschicht und die elektrische Isolation, wird die Poisson-Gleichung 3.10 verwendet.

$$\frac{d^2T}{dr^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{dT}{dr} + \frac{\dot{\omega}}{\lambda} = 0 \quad (3.10)$$

Für die thermische Berechnung des Hohlleiters ergibt sich eine Gruppe von Differentialgleichungen, die numerisch und analytisch gelöst werden können.

Schichtbezeichnung	Differentialgleichung	
Träger	$\frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left( r \frac{dT_T}{dr} \right) = 0$	(3.16)
Hohlleiter	$\frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left( r \frac{dT_{HL}}{dr} \right) = 0$	(3.17)
HTS-Leiter	$\frac{d^2 T_L}{dr^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{dT_L}{dr} + \frac{\dot{\omega}_L}{\lambda_{HTSL}} = 0$	(3.18)
Elektrische Isolation	$\frac{d^2 T_{EI}}{dr^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{dT_{EI}}{dr} + \frac{\dot{\omega}_{EI}}{\lambda_{TY}} = 0$	(3.19)
HTS-Schirm	$\frac{d^2 T_S}{dr^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{dT_S}{dr} + \frac{\dot{\omega}_S}{\lambda_{HTSL}} = 0$	(3.20)
Neutralleiter	$\frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left( r \frac{dT_{NL}}{dr} \right) = 0$	(3.21)

$T_T$	Temperaturverlauf im Träger	(K)
$T_{HL}$	Temperaturverlauf im Hohlleiter	(K)
$T_{EI}$	Temperaturverlauf in der elektrischen Isolation	(K)
$T_S$	Temperaturverlauf im Schirm	(K)
$T_{NL}$	Temperaturverlauf im Neutralleiter	(K)
$\lambda_{HTSL}$	Wärmeleitfähigkeit der HTS-Bandleiter (YBCO)	(W/m · K)
$\lambda_{TY}$	Wärmeleitfähigkeit der elektrischen Isolation (Tyvek™)	(W/m · K)

Zur Bestimmung der speziellen Lösung sind in diesem Fall zwölf Randbedingungen erforderlich.

RB 1	$\lambda_{FE} \cdot \frac{d}{dr} (T_T(r_{T,in})) = \alpha_T [T_T(r_T) - T_{LN}(z)]$
RB 2	$\lambda_{FE} \cdot \frac{d}{dr} (T_T(r_{R,au})) = \lambda_{CU} \cdot \frac{d}{dr} (T_{HL}(r_{HL,in}))$
RB 3	$T_T(r_{T,au}) = T_{HL}(r_{HL,in})$
RB 4	$\lambda_{CU} \cdot \frac{d}{dr} (T_{HL}(r_{HL,au})) = \lambda_{HTSL} \cdot \frac{d}{dr} (T_L(r_{L,in}))$
RB 5	$T_{HL}(r_{HL,au}) = T_L(r_{L,in})$
RB 6	$\lambda_{HTSL} \cdot \frac{d}{dr} (T_L(r_{L,au})) = \lambda_{TY} \cdot \frac{d}{dr} (T_{EI}(r_{EI,in}))$

RB 7	$T_L(r_{L,au}) = T_{EI}(r_{EI,in})$
RB 8	$\lambda_{TY} \cdot \frac{d}{dr}(T_{EI}(r_{EI,au})) = \lambda_{HTSL} \cdot \frac{d}{dr}(T_S(r_{S,in}))$
RB 9	$T_{EI}(r_{EI,au}) = T_S(r_{S,in})$
RB 10	$\lambda_{HTSL} \cdot \frac{d}{dr}(T_S(r_{S,au})) = \lambda_{CU} \cdot \frac{d}{dr}(T_{NL}(r_{NL,in}))$
RB 11	$T_S(r_{S,au}) = T_{NL}(r_{NL,in})$
RB 12	$\lambda_{CU} \cdot \frac{d}{dr}(T_{NL}(r_{NL,au})) = \dot{q}_{rad}$

Benötigte Kennzahlen und deren Parameter:

$\lambda_{FE}$	Wärmeleitfähigkeit der Innenrohrwand (Edelstahl 1.5662)	(W/m · K)
$\lambda_{CU}$	Wärmeleitfähigkeit des Neutralleiters (Kupfer)	(W/m · K)
$\alpha_{IR}$	Wärmeübergangskoeffizient	(W/m <sup>2</sup> K)
$\dot{q}_{rad}$	Wärmeeintrag durch Kabelkryostaten	(W/m <sup>2</sup> )

Die Temperaturverläufe für das Wellrohrkonzept werden unter Berücksichtigung des geänderten Schichtaufbaus berechnet.

Schichtbezeichnung	Differentialgleichung	
Innenrohr	$\frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left( r \frac{dT_{IR}}{dr} \right) = 0$	(3.11)
HTS-Leiter	$\frac{d^2 T_L}{dr^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{dT_L}{dr} + \frac{\dot{\omega}_L}{\lambda_{HTSL}} = 0$	(3.12)
Elektrische Isolation	$\frac{d^2 T_{EI}}{dr^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{dT_{EI}}{dr} + \frac{\dot{\omega}_{EI}}{\lambda_{TY}} = 0$	(3.13)
HTS-Schirm	$\frac{d^2 T_S}{dr^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{dT_S}{dr} + \frac{\dot{\omega}_S}{\lambda_{HTSL}} = 0$	(3.14)
Neutralleiter	$\frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left( r \frac{dT_{NL}}{dr} \right) = 0$	(3.15)

$T_{IR}$	Temperaturverlauf im Innenrohr	(K)
$T_L$	Temperaturverlauf im HTS-Leiter	(K)
$T_{EI}$	Temperaturverlauf in der elektrischen Isolation	(K)
$T_S$	Temperaturverlauf im Schirm	(K)

$T_{NL}$	Temperaturverlauf im Neutralleiter	(K)
$\lambda_{HTSL}$	Wärmeleitfähigkeit der HTS-Bandleiter (YBCO)	(W/m · K)
$\lambda_{TY}$	Wärmeleitfähigkeit der elektrischen Isolation (Tyvek™)	(W/m · K)
$\dot{\omega}_L$	Wärmequelle – AC-Verluste der HTS-Leiter	(W/m <sup>3</sup> )
$\dot{\omega}_{EI}$	Wärmequelle – dielektrische Verluste der elektrischen Isolation	(W/m <sup>3</sup> )
$\dot{\omega}_S$	Wärmequelle – AC-Verluste des HTS-Schirms	(W/m <sup>3</sup> )

Die allgemeine Lösung der Differentialgleichungen ist im Anhang beigefügt. Zur Bestimmung der speziellen Lösung sind in diesem Fall zehn Randbedingungen erforderlich.

---

RB 1	$\lambda_{FE} \cdot \frac{d}{dr} (T_{IR}(r_{IR,in})) = \alpha_{IR} [T_{IR}(r_{IR}) - T_{LN}(z)]$
RB 2	$\lambda_{FE} \cdot \frac{d}{dr} (T_{IR}(r_{IR,au})) = \lambda_{HTSL} \cdot \frac{d}{dr} (T_L(r_{L,in}))$
RB 3	$T_{IR}(r_{IR,au}) = T_L(r_{L,in})$
RB 4	$\lambda_{HTSL} \cdot \frac{d}{dr} (T_L(r_{L,au})) = \lambda_{TY} \cdot \frac{d}{dr} (T_{EI}(r_{EI,in}))$
RB 5	$T_L(r_{S,au}) = T_{EI}(r_{EI,in})$
RB 6	$\lambda_{TY} \cdot \frac{d}{dr} (T_{EI}(r_{EI,au})) = \lambda_{HTSL} \cdot \frac{d}{dr} (T_S(r_{S,in}))$
RB 7	$T_{EI}(r_{EI,au}) = T_S(r_{S,in})$
RB 8	$\lambda_{HTSL} \cdot \frac{d}{dr} (T_S(r_{S,au})) = \lambda_{CU} \cdot \frac{d}{dr} (T_{NL}(r_{NL,in}))$
RB 9	$T_S(r_{S,au}) = T_{NL}(r_{NL,in})$
RB 10	$\lambda_{NL} \cdot \frac{d}{dr} (T_{NL}(r_{NL,au})) = \dot{q}_{rad}$

---

Benötigte Kennzahlen und deren Parameter:

$\lambda_{FE}$	Wärmeleitfähigkeit der Innenrohrwand (Edelstahl 1.5662)	(W/m · K)
$\lambda_{CU}$	Wärmeleitfähigkeit des Neutralleiters (Kupfer)	(W/m · K)
$\alpha_{IR}$	Wärmeübergangskoeffizient	(W/m <sup>2</sup> K)
$\dot{q}_{rad}$	Wärmeeintrag durch Kabelkryostaten	(W/m <sup>2</sup> )

Tabelle 3.9 gibt die Wärmeleitfähigkeit der Kabelmaterialien im gemittelten Temperaturbereich von 68 K bis 78 K an.

Tabelle 3.9: Wärmeleitfähigkeit der verschiedenen Kabelmaterialien als Mittelwert zwischen 68 K und 78 K

Material	Wärmeleitfähigkeit	
	Symbol	Wert (W/m · K)
Kupfer	$\lambda_{\text{CU}}$	576
Edelstahl	$\lambda_{\text{FE}}$	7,8
YBCO-Bandleiter	$\lambda_{\text{HTSL}}$	150
PPLP	$\lambda_{\text{PP}}$	0,05
Tyvek™ (Polyethylene)	$\lambda_{\text{TY}}$	0,3
Stickstoff (flüssig)	$\lambda_{\text{LN}}$	0,15

Zur Berechnung der axialen Temperaturerhöhung werden die Gleichungen 3.16 und 3.17 verwendet [Sha17<sup>2</sup>].

$$\Delta T = \frac{\alpha_{\text{IR}} \cdot A_{\text{W}} \cdot (T(r_{\text{IR,in}}) - T_{\text{LN}}(z))}{\dot{m} \cdot c_{\text{p,LN}}} \cdot \Delta z \quad (3.16)$$

$$T_{\text{LN}}(z + \Delta z) = \Delta T + T_{\text{LN}}(z) \quad (3.17)$$

$\Delta T$	Axiale Temperaturerhöhung pro Schrittweite $\Delta z$	(K)
$\Delta z$	Axiale Schrittweite	(m)
$T_{\text{LN}}(z + \Delta z)$	Axiale Stickstofftemperatur	(K)
$\alpha_{\text{IR}}$	Wärmeübergangskoeffizient zwischen Stickstoff und Innenrohr	(W/m <sup>2</sup> K)
$A_{\text{W}}$	Oberfläche des Innenrohrs (Tabelle 3.5)	(m <sup>2</sup> /m)
$T(r_{\text{IR,in}})$	Temperatur an der Innenseite des Innenrohrs	(K)
$T_{\text{LN}}(z)$	Temperatur im Stickstoff am Innenrohr	(K)
$\dot{m}$	Massenstrom des Stickstoffs	(kg/s)
$c_{\text{p,LN}}$	Spezifische Wärmekapazität (VDI Wärmetlas)	(J/kg · K)

Der Wärmeübergangskoeffizient  $\alpha_{\text{IR}}$  und der Wärmeeintrag  $\dot{q}_{\text{rad}}$  werden in den folgenden Abschnitten berechnet.

<sup>2</sup> <http://dx.doi.org/10.1016/j.cryogenics.2016.11.004>

### Konvektiver Wärmetransport im Innenrohr

Der konvektive Wärmetransport lässt sich mit dem Wärmeübergangskoeffizienten  $\alpha_{\text{IR}}$  beschreiben. Dieser bestimmt die Intensität des Wärmeübergangs an einer Grenzfläche, in diesem Fall an der Grenzfläche zwischen dem Innenrohr und dem flüssigen Stickstoff. Die Berechnung des Wärmeübergangskoeffizienten für das Innenrohr nach Gleichung 3.18 erfolgt über mehrere dimensionslose Kennzahlen.

$$\alpha_{\text{IR}} = \frac{Nu_{\text{IR}} \cdot \lambda_{\text{LN}}}{d_{\text{IR,in}}} \quad (3.18)$$

Dimensionslose Kennzahlen:

$$Nu_{\text{IR}} = \frac{\left(\frac{\lambda_{\text{R}}}{8}\right) \cdot Re_{\text{IR}} \cdot Pr}{1 + 12,7 \cdot \sqrt{\frac{\lambda_{\text{R}}}{8}} \cdot \left(Pr^{\frac{2}{3}} - 1\right)} \cdot K_{\text{L}} \quad (3.19)$$

$$Pr = \frac{\eta_{\text{LN}} \cdot c_{\text{p,LN}}}{\lambda_{\text{LN}}} \quad (3.20)$$

$$K_{\text{L}} = \left(1 + \left(\frac{d_{\text{IR,in}}}{l_{\text{IR}}}\right)^{\frac{2}{3}}\right) \quad (3.21)$$

$$\lambda_{\text{R}} = (1,8 \cdot \log_{10}(Re) - 1,5)^{-2} \quad (3.22)$$

$\alpha_{\text{IR}}$	Wärmeübergangskoeffizient zwischen Stickstoff und Innenrohr	(W/m <sup>2</sup> K)
$Nu_{\text{IR}}$	Nusselt-Zahl	
$Re_{\text{IR}}$	Reynold-Zahl (Gleichung 3.2)	
$Pr$	Prandtl-Zahl	
$K_{\text{L}}$	Längenkorrekturfaktor	
$\lambda_{\text{R}}$	Rohrreibungszahl	
$\lambda_{\text{LN}}$	Wärmeleitfähigkeit (VDI Wärmeatlas)	(W/m · K)
$\eta_{\text{LN}}$	Dynamische Viskosität (VDI Wärmeatlas)	(kg/m · s)
$c_{\text{p,LN}}$	Spezifische Wärmekapazität (VDI Wärmeatlas)	(J/kg · K)
$d_{\text{IR,in}}$	Durchmesser des Innenrohrs	(m)
$l_{\text{IR}}$	Länge des Innenrohrs	(m)

### Wärmequelle – Wärmeeintrag durch den Leitungskryostaten

Bei der Berechnung der von außen eingetragenen Wärme sind die Wärmeleitfähigkeit des Gases, die Kontaktstellenwärmeleitung und der Wärmetransport durch Strahlung zu berücksichtigen. Der spezifische Wärmeeintrag geht aus den Herstellerangaben hervor [CRY12]. Die daraus entnommenen Werte für den Wärmeeintrag  $P'_{\text{V},0,\text{LK}}$  sind

in Tabelle 3.10 aufgelistet. Die Werte für Nenndurchmesser größer als DN 80 wurden extrapoliert.

Tabelle 3.10: Spezifischer Wärmeeintrag von CRYOFLEX-Transferleitungen [CRY12]

Nennweite inneres Kryostatrohr	Wärmestrahlung	
	W/m	W/m <sup>2</sup>
DN 20	0,8	11,7
DN 25	1,2	13,9
DN 32	1,5	13,3
DN 40	1,6	11,9
DN 50	1,7	10,2
DN 65	1,9	8,8
DN 80	2,0	7,6
DN 100	2,2	6,6
DN 125	2,3	5,6
DN 150	2,5	4,9

### Wärmequelle – AC-Verluste in den Leiter- und Schirmschichten

Zur Berechnung der inneren Wärmequelle  $\dot{\omega}$  werden die temperaturabhängigen Wechselstromverluste im Bandleiter des supraleitenden Kabels benötigt. Die detaillierte Untersuchung von Wechselstromverlusten zeigt, dass drei Verlustarten zu unterscheiden sind: Kopplungsverluste (coupling losses), induzierte Stromverluste (eddy current losses) und Hystereseverluste (hysteresis losses).

Die Kopplungsverluste werden durch das Verdrillen der Leiter unterdrückt; sie werden daher im Folgenden vernachlässigt. Auch die induzierten Stromverluste werden in dieser Studie nicht berücksichtigt, weil sie erst ab einer Frequenz von 1 kHz an Bedeutung gewinnen. Zu beachten sind somit lediglich die Hystereseverluste. Diese entstehen dadurch, dass die Supraleiter im Inneren teilweise von magnetischen Flüssen durchströmt werden. Dabei kann es sich um Eigenfelder oder Fremdfelder handeln. Dies geschieht nur an gewissen Stellen im Material, an den sogenannten Flussschläuchen oder Vortices. Fließt ein elektrischer Strom durch den Supraleiter, verursacht die Lorentzkraft eine Verschiebung der Flussschläuche. Diese Bewegung erzeugt thermische Energie im Material, die einen Verlust darstellt und durch die Kühlung negiert werden muss.

Ein einfaches Modell, Hystereseverluste von kreisförmig angeordneten Bandleitern in Supraleiterkabeln abzuschätzen, verwendet die Näherungsgleichung 3.23 [Nor70<sup>3</sup>].

<sup>3</sup> <https://doi.org/10.1088/0022-3727/3/4/308>

$$Q'_{V,L}(T) = \frac{\mu_0 I_C^2(T)}{\pi} [(1 - F_i(T)) \ln(1 - F_i(T)) + (1 + F_i(T)) \ln(1 + F_i(T)) - F_i^2(T)] \quad (3.23)$$

$$F_i(T) = \frac{\hat{I}_i}{I_C(T)} = \frac{I_N \cdot \sqrt{2}}{I_C(T) \cdot N_{LS}} \quad (3.24)$$

$Q'_{V,L}$	Verlustenergie pro Zyklus	(J/m)
$\mu_0$	Magnetische Feldkonstante	(kgm/s <sup>2</sup> A <sup>2</sup> )
$I_C$	Kritischer Strom Bandleiter	(A)
$F_i$	Belastungsfaktor Bandleiter	
$\hat{I}_i$	Spitzenwert des Stroms	(A)
$I_C(T)$	Kritischer Strom pro Bandleiter	(A)
$I_N$	Nennstrom pro Phase (3.600 A)	(A)
$N_{LS}$	Anzahl der Leiterschichten	

Zur Berechnung der kritischen Stromstärke unter Berücksichtigung der Temperatur kann die Gleichung 3.25 verwendet werden [SZ65].

$$I_C(T) = I_C \cdot \left( \frac{T_C - T}{T_C - T_0} \right)^a \quad (3.25)$$

$I_C(T)$	Kritischer Strom in Abhängigkeit von der Temperatur	(A)
$I_C$	Kritischer Strom eines Bandleiters 150 A	(A)
$T_C$	Kritische Temperatur $T_C = 90 \text{ K}$	(K)
$T$	Bemessungstemperatur	(K)
$T_0$	Temperatur am Arbeitspunkt des Bandleiters $T_0 = 77 \text{ K}$	(K)
$a$	Exponent der Temperaturabhängigkeit $a = 1,5$	

Mit der Gleichung 3.23 wird die Verlustenergie  $Q_{V,SL}$  in einem flachen Bandleiter berechnet. Die resultierende Verlustleistung  $P_{V,SL}$  wird durch Multiplikation mit der Frequenz  $f_{NZ}$  und der Anzahl der Bandleiter pro Schicht  $N_{BL,i}$  in Gleichung 3.26 ermittelt.

$$P'_{V,L}(T) = \sum_{i=1}^{N_{LS}} Q_{V,L}(T) \cdot N_{L,i} \cdot f_{NZ} \quad (3.26)$$

$P'_{V,L}$	Gesamte Verlustleistung	(W/m)
$N_{L,i}$	Anzahl der Bandleiter pro Leiterschicht	
$f_{NZ}$	Netzfrequenz	(1/s)

Der Zusammenhang zwischen innerer Wärmequelle  $\dot{\omega}$  und der Verlustleistung ist in Gleichung 3.27 dargestellt.

$$\dot{\omega}_L(T) = \frac{P_{V,L}(T)}{A_L} \quad (3.27)$$

$\dot{\omega}_L$	Wärmequelle – AC-Verluste der HTS-Leiterschicht	(W/m <sup>3</sup> )
$A_L$	Querschnittsfläche der Bandleiterschicht	(m <sup>2</sup> )

Die Berechnung der Schirmverluste erfolgt analog zu der Verlustberechnung des Leiters.

### Wärmequelle – dielektrische Verluste der elektrischen Isolation

Die dielektrischen Verluste  $P_{V,0,D}$  eines Kabels berechnen sich nach Gleichung 3.26 aus der Netzfrequenz  $f$ , dem Kapazitätsbelag  $C'$ , dem Verlustfaktor  $\tan\delta$  und der Nennspannung  $U_N$ . Für die Berechnung des Kapazitätsbelags wird die Gleichung 3.28 des Koaxialkabels gewählt.

$$P'_{V,0,D} = 2\pi \cdot f_{\text{NZ}} \cdot C' \cdot \tan\delta \cdot U_{\text{LE}}^2 \quad (3.28)$$

$$C' = \frac{2\pi \cdot \varepsilon_0 \cdot \varepsilon_{\text{TY}}}{\ln\left(\frac{r_{\text{EI,au}}}{r_{\text{EI,in}}}\right)} \quad (3.29)$$

$P'_{V,0,D}$	Dielektrische Verluste der Isolation	(W/m)
$C'$	Kapazitätsbelag	(F/m)
$\tan\delta$	Verlustfaktor der Isolation (1.3e-4 [HNM14])	
$U_{\text{LE}}$	Leiter-Erde-Spannung $U_{\text{LE}} = U_N/\sqrt{3}$	(V)
$\varepsilon_0$	Elektrische Feldkonstante	(As/Vm)
$\varepsilon_{\text{TH}}$	Relative Permittivität der Isolation (Tyvek™) (1.73 [HNM14])	

Der Zusammenhang zwischen der Wärmequelle  $\dot{\omega}$  und der dielektrischen Verlustleistung ist in Gleichung 3.30 dargestellt.

$$\dot{\omega}_{\text{EI}} = \frac{P_{V,0,D}}{A_{\text{EI}}} \quad (3.30)$$

$\dot{\omega}_{\text{EI}}$	Wärmequelle – dielektrische Verluste	(W/m <sup>3</sup> )
$A_{\text{EI}}$	Querschnittsfläche der elektrischen Isolation	(m <sup>2</sup> )

### 3.1.3 Temperaturprofile, Designgrenzen und Arbeitspunkte

Das in Abschnitt 3.1.2.6 beschriebene thermische Modell des Kabels erlaubt die Berechnung der axialen und radialen Temperaturprofile. In Abbildung 3.8 ist der axiale Stickstofftemperaturverlauf der einseitigen Kühlung für eine Nennweite des Innenrohrs DN 40 über die Trassenlänge (Hin- und Rückleitung) beispielhaft dargestellt.

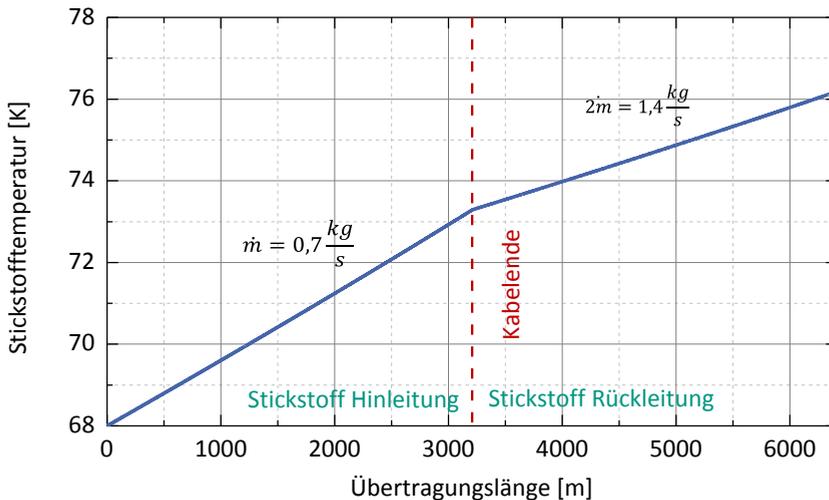


Abbildung 3.8: Axialer Stickstofftemperaturverlauf über die Trassenlänge bei einseitiger Kühlung für eine Nennweite des Innenrohrs DN 40.

In Abbildung 3.8 sind zwei Bereiche zu erkennen, getrennt durch die Markierung des Kabelendes. Der Temperaturverlauf der Stickstoff-Hinleitung befindet sich im linken Abbildungsbereich; der Massenstrom beträgt beispielhaft  $0,7 \text{ kg/s}$ . Bei einseitiger Kühlung wird der Stickstoff aus Phase L1 und L3 zusammengeführt und mit doppeltem Massenstrom  $1,4 \text{ kg/s}$  in Phase L2 zurückgeführt (siehe auch Abbildung 3.4). Dies ist im rechten Abbildungsbereich zu erkennen. Die Stickstofftemperatur beträgt am Kühlmittelausgang ca.  $76 \text{ K}$ .

Abbildung 3.9 zeigt den axialen Stickstofftemperaturverlauf der beidseitigen Kühlung für eine Nennweite des Innenrohrs DN 50 über die Trassenlänge. Der Massenstrom in Phase L1 und L3 beträgt beispielhaft  $0,8 \text{ kg/s}$ .

Bei beidseitiger Kühlung wird ebenfalls der Stickstoff in Phase L1 und L3 ans Kabelende transportiert und mit doppeltem Massenstrom anschließend durch Phase L2 zurückbefördert. Dabei wird der Stickstoff am Kabelende durch ein zweites Kühlsystem auf  $68 \text{ K}$  zurückgekühlt (siehe auch Abbildung 3.5). Lediglich die Phase mit dem kleinsten Massenstrom (L1 oder L3) wird zur Berechnung der maximalen thermischen

Trassenlänge berücksichtigt. Dies lässt sich damit begründen, dass bei einfachem Massenstrom in Phase L1 oder L3 die Fließgeschwindigkeiten und damit die Wärmeübergangskoeffizienten niedriger sind als in Phase L2 mit doppeltem Massenstrom. Daraus ergeben sich eine schlechtere Wärmeabfuhr und höhere Kabeltemperaturen. Somit dient dieser Ansatz als Worst-Case-Abschätzung.

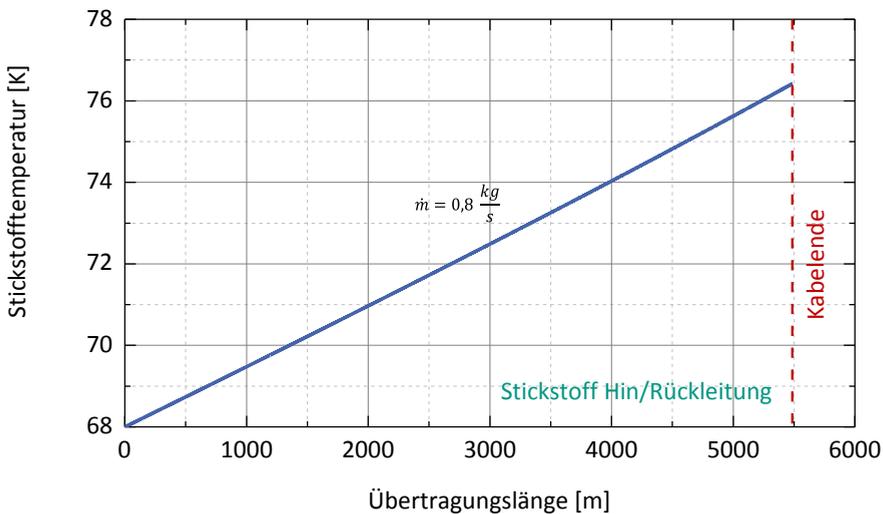


Abbildung 3.9: Axialer Stickstofftemperaturverlauf der beidseitigen Kühlung für eine Nennweite des Innenrohrs DN 40 über die Trassenlänge.

Die Berechnung der axialen Stickstofftemperatur ist nicht ausreichend, um die maximale thermische Trassenlänge zu bestimmen. Dazu wird durch das thermische Modell auch die radiale Temperaturverteilung berechnet. In Abbildung 3.10 ist das radiale Temperaturprofil am Kabelende für das Wellrohrkonzept dargestellt.

Abbildung 3.10 zeigt deutlich, welchen großen Einfluss die elektrische Isolation, ihre Dicke, ihre Wärmeleitfähigkeit und ihre dielektrischen Verluste auf die Temperaturberechnung ausüben. Beim festgelegten Arbeitsbereich von 10 K beträgt die Temperaturdifferenz über der Isolation bereits 1,5 K. Im Vergleich zum Temperaturgradienten in der elektrischen Isolation können die Temperaturgradienten im Innenrohr, in den HTS-Bandleiterschichten, den HTS-Schirmschichten und im Neutralleiter fast ganz vernachlässigt werden.

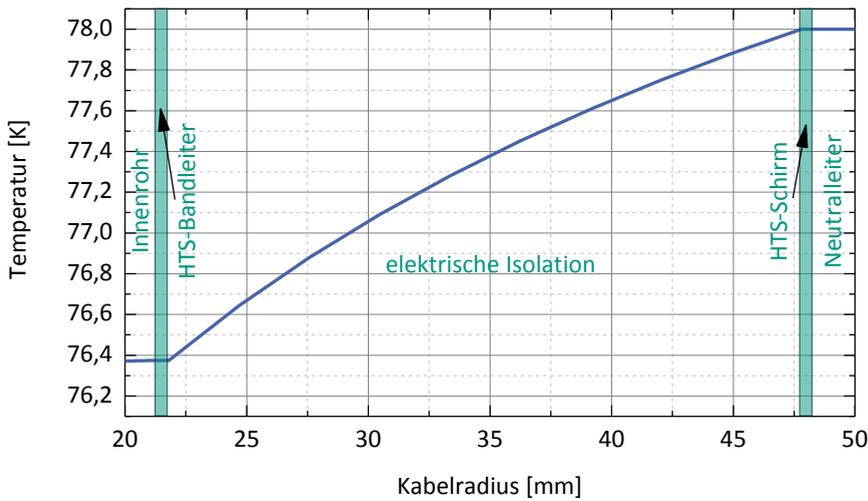


Abbildung 3.10: Radialer Temperaturverlauf am Kabelende zwischen Innenrohr und Neutralleiter.

Mithilfe der axialen und radialen Temperaturberechnung ist es möglich, die maximale thermische Trassenlänge für eine zulässige Temperatur im gesamten Kabel von  $< 78$  K zu bestimmen. Tabelle 3.11 gibt die maximalen Trassenlängen in Abhängigkeit vom Innenrohrdurchmesser und vom Massenstrom für das Hohlleiterkonzept an. Aus Tabelle 3.11 ergibt sich ein Maximum der Trassenlängen bei der Nennweite DN 40 des Innenrohrs für beide Kühlkonzepte. Dieses Maximum resultiert aus zwei Einflussgrößen, die gegenläufig wirken.

Tabelle 3.11: Maximale thermische Trassenlängen der ein- und beidseitigen Kühlung in Abhängigkeit von der Nennweite des Innenrohrs (Hohlleiterkonzept) und vom Massenstrom

Innenrohr Nennweite	Massenstrom	Maximale thermische Trassenlänge in $m$	
		Einseitige Kühlung	Beidseitige Kühlung
DN 32	$\dot{m} = 0,5 \text{ kg/s}$	2415	3630
	$\dot{m} = 1,0 \text{ kg/s}$	4830	7250
DN 40	$\dot{m} = 0,5 \text{ kg/s}$	2470	3710
	$\dot{m} = 1,0 \text{ kg/s}$	4940	7410
DN 50	$\dot{m} = 0,5 \text{ kg/s}$	2380	3570
	$\dot{m} = 1,0 \text{ kg/s}$	4760	7140

Vergrößern sich die Nennweiten des Innenrohrs, steigt die Anzahl der HTS-Bandleiter  $N_{BL,1}/N_{BL,2}$  in der jeweiligen Schicht (1,2). Damit reduzieren sich die AC-Verluste

$P_{V,SL}(l_{max})$ . Die Leitungskryostatverluste bleiben bei den in Abbildung 3.1 dargestellten Abmessungen konstant. Der Kapazitätsbelag vergrößert sich mit größer werdendem Innenrohr, die dielektrischen Verluste steigen. Trotz steigender dielektrischer Verluste wird durch Vergrößerung der Innenrohrnennweite eine geringere Gesamtverlustleistung erzielt. Die Reduktion der Gesamtverluste führt zu steigenden maximalen Trassenlängen. In Tabelle 3.12 sind die Verluste angegeben. Die maximalen Verlustleistungen beziehen sich auf das Leitungsende.

Tabelle 3.12: Übersicht über die unterschiedlichen Verlustmechanismen in Abhängigkeit von der Nennweite des Innenrohrs (Hohlleiterkonzept)

Bezeichnung	Symbol	Einheit	Innenrohr Nennweite		
			DN 32	DN 40	DN 50
AC-Leiterverluste am Leitungsende	$P'_{V,L}(l_{max})$	W/m	0,40	0,25	0,14
AC-Schirmverluste am Leitungsende	$P'_{V,S}(l_{max})$	W/m	0,26	0,24	0,18
Dielektrische Verluste	$P'_{V,0,D}$	W/m	0,23	0,28	0,31
Verluste des Leitungskryostaten	$P'_{V,0,LK}$	W/m	2,30	2,30	2,30
Summe		W/m	3,19	3,07	2,93

Die quantitative Aufteilung der Wärmequellen für das Hohlleiterkonzept ist im Anhang dargestellt. Das Kühlkonzept und der Massenstrom des Stickstoffs haben keinen Einfluss auf die AC-Verluste am Leitungsende bei Betrachtung der maximalen Trassenlänge.

Im Vergleich zur Reduzierung der Gesamtverluste führt eine Vergrößerung des Innenrohrs zu einer verringerten Fließgeschwindigkeit  $v_{IR}$  des Stickstoffs und damit zu einer Abnahme des Wärmeübergangskoeffizienten  $\alpha_{IR}$ . Durch die verringerte Wärmeübertragung reduziert sich die maximale Trassenlänge. In Tabelle 3.13 sind die besprochenen Einflussgrößen detailliert dargestellt.

Tabelle 3.13: Übersicht über die Fließgeschwindigkeit des Stickstoffs und den Wärmeübergangskoeffizienten für die beiden Kühlkonzepte in Abhängigkeit vom Massenstrom und von der Nennweite des Innenrohrs

	Symbol	Einheit	Einseitige und beidseitige Kühlung Innenrohr Nennweite		
			DN 32	DN 40	DN 50
Massenstrom $\dot{m} = 0,5 \text{ kg/s}$	$v_{IR}$	m/s	1,54	0,98	0,63
	$\alpha_{IR}$	W/m <sup>2</sup> K	3147	2086	1405
Massenstrom $\dot{m} = 1,0 \text{ kg/s}$	$v_{IR}$	m/s	3,07	1,97	1,26
	$\alpha_{IR}$	W/m <sup>2</sup> K	5637	3731	2507

Das bedeutet, dass eine beliebige Vergrößerung des Innenrohrs bei gleichbleibenden Massenstromgrenzen nicht zwangsläufig zu einer Vergrößerung der Trassenlänge führt. Ein ähnliches Bild ergibt sich auch für das Wellrohrkonzept, wie Tabelle 3.14 zeigt.

Tabelle 3.14: Maximale thermische Trassenlängen der ein- und beidseitigen Kühlung in Abhängigkeit von der Nennweite des Innenrohrs (Hohlleiterkonzept) und vom Massenstrom

Innenrohr Nennweite	Massenstrom	Maximale thermische Trassenlänge in <i>m</i>	
		Einseitige Kühlung	Beidseitige Kühlung
DN 32	$\dot{m} = 0,5 \text{ kg/s}$	2015	3020
	$\dot{m} = 1,0 \text{ kg/s}$	4030	6050
DN 40	$\dot{m} = 0,5 \text{ kg/s}$	2290	3440
	$\dot{m} = 1,0 \text{ kg/s}$	4585	6880
DN 50	$\dot{m} = 0,5 \text{ kg/s}$	2285	3430
	$\dot{m} = 1,0 \text{ kg/s}$	4575	6860

Im Folgenden werden die maximale hydraulische Trassenlänge (Tabelle 3.6) und die maximale thermische Trassenlänge (Tabelle 3.11 bzw. Tabelle 3.14) in Abhängigkeit vom Massenstrom gemeinsam betrachtet. Damit ergibt sich eine Übersicht über die maximale Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom, von der Nennweite des Innenrohrs und vom Kühlkonzept. In Abbildung 3.11 ist beispielhaft die maximale Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom bei einseitiger Kühlung für die Nennweite DN 40 des Innenrohrs dargestellt.

Unterhalb der thermischen (blau) und hydraulischen (grün) Grenzflächen liegt der Bereich mit den möglichen Arbeitspunkten. Beispielhaft wird ein Arbeitspunkt bei einer Trassenlänge von 3000 m mit Massenstrom, Druckverlust und Pumpenleistung hervorgehoben. Anhand der Abbildung 3.11 lässt sich auch der minimale Massenstrom für eine gegebene Trassenlänge ermitteln.

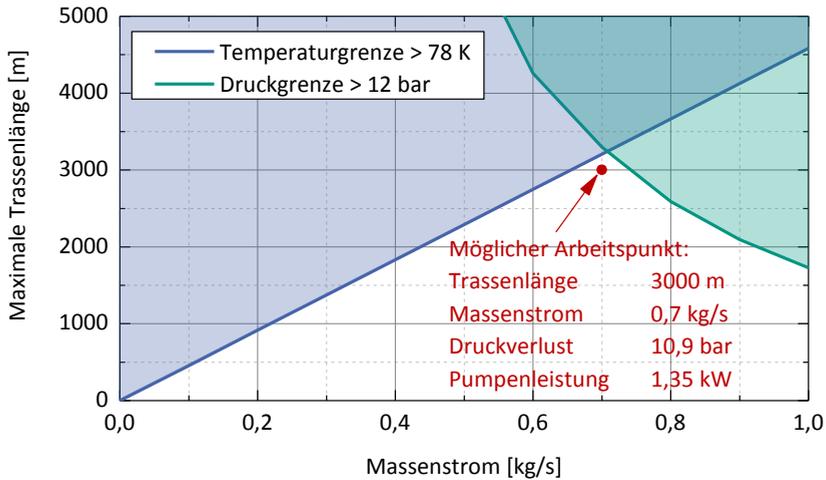


Abbildung 3.11: Darstellung der maximalen Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom bei einseitiger Kühlung für die Nennweite DN 40 des Innenrohrs.

In Abbildung 3.12 ist der Zusammenhang zwischen maximaler Trassenlänge und Massenstrom bei beidseitiger Kühlung mit einer Nennweite DN 50 des Innenrohrs dargestellt. Dabei lässt sich erkennen, dass die Wahl der größeren Innenrohrnennweite die hydraulische Grenzfläche in Richtung höherer Trassenlängen verschiebt. Die Verwendung des beidseitigen Kühlkonzepts erhöht die maximale Trassenlänge ebenfalls.

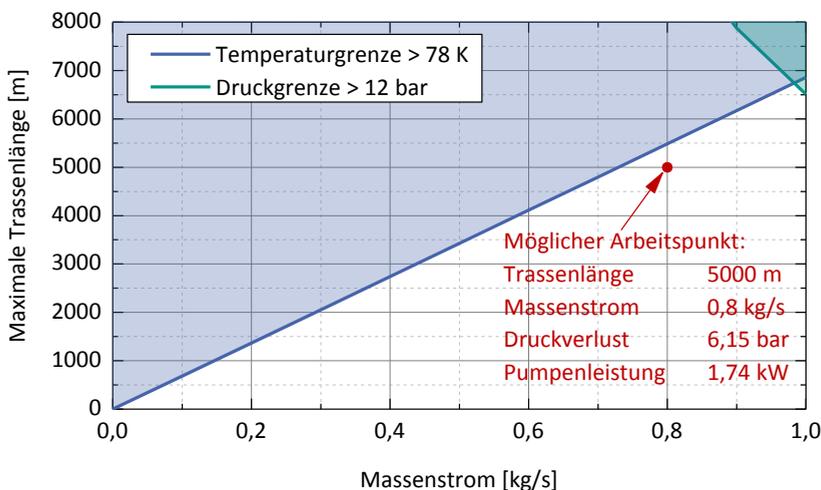


Abbildung 3.12: Darstellung der maximalen Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom bei beidseitiger Kühlung für die Nennweite DN 50 des Innenrohrs.

Für beide Kühlkonzepte lässt sich eine nahezu lineare Abhängigkeit zwischen maximaler Trassenlänge und Massenstrom des Stickstoffs feststellen.

Für die einseitige und die beidseitige Kühlung sind im Anhang die maximalen Trassenlängen in Abhängigkeit vom Massenstrom und von den Temperatur- und Druckgrenzen für die Nennweiten DN 32 bis DN 50 dargestellt (siehe auch Abschnitt 3, Einführung). Die maximalen Trassenlängen betragen durchschnittlich 3–5 km; damit werden typische Teilverkabelungslängen in diesem Bereich ermöglicht.

### Reduzierung der Verluste der Leitungskryostaten

Eine der größten Einflussfaktoren auf die maximale Trassenlänge sind die Leitungskryostatverluste nach Tabelle 3.10. Theoretische Berechnungen dieser Verluste führen zu weit geringeren Werten als vom Hersteller angegeben [Sha14]. In Tabelle 3.15 sind die maximalen Trassenlängen bei halbierten Leitungskryostatverlusten aufgelistet. Eine Reduzierung der Kryostatverluste ließe sich mit starren Leitungskryostaten realisieren. Als Beispiel gibt der Kryostathersteller CryoTherm für einen starren Kryostaten bei DN 100 einen Verlustwert von 1,3 W/m an [CRY15]. Die folgende Abbildung dient zur Darstellung des Entwicklungspotenzials und als Anreiz für mögliche weiterführende Untersuchungen. Für die aktuelle Auslegung werden weiterhin die Verluste eines flexiblen Kryostaten angenommen.

Tabelle 3.15: Maximale Trassenlängen der ein- und beidseitigen Kühlung mit reduzierten Leitungskryostatverlusten in Abhängigkeit von der Nennweite des Innenrohrs (Hohlleiterkonzept) und vom Massenstrom

Innenrohr Nennweite	Massenstrom	Maximale Trassenlänge in <i>m</i>	
		Einseitige Kühlung	Beidseitige Kühlung
DN 32	$\dot{m} = 0,5 \text{ kg/s}$	2415 → 4130	3630 → 6200
	$\dot{m} = 1,0 \text{ kg/s}$	4830 → 8265	7250 → 12400
DN 40	$\dot{m} = 0,5 \text{ kg/s}$	2470 → 4280	3710 → 6420
	$\dot{m} = 1,0 \text{ kg/s}$	4940 → 8560	7410 → 12850
DN 50	$\dot{m} = 0,5 \text{ kg/s}$	2380 → 4235	3570 → 6350
	$\dot{m} = 1,0 \text{ kg/s}$	4760 → 8470	7140 → 12710

Bei halbierten Leitungskryostatverlusten aus Tabelle 3.10 ergibt sich eine um durchschnittlich 42 % gesteigerte Trassenlänge. Eine fast identische Steigerung der Ergebnisse ist auch für das Hohlleiterkonzept zu beobachten (Anhang, Tabelle A.1).

### 3.1.4 Supraleiterbedarf

Entscheidend für den Supraleiterbedarf der Leiterschicht sind die Trassenlänge, die Anzahl der Bandleiter, der Schlagwinkel und der kritische Strom der verdrehten Bandleiter. Zur Verdeutlichung des Zusammenhangs zwischen Bandleiteranordnung und Schlagwinkel des Einzelbandleiters dient die schematische Darstellung in Abbildung 3.13.

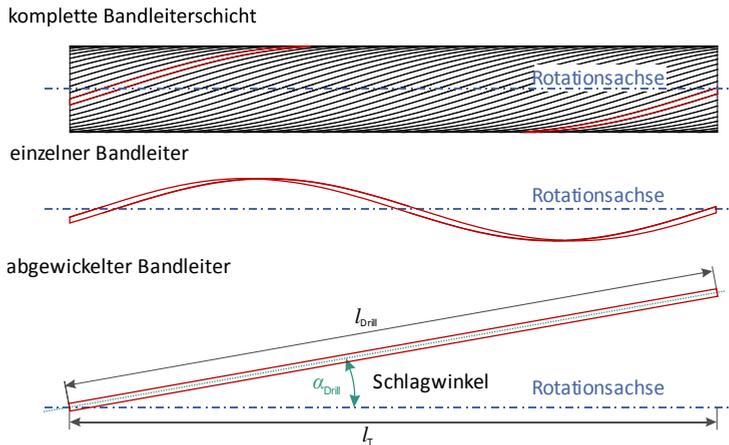


Abbildung 3.13: Schematische Darstellung des Zusammenhangs zwischen Bandleiteranordnung und Schlagwinkel des Einzelbandleiters.

Abbildung 3.13 zeigt, dass die abgewickelte Bandleiterlänge  $l_{\text{Drill}}$  größer ist als die Trassenlänge  $l_T$ . Der geometrische Zusammenhang zwischen Trassenlänge und Schlagwinkel  $\alpha_{\text{Drill}}$  ist in Gleichung 3.31 dargestellt. Als Schlagwinkel wird in dieser Studie  $15^\circ$  angenommen.

$$l_{\text{Drill}} = \frac{l_T}{\cos(\alpha_{\text{Drill}})} \quad (3.31)$$

#### 3.1.4.1 Bandleiterbedarf: elektrische Phase

Anhand der abgewickelten Bandleiterlänge und der Anzahl der Bandleiter pro HTS-Schicht lässt sich nach Gleichung 3.32 der Supraleiterbedarf bestimmen.

$$l_{\text{L,ges}} = \underbrace{3}_{\text{3 phasiges System}} \cdot \sum_{i=1}^{N_{\text{LS}}} N_{\text{L},i} \cdot l_{\text{Drill}} \quad (3.32)$$

$l_{L,ges}$	Supraleiterbedarf pro Drehstromsystem (Leiterschicht)	(km)
$N_{LS}$	Anzahl der Leiterschichten	
$N_{L,i}$	Anzahl der Bandleiter pro Schicht	
$l_{Drill}$	Abgewickelte Bandleiterlänge	(km)

Die Anzahl der Bandleiter pro Schicht ist durch den Innenrohrdurchmesser bzw. den Innenrohrumfang vorgegeben. Die Stromtragfähigkeit und die Anzahl der Schichten sind abhängig vom kritischen Strom  $I_C$  der Bandleiter. In der Auslegung des vorgestellten konzeptionellen Designs wird ein kritischer Strom, unter Berücksichtigung der Temperatur und des magnetischen Felds, von 150 A für einen Bandleiter mit der Breite von 4 mm angenommen.

Wird dieser Wert auf 200 A erhöht, lässt sich bei einer Innenrohrnennweite von DN 40 und DN 50 eine Bandleiterschicht einsparen (Gleichung 3.8). Durch den damit steigenden Belastungsfaktor  $F$  steigen allerdings die Wechselstromverluste in den Bandleitern. Dies bewirkt eine Abnahme der maximalen Trassenlänge, dargestellt in Abbildung A.7 und Abbildung A.8 im Anhang. Durch Anpassung des kritischen Stroms lässt sich somit eine Optimierung zwischen Bandleiterbedarf und maximaler Trassenlänge einstellen. Unter monetärem Aspekt bedeutet das eine Optimierung zwischen Investitions- und Betriebskosten. Eine Optimierung der Investitions- und Betriebskosten ist allerdings nicht Bestandteil dieser Studie. In Tabelle 3.16 ist der Supraleiterbedarf der Leiterschicht in Abhängigkeit vom kritischen Strom und vom Innenrohr aufgelistet.

Tabelle 3.16: Übersicht über den Supraleiterbedarf (dreiphasig, ein System) der Leiterschicht in Abhängigkeit vom kritischen Strom und vom Innenrohr (Hohlleiterkonzept)

Nennweite Innenrohr	geo. Bandleiteranzahl Schicht 1/Schicht 2	Supraleiterbedarf für 1 km Trassenlänge (dreiphasig)	geo. Bandleiteranzahl Schicht 1/Schicht 2	Supraleiterbedarf für 1 km Trassenlänge (dreiphasig)
	$I_C = 150 \text{ A}$		$I_C = 200 \text{ A}$	
DN 32	31/31	192,6 km	31/31 <sup>a)</sup>	192,6 km <sup>a)</sup>
DN 40	36/37	226,7 km	36/0	111,8 km
DN 50	44/44	273,3 km	44/0	136,7 km

Hinweis: a) Aus Gleichung 3.8 ergibt sich eine minimale elektrische Bandleiteranzahl ( $I_C = 200 \text{ A}$ ) von 32 Stück, damit muss die Innenrohrvariante DN 32 weiterhin mit zwei HTS-Schichten ausgeführt werden. Der Schlagwinkel  $\theta$  wird mit  $15^\circ$  angenommen.

Wird die Nennweite DN 50 des Innenrohrs (Hohlleiterkonzept) gewählt, lässt sich mit Erhöhung des kritischen Stroms eine Leiterschicht mit 44 Bandleitern einsparen. Aus Tabelle 3.7 wird ersichtlich, dass die Anzahl der benötigten Bandleiter bereits mit einer

Bandleiterschicht ausreicht. So lassen sich 136,7 km Bandleiter pro 1 km Trassenlänge einsparen.

### 3.1.4.2 Bandleiterbedarf: magnetische Schirmschicht

Soll das äußere magnetische Feld des Einleiterkabels unterdrückt werden, wird mindestens eine zusätzliche HTS-Schirmschicht hinzugefügt. Die Berechnung des Supraleiterbedarfs für die Schirmschicht erfolgt nach Gleichung 3.33.

$$l_{S,ges} = \underbrace{3}_{\text{3 phasiges System}} \cdot \sum_{i=1}^{N_{SS}} N_{S,i} \cdot l_{\text{Drill}} \quad (3.33)$$

$l_{S,ges}$      Supraleiterbedarf pro Drehstromsystem (Schirmschicht)     (km)

$N_{SS}$      Anzahl der Schirmschichten

$N_S$      Anzahl der Bandleiter in der Schirmschicht

Die Schirmschicht befindet sich, wie in Abbildung 3.1 dargestellt, oberhalb der elektrischen Isolation. Bei Höchstspannungskabeln ist dieser Durchmesser bzw. Umfang relativ groß. Um eine möglichst lückenlose Bestückung der Schirmschicht sicherzustellen, bedarf es einer hohen Anzahl von Bandleitern. In Tabelle 3.17 ist der Supraleiterbedarf der Schirmschicht in Abhängigkeit vom Innenrohr aufgelistet.

Tabelle 3.17: Übersicht über den Supraleiterbedarf (dreiphasig, ein System) der Schirmschicht in Abhängigkeit vom Innenrohr (Hohlleiterkonzept)

Nennweite Innenrohr	geo. Bandleiteranzahl	Supraleiterbedarf für 1 km Trassenlänge (dreiphasig)
DN 32	71	220,5 km
DN 40	74	229,8 km
DN 50	81	251,6 km

Der Supraleiterbedarf eines dreiphasigen Kabelsystems mit der Nennweite DN 50 (Hohlleiterkonzept) beträgt 388,3 km pro km Trassenlänge. Dabei macht der magnetische Schirmschichtbedarf rund zwei Drittel des Gesamtbedarfs aus.

## 3.2 Kabeleigenschaften

### 3.2.1 Elektrische Eigenschaften (RLC-Parameter)

Unter elektrischen Eigenschaften versteht diese Studie die Widerstands-, Induktivitäts- und Kapazitätsbeläge. Für die Berechnungen dieser Beläge des Einleiterkonzepts existieren analytische Gleichungen. Der Widerstandsbelag ist aufgrund des supraleitenden Zustands sehr klein und kann mit  $R' < 0.0001 \Omega/\text{km}$  angenommen werden [HKS03]. Der Induktivitätsbelag berechnet sich nach Gleichung 3.34.

$$L' = \frac{\mu_0}{4\pi} \tan(\theta_{BL})^2 + \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \log\left(\frac{r_{S,in}}{r_{L,au}}\right) + \frac{\mu_0}{2\pi(r_{L,au}^2 - r_{L,in}^2)} \left[ \frac{r_{L,au}^4 - r_{L,in}^4}{4} + r_{L,in}^4 \log\left(\frac{r_{L,au}}{r_{L,in}}\right) - r_{L,in}^2 (r_{L,au}^2 - r_{L,in}^2) \right] \quad (3.34)$$

$L'$	Induktivitätsbelag	(H/m)
$\mu_0$	Magnetische Feldkonstante ( $4\pi \cdot 10^{-7}$ )	(Vs/Am)
$\theta_{BL}$	Schlagwinkel der Bandleiter ( $15^\circ$ )	( $^\circ$ )
$r_{S,in}$	Innenradius des Schirms	(m)
$r_{L,in}$	Innenradius des Leiters	(m)
$r_{L,au}$	Außenradius des Leiters	(m)

Der erste Term der Gleichung beschreibt die Induktivität unter Einfluss des Schlagwinkels, der dritte Term berücksichtigt die endliche Dicke der Leiterschicht. Diese beiden Terme haben keinen signifikanten Einfluss (ca. 5 %) auf die gesamte Induktivität. Der Haupteinflussfaktor ist das magnetische Feld zwischen Leiter und Schirm, berechnet durch den zweiten Term der Gleichung 3.34. Der Kapazitätsbelag berechnet sich nach Gleichung 3.35.

$$C' = \frac{2\pi \cdot \varepsilon_0 \cdot \varepsilon_{TY}}{\ln\left(\frac{r_{EL,au}}{r_{EL,in}}\right)} \quad (3.35)$$

$C'$	Kapazitätsbelag	(F/m)
$\varepsilon_0$	Elektrische Feldkonstante	(As/Vm)
$\varepsilon_{TY}$	Relative Permittivität der Isolation (Tyvek™) (1.73 [HNM14])	

Der kapazitive Ladestrom (Leerlauf am Leitungsende) eines Kabels lässt sich mit Gleichung 3.36 berechnen [0011].

$$I'_{\text{Lade}} = \omega \cdot \frac{U_N}{\sqrt{3}} \cdot C' \quad (3.36)$$

$I'_{\text{Lade}}$	Kapazitiver Ladestrom	(A/m)
$\omega$	Kreisfrequenz	(1/s)
$U_n$	Nennspannung	(V)
$l$	Länge des Kabels	(m)

Die Ladeleistung eines Kabels lässt sich mit Gleichung 3.37 berechnen [0011].

$$Q'_{\text{Lade}} = \sqrt{3} \cdot U_N \cdot I'_{\text{Lade}} = \omega \cdot U_N^2 \cdot C' \quad (3.37)$$

$Q'_{\text{Lade}}$	kapazitive Ladeleistung	(VA/m)
--------------------	-------------------------	--------

Tabelle 3.18 gibt eine Übersicht über die Induktivitäts- und Kapazitätsbeläge der Einleiterkabel sowie über die Ladeleistung in Abhängigkeit von der Nennweite.

Tabelle 3.18: Übersicht über die Induktivitäts- und Kapazitätsbeläge der Einleiterkabel sowie über die Ladeleistung in Abhängigkeit von der Nennweite

			Nennweite DN 32	Nennweite DN 40	Nennweite DN 50
Hohlleiter- konzept	Induktivitätsbelag $L'$	(mH/km)	0,169	0,146	0,129
	Kapazitätsbelag $C'$	(nF/km)	119,5	140,2	158,8
	Ladeleistung $Q'_{\text{Lade}}$	(MVar/km)	5,4	6,4	7,2
Wellrohr- konzept	Induktivitätsbelag $L'$	(mH/km)	0,201	0,163	0,136
	Kapazitätsbelag $C'$	(nF/km)	100,2	124,3	150,5
	Ladeleistung $Q'_{\text{Lade}}$	(MVar/km)	4,5	5,6	6,9

Beide Trägerkonzepte, Innenrohr und Hohlleiter, besitzen ähnliche Induktivitäts- und Kapazitätsbeläge. Während XLPE-Kabel einen Kapazitätsbelag von ca. 240 nF/km aufweisen, liegt ihr Kapazitätsbelag bei ca. zwei Dritteln gegenüber dem des konventionellen Kabels. Bezogen auf das gesamte Übertragungssystem ergibt sich eine Reduzierung um mehr als 65 %. Die Ladeleistung für eine 5 km lange Teilverkabelung beträgt damit etwa 36 MVar. Der Induktivitätsbelag eines supraleitenden Kabels liegt bei ca. 20 % gegenüber dem des konventionellen Kabels [HKS03].

### 3.2.1.1 Vergleich der Betriebseigenschaften – Leitungsbeläge

In Tabelle 3.19 sind die Leitungsbeläge der verschiedenen Übertragungssysteme vergleichend dargestellt.

Tabelle 3.19: Übersicht über die Leitungsbeläge

		Freileitung	Erdkabel	Supraleiterkabel	Gasisolierte Leitung
Induktivitätsbelag $L'$	(mH/km)	0,80	0,48	0,13	0,2
Kapazitätsbelag $C'$	(nF/km)	13	230	158	55-70
Widerstandsbelag $R'$	(m $\Omega$ /km)	36	7,2	>1	

### 3.2.1.2 Vergleich der Betriebseigenschaften – Blindleistungsbedarf, Ladestrom, übertragbare Leistung

Die übertragbare Leistung der betrachteten Leitungstypen auf einer Trassenlänge < 10 km wird nicht durch die Ladeleistung und den Spannungsfall beeinflusst. Der Ferrantie-Effekt kann mit <0,05 % auf einer Trassenlänge < 10 km vernachlässigt werden.

## 3.2.2 Berechnung der Verluste

Im Vergleich zu herkömmlichen Kabeln sind Supraleiterkabel besonders bei hoher Strombelastung ausgesprochen effizient. Trotzdem fallen beim Betrieb verschiedene Verluste an, die sich wie folgt klassifizieren lassen:

- Wechselstromverluste im Supraleitermaterial
- Dielektrische Verluste
- Thermische Verluste des Leitungskryostaten
- Verluste in Endverschlüssen und Stromzuführungen

### 3.2.2.1 Wechselstromverluste im Supraleitermaterial

Die theoretischen Hintergründe zu den Wechselstromverlusten in supraleitenden Kabeln wurden bereits in Abschnitt 3.1.2.6 erläutert.

Die AC-Verlustleistung ist abhängig vom Temperaturprofil des Kabels bei vorgegebener Trassenlänge, Massenstrom und Strombelastung. Der linke Teil der Abbildung 3.14 zeigt den Temperaturverlauf in der HTS-Bandleiterschicht bei einem Stickstoffmassenstrom von 0,9 kg/s bei einseitiger Kühlung und einer Trassenlänge von 3,2 km mit einem Kabel mit einer Nennweite des Innenrohrs von DN 50 und einer einzigen HTS-Bandleiterschicht bei vollem Bemessungsstrom. Die entsprechende Verlustleistung in Abhängigkeit von der Trassenlänge ist im rechten Teil der Abbildung 3.14 dargestellt.

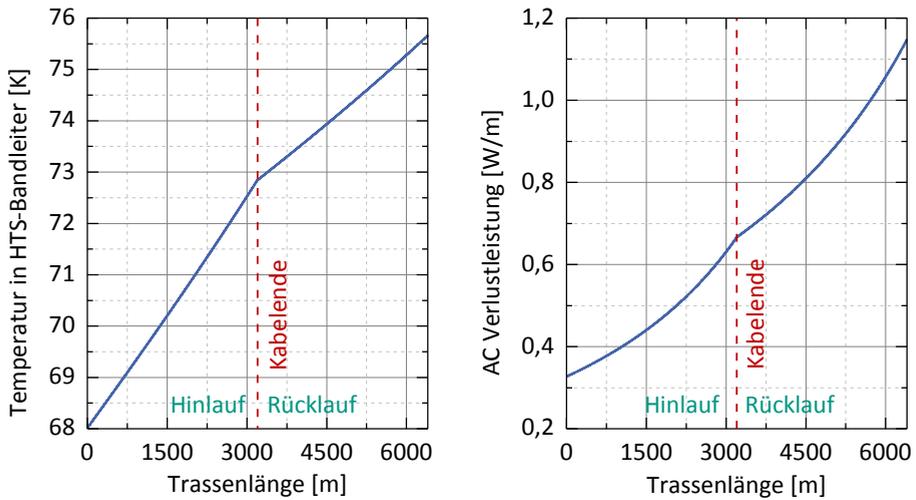


Abbildung 3.14: Temperaturverlauf in der HTS-Bandleiterschicht in Abhängigkeit von der Trassenlänge (links); AC-Verlustleistung pro Phase in Abhängigkeit von der Trassenlänge (rechts).

Eine Übersicht über die integrierte AC-Verlustleistung bei verschiedenen Strombelastungen über die gesamte Trassenlänge bietet Tabelle 3.20. Die gesamte Verlustleistung umfasst die Verlustleistung der drei elektrischen Phasen L1, L2 und L3 sowie die dazugehörigen Verluste in den verschiedenen Schirmen. Somit ergeben sich sechs Verlustkomponenten.

Tabelle 3.20: Übersicht über die gesamten AC-Verlustleistungen (dreiphasig) für ein System bei verschiedenen Strombelastungen bei einer Trassenlänge von 3,2 km

	Nennweite Former	Anzahl der Bandleiter pro Schicht (S1/S2/SS)	Verlustleistung		
			$0,1 \cdot I_N$ in W	$0,5 \cdot I_N$ in W	$1 \cdot I_N$ in W
Hohlleiterkonzept	50	44/0/81	< 1	331	6594

Mit abnehmender Innenrohrnennweite verringert sich die Anzahl der Bandleiter im Kabelsystem; gleichzeitig nehmen die Wechselstromverluste stark zu. Daraus folgen eine größere Verlustleistung und damit eine Reduzierung des Abstands zwischen Kühlstationen. Andererseits sinken durch die Verringerung des Bandleiterbedarfs die Investitionskosten.

### 3.2.2.2 Dielektrische Leitungsverluste

Die Berechnung der dielektrischen Verluste  $P_{VOD}$  eines Kabels wurde bereits in Abschnitt 3.1.2.6, Wärmequelle – dielektrische Verluste der elektrischen Isolation beschrieben. In Tabelle 3.21 sind die dielektrischen Verluste dargestellt.

Tabelle 3.21: Übersicht über die dielektrischen Verluste pro Kabel

Relative Permittivität	Isolations-	Innendurch-	Kapazitäts-	Verlustfaktor	Dielektrische Verlustleistung
	dicke	messer	belag		
	mm	mm	$pF/m$	$\tan\delta$	$W/m$ pro Kabel
1,73	24,25	58,2	158,8	$1,3 \cdot 10^{-4}$	0,31

### 3.2.2.3 Verluste des Leitungskryostaten

Thermische Verluste treten am Leitungskryostaten  $P_{V,0,LK}$  auf, das heißt in Abhängigkeit von der thermischen Isolationsqualität. Die Umgebung des Kryostaten ist immer wärmer als das Kabelsystem, sodass sich ein permanenter Wärmefluss in Richtung des kalten Teils ergibt. So entstehen lastunabhängige Verluste, die von der Stickstoffkühlung ständig kompensiert werden müssen. Die Wärmeübertragung lässt sich in Wärmestrahlung, Wärmeleitung und Konvektion einteilen. Die Wärmeleitung in den Leitungskryostaten wird durch kleine Kontaktflächen stark reduziert. Die Konvektion wird durch ein langzeitstabiles Vakuum als isolierende Schicht zwischen den Kryostat-hüllen unterdrückt.

Bei den verbleibenden thermischen Verlusten handelt es sich also um Wärmestrahlungsverluste. Diese sind abhängig von der Wärmeleitfähigkeit  $\lambda$  der Superisolation, deren Werte zwischen  $0,0025 \text{ W}/(\text{m K})$  und  $0,005 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$  liegen. Die Dicke der Isolierung beträgt typischerweise 7–10 mm. Zur Berechnung der Verluste von Leitungskryostaten können die Daten aus Tabelle 3.10 verwendet werden. Typische Werte liegen bei  $2 \text{ W}/\text{m}$  [CRY12].

### 3.2.2.4 Stromzuführungsverluste

In den Stromzuführungen entstehen thermische und elektrische Verluste. Die thermischen Verluste treten am Übergang zwischen dem Tieftemperaturbereich und der Umgebungstemperatur des Endverschlusskryostaten auf. Elektrische Verluste in den Stromzuführungen sind Folge der widerstandsbehafteten metallischen Zuleitungen und hängen unter anderem von der Art des Supraleiterkabels ab. Der minimale Wärmeeintrag einer badgekühlten Stromzuführung beträgt ca.  $42 \text{ W}/\text{kA}$  pro Pol bei einem unteren Temperaturniveau von 77 K [HCB93].

Da in dieser Studie keine detaillierte Auslegung einer Stromzuführung durchgeführt werden kann, werden für die nachfolgenden Rechnungen die Gesamtverluste einer Stromzuführung mit 45 W/kA angenommen. Als Erfahrungswert machen die thermischen Verluste bei Bemessungsstrom 37 % der Verluste aus. 63 % sind lastabhängige elektrische Verluste. Die Gleichungen 3.38 und 3.39 geben die Berechnung der Stromzuführungsverluste für je einen Endverschluss an.

$$P_{V,SZ} = (P_{V,th,SZ} + P_{V,el,SZ}) \quad (3.38)$$

$$P_{V,SZ} = 45 \frac{\text{W}}{\text{kA}} \cdot I_r \left( 37\% + 63\% \cdot \left( \frac{I}{I_r} \right)^3 \right) \quad (3.39)$$

$P_{V,SZ}$	Kritischer Strom in Abhängigkeit von der Temperatur	(W)
$P_{V,th,SZ}$	Thermische Stromzuführungsverluste	(W)
$P_{V,el,SZ}$	Elektrische Stromzuführungsverluste	(W)
$I_r$	Bemessungsstrom	(A)
$I$	Nennstrom	(A)

In Tabelle 3.22 sind die Stromzuführungsverluste zusammengefasst.

Tabelle 3.22: Übersicht über die Stromzuführungsverluste je Endverschluss bei verschiedenen Belastungsfaktoren

Nennstrom	Formelzeichen	Verlustleistung	Verlustleistung	Verlustleistung
A		$0,1 \cdot I_N$ in W	$0,5 \cdot I_N$ in W	$1 \cdot I_N$ in W
3600	$P_{V,SZ}$	61,0	87,1	168,5
	$P_{V,th,SZ}$	59,9	59,9	59,9
	$P_{V,el,SZ}$	1,1	27,1	108,5

### 3.2.2.5 Verluste der Endverschlusskryostaten

Die thermischen Verluste der Endverschlusskryostaten  $P_{V,0,EK}$  sind lastunabhängig und werden mit je 20 W (Erfahrungswert) angenommen.

### 3.2.2.6 Kryokühlerbetrieb

Die elektrischen Anschlussleistungen der Kryokühler werden jeweils wie Verluste behandelt. Grundsätzlich lässt sich die benötigte Anschlussleistung eines Kryokühlers über den Wirkungsgrad  $\eta$  des Kühlprozesses nach Gleichung 3.40 abschätzen. Bei Leitungen mit kaltem Dielektrikum sind die dielektrischen Verluste  $P_{V,0,D}$  zu berücksichtigen, da die resistive Komponente im dielektrischen Verlust die Leitung erwärmt. Der

Wirkungsgrad ist abhängig vom Kühlsystem. In dieser Studie wird ein mittlerer Wirkungsgrad von ca. 6,3 % (68–300 K) angenommen [SC12].

$$P_{V,KK} = \frac{(P_{V,SL} + P_{V,0,LK} + P_{V,SZ} + P_{V,0,EK})}{\eta} \quad (3.40)$$

$P_{V,KK}$	Anschlussleistung des Kryokühlers	(W)
$P_{V,SL}$	Wechselstromverluste	(W)
$P_{V,0,LK}$	Leitungskryostatverluste	(W)
$P_{V,SZ}$	Stromzuführungsverluste	(W)
$P_{V,0,EK}$	Endverschlusskryostatverluste	(W)
$\eta$	Wirkungsgrad des Kryokühlers	

Für die spätere Jahresverlustenergieberechnung werden die einzelnen Verlustanteile getrennt ermittelt.

### 3.2.2.7 Übersicht zur Verlustberechnung

In Tabelle 3.23 findet sich eine Übersicht über die Gesamtverluste der beiden projektierten Kabelsysteme für eine Stromstärke von 3,6 kA und eine Trassenlänge von 3200 m. Die Ergebnisse gelten für das Hohlleiterkonzept mit der Former-Nennweite DN 50 und dem inneren Kryostatrohr DN 125.

Tabelle 3.23: Übersicht über die Verluste für zwei Systeme bei einem Bemessungsstrom von 3,6 kA und einer Trassenlänge von 3200 m (Hohlleiterkonzept)

Verlustkomponente	Formelzeichen	Verlustleistung		
		$0,1 \cdot I_N$	$0,5 \cdot I_N$	$1 \cdot I_N$
Kälteleistung	$P_V$	45329 W	46303 W	59806 W
Wechselstromverluste	$P_{V,SL}$	1,0 W	662 W	13188 W
Dielektrische Verluste	$P_{V,0,D}$	5956 W	5956 W	5956 W
Leitungskryostatverluste	$P_{V,0,LK}$	38400 W	38400 W	38400 W
Stromzuführungsverluste	$P_{V,SZ}$	732 W	1045 W	2022 W
Endverschlusskryostatverluste	$P_{V,0,EK}$	240 W	240 W	240 W
Verluste bei Umgebungstemp.	$P_{V,g}$	719,5 kW	735,0 kW	949,3 kW

### 3.2.2.8 Reduzierung der Verluste der Leitungskryostaten

Aus Tabelle 3.23 geht hervor, dass der Großteil der Verluste von den Leitungskryostaten verursacht wird. Tabelle 3.24 zeigt die Verlustkomponenten unter der Annahme,

die Leitungskryostatverluste hätten sich halbiert. Eine solche Reduzierung der Kryostatverluste könnte mit stark verbesserten starren Leitungskryostaten erreicht werden. Der Kryostathersteller CryoTherm gibt für seinen starren Kryostaten bei DN 100 einen Verlustwert von 1,3 W/m an [CRY15]. Ein flexibles System weist nach Cryoflex bei DN 100 einen Verlustwert von 2,2 W/m auf. Allerdings bezieht sich die Verlustangabe von CryoTherm lediglich auf den Leitungskryostaten selbst – nicht berücksichtigt sind Kupplungen, Muffen und Anschlusssteile.

Tabelle 3.24: Übersicht über die Verluste für zwei Systeme bei einem Bemessungsstrom von 3,6 kA und einer Trassenlänge von 3200 m unter der Annahme von halbierten Leitungskryostatverlusten

Verlustkomponente	Formelzeichen	Verlustleistung		
		$0,1 \cdot I_N$	$0,5 \cdot I_N$	$1 \cdot I_N$
Kälteleistung	$P_V$	26129 W	27103 W	40606 W
Wechselstromverluste	$P_{V,SL}$	1,0 W	662 W	13188 W
Dielektrische Verluste	$P_{V,0,D}$	5956 W	5956 W	5956 W
Leitungskryostatverluste	$P_{V,0,LK}$	19200 W	19200 W	19200 W
Stromzuführungsverluste	$P_{V,SZ}$	732 W	1045 W	2022 W
Endverschlusskryostatverluste	$P_{V,0,EK}$	240 W	240 W	240 W
Verluste bei Umgebungstemp.	$P_{V,g}$	414,7 kW	430,2 kW	644,5 kW

### 3.2.3 Mechanische Eigenschaften

Der Biegeradius von supraleitenden Kabeln wird analog zu dem Biegeradius von XLPE-Kabeln angenommen. Als Faustformel dient der 25-fache Außendurchmesser. Somit ergibt sich ein Biegeradius von 4,3 m bei einem Kabeldurchmesser von 172 mm.

## 3.3 Kurzschlussberechnung

Für die folgenden Kurzschlussberechnungen wurde die Norm IEC 60909 verwendet. Die Berechnung des Kurzschlussverhaltens wird aus [Str11] übernommen. Für die Berechnung wird ein adiabatischer Zustand angenommen, das heißt, es findet kein Wärmeaustausch mit dem Stickstoff statt.

In Abbildung 3.15 sind die Kurzschlussströme des Kabels dargestellt. Zum einen wird der Kurzschlussstrom im Netz ohne angeschlossenes Kabel betrachtet; zum anderen wird der Kurzschlussstrom inklusive HTS-Kabel berechnet. Die Nennweite beträgt DN 50, die Kabellänge 5 km. Angenommen wird ein dreipoliger Kurzschluss mit einem Effektivwert von 20 kA.

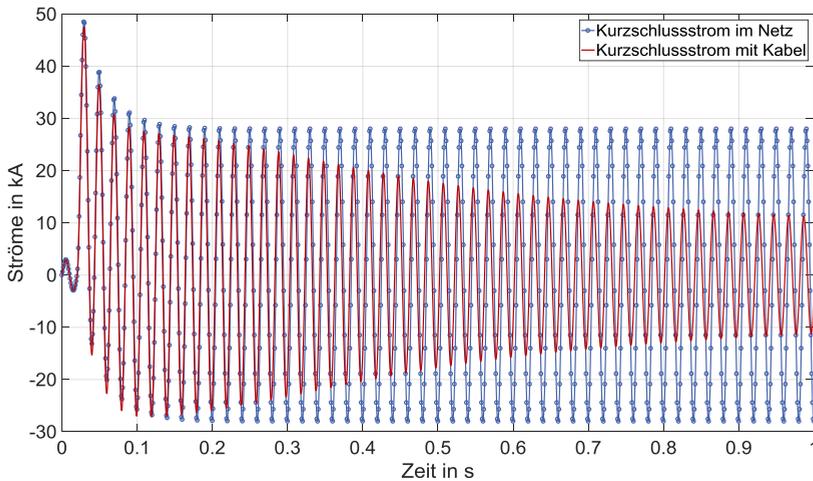


Abbildung 3.15: Kurzschlussströme im Innenrohrkonzept im Netz und im Kabel bei einem dreipoligen Kurzschlussstrom von 20 kA. Die Nennweite des Innenrohrs beträgt DN 50, die Kabellänge 5 km.

Erkennen lässt sich ein strombegrenzendes Verhalten im supraleitenden Kabel. Dieses Verhalten entsteht durch den sogenannten Quench der Bandleiter. Das heißt, sie verlieren ihre supraleitende Eigenschaft. Der Strom fließt dann durch die anderen Schichten des Bandleiters.

In Abbildung 3.16 sind die Kurzschlussströme des Kabels mit Hohlleiter im Netz und im Kabel dargestellt. Die Nennweite beträgt DN 50, die Kabellänge 5 km. Angenommen wird ein dreipoliger Kurzschluss mit einem Effektivwert von 20 kA.

Beim Hohlleiterkonzept, das mit einer 300 mm<sup>3</sup> großen Kupferstabilisierung ausgestattet ist, ist kein strombegrenzendes Verhalten zu erkennen. Die zusätzliche thermische und elektrische Stabilisierung verhindert den Verlust des supraleitenden Zustands.

Als Worst-Case-Abschätzung wird eine Starttemperatur am Kabelende von 76 K angenommen. Die Tabelle fasst die Bandleitertemperaturen am Kabelende nach vorgegebener Kurzschlussdauer zusammen.

Die Ergebnisse zeigen die Notwendigkeit der zusätzlichen Kupferstabilisierung. Diese verhindert eine irreversible Beschädigung der HTS-Bandleiter bei Temperaturen > 175°C [Bay16<sup>4</sup>]. Zudem lässt sich bei Einhaltung eines entsprechenden Mindestbetriebsdrucks (> 3 bar) die Entstehung von gasförmigem Stickstoff vermeiden.

<sup>4</sup> <https://doi.org/10.1088/0022-3727/3/4/308>

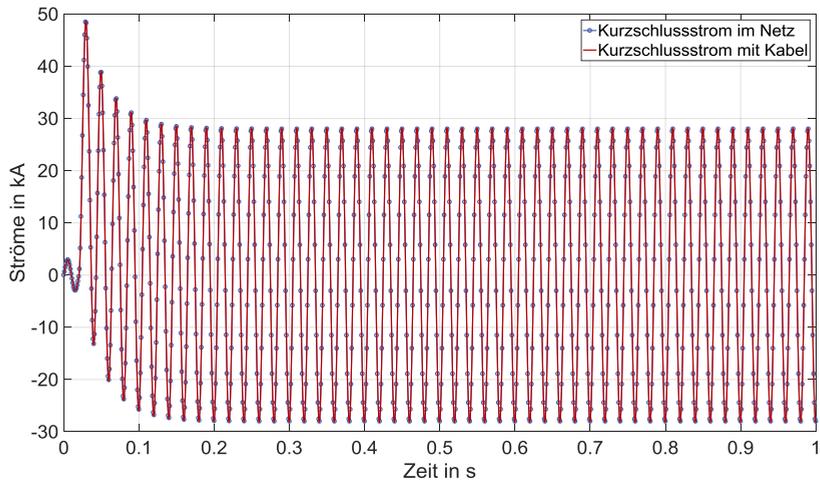


Abbildung 3.16: Kurzschlussströme im Hohlleiterkonzept im Netz und im Kabel bei einem dreipoligen Kurzschlussstrom von 20 kA. Die Nennweite des Innenrohrs beträgt DN 50, die Kabellänge 5 km.

Tabelle 3.25: Übersicht über die Bandleitertemperaturen nach definierter Kurzschlussdauer eines dreipoligen Kurzschlusses

	Kurzschlussstrom (Effektivwert)	Kurzschlussdauer	Bandleitertemperatur am Kabelende
	kA	ms	K
Wellrohrkonzept	20	150	187
		300	432 <sup>a)</sup>
		1000	1639 <sup>a)</sup>
	63	150	773 <sup>a)</sup>
		300	1158 <sup>a)</sup>
		1000	2236 <sup>a)</sup>
Hohlleiterkonzept	20	150	76
		300	76
		1000	77
	63	150	78
		300	81
		1000	94

Hinweis: Die angenommenen Näherungsfunktionen für die temperaturabhängigen Materialeigenschaften gelten für Temperaturen bis 300 K. Darüber kommt es zu Abweichungen.

### 3.4 Konzeptionelles Design

Das finale Kabeldesign erfüllt alle Netzanforderungen an das Kabelsystem. Für weiterführende Verlustberechnungen wird ein finales Kabeldesign anhand der Projektparameter ausgewählt. Eine Übersicht über die Kenngrößen des finalen Kabeldesigns gibt Tabelle 3.26.

Tabelle 3.26: Übersicht über die Kenngrößen des finalen Kabeldesigns

Bemessungsstrom pro System	3600 A
Bemessungsspannung	420 kV
Kurzschlussdaten	63 kA für 300 ms
Trassenlänge	3200 m
Kabelkonzept	Einleiter mit zwei Systemen (mit Kupferstabilisierung)
Kühlkonzept:	einseitiges Kühlkonzept
Maximaler Druckverlust	6,3 bar
Maximale globale Temperatur bei Bemessungsstrom	77,2 K
Maximale globale Temperatur im Kurzschlussfall	100,2 K
Pumpenleistung	1,0 kW
Massenstrom	0,9 kg/s
Kapazitätsbelag	158,8 nF/km
Induktivitätsbelag	0,129 mH/km
Ladeleistung (pro System)	23 MVar
Gesamtverluste bei Bemessungsstrom und Umgebungstemperatur	644,5 kW
HTS-Bandleiterbedarf: ein System pro Trassenkilometer	388,3 km
HTS-Bandleiterbedarf: ein System (@ 3,2 km)	1242,6 km
HTS-Bandleiterbedarf: zwei Systeme	2485,2 km

Abbildung 3.17 zeigt das CAD-Modell des ausgewählten finalen Kabeldesigns. Tabelle 3.27 gibt den geometrischen Kabelaufbau des konzeptionellen Designs an.



Abbildung 3.17: Konzeptionelles Design eines supra-leitenden Höchstspannungskabels.

Tabelle 3.27: Kabelaufbau des konzeptionellen Designs

Durchmesser	Symbol	Größe
Träger (i)	$d_{T,i}$	50,0 mm
Träger (a)	$d_{T,a}$	54,0 mm
Hohlleiter (a)	$d_{HL,a}$	57,4 mm
Bandleiterschicht(a)	$d_{L,a}$	57,8 mm
Anzahl der Bandleiter	$N_L$	44 Stück
Elektrische Isolation(a)	$d_{EL,a}$	106,3 mm
Schirmschicht(a)	$d_{SS,a}$	106,7 mm
Anzahl der Schirmleiter	$N_S$	81 Stück
Neutralleiter(a)	$d_{NL,a}$	110,7 mm
Inneres Kryostatrohr(i)	$d_{IK,i}$	125,0 mm
Inneres Kryostatrohr(a)	$d_{IK,a}$	130,2 mm
Äußeres Kryostatrohr(i)	$d_{AK,i}$	150,0 mm
Äußeres Kryostatrohr(a)	$d_{AK,a}$	162,0 mm
Mantel(a)	$d_{M,a}$	172,8 mm

Der Kabelaußendurchmesser beträgt ca. 173 mm; damit lässt sich das Kabel in ein Schutzrohr der Nennweite 200 oder mehr einziehen.

### 3.5 Kühlsystem

Am Markt sind mehrere Kühlsysteme für den benötigten Temperaturbereich erhältlich. Bei der Hauptanforderung eines möglichst geringen Wartungsaufwands erscheinen Stirling-Kühler und Turbo-Brayton-Kühler als die attraktivsten Varianten.

Der Stirling-Kühler stellt Kälteleistung bis zu 3 kW @ 65K bereit. Für den zweistelligen Kilowattbereich wird ein Turbo-Brayton-Kühler (auch Brayton-Kühler genannt) verwendet. Die hohe benötigte Kälteleistung von mehr als 40 kW würde bei einer Realisierung mit Stirling-Kühler eine hohe Geräteanzahl von mehr als zehn Stück erfordern, sodass diese Studie den Brayton-Kühler annimmt.

Ein Brayton-Kühler besteht aus zwei aktiven Teilen, einem Kompressor und einer Turbine, sowie zwei passiven Wärmeübertragern. Er basiert auf dem Prinzip der Umkehrung einer Brayton-Maschine, wie sie in jedem Gas- oder Kohlekraftwerk zur Energiegewinnung genutzt wird. Statt mit heißen Verbrennungsgasen arbeitet der Kühler aber üblicherweise mit einem Neongas in einem geschlossenen System. Der Kompressor

sorgt für eine Verdichtung des Gases auf etwa 10 bar, wobei es erwärmt wird. Danach wird das Gas in einem Nachkühler mit Kühlwasser gekühlt, bevor die Temperatur in einem Gegenstromwärmeübertrager auf unter 100 K abgesenkt wird. Anschließend wird das Gas in einer Turbine auf etwa 6 bar expandiert und dabei auf das gewünschte Temperaturniveau abgekühlt. Die aus dem Kapazitätsstrom ( $\dot{m} \cdot c_p$ )<sub>Neon</sub> bestehende Kälteleistung lässt sich nun mit einem Gegenstromwärmeübertrager zur Unterkühlung des Stickstoffs nutzen. Abbildung 3.18 stellt den prinzipiellen Aufbau dar.

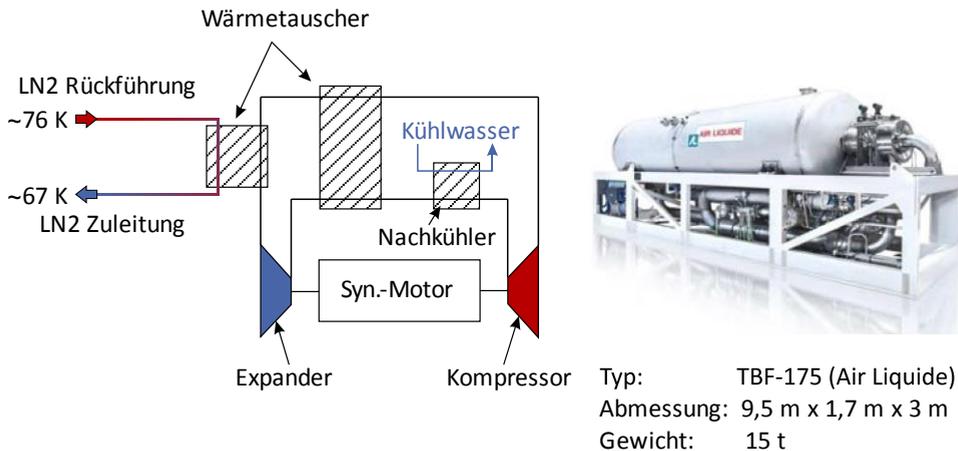


Abbildung 3.18: Schematischer Aufbau und Abmessung eines Brayton-Kühlers vom Typ TFB-175 (Air Liquide).

Die Vorteile des dargestellten Brayton-Kühlers ergeben sich aus dem komplett öl- und kontaktfreien Betrieb mit Hochgeschwindigkeits-Synchronmotoren. Dadurch werden die Wartungsintervalle vergrößert, was die Betriebskosten senkt. Weiterhin benötigt der Kühler kein Getriebe, das zu zusätzlichem Verschleiß und Leistungseinbußen führen würde. Auch auf Druckluft, wie sie viele ältere Modelle zur Kompression nutzen, kann verzichtet werden. Weitere technische Kenngrößen sind in Tabelle 3.28 aufgeführt.

Die Brayton-Kühler vom Typ TBF sind teillastfähig. In Abbildung 3.19 sind die Kälteleistungen in Abhängigkeit von der Temperatur für die Typen TBF-80, TBF-175 und TBF-350 dargestellt.

Aus Redundanzgründen wird die Kälteanlage für das Kabelsystem mit vier Kühlern vom Typ TBF-175 ausgelegt. Bei Wartungsarbeiten oder einer technischen Störung lässt sich die Übertragungsleitung nach dem  $(n - 1)$ -Kriterium unterbrechungsfrei weiterbetreiben.

Tabelle 3.28: Kenngrößen einiger Kühler verschiedener Hersteller und Kühlverfahren

Bezeichnung	Air Liquide TFB-175	Taiyo Nippon Sanso Corporation <sup>5</sup>	Striling Cryogenics SPC-4 Cryogenerator
Kälteleistung	15 kW @ 70 K	10 kW @ 70 K	4 kW @ 70 K
Anzahl der Geräte für das Gesamtsystem	4	5	13
Wirkungsgrad	~ 8,4 %	~ 8,0 %	~ 6,4 %
Wartungsintervall	5 Jahre	-	>6000 h
Max. Massenstrom	-	0,7 kg/s	-
Abmessungen	9,5 x 1,7 x 3 m	7,5 x 2,3 x 2,3 m	1,7 x 0,8 x 1,2 m
Masse	15 t		1,2 t

Hinweis: Die Kühlleistung richtet sich nach den Verlustleistungen aus Tabelle 3.24.

Die gesamte Anschlussleistung der Kälteanlage von ca. 650 kW lässt sich über das interne Übertragungsnetz der Übertragungsnetzbetreiber (Eigenversorgung aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers) oder über ein ortsnahes Verteilnetz (Fremdversorgung) beziehen. Diese Unterscheidung beeinflusst die Wirtschaftlichkeit der Anlage maßgeblich (vergleiche Abschnitt 4.1.3).

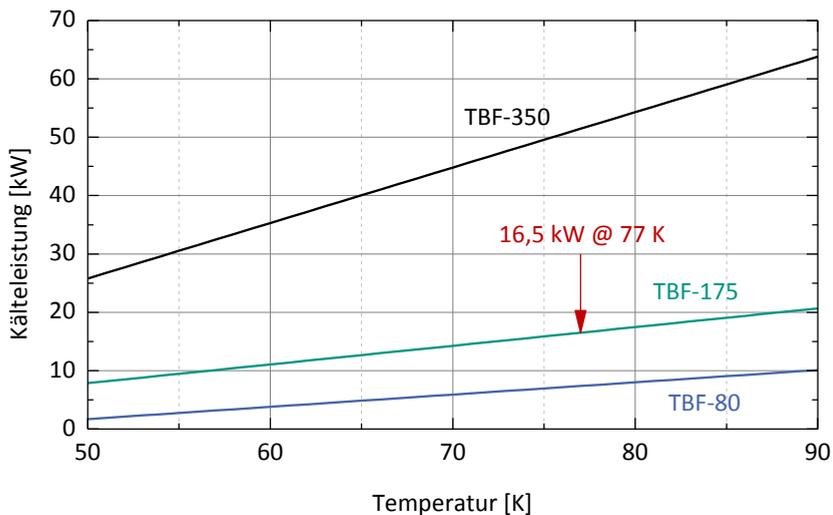


Abbildung 3.19: Darstellung der Kälteleistung der Brayton-Kühler vom Typ TBF-80/175/350 in Abhängigkeit von der Temperatur [AAL18].

<sup>5</sup> <https://doi.org/10.1063/1.4860847>

### 3.5.1 Anlagenschema

Abbildung 3.20 zeigt ein vereinfachtes Schema – ohne zusätzliche Sicherheitstechnik – zur Kühlung des konzeptionellen Kabels. Das Kühlsystem besteht aus vier Turbo-Brayton-Kühlern, die den flüssigen Stickstoff unterkühlen. Den erforderlichen Durchfluss stellt eine kryogene Flüssigstickstoffpumpe ein, die auch mit gasförmigem Stickstoff arbeiten kann. Diese technische Eigenschaft lässt sich für den Abkühlprozess mit gasförmigem Stickstoff nutzen. Zur Redundanz ist eine weitere Pumpe im Kreislauf installiert. Das Reservoir, das mit flüssigem Stickstoff aus dem LN2-Tank befüllt wird, übernimmt während der Abkühlung des Kabels mehrere Funktionen, die im Folgenden näher beschrieben werden.

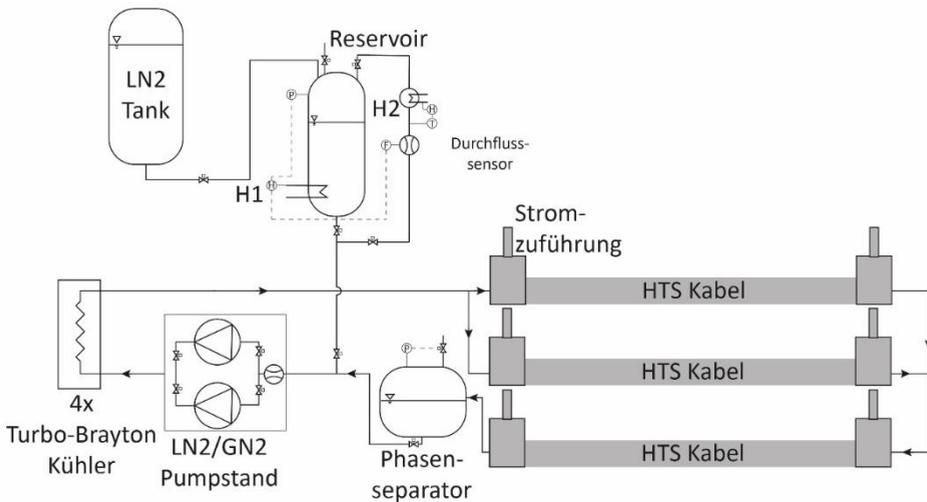


Abbildung 3.20: Schematischer Aufbau der Kühlung des konzeptionellen Kabels.

### 3.5.2 Abkühlung des Kabels

Das supraleitende Kabel muss vor dem Einschalten von der Umgebungstemperatur auf die Temperatur des unterkühlten Stickstoffs abgekühlt werden. Zur Vermeidung von zu hohen thermischen Spannungen in axialer und radialer Richtung bei der Abkühlung wird in [YMA06<sup>6</sup>], [CKK12<sup>7</sup>] und [MSH05<sup>8</sup>] vorgeschlagen, den Prozess in drei Teilschritte zu unterteilen:

<sup>6</sup> <https://doi.org/10.1063/1.2202486>

<sup>7</sup> <https://doi.org/10.1109/TASC.2011.2178376>

<sup>8</sup> <https://doi.org/10.1109/TASC.2005.849289>

1. Gasgekühlte Abkühlung bei verschiedenen Temperaturen, Massenströmen und Wartezeiten (pre-cooling process). Dabei wird mit einer Heizung H1 in einem Reservoirtank der flüssige Stickstoff verdampft und mit einem zusätzlichen Heizelement H2 auf die gewünschte Temperatur erwärmt. Der Massenstrom des abdampfenden Stickstoffs wird mithilfe eines dazugehörigen Durchflusssensors geregelt (siehe Abbildung 3.21).

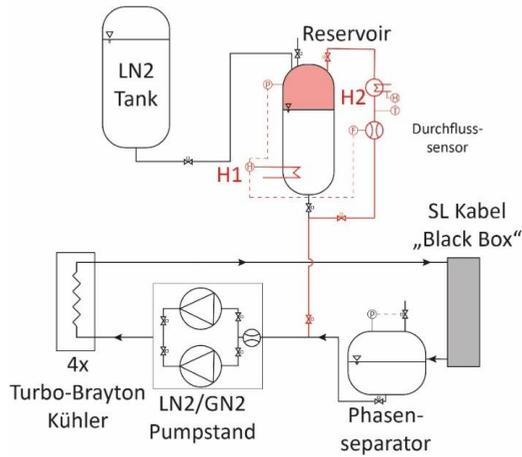


Abbildung 3.21: Leitungen und Armaturen (rot) für die Abkühlung im Teilschritt 1.

2. Befüllen des Kabels mit flüssigem Stickstoff aus dem Reservoir im Sättigungszustand bei etwa 2–3 bar (siehe Abbildung 3.22).

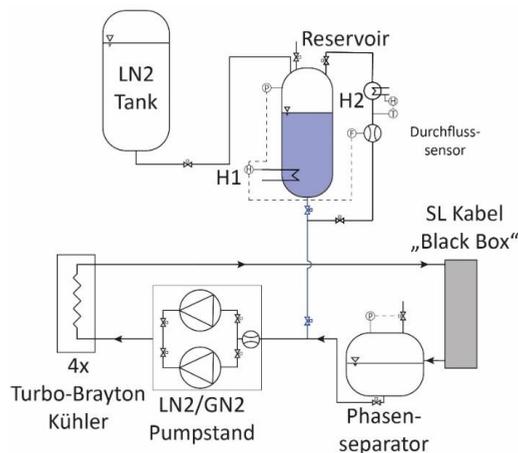


Abbildung 3.22: Leitungen und Armaturen (blau) für die Abkühlung im Teilschritt 2.

3. Einschalten der Kälteanlage und Pumpe zur Abkühlung des Kabels auf die Temperatur des unterkühlten Stickstoffs (siehe Abbildung 3.23).

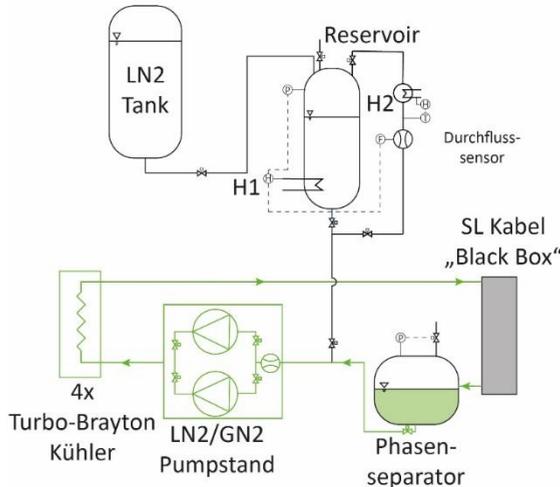


Abbildung 3.23: Leitungen und Armaturen (grün) für die Abkühlung im Teilschritt 3.

Zur Abschätzung der Temperaturbereiche, Massenströme und Wartezeiten lassen sich die konservativ angenommenen Werte in Tabelle 3.29 verwenden. Die Abkühlzeit von supraleitenden Kabeln variiert mit der Länge, liegt aber im Bereich von etwa 150 Stunden.

Tabelle 3.29: Abschätzung der notwendigen Zeiten und Massenströme des Stickstoffs für verschiedene Temperaturen in den jeweiligen Teilschritten nach der Methode in [CKK12]

Teilschritt	1				2	3
Temperatur (K)	200	150	100	80	80	65
Zeit (Stunden)	16	20	20	70*	> 10	> 10
Massenstrom (kg/s)	0,01 < $\dot{m}$ < 0,02				Periodisches Einströmen	Nennbetrieb

\* Die lange Wartezeit wird benötigt, bis das HTS-Kabel am Austritt auf die Temperatur von 80 K abgekühlt ist.

Vor dem Teilschritt 1 empfiehlt sich, das Kabel mit erwärmtem gasförmigem Stickstoff bei über 60 °C zu durchspülen. Dabei wird die angesammelte Feuchtigkeit im Kabel entfernt, und andere Bestandteile der Luft werden herausgespült. Dies minimiert auch das Risiko, dass Sauerstoff im Kabel beim Abkühlen kondensiert.

### 3.5.3 Aufwärmzeiten bei einem Ausfall der Kälteanlage

Bei einem Ausfall der Kälteanlage und der Pumpe infolge einer Versorgungsunterbrechung kommt der flüssige Stickstoffstrom zum Erliegen. Die aufgenommene Wärmeleistung von Stickstoff kann an die Kälteanlage nicht mehr abgegeben werden, und aufgrund von Wärmestrahlung erwärmt sich der Stickstoff zunächst bis auf die Siedetemperatur beim jeweiligen Druck; anschließend wird er vollständig verdampft. Die folgenden Berechnungen dienen zur Abschätzung der Aufwärmzeit des Kabels bei einem Ausfall der Anlage.

#### 3.5.3.1 Aufwärmung des flüssigen Stickstoffs bis zur Siedelinie

Bei einem Ausfall der Pumpe stellt sich der Druck im System auf das Niederdruckniveau von 3 bar ein. Für die Berechnung der Zeiten wird im kompletten Kabel eine Temperatur von 78 K angenommen. Tatsächlich liegt kurz nach dem Ausfall der Kühlung noch ein axiales Temperaturprofil wie in Abbildung 3.14 vor. Dadurch werden die berechneten Zeiten für die Erwärmung des Stickstoffs unterschätzt.

Um den Stickstoff bis auf die Siedetemperatur  $T_S \approx 88$  K bei einem Druck von 3 bar zu erwärmen, wird die Energie

$$Q_1 = m_{\text{LN}_2} \cdot c_{p,\text{LN}_2} \cdot (T_S - 78 \text{ K}) \approx 100 \text{ MJ} \quad (3.41)$$

benötigt. Die Masse des flüssigen Stickstoffs im Kabel beträgt:

$$m_{\text{LN}_2} = \frac{\pi \cdot d_{T,i}^2}{4} \cdot l \cdot \rho_{\text{LN}_2} \approx 5050 \text{ kg} \quad (3.42)$$

Dabei steht  $l$  für die Länge des Kabels in (m),  $\rho_{\text{LN}_2}$  für die Dichte in (kg/s) und  $d_{T,i}$  für den Innendurchmesser des Tragerrohres in (m).

Die Aufwärmzeit bis  $T_S$  lässt sich mit dem über das gesamte Kabel verteilten Wärmeeintrag durch Strahlung berechnen und beträgt:

$$t_1 = \frac{Q_1}{q_{\text{rad}} \cdot l} \approx 4 \text{ Stunden.} \quad (3.43)$$

Bei der Erwärmung bis auf die Siedetemperatur  $T_S$  ist zu beachten, dass sich die Dichte des flüssigen Stickstoffs ändert und somit das von der Flüssigkeit eingenommene Volumen größer wird. Die Volumenänderung  $\Delta V$  in (L) zwischen 78 K und 88 K beträgt:

$$\Delta V = \frac{m_{\text{LN}_2}}{\rho_{\text{LN}_2}(88\text{K}, 3\text{bar})} - \frac{m_{\text{LN}_2}}{\rho_{\text{LN}_2}(78\text{K}, 3\text{bar})} \approx 400 \text{ L.} \quad (3.46)$$

Die relativ große Ausdehnung auf 400 Liter erfordert einen zusätzlichen Puffertank, um die thermische Ausdehnung des Stickstoffs zu kompensieren.

Ist eine Notstromversorgung für die LN<sub>2</sub>-Pumpen vorhanden, lassen sich diese weiterbetreiben, um das Druckniveau des flüssigen Stickstoffs zu erhöhen und somit den Abstand zur Siedelinie zu vergrößern. Zusätzlich lässt sich durch den konvektiven Wärmetransport das Aufstauen von Wärme im Kabel verhindern. Dies minimiert das Risiko von lokalen Druckspitzen im Kabel bei einem Phasenwechsel des Stickstoffs. Dabei ist darauf zu achten, dass ein kleinerer Massenstrom als im Nennbetrieb eingestellt werden muss, um die beim Pumpvorgang in das System eingebrachte Wärme zu minimieren.

An dem Punkt, an dem der Stickstoff die Temperatur der Siedelinie erreicht, beginnt er zu verdampfen. Dadurch wird der Druck im Phasenseparator (siehe Abbildung 3.24) ansteigen (rot) und kontrolliert oder durch das Ansprechen eines Sicherheitsventils entspannt. Die nach außen abgeführte Menge an Stickstoff lässt sich durch den gesättigten Stickstoff ( $T \approx 77 \text{ K}$ ) aus dem Reservoir erneuern. Dies verdoppelt bei einem Fassungsvermögen von über 5000 kg LN<sub>2</sub> die Zeit  $t_1$  aus Gleichung 3.43. Dies erfordert zusätzlich eine Regulierung des Druckes in der Ullage im Reservoir um Unterdruck zu vermeiden.

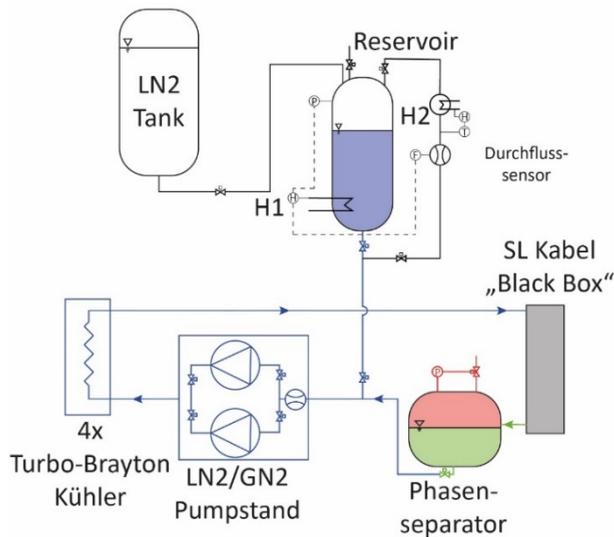


Abbildung 3.24: Schematische Darstellung der Erneuerung des flüssigen Stickstoffs bei einem Fehlerfall der Kälteanlage. Warmer gasförmiger Stickstoff ist in Rot, warmer flüssiger Stickstoff in Grün und kalter flüssiger Stickstoff in Blau dargestellt.

### 3.5.3.2 Vollständige Verdampfung des flüssigen Stickstoffs

Nach der Zeit  $t_1$  beginnt der Stickstoff zu verdampfen. Die Druckentlastungseinrichtungen müssen ansprechen und den Stickstoff bei Atmosphärendruck abdampfen lassen. Für die Berechnung der Abdampfzeit wird der abdampfende Massenstrom benötigt; dieser errechnet sich mit der Verdampfungsenthalpie  $\Delta h_V$  bei 1 bar (200 J/kg), zu

$$\dot{m}_{\text{LN}_2} = \frac{q_{\text{rad}} \cdot l}{\Delta h_V} \approx 0,04 \text{ g/s.} \quad (3.44)$$

Daraus ergibt sich die Zeit, bis der flüssige Stickstoff vollkommen verdampft ist:

$$t_2 = \frac{m_{\text{LN}_2}}{\dot{m}_{\text{LN}_2}} \approx 38 \text{ Stunden} \quad (3.45)$$

### 3.5.4 Geplante Aufwärmung für Wartungsarbeiten

Zur Aufwärmung des HTS-Kabels lässt sich das Verfahren der Abkühlung im Teilschritt 1 (vergleiche Abschnitt 3.5.1) in umgekehrter Richtung verwenden. Dabei wird das Kabel mit gasförmigem Stickstoff schrittweise bis auf die Umgebungstemperatur erwärmt. So wird die Ausbildung von zu hohen axialen und radialen Temperaturgradienten auch in der geplanten Erwärmung vermieden. Die Zeit für die Erwärmung  $t_3$  lässt sich auf den Wert, der für das Abkühlen nötig war, schätzen ( $t_3 \approx 150$  Stunden). Bevor die Erwärmung mit gasförmigem Stickstoff erfolgen kann, muss der flüssige Stickstoff entfernt werden. Dies geschieht, indem hinter der Pumpe oder alternativ hinter den Turbo-Brayton-Kühlern, je nachdem auf welchem Temperaturniveau LN2 benötigt wird, der flüssige Stickstoff in den LN2-Tank geleitet wird. Die restliche Menge an Flüssigkeit im System wird später mit dem gasförmigen Stickstoff herausgespült. Die Erwärmung kann auch ohne den gasförmigen Stickstoff erfolgen, indem die Wärmestrahlung und Wärmeleitung von den Enden aus ausgenutzt werden. In [YMW08<sup>9</sup>] werden für den Aufwärmprozess „natürlicher Art“ eines 350 Meter langen HTS-Kabels drei Wochen benötigt. Dieser Prozess würde bei dem in diesem Bericht untersuchten HTS-Kabel zu längeren Aufwärmzeiten führen und sollte vermieden werden. Die Aufwärmung mit gasförmigem Stickstoff ist in diesem Fall vorzuziehen.

<sup>9</sup> <https://doi.org/10.1063/1.2908453>

## 3.6 Eigenbedarf für die Kühlung

Wie in Tabelle 3.24 angegeben, wird bei einer supraleitenden Kabelanlage auf der angenommenen Beispielstrecke eine Leistung von etwa 1 MW für die höchste Betriebsstromstärke benötigt. Diese Leistung muss an dem Ort bereitgestellt werden, an dem die Kühlanlage platziert ist.

Kabelanlagen im Übertragungsnetz werden üblicherweise nicht direkt in einem Umspannwerk angeschlossen, das bereits eine hohe Versorgungsleistung zur Deckung des Eigenbedarfs vorsieht. Vielmehr muss die Leistung separat in der Kabelübergangsanlage bereitgestellt werden.

In einer Kabelübergangsanlage werden üblicherweise sogenannte Power Voltage Transformer (Power VT) eingesetzt, die direkt an die 380-kV-Leitung angeschlossen werden können. Sie sind einphasig für eine Versorgung bis aktuell etwa 100 kW am Markt erhältlich und decken damit den Bedarf einer herkömmlichen Kabelübergangsanlage. Für die geforderte höhere Leistung müssen die Geräte entsprechend weiterentwickelt werden, um die Anzahl der notwendigen Power VT und damit den Platzbedarf zu reduzieren. Alternativ lässt sich der Eigenbedarf durch den Bau einer dedizierten Mittelspannungsleitung beispielsweise aus dem Regionalversorgungsnetz decken.

Bei einem Ausfall der EB-Versorgung oder dem Wegfall des einspeisenden Netzes muss eine entsprechende Redundanz vorhanden sein. Diese kann im Bereich der AC-Versorgung beispielsweise aus einem Notstromaggregat bestehen. Für die unterbrechungsfreie Versorgung von wichtigen DC-Verbrauchern ist eine Batterieanlage aufzubauen. Wenn die Anlage schwarzstartfähig ausgeführt werden soll, muss ausreichend Kraftstoff bereitgestellt werden.

# 4 Wirtschaftlichkeit

## 4.1 Einführung

### 4.1.1 Berechnung der Jahresverlustenergie

Leitungen werden nicht konstant mit der gleichen Übertragungsleistung belastet. Vielmehr schwankt die Belastung abhängig von der jeweiligen Netzsituation. Um das Verhältnis zwischen der abgegebenen Arbeit und der Spitzenbelastung multipliziert mit der Zeit anzugeben, wird der Begriff Jahresbelastungsfaktor  $m_a$  eingeführt. Der Jahresbelastungsfaktor  $m_a$  ergibt sich aus Gleichung 4.1.

$$m_a = \frac{\frac{1}{t_a} \int_0^{t_a} S(t) \cdot dt}{S_N \cdot t_a} \quad (4.1)$$

Für ein Jahr ergeben sich  $t_a = 8760$  Stunden. Abbildung 4.1 zeigt den Verlauf der Netzbelastung.

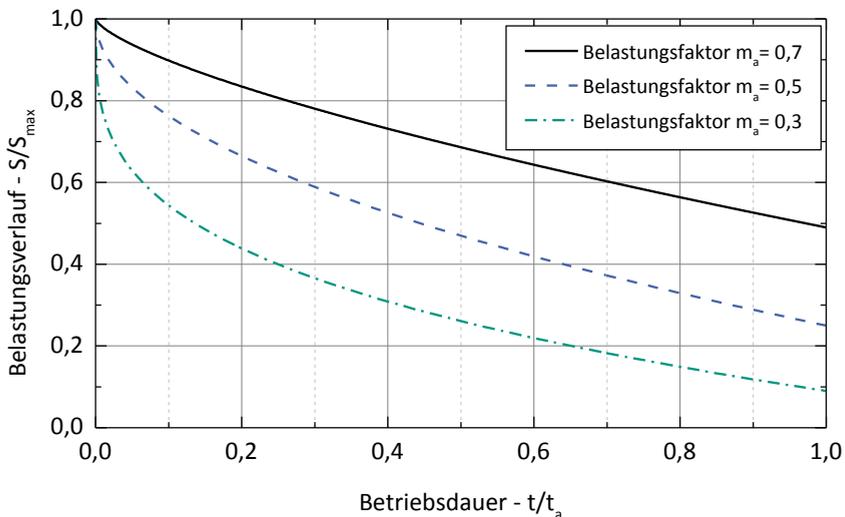


Abbildung 4.1: Theoretischer Belastungsverlauf nach Junge zur Berechnung des Arbeitsverlustfaktors mit einem Belastungsfaktor von  $m_a = 0,3$ ,  $m_a = 0,5$  und  $m_a = 0,7$ .

Bei der Nutzung des Belastungsfaktors werden die Einzelverluste jeweils mit der maximalen Belastung berechnet, beispielsweise der maximalen Stromstärke. Der Belastungsverlauf  $y$  wird nach Gleichung 4.2 angegeben [Zeb59].

$$y(x) = 1 - (1 - m_a^2) \cdot x^{m_a} \quad (4.2)$$

Der Belastungsverlauf  $y$  wird mit Gleichung 4.3 in einen sogenannten Arbeitsverlustfaktor  $\vartheta$  umgerechnet. Das Verhältnis zwischen Zeitpunkt  $t$  und Jahresbetriebsdauer  $t_a$  wird mit der Variablen  $x = t/t_a$  abgekürzt. Damit lässt sich für stromabhängige Verluste die Jahresverlustenergie berechnen.

$$\vartheta = \int_{x=0}^{x=1} y^2(x) \cdot dx \quad (4.3)$$

Wird Gleichung 4.2 in Gleichung 4.3 eingesetzt und über die gegebenen Grenzen integriert, ergibt sich die vereinfachte Gleichung 4.4.

$$\vartheta = \frac{m_a^2 \cdot (2 + m_a^2)}{1 + 2 \cdot m_a^2} \quad (4.4)$$

Für den Arbeitsverlustfaktor  $\vartheta_{\text{SL}}$  des supraleitenden Kabels wird in erster Annäherung eine Abhängigkeit von der dritten Potenz des Stroms angenommen. So ergibt sich das in Gleichung 4.5 dargestellte Integral [interne Studie, „Ampacity“, 2010].

$$\vartheta_{\text{SL}} = \int_{x=0}^{x=1} y^3(x) \cdot dx \quad (4.5)$$

Durch die Integration über die gegebenen Grenzen ergibt sich die Gleichung 4.6.

$$\vartheta_{\text{SL}} = \frac{m_a^3 \cdot ((2 \cdot m_a^2 + m_a + 3) \cdot m_a^2 + 6)}{m_a \cdot (6 \cdot m_a + 5) + 1} \quad (4.6)$$

In die Jahresverlustenergieberechnung fließen diejenigen Verlustkomponenten ein, die direkte elektrische Verluste hervorrufen. Thermische Verluste werden über den Kryokühler bzw. die Stickstoffkühlkosten kompensiert und berechnet.

Tabelle 4.1: Übersicht über die Berechnungsgleichung für verschiedene Jahresverlustenergien der Betriebsmittel

Variante	Berechnung
Konventionelles Erdkabel	$W_{V,g} = (P_{V,L} \cdot \vartheta + P_{V,0,D}) \cdot t_a$
Supraleiter-kabel	$W_{V,g} = \left( \underbrace{P_{V,SL} \cdot \vartheta_{SL}}_{\text{SL-Kabel}} + \underbrace{P_{V,th,SZ} + P_{V,el,SZ}}_{\text{Stromzuführung}} \cdot \vartheta + \underbrace{P_{V,0,LK}}_{\text{Leitungskryostat}} + P_{V,0,D} \right) \cdot t_a \cdot \eta^{-1}$

$W_{V,g}$	Gesamte Verlustenergie	(Wh)
$P_{V,SL}$	Wechselstromverluste	(W)
$P_{V,0,LK}$	Leitungskryostatverluste	(W)
$P_{V,SZ}$	Stromzuführungsverluste	(W)
$P_{V,0,EK}$	Endverschlusskryostatverluste	(W)
$\vartheta$	Arbeitsverlustfaktor konventionelle Komponenten	
$\vartheta_{SL}$	Arbeitsverlustfaktor supraleitende Komponenten	
$t_a$	Jahresbetriebsdauer	(h)
$\eta$	Wirkungsgrad des Kryokühlers	

Zu beachten ist, dass bei Supraleiterkabeln mit kaltem Dielektrikum die dielektrischen Verluste durch die Kühlung kompensiert werden müssen. Tabelle 4.2 gibt die Jahresverlustenergien der zwei Zwischenverkabelungsvarianten an.

Tabelle 4.2: Übersicht über die Jahresverlustenergien für zwei Stromkreise mit verschiedenen Belastungsfaktoren

Variante/ Jahresverlustenergie	Formel- zeichen	Jahresverlust- energie $m_a = 0,3$ MWh	Jahresverlust- energie $m_a = 0,5$ MWh	Jahresverlust- energie $m_a = 0,7$ MWh
<b>Konventionelles Erdkabel</b>				
Wirkverluste	$W_{V,L}$	1894	4455	7320
Dielektrische Verluste	$W_{V,0,D}$	1189	1189	1189
Jahresverlustenergie – gesamt	$W_{V,g}$	3082	5643	8509
<b>Supraleiterkabel</b>				
Wechselstromverluste	$W_{V,SL}$	103	321	701
Stromzuführung thermisch	$W_{V,th,SZ}$	100	100	100
Stromzuführung elektrisch	$W_{V,el,SZ}$	29	68	112
Leitungskryostat	$W_{V,0,LK}$	2670	2670	2670
Endverschlusskryostaten	$W_{V,0,EK}$	33	33	33
Dielektrische Verluste	$W_{V,0,D}$	828	828	828
Jahresverlustenergie – gesamt	$W_{V,g}$	3763	4020	4444

In Abbildung 4.2 sind die Jahresverlustenergien der beiden Zwischenverkabelungsvarianten in Abhängigkeit vom Belastungsfaktor  $m_a$  dargestellt.

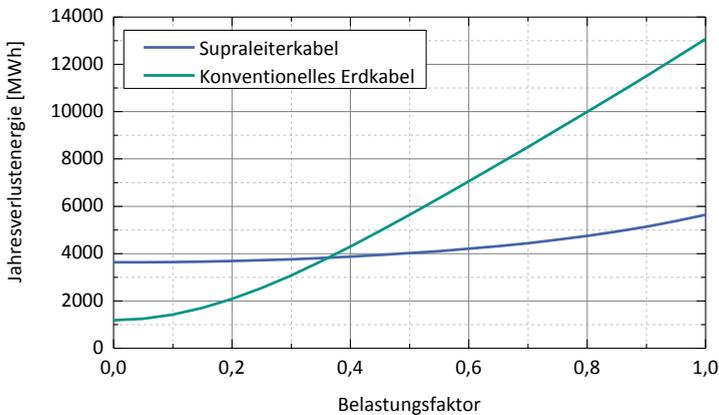


Abbildung 4.2: Übersicht über die Jahresverlustenergien der verschiedenen Zwischenverkabelungsvarianten in Abhängigkeit vom Belastungsfaktor für eine Trassenlänge von 3,2 km.

Ab einem Jahresbelastungsfaktor von ca. 0,35 besitzt das supraleitende Kabel eine geringere Verlustenergie als das konventionelle Erdkabel.

### 4.1.2 Berechnungsmethode

Grundgedanke der Barwertmethode ist, alle während eines Projekts anfallenden Kosten auf den gegenwärtigen Zeitpunkt umzurechnen. Alle über die Nutzungsdauer anfallenden Betriebskosten werden abgezinst. Die Abzinsung  $S_{Ab}$  gibt an, wieviel Kapital heute gewinnbringend angelegt oder investiert werden sollte, um die Betriebskosten in den kommenden Jahren bezahlen zu können. In der Unternehmenspraxis findet die Kapitalanlage nicht über Wertpapiere statt, sondern durch Investitionen im eigenen Unternehmen und daraus resultierende Gewinne. Der **WACC-Zinssatz**  $q$  gibt einen geforderten Mindestzins für diese kapitalsteigernden Zinserträge vor. Mit Gleichung 4.7 lässt sich die Abzinsung  $S_{Ab}$  aus der Summe der jährlichen Betriebskosten multipliziert mit den kalkulatorischen Zinssätzen  $q^{-i}$  allgemein berechnen.

$$S_{Ab} = \sum_{i=1}^N K_{0i} = \sum_{i=1}^N K_i \cdot q^{-i} \quad (4.7)$$

Abbildung 4.3 stellt den Abzinsungsvorgang von Betriebskosten  $K_i$  über eine Nutzungsdauer von  $N$  Jahren dar.

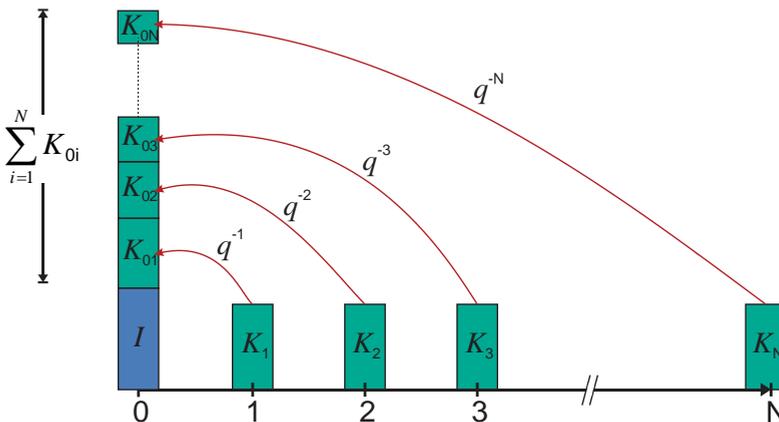


Abbildung 4.3: Darstellung der Aufsummierung von Betriebskosten durch Abzinsung über die Nutzungsdauer von  $N$  Jahren.

Wird vorausgesetzt, dass die jährlichen Betriebskosten  $K_i = K$  über die gesamte Nutzungsdauer  $N$  – in dieser Studie für den angenommenen Betriebszeitraum von 40 Jahren – gleich sind und der Zinssatz  $q_i = q$  konstant bleibt, lässt sich der Barwert mit der vereinfachten Gleichung 4.8 bestimmen. Die Investitionskosten  $I$  werden zur Abzinsung addiert.

$$B = I + K \cdot \frac{q^N - 1}{\underbrace{q^N(q - 1)}_{r_B}} \quad (4.8)$$

Der hintere Term der Gleichung 4.8 wird als Rentenbarwertfaktor  $r_B \approx 19,5$  bezeichnet und dient der Vereinfachung der weiteren Berechnung.

### 4.1.3 Grundlegende Annahmen

Die Kostenrechnungen für die Wirtschaftlichkeitsuntersuchung basieren auf den Annahmen in Tabelle 4.3. Zu beachten ist, dass eine detaillierte realwirtschaftliche Untersuchung, mit Zinssatzschwankung und steuerlicher Abrechnung, nicht Ziel dieser Studie ist. Daher wird nur eine einzelne beispielhafte Berechnung mit den angenommenen Zahlen vorgenommen. Weiter wird vorausgesetzt, dass alle Stromkreise bzw. deren Stromsysteme elektrisch ideal symmetrisch belastet sind.

Tabelle 4.3: Parameter für die Kostenrechnung

Bezeichnung	Werte
WACC-Zinssatz	4,1 %
Betrachtungsdauer	40 Jahre
Rentenbarwertfaktor	19,5
spezifische Verlustkosten (Eigenversorgung <sup>a)</sup> )	30 €/MWh
spezifische Verlustkosten (Fremdversorgung <sup>a</sup> ) [STA18]	172 €/ MWh

Hinweis: Eigen- und Fremdversorgung aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers, beschrieben in der Einführung zu Abschnitt 3.5.

## 4.2 Kostenarten

Die bei Errichtung und Betrieb von Leitungssystemen entstehenden Kosten setzen sich im Wesentlichen aus den zu bestimmten Zeitpunkten getätigten Investitionen und den jährlich anfallenden Betriebskosten zusammen (Abbildung 4.4). Sonstige Kosten, beispielsweise Reparaturkosten, treten stochastisch etwa bei Störereignissen mit Schäden auf. Da sie nur schwer und mit großen Unsicherheiten zu schätzen sind, unter anderem aufgrund fehlender statistischer Angaben, werden sie nicht berücksichtigt. Bei den Betriebskosten machen die Verlustkosten den größten Anteil aus.

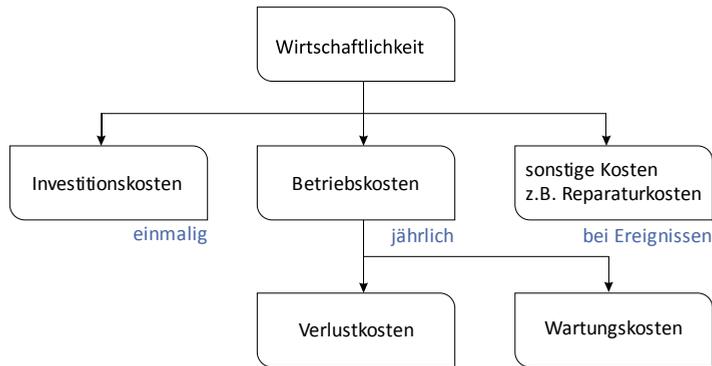


Abbildung 4.4: Kostenanteile bei Errichtung und Betrieb von Leitungssystemen.

### 4.2.1 Investitionskosten

Die im Folgenden aufgeführten Investitionskosten stammen teils aus Herstellerangaben, teils aus praxisnahen Kostenabschätzungen. Diese Kosten können als grobe Richtwerte angenommen werden. Speziell der Preis des Supraleiterbands schwankt je nach Hersteller stark.

Tabelle 4.4: Investitionskosten für Supraleiterkabel beider Systeme auf einer Trassenlänge von 3,2 km

Betriebsmittel	Niedrige Kosten T€	Hohe Kosten T€	Spezifikationen
Supraleitendes Kabel	20.690	34.520	YBCO-Bandleiter 4 mm, $I_c=150$ A, 25–50 €/kA/m, 2 System 2485, 2 km
Materialkosten HTS	9.320	18.640	
Isolationsmaterial Tyvek™	815	1.548	DuPont Tyvek™, 100 m Folie 75 g/m <sup>2</sup> , Kosten 20–38 €/kg, Dichte 340 kg/m <sup>3</sup> , Volumen pro Kabel 20,1 m <sup>3</sup> , Masse pro Kabel 6800 kg, Kosten pro Kabel 258 T€
Leitungskryostat mit Schweißkupplung	8.674	9.830	CryoTherm, starres Kryostatrohr DN 100, 450–510 €/m, 12 m Einzellänge, 6 x 3200 m
Arbeitskosten für Herstellung	1.881	4.503	Annahme: Arbeitskosten entsprechen ca. 10–15 % der Materialkosten
Kälteanlage	4.400	5.750	Air Liquide, 4 Stück TBF-175, Kälteleitung 16,5 kW @ 77 K, 1,0–1,3 Mio. € pro Stück
Kryokühler	4.000	5.000	
Kälteanlagezubehör	400	750	Annahme: Zubehörcosten entsprechen ca. 10–15 % der Kryokühlerkosten
Garnituren	3.100	4.650	Nexans, einphasige Endverschlüsse, 100–150 T€, 6 Stück (interne Kommunikation)
Endverschluss	1.200	1.800	
Muffen	1.900	2.850	Nexans, Muffen, 50–75 T€/Stück, je ca. 500 m eine Muffe (interne Kommunikation), 38 Stück

Tiefbau	3.040	4.480	Annahme: halbierte Tiefbaukosten, bei ca. halbiertem Aushub
Kabelgraben	1.120	1.600	350–500 T€/km [Osw07]
Kabelkanal	1.600	2.400	500–750 T€/km [Osw07]
Kabellegung	320	480	100–150 T€/km [Osw07]
Gesamtsystemkosten	31.230	49.400	

Die Investitionskosten für zwei supraleitende Kabelsysteme belaufen sich auf 31 bis 49 Mio. €. Mit 21 bis 34 Mio. € machen die Kabelkosten rund drei Viertel der Gesamtkosten aus.

Tabelle 4.5: Investitionskosten für ein konventionelles Erdkabel mit vier Systemen auf einer Trassenlänge von 3,2 km

Betriebsmittel	Niedrige Kosten T€	Hohe Kosten T€	Spezifikationen
Konventionelles Erdkabel	28.800	43.200	vier parallele 380-kV-Drehstrom-Kabelsysteme 3 x 1 x 2500 mm <sup>2</sup> 2XS(FL)2Y in zwei Gräben inkl. Legung, Trassierung, Garnituren, Prüfungen etc. 9.000–13.500 T€/km

Der Vergleich zwischen konventionellem Kabel und supraleitendem Kabel ergibt, dass bei niedrigen Kostenannahmen beide Kabelsysteme ähnliche Investitionskosten aufweisen.

## 4.2.2 Verlustkosten

Die Jahresverlustenergie  $W_{V,g}$  multipliziert mit dem Verlustenergiepreis  $k_{VW}$  ergibt die Verlustenergiekosten  $K_V$  nach Gleichung 4.9. Dabei ist entscheidend, wie die Anschlussleistung der Kälteanlage des supraleitenden Kabels bereitgestellt wird: Wenn die Verlustenergie aus dem Verteilnetz bezogen wird, verhält sich der Betreiber des Höchstspannungskabelsystems wie ein Industriekunde des Verteilnetzbetreibers. Für diesen Fall wird ein Verlustenergiepreis von 172 €/MWh angenommen (Fremdversorgung aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers). Stellt der Übertragungsnetzbetreiber die Versorgung der Kälteanlage bzw. die Verlustenergie selbst bereit, wird nach Tabelle 4.3 ein Verlustenergiepreis von 30 €/MWh angenommen (Eigenversorgung aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers).

$$K_V = W_{V,g} \cdot k_{VW} \quad (4.9)$$

In Tabelle 4.6 sind die Verlustkosten pro Jahr aufgelistet.

Tabelle 4.6: Übersicht über die Verlustkosten pro Jahr

Variante	Eigenversorgung durch Übertragungsnetzbetreiber			Fremdversorgung durch Verteilnetzbetreiber		
	Verlustkosten $m_a = 0,3$ T€/Jahr	Verlustkosten $m_a = 0,5$ T€/Jahr	Verlustkosten $m_a = 0,7$ T€/Jahr	Verlustkosten $m_a = 0,3$ T€/Jahr	Verlustkosten $m_a = 0,5$ T€/Jahr	Verlustkosten $m_a = 0,7$ T€/Jahr
Konventionelles Erdkabel	92,5	169,3	255,3	–	–	–
Supraleiterkabel	112,9	120,6	133,3	647,2	691,4	764,4

### 4.2.3 Wartungskosten

Die Wartungs- und Instandhaltungskosten für supraleitende Kabel und konventionelle Erdkabel werden als ähnlich hoch eingeschätzt. Daher wird auf die Betrachtung der Wartungskosten verzichtet.

### 4.2.4 Barwerte der Gesamtkosten

Eine Darstellung der Gesamtbarwerte in Abhängigkeit vom Belastungsfaktor, bei Eigenversorgung der Verlustleistung durch den Übertragungsnetzbetreiber, bietet Abbildung 4.5.

Bereits im Leerlaufbetrieb des supraleitenden Kabels kommt es zu einer Kostenüberschneidung zwischen den zu vergleichenden Übertragungstechnologien. Das bedeutet, dass je nach konkreter Preisentwicklung der Kabelsystemkomponenten die Systemkosten für ein supraleitendes Kabel geringer sein können als die Systemkosten für ein konventionelles Erdkabel. Ab einem Belastungsfaktor von 0,6 überschneiden sich die Kostenbereiche des supraleitenden und des konventionellen Kabelsystems vollständig. Die vollständige Überschneidung der Kostenbereiche impliziert, dass das supraleitende Kabel in jedem Fall als wirtschaftliche Alternative zu erwägen ist. Abbildung 4.6 zeigt eine Übersicht über die Gesamtbarwerte in Abhängigkeit vom Belastungsfaktor für den Fall der Fremdversorgung der Verlustleistung.

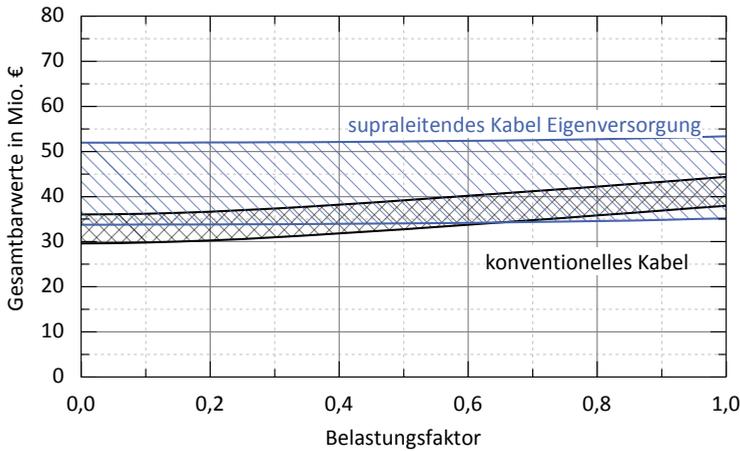


Abbildung 4.5: Übersicht über die Gesamtbarwerte in Abhängigkeit vom Belastungsfaktor bestehend in Investitionskosten und Betriebskosten über eine Betriebsdauer von 40 Jahren.

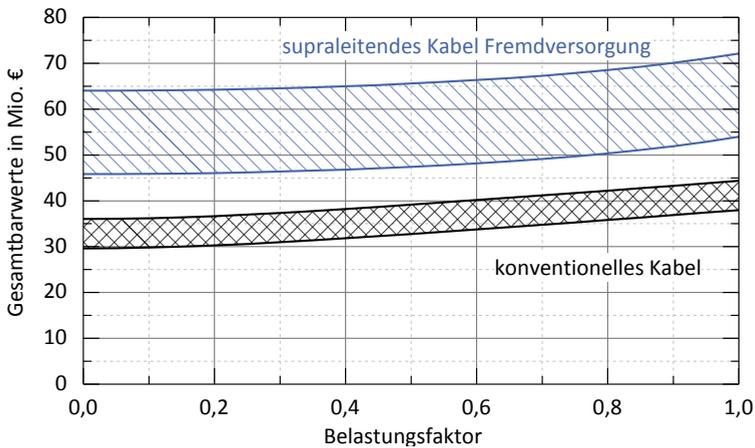


Abbildung 4.6: Übersicht über die Gesamtbarwerte in Abhängigkeit vom Belastungsfaktor bestehend in Investitionskosten und Betriebskosten über eine Betriebsdauer von 40 Jahren.

Werden die Verluste des supraleitenden Kabelsystems über einen regionalen Verteilnetzbetreiber kompensiert, gilt dies aus der Sicht des Übertragungsnetzbetreibers als Fremdversorgung. Bei dieser Versorgungsart kommt es zu keiner Kostenüberschneidung in Abhängigkeit vom Belastungsfaktor. Die Systemkosten für das supraleitende Kabel liegen immer über den Systemkosten des konventionellen Erdkabels. In Abbildung 4.7 sind die Gesamtbarwerte der untersuchten Kabelsysteme bei einem Belastungsfaktor von 0,35 dargestellt. Dabei werden die Gesamtbarwerte in Betriebs- und Investitionskosten aufgegliedert.

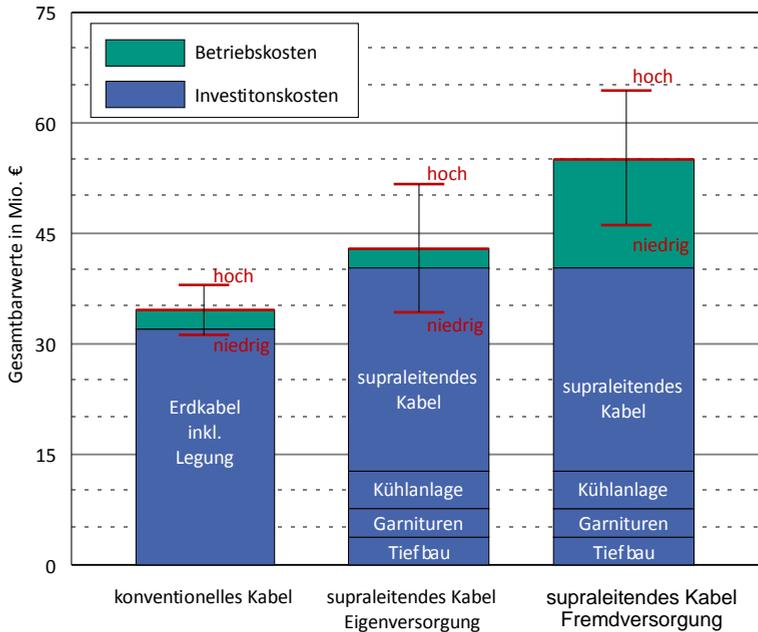


Abbildung 4.7: Übersicht über die Gesamtbarwerte in Abhängigkeit vom Belastungsfaktor 0,35 aufgeteilt in Investitionskosten und Betriebskosten über eine Betriebsdauer von 40 Jahren.

Jeder der drei Barwertbalken enthält zusätzlich zu den Informationen über Betriebs- und Investitionskosten einen rotmarkierten Toleranzbereich. Dieser Toleranzbereich ist bereits in Tabelle 4.4 detailliert beschrieben und dient zur Schätzung der Kostenentwicklungsschwankung bei der supraleitenden Kabeltechnologie.

Beim konventionellen Kabel und beim supraleitenden Kabel mit Eigenversorgung (aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers) wird der geringe Einfluss der Betriebskosten deutlich. Bei Fremdversorgung (aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers) hingegen entsprechen die Betriebskosten ca. 25 % der Gesamtbarwerte. Damit ist diese Versorgungsart nicht zu empfehlen.

### 4.3 Regulatorischer Rahmen

Dieser Abschnitt legt dar, ob und in welcher Höhe die Betriebskosten eines supraleitenden Kabels für den Netzbetreiber nach den aktuell geltenden Bedingungen regulatorisch anerkannt werden können.

### **4.3.1 Investitionskosten (CAPEX)**

Grundsätzlich sind Ausbaumaßnahmen, die Supraleiter beinhalten, als Investitionsmaßnahmen gemäß § 23 ARegV genehmigungsfähig, da sie entweder unter den Katalog des § 23 Abs. 1 S. 2 ARegV oder unter die Auffangvoraussetzung des „bedarfsgerechten Ausbaus“ nach § 11 EnWG fallen. Die anerkennungsfähigen Kosten umfassen sowohl Kabelüberganganlagen als auch Mehrkosten gegenüber konventionellen Kabeln. Möglicherweise wäre auch eine Interpretation als Schnellbaukosten möglich, die notwendig sein können, um ein konkretes Projekt rechtzeitig fertigzustellen. In diesem Grenzfall wären die Kosten als Nebenkosten der Anschaffung, sonst als Anschaffungs- und Herstellkosten (AHK) anzusehen.

Bei einem Projekt, das ausschließlich der wissenschaftlichen Forschung dient, ist eine Anerkennung über § 23 ARegV nicht möglich.

Daneben besteht – unabhängig davon, ob ein Projekt in den regulären Netzbetrieb übernommen wird oder ein reines Forschungsprojekt ist – die Möglichkeit der Anerkennung über die Basisjahrssystematik. Dabei wäre jedoch nur das Kostenniveau des Basisjahrs (abzüglich anteiliger Ineffizienz) anerkennungsfähig, weshalb bei der Umsetzung gegebenenfalls auf den Zeitpunkt der Aktivierung zu achten ist. Darüber hinaus besteht dabei ein grundsätzliches Risiko, dass die Bundesnetzagentur eine Kürzung vornimmt oder eine besondere Rechtfertigung der Kosten fordert.

Subsidiär ist grundsätzlich auch bei Kapitalkosten eine Anerkennung über § 25a ARegV für Forschungsprojekte zulässig. Dabei können aber nur 50 % der Kosten in die Netzentgelte umgelegt werden. Wesentliche Voraussetzung dafür ist die Förderung in einem Projekt eines Bundes- oder eines Landesministeriums.

### **4.3.2 Betriebskosten (OPEX)**

Jährlich anfallende Betriebskosten können über verschiedene Instrumente umgelegt werden, die im Folgenden aufgelistet sind.

#### **4.3.2.1 Anerkennung über die Investitionsmaßnahme während der Genehmigungsphase**

Bei einer Anerkennung über § 23 ARegV können als Betriebskosten 0,8 % der zu dem Zeitpunkt aktivierten AHK geltend gemacht werden. Der Genehmigungszeitraum ist begrenzt bis zum Ende der Regulierungsperiode, in der die Fertigstellung des Projekts erfolgt. Je nach Projektzuschnitt kann dies für einen Supraleiterabschnitt bereits eine reguläre Betriebsphase betreffen. Übrige Betriebskosten und Kosten nach dem Genehmigungszeitraum können nur über andere Instrumente umgelegt werden.

#### **4.3.2.2 Anerkennung über die FSV Netzverluste**

Eine Anerkennung der Betriebskosten über die freiwillige Selbstverpflichtung (FSV) Netzverluste und damit die Kategorisierung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten nach § 11 Abs. 2 S. 2–4 ARegV ist weder derzeit möglich noch für die kommende Regulierungsperiode geplant. Die FSV betrifft ausschließlich die Netzverlustbeschaffung und nicht Opportunitätskosten in Form von Betriebskosten einer supraleitenden Kabelstrecke.

#### **4.3.2.3 Anerkennung über die Basisjahr-Kostenprüfung**

Die Betriebskosten sind über die Kostenprüfung erfassbar. Bei dieser Anrechnung kann nur das Kostenniveau des Basisjahrs (abzüglich anteiliger Ineffizienz) umgelegt werden. Für ein reines Forschungsprojekt wäre dies die vorrangige Variante der Anerkennung.

#### **4.3.2.4 Anerkennung im Rahmen eines Forschungsprojekts**

Auch eine Anerkennung der Betriebskosten wäre subsidiär durch § 25a ARegV möglich. Hier können maximal 50 % der Kosten anerkannt werden. Die Förderung eines Bundes- oder Landesministeriums ist eine notwendige Voraussetzung für diese Anrechnung.

### **4.3.3 Regulatorische Implikationen**

Grundsätzlich besteht ein hohes Risiko, dass alle Kategorien von Mehrkosten einen negativen Effekt in der Effizienzbewertung erzielen. Im europäischen Benchmarking, das für die dritte Regulierungsperiode – 2018 bis 2022 – in Deutschland nicht bindend ist, würde dieser Effekt durch die Art des einbezogenen Outputs (Normalized Grid) weitgehend ausgeglichen werden. In einer Referenznetzanalyse hängt dies von der konkreten Modellgestaltung ab.

In der derzeit diskutierten Variante würden Mehrkosten durch Supraleiter voraussichtlich nicht zu Nachteilen führen. Diese Gestaltung ist noch nicht vollständig determiniert. Möglich ist noch für die dritte Periode ein Nachteil solcher Effekte, die dann bei Modellkonstanz auch in den kommenden Perioden gilt.



# 5 Ausfallverhalten supraleitender 380-kV-Kabel

## 5.1 Fehlerszenarien

Jedes elektrische Betriebsmittel kann durch Fehler betroffen werden und dadurch irreparabel geschädigt werden.

Bei herkömmlichen Kabelanlagen ist zwischen Fehlern in der Isolierung, die sofort zu einem Kurzschluss führen, und anderen Defekten zu unterscheiden. Defekte in den Nebenanlagen führen üblicherweise nicht dazu, dass die Anlage sofort abgeschaltet werden muss, sondern lassen sich in vielen Fällen während des Betriebs der Kabelanlage beheben. Ein Isolationsfehler im Kabel, einer Muffe oder einem Endverschluss führt zu einem sofortigen Ausfall der Kabelanlage. Der Fehler muss dann wie in Abschnitt 5.3 beschrieben behoben werden.

In Tabelle 5.1 sind die wesentlichen Fehler und ihre Auswirkungen sowie geeignete Abhilfemaßnahmen für supraleitende Kabel beschrieben.

Tabelle 5.1: Wesentliche Fehlermöglichkeiten in supraleitenden Kabeln und Auswirkungen

Fehler	Auswirkung und Maßnahmen	Abhilfe
Durchschlag im Dielektrikum	Abschaltung und Austausch des betroffenen Kabelabschnitts	Sorgfältige Auslegung, Fertigung und Prüfung sowie TE Überwachung
Stromüberbeanspruchung	Quench des Supraleiters und bei Überschreiten der Auslegungsparameter Abschaltung der Kabelstrecke	Auslegung und Einbau sekundärer Schutztechnik
Ausfall der Stromversorgung	Ausfall der Kühlung und Sensorik, nach einiger Zeit Abschaltung der Kabelstrecke	Batteriespeicher für Sensorik und USV für Kälteanlage oder geordnetes Herunterfahren des Systems
Ausfall der Kühlung	Nach einiger Zeit Abschaltung der Kabelstrecke	Redundanz durch modulares Kühlsystem
Einbruch des Vakuums im Kryostaten	Abschaltung und Überprüfung bzw. Austausch des betroffenen Kabelabschnitts	Regelmäßige Kontrolle und klare Kennzeichnung der Kabellegung
Fehlerhafte Sensorik	Je nach Kritikalität des Sensors Weiterbetrieb mit schneller Überprüfung bzw. Fehlerbehebung oder Abschaltung	Redundanz durch verschiedene Sensortypen und Messorte

In den meisten Fehlerfällen kann ein geordnetes Abschalten der Kabelstrecke erfolgen. Lediglich bei einer dauerhaften Schädigung des Kabels im Supraleiter, des Dielektrikums und des Kryostaten ist ein zeitaufwendiger Austausch des betroffenen Kabelabschnitts erforderlich. Im Betrieb supraleitender Kabel ist dieser Fall bis jetzt jedoch noch nicht eingetreten.

Eine automatische Wiedereinschaltung nach einer Kurzunterbrechung beeinträchtigt ein supraleitendes Kabel nicht. Da die thermischen Vorgänge mit einer sehr hohen Zeitkonstante von in der Regel mehreren Minuten ablaufen, wird ein supraleitendes Kabel dadurch nicht beeinflusst. Beim „AmpaCity“ Kabel in Essen wurde dieser Fall überprüft, und bei zukünftigen Kurzunterbrechungen und mit automatischer Wiedereinschaltung geht das Kabel nicht mehr vom Netz.

## 5.2 Fehlerhäufigkeit

Für herkömmliche Kabelanlagen ist die Fehlerhäufigkeit in der Studie CIG09 zusammengestellt. Die Fehlerrate für Drehstrom-Höchstspannungskabel wird mit 0,133 Fehlern pro Jahr und 100 Systemkilometern angegeben. Für Muffen wurden 0,048 Fehler pro Jahr und 100 Stück und für Endverschlüsse 0,050 Fehler pro Jahr und 100 Stück ermittelt. Zu beachten ist, dass die Datenbasis in der Studie aufgrund der geringen Anzahl der in Betrieb befindlichen Höchstspannungsanlagen sehr klein war und die Fehlerhäufigkeit bei Kabelanlagen von diesen Werten deutlich abweichen kann.

Um eine Fehlerhäufigkeit und damit die Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit supraleitender Kabelsysteme zu beurteilen, bedarf es einer langjährigen Betriebserfahrung, aus denen sich danach Daten wie MTBF (Mean Time Between Failures) oder eine prozentuale Verfügbarkeit ableiten lassen. Die meisten Entwicklungsprojekte zielten bisher darauf, die technische Machbarkeit darzulegen und im Netzeinsatz zu demonstrieren. Somit sind diese statistischen Daten für supraleitende Kabel noch nicht erfasst. Dennoch lassen sich einige quantitative Beurteilungen geben.

Bei keiner der durchgeführten Netzdemonstrationen von supraleitenden Kabeln wurde bis jetzt von einer Degradation des Kabels berichtet. Alterungserscheinungen und Fehler im Kabel könnten grundsätzlich in der elektrischen Isolation, am Supraleiter und im Kryostaten auftreten.

Da die elektrische Isolation ein Flüssigkeits-Feststoff-Gemisch aus flüssigem Stickstoff und Polypropylene Laminated Paper (PPLP) ist, ergibt sich grundsätzlich eine gute Festigkeit auch gegenüber Teilentladungseinsatzspannungen; die Auslegung erfolgt analog zur konventionellen Vorgehensweise. Von Hochtemperatur-Supraleitern sind keine Alterungserscheinungen bekannt, solange sie unter ihrem kritischen Strom betrieben werden und die maximalen mechanischen Beanspruchungen eingehalten

werden. Somit wäre eine Degradation nur durch eine unzulässige mechanische Belastung oder Strombelastung denkbar, die durch den Betrieb und entsprechende Schutzmaßnahmen, wie Abschalten bei Fehlern, vermieden werden müssen. Denkbar wäre auch ein Verlust des Vakuums im Kryostaten. Daher wird nach einer Betriebszeit von zehn Jahren eine Überprüfung empfohlen.

Somit ist davon auszugehen, dass die Zuverlässigkeit eines supraleitenden Kabelsystems im Wesentlichen durch die Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit des Kältesystems bestimmt wird. Die Kältesysteme sind bereits in den Demonstrationsprojekten mit einer Redundanz ausgelegt. Beim „AmpaCity“ Kabel in Essen beispielsweise besteht die wesentliche Redundanz in den Pumpen zur Zirkulation des flüssigen Stickstoffs. Diese wurden von Anfang an regelmäßig gewartet. In diesem Projekt übernimmt bei Ausfall einer Pumpe eine andere Pumpe die Funktion, und das betroffene Bauteil kann ohne Abschaltung der Kälteanlage ersetzt und gewartet werden. Seit der offiziellen Inbetriebnahme des Kabels im April 2014 ist dieses ununterbrochen in Betrieb. Das Kabel in Essen ist somit vollständig in den Betrieb des Netzes integriert. Für einzelne Kälteanlagen wie für das Turbo-Brayton-System von Air Liquide sind MTBF-Werte von 10.5000 Stunden und Fünf-Jahres-Wartungsintervalle verfügbar. Wie sich das auf die Gesamtverfügbarkeit auswirkt, ist bisher noch nicht untersucht.

### 5.3 Reparaturszenario

Für ein herkömmliches kunststoffisoliertes Kabel ist im Fall eines Kabel- oder Muffenfehlers mit einer Gesamtausfallzeit von drei bis vier Wochen zu rechnen. In dieser Zeitspanne werden die folgenden Phasen durchlaufen:

- Fehlerortung
- Bauvorbereitung und Tiefbau zur Kabelfreilegung
- Schneiden des Kabels
- Entfernen des defekten Kabelstücks
- Verlegung eines Ersatzkabels
- Herstellung der Muffenverbindungen
- Rückbau
- Prüfung

Für ein supraleitendes Kabel sind die einzelnen Phasen genau die gleichen, nur muss vor dem Schneiden des Kabels eine Aufwärmung erfolgen, nach der Herstellung der Muffenverbindung eine Rückkühlung. Dies verlängert die Ausfallzeit je nach Kabellänge um schätzungsweise ein bis zwei Wochen, wobei sich das Aufwärmen durch das

Einbringen von gasförmigem Stickstoff beschleunigen lässt. Da das supraleitende Kabel in einzelne Abschnitte zwischen den Muffen aufgeteilt wurde, empfiehlt sich der Austausch eines Abschnitts. Grundsätzlich können aber durch das Setzen weiterer Muffen auch Teilabschnitte ausgetauscht werden.

## 5.4 Ersatzteilkonzept

Bei herkömmlichen kunststoffisolierten Kabeln kann ein Fehler in einer Muffe oder am Kabel gewöhnlich mit einem kurzen Ersatzstück von einigen Metern repariert werden. Wenn ein Kabelfehler im Bereich einer Querung vorliegt, muss ein Ersatzkabel von mindestens der Länge der Bohrung eingesetzt werden; diese kann durchaus mehrere hundert Meter betragen. Entsprechende Kabellängen müssen für einen kurzfristigen Reparatüreinsatz vorgehalten werden.

Neben dem Ersatzteil Kabel müssen weitere Ersatzteile wie Endverschlüsse, Muffen, sonstige Anlagenteile und Installationsmaterial vorgehalten werden.

Da bei supraleitenden Kabeln das Kühlsystem redundant ausgelegt ist, bleibt anhand der Lieferzeiten zu überprüfen, ob eine Ersatzteilkhaltung oder eine Beschaffung der günstigere Weg ist. Ansonsten sind, ähnlich wie bei konventionellen Kabeln, Kabellängen, Endverschlüsse, Muffen sowie sonstige Anlagenteile und Installationsmaterial vorzuhalten.

## 6 Zusammenfassende Bewertung

Diese Studie hat ein 3,2 km langes supraleitendes 380-kV-Kabel mit einer Auslegungstromstärke von 3,6 kA unter technischen und wirtschaftlichen Aspekten mit konventionellen Erdkabeln verglichen. Auf einen Vergleich mit einer Freileitung hat sie verzichtet, da es bereits einige umfangreiche Studien zum Vergleich von Freileitungs- und Erdkabeln gibt.

Supraleitende AC-Kabel wurden bisher für eine Spannung von 275 kV entwickelt und sind grundsätzlich auch für Spannungen von 380 kV technisch ausführbar. Die dazu notwendigen Technologien sind skalierbar. Auf Neubauleitungen werden Teilerdverkabelungen häufig mit Längen unter 5 km geplant. Diese Abschnittslänge lässt sich mit supraleitenden Kabeln ohne separate Zwischenkühlung realisieren.

Gegenüber herkömmlichen Anlagen mit kunststoffisolierten Kabeln besitzen supraleitende Anlagen den Vorteil einer schmaleren Trasse. Die elektrotechnischen Leitungsparameter einer supraleitenden Kabelanlage sind denen einer Freileitung ähnlicher als die einer herkömmlichen Kabelanlage, was Vorteile für Netztechnik und Betriebsführung bietet. Aufgrund der aktiven Kühlung ist der Aufwand für die Instandhaltung allerdings höher. Zu beachten ist, dass eine supraleitende Kabelanlage bedingt schwarzstartfähig ist. Bei der netzplanerischen Bewertung einer Leitung muss diese Eigenschaft berücksichtigt werden.

Der Vergleich der Verluste einer supraleitenden Kabelanlage mit denen einer herkömmlichen Kabelanlage zeigt eine hohe Abhängigkeit von der Auslastung: Bei hoch ausgelasteten Leitungen schneidet die supraleitende Anlage besser ab, bei niedriger Auslastung weist die herkömmliche Anlage geringere Verluste auf. Die erwartete Auslastung ist für die Entscheidung über die Art der Kabelanlage daher von großer Bedeutung.

Die Studie hat auch ergeben, dass eine supraleitende Kabelanlage bereits heute wirtschaftlich sein kann. Auf die Wirtschaftlichkeit wirken sich vor allem die Materialkosten für die Bandleiter, die Auslastung der Anlage sowie die Kosten für die Bereitstellung der zum Betrieb der Kryopumpen erforderlichen elektrischen Energie aus.

Als nächste Schritte auf dem Weg zur Realisierung einer supraleitenden 380-kV-Kabelanlage müsste ein Hersteller das vorgeschlagene Design überprüfen und eventuell für die Produktion weiterentwickeln. Anschließend müsste das Kabel mit den notwendigen Verbindungsmuffen und Endverschlüssen gefertigt und errichtet und anschließend zusammen mit einer Kühlanlage intensiv getestet werden. Gegebenenfalls ergibt sich aus dem Test noch Anpassungsbedarf für die Komponenten oder die Gesamtanlage.

Die bei Abschluss dieser Studie in Vorbereitung befindliche IEC-Norm „Superconducting AC power cables and their accessories for rated voltages from 6 kV to 500 kV – Test methods and requirements“ sollte bei der Entwicklung und den Tests beachtet werden.

# Literaturverzeichnis

- [AAL18] Advancedtech Air Liquide: "Turbo-Brayton cryogenic systems - The cryogenic technological break-through for refrigeration and liquefaction from 25 K to 200 K", <https://advancedtech.airliquide.com/turbo-brayton-cryogenic-systems>  
Seitenaufruf 30.03.2018
- [Bay16] C. M. Bayer: "Characterization of High Temperature Superconductor Cables for Magnet Toroidal Field Coils of the DEMO Fusion Power Plant", 2016, KIT Scientific Publishing, Band 18, Seite 45,  
<http://dx.doi.org/10.5445/KSP/1000062054>
- [CIG09] CIGRE Technical Brochure Nr. 379 – Update of Service Experience of HV Underground and Cable Systems, B1, 2009
- [CIG15] CIGRE Technical Brochure Nr. 644 – Common Characteristics and emerging test techniques for HTS Power Equipment, D1, 2015
- [CKK12] Y.S. Choi, D.L. Kim et al.: "Performance Test of Cooling System for 500 m HTS Cable in KEPCO Power Grid", IEEE Transactions on Applied Superconductivity Vol. 22 No.3, (2012),  
(<https://doi.org/10.1109/TASC.2011.2178376>)
- [CRY12] Cryoflex-Nexans – Herstellerkatalog – *CYROFLEX Flüssiggasleitungen*, 2012
- [CRY15] CryoTherm – Herstellerkatalog – Cryo Leitungssysteme, 2015
- [CRY17] H. Chang, K. Ryu, H. Yang: "Cryogenic design of liquid-nitrogen circulation system for long-length HTS cables with altitude variation", In Cryogenic (2017), 83, 50-56, (<http://dx.doi.org/10.1016/j.cryogenics.2017.02.004>)
- [DEN14] Technologieübersicht: Das deutsche Höchstspannungsnetz: Technologien und Rahmenbedingungen; Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena); Hannes Seidl, Juli 2014
- [Det04] Martin Detert, Cornelia L.: Hydraulik von Rohrsystemen. Kurs SS 2004. Fakultät für Bauingenieur-, Geo- und Umweltwissenschaften (BGU) Institut für Hydromechanik
- [Deu12] Deutsche Umwelthilfe e.V.: Himmel und Erde – Freileitungen und Erdkabel, Berlin, April 2012
- [DIN48] DIN EN 10380. Rohrleitungen – Gewellte Metallschläuche und Metallschlauchleitungen
- [DIN80] DIN EN 10380. Rohrleitungen – Gewellte Metallschläuche und Metallschlauchleitungen, Deutsche Fassung EN, 2012

- [ESE75] Edison-Sault Electric Co. installed this 138 kV submarine cable in the Straits of Mackinac Summer 1975. Online Access: <http://atlantic-cable.com/Cables/Power/index.htm>
- [FUJ17] Fujikura, <https://www.fujikura.co.uk/products/energy-and-environment/2g-ybco-high-temperature-superconductors/>, Webzugriff 2017
- [HCB93] Hermann, F.; Cottevielle, C.; Bock, J.: "Cryogenic load calculation of high TC current lead". In *Cryogenic* (1993), 33 no. 5, S.555-562
- [HKS03] J. Howe, B. Kehrl, F. Schmidt: "Very Low Impedance Superconductor Cables", A white paper, 2003
- [HNM14] N. Hayakawa, et al., "A Novel Electrical Insulating Material for 275 kV High-Voltage HTS Cable with Low Dielectric Loss", *Journal of Physics, Conference Series* 507 (2014) 32021
- [JJH15] W. Ji, A. Jacobi, Y. He, W. Tao: "Summary and evaluation on single-phase heat transfer enhancement techniques of liquid laminar and turbulent pipe flow", *International Journal of Heat and Mass Transfer* 88 (2015) Page 735–754
- [Kau71] K. Kauder: „*Strömungs- und Widerstandsverhalten in gewellten Rohren*“ Fakultät für Maschinenwesen an der Technischen Universität Hannover, Dissertation, 1971
- [KSN17] D. Kottonau, E. Shabagin, M. Noe, and S. Grohmann: "Opportunities for High-Voltage AC Superconducting Cables as Part of New Long-Distance Transmission Lines", *IEEE TRANSACTIONS ON APPLIED SUPERCONDUCTIVITY*, VOL. 27, NO. 4, JUNE 2017, <https://doi.org/10.1109/TASC.2017.2652856>
- [Nex11] Nexans: *Under Ground Cables*, Paris 2011, Seite 14
- [Noe17] Mathias Noe, *Karlsruher Institut für Technologie, innere Kommunikation*, 2017
- [Nor70] W.T. Norris: *Calculation of hysteresis losses in hard superconductors carrying ac: isolated conductors and edges of thin sheets*, *J: Appl. Phys.* 3 489, 1970, (<https://doi.org/10.1088/0022-3727/3/4/308>)
- [Osw07] B.R. Oswald: „*380 kV Salzburgleitung: Auswirkungen der möglichen (Teil)Verkabelung des Abschnitts Tauern-Salzach*“, Hannover 2007, <https://www.e-control.at/documents/20903/-/-/acf6020d-f3a1-45ed-a860-7d03a0c0e75b>
- [SC12] Stirling Cryogenics: *Stirling Power Cooler LPC-RL 2*, 2012
- [SCA14] Scapa Cable Solutions: "Cable protection solutions for a joined-up world" *Herstellere Katalog*, 2014 Scapa Group
- [Sha14] E. Shabagin: „*Untersuchungen zum Druck- und Temperaturverhalten supraleitender Kabel*“, Bachelorarbeit, ITEP(KIT), 2014

- [Sha17] E. Shabagin, C. Heidt, S. Strauß, S. Grohmann : Modelling of 3D temperature profiles and pressure drop in concentric three-phase HTS power cables, 2017 Cryogenics (<http://dx.doi.org/10.1016/j.cryogenics.2016.11.004>)
- [Sta17] Hanno Stagge, TenneT, innere Kommunikation, 2017
- [STA18] BDEW. Industriestrompreise\* (inklusive Stromsteuer) in Deutschland in den Jahren 1998 bis 2018 (in Euro-Cent pro Kilowattstunde).  
<https://de.statista.com/statistik/daten/studie/252029/umfrage/industriestrompreise-inkl-stromsteuer-in-deutschland/>  
(Zugriff am 20. Februar 2018).
- [Str11] T. Strobel: „Simulation des strombegrenzenden Verhaltens supraleitender Kabel“, Diplomarbeit 2011, KIT, Institut für Technische Physik
- [Süd16] Südkabel: Kabelsystemtechnik Seminar 2016, Mannheim 2016
- [SZA65] STEKLY, Z. J. J.; ZAR, J. L.: Stable Superconducting Coils. In: IEEE Transactions on Nuclear Science 12 (1965), 3, S. 367–372
- [VDI13] VDI.e.V: „*VDI-Wärmeatlas*“, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2013
- [Wes11] Beate West: „Supraleiterkabel - Eine Machbarkeitsstudie“, Nexans 2011
- [YMA06] J. Yuan, J. Maguire, A. Allais, F. Schmidt: “A Cool-down and Fault Study of a Long Length HTS Power Transmission Cable”, AIP Conference Proceedings 823, 782 (2006), (<https://doi.org/10.1063/1.2202486>)
- [Zeb59] M. Zebisch: Netzverluste – Die Verluste in elektrischen Versorgungsnetzen, ihre Ursachen und Ermittlung, VEB Verlag Technik Berlin, 1959



# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1:	Übersicht über eine Teilerdverkabelung in konventioneller und supraleitender Ausführung. ....	3
Abbildung 1.2:	Darstellung einer Kabelübergangsanlage. ....	4
Abbildung 1.3:	Übersicht über das Kabelgrabenprofil für zwei Drehstromsysteme auf der 380-kV-Spannungsebene bei Nutzung von Kupferkabeln mit einem Leiterquerschnitt von 2500 mm <sup>2</sup> . ....	6
Abbildung 2.1:	Schematische Darstellung des Aufbaus und der Einsatzgebiete von Einleiterkabeln, Dreileiterkabeln und dreiphasig konzentrischen Kabeln. ....	12
Abbildung 2.2:	Darstellung des Schichtaufbaus eines supraleitenden Bandleiters [FUJ17]. ....	14
Abbildung 2.3:	Schaltbild zur vollständigen Kompensation des Magnetfelds bei einem Einleiterkabel mit kaltem Dielektrikum. ....	15
Abbildung 2.4:	Darstellung des Aufbaus eines flexiblen und eines starren Leitungskryostaten mit Superisolation. ....	15
Abbildung 2.5:	Schematische Darstellung eines Endverschlusses für supraleitende Hochspannungskabel. ....	17
Abbildung 3.1:	Schematische Darstellung im Viertelschnitt und Durchmesser der untersuchten Kabel mit Innenrohr (Hohlleiterkonzept). (ID – Innendurchmesser, AD – Außendurchmesser). ....	24
Abbildung 3.2:	Schematische Darstellung im Viertelschnitt und Durchmesser der untersuchten Kabel mit Innenrohr (Wellrohrkonzept). (ID – Innendurchmesser, AD – Außendurchmesser). ....	25
Abbildung 3.3:	Darstellung des definierten Arbeitsbereichs und der Siedelinie von Stickstoff in Abhängigkeit von Temperatur und Druck. Die Siedelinie trennt den flüssigen (oben) vom gasförmigen (unten) Zustandsbereich des Stickstoffs. ....	26
Abbildung 3.4:	Schematische Darstellung der einseitigen Kühlung für ein Kabelsystem mit Einleiterkabel. ....	27
Abbildung 3.5:	Schematische Darstellung der beidseitigen Kühlung für ein Kabelsystem mit Einleiterkabel. ....	27
Abbildung 3.6:	Schematische Darstellung eines Innenrohrs (Hohlleiterkonzept). ....	29
Abbildung 3.7:	Schematische Darstellung eines spiralförmigen Wellrohrs. ....	30

Abbildung 3.8:	Axialer Stickstofftemperaturverlauf über die Trassenlänge bei einseitiger Kühlung für eine Nennweite des Innenrohrs DN 40.....	44
Abbildung 3.9:	Axialer Stickstofftemperaturverlauf der beidseitigen Kühlung für eine Nennweite des Innenrohrs DN 40 über die Trassenlänge.....	45
Abbildung 3.10:	Radialer Temperaturverlauf am Kabelende zwischen Innenrohr und Neutralleiter.....	46
Abbildung 3.11:	Darstellung der maximalen Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom bei einseitiger Kühlung für die Nennweite DN 40 des Innenrohrs.....	49
Abbildung 3.12:	Darstellung der maximalen Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom bei beidseitiger Kühlung für die Nennweite DN 50 des Innenrohrs.....	49
Abbildung 3.13:	Schematische Darstellung des Zusammenhangs zwischen Bandleiteranordnung und Schlagwinkel des Einzelbandleiters.....	51
Abbildung 3.14:	Temperaturverlauf in der HTS-Bandleiterschicht in Abhängigkeit von der Trassenlänge (links); AC-Verlustleistung pro Phase in Abhängigkeit von der Trassenlänge (rechts).....	57
Abbildung 3.15:	Kurzschlussströme im Innenrohrkonzept im Netz und im Kabel bei einem dreipoligen Kurzschlussstrom von 20 kA. Die Nennweite des Innenrohrs beträgt DN 50, die Kabellänge 5 km.....	62
Abbildung 3.16:	Kurzschlussströme im Hohlleiterkonzept im Netz und im Kabel bei einem dreipoligen Kurzschlussstrom von 20 kA. Die Nennweite des Innenrohrs beträgt DN 50, die Kabellänge 5 km.....	63
Abbildung 3.17:	Konzeptionelles Design eines supraleitenden Höchstspannungskabels.....	65
Abbildung 3.18:	Schematischer Aufbau und Abmessung eines Brayton-Kühlers vom Typ TFB-175 (Air Liquide).....	66
Abbildung 3.19:	Darstellung der Kälteleistung der Brayton-Kühler vom Typ TBF-80/175/350 in Abhängigkeit von der Temperatur [AAL18].....	67
Abbildung 3.20:	Schematischer Aufbau der Kühlung des konzeptionellen Kabels.....	68
Abbildung 3.21:	Leitungen und Armaturen (rot) für die Abkühlung im Teilschritt 1.....	69

Abbildung 3.22:	Leitungen und Armaturen (blau) für die Abkühlung im Teilschritt 2.....	69
Abbildung 3.23:	Leitungen und Armaturen (grün) für die Abkühlung im Teilschritt 3.....	70
Abbildung 3.24:	Schematische Darstellung der Erneuerung des flüssigen Stickstoffs bei einem Fehlerfall der Kälteanlage. Warmer gasförmiger Stickstoff ist in Rot, warmer flüssiger Stickstoff in Grün und kalter flüssiger Stickstoff in Blau dargestellt. ....	72
Abbildung 4.1:	Theoretischer Belastungsverlauf nach Junge zur Berechnung des Arbeitsverlustfaktors mit einem Belastungsfaktor von $m_a = 0,3$ , $m_a = 0,5$ und $m_a = 0,7$ . ....	75
Abbildung 4.2:	Übersicht über die Jahresverlustenergien der verschiedenen Zwischenverkabelungsvarianten in Abhängigkeit vom Belastungsfaktor für eine Trassenlänge von 3,2 km. ....	78
Abbildung 4.3:	Darstellung der Aufsummierung von Betriebskosten durch Abzinsung über die Nutzungsdauer von $N$ Jahren. ....	79
Abbildung 4.4:	Kostenanteile bei Errichtung und Betrieb von Leitungssystemen. ....	81
Abbildung 4.5:	Übersicht über die Gesamtbarwerte in Abhängigkeit vom Belastungsfaktor bestehend in Investitionskosten und Betriebskosten über eine Betriebsdauer von 40 Jahren.....	84
Abbildung 4.6:	Übersicht über die Gesamtbarwerte in Abhängigkeit vom Belastungsfaktor bestehend in Investitionskosten und Betriebskosten über eine Betriebsdauer von 40 Jahren. ....	84
Abbildung 4.7:	Übersicht über die Gesamtbarwerte in Abhängigkeit vom Belastungsfaktor 0,35 aufgeteilt in Investitionskosten und Betriebskosten über eine Betriebsdauer von 40 Jahren.....	85
Abbildung A.1:	Darstellung der maximalen Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom bei der einseitigen Kühlung für die Nennweite DN 32 des Wellrohrkonzepts. ....	111
Abbildung A.2:	Darstellung der maximalen Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom bei der einseitigen Kühlung für die Nennweite DN 40 des Wellrohrkonzepts. ....	111
Abbildung A.3:	Darstellung der maximalen Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom bei der einseitigen Kühlung für die Nennweite DN 50 des Wellrohrkonzepts. ....	112
Abbildung A.4:	Darstellung der maximalen Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom bei der beidseitigen Kühlung für die Nennweite DN 32 des Wellrohrkonzepts. ....	112

Abbildung A.5:	Darstellung der maximalen Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom bei der beidseitigen Kühlung für die Nennweite DN 40 des Wellrohrkonzepts.....	113
Abbildung A.6:	Darstellung der maximalen Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom bei der beidseitigen Kühlung für die Nennweite DN 50 des Wellrohrkonzepts.....	113
Abbildung A.7:	Darstellung der maximalen Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom bei der einseitigen Kühlung für die Nennweite DN 40 des Innenrohrs $I_c = 200$ A mit eingesparter Leiterschicht. ....	114
Abbildung A.8:	Darstellung der maximalen Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom bei der beidseitigen Kühlung für die Nennweite DN 50 des Innenrohrs $I_c = 200$ A mit eingesparter Leiterschicht. ....	114
Abbildung A.9:	Darstellung der maximalen Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom bei der einseitigen Kühlung für die Nennweite DN 32 des Hohlleiterkonzepts.....	115
Abbildung A.10:	Darstellung der maximalen Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom bei der einseitigen Kühlung für die Nennweite DN 40 des Hohlleiterkonzepts.....	115
Abbildung A.11:	Darstellung der maximalen Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom bei der einseitigen Kühlung für die Nennweite DN 50 des Hohlleiterkonzepts.....	116
Abbildung A.12:	Darstellung der maximalen Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom bei der beidseitigen Kühlung für die Nennweite DN 32 des Hohlleiterkonzepts.....	116
Abbildung A.13:	Darstellung der maximalen Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom bei der beidseitigen Kühlung für die Nennweite DN 40 des Hohlleiterkonzepts.....	117
Abbildung A.14:	Darstellung der maximalen Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom bei der beidseitigen Kühlung für die Nennweite DN 50 des Hohlleiterkonzepts.....	117
Abbildung A.15:	Darstellung der maximalen Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom bei der einseitigen Kühlung für die Nennweite DN 40 des Hohlleiters $I_c = 200$ A mit eingesparter Leiterschicht. ....	118
Abbildung A.16:	Darstellung der maximalen Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom bei der beidseitigen Kühlung für die Nennweite DN 50 des Hohlleiters $I_c = 200$ A mit eingesparter Leiterschicht. ....	118

Abbildung A.17: Übersicht über den möglichen Trassenverlauf der Teilerdverkabelung..... 121



# Tabellenverzeichnis

Tabelle 1.1:	Übersicht über die Wirkverluste bei verschiedenen Belastungsfaktoren für vier Systeme .....	7
Tabelle 1.2:	Übersicht über die Kapazitätsbeläge und dielektrischen Verluste für vier Systeme.....	7
Tabelle 1.3:	Übersicht über die Verluste für vier Systeme bei einem Bemessungsstrom von 1,8 kA pro System und einer Trassenlänge von 3200 m für 2500 mm <sup>2</sup> Querschnitt.....	8
Tabelle 2.1:	Übersicht über ausgewählte supraleitende Kabel im Netzeinsatz .....	17
Tabelle 2.2:	Übersicht über Hersteller von REBCO-Bandleitern.....	18
Tabelle 3.1:	Übersicht über die vorgegebenen Betriebsparameter für die Teilerdverkabelung.....	21
Tabelle 3.2:	Übersicht über die elektrischen Feldstärken in Abhängigkeit von der Nennweite des Innenrohrs des Hohlleiterkonzepts und der elektrischen Isolationsdicke. ....	23
Tabelle 3.3:	Übersicht über die elektrische Feldstärke in Abhängigkeit vom Innenrohrdurchmesser (Wellrohrkonzept) und der elektrischen Isolationsdicke .....	24
Tabelle 3.4:	Abmessungen des Hohlleiters mit Träger für genormte Nennweiten.....	29
Tabelle 3.5:	Abmessungen der spiralförmigen Wellrohre für genormte Nennweiten für das Innenrohr und die innere Kryostatwand [DIN80] .....	30
Tabelle 3.6:	Maximale hydraulische Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom.....	32
Tabelle 3.7:	Übersicht über die geometrische und die elektrische Bandleiteranzahl (pro Phase) in Abhängigkeit von der Nennweite des Innenrohrs (Hohlleiterkonzept).....	34
Tabelle 3.8:	Übersicht über die geometrische und die elektrische Bandleiteranzahl (pro Phase) in Abhängigkeit von der Nennweite des Innenrohrs (Wellrohrkonzept).....	35
Tabelle 3.9:	Wärmeleitfähigkeit der verschiedenen Kabelmaterialien als Mittelwert zwischen 68 K und 78 K.....	39
Tabelle 3.10:	Spezifischer Wärmeeintrag von CRYOFLEX-Transferleitungen [CRY12].....	41

Tabelle 3.11:	Maximale thermische Trassenlängen der ein- und beidseitigen Kühlung in Abhängigkeit von der Nennweite des Innenrohrs (Hohlleiterkonzept) und vom Massenstrom.....	46
Tabelle 3.12:	Übersicht über die unterschiedlichen Verlustmechanismen in Abhängigkeit von der Nennweite des Innenrohrs (Hohlleiterkonzept) .....	47
Tabelle 3.13:	Übersicht über die Fließgeschwindigkeit des Stickstoffs und den Wärmeübergangskoeffizienten für die beiden Kühlkonzepte in Abhängigkeit vom Massenstrom und von der Nennweite des Innenrohrs.....	47
Tabelle 3.14:	Maximale thermische Trassenlängen der ein- und beidseitigen Kühlung in Abhängigkeit von der Nennweite des Innenrohrs (Hohlleiterkonzept) und vom Massenstrom.....	48
Tabelle 3.15:	Maximale Trassenlängen der ein- und beidseitigen Kühlung mit reduzierten Leitungskryostatverlusten in Abhängigkeit von der Nennweite des Innenrohrs (Hohlleiterkonzept) und vom Massenstrom .....	50
Tabelle 3.16:	Übersicht über den Supraleiterbedarf (dreiphasig, ein System) der Leiterschicht in Abhängigkeit vom kritischen Strom und vom Innenrohr (Hohlleiterkonzept) .....	52
Tabelle 3.17:	Übersicht über den Supraleiterbedarf (dreiphasig, ein System) der Schirmschicht in Abhängigkeit vom Innenrohr (Hohlleiterkonzept) .....	53
Tabelle 3.18:	Übersicht über die Induktivitäts- und Kapazitätsbeläge der Einleiterkabel sowie über die Ladeleistung in Abhängigkeit von der Nennweite .....	55
Tabelle 3.19:	Übersicht über die Leitungsbeläge.....	56
Tabelle 3.20:	Übersicht über die gesamten AC-Verlustleistungen (dreiphasig) für ein System bei verschiedenen Strombelastungen bei einer Trassenlänge von 3,2 km .....	57
Tabelle 3.21:	Übersicht über die dielektrischen Verluste pro Kabel .....	58
Tabelle 3.22:	Übersicht über die Stromzuführungsverluste je Endverschluss bei verschiedenen Belastungsfaktoren .....	59
Tabelle 3.23:	Übersicht über die Verluste für zwei Systeme bei einem Bemessungsstrom von 3,6 kA und einer Trassenlänge von 3200 m (Hohlleiterkonzept) .....	60
Tabelle 3.24:	Übersicht über die Verluste für zwei Systeme bei einem Bemessungsstrom von 3,6 kA und einer Trassenlänge von 3200 m unter der Annahme von halbierten Leitungskryostatverlusten .....	61

Tabelle 3.25:	Übersicht über die Bandleitertemperaturen nach definierter Kurzschlussdauer eines dreipoligen Kurzschlusses.....	63
Tabelle 3.26:	Übersicht über die Kenngrößen des finalen Kabeldesigns.....	64
Tabelle 3.27:	Kabelaufbau des konzeptionellen Designs.....	65
Tabelle 3.28:	Kenngrößen einiger Kühler verschiedener Hersteller und Kühlverfahren.....	67
Tabelle 3.29:	Abschätzung der notwendigen Zeiten und Massenströme des Stickstoffs für verschiedene Temperaturen in den jeweiligen Teilschritten nach der Methode in [CKK12].....	70
Tabelle 4.1:	Übersicht über die Berechnungsgleichung für verschiedene Jahresverlustenergien der Betriebsmittel .....	77
Tabelle 4.2:	Übersicht über die Jahresverlustenergien für zwei Stromkreise mit verschiedenen Belastungsfaktoren.....	78
Tabelle 4.3:	Parameter für die Kostenrechnung.....	80
Tabelle 4.4:	Investitionskosten für Supraleiterkabel beider Systeme auf einer Trassenlänge von 3,2 km .....	81
Tabelle 4.5:	Investitionskosten für ein konventionelles Erdkabel mit vier Systemen auf einer Trassenlänge von 3,2 km .....	82
Tabelle 4.6:	Übersicht über die Verlustkosten pro Jahr .....	83
Tabelle 5.1:	Wesentliche Fehlermöglichkeiten in supraleitenden Kabeln und Auswirkungen.....	89
Tabelle A.1:	Maximale Trassenlängen der ein- und beidseitigen Kühlung mit reduzierten Leitungskryostatverlusten in Abhängigkeit von der Nennweite des Innenrohrs (Wellrohrkonzept) und vom Massenstrom.....	119
Tabelle A.2:	Übersicht über die AC-Verluste am Leitungsende, die Leitungskryostatverluste und die dielektrischen Verluste der Gesamtverluste in Abhängigkeit von der Nennweite des Innenrohrs (Wellrohrkonzept).....	119
Tabelle A.3:	Übersicht über den Supraleiterbedarf (dreiphasig) der Leiterschicht in Abhängigkeit vom kritischen Strom und vom Innenrohr (Wellrohrkonzept) .....	120
Tabelle A.4:	Übersicht über den Supraleiterbedarf (dreiphasig) der Schirmschicht in Abhängigkeit vom Innenrohr (Wellrohrkonzept).....	120



# Berechnungsverzeichnis

Tabelle 1.1	/Berechnung/Verlustberechnung_konventionelles_Kabel.xlsx
Tabelle 1.2	/Berechnung/Verlustberechnung_konventionelles_Kabel.xlsx
Tabelle 1.3	/Berechnung/Verlustberechnung_konventionelles_Kabel.xlsx
Tabelle 3.2	/Berechnung/Dielectrical_Design_A5_2017_07_19.m
Tabelle 3.3	/Berechnung/Dielectrical_Design_A6_2017_07_12.m
Abbildung 3.1	/Berechnung/Design_A5_2017_02_29.m
Abbildung 3.2	/Berechnung/Design_A6_2017_02_29.m
Abbildung 3.3	/Bilder/Abbildung 4.3 - Darstellung des definierten Arbeitsbereichs.m /Bilder/Abbildung 4.3 - Darstellung des definierten Arbeitsbereichs.opj
Tabelle 3.6	/Berechnung/Pressure_Design_A6_2017_07_12_EK_L_max.m /Berechnung/Pressure_Design_A6_2017_07_12_BK_L_max.m
Tabelle 3.7	/Berechnung/Design_A5_2017_07_19.m
Tabelle 3.8	/Berechnung/Design_A6_2017_07_12.m
Tabelle 3.11	/Berechnung/Thermal_Design_A6_2017_07_12_EK.m /Berechnung/Thermal_Design_A6_2017_07_12_BK.m
Tabelle 3.12	/Berechnung/Thermal_Design_A6_2017_07_12_EK.m /Berechnung/Thermal_Design_A6_2017_07_12_BK.m
Tabelle 3.13	/Berechnung/Thermal_Design_A6_2017_07_12_EK.m /Berechnung/Thermal_Design_A6_2017_07_12_BK.m
Tabelle 3.14	/Berechnung/Thermal_Design_A5_2017_07_19_EK.m /Berechnung/Thermal_Design_A5_2017_07_19_BK.m
Abbildung 3.8	/Berechnung/Thermal_Design_A6_2017_07_12_EK.m /Bilder/Abbildung 4.8 - Darstellung der Stickstofftemperatur einseitiges Kühlkonzept_v3.opj
Abbildung 3.9	/Berechnung/Thermal_Design_A6_2017_07_12_BK.m /Bilder/Abbildung 4.9 - Darstellung der Stickstofftemperatur beidseitiges Kühlkonzept_v4.opj
Abbildung 3.10	/Berechnung/Thermal_Design_A6_2017_07_12_BK.m /Bilder/Abbildung 4.10 - Darstellung der Kabeltemperatur.opj
Abbildung 3.11	/Berechnung/Thermal_Design_A6_2017_07_12_EK_mdot.m /Berechnung/Pump_Power_A6_2017_07_12.m /Bilder/Abbildung 4.11 - Darstellung der maximalen Trassenlänge-Massenstrom einseitige Kühlung DN 40_v6.opj

Abbildung 3.12	/Berechnung/Thermal_Design_A6_2017_07_12_BK_mdot.m /Berechnung/Pump_Power_A6_2017_07_12.m /Bilder/Abbildung 4.12 - Darstellung der maximalen Trassenlänge-Massenstrom beidseitige Kühlung DN 50_v3.opj
Tabelle 3.15	/Berechnung/Thermal_Design_A6_2017_07_12_EK.m /Berechnung/Thermal_Design_A6_2017_07_12_BK.m
Tabelle 3.16	Taschenrechner
Tabelle 3.17	Taschenrechner
Tabelle 3.18	/Berechnung/Inductance_Capacitance_Design_A5_2017_07_19.m /Berechnung/Inductance_Capacitance_Design_A6_2017_07_12.m
Abbildung 3.14	/Berechnung/Thermal_Design_A5_2017_07_19_EK_final.m /Bilder/Abbildung 4.14 - Darstellung der Verlustleistung in Abhängigkeit von der Kabellänge.opj
Tabelle 3.20	/Berechnung/Thermal_Design_A5_2017_07_19_EK_final.m
Tabelle 3.21	/Berechnung/Thermal_Design_A5_2017_07_19_EK_final.m
Tabelle 3.22	/Berechnung/Losses_Design_A5_2017_07_19.xlsx
Tabelle 3.23	/Berechnung/Losses_Design_A5_2017_07_19.xlsx
Tabelle 3.24	/Berechnung/Losses_Design_A5_2017_07_19.xlsx
Abbildung 3.15	/Berechnung/var_ueberstrom_Wellrohr.m
Abbildung 3.16	/Berechnung/var_ueberstrom.m
Tabelle 3.25	/Berechnung/var_ueberstrom_Wellrohr.m /Berechnung/var_ueberstrom.m
Abbildung 4.1	/Berechnung/ Belastungsverlauf_Junge.m /Bilder/Abbildung 6.1 - Darstellung des Belastungsverlaufs.opj
Abbildung 4.2	/Berechnung/Losses_Design_A5_2017_07_19.xlsx /Berechnung/Verlustberechnung_konventionelles_Kabel.xlsx /Bilder/Abbildung 6.3 - Übersicht über die Jahresverlustenergie in Abhängigkeit vom Belastungsfaktors.opj
Tabelle A.1	/Berechnung/Thermal_Design_A5_2017_07_19_EK.m /Berechnung/Thermal_Design_A5_2017_07_19_BK.m
Tabelle A.2	/Berechnung/Thermal_Design_A5_2017_07_19_EK.m /Berechnung/Thermal_Design_A5_2017_07_19_BK.m
Tabelle A.3	Taschenrechner
Tabelle A.4	Taschenrechner

# A Anhang

## A.1 Zusammenhang zwischen maximaler Übertragungslänge und den Temperatur- und Druckgrenzen

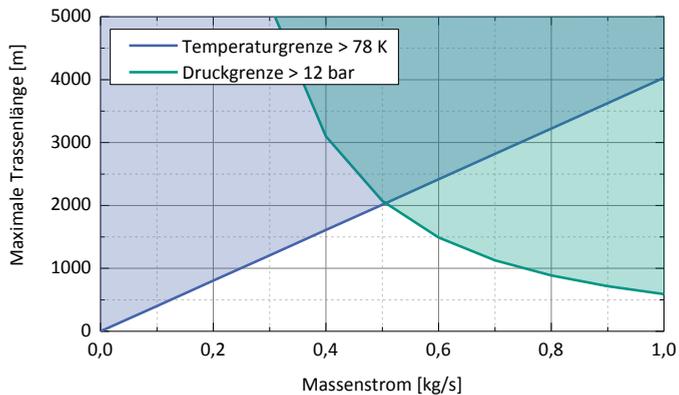


Abbildung A.1: Darstellung der maximalen Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom bei der einseitigen Kühlung für die Nennweite DN 32 des Wellrohrkonzepts.

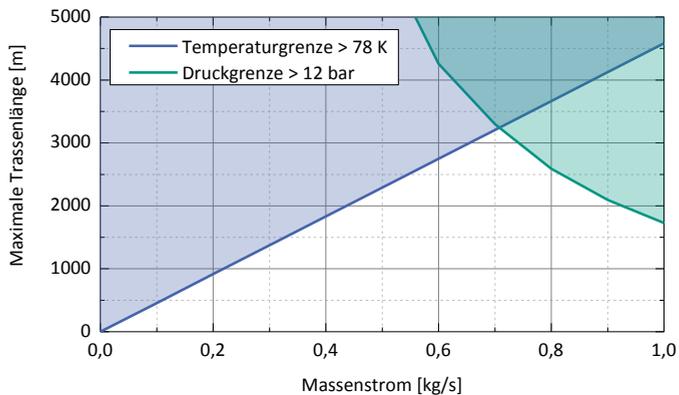


Abbildung A.2: Darstellung der maximalen Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom bei der einseitigen Kühlung für die Nennweite DN 40 des Wellrohrkonzepts.

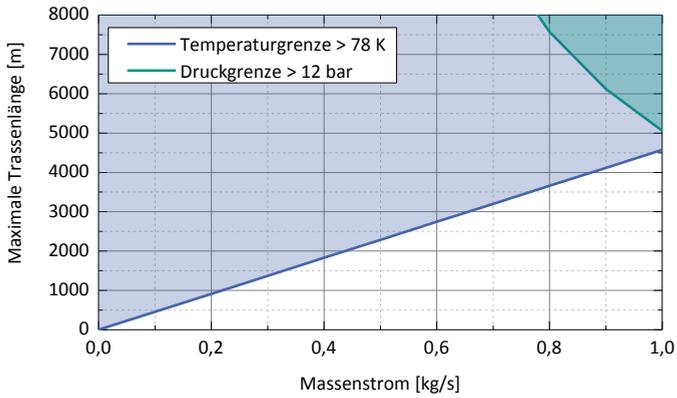


Abbildung A.3: Darstellung der maximalen Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom bei der einseitigen Kühlung für die Nennweite DN 50 des Wellrohrkonzepts.

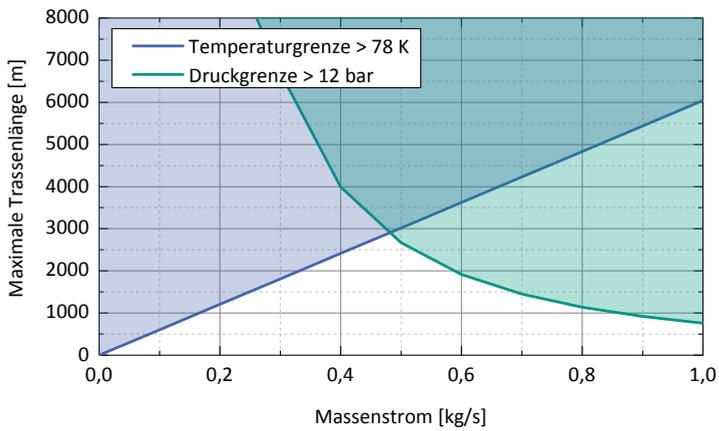


Abbildung A.4: Darstellung der maximalen Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom bei der beidseitigen Kühlung für die Nennweite DN 32 des Wellrohrkonzepts.

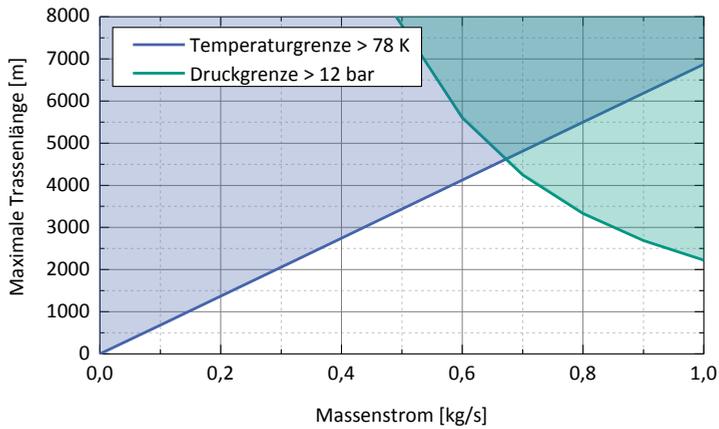


Abbildung A.5: Darstellung der maximalen Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom bei der beidseitigen Kühlung für die Nennweite DN 40 des Wellrohrkonzepts.

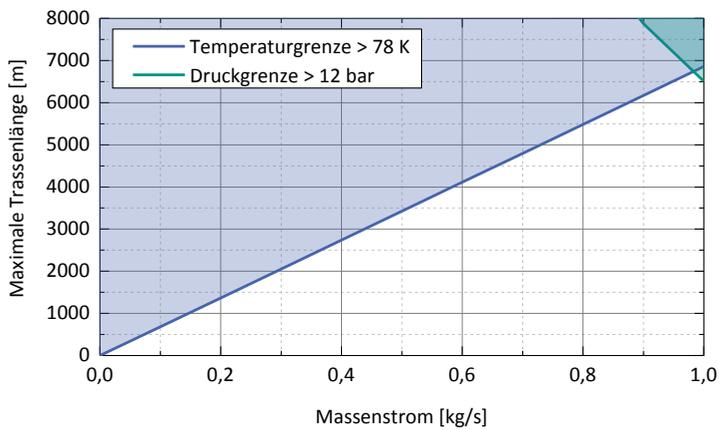


Abbildung A.6: Darstellung der maximalen Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom bei der beidseitigen Kühlung für die Nennweite DN 50 des Wellrohrkonzepts.

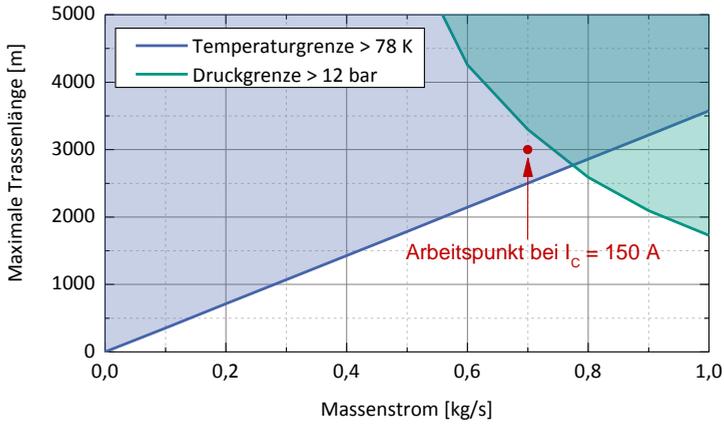


Abbildung A.7: Darstellung der maximalen Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom bei der einseitigen Kühlung für die Nennweite DN 40 des Innenrohrs  $I_c = 200$  A mit eingesparter Leiterschicht.

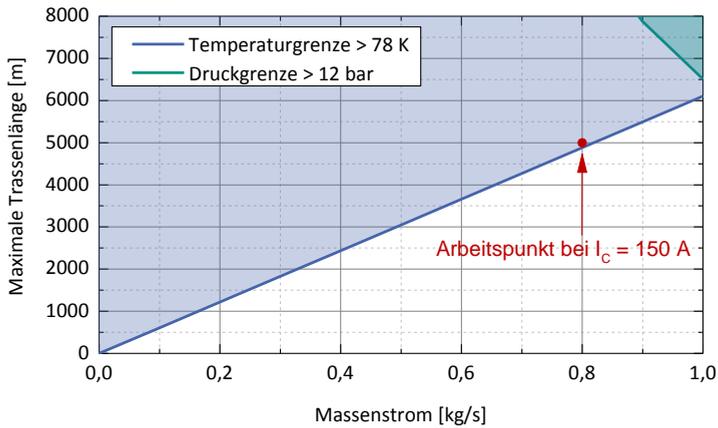


Abbildung A.8: Darstellung der maximalen Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom bei der beidseitigen Kühlung für die Nennweite DN 50 des Innenrohrs  $I_c = 200$  A mit eingesparter Leiterschicht.

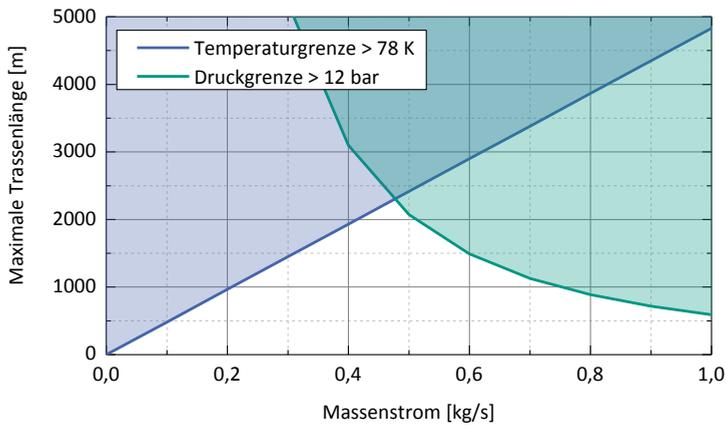


Abbildung A.9: Darstellung der maximalen Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom bei der einseitigen Kühlung für die Nennweite DN 32 des Hohlleiterkonzepts.

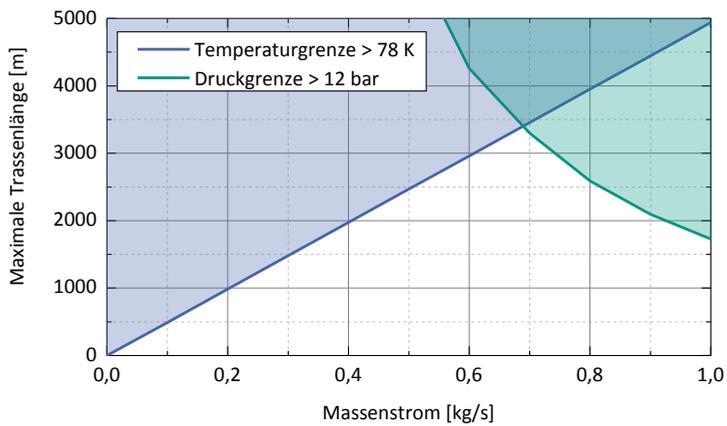


Abbildung A.10: Darstellung der maximalen Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom bei der einseitigen Kühlung für die Nennweite DN 40 des Hohlleiterkonzepts.

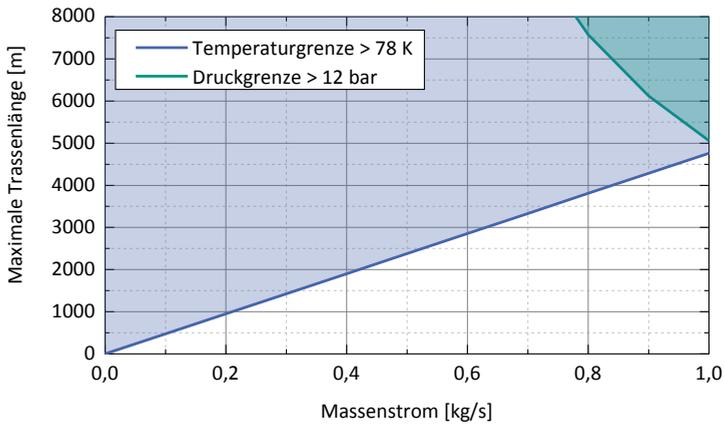


Abbildung A.11: Darstellung der maximalen Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom bei der einseitigen Kühlung für die Nennweite DN 50 des Hohlleiterkonzepts.

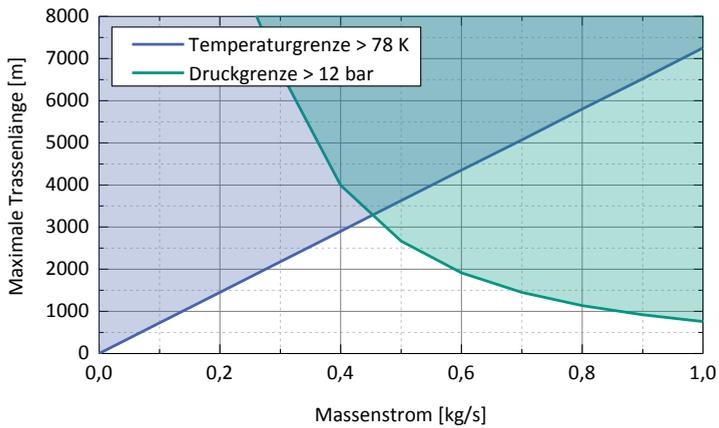


Abbildung A.12: Darstellung der maximalen Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom bei der beidseitigen Kühlung für die Nennweite DN 32 des Hohlleiterkonzepts.

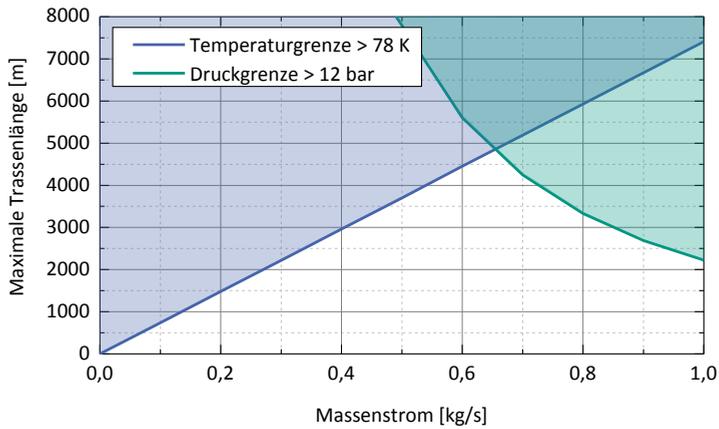


Abbildung A.13: Darstellung der maximalen Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom bei der beidseitigen Kühlung für die Nennweite DN 40 des Hohlleiterkonzepts.

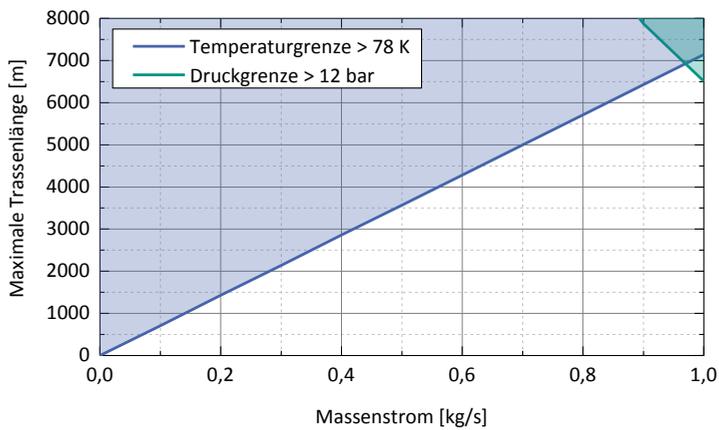


Abbildung A.14: Darstellung der maximalen Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom bei der beidseitigen Kühlung für die Nennweite DN 50 des Hohlleiterkonzepts.

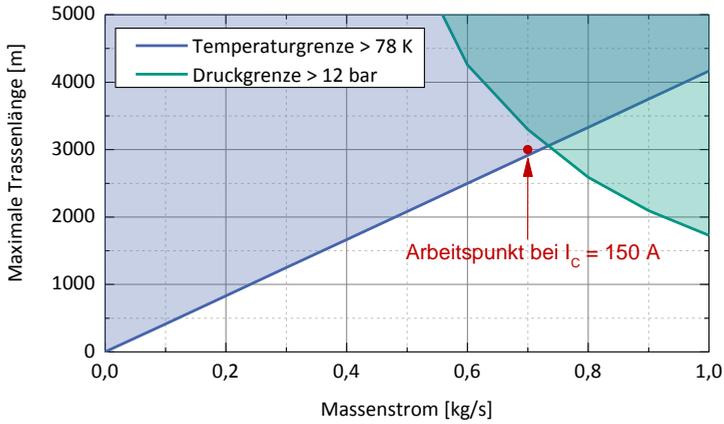


Abbildung A.15: Darstellung der maximalen Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom bei der einseitigen Kühlung für die Nennweite DN 40 des Hohlleiters  $I_c = 200$  A mit eingesparter Leiterschicht.

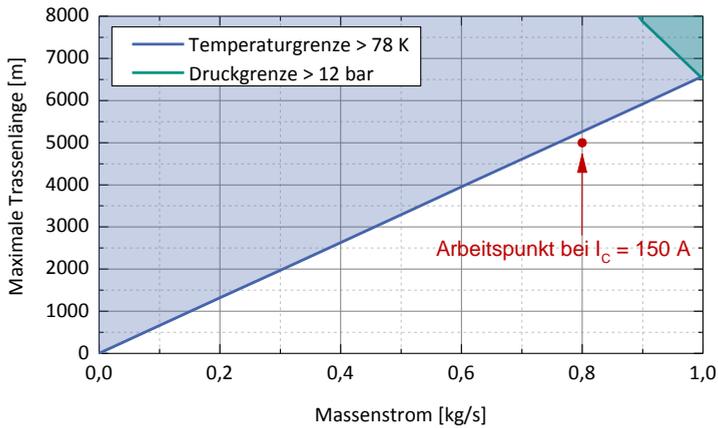


Abbildung A.16: Darstellung der maximalen Trassenlänge in Abhängigkeit vom Massenstrom bei der beidseitigen Kühlung für die Nennweite DN 50 des Hohlleiters  $I_c = 200$  A mit eingesparter Leiterschicht.

## A.2 Ergänzungen

Tabelle A.1: Maximale Trassenlängen der ein- und beidseitigen Kühlung mit reduzierten Leitungskryostatverlusten in Abhängigkeit von der Nennweite des Innenrohrs (Wellrohrkonzept) und vom Massenstrom

Innenrohr Nennweite	Massenstrom	Maximale Trassenlänge in $m$	
		Einseitige Kühlung	Beidseitige Kühlung
DN 32	$\dot{m} = 0,5 \text{ kg/s}$	2015 $\rightarrow$ 3380	3020 $\rightarrow$ 5070
	$\dot{m} = 1,0 \text{ kg/s}$	4030 $\rightarrow$ 6760	6050 $\rightarrow$ 10440
DN 40	$\dot{m} = 0,5 \text{ kg/s}$	2290 $\rightarrow$ 3945	3440 $\rightarrow$ 5920
	$\dot{m} = 1,0 \text{ kg/s}$	4585 $\rightarrow$ 7890	6880 $\rightarrow$ 11840
DN 50	$\dot{m} = 0,5 \text{ kg/s}$	2285 $\rightarrow$ 4010	3210 $\rightarrow$ 6020
	$\dot{m} = 1,0 \text{ kg/s}$	4575 $\rightarrow$ 8025	6420 $\rightarrow$ 12040

Tabelle A.2: Übersicht über die AC-Verluste am Leitungsende, die Leitungskryostatverluste und die dielektrischen Verluste der Gesamtverluste in Abhängigkeit von der Nennweite des Innenrohrs (Wellrohrkonzept)

Bezeichnung	Symbol	Einheit	Innenrohr Nennweite		
			DN 32	DN 40	DN 50
AC-Leitungsverluste am Leitungsende	$P'_{V,L}(l_{\max})$	W/m	0,67	0,35	0,19
AC-Schirmverluste am Leitungsende	$P'_{V,S}(l_{\max})$	W/m	0,26	0,25	0,21
Dielektrische Verluste	$P'_{V,0,D}$	W/m	0,20	0,24	0,30
Verluste des Leitungskryostaten	$P'_{V,0,LK}$	W/m	2,30	2,30	2,30
Summe		W/m	3,43	3,14	3,00

Tabelle A.3: Übersicht über den Supraleiterbedarf (dreiphasig) der Leiterschicht in Abhängigkeit vom kritischen Strom und vom Innenrohr (Wellrohrkonzept)

Nennweite Innenrohr	geo. Bandleiteranzahl Schicht 1/Schicht 2	Supraleiterbedarf für 1 km Trassenlänge (dreiphasig)	geo. Bandleiteranzahl Schicht 1/Schicht 2	Supraleiterbedarf für 1 km Trassenlänge (dreiphasig)
	$I_C = 150 \text{ A}$		$I_C = 200 \text{ A}$	
DN 32	26/26	161,5 km	26/26 <sup>a)</sup>	161,5 km <sup>a)</sup>
DN 40	32/33	201,9 km	32/-	99,4 km
DN 50	40/40	248,5 km	40/-	124,2 km

Hinweis: Aus Gleichung 3.8 ergibt sich eine minimale elektrische Bandleiteranzahl von 32 Stück, damit muss die Innenrohrvariante DN 32 weiterhin mit zwei HTS-Schichten ausgeführt werden. Der Schlagwinkel wird mit 15° angenommen.

Tabelle A.4: Übersicht über den Supraleiterbedarf (dreiphasig) der Schirmschicht in Abhängigkeit vom Innenrohr (Wellrohrkonzept)

Nennweite Innenrohr	geo. Bandleiteranzahl	Supraleiterbedarf für 1 km Trassenlänge (dreiphasig)
DN 32	69	214,3 km
DN 40	73	226,7 km
DN 50	77	239,1 km

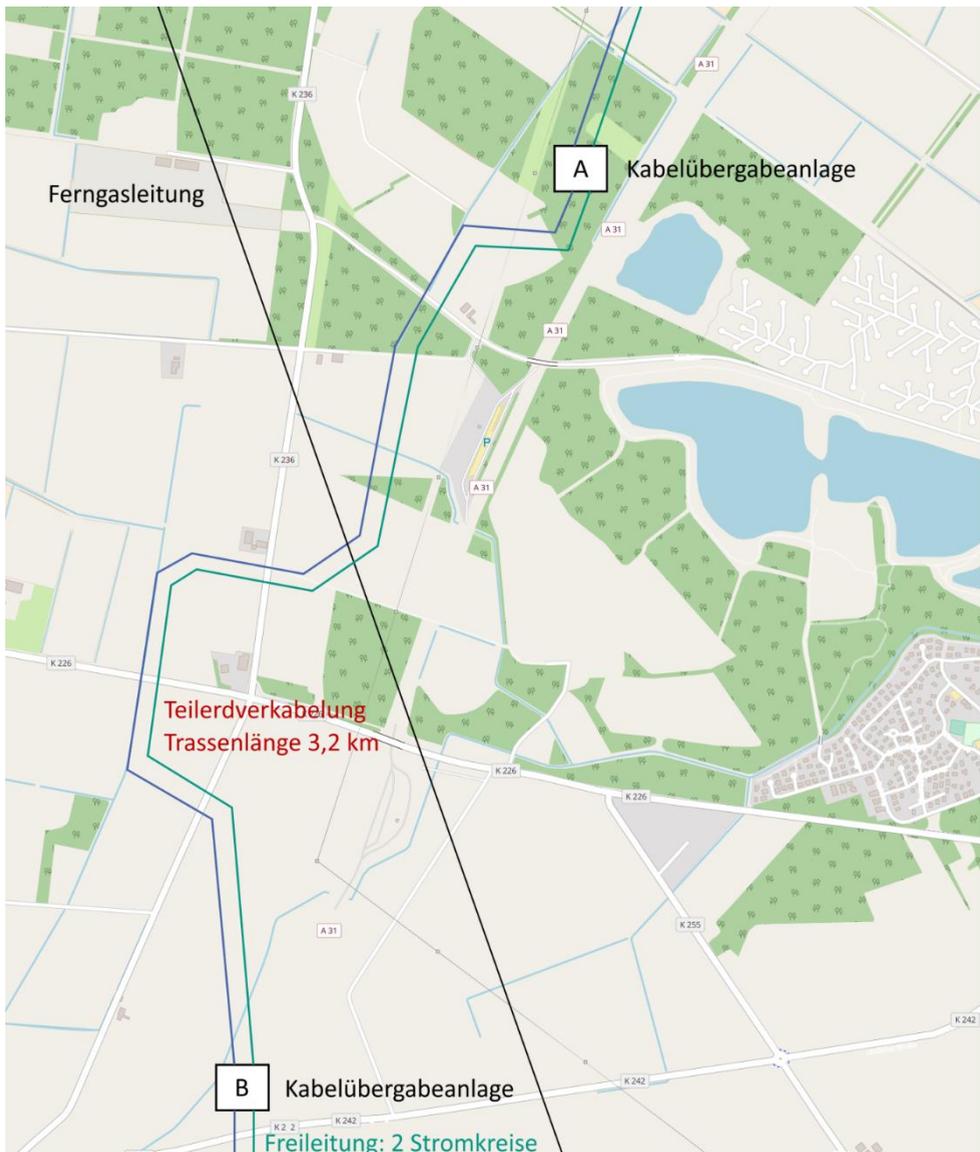


Abbildung A.17: Übersicht über den möglichen Trassenverlauf der Teilerdverkabelung.



# Karlsruher Schriftenreihe zur Supraleitung

Karlsruher Institut für Technologie (KIT) | ISSN 1869-1765

---

Herausgeber: Prof. Dr.-Ing. M. Noe, Prof. Dr. rer. nat. M. Siegel

- Band 001      **Christian Schacherer**  
Theoretische und experimentelle Untersuchungen zur  
Entwicklung supraleitender resistiver Strombegrenzer. 2009  
ISBN 978-3-86644-412-6
- Band 002      **Alexander Winkler**  
Transient behaviour of ITER poloidal field coils. 2011  
ISBN 978-3-86644-595-6
- Band 003      **André Berger**  
Entwicklung supraleitender, strombegrenzender  
Transformatoren. 2011  
ISBN 978-3-86644-637-3
- Band 004      **Christoph Kaiser**  
High quality Nb/Al-AlO<sub>x</sub>/Nb Josephson junctions. Technological  
development and macroscopic quantum experiments. 2011  
ISBN 978-3-86644-651-9
- Band 005      **Gerd Hammer**  
Untersuchung der Eigenschaften von planaren Mikrowellen-  
resonatoren für Kinetic-Inductance Detektoren bei 4,2 K. 2011  
ISBN 978-3-86644-715-8
- Band 006      **Olaf Mäder**  
Simulationen und Experimente zum Stabilitätsverhalten  
von HTSL-Bandleitern. 2012  
ISBN 978-3-86644-868-1

- Band 007      **Christian Barth**  
High Temperature Superconductor Cable Concepts  
for Fusion Magnets. 2013  
ISBN 978-3-7315-0065-0
- Band 008      **Axel Stockhausen**  
Optimization of Hot-Electron Bolometers for THz Radiation. 2013  
ISBN 978-3-7315-0066-7
- Band 009      **Petra Thoma**  
Ultra-fast  $\text{YBa}_2\text{Cu}_3\text{O}_{7-x}$  direct detectors for the THz  
frequency range. 2013  
ISBN 978-3-7315-0070-4
- Band 010      **Dagmar Henrich**  
Influence of Material and Geometry on the Performance  
of Superconducting Nanowire Single-Photon Detectors. 2013  
ISBN 978-3-7315-0092-6
- Band 011      **Alexander Scheuring**  
Ultrabreitbandige Strahlungseinkopplung in THz-Detektoren. 2013  
ISBN 978-3-7315-0102-2
- Band 012      **Markus Rösch**  
Development of lumped element kinetic inductance detectors  
for mm-wave astronomy at the IRAM 30 m telescope. 2013  
ISBN 978-3-7315-0110-7
- Band 013      **Johannes Maximilian Meckbach**  
Superconducting Multilayer Technology for Josephson  
Devices. 2013  
ISBN 978-3-7315-0122-0
- Band 014      **Enrico Rizzo**  
Simulations for the optimization of High Temperature  
Superconductor current leads for nuclear fusion applications. 2014  
ISBN 978-3-7315-0132-9

- Band 015      **Philipp Krüger**  
Optimisation of hysteretic losses in high-temperature superconducting wires. 2014  
ISBN 978-3-7315-0185-5
- Band 016      **Matthias Hofherr**  
Real-time imaging systems for superconducting nanowire single-photon detector arrays. 2014  
ISBN 978-3-7315-0229-6
- Band 017      **Oliver Näckel**  
Development of an Air Coil Superconducting Fault Current Limiter. 2016  
ISBN 978-3-7315-0526-6
- Band 018      **Christoph M. Bayer**  
Characterization of High Temperature Superconductor Cables for Magnet Toroidal Field Coils of the DEMO Fusion Power Plant. 2017  
ISBN 978-3-7315-0605-8
- Band 019      **Shengnan Zou**  
Magnetization of High Temperature Superconducting Trapped-Field Magnets. 2017  
ISBN 978-3-7315-0715-4
- Band 020      **Ilya Charaev**  
Improving the Spectral Bandwidth of Superconducting Nanowire Single-Photon Detectors (SNSPDs). 2018  
ISBN 978-3-7315-0745-1
- Band 021      **Juliane Raasch**  
Electrical-field sensitive  $\text{YBa}_2\text{Cu}_3\text{O}_{7-x}$  detectors for real-time monitoring of picosecond THz pulses. 2019  
ISBN 978-3-7315-0786-4
- Band 022      **Yingzhen Liu**  
Design of a superconducting DC wind generator. 2019  
ISBN 978-3-7315-0796-3

- Band 023      **Sebastian Hellmann**  
Research and Technology Development on Superconducting  
Current Limiting Transformers. 2019  
ISBN 978-3-7315-0804-5
- Band 024      **Simon J. Otten**  
Characterisation of REBCO Roebel cables. 2019  
ISBN 978-3-7315-0904-2
- Band 025      **Julia Brandel**  
Supraleitende Einzelphotonenzähler: Optimierung der Zeitauflösung  
und Anwendungsbeispiele aus der Spektroskopie. 2019  
ISBN 978-3-7315-0917-2
- Band 026      **Dustin Kottonau, Eugen Shabagin, Wesley T. B. de Sousa,  
Jörn Geisbüsch, Mathias Noe, Hanno Stagge, Simon Fechner,  
Hannes Woiton, Thomas Küsters**  
Bewertung des Einsatzes supraleitender 380-kV-Kabel. 2019  
ISBN 978-3-7315-0927-1



## Karlsruher Schriftenreihe zur Supraleitung

Prof. Dr.-Ing. M. Noe, Prof. Dr. rer. nat. M. Siegel (Hrsg.)

Die laufende und weiter vorgesehene Umstellung der elektrischen Energieversorgung auf eine neue Erzeugungsstruktur erfordert, Leitungen und Umspannwerke an vielen Stellen im deutschen Höchstspannungsnetz zu ertüchtigen. Zudem werden einige komplett neue Leitungen geplant und errichtet. Viele der Maßnahmen laufen im herkömmlichen 380-kV-Drehstromnetz. Zusätzlich werden lange Gleichspannungsleitungen die elektrische Energieübertragung unterstützen; diese Verbindungen werden als Punkt-zu-Punkt-Verbindungen umgesetzt. Im Drehstromnetz werden Leitungsneubauten weiterhin überwiegend als Freileitungen verwirklicht. Nur in gesetzlich vorgegebenen Pilotleitungen lassen sich unter bestimmten Bedingungen erdverlegte Leitungsabschnitte realisieren. Auf den erdverlegten Leitungsabschnitten werden überwiegend passiv gekühlte kunststoffisolierte Kabel eingesetzt. Alternative Technologien, wie aktiv gekühlte Kunststoffkabel, gasisolierte Leitungen und supraleitende Kabel, befinden sich derzeit noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium oder im Testeinsatz auf ausgewählten Strecken und sind damit für einen allgemeinen Einsatz im Höchstspannungsnetz nicht verfügbar. Diese Studie führt eine Auslegung von supraleitenden Kabeln für die Anwendung im 380-kV-Drehstromnetz durch und erläutert allgemeine Aspekte des Einsatzes solcher Kabel im Höchstspannungsnetz. Dabei vergleicht sie die Supraleitungstechnologie unter vielen verschiedenen Kriterien mit anderen Leitungstechnologien.

ISSN 1869-1765  
ISBN 978-3-7315-0927-1

