



Entwurf eines Verfahrens zur Allokation von thermischen Betriebsmittelreserven eines HGÜ-Systems für den AC-DC- Systemschutz

Carsten Gatermann

Carsten Gatermann

Entwurf eines Verfahrens zur Allokation von thermischen Betriebsmittelreserven eines HGÜ-Systems für den AC-DC-Systemschutz

Ilmenauer Beiträge zur elektrischen Energiesystem-, Geräte- und Anlagentechnik (IBEGA)

Herausgegeben von
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann
(Fachgebiet Elektrische Energieversorgung) und
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Frank Berger
(Fachgebiet Elektrische Geräte und Anlagen)
an der Technischen Universität Ilmenau.

Band 36

Carsten Gatermann

**Entwurf eines Verfahrens zur Allokation
von thermischen Betriebsmittelreserven
eines HGÜ-Systems für den AC-DC-
Systemschutz**



Universitätsverlag Ilmenau

2023

Impressum

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

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

Diese Arbeit hat der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität Ilmenau im Jahr 2023 als Diplomarbeit vorgelegen.

Betreuer: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann
(Technische Universität Ilmenau)

1. Gutachter: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann
(Technische Universität Ilmenau)

2. Gutachter: M. Sc. Franz Linke
(Technische Universität Ilmenau)

Technische Universität Ilmenau/Universitätsbibliothek

Universitätsverlag Ilmenau

Postfach 10 05 65

98684 Ilmenau

<https://www.tu-ilmenau.de/universitaetsverlag>

ISSN 2194-2838

DOI 10.22032/dbt.59118

URN urn:nbn:de:gbv:ilm1-2023100055



Dieses Werk - mit Ausnahme der anders gekennzeichneten Teile und des Umschlags - ist lizenziert unter einer [Creative Commons Namensnennung - Weitergabe unter gleichen Bedingungen 4.0 International Lizenz](https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/) (CC BY-SA 4.0):
<https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>

Titelfotos:

© iStockphoto.com : JLGutierre ; timmy ; 3alexnd ; Elxeneize ; tap10

yuyang/Bigstock.com

M. Streck, FG EGA | F. Nothnagel, FG EGA | D. Westermann, FG EEV

Kurzfassung

Mit steigenden Lastflüssen von dezentralen Erzeugungseinheiten zu den Lastzentren wird das bestehende Wechselstrom (AC)-Netz zunehmend bis an seine Grenzen ausgelastet. Die Errichtung von Gleichstrom (DC)-Erdkabeltrassen ermöglicht den Transport großer Energiemengen über weite Entfernungen bei geringen Übertragungsverlusten.

Im Rahmen dieser Arbeit wird untersucht, wie sich die inhärenten thermischen Reserven der DC-Kabel in einem vermaschten, ins AC-Netz integrierten DC-Netz zur Engpassbehandlung im AC- oder DC-Netz nutzen lassen. Dabei wird, basierend auf der Beschreibung des DC-Kabels über ein Wärmenetz, ein vereinfachtes, analytisch lösbares Modell eines 525 kV DC-Kabels abgeleitet. Dieses Modell wird im zweiten Teil der Arbeit in einen Vorschlag für ein Systemführungskonzept im gekoppelten AC-DC-Netz eingebunden. Der Fokus des Systemführungskonzepts liegt auf der Engpassbehandlung im AC- oder DC-Netz mithilfe der inhärenten thermischen Kabelreserven. Die grundsätzliche Umsetzbarkeit des Systemführungskonzepts wird anhand eines einfach vermaschten DC-Netzes als Overlaynetz zu einem generischen AC-Netz gezeigt.

Abstract

With increasing load flows from decentralized infeed units to the load centers, the existing AC grid is increasingly being utilised to its limits. The construction of DC underground cable routes enables the transport of large energy quantities over long distances with low transmission losses.

This thesis investigates how the inherent thermal reserves of DC cables in a meshed DC grid, integrated into the AC grid, can be used for congestion management in the AC or DC grid. Based on the description of the DC cable via a thermal network, a simplified, analytically solvable model of a 525 kV DC cable is derived. This model is integrated into a proposal for a system operation concept in the coupled AC-DC grid in the second part of the thesis. The focus of the system operation concept is on congestion management in the AC or DC grid whilst utilizing the inherent thermal cable reserves. The general feasibility of the system operation concept is featuring a simple meshed DC grid working as an overlay grid to a generic AC grid.

Danksagung

Mit der Diplomarbeit geht eine fünfjährige, spannende Zeit des Lernens zu Ende. Ich möchte diese Gelegenheit nutzen, um mich bei allen Wegbegleiterinnen und Wegbegleitern für die interessante und lehrreiche Zeit zu bedanken.

Im Rahmen dieser Diplomarbeit gilt mein besonderer Dank Herrn PD Dr.-Ing. Ulrich Lüdtke, der mich mit seinen wertvollen Tipps zur Erstellung des thermischen Kabelmodells unterstützt hat. Auch möchte ich meinen beiden Betreuern Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann und Herrn M. Sc. Franz Linke für die sehr gute Betreuung danken. Beide waren während der gesamten Bearbeitungsphase stets für mich ansprechbar und haben durch intensiven fachlichen Austausch zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen.

Besonders bedanken möchte ich mich bei meiner Familie, die in Zeiten von großen und kleinen Hürden stets ein guter Rückhalt war und mich über die gesamte Studienzeit unterstützt hat. Auch im Zuge der Erstellung dieser Arbeit konnte ich mich voll und ganz auf ihre Unterstützung verlassen, was einen wesentlichen Teil zum Ergebnis beigetragen hat.

Ilmenau im August 2023, Carsten Thomas Gatermann

Inhaltsverzeichnis

1	Problemstellung und Forschungsfragen	1
2	Stand der Technik	3
2.1	Aufbau eines 525 kV-Onshorekabels	3
2.2	Berechnungsmethoden für Erwärmungsprozesse	5
2.3	Begriff HGÜ-Overlaynetz und DC-Systemkomponenten	13
2.4	Systemführungskonzepte AC- und DC-Netz	16
3	Thermisches Modell eines 525 kV-Onshorekabels	21
3.1	Erstellung des analytischen, thermischen Kabelmodells	21
3.1.1	Definition Wärmewiderstand und Wärmekapazität	21
3.1.2	Aufbau des Wärmenetzes	24
3.1.3	Vereinfachung des Wärmenetzes	27
3.2	Modellvalidierung	31
3.2.1	Einfluss der Kabelparameter im Best- und Worst-Case	31
3.2.2	Einfluss der Geometrie des Kabelgrabens	34
3.2.3	Einfluss der Erdbodenparameter	35
3.2.4	Einfluss der betriebsabhängigen Parameter	38
3.3	Bewertung des thermischen Kabelmodells	40
4	AC-DC-Systemschutzkonzept	43
4.1	Nutzung thermischer Reserven zur Engpassbehandlung	43
4.1.1	Analyse der kurativen Potenziale von PATL/TATL	43
4.1.2	Prozess zum Abruf der thermischen Betriebsmittelreserven	45
4.1.3	Voraussetzungen und Einflussgrößen	55
4.1.4	Eingliederung in die bestehende Systemführungslandschaft	57
4.2	Potenzialanalyse der Systemschutzmethode	58
4.2.1	Bereitstellung einer festgelegten Leistung	59
4.2.2	Überbrückung einer festgelegten Zeitdauer	63
4.2.3	Erwärmungsdauer bei Reduktion der maximalen Kabeltemperatur	65
4.3	Bewertung der Umsetzbarkeit der Systemschutzmethode	67
5	Zusammenfassung und Ausblick	69
5.1	Zusammenfassung	69
5.2	Ausblick	71
5.2.1	Wirkung bodenphysikalischer Effekte auf die Erwärmungsdauer	72
5.2.2	Anwendung der Überlastpotenziale in der Systemführung	72
5.2.3	Verbleibende Aspekte	73
A	Anhang	75
A.1	Extrapolation der Leckströme	75

A.2	Kabelparameter der Aufbauelemente des 525 kV-Onshorekabels	75
A.3	Tabellarische Übersicht über die Parametervariationen	77
A.4	Segmentierung HGÜ-Trasse	78
A.5	Strompreisentwicklung	79
B	Formelzeichen	81
C	Literatur	85
D	Abbildungsverzeichnis	93
E	Tabellenverzeichnis	95
F	Abkürzungen	97

1 Problemstellung und Forschungsfragen

„Herausfordernd für die Systemstabilität ist nicht die sogenannte Dunkelflaute, sondern eine Situation mit hohem Verbrauch im Süden und sehr viel erneuerbarer Erzeugung im Norden. Das zeigt erneut, dass ein rascher Netzausbau für die Energiewende wesentlich ist und die Netzsicherheit erhöht“, so Klaus Müller, Präsident der Bundesnetzagentur (BNetzA) [1]. Auch wenn der Ausbau erneuerbarer Energieträger in Deutschland laut der BNetzA bei den drei Hauptkomponenten Strahlungsenergie sowie Windenergie an Land und auf See hinter den Zielen für das Jahr 2030 zurückliegt [2], hat die Politik mit dem Gesetz über den Bundesbedarfsplan (BBPIG) [3] und dem Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) [4] bereits die Anforderungen an ein zukünftiges Stromnetz definiert. Zur Entlastung des AC-Netzes und zum effizienten Transport der großen Energiemengen durch die Bundesrepublik sind im Bundesbedarfsplan neben den 380 kV AC-Systemen DC-Verbindungen zur Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) vorgesehen.

Für die DC-Verbindungen setzt Deutschland auf Erdkabel, wobei die Kabeltrassen als Punkt-zu-Punkt-Verbindungen ausgeführt sind. Der Rahmen des Systembetriebs für das existierende vermaschte AC-Netz ist gegeben durch ein Deutsches Grenzwertkonzept (DGWK) der vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in [5], wobei das Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (EnWG) die Maßnahmen zur Wiederherstellung der Systemsicherheit beschreibt [6]. Dabei werden v. a. präventive Systemschutzmaßnahmen angewendet, die Ausnutzung der thermischen Betriebsmittelreserven für die kurative Engpassbehandlung ist noch nicht üblich. Kabel weisen im Vergleich zu Freileitungen ein witterungsunabhängiges thermisches Überlastpotenzial auf, wobei für ein vermaschtes DC-Netz noch kein vollständiges Systemschutzkonzept existiert.

Ziel dieser Arbeit ist daher der *Entwurf eines Verfahrens zur Allokation von thermischen Betriebsmittelreserven eines HGÜ-Systems für den AC-DC-Systemschutz*. Dabei werden zwei Forschungsfragen beantwortet:

1. Wie lauten Einflussparameter und Annahmen zur Erstellung eines einfachen, analytisch lösbaren thermischen Modells eines 525 kV-Onshorekabels?
2. Wie sind die thermischen Betriebsmittelreserven für den AC-DC-Systemschutz nutzbar?

Zunächst erfolgen in Kapitel 2 die Auswahl des zu verwendenden thermischen Modells und Begriffsdefinitionen aus der operativen Systemführung. Kapitel 3 beschreibt die Erstellung des thermischen Modells, wobei die Anforderung einer geschlossenen, analytischen Lösung gemäß Forschungsfrage 1 auf ein vereinfachtes Wärmenetz führt. Der in Kapitel 4 entwickelte Systemschutzprozess nutzt die thermischen Betriebsmittelreserven der DC-Kabel in zwei verschiedenen Abrufmethodiken. Die anschließende Potenzialanalyse zeigt die Nutzbarkeit der thermischen Betriebsmittelreserven für den Systemschutz in einem AC-Netz mit HGÜ-Overlaystruktur.

2 Stand der Technik

Dieses Kapitel bietet einen Überblick über den Stand der Technik im Bereich HGÜ-Kabel und DC-Netze. Dazu erläutert Abschnitt 2.1 den Aufbau und die Funktion der Aufbauelemente des betrachteten 525 kV-Onshorekabels. Abschnitt 2.2 vergleicht die typischen Berechnungsmethoden für Erwärmungsprozesse von Kabeln und Freileitungen miteinander und bestimmt den für die vereinfachte analytische Lösung zu wählenden Ansatz. Abschnitt 2.3 definiert die im weiteren Verlauf der Arbeit benötigten Begriffe aus der Kabeltechnik, während Abschnitt 2.4 Systemschutzkonzepte für das AC- und DC-Netz vorstellt und miteinander vergleicht.

2.1 Aufbau eines 525 kV-Onshorekabels

Der Deutsches Institut für Normung e. V. (DIN) definiert den typischen Aufbau eines 525 kV-Kabels gemäß Norm 0289-1 nach den Vorgaben des Verband der Elektrotechnik Elektronik Informations-technik e.V. (VDE) [7]. Dieser Kabeltyp wird bspw. für die DC-Verbindungen in Deutschland eingesetzt [8]. **Abb. 2.1** zeigt schematisch den Aufbau des 525 kV-Kabels, wobei die Funktionen der einzelnen Kabelaufbauelemente in diesem Abschnitt erläutert werden.

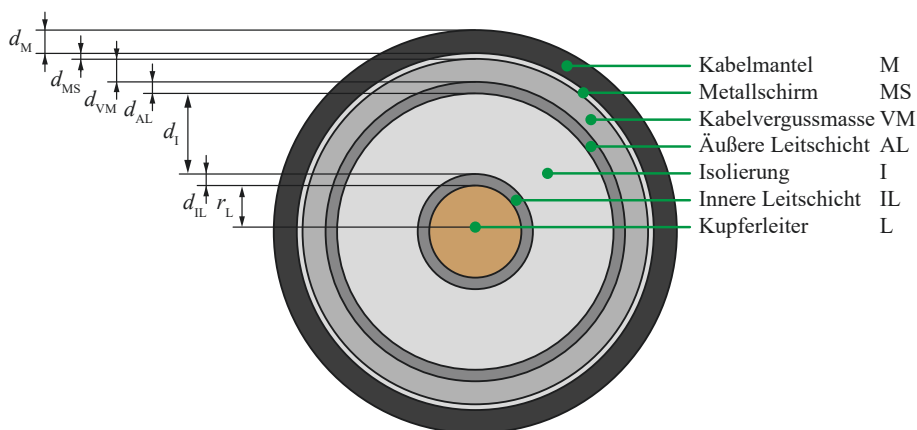


Abb. 2.1: Schematischer Querschnitt eines 525 kV-Onshorekabels in Anlehnung an [9]

Die Stromleitung erfolgt durch einen Leiter L aus Kupfer oder Aluminium. Kupfer weist verglichen mit Aluminium eine etwa zweimal größere elektrische und thermische Leitfähigkeit auf [10]. Kabel mit Kupferleiter haben durch die ca. dreimal höhere Dichte von Kupfer im Vergleich zu Aluminium eine höhere Masse [11]. Weiterhin weist die Deutsche Rohstoffagentur (DERA) in [12] für das Jahresmittel 2018 bis 2022 einen im Vergleich zu Aluminium etwa um den Faktor drei höheren Kupferpreis aus. Aufgrund dieser unterschiedlichen Eigenschaften bieten Hersteller meist Kabel mit Kupfer- oder Aluminiumleiter an. Für die HGÜ-Trassen in Deutschland werden Kabel mit Kupferleiter verwendet, weshalb der Fokus dieser Arbeit auf Kabeln dieses Typs liegt [9]. Die entwickelten Methoden sind analog für Kabel mit Aluminiumleiter anwendbar.

Bei Kabeln für Hoch- und Höchstspannung werden Leiter aus Drahtbündeln (sog. Adern) verwendet, die neben guten Leitungseigenschaften bessere mechanische Eigenschaften als Vollprofile durch verringerte Biegefestigkeit aufweisen.

Als Isolierung I, die zusammen mit dem Leiter den größten Anteil am Kabelgesamtdurchmesser aufweist, dient je nach Kabeltyp und Spannungsebene Masseimprägniertes Papier (MI-Papier), Polyvinylchlorid (PVC), Polyethylen (PE) oder Vernetztes Polyethylen (VPE). Die Isolierung hat die Aufgabe, den stromführenden Teil des Kabels nach außen abzuschirmen und eine Potenzialtrennung zu gewährleisten. Für Neuinstallationen werden fast ausschließlich extrudierte Kunststoffisolierungen verwendet. Für SuedLink, eine deutsche HGÜ-Trasse von Schleswig-Holstein nach Bayern bzw. Baden-Württemberg, sollen bspw. Kabel mit VPE-Isolierung eingesetzt werden [8]. Das verwendete VPE ist aufgrund seiner geringen DC-Leitfähigkeit bis zu Frequenzen von 1 MHz praktisch elektrisch verlustfrei, weist begrenzt Raumladungen auf, hat eine Erweichungstemperatur von 90 °C und kann hohe Impulsströme aushalten [13], [14].

Zur Feldsteuerung am Leiter und äußeren Rand der Isolierung werden Leitschichten (innere Leitschicht IL und äußere Leitschicht AL, jeweils mit d_{LS}) aus halbleitenden Materialien eingesetzt. Mit diesen Schichten wird eine Homogenisierung des elektrischen Feldes an der Oberfläche des Leiters oder der Isolierung gewährleistet, um elektrische Entladungen ausgehend von Rauigkeiten zu verhindern. Die Leitschichten werden um leitende Schichten, wie einen Metallschirm MS, einen Schirm oder eine Bewehrung zur Ableitung von Fehlerströmen und Feldbegrenzung, ergänzt.

Die Kabelvergussmasse VM dient der mechanischen Stabilisierung des Kabels und Aufnahme von Temperatursensoren. Diese sind heute oftmals als Lichtwellenleiter (LWL)-Kabel über die gesamte Kabellänge ausgeführt, wobei zur Temperaturmessung und Ortsbestimmung von Heißpunkten (engl. Hot Spots) das Verhältnis aus schwach temperaturabhängiger Stokes- und stark temperaturabhängiger Anti-Stokes-Linie des Raman-Rückstreuulichts genutzt wird. Basierend auf dem Verhältnis der beiden Spektrallinien und der Laufzeit eines Laserpulses im LWL erfolgt die Temperaturbestimmung mit hoher örtlicher Auflösung. [15] Das Kabel wird durch äußere Schutzelemente wie dem Kabelmantel M umschlossen, welche sowohl den Schutz des Kabels vor äußeren mechanischen Belastungen als auch der Umgebung gewährleisten. Für Offshore-Kabel sind zusätzliche Bewehrungselemente zum Schutz gegen das Seewasser und mechanische Beschädigungen bei der Kabellegung, z. B. eine Zugentlastung, zu installieren.

Der umgebende Erdboden, der nach Georgiev et al. in [16] bei direkter Erdlegung bis zu 70 % des Gesamtwärmeleitwiderstands ausmachen kann, wird in Abschnitt 3.1.2 genauer betrachtet. **Tab. A.1** zeigt die für das thermische Modell des 525 kV-Kabels in dieser Arbeit verwendeten Parameter. Bedingt durch die kleinen geometrischen Abmessungen im Vergleich zu anderen Betriebsmitteln, wie bspw. Transformatoren, wirken Veränderungen in den Schichtdicken signifikant auf die thermischen und elektrischen Eigenschaften der Kabelschicht. Gustavsen et al. stellen in [13] dar, dass die Hersteller garantierte Nennmaße der Kabel und nicht deren tatsächliche Geometrie angeben, wodurch weitere Abweichungen zum thermischen Modell auftreten können.

2.2 Berechnungsmethoden für Erwärmungsprozesse

Für die im heutigen Übertragungsnetz dominierenden Freileitungen existieren detaillierte thermische Modelle wie bspw. im Standard 738-2012 des Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) [17] oder der Technical Brochure (TB) 601 des Conseil International des Grands Réseaux Électriques (CIGRÉ) [18] dargestellt. Der IEEE-Standard erlaubt dabei eine Bestimmung der Kern- und Außentemperatur einer blanken, mehrdrätigen Freileitung. Das Verfahren dient der Temperaturberechnung für den stationären (keine Änderung von Stromfluss und Umweltbedingungen), den transienten (Änderung des Stromflusses bei konstanten Umweltbedingungen) oder den dynamischen (Änderung des Stromflusses und der Umweltbedingungen) Fall. Dabei wird das vollständige Modell von House und Tuttle aus [19] zugrunde gelegt und mithilfe eines numerischen Verfahrens iterativ gelöst. Einflussgrößen des in Anhang A des Standards gezeigten Berechnungsprogramms sind u. a. Leitergeometrie, Materialeigenschaften, Oberflächenbeschaffenheit, Wetterbedingungen und Leiterstrom.

Die CIGRÉ TB 601 stellt eine Weiterentwicklung der TB 207 [20] dar, wobei die neuen Anforderungen an das bestehende Übertragungsnetz durch Betrachtung von Stromdichten größer $1,5 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2}$, Leitertemperaturen größer $100 \text{ }^\circ\text{C}$, variabler Umweltbedingungen und eines zeitabhängigen Stromverlaufs berücksichtigt werden. Die TB 601 bietet numerische und analytische Modelle für die stationäre und transiente Beschreibung des Erwärmungsvorgangs von Freileitungen. Dabei werden u. a. Joulesche Verluste, die Erwärmung der Stahlseele durch magnetische Felder der Aluminiumleiter, der Einfluss solarer Strahlung, die radiale und axiale Temperaturverteilung sowie konvektive Effekte berücksichtigt.

Der Temperaturverlauf in (Erd)Kabeln kann über drei typische Verfahren ermittelt werden, wobei das thermische Modell in dieser Arbeit für ein Kabel in direkter Erdlegung und damit ausschließlich auf Basis von Wärmeleitungsvorgängen abgeleitet wird. Konvektion und Strahlung sind aufgrund der Abwesenheit eines strömenden Fluides in direkter Kabelumgebung (keine Konvektion) und des direkten Kontakts der Aufbauelemente miteinander (geringer Strahlungsanteil) vernachlässigbar.

Ein häufig genutzter Ansatz zur Berechnung der Temperaturverteilung im Kabel ist die „zahlenmäßige Erfassung des Erwärmungsproblems mithilfe von Formeln/Gleichungen durch ein Programm“ im Rahmen einer *numerischen Simulation* [21] mittels der Finite Elemente Methode (FEM) oder ihrem Vorläufer der Finite Differenzen Methode (FDM). Nachdem in dieser Arbeit eine vereinfachte, analytische Lösung für das Erwärmungsproblem zu finden ist, werden die numerischen Verfahren nicht weiter ausgeführt.

Der universellste Ansatz für die analytische Beschreibung von Wärmeleitungsproblemen ist die *Wärmeleitungsgleichung*, eine inhomogene partielle Differentialgleichung (DGL) erster Ordnung gemäß (2.1).

$$\rho \cdot c_{\text{th}} \cdot \frac{\partial \vartheta(x,y,z,t)}{\partial t} = p_v + \text{div}(\lambda \text{ grad } \vartheta(x,y,z,t)) \quad (2.1)$$

Grundlage der Wärmeleitungsgleichung (WLG) ist die Energiebilanzgleichung, die in (2.2) in kartesischen Koordinaten notiert ist; für Berechnungen am Kabel ist eine Transformation in Zylinderkoordinaten empfehlenswert.

$$p_v = \rho \cdot c_{th} \cdot \frac{\partial \vartheta(x,y,z,t)}{\partial t} + \operatorname{div} \vec{q} \quad (2.2)$$

Für die Energiebilanzgleichung wird ein Kontrollvolumen ΔV gemäß **Abb. 2.2** betrachtet. Alle Grafiken in dieser Arbeit sind mit der Software Adobe Illustrator erstellt [22].

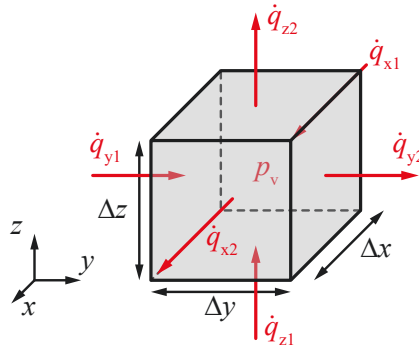


Abb. 2.2: Kontrollvolumen zur Herleitung der Energiebilanzgleichung mit Wärmestromdichten \dot{q}_i und Verlustleistungsdichte p_v in kartesischen Koordinaten

Im Kontrollvolumen mit der Dichte ρ befinde sich eine Wärmequelle mit der volumetrischen Verlustleistungsdichte p_v . Das Kontrollvolumen habe eine Wärmespeicherfähigkeit beschrieben durch die spezifische Wärmekapazität c_{th} . Die eingebrachte Wärmemenge kann entweder über den Wärmestrom \vec{q} (Wärmeleitung) abgeführt oder aufgrund der Wärmekapazität ins Kontrollvolumen eingespeichert werden (Kirchhoffsche Knotenregel der Thermodynamik). Die Bilanz für kartesische Koordinaten ergibt sich gemäß (2.3).

$$\underbrace{p_v \cdot \Delta V}_{\text{Wärmequelle}} = \rho \cdot c_{th} \cdot \Delta V \underbrace{\frac{\partial \vartheta(x,y,z,t)}{\partial t}}_{\text{Wärmespeicherung}} + \underbrace{\dot{q}_x \frac{\Delta V}{\Delta x} + \dot{q}_y \frac{\Delta V}{\Delta y} + \dot{q}_z \frac{\Delta V}{\Delta z}}_{\text{Wärmeleitung}} \quad (2.3)$$

Für die ortsabhängigen Variablen in (2.3) gelten die Festlegungen gemäß (2.4) bis (2.7).

$$\Delta V = \Delta x \cdot \Delta y \cdot \Delta z \quad (2.4)$$

$$\dot{q}_x = \dot{q}_{x2} - \dot{q}_{x1} \quad (2.5)$$

$$\dot{q}_y = \dot{q}_{y2} - \dot{q}_{y1} \quad (2.6)$$

$$\dot{q}_z = \dot{q}_{z2} - \dot{q}_{z1} \quad (2.7)$$

Wird (2.3) durch ΔV dividiert und der Grenzübergang $\lim_{\Delta x \rightarrow 0}$ (analog für y und z) ausgeführt, ergibt sich der Ausdruck in (2.8).

$$p_v = \rho \cdot c_{th} \frac{\partial \vartheta(x,y,z,t)}{\partial t} + \frac{\partial \dot{q}_x}{\partial x} + \frac{\partial \dot{q}_y}{\partial y} + \frac{\partial \dot{q}_z}{\partial z} \quad (2.8)$$

Die partiellen Ableitungen des Wärmestroms in Richtung der Ortskoordinaten lassen sich zur Divergenz $\text{div } \vec{\dot{q}}$ zusammenfassen, was auf (2.2) führt.

Der für die WLG (2.1) benötigte Wärmestrom $\vec{\dot{q}}$ in (2.2) resultiert aus dem Fouriersgesetz in (2.9).

$$\vec{\dot{q}} = -\lambda \cdot \text{grad } \vartheta(x,y,z,t) \quad (2.9)$$

Das Fouriersgesetz gemäß (2.9) leitet sich aus dem zweiten Hauptsatz der Thermodynamik ab, der besagt, dass sich ein Wärmestrom in einem Medium mit der Wärmeleitfähigkeit λ immer von der höheren zur niedrigeren Temperatur, d. h. entlang des Temperaturgefälles, einstellt. Der Gradient $\text{grad}(\circ)$ ist in Richtung des steilsten Anstiegs definiert, weshalb in (2.9) zur Abbildung des physikalischen Vorgangs ein Minuszeichen eingeführt werden muss [23].

Zur Lösung der WLG wird die Kabelgeometrie von einer dreidimensionalen (3D) in eine zweidimensionale (2D) Struktur vereinfacht, indem Wärmeleitungsvorgänge in z -Richtung, d.h. entlang der Kabelachse, vernachlässigt werden. Dies ist möglich, da Randeffekte aufgrund des im Vergleich zur Kabellänge l wesentlich kleineren Kabeldurchmessers d marginal sind – für das Kabel gilt das Modell des unendlich langen Leiters. Dennoch ist beim vorliegenden, mehrschichtigen Kabel eine geschlossene Lösung des Erwärmungsproblems über die WLG aufgrund der komplexen Kabelgeometrie und des umgebenden nicht unendlich ausgedehnten Erdbodens praktisch nicht mehr möglich [24]. Die WLG muss für jede Schicht gelöst werden, wobei jeweils Rand- und Anfangsbedingungen sowie Übergangsbedingungen zwischen den Schichten zu definieren sind [25].

Beim Ansatz mittels *Wärmenetz* wird das Kabel über die 1942 von Pashkis beschriebene Analogie zwischen elektrischen und thermischen Netzwerken, die heute in Norm 60287 der International Electrotechnical Commission (IEC) verankert ist, beschrieben [26], [27]. Durch Ausnutzen der Zylindersymmetrie des Kabels, d. h. der konzentrischen Anordnung der Isothermen um den Leiter im Inneren des Kabels, kann das Problem weiter von 2D auf eine Dimension (1D) reduziert werden. Dies vereinfacht das System aus partiellen DGLen zu einem analytisch lösbaaren und gleichzeitig skalier- und adaptierbaren Ansatz. Das Kabel ist als Modell mit konzentrierten Parametern beschreibbar, wenn, wie in Abschnitt 3.1 gezeigt, homogene Eigenschaften der Kabelaufbauelemente vorausgesetzt werden. Der analytische Ansatz über das Wärmenetz wird meist verwendet, wenn stationäre Berechnungen zur Stromtragfähigkeit durchzuführen sind. Jedem Aufbauelement des Kabels ist dabei ein Wärmewiderstand R_{th} und eine Wärmekapazität C_{th} gemäß **Abb. 2.3** zugewiesen und Wärmequellen mit Wärmestrom Φ werden entsprechend der Analogie von Pashkis als Stromquellen modelliert.

Der Wärmewiderstand R_{th} definiert – analog dem elektrischen Widerstand R – die Eigenschaft eines Materials, den Wärmestrom zu begrenzen, wohingegen die Wärmekapazität C_{th} die Fähigkeit des Materials beschreibt, Wärme zu speichern.

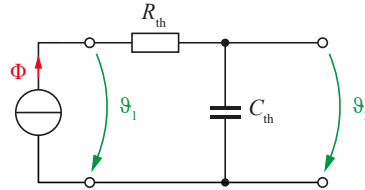


Abb. 2.3: Allgemeines $R_{th}C_{th}$ -Glied eines Kabelaufbauelements

Die Isolierung begrenzt die höchstmögliche Kabeltemperatur durch ihre maximal zulässige Temperatur von 90 °C. Das resultierende DGL-System des Kabelmodells wird deshalb für die Rand- und Anfangsbedingungen des vorliegenden Zustands nach der Temperatur am Innenrand der Isolierung gelöst, da sich im Betrieb ein Temperaturgefälle vom Leiter als Wärmequelle zum umgebenden Erdreich einstellt und somit die kritische Temperatur für die Isolierung an deren Innenrand liegt.

Die Beschreibung über das Wärmenetz ordnet jedem Kabelaufbauelement ein $R_{th}C_{th}$ -Glied zu, wobei die $R_{th}C_{th}$ -Glieder aller Aufbauelemente, gemäß Abschnitt 3.1.2 in Reihe geschaltet werden. Der Wärmestrom Φ ergibt sich aus den Jouleschen Verlusten im Leiter, während sich die Temperaturen ϑ_i entsprechend des wärmeohmschen Gesetzes einstellen. Der Ansatz über das Wärmenetz wird in dieser Arbeit nicht validiert, da die Berechnungsmethode in IEC 60287 verankert ist und u. a. von Sugihara in [28], Wang et al. in [29] sowie Lauria et al. in [30] angewendet und experimentell überprüft wurde.

Wie die Auswertungen in Abschnitt 3.1.2 zeigen, wirkt sich die Vereinfachung mit einem $R_{th}C_{th}$ -Glied pro Schicht v. a. auf dicke Schichten wie die Isolierung aus, da sich in der Realität eine Temperaturverteilung abhängig vom Radius einstellt. Um den durch die geometrische Vereinfachung entstehenden Fehler zu reduzieren, können pro Kabelaufbauelement zum einen mehrere $R_{th}C_{th}$ -Glieder wie bei Sugihara in [28] verwendet werden. Nachdem das Kabel durch einen konstanten Strom auf eine stationäre Temperatur aufgewärmt wurde, wird diesem Strom in der Untersuchung von Sugihara ein sinusförmiger Wechselstrom mit einer Amplitude von 30 % des Nennstroms und einer Periodendauer von 30 min überlagert, um typische Kabellastzyklen zu simulieren. Die Simulationsergebnisse von Sugihara zeigen, dass die maximale und minimale Temperatur ab einer Dreiteilung der Isolierung bei zyklischer Belastung in Sättigung geht. Damit liefert die Aufteilung dieses Aufbauelements in drei $R_{th}C_{th}$ -Glieder eine ausreichende Genauigkeit bei gleichzeitig minimalem Rechenaufwand für die Modellierung des Kabels.

Zum anderen ist eine Modellierung mithilfe von Van Wormer-Koeffizienten für die Aufteilung der Wärmekapazität gemäß **Abb. 2.4** wie bei Wang et al. in [29] oder Anders in [31] möglich.

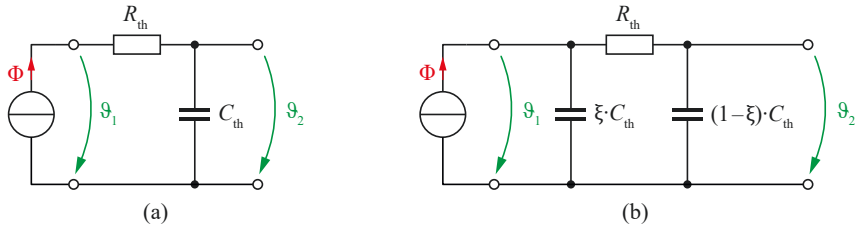


Abb. 2.4: (a) $R_{th}C_{th}$ -Glied nach IEC 60287, (b) $R_{th}C_{th}$ -Glied mit Van Wormer-Koeffizienten

Anders trifft in [31] eine Unterscheidung in Koeffizienten für lange und kurze transiente Vorgänge. Kurze Transienten haben eine Dauer von zehn Minuten bis einer Stunde, während Kabelbelastungen ab einer Stunde als lange Transienten bezeichnet werden. Die Betrachtungen in seiner Arbeit sind fokussiert auf AC-Kabel, weshalb die vorgestellten Verfahren für diese Arbeit nur teilweise anwendbar sind. Für eine Kabelschicht mit Außenradius r_2 und Innenradius r_1 ergeben sich die Skalierungsfaktoren ξ in **Abb. 2.4** für die Verteilung der Wärmekapazität in ein Π -Ersatzschaltbild (ESB) gemäß (2.10).

$$\xi = \frac{1}{2 \cdot \ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right)} - \frac{1}{\frac{r_2^2}{r_1^2} - 1} \tag{2.10}$$

Die Aufteilung von C_{th} in das Π -ESB erfolgt durch Multiplikation der Wärmekapazität mit den Faktoren ξ und $(1 - \xi)$. Nachdem das Ziel dieser Arbeit die Ableitung eines einfachen, analytisch lösbaren Modells ist, werden die o. g. Ansätze aufgegriffen, die Wärmekapazitäten jedoch, wie in **Abb. 2.5** gezeigt, in einem T-ESB, d. h. jeweils mittig in einer Schicht, angeordnet. Diese Maßnahme gewährleistet eine Unterschätzung der Erwärmungsdauer des Kabels durch eine kleinere Wärmekapazität als bei Anordnung am Außenrand der Schicht und ermöglicht gleichzeitig eine Zusammenfassung der Wärmewiderstände benachbarter Schichten, womit ein Gleichungssystem (GLS) niedrigerer Ordnung zur Beschreibung des Wärmenetzes als bei Sugihara entsteht.

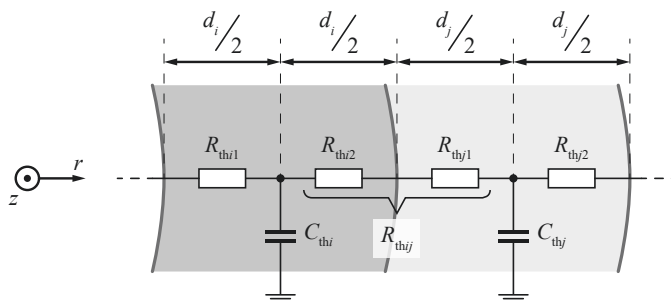


Abb. 2.5: Positionierung der Wärmekapazität C_{th} im Kabelaufbauelement

Anders vereinfacht in [31] das vollständige Wärmenetz eines AC-Kabels auf ein Netzwerk mit zwei Maschen. Dabei werden die Elemente des vereinfachten Netzes aus der Zusammenfassung der vorhandenen Wärmewiderstände und -kapazitäten mithilfe der Laplace-Transformation gewonnen. Im Gegensatz zum Ansatz dieser Arbeit erfolgt keine geometrische Vereinfachung des Kabels durch Vernachlässigung von Aufbauelementen. Auch Feng beschreibt in [32] ein AC-Kabel, wobei die Modellierung mithilfe des vollständigen Wärmenetzes für das Kabel erfolgt. Seine Betrachtungen sind Grundlage für das in dieser Arbeit verwendete vollständige Kabelmodell, welches durch ein 7×7 -GLS beschrieben ist.

Lauria et al. beschreiben das von ihnen betrachtete Kabel in [30] ebenfalls als vollständiges Wärmenetz. Dabei vernachlässigen sie den Wärmewiderstand des Leiters aufgrund seiner höheren Wärmeleitfähigkeit im Vergleich zu den Aufbauelementen aus Kunststoff sowie die Wärmekapazität des Erdbodens. Die Berechnung der Temperaturen im Kabel erfolgt basierend auf einem Matrix-Vektor-Ansatz gemäß (2.11), wobei die berechneten Temperaturen am Leiter, dem Schirm und dem Mantel mit einem Experiment verglichen werden. Der Vektor $\vec{\vartheta}(t)$ beschreibt die Temperaturen im Kabel, \mathbf{A} die Dynamikmatrix, \vec{b} den Eingangsvektor und \vec{c} den Störgrößenvektor.

$$\dot{\vec{\vartheta}}(t) = \mathbf{A} \cdot \vec{\vartheta}(t) + \vec{b} \cdot \vec{\Phi}(t) + \vec{c} \cdot \vec{\vartheta}_U(t) \quad (2.11)$$

Im Ansatz über geometrische Vereinfachungen von Wang et al. in [29] werden dünne Schichten wie die Leitschicht wegen ihres geringen Beitrags zum Wärmewiderstand bzw. zur Wärmekapazität nicht berücksichtigt. Weiterhin erfolgt wie bei Lauria et al. die Vernachlässigung der Wärmewiderstände metallischer Aufbauelemente aufgrund ihrer guten Wärmeleitfähigkeit. Die Annahmen von Wang et al. bilden die Grundlage für die Betrachtungen in Abschnitt 3.1.2, wobei die Vereinfachungen in dieser Arbeit über das von Wang et al. aufgestellte 3×3 -GLS hinausgehen, um eine einfache, händisch lösbare analytische Beschreibung zu finden. Die Vorgehensweise von Shekhar et al. verfolgt einen ähnlichen Ansatz, wobei hier ein DC-Kabel in Luft betrachtet wird [33]. Die Vereinfachungen vernachlässigen die Wärmewiderstände der Leitschichten und des Metallschirms, womit das resultierende GLS von der Dimension 4×4 ist.

Neben dem Einfluss der Kabelaufbauelemente auf die Erwärmung wird in dieser Arbeit die Wirkung des Erdbodenwärmewiderstands betrachtet, die u. a. Georgiev in [16] und Aras in [34] beschreiben. Georgiev zeigt in seinen Untersuchungen, dass abweichend von IEC 60287-3-1 [35] ein maximaler Erdbodenwärmewiderstand von $6,0 \frac{\text{m}\cdot\text{K}}{\text{W}}$ auftreten kann, was circa dem Doppelten des in der Norm angegebenen Wertes entspricht. Während der Kabellebensdauer von 30 bis 40 Jahren können sich die Bodeneigenschaften nach den Untersuchungen von Georgiev verändern, weshalb diese Abweichungen bereits bei der Planung zu berücksichtigen sind. Deshalb schlägt er einen konservativen Ansatz zur Abschätzung der Kabel- und Umgebungsparameter vor. Weiterhin sollten die Bodenwerte durch regelmäßige Messung bestimmt und die Berechnungen der Kabelerwärmung nicht nur auf normierte Werte gestützt werden. Dieser Aspekt wird in Abschnitt 3.1.2.2 diskutiert.

Aras untersucht in [34] den Einfluss weiterer Kabel in direkter Kabelumgebung auf die Erwärmung des betrachteten Kabels. Zudem gibt er für die Berechnung der Erwärmungsdauer eines Kabels einen Korrekturfaktor an, der neben dem Wärmewiderstand des natürlich gewachsenen Bodens auch den Wärmewiderstand des Bettungsmaterials berücksichtigt. Grundlage der Betrachtungen mit mehreren Kabeln ist die Kennelly-Hypothese, welche eine Isotherme zwischen Boden und Luft voraussetzt und so die Anwendung der Spiegelungsmethode (engl. Method of Images) in **Abb. 2.6** zur Berechnung des Temperaturprofils im Erdboden ermöglicht.

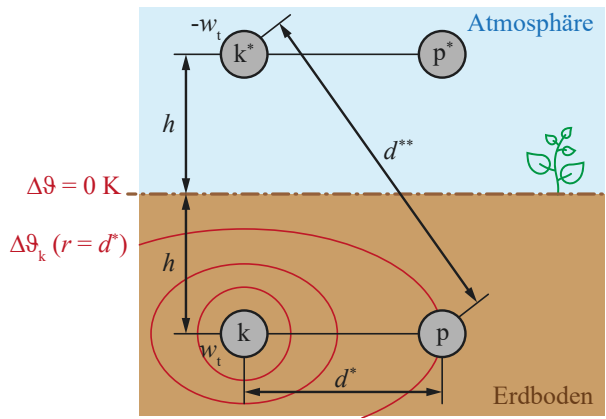


Abb. 2.6: Geometrie des Kabelgrabens entsprechend der Kennelly-Hypothese nach [34]

Die in der Feldtheorie genutzte Methode dient zur Berechnung des Potenzialverlaufs in einem Feldraum, wobei die Temperatur ϑ analog zum elektrischen Potenzial φ verwendbar ist. Durch die Vorgabe der Übertemperatur $\Delta\vartheta$ auf der Erdoberfläche als isotherme Fläche kann der Lösungsraum des Erwärmungsproblems in zwei Teilräume – den Erdboden und die Atmosphäre – eingeteilt werden. Der Temperaturverlauf $\vartheta(r)$ des gegebenen Kabels bei einer Störung des Verlaufs durch eine Grenzfläche – hier der Erdboden – ist berechenbar, wenn eine zweite Wärmequelle bzw. -senke im homogenen unendlichen Raum – hier der Atmosphäre – so positioniert wird, dass dort, wo die Grenzfläche ist, die Äquipotenzialfläche $\Delta\vartheta = 0$ K liegt. Dies ist aus dem Satz der eindeutigen Lösung von Randwertaufgaben ersichtlich.

Anhand der Kennelly-Hypothese wird gezeigt, dass sich die Kabel in einem Graben durch Wärmeabgabe wechselseitig beeinflussen. Die Temperatur des Kabels p, das mit Kabel k in einem gemeinsamen Graben gelegt ist, ergibt sich als Superposition der Temperatur von Kabel p und der Isotherme des Kabels k im Abstand der Kabel d^* gemäß (2.12). Dabei ist w_t die Wärmequelle, ρ_{thE} der spezifische Wärmewiderstand des natürlich gewachsenen Erdbodens, d^{**} der Abstand zwischen den Kabeln p und k^* und δ die Diffusivität des Erdbodens.

$$\vartheta_{pk}(t) = \frac{w_t \cdot \rho_{thE}}{4\pi} \left[-Ei\left(-\frac{d^{*2}}{4\delta \cdot t}\right) + Ei\left(-\frac{d^{**2}}{4\delta \cdot t}\right) \right] \quad (2.12)$$

Das Exponentialintegral Ei in (2.12) ist die Lösung von (2.13).

$$Ei(x) = \int_{-\infty}^x \frac{e^t}{t} dt \quad (2.13)$$

Abb. 2.7 fasst die Auswahlentscheidung für die Berechnung mittels Wärmenetz zusammen. Kriterien, die zum Ausschluss der nicht betrachteten Verfahren geführt haben und in den vorausgegangenen Abschnitten erläutert wurden, sind in **Abb. 2.7** durch Fettschrift hervorgehoben. Vorteile des jeweiligen Ansatzes sind mit Pluszeichen, Nachteile mit Minuszeichen gekennzeichnet.

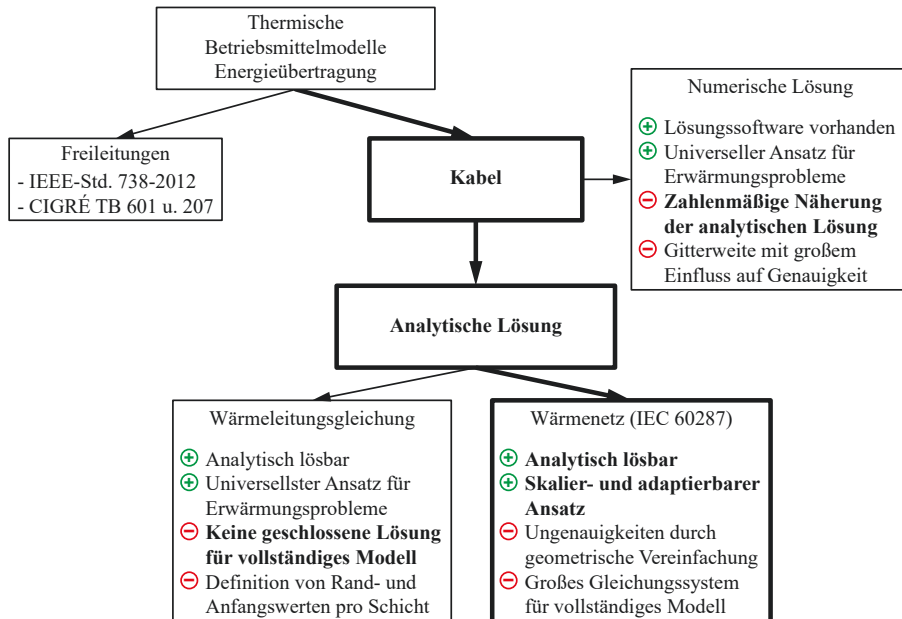


Abb. 2.7: Auswahlprozess für Berechnung der Kabelerwärmung mittels Wärmenetz

Obwohl die WLГ den universellsten Ansatz zur Berechnung der Kabelerwärmung darstellt, ist sie aufgrund der nicht mehr geschlossenen Lösung für das vollständige Kabelmodell zur Berechnung der Kabelerwärmung ungeeignet. Das Wärmenetz stellt einen skalierbaren und auf verschiedene Kabeltypen anpassbaren Ansatz dar, welcher gleichzeitig eine geschlossene analytische Lösung ermöglicht. Das entstehende GLS skaliert mit der Anzahl an Aufbauelementen und benötigt im Vergleich zur Wärmeleitungsgleichung weniger Rand- und Übergangsbedingungen, da sich die Temperaturen aus dem wärmeohmschen Gesetz berechnen lassen. Die Ungenauigkeiten durch geometrische Vereinfachungen können, wie oben beschrieben, durch verschiedene Maßnahmen reduziert werden. Nachdem das Kabelmodell eine Abschätzung der Erwärmungsdauer liefern soll, werden diese Ungenauigkeiten zunächst vernachlässigt.

Mit der vorliegenden Arbeit wird die analytische Beschreibung des Kabels mithilfe eines Wärmenetzes durch Vereinfachungen in eine händisch lösbare, analytische Gleichung überführt. Mit dem vereinfachten Ansatz ist eine Abschätzung der Erwärmungsdauer des Kabels auch ohne Kenntnis der Parameter aller Aufbauelemente möglich. Zusätzlich werden in Kapitel 3 und 4 für das Kabel verschiedene betriebsnahe Szenarien betrachtet, die eine Einschätzung thermischer Betriebsmittelreserven im Systemschutz erlauben. Damit entstehen für den operativen Systembetrieb Freiräume, um Gegenmaßnahmen wirkungsorientiert zu planen, einzusetzen und so u. a. Kosten für Entlastungsmaßnahmen zu senken.

2.3 Begriff HGÜ-Overlaynetz und DC-Systemkomponenten

Das in dieser Arbeit vorgestellte Systemführungskonzept betrachtet ein *vermaschtes HGÜ-Overlaynetz*. Basierend auf den Definitionen der CIGRÉ Joint Working Group (JWG) B4/B5.59 in [36] und Marten in [37] wird folgende Festlegung verwendet: Ein vermaschtes HGÜ-Overlaynetz ist ein elektrisches Gleichstromnetz zur Übertragung großer Leistungsflüsse mit mehreren miteinander verbundenen, verzweigten Knoten (Umrichter), wobei die verbindenden Zweige mindestens eine Masche bilden und so parallele Strompfade schaffen. Eine *Masche* ist gemäß IEC 60050 ein geschlossener Pfad, der jeden Knoten im Pfad genau einmal durchquert [38].

DC-Kabelverbindungen weisen im Vergleich zu AC-Freileitungen auf Strecken von weniger als 300 km, bedingt durch die Umrichterverluste, verhältnismäßig hohe Verluste auf [39]. Damit scheint eine Anwendung für den Netzausbau in Ländern mit kurzen Übertragungsstrecken zunächst nicht sinnvoll. Die Entscheidung für den Netzausbau mit DC-Kabeln basiert jedoch v. a. auf der geringen Akzeptanz von neuen Freileitungen in der Bevölkerung. Abgesehen vom von tief wurzelnden Pflanzen freizuhaltenden Schutzstreifen und den Muffenbauwerken, die in einem Abstand von ca. 1.000 m installiert sind, ist oberflächlich keine optische Wirkung von Erdkabeln feststellbar [40]. Genau wie bei Freileitungen hängt die Kabellegung von der Akzeptanz der Flächeneigentümer ab, wobei die Nutzungsbeschränkungen bei Kabeln geringer ausfallen als bei Flächen unter Freileitungen. So ist bspw. landwirtschaftliche Nutzung möglich, solange Kabel durch die Arbeiten nicht geschädigt werden. Während der Bauphase weisen Kabelstrecken einen höheren Flächenverbrauch als Freileitungen auf und es kann teilweise dazu kommen, dass Örtlichkeiten durch den geöffneten Kabelgraben oder den Aushub nicht erreichbar sind. Neben dem Kabel werden weitere Fremdmaterialien wie das Bettungsmaterial in den Kabelgraben eingebracht, was die lokalen Bodeneigenschaften verändert. [41]

Im Gegensatz zu Freileitungen ist die Belastung durch elektrische oder magnetische Felder bei Kabeln geringer, wobei beide Systeme bei normalen Betriebsbedingungen im vorgeschriebenen Bereich unterhalb der spezifizierten Grenzwerte liegen [42]. Kabel sind sowohl in der Herstellung als auch bei der Installation und Wartung teurer als Freileitungen. Die hohen Produktionskosten begründen sich aus dem speziellen Fertigungsverfahren hochreiner Kabelschichten.

Die verwendeten Kunststoffisolierungen weisen, im Gegensatz zu Luft als Isolierungsmedium für Freileitungen, keine Selbstheilungseigenschaften aus, weshalb defekte Kabel abschnittsweise getauscht werden müssen. Dies ist durch die unterirdische Installation im Vergleich zum Tausch von Leiterseilen aufwändig und kann einige Wochen in Anspruch nehmen. [43]

Gegenüber AC-Freileitungen mit Installationskosten von 2,5 Mio. €/km für ein 380 kV-Doppelsystem bzw. 2,0 Mio. €/km für ein DC-Doppelsystem mit je 2 GW Nennleistung, liegt das Investitionsvolumen für die Installation eines DC-Kabels mit Nennleistung 2 GW bei 6,5 Mio. €/km. Entscheidend für die Wahl von DC-Kabeln als Energieübertragungsmedium der Zukunft ist neben der höheren Akzeptanz in der Bevölkerung die Effizienz der Leistungsübertragung über große Strecken durch den Wegfall von Blindleistung und die höhere Nennleistung verglichen mit AC-Freileitungen. Die Wahl fällt auf DC-Kabel, da sich AC-Kabel immer im unternatürlichen Bereich des Betriebsdiagramms befinden und deshalb die Netzspannung durch Einspeisung kapazitiver Blindleistung erhöhen, was den Einsatz von Kompensationselementen erfordert. [44], [45]

Für den Betrieb von DC-Verbindungen werden *selbstgeführte* (engl. Voltage Source Converter (VSC)) und *netzgeführte* (engl. Line Commutated Converter (LCC)) Umrichter unterschieden. Für den Betrieb eines vermaschten HGÜ-Systems werden VSC-basierte Systeme eingesetzt, da keine Vorzugslastflussrichtung wie bei der LCC-Technologie vorgegeben ist. Im Gegensatz zur LCC-Technologie, die etwa 50 % der Nennleistung in Form von externer Blindleistung benötigt, ist bei der VSC-Technologie keine zusätzliche Blindleistungsbereitstellung notwendig. Gleichzeitig können VSC-Umrichter zur Erfüllung von Systemdienstleistungen genutzt werden, denn sie arbeiten im Vier-Quadranten-Betrieb, d. h. die Blindleistungsbereitstellung ist unabhängig vom Wirkleistungsfluss möglich.

Bei der LCC-Technologie erfolgt die Lastflussumkehr durch Umkehr der Spannungspolarität auf der DC-Seite, da durch die Einbaurichtung der Thyristoren in den Thyristorventilen die Stromrichtung vorgegeben ist. Bei einer plötzlichen Umkehr der Lastflussrichtung durch Inversion der Spannungspolarität erfolgt eine schnelle Umpolarisation der sich im Betrieb von VPE-Kabeln in der Isolierung ausbildenden Raumladungen, was zu ihrer Zerstörung führt. Bei der seit 1999 kommerziell eingesetzten VSC-HGÜ werden anstelle der Thyristoren leistungselektronische Bauelemente wie Bipolartransistoren mit isolierter Gatelektrode (engl. Insulated Gate Bipolar Transistor (IGBT)) eingesetzt, die eine Stromrichtungsumkehr zur Lastflusssteuerung und damit den Einsatz von Kabeln mit VPE-Isolierung erlauben. Diese weisen im Vergleich zu Kabeln mit MI-Papier-Isolierung etwa die 2,5-fache Leistungsdichte, also Leistung bezogen auf Masse und Kabellänge, sowie kürzere Legezeiten durch verringerten Aufwand bei der Muffenfertigung auf. Gleichzeitig sind die Umweltauswirkungen bei Schädigung der Isolierung bei kunststoffisolierten Kabeln geringer, da bspw. keine Isolieröle austreten können. [46], [47] Nachteilig an VSC-basierten Systemen ist die maximale Ausgangsleistung von ca. 1 GW, was etwa einem Zwölftel der Ausgangsleistung von LCC-basierten Systemen entspricht. Durch die hohe Arbeitsfrequenz von 2 GHz sind zudem Abschirmmaßnahmen zur Umgebung notwendig [48], [49].

Problematisch beim Aufbau eines vermaschten HGÜ-Systems ist die Abschaltung von Fehlerströmen durch den fehlenden Nulldurchgang bei Gleichgrößen. Zwar gibt es bereits mechanische DC-Leistungsschalter, doch diese erfüllen die Anforderungen an die Ausschaltzeiten von unter 10 ms im DC-Netz nicht [18], [50]. Ein Ansatz, den u. a. Bingjian et al. in [51] beschreiben, sind hybride DC-Leistungsschalter, eine Kombination aus Halbleiterbauelementen und mechanischen Schaltgeräten. Die CIGRÉ JWG B4/5.59 schlägt für den Systemschutz im DC-Netz eine Differenzierung in voll-, partiell- und nicht-selektive Fehlerbehandlung gemäß **Abb. 2.8** vor [36].

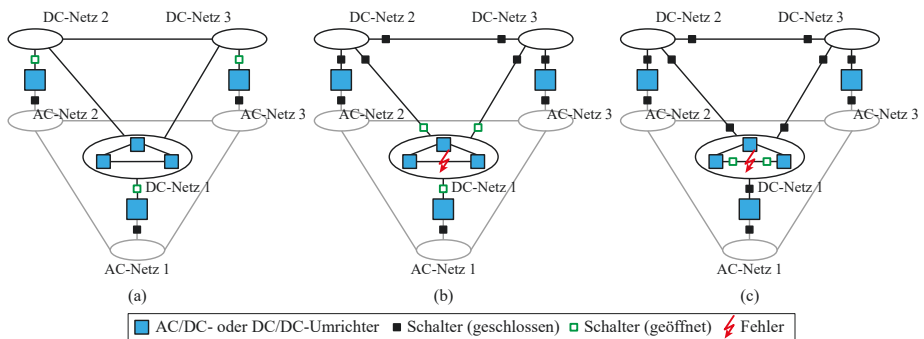


Abb. 2.8: (a) nicht-selektiver, (b) partiell-selektiver, (c) voll-selektiver Netzschutz nach [36]

Beim *nicht-selektiven* Verfahren gemäß **Abb. 2.8** (a) wird das gesamte vermaschte HGÜ-Netz als eine Netzzone betrachtet, wobei das HGÜ-Netz bei einem Fehler zunächst vollständig abgeschaltet wird. Die Abschaltung erfolgt entweder durch Öffnen der AC- oder DC-seitigen Leistungsschalter am Umrichter oder durch Blockierung der Umrichter. Nach der Fehlerortung und -isolierung wird das HGÜ-Netz sukzessive wieder zugeschaltet. Dieser Ansatz ist aufgrund der zunächst vollständigen Abschaltung des gesamten HGÜ-Netzes ausschließlich für kleine DC-Netze geeignet.

Im Gegensatz dazu wird bei der *voll-selektiven* Methode gemäß **Abb. 2.8** (c) jeder Netzweig mit Leistungsschaltern an den Enden versehen, die den von einem Fehler betroffenen Zweig selektiv abschalten. Diese Methode benötigt die größte Anzahl an DC-Leistungsschaltern, garantiert dabei aber den geringsten Einfluss des Fehlers auf das restliche HGÜ- und unterlagerte AC-Netz.

Dazwischen ist die Methode der *partiell-selektiven* Abschaltung gemäß **Abb. 2.8** (b) angesiedelt, die das HGÜ-Netz in mehrere Netzzone einteilt und diese im Fehlerfall selektiv abschaltet. Die vorgestellten Methoden dienen der schnellen Fehlerklärung im Netz, um die Betriebsmittel im Fehlerfall nicht zu überlasten und gleichzeitig den Einfluss auf das unterlagerte AC-System zu minimieren. Instabilitäten im AC-Netz treten einerseits durch die Umverteilung von Lastflüssen im DC-Netz aufgrund der Fehlerklärung mit Wirkung auf das AC-Netz und andererseits durch zu lange Fehlerzeiten auf. Das in dieser Arbeit vorgestellte Systemschutzkonzept unterstützt die Fehlerklärung, indem die thermischen Betriebsmittelreserven der Kabel ausgenutzt werden, um den Stromfluss aus dem fehlerbehafteten Zweig nach der Fehlerklärung und während der Fehlerbehebung für begrenzte Zeit weiterzuführen.

Beim Aufbau eines vermaschten HGÜ-Overlaynetzes ist laut Ergun et al. [52] außerdem zu beachten, dass im unterlagerten AC-System starke Netzknoten erforderlich sind, um die Leistungsflüsse aus dem bzw. in das überlagerte DC-System bewältigen zu können. Deshalb liegen die Ein- und Ausspeisepunkte von HGÜ-Verbindungen oftmals in der Nähe ehemaliger Kraftwerksstandorte, wie bspw. SuedLink, der nahe des stillgelegten Kernkraftwerks Grafenrheinfeld/Bayern endet.

2.4 Systemführungskonzepte AC- und DC-Netz

Für das AC-Netz existiert ein vollständiges Systemführungskonzept, welches die Bereiche Spannungshaltung, Frequenzhaltung, Netzwiederaufbau und Betriebsführung inklusive Engpassmanagement abdeckt [53]. Der Fokus dieser Arbeit liegt auf der Erweiterung des Engpassmanagements um die thermischen Betriebsmittelreserven der DC-Kabel, wobei für die Engpassbetrachtungen im AC-Netz die *(n-1)-Sicherheit* des Systems grundlegend ist. Dieses Prinzip besagt, dass der Ausfall oder die Abschaltung eines Betriebsmittels die Netzsicherheit auch bei „*prognostizierten maximalen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben*“ [54] nicht gefährden und gleichzeitig die Spannung das definierte Betriebsspannungsband nicht verlassen darf.

Mit der Errichtung des DC-Netzes kann der *(n-1)*-Begriff um die von Sass in [55] beschriebene *diversitäre Redundanz* erweitert werden. Dabei wird nicht, wie beim *(n-1)*-Prinzip üblich, eine Leitung durch eine andere Leitung, sondern eine Leitung bspw. durch die Anpassung von Umrichterarbeitspunkten und damit eine Kommutierung der Lastflüsse ins DC-Netz abgesichert. Für die Absicherung über diversitäre Redundanz sind im Voraus kritische Störungen im AC-Netz zu identifizieren und korrektive Maßnahmen in Form von Anpassungen der Umrichterarbeitspunkte zu allokalieren. Tritt der prognostizierte Engpass auf, werden die vorbestimmten Maßnahmen eingesetzt. Das in Kapitel 4 vorgeschlagene Systemführungskonzept basiert auf diesem Prinzip, wobei die thermischen Betriebsmittelreserven der DC-Kabel einbezogen werden.

Der Einsatz kurativer Maßnahmen für vorberechnete Arbeitspunkte wird als *besondere System-schutzmaßnahme* (engl. Special Protection Scheme (SPS)) bezeichnet. Die Maßnahmen werden meist ereignisgesteuert ausgeführt und können eine definierte Anzahl an Systemereignissen nach deren Auftreten behandeln. Da die SPS bezogen auf das detektierte Ereignis arbeiten, ist eine vorherige (offline) Identifikation des Ereignisses notwendig. SPS sind laut European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) dann zulässig, wenn die Umsetzung des *(n-1)*-Prinzips aufgrund der geografischen Ausdehnung des Energiesystems wirtschaftlich nicht sinnvoll ist oder Overlay-Strukturen vorliegen, die wegen der hohen Leistungsflüsse nicht mit vertretbarem finanziellen Aufwand redundant abgesichert werden können. [56] Eine mögliche Kurativmaßnahme im Zusammenspiel des AC- und DC-Netzes stellen Netzbooster dar. Mit Batteriespeichern sollen die Zeiten zwischen Engpasseintritt im AC-Netz und Bereitstellung von Entlastungsmaßnahmen durch gesteuerte Ein- und Ausspeisung überbrückt werden [57].

Für das AC-Netz wird dabei zwischen *strukturellen* und *physikalischen* Engpässen unterschieden. Die Europäische Union (EU) definiert einen Engpass gemäß Art. 2 Abs. 4 Verordnung 2019/943 als „eine Situation, in der nicht allen Ersuchen von Marktteilnehmern auf Handel zwischen Netzbereichen nachgekommen werden kann, weil sie erhebliche Auswirkungen auf die physikalischen Stromflüsse in Netzelementen hätten, die diese Stromflüsse nicht bewältigen können“ [58]. Ein struktureller Engpass ist über längere Zeiträume bekannt und tritt häufiger auf, während ein physikalischer Engpass eine kurzfristige Grenzwertverletzung im Energiesystem durch Abweichung von prognostizierten oder tatsächlichen Lastflüssen beschreibt [58], [59].

Im Bereich des Engpassmanagements wird weiterhin zwischen *präventiven* und *kurativen* Maßnahmen unterschieden. Präventivmaßnahmen werden basierend auf Ergebnissen aus Vorschauprozessen oder Ausfallvariantenrechnungen mit einer bestimmten Vorlaufzeit, unabhängig vom tatsächlichen Eintreten des Ereignisses, ergriffen. Kurativmaßnahmen hingegen erlauben die Wiederherstellung des sicheren Systemzustands innerhalb einer festzulegenden Zeit nach Eintritt des Engpasses. Ein Ergebnis der ENTSO-E Subgroup System Protection and Dynamics in [56] zeigt, dass es wirtschaftlich nicht sinnvoll ist, das Energiesystem vollständig redundant, d. h. (n-1)-sicher auszulegen, sondern einen Kompromiss zwischen Investitions- und Betriebskosten sowie System-sicherheit anzustreben. Dies schafft die Grundlage für den Ansatz von Kurativmaßnahmen.

Für Freileitungen definiert sind *dauerhaft* (engl. Permanent Admissible Transmission Loading (PATL)) und *temporär* (engl. Temporary Admissible Transmission Loading (TATL)) *zulässige Belastungen*, wie in **Abb. 2.9** dargestellt.

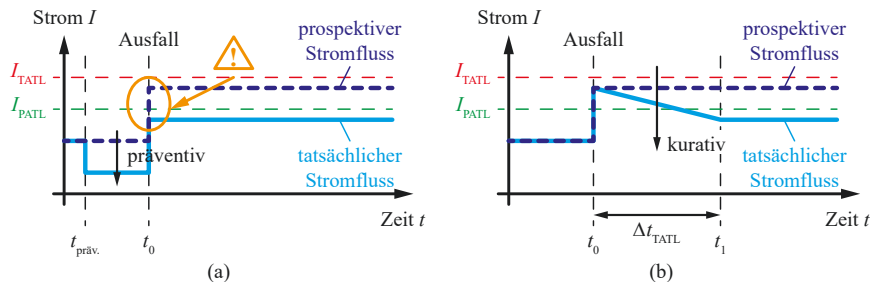


Abb. 2.9: (a) Definition präventive Maßnahme, (b) Definition kurative Maßnahme

Policy 3 des ENTSO-E definiert die PATL als Belastung „in Amps, MVA or MW that can be accepted by a network branch for an unlimited duration without any risk for the material“¹ [60]. Die zulässigen Stromflüsse bei zeitlich begrenzter Überlastung der Netzzweige werden entsprechend der TATL definiert. Dabei ist der TATL-Wert entweder als fester Anteil des PATL-Werts oder über spezifische Wertepaare aus I_{TATL} und Rückföhrdauer Δt_{TATL} in Abhängigkeit des Betriebszustands bestimmt.

¹Laut ENTSO-E ist PATL die Belastung in Ampere, MVA oder MW, die von einem Netzzweig für unbegrenzte Zeit ohne Risiko für das Material ausgehalten werden kann. (Übers. des Verfassers)

Darf die dauerhaft zulässige Belastungsgrenze I_{PATL} nicht überschritten werden, müssen im Falle eines prognostizierten Engpasses präventive Gegenmaßnahmen ergriffen werden, um den Überlaststrom im Engpassfall unterhalb dieses Grenzwerts zu halten. Wie **Abb. 2.9** (a) zeigt, wird dafür der Betriebsstrom vor Auftreten des Engpasses zum Zeitpunkt $t_{präv.}$, unabhängig von seinem tatsächlichen Auftreten zum Zeitpunkt t_0 , reduziert. Ist eine Überschreitung der dauerhaft zulässigen Belastung erlaubt, können kurative Maßnahmen ergriffen werden, d. h. der Engpass wird erst nach seinem tatsächlichen Auftreten aufgelöst. Im Fall von **Abb. 2.9** (b) wird der Betriebsstrom innerhalb der Rückföhrdauer Δt_{TATL} nach Auftreten des Engpasses auf den zulässigen Wert abgesenkt. Die Grenze I_{TATL} darf auch in diesem Fall nicht überschritten werden.

Eine Möglichkeit zur kurativen Engpassauflösung im Zusammenspiel mit dem DC-Netz basiert auf der Angle-Gradient-Method (AGM), die Marten et al. in [61] vorstellen. Dabei wird, wie in **Abb. 2.10** (a) gezeigt, ein Engpass bzw. eine Störung aufgrund der Änderung im Spannungswinkel, der proportional dem Wirkleistungsfluss ist, detektiert und der Wirkleistungsfluss zur Versorgung des betroffenen Gebiets durch Anpassung der Umrichter-Arbeitspunkte ins DC-Netz kommutiert. Eine andere Methodik stellt Sass in [62] vor. Dabei werden, wie in **Abb. 2.10** (b) gezeigt, die Umrichterarbeitspunkte der HGÜ-Umrichter des Overlaynetzes entsprechend eines von ihm entwickelten Algorithmus nach Auftreten eines Engpasses im AC-Netz angepasst. Damit erfolgt die Bereitstellung der benötigten Wirk- und Blindleistung, um das AC-Netz zu entlasten.

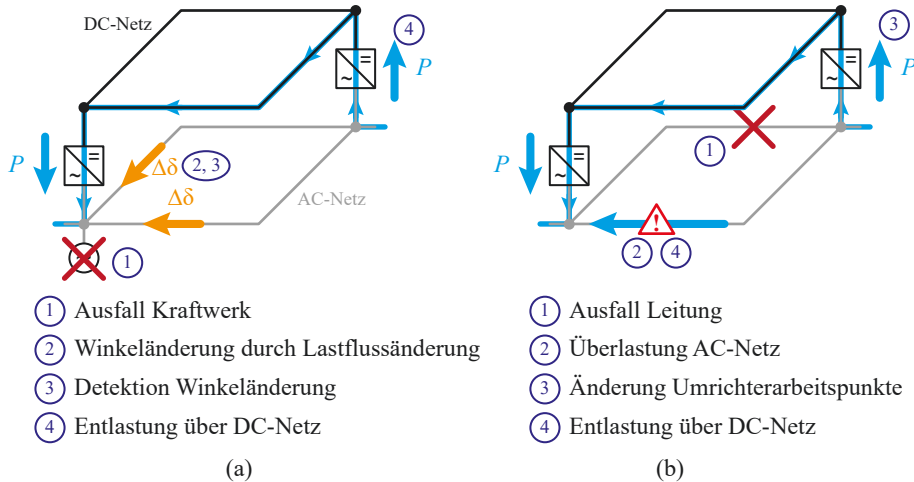


Abb. 2.10: (a) AGM nach [61], (b) HGÜ-Remedial Action Scheme nach [62]

Der in Kapitel 4 entwickelte Ansatz ermöglicht einen verzögerten Einsatz von kurativen Maßnahmen ähnlich dem Konzept des Netzboosters, jedoch nicht mittels elektrochemischer Speicher, sondern durch die Ausnutzung der in Kapitel 3 berechneten inhärenten thermischen Reserven des Kabels bei Überlastung. Dies unterscheidet das vorgeschlagene Konzept von den Ansätzen von Sass und Marten, da bei ihnen die Umrichterregelung direkt greift, um den Engpass aufzulösen.

Die Berechnung der thermischen Betriebsmittelreserven der DC-Kabel stützt sich auf den im Forschungsprojekt Innovationen in der Systemführung bis 2030 (InnoSys2030) vorgestellten allgemeinen Ablauf zur Ermittlung thermischer Betriebsmittelreserven. Das Projekt InnoSys2030 ist im Gegensatz zu dieser Arbeit fokussiert auf AC-Freileitungen. Im dort vorgestellten Prozess wird im ersten Schritt die Vorfehlertemperatur bestimmt. Für die in dieser Arbeit zu untersuchenden DC-Kabel kann eine Temperaturmessung direkt mithilfe der eingebauten LWL-Sensoren erfolgen, womit die Anfangstemperatur für den stationären Stromfluss bestimmbar ist. Alternativ wird die Kabeltemperatur anhand des thermischen Modells aus Kapitel 3 und den bekannten Stromflüssen sowie Bodenparametern ermittelt. Da eine flächendeckende Installation von Temperatursensoren bei Freileitungen nicht wirtschaftlich ist und mit dem bestehenden Netz an Sensoren keine lückenlose Temperaturermittlung erfolgen kann, beruht die Bestimmung der Anfangstemperatur auf einer Modellierung der Leiterseile mithilfe des IEEE-Standards 738-2012. Nach der Simulation des Aufheizvorgangs im zweiten Schritt werden zuletzt die thermischen Betriebsmittelreserven bestimmt. [63] Der in Kapitel 4 vorgestellte Ansatz zur Quantifizierung der thermischen Reserven der DC-Kabel basiert auf dem dreigeteilten Schema aus dem Projekt InnoSys2030, wobei spezifische Erweiterungen für die Betrachtung von DC-Kabeln vorgenommen werden. Weiterhin wird für die Betrachtung von DC-Kabeln ein anderes thermisches Modell zugrunde gelegt, dessen Herleitung in Kapitel 3 erfolgt.

Feng schlägt in seiner Veröffentlichung [32] ein PATL/TATL-ähnliches Konzept hinsichtlich der Nutzung von thermischen Kabelreserven vor. Mit dem von ihm entwickelten thermischen Modell des Kabels können Überlastsituationen vorausberechnet werden, womit dem Systemoperator Zeit eingeräumt wird, um die Überlastung durch präventive Maßnahmen zu verhindern. Sollten die Ströme im Echtzeitbetrieb durch einen Notfall höher sein als die erlaubten Ströme, kann das Kabel kurzfristig aufgrund seiner thermischen Reserven überlastet werden. Die von Feng entwickelte Methode erlaubt eine Berechnung der verbleibenden Zeit, bis sich das Kabel auf die kritische Temperatur erwärmt, die es dem Operator ermöglicht, Gegenmaßnahmen zu aktivieren. Das in dieser Arbeit entwickelte Systemschutzkonzept greift den zweiten Aspekt aus [32] auf und erweitert diesen um eine Komponente zur kurativen Nutzung der thermischen Betriebsmittelreserven.

In [64] stellt Feng dar, dass die thermischen Betriebsmittelreserven von Kabeln heute eher im Sinne einer Daumenregel genutzt werden. Mit dem in dieser Arbeit entwickelten Vorgehen zur Bestimmung der thermischen Betriebsmittelreserven unter verschiedenen Umweltbedingungen ist es möglich, die Reserven vorauszuberechnen und gezielt für den AC-DC-Systemschutz einzusetzen. Dabei wird die von Feng beschriebene Gleichzeitigkeit von hoher Belastung und ungünstigen Umweltbedingungen bei der Parameteranalyse in Kapitel 3 durch Definition eines Sommer- und Winterszenarios mit entsprechender Bodenfeuchte und -temperatur berücksichtigt.

3 Thermisches Modell eines 525 kV-Onshorekabels

Für die Bestimmung thermischer Betriebsmittelreserven zur Anwendung im AC-DC-Systemschutzkonzept wird ein einfaches, geschlossen analytisch lösbares Kabelmodell benötigt, welches in Optimierungsrechnungen eingebunden werden kann. Ausgehend vom typischen Aufbau eines 525 kV-Kabels aus Abschnitt 2.1 werden in Abschnitt 3.1 das vollständige thermische Modell basierend auf der Theorie der Wärmenetze abgeleitet und Vereinfachungen eingeführt. Die Parametervariationen in Abschnitt 3.2 zeigen, dass die Kabelmodellierung ausschließlich mithilfe des Leiters, der Isolierung und des umgebenden Erdbodens eine für das Systemschutzkonzept anwendbare Abschätzung der thermischen Betriebsmittelreserven des DC-Kabels liefert. Abschnitt 3.3 bewertet die Güte des thermischen Modells.

3.1 Erstellung des analytischen, thermischen Kabelmodells

Dieser Abschnitt erläutert die Kabelmodellierung mittels Wärmenetz und zugehörige Modellvereinfachungen. Nach Definition der Wärmewiderstände und -kapazitäten in Abschnitt 3.1.1 beschreibt Abschnitt 3.1.2 den Aufbau und Abschnitt 3.1.3 die Vereinfachungen des Wärmenetzes.

3.1.1 Definition Wärmewiderstand und Wärmekapazität

Mit dem Modell soll die Zeitdauer, bis sich das Kabel bei Überlastung auf die für die VPE-Isolierung kritische Temperatur von 90 °C oder eine für sicheren Systembetrieb zu definierende unterkritische Temperatur (vgl. Abschnitt 4.2.3) erwärmt, bestimmt werden. Im Rahmen dieser Arbeit wird zunächst die maximal mögliche Isolierungstemperatur von 90 °C genutzt. Die verwendeten Formelzeichen basieren auf DIN 1304 [65] und sind in **Tab. 3.1** eingeführt.

Tab. 3.1: Formelzeichen Thermodynamik und Wärmeübertragung nach DIN 1304 Tab. 5 [65]

Formelzeichen	Bedeutung	Einheit	Elektrisches Analogon
c_{th}	spezifische Wärmekapazität	$\frac{J}{kg \cdot K}$	—
C_{th}	Wärmekapazität	J/K	Kapazität C
$\dot{q}_{th} = \frac{\dot{Q}}{A}$	Wärmestromdichte	$\frac{W}{m^2}$	Stromdichte J
Q	Wärmemenge	J	Energie E
$\Phi = \dot{Q} = \frac{dQ}{dt}$	Wärmestrom	W	Strom I
R_{th}	Wärmewiderstand	K/W	Widerstand R
T	Absolute Temperatur	K	Potenzial φ
$\Delta T, \Delta \vartheta$	Temperaturdifferenz	K	Spannung U
ϑ	Celsius-Temperatur	°C	Potenzial φ
λ	Wärmeleitfähigkeit	$\frac{W}{m \cdot K}$	Leitfähigkeit κ
$\rho_{th} = \frac{1}{\lambda}$	Spezifischer Wärmewiderstand	$\frac{m \cdot K}{W}$	Spezifischer Widerstand ρ_{el}

Zur Bestimmung des Wärmewiderstands R_{th} und der Wärmekapazität C_{th} muss der Wärmestrom Φ bekannt sein. Dieser lässt sich analog zum elektrischen Strom I herleiten, welcher über die 1. Maxwellgleichung (3.1) – dem Durchflutungsgesetz – definiert ist. Die 1. Maxwellgleichung setzt die Wirbel der magnetischen Feldstärke $\text{rot } \vec{H}$ mit der elektrischen Stromdichte \vec{J} und der zeitlichen Ableitung der elektrischen Verschiebungsflussdichte \vec{D} ins Verhältnis.

$$\text{rot } \vec{H} = \vec{J} + \frac{\partial \vec{D}}{\partial t} \quad (3.1)$$

Wird ein elektrostatisches Feld angenommen, ist die Ableitung der elektrischen Verschiebungsflussdichte D nach der Zeit gleich null und die Anwendung des Integralsatzes von Stokes nach Bronstein in [66] führt auf die Definition des elektrischen Stromes in (3.2).

$$I = \int_A \vec{J} \, d\vec{A} \quad (3.2)$$

Die o. g. Analogie ist für den Ansatz zur Berechnung des Wärmestroms Φ in (3.5) gemäß (3.3) und (3.4) nutzbar, wenn davon ausgegangen wird, dass Φ , wie in **Abb.** 3.1 dargestellt, nur in radialer Richtung aus dem zylindersymmetrischen Kabelaufbauelement mit isotropen Eigenschaften und der Zylindermantelfläche A_M herausfließt.

$$\Phi = \int_A \dot{q} \circ d\vec{A}_M \stackrel{\dot{q} \parallel d\vec{A}_M}{=} \int_A \dot{q} \, dA_M \stackrel{\dot{q}=\text{const.}}{=} \dot{q} \int_A dA_M \quad (3.3)$$

In (3.3) wird ausgenutzt, dass der Wärmestrom, repräsentiert durch den Vektor der Wärmestromdichte \dot{q} , parallel dem Normalenvektor der Zylindermantelfläche \vec{A}_M verläuft. Damit kann das Skalarprodukt als Multiplikation der Beträge der Vektoren geschrieben werden. Nachdem die Wärmestromdichte konstant ist, wird diese vor das Integral gezogen.

Das Fouriergesetz gemäß (2.9) vereinfacht sich für eine 1D-Betrachtung in Zylinderkoordinaten zum Ausdruck in (3.4).

$$\dot{q}(r) = -\lambda \cdot \frac{d\vartheta(r)}{dr} \quad (3.4)$$

Die Temperatur ändert sich ausschließlich in radialer Richtung, weshalb die Ableitungen nach den anderen Raumrichtungen im Gradienten entfallen. Einsetzen des Ausdrucks aus (3.4) in (3.3) ergibt den Wärmestrom Φ abhängig vom Radius.

$$\Phi = \dot{q}(r) \cdot A_M(r) = -\lambda \cdot \frac{d\vartheta(r)}{dr} \cdot A_M(r) \quad (3.5)$$

Der Wärmewiderstand eines zylindersymmetrischen Kabelaufbauelements in (3.8) mit Außenradius r_2 , Innenradius r_1 sowie Wärmestrom Φ ausschließlich in radialer Richtung für $\vartheta_1 > \vartheta_2$ gemäß **Abb.** 3.1 ergibt sich über die Definition des Wärmestroms aus (3.5).

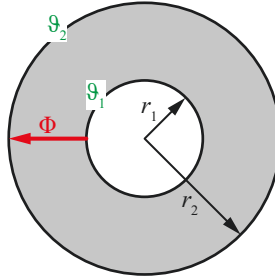


Abb. 3.1: Zylindersymmetrisches Kabelaufbauelement (grau) mit Wärmestrom Φ

Ein ähnliches Vorgehen kann für die Berechnung der Wärmekapazität angewendet werden. Zur Bestimmung von R_{th} wird zunächst der Ausdruck für die Zylindermantelfläche A_M in (3.5) eingesetzt, was auf (3.6) führt.

$$\Phi = -2\pi \lambda r \cdot l \frac{d\vartheta(r)}{dr} \quad (3.6)$$

Die Trennung der Variablen in dieser Gleichung resultiert in (3.7).

$$\int_{\vartheta_1}^{\vartheta_2} d\vartheta(r) = -\frac{\Phi}{2\pi \lambda l} \cdot \int_{r_1}^{r_2} \frac{dr}{r} \quad (3.7)$$

Mit der Analogie, dass die Temperaturdifferenz $\vartheta_1 - \vartheta_2$ der elektrischen Spannung U entspricht, führt die Lösung der Integrale in (3.7) auf die Definition des Wärmewiderstands gemäß (3.8). Der Zusammenhang zwischen Temperaturdifferenz und Wärmestrom aus (3.8) wird in Anlehnung an die Elektrotechnik als wärmeohmsches Gesetz bezeichnet.

$$R_{\text{th}} = \frac{\vartheta_1 - \vartheta_2}{\Phi} = \frac{\ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right)}{2\pi \lambda l} \quad (3.8)$$

Nachdem die Kabellänge l im Verlauf der Temperaturberechnung gekürzt werden kann, wird sie im Rahmen dieser Arbeit als fiktive Länge bezeichnet und für die Berechnungen der Netzelemente vernachlässigt. Der längennormierte Wärmewiderstand ergibt sich gemäß (3.9).

$$R'_{\text{th}} = \frac{\ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right)}{2\pi \lambda} \quad (3.9)$$

Auch die längennormierte Wärmekapazität gemäß (3.10) wird als gestrichene Größe notiert, wobei die Masse m in (3.10) durch das Produkt aus Dichte ρ und Volumen V zu ersetzen ist.

$$C'_{\text{th}} = \frac{m}{l} \cdot c_{\text{th}} = \rho \cdot \frac{V}{l} \cdot c_{\text{th}} = \rho \cdot \pi (r_2^2 - r_1^2) \cdot c_{\text{th}} \quad (3.10)$$

Der Wärmewiderstand des umgebenden Bodenmaterials kann nicht über das Schichtmodell des Kabels nach (3.9) bestimmt werden, da der Kabeldurchmesser d wesentlich kleiner als die Legetiefe h ist. Die Modellierung des Kabels erfolgt stattdessen entsprechend **Abb. 3.2** in Anlehnung an Heinhold als Linienwärmequelle, die Wärme in das umgebende Bodenmaterial abgibt, welche über die Erdoberfläche abgestrahlt und in einer spiegelbildlich zur Erdoberfläche angeordneten Wärmesenke aufgenommen wird [43].

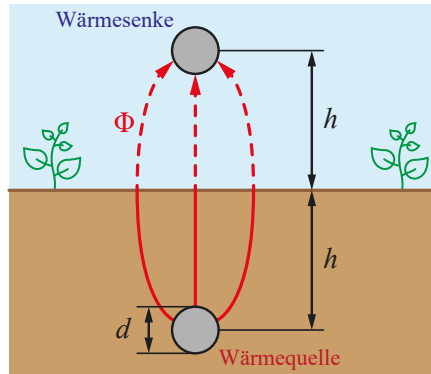


Abb. 3.2: Modell zur Bestimmung des Erdbodenwärmewiderstands in Anlehnung an [43]

Der resultierende längennormierte Erdbodenwärmewiderstand gemäß (3.11) weist eine strukturelle Ähnlichkeit zur Definition des Wärmewiderstands der Kabelaufbauelemente in (3.9) auf, wobei anstelle der Wärmeleitfähigkeit des Erdbodens λ_E in der Praxis oft deren Reziprokwert in Form des spezifischen Erdbodenwärmewiderstands ρ_{thE} angegeben wird.

$$R'_{thE} = \frac{\ln\left(\frac{2h}{d} + \sqrt{\left(\frac{2h}{d}\right)^2 - 1}\right)}{2\pi \lambda_E} \quad (3.11)$$

3.1.2 Aufbau des Wärmenetzes

Abschnitt 3.1.2.1 beschreibt den Aufbau des Kabelmodells und führt auf dessen Basis erste Vereinfachungen ein. In Abschnitt 3.1.2.2 wird der Einfluss des Erdbodens betrachtet.

3.1.2.1 Einfluss der Kabelaufbauelemente

Zur Modellierung des gesamten Kabels werden die $R_{th}C_{th}$ -Glieder aller Aufbauelemente in Reihe geschaltet, was ein ESB mit eingangsseitigem Wärmestrom Φ und ausgangsseitiger Erdbodentemperatur ϑ_E wie in **Abb. 3.3** ergibt.

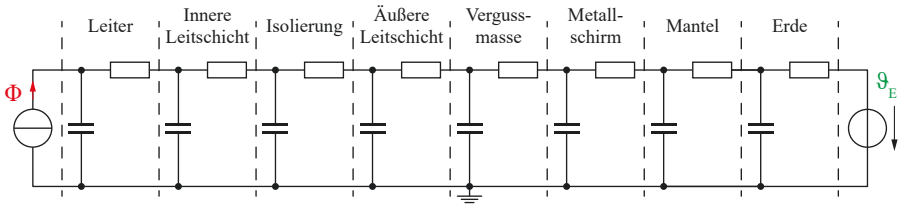


Abb. 3.3: Vollständiges Wärmenetz des Kabels mit einem $R_{th}C_{th}$ -Glied pro Aufbauelement

Das thermische Kabelmodell aus **Abb. 3.3** unterliegt einigen allgemeinen Annahmen:

- **Annahme 1:** Zusammenfassung Adern des Leiters zu massivem, isotropem Leiter
Begründung: Die einzelnen Adern sind so dicht gepackt, dass kaum Hohlräume zwischen ihnen entstehen, die die (Wärme)Leitungseigenschaften negativ beeinflussen.
- **Annahme 2:** Modellierung weiterer Aufbauelemente als homogene, isotrope Hohlzylinder
Begründung: Produktionstechnisch sind homogene Materialeigenschaften anzustreben, da Strukturinhomogenitäten zu Kabelfehlern führen können. Durch die Annahme von isotropen Eigenschaften, d. h. die Wärmeleitfähigkeit λ und die spezifische Wärmekapazität c_{th} sind unabhängig vom Radius konstant, vereinfacht sich zudem die Berechnung der Kabelerwärmung so, dass ein $R_{th}C_{th}$ -Glied pro Aufbauelement verwendet werden kann.
- **Annahme 3:** Wärmestrom Φ nur durch Stromwärmeverluste im Leiter
Begründung: Es werden keine Verlustquellen durch Leckströme in leitenden oder isolierenden Schichten betrachtet, da die Leckströme, extrapoliert nach [67], vgl. **Abb. A.1**, im Bereich von einigen mA im Vergleich zu den Betriebsströmen im kA-Bereich liegen.
- **Annahme 4:** Vernachlässigung der thermischen Ausdehnung der Kabelaufbauelemente
Begründung: Durch die minimale Bodentemperatur von 0 °C und die maximal erlaubte Kabeltemperatur von 90 °C liegt die Temperaturdifferenz im Bereich $\Delta\vartheta < 100$ K. Beispielsweise liegt die Änderung des Durchmessers des Kupferleiters mit einem linearen thermischen Ausdehnungskoeffizienten von $\alpha_l = 16,5 \cdot 10^{-6}$ 1/K für eine Temperaturänderung von 100 K bei ca. 0,2 %, d.h. der Kupferleiter dehnt sich um etwa 100 μm aus [68].
- **Annahme 5:** Vernachlässigung der Kontaktwiderstände zwischen den Aufbauelementen
Begründung: Zur Minimierung der Kontaktwiderstände, vorrangig durch Lufteinschlüsse, werden für die produktionstechnische Kontaktflächenoptimierung entweder Leitschichten, wie an der Isolierung, oder spezielle Fertigungsverfahren, wie bspw. Extrusion, verwendet.
- **Annahme 6:** Nutzung temperaturunabhängiger spezifischer Wärmewiderstände und Wärmekapazitäten sowie Wärmeleitfähigkeiten
Begründung: Für temperaturabhängige Parameter wird der Wert für 100 °C aus gegebenen Werten (oft für 0 °C und 200 °C) linear interpoliert, da dieser Wert nahe der kritischen Temperatur der Isolierung liegt. Ist der Wertebereich eines Parameters temperaturunabhängig, wird der entsprechende Worst-Case-Wert zur Unterschätzung der Reserven verwendet.

3.1.2.2 Einfluss des Erdbodens

Kabelgräben für direkte Erdlegung haben eine durchschnittliche Tiefe von 1-1,5 m und eine Breite von 2-3 m [69]. Für diese Arbeit wird für die Worst-Case-Abschätzung eine Legetiefe von 1 m angenommen, da dort nach den Auswertungen von Böhme in [70] im auslegungsrelevanten Fall eine höhere Erdbodentemperatur herrscht als in tieferen Bodenschichten. Heinhold beschreibt den das Kabel umgebenden Boden in [43] als System aus drei Bereichen:

1. Ursprünglicher Boden: Der natürlich gewachsene Boden hat einen durchschnittlichen spezifischen Erdbodenwärmewiderstand von ca. $1,0 \frac{\text{m}\cdot\text{K}}{\text{W}}$ [43], [71]. Die Untersuchungen von Georgiev et al. in [16] zeigen, dass die Werte je nach Bodentyp und -nutzung bis zum Faktor 6 höher als dieser Wert sein können.
2. Rückschüttung: Als oberer Teil der Verfüllung des Kabelkanals kann oftmals der natürlich gewachsene Boden zurück gefüllt werden.
3. Bettungsmaterial: steinfreies Füllgut oder anderes verdichtungsfähiges Material in direkter Kabelumgebung mit Größtkorn von 10 mm.

Tab. 3.2 fasst die spezifischen Erdbodenwärmewiderstände einiger typischer Bettungsmaterialien sortiert nach absteigendem ρ_{thE} zusammen.

Tab. 3.2: Wärmewiderstände verschiedener Bodenmaterialien in Abhängigkeit der Bodenfeuchte

Bodenart	Zustand	ρ_{thE} in $\frac{\text{m}\cdot\text{K}}{\text{W}}$	Quelle
Müll	trocken	5,4	[43]
Sand	trocken	3,8	[43]
Lehmiger Sand	trocken	1,8	[43]
Vertisol ¹	trocken	1,4	[16]
	feucht	1,0	
Sand : Zement 20:1 ²	trocken	1,2	[43]
Kies : Sand 1:1	trocken	1,0	[43]
Duofill ³	—	<0,7	[44]
Magerbeton ⁴	—	0,3	[44]

In der Realität hängt die Wärmeleitfähigkeit des Erdbodens, wie in **Tab. 3.2** gezeigt, u. a. von der Korngröße, der Bodenzusammensetzung, dem Feuchtigkeitsaustausch zwischen den Bodenschichten und dem Abstand der Bodenschicht zum Grundwasser ab.

¹Unbewirtschafteter Vertisolboden nach United States Department of Agriculture (USDA)-Taxonomie; Vertisol ist ein Bodentyp mit hohem Anteil an stark quellfähigen Tonmaterialien [72].

²Das Verhältnis ist angegeben in Gewichtsanteilen. Das Verhältnis von Wasser : Zement sollte 2:1 Gewichtsanteile bei einer Trockendichte von $1,6 \frac{\text{t}}{\text{m}^3}$ betragen.

³gut verdichtbare korngrößengestufte Sandmischung

⁴erdfeuchtes Kies-Zement-Gemisch im Verhältnis 8:1

Für die Untersuchungen im Rahmen dieser Arbeit wird für den Boden vereinfachend eine konstante Wärmeleitfähigkeit angenommen. Grundlage für diese Vereinfachung ist die Annahme, dass während der Überlastzyklen des Kabels der kritische Feuchtewert des Bodens nicht unterschritten bzw. die kritische Temperatur $\Delta\vartheta_{cr}$ nicht überschritten wird. Nachdem das thermische Gleichgewicht erhalten bleibt, findet keine Bodenaustrocknung statt, was gleichbedeutend mit einer konstanten Wärmeleitfähigkeit ist. Im Gleichgewichtszustand wird die durch Dampfdiffusion entlang des Temperaturgefälles abgeführte Flüssigkeit in kondensierter Form durch den Kapillareffekt entlang des Feuchtegefälles wieder zurückgeführt. Dabei wird der Wasserdampftransport ausschließlich durch das Temperaturgefälle bestimmt, während der Flüssigkeitstransport nur vom Feuchtegefälle abhängt. [71]

Das entwickelte Kabelmodell greift auf typische Werte für den spezifischen Erdbodenwärmewiderstand gemäß IEC 60287-3-1 [35] zurück und untersucht den Einfluss des Erdbodens in einer Parametervariation. Dabei werden Langzeiteffekte, also Unterschiede in den thermischen Eigenschaften des Erdbodens direkt nach der Kabellegung und nach einigen Betriebsjahren, nicht detailliert untersucht, da unbekannte Einflussfaktoren wie Verdichtung oder Bewuchs über der Trasse die Bodeneigenschaften beeinflussen. Mögliche Änderungen der Bodeneigenschaften werden stattdessen durch die Variation des spezifischen Erdbodenwärmewiderstands abgedeckt.

3.1.3 Vereinfachung des Wärmenetzes

Zusätzlich zu den Annahmen aus Abschnitt 3.1.2.1 werden folgende Vereinfachungen getroffen:

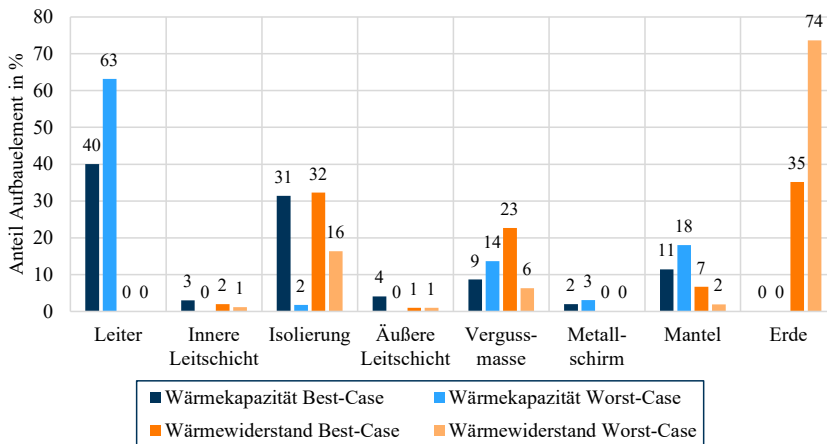
- **Annahme 7:** Vernachlässigung der Wärmewiderstände metallischer Kabelaufbauelemente
Begründung: Aufbauelemente aus Metall haben eine um den Faktor 500 bis 1.000 höhere Wärmeleitfähigkeit als Kunststoffe (vgl. **Tab. A.1**). Basierend auf dieser Tatsache werden der Wärmewiderstand des Leiters R_{thL} und des Metallschirms R_{thMS} vernachlässigt.
- **Annahme 8:** Vernachlässigung der Wärmekapazität des Erdbodens C_{thE}
Begründung: Für die Betrachtungen wird angenommen, dass nach **Abb. 3.2** zunächst keine Wärmespeicherung im Erdboden erfolgt, sondern die Wärme vollständig durch das Erdreich abgeleitet und an die Atmosphäre abgegeben wird.
- **Annahme 9:** Konstante Bodentemperatur während der Berechnung
Begründung: Aufgrund großer Zeitkonstanten der Bodentemperaturänderung im Rahmen jahres- und tageszeitlicher Schwankungen kann der Temperaturstartwert über die gesamte Berechnungsdauer angenommen werden [64], [70].

Zur Abschätzung der Erwärmungsdauer im vereinfachten Modell wird ein Vergleich der Anteile der Aufbauelemente an Gesamtwärmewiderstand und Gesamtwärmekapazität für den Best- und Worst-Case der Parameterwerte von Isolierung und Leitschichten gemäß **Tab. 3.3** durchgeführt.

Tab. 3.3: Definition Worst- und Best-Case für Modellparameter gemäß Tab. A.1

Szenario	Aufbauelement	ρ in kg/m^3	λ in $\frac{\text{W}}{\text{m}\cdot\text{K}}$	c_p in $\frac{\text{J}}{\text{kg}\cdot\text{K}}$
Worst-Case	Leitschichten	1.100	0,31	115
	Isolierung	920	0,22	135
Best-Case	Leitschichten	1.445	0,65	2.900
	Isolierung	1.380	0,40	2.500

Der Worst-Case ist gemäß Tab. 3.3 jeweils definiert durch das Minimum der Dichte ρ , der Wärmeleitfähigkeit λ und der spezifischen Wärmekapazität bei konstantem Druck c_p . Für die Modellerstellung muss der ungünstigste Betriebsfall betrachtet werden, weshalb die Erdbodentemperatur ϑ_E zunächst auf 20 °C und der Anfangsstrom I_0 auf 2.000 A bei einer Überlastung von 100 % festgelegt ist. Die Bodentemperatur von 20 °C ist dabei der von Böhme in [70] berichtete Maximalwert in einer Tiefe von 1 m. Der auslegungsrelevante Anfangsstrom von 2.000 A resultiert aus der maximalen Übertragungskapazität des Kabels – ein System mit Hin- und Rückleiter (± 525 kV) hat eine Übertragungskapazität von 2 GW. Dies ergibt für jedes Kabel des Systems einen größtmöglichen Betriebsstrom von 1.905 A. Zur sicheren Unterschätzung der thermischen Reserven wird vereinfachend ein Strom von 2.000 A angenommen, da bei diesem die Verluste im Leiter höher sind. Die Anteile der Aufbauelemente an Gesamtwärmeleitfähigkeit und -wärmekapazität für das Kabel aus Abb. 2.1 im Worst- und Best-Case gemäß Tab. 3.3 zeigt Abb. 3.4. Dieses Diagramm wurde wie alle anderen Diagramme mit der Software Microsoft Excel erstellt [73].

**Abb. 3.4:** Anteile der Aufbauelemente im Best- und Worst-Case gemäß Tab. A.1

Im ersten Schritt der Vereinfachung wurden nach Annahme 7 die Wärmewiderstände der metallischen Aufbauelemente Leiter und Metallschirm sowie nach Annahme 8 die Wärmekapazität des Erdbodens vernachlässigt.

Sowohl im Best- als auch im Worst-Case trägt die Wärmekapazität des Metallschirms weniger als 5 % zur Gesamtwärmekapazität bei, weshalb sie im zweiten Schritt der Vereinfachung vernachlässigt wird. Da sowohl der Wärmewiderstand als auch die Wärmekapazität jeweils vom Verhältnis zwischen Innen- und Außenradius abhängen, werden die Leitschichten aufgrund ihrer geringen Dicke von 1,5 mm gemäß **Tab. A.1** nicht berücksichtigt. Für die Betrachtungen in **Abb. 3.4** wird ein stationärer Zustand vorausgesetzt, d. h. die gemäß **Abb. 2.5** verteilten Wärmewiderstände lassen sich zu einem Widerstand pro Schicht zusammenfassen. Nachdem der Erdbodenwärmewiderstand gemäß **Abb. 3.4** einen hohen Anteil am Gesamtwärmewiderstand hat und nach (3.11) vom Kabelgesamtdurchmesser d abhängt, wird die Geometrie des Kabels zur Vergleichbarkeit der Ergebnisse so angepasst, dass der äußere Kabeldurchmesser zunächst immer 140 mm beträgt. Dazu wird der Wegfall des Metallschirms durch eine Vergrößerung der Vergussmasse, die in der Worst-Case-Abschätzung eine geringere Wärmeleitfähigkeit als der Kabelmantel aufweist, und der Wegfall der Leitschichten durch eine Vergrößerung der Isolierung berücksichtigt.

Um eine einfach lösbare, geschlossen analytisch beschreibbare Gleichung zu erhalten, werden im dritten Schritt weitere Anteile an Gesamtwärmewiderstand bzw. -kapazität – Wärmewiderstand und Wärmekapazität der Kabelvergussmasse und des Kabelmantels sowie Wärmekapazität der Isolierung – vernachlässigt. Nachdem die Dichte, die Wärmeleitfähigkeit sowie die spezifische Wärmekapazität der Kabelvergussmasse und des Kabelmantels im Wertebereich der Isolierung liegen, werden ihr diese Aufbauelemente zugeschlagen. Das vereinfachte Kabelmodell setzt sich, wie in **Abb. 3.5** gezeigt, aus der Wärmekapazität des Leiters C_{thL} sowie dem Wärmewiderstand der Isolierung R_{thI} und des Erdbodens R_{thE} zusammen.

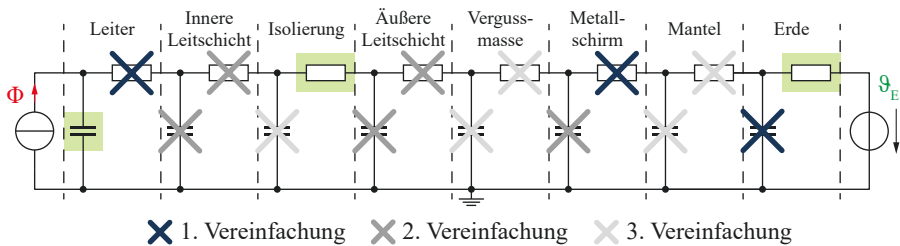


Abb. 3.5: Vollständiges Wärmenetz des Kabels inkl. aller Vereinfachungen

Das zusammengefasste, vereinfachte Wärmenetz aus **Abb. 3.6** beschreibt die auf das Erwärmungsproblem angepasste Zustands-DGL eines RC -Gliedes in (3.12).

$$\frac{d\vartheta_L}{dt} = \frac{\Phi}{C_{thL}} - \frac{\vartheta_L - \vartheta_E}{(R_{thI} + R_{thE}) \cdot C_{thL}} \quad (3.12)$$

Der Zeitverlauf der Temperatur am Innenrand der Isolierung ϑ_L ergibt sich als Lösung der DGL in (3.12) zu (3.13).

$$\vartheta_L(t) = \vartheta_\infty - (\vartheta_\infty - \vartheta_0) \cdot e^{-\frac{t}{\tau}} \quad (3.13)$$

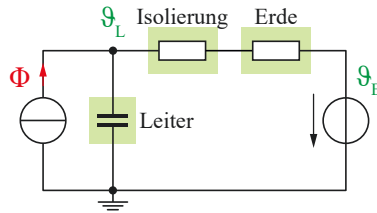


Abb. 3.6: Zusammengefasstes, vereinfachtes Wärmenetz des Kabelmodells nach **Abb. 3.5**

Die maximal erlaubte Temperatur ϑ_L am Innenrand der Isolierung von 90 °C ist beschrieben durch die kritische Temperatur ϑ_{krit} . Die Zeitdauer gemäß (3.14) bis diese Temperatur erreicht wird, ergibt sich durch Umstellen von (3.13) nach der Zeit t .

$$t = -\tau \cdot \ln \left(\frac{\vartheta_{\text{krit}} - \vartheta_{\infty}}{\vartheta_0 - \vartheta_{\infty}} \right) \quad (3.14)$$

Die Anfangstemperatur ϑ_0 gemäß (3.15) beschreibt die stationäre Temperatur zu Beginn des Erwärmungsvorgangs bei Belastung mit dem stationären Anfangsstrom I_0 , der in den Wärmestrom Φ_0 eingeht.

$$\vartheta_0 = \vartheta_L(t = 0) = \Phi_0 \cdot (R_{\text{thE}} + R_{\text{thI}}) + \vartheta_E \quad (3.15)$$

In vielen Betriebsfällen wird die in (3.16) definierte stationäre Endtemperatur ϑ_{∞} , die sich bei einer stationären Belastung mit dem Überlaststrom $I_{\text{ÜL}}$ einstellt, nicht erreicht, da sie über der kritischen Temperatur der Isolierung ϑ_{krit} liegt.

$$\vartheta_{\infty} = \vartheta_L(t \rightarrow \infty) = \Phi \cdot (R_{\text{thE}} + R_{\text{thI}}) + \vartheta_E \quad (3.16)$$

Einganggröße des Wärmenetzes ist der Wärmestrom Φ , der, wie in (3.17) dargestellt, von der elektrischen Leitfähigkeit des Leiters κ , dem Leiterradius r_L sowie der Länge des Leiters l und dem Leiterstrom I abhängt. Die Berechnung des Wärmestroms Φ_0 im Anfangszustand erfolgt analog, wobei für den Strom I der Anfangsstrom I_0 eingesetzt werden muss.

$$\Phi = \frac{l}{\kappa \cdot \pi \cdot r_L^2} \cdot I^2 \quad (3.17)$$

Analog den elektrischen RC -Netzen wird für das $R_{\text{th}}C_{\text{th}}$ -Netz aus **Abb. 3.6** eine Zeitkonstante τ gemäß (3.18) abhängig vom Gesamtwärmewiderstand als Summe des Wärmewiderstands der Isolierung und des Erdbodens sowie der Wärmekapazität des Leiters definiert.

$$\tau = (R_{\text{thE}} + R_{\text{thI}}) \cdot C_{\text{thL}} \quad (3.18)$$

Einsetzen von (3.15) bis (3.18) als längenbezogene Größen in (3.14) ergibt die Gleichung zur Berechnung der Erwärmungsdauer auf die kritische Temperatur gemäß (3.19).

$$t = - \left(R'_{\text{thE}} + R'_{\text{thI}} \right) \cdot C'_{\text{thL}} \cdot \ln \left(\frac{\vartheta_{\text{krit}} - \vartheta_{\text{E}} - \frac{I_{\text{ÜL}}^2}{\kappa \cdot \pi \cdot r_{\text{L}}^2} \cdot \left(R'_{\text{thE}} + R'_{\text{thI}} \right)}{\frac{I_0^2 - I_{\text{ÜL}}^2}{\kappa \cdot \pi \cdot r_{\text{L}}^2} \cdot \left(R'_{\text{thE}} + R'_{\text{thI}} \right)} \right) \quad (3.19)$$

Abschnitt 3.1 hat gezeigt, dass eine manuell lösbare, analytische Modellierung des Erwärmungsproblems unter vereinfachenden Annahmen möglich ist. Die für ein gegebenes Kabel mit bekannten Parameterwerten der Aufbauelemente variablen Einflussgrößen – Erdbodentemperatur ϑ_{E} , Erdbodenwärmewiderstand R_{thE} sowie Anfangsstrom I_0 und Überlaststrom $I_{\text{ÜL}}$ – sind in (3.19) grau hervorgehoben. Ihre Wirkung auf die Erwärmung des Kabels wird in Abschnitt 3.2 untersucht.

3.2 Modellvalidierung

In diesem Abschnitt wird die Anwendbarkeit des vereinfachten Modells für Berechnungen im Rahmen der Systemführung anhand von Parametervariationen untersucht. Abschnitt 3.2.1 zeigt die Unterschiede zwischen vollständigem und vereinfachtem Kabelmodell im Worst- und Best-Case für variierende Parameterwerte der Isolierung und Leitschichten. Abschnitt 3.2.2 untersucht den Einfluss eines zweiten Kabels im Kabelgraben bei verschiedenen Abständen und Legetiefen, während Abschnitt 3.2.3 die Variation der Bodenparameter ρ_{thE} und ϑ_{E} für den auslegungsrelevanten Fall mit maximalem Anfangsstrom I_0 von 2.000 A und Überlastung von 100 % beleuchtet. Abschnitt 3.2.4 zeigt verschiedene Betriebsfälle des Kabels bei festen Bodenparametern und Variation der Betriebsparameter Anfangsstrom I_0 sowie Überlaststrom $I_{\text{ÜL}}$ und damit der relativen Überlastung des Kabels.

3.2.1 Einfluss der Kabelparameter im Best- und Worst-Case

Wie in **Tab. 3.3** gezeigt, variieren die Parameterwerte für Isolierung und Leitschichten teilweise im Bereich einer Zehnerpotenz. Um die notwendigen Vereinfachungen vornehmen zu können, wurde in **Abb. 3.4** dargestellt, welchen Anteil die Aufbauelemente an Gesamtwärmekapazität bzw. -wärmewiderstand haben. Dieser Abschnitt untersucht den Einfluss von Parametervariationen auf die Erwärmungsdauer des Kabels im Vergleich des vollständigen mit dem vereinfachten Modell, wobei für das vollständige Modell das aus **Abb. 3.3** resultierende 7×7-GLS mit dem ode45-Solver in Matlab nach der Temperatur am Innenrand der Isolierung gelöst wurde [74].

Zunächst zeigt **Abb. 3.7**, die Entwicklung der Erwärmungsdauer unter Variation des spezifischen Erdbodenwärmewiderstands für den Worst- und Best-Case. Worst- und Best-Case sind jeweils definiert durch die günstigste bzw. ungünstigste Kombination der variablen Kabelparameter ρ , λ und c_{p} gemäß **Tab. 3.3**.

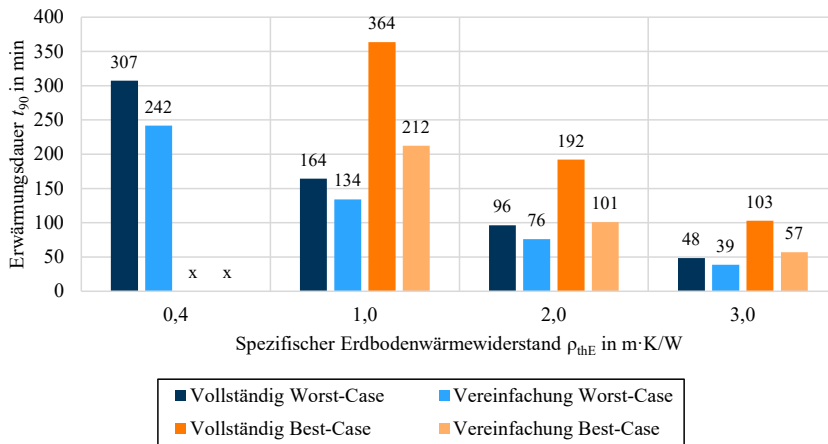


Abb. 3.7: Vergleich Worst- und Best-Case für $\vartheta_E = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ und $I_0 = 2.000 \text{ A}$

Sowohl für den Best- als auch den Worst-Case ist die Erwärmungsdauer des vereinfachten Kabelmodells bei steigenden spezifischen Erdbodenwärmewiderständen kleiner als die Erwärmungsdauer des vollständigen Modells. Für den spezifischen Erdbodenwärmewiderstand von $0,4 \frac{\text{m}\cdot\text{K}}{\text{W}}$ erreicht das Kabel im Best-Case die kritische Temperatur von $90 \text{ }^\circ\text{C}$ nicht, weshalb hier keine Erwärmungsdauer angegeben ist (Kennzeichnung mit x in **Abb. 3.7**). Grund für die kleinere Erwärmungsdauer des vereinfachten Modells ist hauptsächlich die größere Gesamtwärmekapazität des vollständigen Modells, welche gemäß **Tab. A.2** im Worst-Case 58 % und im Best-Case 150 % größer ist als die des vereinfachten Modells. Der Gesamtwärmewiderstand hat einen verhältnismäßig geringen Einfluss, er weicht im vereinfachten Modell, wie in **Abb. 3.8** gezeigt, sowohl für den Worst- als auch für den Best-Case betragsmäßig um maximal 10 % vom vollständigen Modell ab.

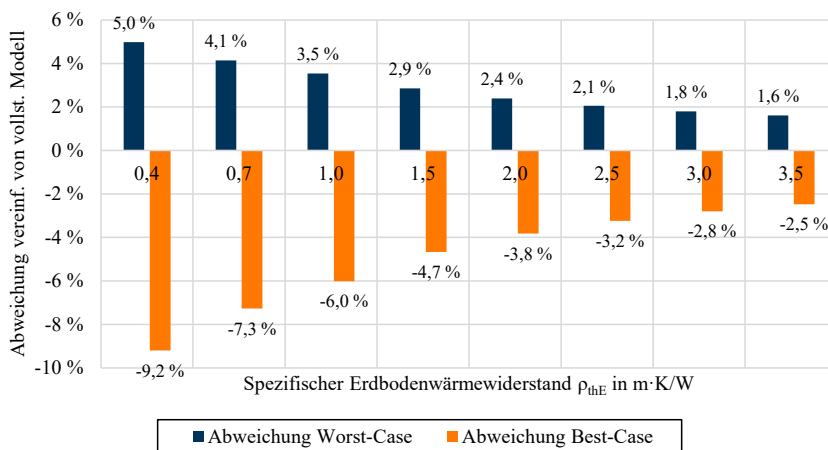


Abb. 3.8: Abweichung Gesamtwärmewiderstand des vereinfachten vom vollständigen Modell

Aus **Abb. 3.8** geht hervor, dass der Gesamtwärmewiderstand des vereinfachten Modells im Best-Case kleiner ist als der des vollständigen Modells. Dies ist zurückzuführen auf die Vernachlässigung der weiteren Aufbauelemente zugunsten der Isolierung, welche im Best-Case eine bessere Wärmeleitfähigkeit aufweist als einige der vernachlässigten Elemente. Durch den steigenden Einfluss des spezifischen Erdbodenwärmewiderstands auf den Gesamtwärmewiderstand verkürzt sich die Erwärmungsdauer mit größer werdendem spezifischen Erdbodenwärmewiderstand ρ_{thE} .

Um Aussagen für den Systemführungsprozess, der eine Unterschätzung der thermischen Reserven voraussetzt, abzuleiten, wird in den weiteren Betrachtungen der Worst-Case für die Kabelparameter verwendet. Im Best-Case fallen die Abweichungen zwischen den Erwärmungsdauern des vollständigen und vereinfachten Modells gemäß **Abb. 3.7** wesentlich stärker aus als im Worst-Case. **Abb. 3.9** zeigt die Abweichungen der Erwärmungsdauern abhängig vom spezifischen Erdbodenwärmewiderstand, wobei negative Werte eine Verkürzung der Erwärmungsdauer darstellen.

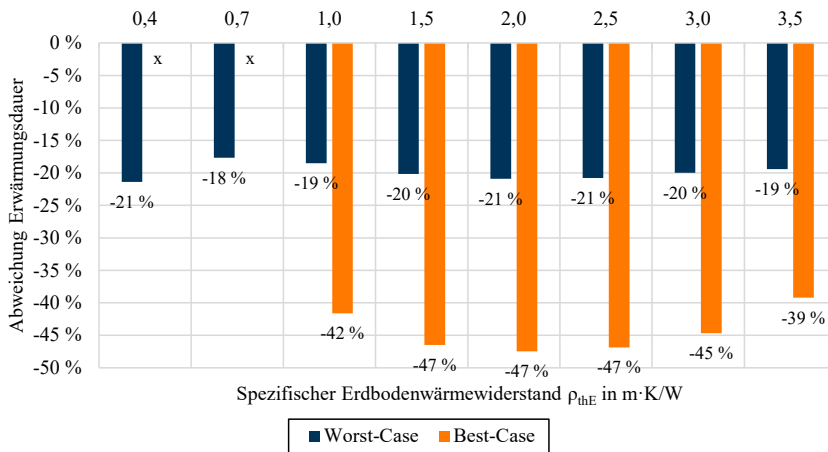


Abb. 3.9: Abweichung der Erwärmungsdauer des vereinfachten vom vollständigen Modell in Abhängigkeit von ρ_{thE} ($\vartheta_E = 20 \text{ }^\circ\text{C}$, $I_0 = 2.000 \text{ A}$)

Die Abweichungen zwischen Best- und Worst-Case begründen sich aus der Schwankung der Parameter von Isolierung und Leitschichten gemäß **Tab. 3.3**. Im vereinfachten Modell ist vor allem der Einfluss der Isolierung signifikant, da diese alle anderen vernachlässigten Schichten repräsentiert. Der in **Abb. 3.9** untersuchte Bereich für die spezifischen Erdbodenwärmewiderstände richtet sich nach IEC 60287-3-1, wobei spezifische Erdbodenwärmewiderstände kleiner $1,0 \frac{m \cdot K}{W}$ und größer $3,0 \frac{m \cdot K}{W}$ theoretische Extremwerte sind, die in Deutschland kaum erreicht werden [35], [71]. Für weitere allgemein gültige Untersuchungen wird deshalb nach IEC 60287-3-1 für feuchten Boden ein spezifischer Erdbodenwärmewiderstand ρ_{thE} von $1,0 \frac{m \cdot K}{W}$ und für trockenen Boden ein Wert von $2,0 \frac{m \cdot K}{W}$ angenommen.

3.2.2 Einfluss der Geometrie des Kabelgrabens

Werden Kabel bipolar ausgeführt, d. h. das System hat einen Hin- und Rückleiter, der auf $+U_{\text{Nenn}}$ bzw. $-U_{\text{Nenn}}$ liegt, erwärmen sich beide Kabel des Systems im Betrieb. Durch die Wärmeabgabe in den umgebenden Boden, muss der Einfluss der Kabel aufeinander betrachtet werden.

Im stationären Zustand vereinfacht sich (2.12) zum Ausdruck in (3.20). Gleichung (3.20) betrachtet die Temperaturerhöhung in Kabel p durch das Temperaturfeld von Kabel k, welches sich im Abstand d^* zu Kabel p befindet. Die Distanz zwischen der Wärmesenke – Kabel k* – und Kabel p ist definiert durch d^{**} . Die Temperatur von Kabel p ergibt sich als Superposition aus der eigenen Temperatur und dem Wert der Isothermen um das Kabel k im Abstand d^*

$$\vartheta_{pk} = \frac{w_t \cdot \rho_{\text{thE}}}{2\pi} \cdot \frac{d^{**}}{d^*} \quad (3.20)$$

Zunächst wird die Änderung der Erwärmungsdauer zwischen dem Modell mit einem Kabel und zwei Kabeln in einem Graben abhängig von der Geometrie des Kabelgrabens, also Legetiefe h und Kabelabstand d^* , analysiert. **Abb. 3.10** zeigt die Ergebnisse für einen spezifischen Erdbodenwärmewiderstand von $1,0 \frac{\text{m}\cdot\text{K}}{\text{W}}$ und einen Anfangsstrom I_0 von 2.000 A bei einer Überlastung von 100 %, d. h. mit einem Überlaststrom $I_{\text{ÜL}}$ von 4.000 A.

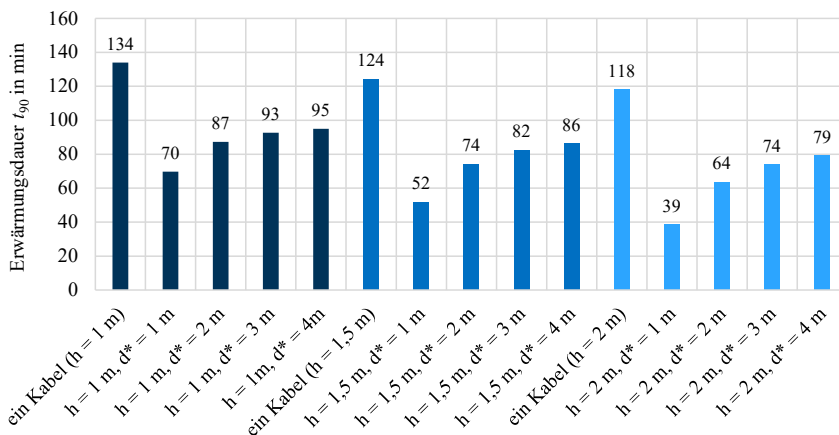


Abb. 3.10: Variation der Legetiefe h und des Kabelabstands d^* für $\rho_{\text{thE}} = 1,0 \frac{\text{m}\cdot\text{K}}{\text{W}}$

Abb. 3.10 zeigt, dass die Erwärmungsdauer mit steigender Legetiefe h abnimmt. Die Legetiefe geht in den Zähler des Ausdrucks für den Erdbodenwärmewiderstand gemäß (3.11) ein, womit dieser bei steigender Legetiefe theoretisch größer wird. Die Erwärmungsdauer eines der beiden Kabel im Graben – mit einem Abstand d^* von 1 m in einer Legetiefe h von 2 m – verringert sich auf ein Drittel des Wertes bei Betrachtung nur eines Kabels im Graben. Je größer jedoch der Kabelabstand bei zwei Kabeln in einem Graben, desto geringer der gegenseitige Einfluss und desto länger wird die Erwärmungsdauer.

Den Einfluss des spezifischen Erdbodenwärmewiderstands auf die Kabelerwärmung bei einem Anfangsstrom von 2.000 A und einer Überlastung von 100 % bei zwei Kabeln in einem Graben und konstanter Legetiefe von 1 m zeigt **Abb. 3.11**. Die Erwärmungsdauer des zweiten Kabels ist bei einem Abstand von 1 m zwischen den Kabeln für den spezifischen Erdbodenwärmewiderstand ρ_{thE} von $0,4 \frac{\text{m}\cdot\text{K}}{\text{W}}$ maximal 17 % kleiner als die Erwärmungsdauer des Einzelkabels. Je größer ρ_{thE} wird, desto höher ist die Abweichung zwischen der Betrachtung eines Kabels und zweier Kabel in einem gemeinsamen Graben.

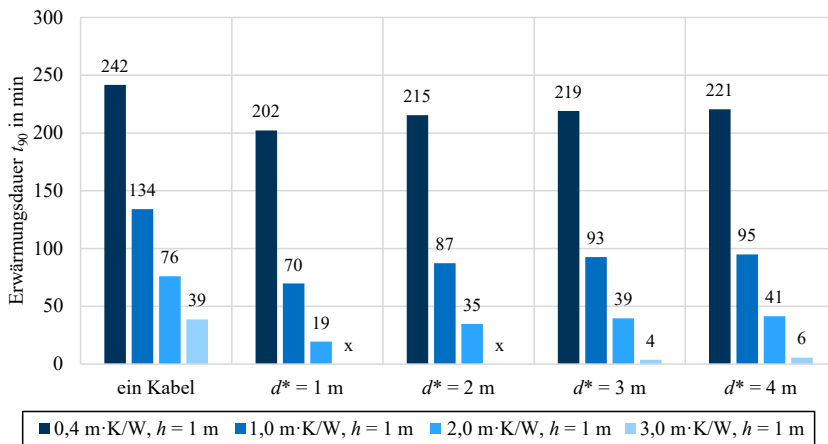


Abb. 3.11: Variation von ρ_{thE} für konstante Legetiefe und variablen Kabelabstand

Für die Kabelabstände von 1 m und 2 m erwärmen sich die Kabel für einen spezifischen Erdbodenwärmewiderstand von $3,0 \frac{\text{m}\cdot\text{K}}{\text{W}}$ im Anfangszustand gegenseitig bereits so stark, dass die kritische Temperatur von $90 \text{ }^\circ\text{C}$ überschritten wird. Dieser Wert für den spezifischen Erdbodenwärmewiderstand wird in Deutschland jedoch kaum erreicht, weshalb der Fokus auf den Werten $1,0 \frac{\text{m}\cdot\text{K}}{\text{W}}$ und $2,0 \frac{\text{m}\cdot\text{K}}{\text{W}}$ liegt. Für die weiteren Untersuchungen wird ein Kabel im Kabelgraben ohne die Temperaturerhöhung durch ein zweites Kabel betrachtet, um den Einfluss der jeweiligen Parameter besser herausarbeiten zu können. Die Abschätzung der Potenziale in Kapitel 4 erfolgt ebenso ohne die Berücksichtigung des zweiten Kabels, da der spezifische Erdbodenwärmewiderstand durch die Einbringung künstlicher Füllmaterialien so beeinflusst werden kann, dass die Änderung der Erwärmungsdauer durch die Wirkung des zweiten Kabels auf unter 20 % beschränkt wird.

3.2.3 Einfluss der Erdbodenparameter

Für die Parameter der Kabelaufbauelemente wird zur Unterschätzung der thermischen Reserven im Folgenden der Worst-Case angenommen. Dieser Abschnitt betrachtet die Änderung der Erwärmungsdauer in Abhängigkeit der Erdbodenparameter spezifischer Erdbodenwärmewiderstand ρ_{thE} und Erdbodentemperatur ϑ_E . Der Anfangsstrom I_0 beträgt für die Untersuchung bei einer Überlastung des Kabels von 100 % – einer Belastung mit dem doppelten Strom – zunächst 2.000 A.

Abb. 3.12 zeigt die Abhängigkeit der Erwärmungsdauer von der Erdbodentemperatur bei Variation von ρ_{thE} , wohingegen **Abb. 3.14** die Abhängigkeit vom spezifischen Erdbodenwärmewiderstand bei zwei unterschiedlichen Erdbodentemperaturen darstellt.

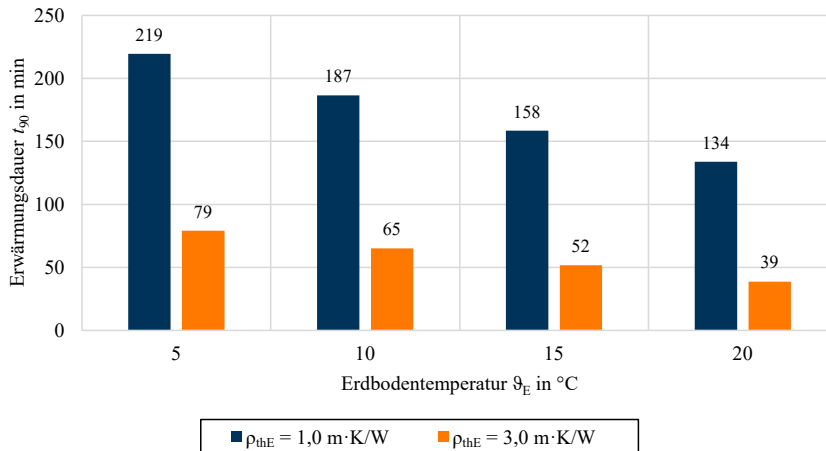


Abb. 3.12: Erwärmungsdauer des Kabelmodells in Abhängigkeit von ϑ_E ($I_0 = 2.000 \text{ A}$)

Wird in **Abb. 3.12** zunächst der spezifische Erdbodenwärmewiderstand konstant gehalten und die Erdbodentemperatur erhöht, nimmt die Erwärmungsdauer ab. Dies liegt zum einen daran, dass das Kabel durch die Erwärmung des Erdbodens bereits zu Beginn des Erwärmungsvorgangs eine höhere Temperatur aufweist. Zum anderen ist der Temperaturgradient zwischen Kabel und umgebenden Erdboden kleiner, was zu einem geringeren Wärmestrom, der gemäß (3.5) abhängig vom Temperaturgradienten ist, aus dem Kabel heraus führt.

Wird im zweiten Fall die Erdbodentemperatur konstant gehalten und der spezifische Erdbodenwärmewiderstand erhöht, ist auch hier eine deutliche Abnahme der Erwärmungsdauer erkennbar. Dies liegt v. a. an der verringerten Wärmeabgabefähigkeit in das umgebende Erdreich, woraufhin die Verlustwärme das Kabel gemäß (2.2) schneller aufheizt.

Der aus **Abb. 3.12** ersichtliche quasi-lineare Zusammenhang zwischen Erwärmungsdauer und Erdbodentemperatur wird in **Abb. 3.13** genauer betrachtet.

Das Bestimmtheitsmaß R^2 der linearen Trendlinien in **Abb. 3.13** liegt zwischen 0,9898 für einen spezifischen Erdbodenwärmewiderstand ρ_{thE} von $1,0 \frac{\text{m}\cdot\text{K}}{\text{W}}$ und 0,9994 für $3,0 \frac{\text{m}\cdot\text{K}}{\text{W}}$. Die Steigung der Trendlinien in **Abb. 3.13** vergrößert sich mit abnehmendem spezifischen Erdbodenwärmewiderstand, da dessen Einfluss auf die Erwärmung sinkt. Auch wenn die Abnahme der Erwärmungsdauer über der Temperatur gemäß (3.14) einen logarithmischen Zusammenhang aufweist, kann für das vereinfachte Modell in den technisch relevanten Bereichen der Erdbodentemperatur ϑ_E zwischen $0 \text{ }^\circ\text{C}$ und $20 \text{ }^\circ\text{C}$ sowie des spezifischen Erdbodenwärmewiderstands ρ_{thE} zwischen $1,0 \frac{\text{m}\cdot\text{K}}{\text{W}}$ und $3,0 \frac{\text{m}\cdot\text{K}}{\text{W}}$ ein linearer Verlauf angenommen werden.

Damit ist die Erdbodentemperatur als Linearfaktor für den Erwärmungsvorgang nutzbar, d. h. bei bekannter Temperaturänderung kann die Änderung der Erwärmungsdauer entsprechend der Näherungsgleichung berechnet werden.

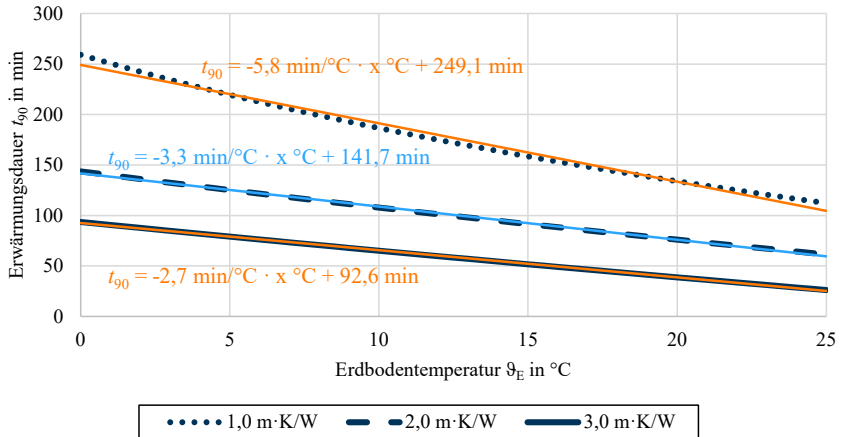


Abb. 3.13: Erwärmungsdauer des vereinfachten Modells in Abhängigkeit von ϑ_E ($I_0 = 2.000 \text{ A}$)

Abb. 3.14 zeigt die Abhängigkeit der Erwärmungsdauer vom spezifischen Erdbodenwärmewiderstand für den von Böhme in [70] berichteten minimalen (5 °C) und maximalen (20 °C) Wert der Erdbodentemperatur. Aufgrund der minimalen Temperatur von 5 °C in Kombination mit dem kleinsten betrachteten spezifischen Erdbodenwärmewiderstand erwärmt sich das Kabel für $0,4 \frac{\text{m}\cdot\text{K}}{\text{W}}$ nicht auf die kritische Temperatur von 90 °C.

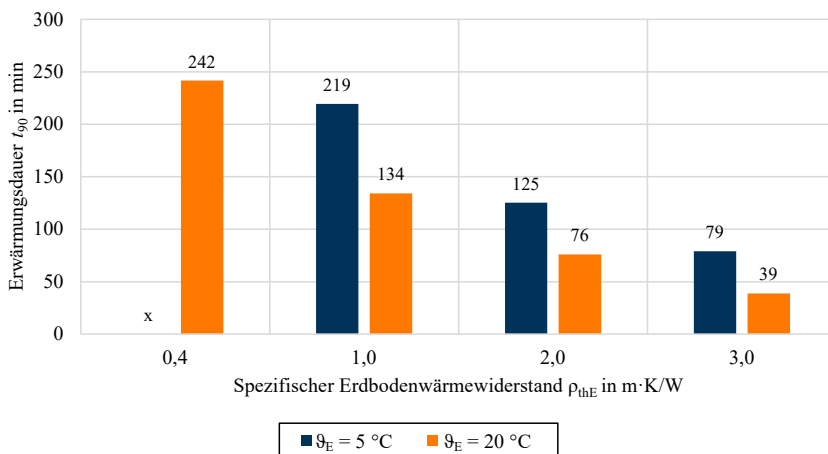


Abb. 3.14: Erwärmungsdauer des Kabelmodells in Abhängigkeit von ρ_{thE} ($I_0 = 2.000 \text{ A}$)

Aus **Abb. 3.14** geht hervor, dass die Erwärmung des Kabels nichtlinear vom spezifischen Erdbodenwärmewiderstand abhängt. Im Gegensatz zur Erdbodentemperatur kann der spezifische Erdbodenwärmewiderstand daher nicht als Linearfaktor genutzt werden, sondern sein Einfluss auf die Erwärmungsdauer ist fallspezifisch ermitteln.

3.2.4 Einfluss der betriebsabhängigen Parameter

In Abschnitt 3.2.4 werden ausgewählte betriebsrelevante Anwendungsfälle definiert, die den Einfluss des Systembetriebs auf die Erwärmungsdauer darstellen. **Abb. 3.15** zeigt zunächst den Einfluss des Stromflusses im Kabel bei Variation des Anfangsstroms. Die Überlastung des Kabels beträgt immer 100 %, d. h. sie erfolgt mit dem doppelten Wert des jeweiligen Anfangsstroms I_0 .

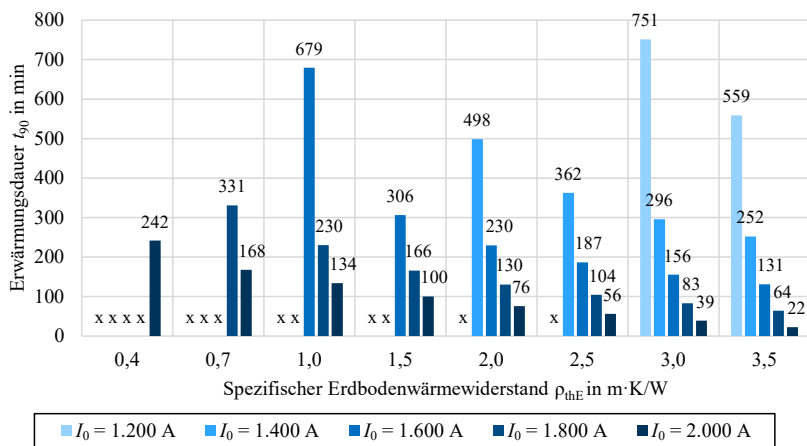


Abb. 3.15: Vereinfachtes Modell in Abhängigkeit von I_0 und ρ_{thE} ($\vartheta_E = 20$ °C, $\ddot{U}L = 100$ %)

Für kleine Werte des spezifischen Erdbodenwärmewiderstands ρ_{thE} erreicht das Kabel für die Anfangsströme im Intervall von 1.200 A bis 1.800 A die kritische Temperatur nicht. Dies liegt an der vergleichsweise geringen Verlustleistung, welche gemäß (3.17) für diese Ströme im Kupferleiter umgesetzt und nach außen abgeführt wird. Für einen Anfangsstrom I_0 von 1.200 A ergibt sich gemäß (3.17) eine längenbezogene Verlustleistung von $8,8 \frac{W}{m}$, während sich für den maximalen betrachteten Anfangsstrom von 2.000 A eine um den Faktor 2,8 höhere Verlustleistung von $24,4 \frac{W}{m}$ einstellt. Auch im Betrieb mit dem Überlaststrom von 2.400 A bzw. 4.000 A ist die Verlustleistung des Kabels mit höherem Überlaststrom mit $97,6 \frac{W}{m}$ um den Faktor 2,8 größer.

Durch die höhere Verlustleistung ist das Kabel bei hohen Anfangsströmen bereits vor der Überlastung stärker erwärmt und erreicht schneller die kritische Temperatur. Für einen spezifischen Erdbodenwärmewiderstand von $2,0 \frac{m-K}{W}$ stellt sich bei einer Erdbodentemperatur von 20 °C für einen Anfangsstrom von 1.200 A gemäß (3.15) eine stationäre Anfangstemperatur ϑ_0 von ca. 35 °C ein, während sich das Kabel bei einem Anfangsstrom von 2.000 A initial auf ca. 61 °C erwärmt.

Aus **Abb. 3.15** geht auch hervor, dass der spezifische Erdbodenwärmewiderstand mit steigendem Stromfluss die Erwärmungsdauer weniger beeinflusst. Da das Kabel bei hohen Anfangsströmen stärker thermisch vorbelastet ist, wird die kritische Temperatur auch bei kleinen ρ_{thE} schnell erreicht.

Für einen konstanten spezifischen Erdbodenwärmewiderstand ρ_{thE} mit bspw. $2,0 \frac{m \cdot K}{W}$ in **Abb. 3.15** sinkt die Erwärmungsdauer bei steigenden Stromflüssen nichtlinear, da der Stromfluss gemäß (3.15) und (3.16) auf die Anfangs- und Endtemperatur wirkt. Für konstantes ρ_{thE} ändert sich die Zeitkonstante der Erwärmung τ nicht und durch den steigenden Wert des natürlichen Logarithmus in (3.14) bei größer werdenden Strömen verringert sich die Erwärmungsdauer.

Für die variable Überlastung des Kabels in **Abb. 3.16** wird der maximale Anfangsstrom auf 2.000 A und die Erdbodentemperatur ϑ_E auf 20 °C gesetzt.

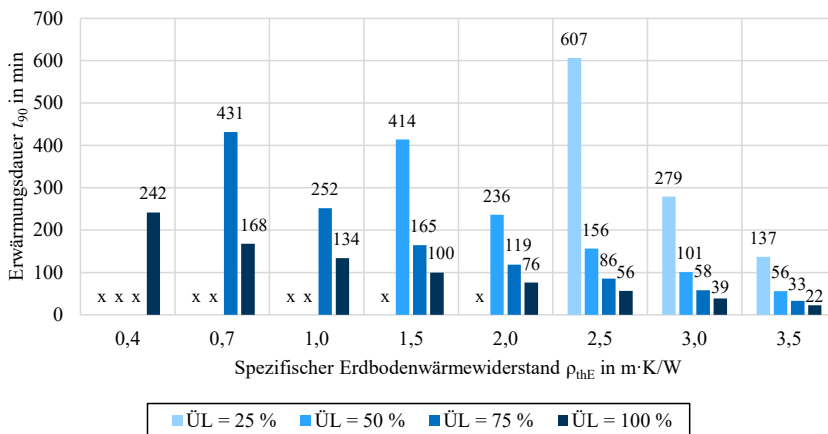


Abb. 3.16: Vereinfachtes Modell in Abhängigkeit von $\ddot{U}L$ und ρ_{thE} ($\vartheta_E = 20 \text{ °C}$, $I_0 = 2.000 \text{ A}$)

Wie bereits in **Abb. 3.15** zeigt sich auch hier, dass die Erwärmungsdauer mit steigendem spezifischen Erdbodenwärmewiderstand abnimmt. Zusätzlich sinkt der Einfluss des Überlastungsgrads mit steigendem spezifischen Erdbodenwärmewiderstand. Ist die Erwärmungsdauer für einen spezifischen Erdbodenwärmewiderstand von $2,5 \frac{m \cdot K}{W}$ bei einer Überlastung von 25 % um den Faktor 11 länger als bei einer Überlastung von 100 %, sinkt der Faktor für $3,5 \frac{m \cdot K}{W}$ auf den Wert 6. Die hier betrachteten Werte des spezifischen Erdbodenwärmewiderstands treten in realen System selten auf. Der Vergleich dient ausschließlich dazu zu zeigen, welchen Einfluss die partielle Überlastung des Kabels auf dessen Erwärmungsdauer hat.

3.3 Bewertung des thermischen Kabelmodells

Die Abschnitte 3.1 und 3.2 ermitteln die Einflussparameter und Annahmen zur Erstellung eines einfachen, analytisch lösbaren thermischen Modells eines 525 kV-Onshorekabels, um die thermischen Kabelreserven für das Systemschutzkonzept in Kapitel 4 abzuschätzen. Dafür werden mit dem vereinfachten Modell gemäß **Abb. 3.6** die thermischen Reserven des Kabels unterschätzt, um einen sicheren Systembetrieb zu gewährleisten.

Das Kabel wird für die Abschätzung der thermischen Reserven als Wärmenetz mit einem $R_{th}C_{th}$ -Glied pro Aufbauelement betrachtet. Im Vergleich zu den Modellen höherer Ordnung von Sugihara, Wang oder Aras in Abschnitt 2.2 nutzt das entwickelte Modell nur eine Wärmekapazität pro Schicht, die jedoch mittig in der Schicht platziert ist. Der Erdboden wird als homogenes Medium modelliert. Die Abschätzung mit weniger Netzelementen pro Kabelaufbauelement ist zulässig, da somit eine kleinere Wärmekapazität angenommen wird, was zu einer schnelleren Erwärmung und damit einer Unterschätzung der thermischen Reserven führt.

Die für die Kabelmodellierung verwendeten Parameter wurden nicht an einem realen Kabel verifiziert, wodurch die errechneten Erwärmungsdauern von real erzielbaren Werten abweichen werden. Durch die schrittweise Dokumentation der Vereinfachungen ist eine Evaluierung mit realen Kabelparametern bzw. eine Adaption für andere Kabelgeometrien möglich. Kabelvergussmasse und Kabelmantel wurden trotz ihres Anteils an der Gesamtwärmekapazität von 14 % bzw. 18 % vernachlässigt, um ein analytisch lösbares Modell niedriger Ordnung zu erhalten. Die Vereinfachung des Wärmenetzes reduziert das vollständige Modell, beschrieben durch ein 7×7 -GLS, auf ein Wärmenetz mit der Wärmekapazität des Leiters sowie den Wärmewiderständen der Isolierung und des Erdbodens. Im Vergleich zum vollständigen Modell weist das vereinfachte Wärmenetz im Worst-Case für alle betrachteten Fälle eine um etwa 20 % kürzere Erwärmungsdauer auf. Dies begründet sich aus der Vernachlässigung von Elementen mit großer spezifischer Wärmekapazität bzw. kleinem Wärmewiderstand, die im vereinfachten Modell durch die Isolierung ersetzt werden.

Abb. 3.12 und **Abb. 3.14** zeigen die Erwärmungsdauern für das vereinfachte Kabelmodell, welche aufgrund der Unterschätzung verglichen mit dem vollständigen Modell als zeitliche Potenziale für die Systemführung nutzbar sind. Zur Angleichung der Erwärmungsdauern des vereinfachten und vollständigen Modells wird aus der Abweichung zwischen den Erwärmungsdauern ein Korrekturfaktor definiert. Für die maximale Abweichung zwischen den vorliegenden Modellen von ca. 20 % ergibt sich ein Korrekturfaktor von 1,25. Weichen die Werte der Aufbauelemente von den in dieser Arbeit genutzten Werten ab, muss die Abweichung zwischen vollständigem und vereinfachtem Kabelmodell neu bestimmt und ggf. ein angepasster Korrekturfaktor ermittelt werden.

Das entwickelte Modell repräsentiert das minimal mögliche Wärmenetz für das thermische Kabelmodell. Eine Vernachlässigung der Wärmekapazität des Leiters mit einem Anteil von 63 % an der Gesamtwärmekapazität und des Erdbodenwärmewiderstands mit einem Anteil von 74 % am Gesamtwärmewiderstand ist nicht zweckmäßig.

Weiterhin muss die Isolierung berücksichtigt werden, da sie das Aufbauelement ist, welches die thermischen Reserven des Kabels durch ihre kritische Maximaltemperatur begrenzt. Sollen die thermischen Verhältnisse im Kabel bzw. seiner Umgebung genauer abgebildet werden, sind die in Abschnitt 2.2 beschriebenen Methoden zur Modellverfeinerung anzuwenden. Diese erhöhen jedoch die Komplexität des Kabelmodells.

Die im Rahmen dieser Arbeit vorgenommenen Betrachtungen lediglich eines Kabels für den Erwärmungsvorgang führen, wie in Abschnitt 3.2.2 gezeigt, zu einer Überschätzung der thermischen Reserven um bis zu 200 % für ein Kabelsystem in zwei Metern Tiefe bei einem Kabelabstand von 1 m. In zwei Metern Tiefe liegen in der Realität nach den Untersuchungen von Böhme in [70] und im Bodenfeuchteatlas-Deutscher Wetterdienst (DWD) in [75] günstigere Bodenverhältnisse vor als in den hier getroffenen Worst-Case-Annahmen. Nach Böhme in [70] beträgt die Erdbodentemperatur bereits in 1,2 m Tiefe über das Jahresmittel konstant 10 °C, weshalb in tieferen Schichten von niedrigeren Temperaturen ausgegangen werden kann. Laut Auswertungen des DWD liegt der Bodenfeuchtewert über dem in höheren Schichten, sodass der spezifische Erdbodenwärmewiderstand kleiner ist, was eine verbesserte Wärmeabfuhr ermöglicht. Wird bspw. der für sehr feuchtes Erdreich in IEC 60287-3-1 definierte spezifische Erdbodenwärmewiderstand von $0,4 \frac{\text{m}\cdot\text{K}}{\text{W}}$ angenommen, weicht die Erwärmungsdauer um 17 % von der Betrachtung ohne den Einfluss des zweiten Kabels ab.

Die Erwärmungsdauer des Kabels hängt nahezu linear von der Erdbodentemperatur ab. Somit können bei bekannten Kabelparametern die thermischen Potenziale auch für nicht genau bekannte Erdbodentemperaturen bestimmt werden. Die Untersuchung der Erdbodentemperaturen und spezifischen Erdbodenwärmewiderstände beschränkt sich auf die in aktuellen Studien und Normen publizierten Werte. Im Zuge des Klimawandels ist mit verstärkter Bodenaustrocknung und höheren Erdbodentemperaturen zu rechnen, die die Erwärmungsdauer verkleinern.

Deshalb scheint die Einbringung von künstlichen Füllmaterialien wie Duofill oder Magerbeton eine praktikable Alternative zu sein, um den stärker auf die Erwärmungsdauer wirkenden spezifischen Erdbodenwiderstand zu reduzieren. Zu beachten ist, dass die künstlichen Füllmaterialien im Vergleich zu den natürlich vorhandenen Böden Kosten für Einkauf und Transport verursachen. Magerbeton wird bspw. im Preiskatalog eines deutschen Zementherstellers mit 130 €/m³ aufgerufen, was einem durchschnittlichen Marktpreis entspricht [76]. Hinzu kommen die Kosten für die Ausbringung des Bettungsmaterials.

Für einen Anfangsstrom von 1.400 A, also 70 % des maximalen Anfangsstroms, ist die Erwärmungsdauer bei einer Überlastung von 100 % für einen spezifischen Erdbodenwärmewiderstand von $2,0 \frac{\text{m}\cdot\text{K}}{\text{W}}$ gemäß **Abb. 3.15** um den Faktor 6,5 länger als für den maximalen Anfangsstrom I_0 von 2.000 A. Bei Betrieb mit dem maximalen Anfangsstrom I_0 von 2.000 A und einer Überlastung von 50 % ergibt sich für denselben spezifischen Erdbodenwärmewiderstand gemäß **Abb. 3.16** eine um den Faktor 3 längere Erwärmungsdauer verglichen mit einer Überlastung von 100 %. Es scheint also günstig, eine möglichst geringe Belastung des Kabels im Normalbetriebsfall und eine geringe Überlastung im Engpassfall anzustreben, um hohe thermische Reserven bereitzuhalten.

Demgegenüber steht die betriebswirtschaftliche Forderung, die Betriebskapazitäten des Kabels im Normalbetrieb möglichst vollständig auszunutzen, um die Investitionskosten zu rechtfertigen. Im Engpassfall erlaubt eine hohe Überlastung des Kabels eine Reduktion konventioneller Entlastungsmaßnahmen, wie bspw. Redispatch. Dieser im europäischen Verbundnetz eingesetzte präventive Prozess beschreibt gemäß Art. 2 Abs. 26 Verordnung 2019/943 der EU eine Einsenkung von Erzeugungsleistung in Lastflussrichtung vor dem Engpass, während in Lastflussrichtung hinter dem Engpass Erzeugungsleistung angefahren wird [58]. Die Nutzung der Betriebsmittelkapazitäten bedingt eine hohe Auslastung sowohl im Basis- als auch im Überlastfall und damit geringere thermische Reserven.

Das vereinfachte Modell ist für die Systemführung anwendbar, vorausgesetzt die Kabel sind so gelegt, dass die gegenseitige Erwärmung auf ein Minimum reduziert wird und sich die Parameterwerte des realen Kabels in den Intervallgrenzen der hier verwendeten Werte bewegen. Nachdem die genauen Zeitdauern der Erwärmung im Realbetrieb aufgrund der Parameterunsicherheiten abweichen werden, gelten die hier gezeigten Ergebnisse nur für die zugrundeliegende Parameterkonstellation gemäß **Tab. A.1**.

Kapitel 3 zeigt, dass eine vereinfachte Modellierung des DC-Kabels mithilfe eines Wärmenetzes mit drei Elementen möglich ist. Die Abschnitte 3.2.1 bis 3.2.4 liefern die in Forschungsfrage 1 geforderten Untersuchungen der Einflussparameter auf die Erwärmungsdauer des Kabels. Weiterhin zeigen die Ergebnisse, unter welchen Randbedingungen eine Unterschätzung der thermischen Betriebsmittelreserven erfolgt und ermöglichen so einen Einsatz des thermischen Kabelmodells im Systemschutzkonzept, das zur Beantwortung von Forschungsfrage 2 in Kapitel 4 entwickelt wird.

4 AC-DC-Systemschutzkonzept

Thermischen Reserven wird in bisherigen Systemschutz-Betrachtungen nach Recherchen von Fleeman et al. in [39] und des Projekts InnoSys2030 in [63] wenig Bedeutung beigemessen. Dies liegt u. a. daran, dass die Übertragungskapazität großskaliger Energiesysteme eher durch Stabilitäts- oder Spannungsprobleme sowie regulatorische Vorgaben zur Wahrung der Systemstabilität wie in § 13 EnWG begrenzt ist als durch die thermische Kapazität der Betriebsmittel (BM). Auch in der System Operation Guideline (SO GL), einer europäischen Verordnung „zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb“ [77] im europäischen Netzverbund, ist die Ausnutzung der thermischen Betriebsmittelreserven von HGÜ-Systemen nicht als Entlastungsmaßnahme aufgeführt. Zwar werden HGÜ-Systeme aktiv in den Entlastungsprozess einbezogen – jedoch nur über die Anpassung von Wirkleistungsflüssen mithilfe der Umrichterregelung [77]. Da die zukünftig vorhandenen DC-Kabel, wie in Kapitel 3 gezeigt, eine inhärente thermische Reserve aufweisen, wird in diesem Kapitel ein Systemschutzkonzept für das integrierte AC-DC-Netz auf Basis dieser Reserven erarbeitet.

Abschnitt 4.1 erläutert die entwickelte Methode zur Nutzung der thermischen Betriebsmittelreserven im AC-DC-Systemschutz, während Abschnitt 4.2 die Potenziale der identifizierten Methode für die zwei Hauptanwendungsfälle zeigt. Abschnitt 4.3 liefert eine Einschätzung der Umsetzbarkeit der Methode.

4.1 Nutzung thermischer Reserven zur Engpassbehandlung

Dieser Abschnitt definiert die Methode zum Einsatz der thermischen Betriebsmittelreserven im integrierten AC-DC-Netz. Dabei erfolgt in Abschnitt 4.1.1 zunächst eine Analyse der kurativen Potenziale, die im Rahmen von PATL/TATL zur Verfügung stehen. In Abschnitt 4.1.2 wird der Prozess zum Abruf der thermischen Betriebsmittelreserven der DC-Kabel ausgearbeitet, während in Abschnitt 4.1.3 eine Diskussion der Voraussetzungen und Einflussgrößen erfolgt. Abschnitt 4.1.4 ordnet den vorgeschlagenen Prozess in die bestehende Systemführungslandschaft ein.

4.1.1 Analyse der kurativen Potenziale von PATL/TATL

Wie in Abschnitt 2.4 eingeführt, beschreibt die PATL die Belastung einer Freileitung, die diese für eine unbegrenzte Zeit ohne Risiko für das Material aushalten kann. Die TATL hingegen spezifiziert Belastungen, denen das BM temporär ohne Verletzung des thermischen Grenzstroms I_{grenz} standhalten kann. Liegt die Strombelastung im Normalbetrieb unterhalb des thermischen Grenzstroms, ergeben sich für den Systembetrieb im Rahmen von PATL/TATL kurative Potenziale. Diese sind, wie in **Abb. 4.1** gezeigt, abhängig von der Betriebsart der Freileitung.

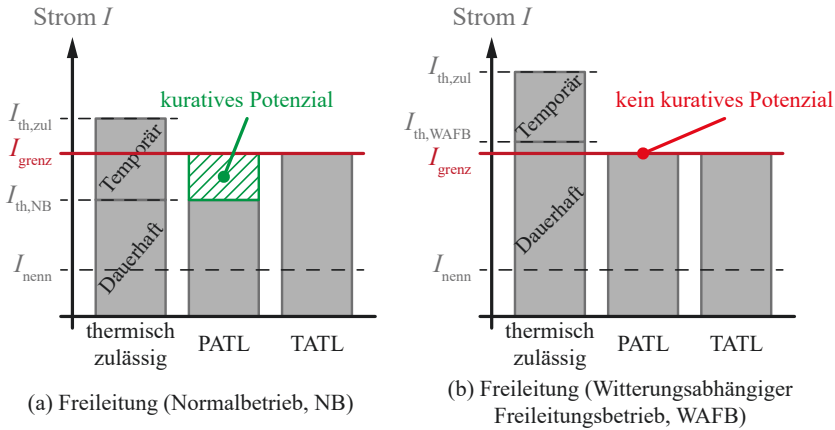


Abb. 4.1: PATL/TATL-Maßnahmen für Betriebsszenarien in Anlehnung an [63]

Abb. 4.1 (a) zeigt den Fall für einen normalen Betriebstag, an dem der dauerhaft thermisch zulässige Strom $I_{th,NB}$ unterhalb des thermischen Grenzstroms I_{grenz} liegt. Der für PATL zulässige Strom ergibt sich als Minimum aus $I_{th,NB}$ und I_{grenz} , weshalb sich für Fall (a) ein kuratives Potenzial für die Engpassauflösung ergibt. Der Wert des temporär thermisch zulässigen Stroms $I_{th,zul}$ liegt über dem thermischen Grenzstrom, weshalb der für TATL zulässige Strom auf den thermischen Grenzstrom beschränkt wird.

In **Abb. 4.1 (b)** liegt bereits der dauerhaft thermisch zulässige Strom $I_{th,WAFB}$ über dem thermischen Grenzstrom. Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) nach VDE-Anwendungsrichtlinie (AR)-N 4210-4 ist ein Betriebskonzept, das die im Betrieb von Freileitungen oftmals günstigeren Umweltbedingungen im Vergleich zur Definition des Nennstroms ausnutzt [78]. Der Leiterseilennennstrom einer Freileitung ist gemäß DIN EN 50182 definiert für eine Lufttemperatur von 35 °C , eine Globalstrahlung von $900\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$ und eine Windgeschwindigkeit von $0,6\frac{\text{m}}{\text{s}}$ senkrecht zum Leiterseil [79]. Liegen Bedingungen wie höhere Windgeschwindigkeiten oder geringere solare Einstrahlung vor, die einen verbesserten Wärmetransport weg vom Leiterseil ermöglichen, wird das System zur Erhöhung der Übertragungskapazität und zur Verlustreduzierung stärker ausgelastet. Damit steht das kurative Potenzial aus **Abb. 4.1 (a)** nicht mehr zur Verfügung.

Die minimalen thermischen Betriebsmittelreserven des DC-Erdkabels stehen im Gegensatz zu Freileitungen unabhängig von der momentanen Witterung zur Verfügung. In Abhängigkeit der in Kapitel 3 untersuchten Bodenparameter können sich die thermischen Betriebsmittelreserven bspw. durch eine niedrigere Erdbodentemperatur im Winter gegenüber den Potenzialen im Sommer erhöhen. Eine detaillierte Betrachtung möglicher Szenarien liefert Abschnitt 4.2. Im Basisfall wird das Kabel so betrieben, dass der maximale Strom im Kabel dem Nennstrom entspricht. Damit stellt sich im Betrieb eine Temperatur kleiner der kritischen Temperatur für die Isolierung ein. Bei Überlastung des Kabels mit maximal dem doppelten Nennstrom, erwärmt sich das Kabel ausgehend von der stationären Anfangstemperatur, wie in Kapitel 3 untersucht. Die sich ergebenden thermischen Reserven werden für das in dieser Arbeit vorgeschlagene Systemschutzkonzept genutzt.

4.1.2 Prozess zum Abruf der thermischen Betriebsmittelreserven

Der vollständige Überlastzyklus eines Kabels für die Engpassauflösung gliedert sich gemäß **Abb. 4.2** in drei Phasen.

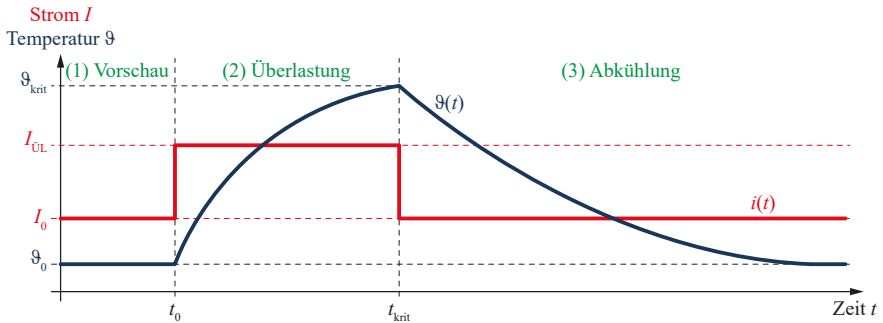


Abb. 4.2: Zeitverlauf Systemschutzkonzept mit charakteristischen Phasen

Nach der Vorschaurechnung (1) erfolgt mit Eintritt des Engpasses die Überlastung (2). Der Prozess endet mit Erreichen der kritischen Temperatur ϑ_{krit} oder mit dem Ende der Überlastdauer mit der Abkühlung (3). Die drei Phasen werden nachfolgend detaillierter beschrieben.

4.1.2.1 Vorschaurechnung

Im bestehenden AC-Netz finden Vorschaurechnungen rollierend statt. Die Prozesse starten dabei meist einen Tag im Voraus, sodass die an der Engpassvorschau beteiligten ÜNB Zeit haben, sich zu korrektiven Maßnahmen abzustimmen. Diese sind heute meist präventiver Natur, d. h. die Auflösung eines Engpasses erfolgt vor seinem Auftreten, indem bspw. Redispatch abgerufen wird [53]. Um die thermischen Betriebsmittelreserven der DC-Kabel nutzen zu können, muss der Vorschauprozess, wie in **Abb. 4.3** vorgeschlagen, erweitert werden, wobei die Notation den Konventionen des Business Process Model and Notation (BPMN) 2.0 gemäß [80] folgt.

Im ersten Schritt erfolgt rollierend die Vorschaurechnung auf Basis des gemeinsamen Lastflussmodells der ÜNB. Dazu werden die Einspeise- und Lastprognosen zusammen mit den Fahrplänen der Erzeugungseinheiten und weiterer Betriebsmittel wie DC-Kabel sowie der Netztopologie in einen gemeinsamen Berechnungsprozess eingespeist und der erzeugte Vorschaudatensatz an alle beteiligten ÜNB verteilt [53]. Voraussetzung für die Fahrplanerstellung und Lastflussberechnung im zukünftigen Energiesystem sind genaue Prognosen für die Einspeisung aus Erneuerbare Energie (EE)-Anlagen. Dabei kann bspw. die Generation and Load Data Provision Methodology (GLDPM) eingesetzt werden, welche neben der Bereitstellung von einmalig zu liefernden Stammdaten neue Ansätze für die Lieferung von Betriebsplanungsdaten definiert.

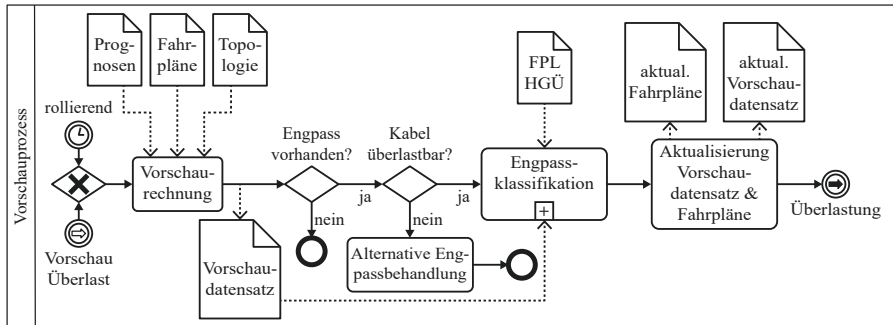


Abb. 4.3: Vorschauprozess im Rahmen des Systemschutzkonzepts aus **Abb. 4.2**

Das seit Anfang 2018 operativ genutzte Verfahren umfasst im Bereich der Betriebsplanungsdaten die Bereitstellung von sog. Bewegungsdaten, also Erzeugungs- und Lastgängen, Einspeiseprognosen für EE-Anlagen und Netzmodellen direkt an die Höchstspannung (HöS) angeschlossener Verteilernetzbetreiber (VNB). Prognosen für EE-Anlagen beziehen dabei nicht nur verpflichtend Erzeugungseinheiten in der HöS, sondern auch in unterlagerten Spannungsebenen ein, was die Genauigkeit der Vorschaudatensätze verbessert [81].

Die Prüfung auf Engpässe innerhalb der Regelzone und durch grenzüberschreitende Lastflüsse ist analog zu den bestehenden Prozessen durchzuführen, wobei zusätzlich mögliche Engpässe im DC-Netz zu berücksichtigen sind. Liegt für die betrachtete Zeitscheibe, die in Systemführungsprozessen typischerweise 15 min umfasst, kein Engpass vor, ist der Vorschauprozess für diesen Zeitabschnitt beendet und die nächste Zeitscheibe wird betrachtet.

Im entwickelten Prozess erfolgt bei Vorliegen eines Engpasses zunächst die Prüfung der thermischen Reserven des Kabels. Ist das Kabel nicht überlastbar, muss der Engpass mit anderen Methoden präventiv oder kurativ aufgelöst werden und der Vorschauprozess für diese Zeitscheibe ist beendet. Liegen thermische Reserven vor, erfolgt die Engpassklassifikation im entsprechenden Teilprozess gemäß **Abb. 4.4**.

Sobald die Engpassklassifikation abgeschlossen ist, werden die ermittelten Maßnahmen allokiert und die Fahrpläne entsprechend angepasst. Der Vorschaudatensatz wird mit den Lastflüssen nach der Engpassbehandlung aktualisiert und es wird geprüft, ob der Engpass weiterhin vorliegt. Sollte dies der Fall sein, muss die verbleibende Energiedifferenz durch andere Verfahren bereitgestellt werden.

Prozess Engpassklassifikation

Abb. 4.4 zeigt den Teilprozess *Engpassklassifikation* aus **Abb. 4.3**. Für die Engpassklassifikation muss neben dem gemeinsamen Vorschaudatensatz der ÜNB der Stromfluss im Kabel bekannt sein.

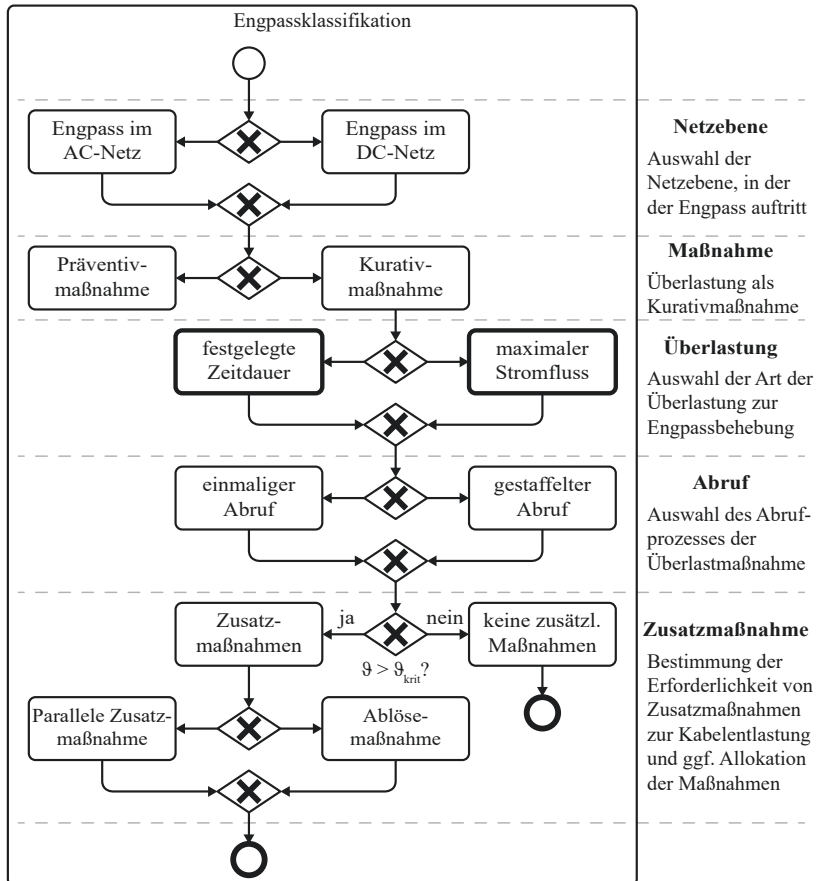


Abb. 4.4: Entscheidungsbaum zur Auswahl der Überlastmaßnahme

Der Stromfluss im DC-Kabel kann aus dem gemäß Art. 46 Abs. 2 SO GL obligatorisch zu meldenden Fahrplan eines HGÜ-System bestimmt werden. Betreiber eines HGÜ-Systems müssen dabei nach SO GL den ÜNB auch über die Day Ahead (D-1)- und Intraday (D-0)-verfügbare Wirkleistungseinspeisung sowie Abweichungen vom fahrplanmäßigen Betrieb informieren. Aus dem gemeinsamen Vorschau Datensatz sind zusätzlich die Stromflüsse in den engpassbetroffenen Netzelementen zu bestimmen. Aus diesen wird die Energiemenge berechnet, die das Kabel während der Überlastung übertragen soll. In Echtzeit erhalten die ÜNB nach Art. 47 Abs. 2 SO GL Informationen über die Stellung der Leistungsschalter, den Betriebszustand des HGÜ-Systems sowie dessen Wirk- und Blindleistungsarbeitspunkte [77]. Die Stromwerte sollten in minütlicher Auflösung vorliegen, damit auf die Temperatur wirkende Abweichungen schnell erkennbar sind.

Im ersten Schritt der Engpassklassifikation erfolgt die Einordnung des Engpasses ins AC- oder DC-Netz. Je nach Lage des Engpasses wirkt die Entlastungsmaßnahme unterschiedlich sensitiv, was bei der Allokation der Überlastungs- und Entlastungsmaßnahmen zu beachten ist. Wirkt das Kabel mit 100 % auf den Engpass, ist die zu übernehmende Energiemenge geringer, als wenn das Kabel mit einer Sensitivität von bspw. 50 % auf den Engpass wirkt, diesen aber trotzdem vollständig beheben soll. Um dieselbe Entlastung zu erzielen, muss das Kabel die doppelte Leistung übertragen, was zu einer unzulässig hohen Belastung führen kann.

Das in dieser Arbeit entwickelte Verfahren stellt eine *Kurativmaßnahme* dar, weshalb der Ast des Einsatzes der thermischen Reserven als Präventivmaßnahmen nicht weiter betrachtet wird. Für den kurativen Einsatz der thermischen Betriebsmittelreserven ergeben sich zwei Möglichkeiten. Zum einen kann das Kabel für eine *festgelegte Zeitdauer* überlastet werden, wobei u. U. eine Reduktion des Stromflusses notwendig ist, um während der Überlastphase die kritische Temperatur nicht zu erreichen. Zum anderen kann das Kabel mit dem *maximalen Strom* überlastet werden, um bei verkürzter Überlastphase eine möglichst große Energiemenge zu übertragen. Die Methoden werden in Abschnitt 4.1.2.1 beschrieben.

Der Abruf des Überlastpotenzials kann dabei entweder *einmalig* oder *gestaffelt* erfolgen. Beim einmaligen Abruf wird die gesamte Überlastkapazität des Kabels für einen Engpass verwendet, wobei das Kabel bei Erreichen der kritischen Temperatur oder mit Ende der definierten Überlastdauer $\Delta t_{\text{Überlast}}$ abkühlt. Die Abkühlung erfolgt dabei entweder durch den Abruf von Entlastungsmaßnahmen oder durch natürliche Reduktion des Stromflusses mit dem Ende der Überlastdauer. Der einmalige Abruf ist dann einzusetzen, wenn das thermische Gleichgewicht des Bodens gefährdet ist, d. h. eine definierte Abkühlung gewährleistet werden muss, oder wenn der Engpass über lange Zeitdauer vorliegt und der Abruf konventioneller Entlastungsmaßnahmen verringert werden soll.

Den gestaffelten Abruf der thermischen Potenziale zeigt **Abb. 4.5**.

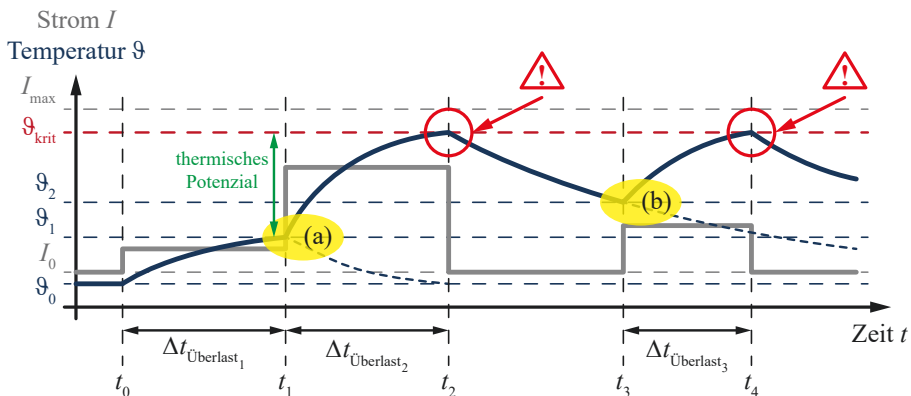


Abb. 4.5: Gestaffelter Abruf thermischer Potenziale (a) während des Erwärmungsvorgangs, (b) während des Abkühlvorgangs

Dabei wird das Kabel wie in **Abb. 4.5** gezeigt entweder bei Nicht-Erreichen der kritischen Temperatur beim Erwärmungsvorgang (vgl. **Abb. 4.5 (a)**) weiter überlastet oder das Kabel wird ausgehend von der Temperatur ϑ_2 während des Abkühlvorgangs erneut überlastet (vgl. **Abb. 4.5 (b)**). Die korrespondierenden Wertepaare Zeit/Temperatur sind in **Abb. 4.5** durch gelbe Markierungen hervorgehoben. Beim letztgenannten Vorgehen ist zu gewährleisten, dass das thermische Gleichgewicht des Bodens bei Verwendung von natürlichem Bodenmaterial nicht gefährdet wird. Der in **Abb. 4.5** exemplarisch gezeigte gestaffelte Abruf wird in dieser Arbeit nicht weiter erläutert, da die Berechnungsmethodik für die einzelnen Überlastphasen analog den vorgestellten Verfahren anwendbar ist.

Wird die kritische Temperatur während der Überlastdauer nicht erreicht, sind keine zusätzlichen Maßnahmen erforderlich. Sollte die kritische Temperatur innerhalb der festgelegten Zeitdauer $\Delta t_{\text{Überlast}}$ oder der Engpassdauer $\Delta t_{\text{Engpass}}$ bei Überlastung mit maximalem Strom erreicht werden, sind in der Vorschaurechnung Maßnahmen zur Reduktion der Temperatur zu allozieren. *Parallele Zusatzmaßnahmen* werden, wie in **Abb. 4.6 (a)** gezeigt, während der festgelegten Zeitdauer zeitgleich zur Kabelüberlastung eingesetzt, um ein Erreichen der kritischen Temperatur innerhalb der Überlastphase zu verhindern. *Ablösemaßnahmen* werden gemäß **Abb. 4.6 (b)** aktiviert, wenn die kritische Temperatur innerhalb der Engpassdauer bei Überlastung mit dem maximalen Strom erreicht wird und eine Beendigung der Überlastmaßnahme zur Abkühlung des Kabels und damit zur Wahrung der Betriebssicherheit notwendig ist.

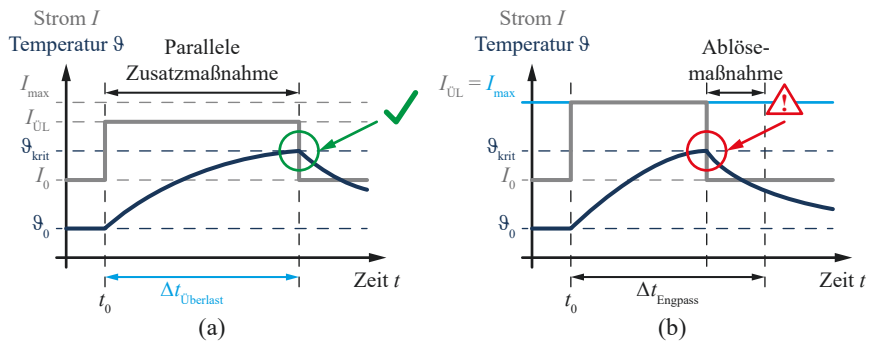


Abb. 4.6: (a) Überlastung für festgelegte Dauer, (b) Überlastung mit maximalem Strom

Unterscheidung der Überlastungsmaßnahmen

Für den Abruf während einer *festgelegten Zeitdauer* wird das Kabel, wie in **Abb. 4.6 (a)** gezeigt, so belastet, dass die kritische Temperatur innerhalb der Überlastdauer nicht oder nur am Ende erreicht wird. Nach der Überlastung reduziert sich der Stromfluss durch das Ende des Engpasses und das Kabel kühlt ab, ohne dass zusätzliche Entlastungsmaßnahmen einzusetzen sind. Mithilfe dieser Maßnahmendefinition können v. a. periodisch wiederkehrende Engpässe bspw. bedingt durch Einspeisespitzen aus Photovoltaik (PV)-Anlagen oder Lastspitzen aufgelöst werden.

Spitzenlastflüsse sind anhand von Prognosen in der Betriebsplanung bestimmbar, womit der Überlaststrom im Kabel so eingestellt werden kann, dass das Kabel die kritische Temperatur während der Überlastdauer nicht erreicht. Die Definition des maximalen Überlaststroms basiert auf der Lösung von (3.13), wobei die Zusammenhänge für die stationäre Anfangstemperatur ϑ_0 gemäß (3.15), die stationäre Endtemperatur ϑ_∞ gemäß (3.16) und den Wärmestrom Φ gemäß (3.17) eingesetzt werden. Die resultierende Gleichung wird nach dem Überlaststrom $I_{\text{ÜL}}$ umgestellt, nachdem der Systemoperator die Überlastdauer $\Delta t_{\text{Überlast}}$ als Eingangsparameter entsprechend der Vorschaurechnungsergebnisse festgelegt hat. Für die Berechnung des maximalen Überlaststroms wird zunächst die Konstante K_1 als Abkürzung für den Ausdruck auf der rechten Seite von (4.1) eingeführt.

$$K_1 = \frac{l}{\kappa \cdot \pi \cdot r_L^2} \cdot (R_{\text{thI}} + R_{\text{thE}}) \quad (4.1)$$

Eingesetzt in (3.13) ergibt sich der Ausdruck in (4.2).

$$\vartheta_L(t) = K_1 \cdot I^2 \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau}}\right) + K_1 \cdot I_0^2 \cdot e^{-\frac{t}{\tau}} + \vartheta_E \quad (4.2)$$

Umstellen von (4.2) ergibt die Definition des maximal möglichen Überlaststroms während einer festgelegten Überlastdauer gemäß (4.3).

$$I_{\text{ÜL,zul}} = \sqrt{\frac{\vartheta_L - \vartheta_E - K_1 \cdot I_0^2 \cdot e^{-\frac{t}{\tau}}}{K_1 \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau}}\right)}} \quad (4.3)$$

Hinsichtlich der Überlastfähigkeit sind zwei Fälle zu unterscheiden. Das mit dem Strom $I_{\text{ÜL,zul}}$ belastete Kabel kann entweder die zusätzliche Energiemenge vollständig übertragen ohne die kritische Temperatur innerhalb der definierten Zeitdauer zu erreichen oder es erwärmt sich im Intervall $\Delta t_{\text{Überlast}}$ auf die kritische Temperatur. Erreicht das Kabel die kritische Temperatur nicht, sind entsprechend des Entscheidungsbaums in **Abb. 4.4** keine parallelen Entlastungsmaßnahmen zu aktivieren. Ein Überschreiten der kritischen Temperatur durch unvorhergesehene Netzereignisse ist durch Besicherung der Überlastmaßnahme zu verhindern.

Sollte sich das Kabel durch Übertragung der zusätzlichen Energiemenge innerhalb der definierten Überlastdauer auf die kritische Temperatur ϑ_{krit} erwärmen, sind vor dem Maßnahmenabruf Entlastungsmaßnahmen zu allokalieren und aktivieren, die parallel zur Überlastung des Kabels abgerufen werden. Diese sind für die gesamte Überlastdauer zu besichern und entlasten das DC-Kabel soweit, dass es die kritische Temperatur innerhalb der Überlastdauer nicht erreicht. Damit wird nicht die gesamte Engpassenergie wie im Fall der Überlastung mit dem maximalen Strom durch das Kabel bereitgestellt, doch es findet eine Verstärkung der Abrufe konventioneller Entlastungsmaßnahmen statt. Das bedeutet, dass bspw. beteiligte konventionelle Kraftwerke über die gesamte Überlastdauer eine konstante Leistung abgeben können.

Gleichzeitig werden beteiligte Erzeugungseinheiten durch die vom DC-Kabel übertragene Energiemenge entlastet und haben dadurch mehr Handlungsspielraum bspw. für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen.

Die Überlastung für eine festgelegte Zeitdauer ist als SPS definiert, wobei die Stromflüsse für verschiedene Engpasszenarien mithilfe von (4.3) vorausberechnet werden können. Je nach Umweltbedingungen und Vorbelastung des Kabels sind über den Fahrplan die evtl. notwendigen parallelen Entlastungsmaßnahmen bestimmbar. Durch die Vorberechnung der Maßnahme kann die Bestimmung der Sensitivität auf den Engpass erfolgen. Liegen mehrere Engpässe zeitgleich vor, die durch das DC-Kabel aufgelöst werden können, ist der kritischste Engpass zu wählen, auf den das Kabel die höchste Sensitivität hat.

Für die Überlastung mit dem *maximalen Strom* ist die Maßnahme so definiert, dass aufgrund der inhärenten thermischen Reserven kurzzeitig eine hohe Leistung transportiert werden kann. Das Kabel darf aus betrieblichen Gründen maximal mit dem doppelten Nennstrom belastet werden. Anwendungsfälle für den Einsatz dieser Maßnahmendefinition sind aperiodisch auftretende Engpässe, die nicht in den Vorschauprozessen identifiziert werden konnten. Ist kurzfristig eine hohe Leistungsbereitstellung zur Engpassbehandlung notwendig, kann das Kabel die klassischen Redispatchprozesse ersetzen bzw. dem Operator „Zeit erkaufen“, um geeignete Maßnahmen zur Auflösung des Engpasses kurativ zu aktivieren. Er muss vor der Überlastung des Kabels jedoch prüfen, ob dieses bereits für weitere Maßnahmen eingeplant ist. Sollte dies der Fall sein, muss er beurteilen, ob die nach der kurzzeitigen Überlastung zur Verfügung stehende Abkühldauer ausreicht, um das Kabel vor einer geplanten Überlastung wieder auf den stationären Anfangszustand abzukühlen. Weiterhin muss die Sensitivität des Kabels auf den Engpass gewährleistet sein. Für die in **Abb. 4.7** gezeigte Definition gibt es zwei Ausprägungen. Bei Belastung des Kabels mit dem maximalen Strom liegt die Kabeltemperatur, wie in **Abb. 4.7 (a)** gezeigt, aufgrund der kurzen Engpassdauer unterhalb der kritischen Temperatur, während im Fall von **Abb. 4.7 (b)** die kritische Temperatur innerhalb der Engpassdauer $\Delta t_{\text{Engpass}}$ erreicht wird, was Ablösemaßnahmen bedingt.

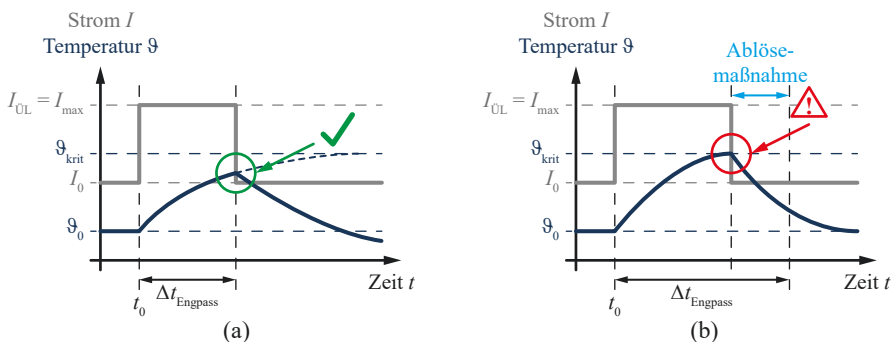


Abb. 4.7: Überbrückung der Engpassdauer $\Delta t_{\text{Engpass}}$ durch Überlastung mit I_{max} (a) kritische Temperatur wird nicht erreicht, (b) kritische Temperatur wird erreicht

Im ersten Fall gemäß **Abb. 4.7 (a)** wird die kritische Temperatur aufgrund der kurzen Engpassdauer $\Delta t_{\text{Engpass}}$ nicht erreicht. Damit müssen in den Vorschauprozessen keine Ablösemaßnahmen zur Entlastung des Kabels definiert werden. Tritt der in **Abb. 4.7 (b)** dargestellte zweite Fall ein, d. h. die kritische Temperatur wird innerhalb der prognostizierten Engpassdauer erreicht, müssen Ablösemaßnahmen zur Entlastung des Kabels aktiviert werden. Diese werden in einem Vorschauprozess allokiert und durch das Leitsystem automatisch bei Erreichen der kritischen Temperatur aktiviert, wie in der Prozessbeschreibung in Abschnitt 4.1.2.2 dargelegt.

4.1.2.2 Überlastung

Die Überlastphase gemäß **Abb. 4.8** stellt den Abruf der thermischen Reserven unter den in der Vorschaurechnung aus Abschnitt 4.1.2.1 spezifizierten Bedingungen dar.

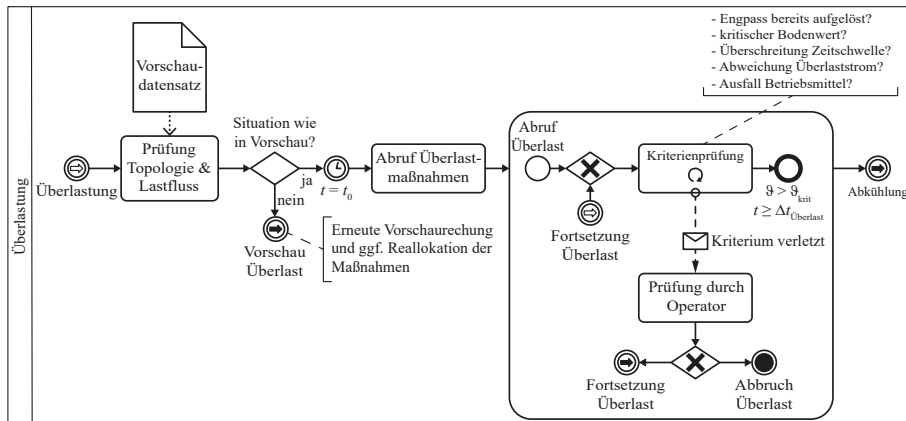


Abb. 4.8: Überlastprozess im Rahmen des Systemschutzkonzepts aus **Abb. 4.2**

Mit einem Zeitpuffer vor prognostiziertem Eintritt des Engpasses ist zu überprüfen, ob die Netztopologie und Lastflusssituation den Bedingungen der Vorschaurechnung entsprechen. Sollten Abweichungen zwischen prognostiziertem und tatsächlichem Zustand vorliegen, muss die Vorschaurechnung erneut durchgeführt und ggf. eine Reallokation der Maßnahmen vorgenommen werden. Stimmt die prognostizierte Situation mit der vorliegenden Netzsituation überein, kann der Abrufprozess wie definiert erfolgen.

Zum Zeitpunkt t_0 tritt der Engpass auf, wobei die vordefinierte Überlastmaßnahme nach Auftreten des Engpasses durch das Leitsystem gemäß den Fahrplänen automatisch aktiviert wird. Während der Kabelüberlastung werden die Erdbodentemperatur ϑ_E , der spezifische Erdbodenwärmewiderstand ρ_{thE} , die Kabeltemperatur ϑ_L und der Überlaststrom $I_{\text{ÜL}}$ kontinuierlich überwacht. Bei Anomalien eines dieser Werte sind Gegenmaßnahmen zu ergreifen, um die Systemsicherheit nicht zu gefährden. Zudem ist zu prüfen, ob der zu entlastende Engpass weiterhin vorliegt, damit das Kabel nicht unnötig überlastet wird.

Im Zuge der Kabelüberlastung kommt es durch den höheren Stromfluss im Kabel zu einer Erhöhung der magnetischen Felder in der direkten Umgebung des Kabels. Die Werte der magnetischen Flussdichte B für Kabel im Normalbetrieb müssen unter dem in § 3a der 26. Bundes-Immissionsschutzverordnung (BImSchV) spezifizierten Grenzwert für Gleichstromanlagen von $500 \mu\text{T}$ liegen [42]. Die magnetische Flussdichte um das Erdkabel kann mithilfe des Biot-Savart-Gesetzes oder mit dem Ansatz über das magnetische Vektorpotenzial \vec{A}_p berechnet werden. Beide Ansätze ergeben für einen Punkt P im Abstand r vom Leiter den Ausdruck für die magnetische Flussdichte B in (4.4).

$$B = \frac{\mu_0 \cdot \mu_r \cdot I}{2\pi \cdot r} \quad (4.4)$$

Der Wert der relativen Permeabilität μ_r des Erdbodens kann dabei, wie von Gräber in [82] erläutert, auf eins gesetzt werden, da sich diese Eigenschaft des Bodens nicht ändert. Die Induktionskonstante μ_0 ist nach [66] bestimmt mit $4\pi \cdot 10^{-7} \frac{\text{Vs}}{\text{Am}}$. Somit ergibt sich für einen maximalen Anfangsstrom von 2.000 A bei einer Legetiefe h des Kabels von 1 m an der Erdoberfläche eine magnetische Flussdichte von $400 \mu\text{T}$. Der Grenzwert wird für eine Belastung mit dem maximalen Betriebsstrom von 4.000 A überschritten, die magnetische Flussdichte beträgt hier $800 \mu\text{T}$. Wird die von Bangert in [69] für das Beispiel SuedLink genannte durchschnittliche Legetiefe von maximal $1,5 \text{ m}$ zugrunde gelegt, so ergibt sich bei maximalem Stromfluss im Überlastfall eine magnetische Flussdichte von $533 \mu\text{T}$ an der Erdoberfläche. Da dies eine Überschreitung des in [42] definierten Grenzwerts darstellt und der Raum über den Kabeltrassen „zum dauerhaften oder vorübergehenden Aufenthalt von Menschen“ [42] bestimmt ist, müssen Gegenmaßnahmen zur Reduktion der magnetischen Flussdichte getroffen werden. Eine Verringerung des Stromflusses ist für den angestrebten Überlastfall nicht möglich, weshalb eine Tieferlegung der Kabel notwendig wird. Die mindestens erforderliche Legetiefe zur Einhaltung des Grenzwerts „bei höchster betrieblicher Anlagenauslastung“ [42] kann durch Umstellen von (4.4) nach dem Abstand r zwischen Kabel und Erdoberfläche gemäß (4.5) abgeschätzt werden.

$$r \geq \frac{\mu_0 \cdot I}{2\pi \cdot B} \quad (4.5)$$

Für den betrachteten Maximalstrom von 4.000 A müssen die Kabel zur Einhaltung des Grenzwerts von $500 \mu\text{T}$ an der Erdoberfläche in einer Tiefe von mindestens $1,6 \text{ m}$ gelegt werden. Diese Tiefe liegt lediglich $0,1 \text{ m}$ unterhalb der angestrebten Legetiefe für DC-Kabel und kann deshalb für die Bauphasen berücksichtigt werden. Je tiefer die Kabellegung erfolgt, desto geringer ist einerseits die Wirkung des Magnetfelds an der Erdoberfläche. Weiterhin liegen verbesserte Bodeneigenschaften durch niedrigere Erdbodentemperaturen und tendenziell größere Wärmeleitfähigkeiten durch höhere Bodenfeuchte vor. Andererseits steigt bei tieferen Gräben der Aufwand zur Kabellegung durch Sicherungsmaßnahmen der Grabenwände während der Bauphase und zur Kabelwartung im Störfall.

Sobald die kritische Temperatur erreicht oder die Überlastdauer abgelaufen ist, endet der Abruf der thermischen Reserven und die Abkühlung gemäß Abschnitt 4.1.2.3 beginnt.

4.1.2.3 Abkühlung

Der Abkühlvorgang gemäß **Abb. 4.9** startet, sobald das Kabel entweder die kritische Temperatur der Isolierung überschreitet oder die vordefinierte Überlastdauer abgelaufen ist. Die Abkühlung des Kabels erfolgt dabei auf eine den Umweltbedingungen angepasst zu definierende Temperatur, die so zu wählen ist, dass das thermische Gleichgewicht des Bodens wiederhergestellt werden kann.

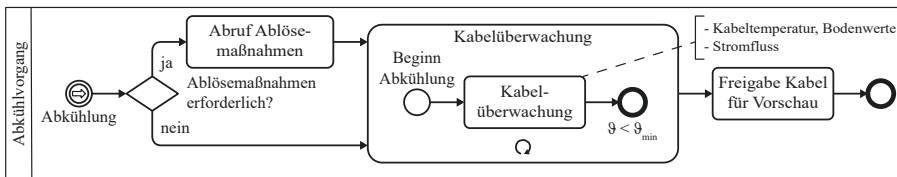


Abb. 4.9: Abkühlprozess im Rahmen des Systemschutzkonzepts aus **Abb. 4.2**

Zunächst ist die Abkühlung erforderlich, um die *elektrische Betriebssicherheit* des Kabels zu wahren. Wird das Kabel nahe der kritischen Temperatur betrieben, kommt es zu thermischen Veränderungen im Isolierungsmaterial. Dies kann dazu führen, dass sich die Isolierung bspw. durch Erweichung bei Temperaturen nahe der kritischen Temperatur verformt, wodurch zwischen Leiter, innerer Leitschicht und Isolierung Hohlräume entstehen können. Da die Hohlräume eine geringere elektrische Festigkeit als das Isolierungsmaterial aufweisen, kann es dort zu elektrischen Entladungen kommen, die das Isolierungsmaterial mit der Zeit schädigen. Sollte sich der Schaden durch die Fortpflanzung der Entladungen in das Isolierungsmaterial vergrößern, kommt es zum Durchschlag, die Isolierung ist dauerhaft geschädigt und das Kabel muss in diesem Abschnitt aufgrund fehlender Selbstheilungseffekte ersetzt werden.

Neben der elektrischen wird durch eine definierte Abkühlung auch die *thermische Betriebssicherheit* gewährleistet. Das bedeutet zum einen, dass durch die Abkühlung des Kabels das thermische Gleichgewicht des Erdbodens gewahrt wird, indem das durch Dampfdiffusion während des Erwärmungsvorgangs entstandene Feuchtigkeitsgefälle durch den Kapillareffekt wieder ausgeglichen werden kann. Ist dieser Prozess nicht gewährleistet, stellt sich eine dauerhafte Entfeuchtung des Bereichs um das Kabel ein, was zu einer Verringerung der Wärmeleitfähigkeit des Bodens in direkter Kabelumgebung führt. Sind die Temperatursensoren im Boden nicht in direkter Kabelumgebung installiert, kann es dazu kommen, dass für den Boden eine höhere Wärmeleitfähigkeit angenommen wird, obwohl der die Erwärmungsdauer bestimmende Bereich des Bodens in direkter Kabelumgebung bereits stärker ausgetrocknet ist und damit eine geringe Wärmeleitfähigkeit aufweist. Aufgrund der unterschiedlichen Bodeneigenschaften entlang einer Trasse kann es zu örtlich begrenzten Austrocknungen kommen. Sollten diese außerhalb des Überwachungsbereichs der Sensoren liegen, werden die thermischen Betriebsmittelreserven an diesen Stellen überschätzt. Nachdem die thermischen Betriebsmittelreserven der gesamten Trasse jedoch durch die geringsten Reserven bestimmt werden, führt dies zu einer Überschätzung für das Gesamtsystem.

Das Phänomen der Bodenaustrocknung in direkter Kabelumgebung beschreibt Brakelmann in [71], wobei er den Übergang von feuchtem zu trockenem Boden im Zweischichtmodell durch Überschreiten einer kritischen Übertemperatur $\Delta\vartheta_{cr}$ im Bereich von 10 bis 20 K bzw. Unterschreiten eines kritischen Feuchtwerts definiert. Die kritische Übertemperatur $\Delta\vartheta_{cr}$ wird dabei, wie in **Abb. 4.10 (a)** dargestellt, ausgehend von der Erdoberfläche mit einem Referenzwert $\Delta\vartheta$ von 0 K in Richtung des Kabels bestimmt. Die in **Abb. 4.10 (a)** schematisch gezeigte Form des Trockenbereichs um das Kabel leitet sich aus dem wärmeohmschen Gesetz ab. Auf jedem Punkt der Isotherme $\Delta\vartheta_{cr}$ liegt eine konstante Temperatur vor und der Wärmestrom Φ ändert sich aufgrund der gleichbleibenden Verlustleistung im stationären Kabelbetrieb nicht. Die Bedingung eines konstanten Wärmewiderstands manifestiert sich in der exzentrischen Form der Isotherme um das Kabel. Eine mathematische Beschreibung dieser Bedingung zeigt Heinhold in [43]. In der Realität findet bei der Anwendung des Zweischichtmodells kein Sprung der Wärmeleitfähigkeit vom feuchten zum ausgetrockneten Boden statt wie in **Abb. 4.10 (b)** schematisch dargestellt, es handelt sich viel mehr um einen graduellen Übergang zwischen ausgetrocknetem und feuchtem Bereich. Für die Bestimmung der Bodeneigenschaften ist die direkte Messung der angestrebte Weg. Da dies nicht auf der gesamten Trassenlänge möglich ist, können für die Bestimmung der Bodenparameter die von Brakelmann in [71] vorgeschlagenen Modelle genutzt werden, da durch Messungen die Kabeltemperatur und gemäß des DWD-Bodenfeuchteatlas die Bodenfeuchte für die Vergangenheit bekannt sind.

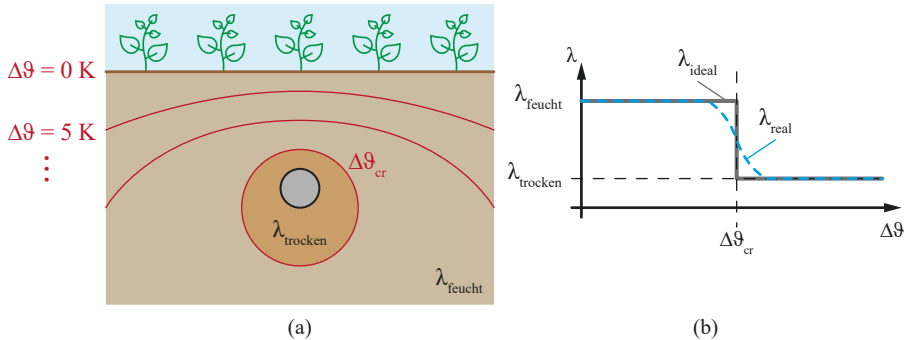


Abb. 4.10: (a) Kabel mit schematischen Grensisothermen in Anlehnung an [71], (b) Verlauf der Wärmeleitfähigkeit im Zweischichtmodell

4.1.3 Voraussetzungen und Einflussgrößen

Um die thermischen Betriebsmittelreserven für den Systemschutz anwenden zu können, sind die Voraussetzungen gemäß **Abb. 4.11** zu erfüllen.

Zunächst darf die Überlastung des Kabels die Systemsicherheit nicht gefährden. Zum einen muss gewährleistet werden, dass die Auflösung eines Engpasses durch Nutzung der thermischen Betriebsmittelreserven keine weiteren Engpässe hervorruft.

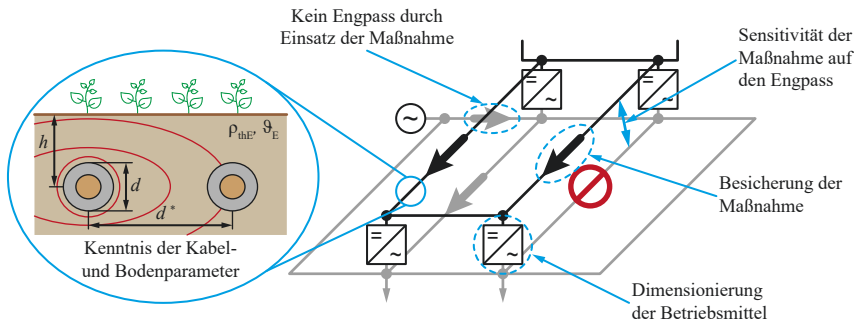


Abb. 4.11: Voraussetzungen zur Anwendung des Systemchutzprozesses

Dies wäre z. B. der Fall, wenn ein Engpass im AC-Netz aufgelöst wird, wodurch jedoch Zuleitungen zu den Umrichterstationen überlastet werden. Zum anderen ist zu prüfen, wie sich der bei einem Kabelausfall voraussichtlich auftretende Winkelsprung bei Kommutierung der Lastflüsse des Kabels ins AC-Netz auf die Stabilität des unterlagerten Netzes auswirkt.

Des Weiteren ist die Überlastmaßnahme, wie bspw. die Primärregelleistung (PRL) (engl. Frequency Containment Reserve (FCR)) und Sekundärregelleistung (SRL) (engl. Frequency Restoration Reserve (FRR)) im AC-Netz, aufgrund der Lastflüsse von bis zu 4 GW zu besichern. Laut SO GL Art. 156 Abs. 4 muss ein PRL-Anbieter „die kontinuierliche Verfügbarkeit der FCR während des Zeitraums sicherstellen, innerhalb dessen er zur FCR-Bereitstellung verpflichtet ist, mit der Ausnahme störungsbedingter Nichtverfügbarkeiten einer FCR-Einheit“ [77]. Eine ähnliche Formulierung findet sich für die SRL in Art. 158 Abs. 2 SO GL, wobei hier die „sichere und geschützte Bereitstellung von FRR“ [77] gefordert ist. Der Betreiber des DC-Kabels muss also dafür sorgen, dass das System während der Überlastung zur Verfügung steht. Im Falle einer absehbaren Nichtverfügbarkeit muss er adäquaten Ersatz beschaffen, um die Auflösung des Engpasses zu gewährleisten.

Weiterhin müssen die Umrichter so dimensioniert sein, dass ein erhöhter Stromfluss während der Kabelüberlastung das BM nicht überlastet. Dafür kann zum einen eine Überdimensionierung des Umrichters erfolgen, sodass im Normalfall nicht die volle Kapazität genutzt wird. Zum anderen ist eine geringere Belastung der HGÜ-Strecke im Normalfall möglich, sodass Überlastkapazitäten inhärent freigehalten werden. Nicht nur die Umrichter müssen der erhöhten Belastung im Überlastfall standhalten, auch die anderen BM wie Freileitungen oder Leistungsschalter sind für die Höherauslastung zu dimensionieren. Dies betrifft nicht nur die Stromtragfähigkeit der BM, sondern auch die Einstellungen von Schutzgeräten. Löst das Gerät auf einen bestimmten Überlaststrom aus, ist zu gewährleisten, dass im Falle einer gezielten Kabelüberlastung keine Auslösung erfolgt.

Das DC-Netz bzw. zur Verfügung stehende DC-Kabelsystem muss sensitiv auf den Engpass im AC- oder DC-Netz wirken. Aufgrund der Abkühl dauern des Kabels bis zu einem halben Tag ist eine Überlastung nur dann sinnvoll, wenn die zur Behebung des Engpasses benötigte Energiemenge zum Großteil über das Kabel zur Verfügung gestellt werden kann.

Aufgrund des hohen Vermaschungsgrads im bestehenden AC-Netz ist die Sensitivität der Entlastungsmaßnahme für diesen Anwendungsfall zu prüfen und ggf. alternative Entlastungsmaßnahmen zu wählen, um die thermischen Kabelreserven wirkungsorientiert einzusetzen.

Um eine schädigende Überlastung des Kabels verhindern zu können, müssen für die Erstellung des thermischen Modells die Parameter des realen Kabels bekannt sein. Sollte sich eine Abweichung zwischen vollständigem und vereinfachtem Modell ergeben, kann diese bspw. durch einen Korrekturfaktor – für das in Kapitel 3 entworfene Modell ist dieser für den Worst-Case der Parameter gemäß **Tab. A.1** gleich 1,25 – bereinigt werden. Der Korrekturfaktor ist gleichzeitig Ausdruck eines Sicherheitsfaktors für die Unterschätzung der thermischen Betriebsmittelreserven. Des Weiteren sind die thermischen Eigenschaften des Erdbodens, also spezifischer Erdbodenwärmewiderstand und Erdbodentemperatur, entlang der zu überlastenden Trasse zu bestimmen. Dabei wäre eine hochauflösende, ortsabhängige Messung von Vorteil, welche aufgrund der großen Längen und damit der hohen Anzahl an Sensoren aus wirtschaftlicher Sicht nicht umsetzbar ist. Vielmehr sind die thermischen Bodeneigenschaften aus den Messwerten der Kabeltemperatur und dem bestehenden Netzwerk an Bodenmessstationen abzuleiten.

4.1.4 Eingliederung in die bestehende Systemführungslandschaft

Die Ermittlung der thermischen Betriebsmittelreserven kann flexibel in die bestehenden Systemführungsprozesse eingegliedert werden. Die Vorschauprozesse sind dabei um Engpassbetrachtungen und Berechnungen der thermischen Reserven im DC-Netz zu erweitern. Die zur Abschätzung der thermischen Betriebsmittelreserven notwendigen Daten liegen der Betriebsplanung bereits heute vor. So kann der Kabelstrom für die Vorschauprozesse aus dem gemäß SO GL verpflichtend zu liefernden Fahrplan des DC-Kabels bestimmt werden. Die Engpassströme im AC- und DC-Netz ergeben sich aus der Analyse der Vorschaudatensätze, während die Umgebungsbedingungen für das Kabel im Vorschauprozess anhand eines Referenzdatensatzes ermittelt werden können. Im Echtzeitbetrieb erfolgt die Überwachung der Kabeltemperatur und des Kabelstroms analog zu den bereits existierenden Freileitungen.

Der Abruf der thermischen Reserven für eine festgelegte Überlastdauer sollte in der (D-1)- oder (D-0)-Vorschaurechnung geplant werden, da mit dieser Maßnahme eine Überbrückung langer Zeiträume möglich ist und evtl. gleichzeitig konventionelle Erzeugungseinheiten mit einer Anfahrtdauer bis zu einigen Stunden für den Abruf von parallel notwendigen Maßnahmen angefordert werden müssen [83]. Die thermischen Betriebsmittelreserven der DC-Kabel sind bei der Engpassbehandlung zusätzlich zu den Entlastungsmaßnahmen bspw. in Form von Redispatch, die von konventionellen Kraftwerken angeboten werden, zu berücksichtigen. Die thermischen Reserven der Kabel stehen dabei am Anfang der Merit-Order-Liste, denn sie sind kostenfrei abrufbar. Bei der Engpassbehebung für eine festgelegte Zeitdauer sind die Abkühlzeiten der Kabel zu beachten, die im Bereich eines halben Tages liegen können. Damit stehen die Überlastmaßnahmen ca. zweimal am Tag zur Verfügung.

Sind im Echtzeitbetrieb Reserven notwendig, um einen Engpass ad-hoc zu behandeln, kann das Verfahren zur Kabelüberlastung mit dem maximalen Strom eingesetzt werden. Voraussetzung ist, dass das Kabel zu diesem Zeitpunkt in keiner anderen Maßnahme eingebunden ist und die Abkühldauer ausreicht, um das Kabel vor einem geplanten Abruf auf den definierten Anfangszustand abzukühlen. Während der Kabelerwärmung hat der Systemoperator Zeit, kurative Maßnahmen zur Engpassbehandlung zu aktivieren.

Zur Bestimmung der thermischen Reserven muss u. U. die Genauigkeit des zugrundeliegenden Kabelmodells erhöht werden, da z. B. das zweite Kabel im Graben bei geringen Abständen und großem spezifischen Erdbodenwärmewiderstand die Erwärmungsdauer im Vergleich zur Betrachtung eines einzelnen Kabels reduziert. Sofern möglich, kann ein komplexeres Kabel- und Erdbodenmodell eingesetzt werden, wobei das in dieser Arbeit erstellte Modell die thermischen Reserven für die gezeigten Anwendungsfälle im Vergleich zum vollständigen Modell unterschätzt. Soll das Kabelmodell in eine Optimierungsrechnung eingebunden werden, ist ein möglichst einfaches Modell zu verwenden, um den Rechenaufwand zur Ermittlung der Kabeltemperatur zu reduzieren.

Für den Betrieb des DC-Netzes ist zu klären, ob die DC-Kabel durch einen separaten Systemoperator verwaltet werden oder ob die Kabel, wie heute bspw. für das Offshore-DC-Kabel KONTEK zwischen Deutschland und Dänemark [84], von einem oder mehreren zuständigen ÜNB betreut werden. Der Kabelverantwortliche muss dann die für den Überlastprozess geforderte Besicherung der Engpassleistung gewährleisten.

4.2 Potenzialanalyse der Systemschutzmethode

Dieser Abschnitt zeigt die Potenziale der Systemschutzmethode anhand typischer Szenarien, wie sie im integrierten AC-DC-System vorkommen können, auf. Zunächst wird in Abschnitt 4.2.1 eine Überlastung mit dem maximalen Strom untersucht, während Abschnitt 4.2.2 die Leistungsbereitstellung für eine festgelegte Zeitdauer betrachtet.

Bevor die Szenarien analysiert werden, sei zunächst das zugrundeliegende Einliniendiagramm in **Abb. 4.12** eingeführt.

Das Einliniendiagramm in **Abb. 4.12** beschreibt den Ausgangszustand des Gesamtsystems. Dabei ist das AC-Netz als unterlagertes System in grau dargestellt, wobei ein konventionelles Kraftwerk (unten rechts) und ein Onshore-Windpark (oben links) als Erzeugungseinheiten angeschlossen sind. Der Lastfluss im AC-Netz ist gekennzeichnet durch die dicken grauen Pfeile. Das überlagerte DC-Netz besteht aus zwei parallelen Kabelstrecken, die an den Ein- bzw. Ausspeisepunkten durch je eine DC-Verbindung zwischen den Umrichtern zu einer Masche verbunden werden. Der Lastfluss ist für Betrachtungen in den folgenden Abschnitten durch einen blauen und orangen Pfeil auf den Verbindungen gekennzeichnet. An die Einspeisepunkte angeschlossen ist ein weiteres AC-System (oben links) und ein Offshore-Windpark (oben rechts).

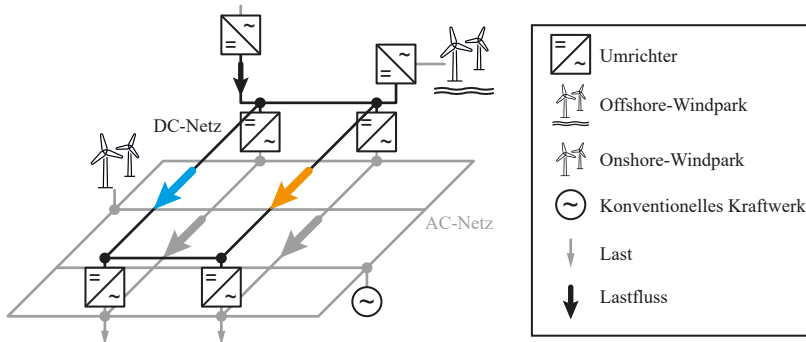


Abb. 4.12: Einliniendiagramm des vermaschten HGÜ-Overlaynetzes (schwarz) mit unterlager-tem AC-Netz (grau)

Die zwei betrachteten Kabelsysteme mit einer Gesamtkapazität von jeweils 2 GW bestehen aus je zwei Kabeln mit ± 525 kV Nennspannung. Für die monetären Betrachtungen in den folgenden Abschnitten wird zur Vermeidung einer Überschätzung der Einsparungen durch Ausnutzung der thermischen Überlastpotenziale mit dem sich im Basisfall bei einer Übertragungsleistung von 1 GW und Nennspannung 525 kV einstellenden Strom von 1.905 A gerechnet.

4.2.1 Bereitstellung einer festgelegten Leistung

Szenariendefinition

Die Anwendungsfälle zur Untersuchung des vereinfachten Kabelmodells im Systemumfeld werden basierend auf den vier Szenarien gemäß **Tab. 4.1** definiert. **Tab. 4.2** fasst die Ergebnisse der Anwendungsfälle am Ende dieses Abschnitts zusammen.

Tab. 4.1: Szenarien zur Potenzialanalyse der thermischen Betriebsmittelreserven

Nr.	Szenario	ϑ_E in $^{\circ}\text{C}$	ρ_{thE} in $\frac{\text{m}\cdot\text{K}}{\text{W}}$
1	Sommer, trocken	15	2,0
2	Sommer, feucht	15	1,0
3	Winter, trocken	5	2,0
4	Winter, feucht	5	1,0

Die durchschnittliche Bodentemperatur für das Sommerszenario beträgt 15°C , wobei im Szenario *Sommer, trocken* eine stärkere Austrocknung des Bodens angenommen wird als in Szenario *Sommer, feucht*. Der spezifische Erdbodenwärmewiderstand für trockenen und feuchten Boden ist aus IEC 60287-3-1 übernommen [35] und liegt im Bereich der typischen Bodenmaterialien gemäß **Tab. 3.2**. Das DC-Netz sei aufgrund der Einspeisung aus erneuerbaren Quellen hoch ausgelastet.

Durch den Klimawandel könnte sich die Auslastung des DC-Netzes in den nächsten Jahren noch verstärken, da konventionelle Kraftwerke durch die Reduktion des Pegelstands von Flüssen weniger Brennstoffe auf dem Wasserweg erhalten oder durch hohe Flusstemperaturen die Leistungsabgabe drosseln müssen, um mit der Kühlwasserrückführung den Fluss nicht zu überhitzen [85]. Weiterhin ist eine verstärkte Austrocknung der Böden zu erwarten, was in Kapitel 5 diskutiert wird. Für alle Szenarien gemäß **Tab. 4.1** wird die Topologieänderung wie in **Abb. 4.13** angenommen.

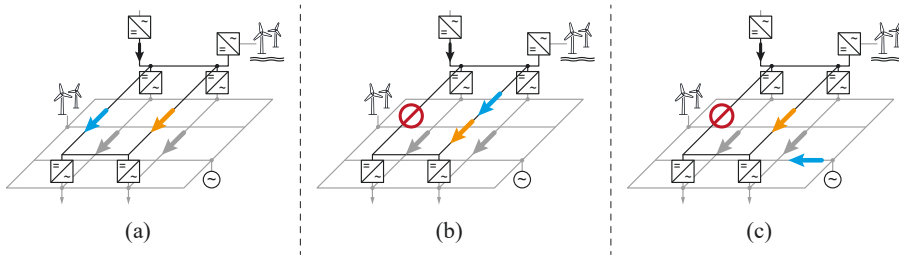


Abb. 4.13: Engpass im HGÜ-Overlaynetz mit Nichtverfügbarkeit des linken Kabelsystems

Ausgehend von einer gleichmäßigen Belastung beider Kabelsysteme in **Abb. 4.13** (a) mit einer Übertragungskapazität von je 2 GW fällt das linke Kabelsystem aus, wodurch die Kabel des rechten Systems mit dem doppelten Strom von $I_{\text{ÜL}} = 3.810 \text{ A}$ belastet werden (vgl. **Abb. 4.13** (b)). Nach der Überlastung erfolgt die Abkühlung des Kabels, sofern notwendig, wie in **Abb. 4.13** (c) dargestellt durch die Aktivierung von Ablösemaßnahmen bspw. im Kraftwerk unten rechts.

Das Potenzial der Überlastung mit dem maximalen Strom wird anhand des Szenarios *Sommer, trocken* aufgezeigt, während die Ergebnisse der Szenarien 2 bis 4 gemäß **Tab. 4.1** in **Tab. 4.2** zusammengefasst dargestellt werden.

DC-Kabelausfall im Szenario *Sommer, trocken*

Für das Szenario *Sommer, trocken* stellt sich der Anfangszustand aus **Abb. 4.14** ein.

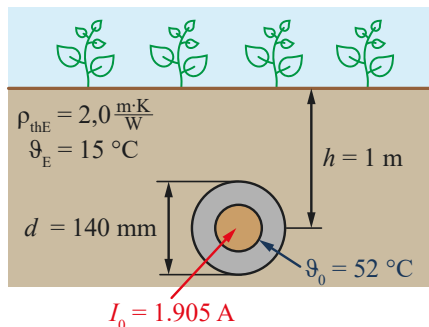


Abb. 4.14: Anfangszustand für Überlastzyklus im Szenario *Sommer, trocken*

Die stationäre Anfangstemperatur ϑ_0 des Kabels beträgt 52 °C bei einem Anfangsstrom I_0 von 1.905 A , während sich das Kabel bei den Umgebungsbedingungen gemäß Szenario *Sommer, trocken* aus **Tab. 4.1** bei unendlich langer Belastung mit dem doppelten Nennstrom auf eine stationäre Endtemperatur ϑ_∞ von 164 °C erwärmen würde. Die Erwärmung auf die kritische Temperatur ϑ_{krit} von 90 °C dauert für diesen Betriebsfall 117 min . Die während der Kabelerwärmung durch das Kabelsystem transportierte Energiemenge W_{90} , berechnet sich gemäß (4.6). Dabei wird für das Szenario *Sommer, trocken* die Engpassleistung P_{Engpass} des linken Kabelsystems von 2 GW vollständig kompensiert.

$$W_{90} = P_{\text{Engpass}} \cdot \frac{t_{90} \text{ in min}}{60 \frac{\text{min}}{\text{h}}} \quad (4.6)$$

Einsetzen der Erwärmungsdauer in (4.6) ergibt für das Kabelsystem aus zwei Kabeln eine gesparte Energiemenge W_{90} von insgesamt 3.900 MWh . Das ist mehr Energie als bspw. das Braunkohlekraftwerk Lippendorf in zwei Stunden bei Volllast beider Blöcke zu je $891\text{ MW}_{\text{el}}$ abgeben kann [86]. Um den monetären Wert der Einsparung zu ermitteln, wird der durchschnittliche Spotpreis für die Jahreszeitscheibe Mai 2022 bis Mai 2023 sowie der durchschnittliche Spotpreis zwischen Januar 2010 und Dezember 2020 zugrunde gelegt [87]. Mit der Mittelung des Spotpreises über die Jahre 2010 bis 2020 werden die Auswirkungen der Energiepreiserhöhung ab September 2021, bedingt durch hohe Kosten für Primärenergieträger, herausgerechnet, um eine Abschätzung des Nutzens für langjährig durchschnittliche Strompreise zu erhalten.

Wird die gesparte Energiemenge W_{90} während der Erwärmung auf die kritische Temperatur mit dem Mittelwert des Spotpreises für das letzte Jahr von ca. 202 €/MWh gemäß **Abb. A.3** multipliziert, ergibt sich für das Szenario *Sommer, trocken* eine Einsparung von ca. 788.000 € . Für den mittleren Spotpreis 2010 bis 2020 von ca. 42 €/MWh gemäß **Abb. A.4** liegt die Einsparung bei ca. 164.000 € . Die Abkühlung des Kabels erfolgt im Anschluss der Überlastung durch das natürliche Ende des Engpasses oder die Aktivierung von Ablösemaßnahmen, wenn der Engpass weiterhin vorliegt. Sollte der Engpass mit Ende der Überlastdauer nicht aufgelöst sein, kommen zusätzlich zur o. g. Einsparung Kosten für die Engpassbehandlung während der Kabelabkühlung hinzu.

Wird das Kabel während der Abkühlung mit dem Anfangsstrom von 1.905 A betrieben, dauert die Abkühlung von der kritischen Temperatur auf 60 °C für konstante Bodenverhältnisse ca. 445 Minuten bzw. $7,5\text{ Stunden}$. Zusätzlich zur reinen Abkühldauer auf 60 °C kann sich die Zeitdauer zur Wiederherstellung des thermischen Gleichgewichts im Boden weiter verlängern. Während der Abkühlung steht das Kabel zwar uneingeschränkt für den Normalbetrieb, aber nur eingeschränkt für den Überlastbetrieb zur Verfügung. Für die Berechnung der Kosten während des Abkühlvorgangs sind zwei Fälle zu unterscheiden. Im ersten Fall fallen keine Kosten an, da das Kabel entweder die kritische Temperatur innerhalb der zu überbrückenden Engpassdauer nicht oder erst am Ende erreicht. Für diesen Fall sind keine kostenverursachenden Entlastungsmaßnahmen zu aktivieren. Wird im zweiten Fall die kritische Kabeltemperatur während der Engpassdauer erreicht, müssen Entlastungsmaßnahmen für den Abkühlprozess bereitgestellt werden.

Für das Beispiel in diesem Abschnitt wird davon ausgegangen, dass das Kabel während der Abkühlung nicht erneut überlastet wird und die Entlastungsmaßnahmen für die Engpassleistung von 2 GW über die gesamte Abkühldauer bereitgestellt werden müssen. Für den Strompreis zwischen Mai 2022 und Mai 2023 bedeutet dies bei einer Abkühldauer von 445 min Kosten i. H. v. ca. 3 Mio. €, während sich für den Durchschnittspreis 2010-2020 Kosten von 0,6 Mio. € ergeben. D. h. durch die Nutzung der kostenfrei zur Verfügung stehenden thermischen Betriebsmittelreserven können die Kosten für die Entlastung des Engpasses im Vergleich zur Engpassbehandlung ohne die Kabelreserven um ca. 20 % reduziert werden.

Abb. 4.15 fasst die Ergebnisse des Überlastzyklus für das Szenario *Sommer, trocken* zusammen.

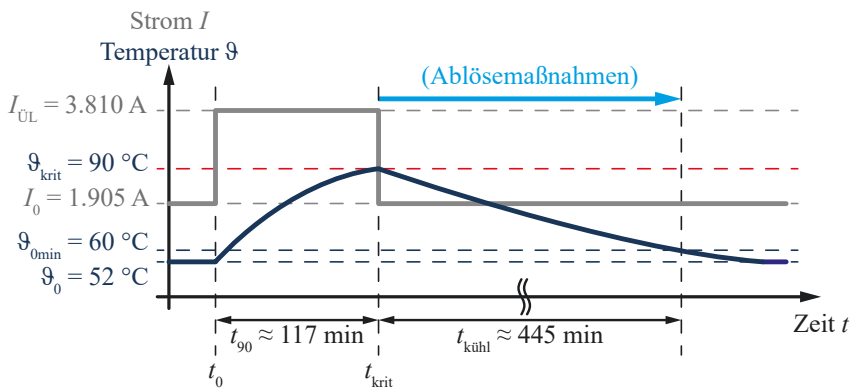


Abb. 4.15: Zusammenfassung des Überlastzyklus im Szenario *Sommer, trocken*

Zusammenfassung der Szenarien

Die Auswertung der Szenarien *Sommer, feucht*, *Winter, trocken* und *Winter, feucht* erfolgt analog zum Szenario *Sommer, trocken*. **Tab. 4.2** fasst die Ergebnisse der Szenarienauswertung zusammen.

Tab. 4.2: Auswertung der Szenarien gemäß **Tab. 4.1**

	Sommer		Winter	
	trocken	feucht	trocken	feucht
ϑ_0 in °C	52	40	42	30
ϑ_∞ in °C	164	116	154	106
t_{90} in min	117	204	158	295
P_{Ausfall} in MW	2.000			
W_{90} in MWh	3.900	6.786	5.274	9.836

Fortsetzung von **Tab. 4.2**

		Sommer		Winter	
		trocken	feucht	trocken	feucht
Einsparung in €	05-22 bis 06-23	0,8 Mio.	1,4 Mio.	1,1 Mio.	2,0 Mio.
	2010 bis 2020	0,2 Mio.	0,3 Mio.	0,2 Mio.	0,4 Mio.

Wie in Kapitel 3 gezeigt, haben der spezifische Erdbodenwärmewiderstand und die Erdbodentemperatur einen deutlichen Einfluss auf die Erwärmungsdauer. Mit Verkleinerung der Erdbodentemperatur um 10 K zwischen dem Szenario *Sommer, trocken* und *Winter, trocken* verringern sich die stationäre Anfangs- und Endtemperatur um 10 K, während eine Reduktion des Erdbodenwärmewiderstands für den Vergleich *Sommer, trocken* zu *Sommer, feucht* eine Reduktion der Anfangstemperatur um 12 K zur Folge hat. Dies zeigt die Bedeutung des Erdbodenwärmewiderstands für den Erwärmungsvorgang. Die größte Energiemenge kann für das Szenario *Winter, feucht* übertragen werden, da hier sowohl die Erdbodentemperatur als auch der spezifische Erdbodenwärmewiderstand ihr Minimum erreichen.

4.2.2 Überbrückung einer festgelegten Zeitdauer

Die Methode zur Überbrückung einer festgelegten Zeitdauer ist beschrieben durch einen der Engpassdauer angepassten Stromfluss $I_{\text{ÜL,zul}}$, sodass die kritische Temperatur erst am Ende der Engpassdauer erreicht wird. Sollte der zulässige Überlaststrom bei kurzen zu überbrückenden Zeitdauern über dem maximal zulässigen Kabelstrom liegen, wird der Überlaststrom auf $2 \cdot I_{\text{nenn}}$ begrenzt. Die evtl. fehlende Leistung zur vollständigen Kompensation der Engpassleistung bei verringertem Überlaststrom während der festgelegten Zeitdauer wird gemäß **Abb. 4.16** parallel zur Überlastung des Kabels bspw. durch Erzeugungseinheiten bereitgestellt.

Der maximal mögliche Stromfluss im Kabel wird für die festgelegte Zeitdauer mithilfe von (4.3) gemäß (4.7) berechnet.

$$I_{\text{ÜL,zul}} = \sqrt{\frac{\vartheta_{\text{L}} - \vartheta_{\text{E}} - \frac{I_0^2 \cdot (R'_{\text{thL}} + R'_{\text{thE}})}{\kappa \cdot \pi \cdot r_{\text{L}}^2} \cdot e^{-\frac{\Delta r_{\text{Überlast}}}{\tau}}}{\frac{R'_{\text{thL}} + R'_{\text{thE}}}{\kappa \cdot \pi \cdot r_{\text{L}}^2} \cdot \left(1 - e^{-\frac{\Delta r_{\text{Überlast}}}{\tau}}\right)}}} \quad (4.7)$$

Zum monetären Vergleich des Abrufs für eine festgelegte Zeitdauer mit der Methode einer Überlastung mit dem maximalen Strom wird wieder der Engpass im Szenario *Sommer, trocken* mit dem Anfangszustand gemäß **Abb. 4.14** betrachtet. Der Engpass wird beschrieben durch den Ausfall eines Kabelsystems in der Masche des DC-Netzes, wie in **Abb. 4.13** dargestellt. Die im rechten Kabelsystem zu übertragende Leistung beträgt 2 GW, wobei die Engpassdauer zwischen 15 min und 510 min variiert wird.

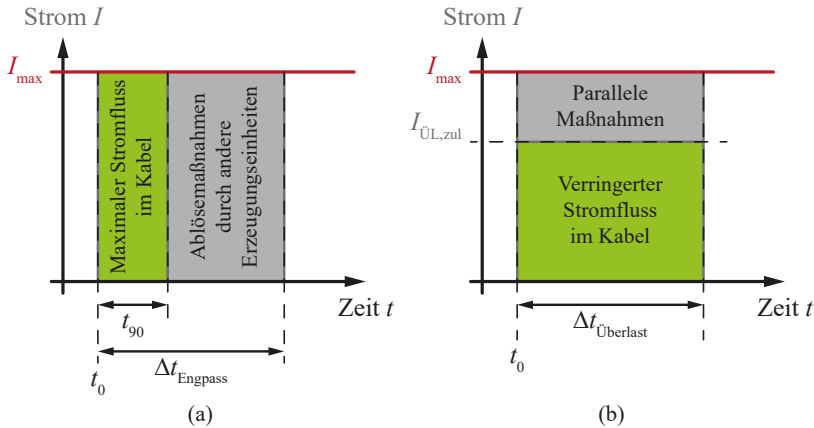


Abb. 4.16: Überlast (a) mit maximalem Strom, (b) für festgelegte Zeitdauer

Für das Szenario *Sommer, trocken* ergibt sich für die in dieser Untersuchung maximale Engpassdauer $\Delta t_{\text{Überlast}}$ von 510 min ein zulässiger Überlaststrom von 2.837 A, d. h. jedes Kabel wird mit 932 A über dem Strom im stationären Anfangszustand belastet. Die Leistung, die das verbleibende Kabelsystem bereitstellen kann, liegt gemäß (4.8) bei 979 MW.

$$P_{\text{ÜL, Sys}} = 2 \cdot I_{\text{ÜL, zul}} \cdot U_{\text{nenn}} \quad (4.8)$$

Nachdem die Engpassleistung von 2 GW über die gesamte Engpassdauer von 510 min bereitgestellt werden soll, muss die verbleibende Leistung von 1.021 MW bspw. durch Erzeugungseinheiten zur Verfügung gestellt werden. Die bereitzustellende Energie ergibt sich durch Multiplikation der verbleibenden Leistung mit der Engpassdauer von 510 min zu 8,7 GWh. Dies resultiert in Kosten i. H. v. ca. 1,8 Mio. € für den mittleren Strompreis von Mai 2022 bis Mai 2023.

Abb. 4.17 zeigt den Vergleich der Kosten für die kurzzeitige Überlastung mit dem maximalen Strom gemäß Abschnitt 4.2.1 im Vergleich zu den Kosten für die festgelegte Überlastdauer für ausgewählte Zeitdauern. Die Kosten für den Fall des maximalen Stroms berechnen sich aus der bereitzustellenden Energiemenge zwischen dem Erreichen der kritischen Temperatur und dem Ende des Engpasses. Die Abszisse des Diagramms beginnt mit einem Wert von 120 min, denn die Berechnung erfolgt in für die Systemführung typischen Intervallen Δt von 15 min. Für Erwärmungsdauern kleiner als 117 min fallen keine Kosten an, da die gesamte Engpassdauer mit den inhärenten thermischen Betriebsmittelreserven überbrückt werden kann. Aus **Abb. 4.17** ergeben sich zwei Schlussfolgerungen. Zum einen ist der Einsatz der Maßnahme mit festgelegter Überlastdauer für längere Engpassdauern bei hohen Strompreisen die deutlich wirtschaftlichere Alternative.

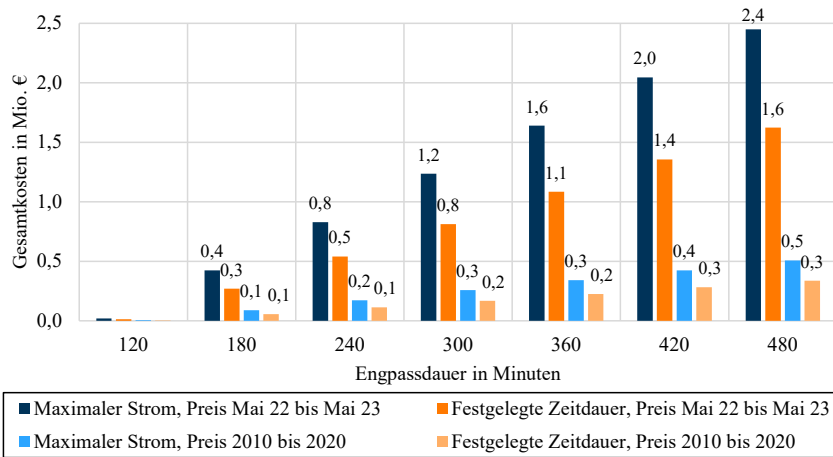


Abb. 4.17: Vergleich der Gesamtkosten der Überlastmaßnahmen für variable Engpassdauern

Für den durchschnittlichen Strompreis zwischen Mai 2022 und Mai 2023 ergeben sich bei einer Engpassdauer von 480 min, also 8 h, in **Abb. 4.17** für die festgelegte Überlastdauer Kosten i. H. v. ca. 1,6 Mio. €, während sich für die Überlastung mit dem maximalen Strom ca. um den Faktor 1,5 höhere Kosten – für die Ablösemaßnahme – von 2,4 Mio. € einstellen. Für einen durchschnittlichen Strompreis zwischen 2010 und 2020 liegen die Kosten für die Überlastung mit dem maximalen Strom um etwa 0,2 Mio.€ über denen der Überlastung für eine begrenzte Zeitdauer. Das bedeutet immer noch eine Einsparung, auch wenn diese wesentlich kleiner ausfällt als für den Strompreis des vergangenen Jahres. Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass die Abkühlung der Kabel nach Überlastung mit dem maximalen Strom bis zur kritischen Temperatur von 90 °C ca. 7,5 Stunden dauert, weshalb u. U. weitere Entlastungsmaßnahmen bereitgestellt werden müssen, die jedoch nicht Teil dieser Betrachtung sind.

Zum anderen sind beide Maßnahmen für kurzfristige Überlastungsmaßnahmen im Bereich der Erwärmungsdauer auf die maximale Temperatur von den Kosten etwa gleichwertig. Die Kosten basierend auf dem Strompreis zwischen Mai 2022 und Mai 2023 für den Einsatz der Maßnahme mit dem maximalen Überlaststrom liegen bei einer Engpassdauer von 180 min bei 0,4 Mio. € und damit etwa 100.000 € über denen bei festgelegter Engpassdauer.

4.2.3 Erwärmungsdauer bei Reduktion der maximalen Kabeltemperatur

Die Szenarien gemäß **Tab. 4.1** wurden bei einer Erwärmung auf die kritische Temperatur der Isolierung von 90 °C untersucht. Für eine Anwendung im realen Systembetrieb ist die Nutzung der kritischen Temperatur der Isolierung als Abbruchkriterium für den Erwärmungsvorgang nicht zweckmäßig. Sollte es zu Störungen im Abrufprozess der Kurativmaßnahmen kommen, ist eine Sicherheitsmarge freizuhalten, um ein Überschreiten der kritischen Temperatur zu verhindern.

Weiterhin hängt die erwartete Lebensdauer des Kabels $Z(t)$ über die Arrhenius-Gleichung (4.9) mit seiner absoluten Temperatur T und der absoluten Umgebungstemperatur T_0 zusammen.

$$Z(t) = LD \cdot e^{-K_{VPE} \cdot \left(\frac{1}{T_0} - \frac{1}{T}\right)} \quad (4.9)$$

Die Konstante LD beschreibt dabei in den Untersuchungen von Mutepe in [88] die Lebensdauerkonstante, während K_{VPE} eine für VPE festzulegende Konstante ist. Die Lebensdauer ist umgekehrt proportional zur Temperatur. Mutepe nennt bei einer Reduktion der Temperatur um 5 K nahezu eine Verdopplung der Lebensdauer [88]. Da eine hohe Kabeltemperatur aus Systemführungssicht und aufgrund ihres negativen Einflusses auf die Lebensdauer zu vermeiden ist, untersucht dieser Abschnitt exemplarisch die Abhängigkeit der Erwärmungsdauer von vier niedrigeren Maximaltemperaturen. Diese sind nah an der kritischen Temperatur gewählt, sodass möglichst große thermische Potenziale zur Verfügung stehen. Je nach Umgebungsbedingungen ist es sinnvoll, zwischen den Grenztemperaturen zu wechseln, da eine kleine Erwärmungszeitkonstante dazu führt, dass die kritische Temperatur schnell erreicht wird. Für die Reduktion der Maximaltemperatur wird generell eine Verkürzung der Erwärmungsdauer und damit auch eine kleinere gesparte Redispatchmenge erwartet. Die Auswertung ist für die Extremszenarien *Sommer, trocken* und *Winter, feucht* im Vergleich zum Basisfall der Szenarien mit Grenztemperatur 90 °C durchgeführt. **Abb. 4.18** zeigt, wie sich eine Reduktion der Grenztemperatur auf die Erwärmungsdauer auswirkt, während **Abb. 4.19** die Veränderungen in der eingesparten Energiemenge darstellt.

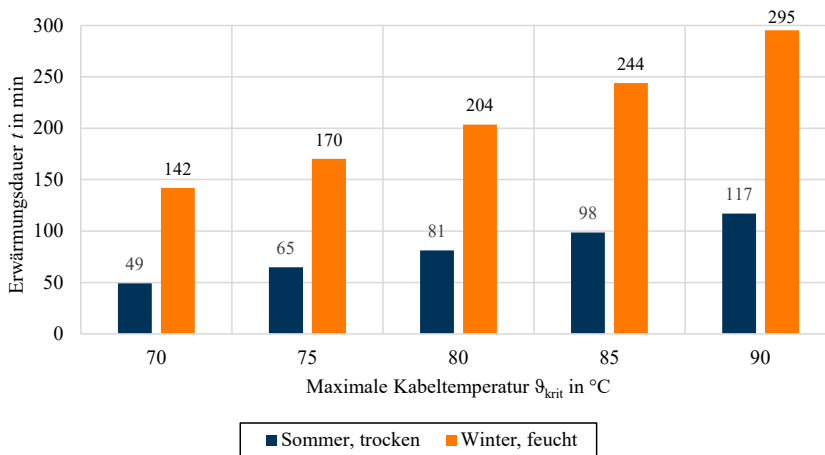


Abb. 4.18: Auswertung der Reduktion der maximalen Kabeltemperatur bezogen auf t_{krit}

Aus **Abb. 4.18** geht hervor, dass eine Reduktion der kritischen Temperatur zu einer Verminderung der Erwärmungsdauer führt. Eine theoretische Trendlinie folgt dabei gemäß der Definition in (3.14) einer logarithmischen Charakteristik. Der in Abschnitt 3.2 gezeigte Zusammenhang zwischen Erwärmungsdauer und spezifischem Erdbodenwärmewiderstand sowie Erdbodentemperatur zeigt sich deutlich in **Abb. 4.18**.

Im Szenario *Winter, feucht* ist sowohl ρ_{thE} als auch ϑ_E kleiner als im Szenario *Sommer, trocken*, was im Winter zu einer um den Faktor 2,5 (für 90 °C) bis 2,9 (für 70 °C) größeren Erwärmungsdauer als im Sommer führt. Im Sommer sollte zur bestmöglichen Ausnutzung der thermischen Reserven des Kabels eine möglichst hohe Grenztemperatur gewählt werden, auch wenn dies das Risiko einer Kabelschädigung durch Überlastung jenseits der Grenztemperatur nach sich ziehen kann.

Auch in Bezug auf die durch das Kabel bereitgestellte Energiemenge ist die Wahl einer großen Grenztemperatur vorteilhaft, wie **Abb. 4.19** zeigt.

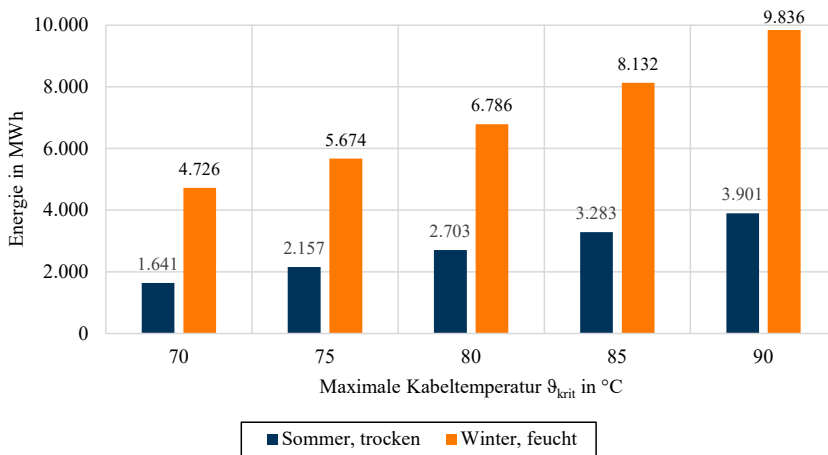


Abb. 4.19: Energie aus thermischen Reserven bei Variation der maximalen Kabeltemperatur

Die Faktoren, die zwischen Winter- und Sommerszenario liegen, sind identisch zur Betrachtung der Erwärmungsdauer in **Abb. 4.18**, da die Energie mit der Leistung und der Erwärmungsdauer skaliert.

4.3 Bewertung der Umsetzbarkeit der Systemschutzmethode

Die vorgestellte Systemschutzmethode ermöglicht die Nutzbarmachung der in Kapitel 3 ermittelten thermischen Betriebsmittelreserven der DC-Kabel, indem die Kabel entweder für eine festgelegte Zeitdauer oder mit dem maximalen Strom überlastet werden.

Das vorgeschlagene Konzept schafft die Voraussetzungen für eine Eingliederung in die bestehende Systemführungslandschaft, wobei die etablierten Prozesse um Betrachtungen im DC-Netz zu erweitern sind. Das vorgeschlagene Schema zur Engpassklassifikation stellt ein Grundgerüst für die automatisierte Entscheidung über die Art des Engpasses sowie die notwendigen Entlastungsmaßnahmen dar und kann für Sonderfälle erweitert werden. Beim Abruf von Überlastmaßnahmen sind diese zu besichern, sodass keine Gefahr für die Stabilität des restlichen Energiesystems besteht.

Die Auswertungen der zwei vorgeschlagenen Überlastvarianten zeigen, dass eine Überlastung mit einem angepassten Überlaststrom für eine festgelegte Zeitdauer die wirtschaftlichere Alternative für lange Engpassdauern darstellt. Durch die partielle Überlastung wird die kritische Temperatur während des Engpasses nicht erreicht, es ist aber evtl. eine zusätzliche Leistungsbereitstellung während der gesamten Überlastdauer erforderlich. Diese Leistung entspricht jedoch nicht der vollen Leistung, die ohne die thermischen Reserven erforderlich wäre. Demgegenüber wird für den Fall der Überlastung mit dem maximalen Strom zunächst die gesamte Leistung durch die thermischen Reserven des Kabels bereitgestellt, während nach Erreichen der kritischen Temperatur eine vollständige Übernahme durch Erzeugungseinheiten erfolgen muss.

Je länger der Engpass vorliegt, desto kleiner ist das Verhältnis aus Engpass- und Überlastdauer, womit eine längere Einspeisung aus anderen Erzeugungseinheiten notwendig ist. Für prognostizierbare Engpassdauern sollte deshalb die Überlastung über eine begrenzte Zeitdauer im Sinne eines SPS eingesetzt werden. Damit können zum einen Kosten gesenkt und zum anderen Erzeugungseinheiten durch geringere Leistungsabgabe entlastet bzw. zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen genutzt werden. Für vorberechnete Arbeitspunkte können der zulässige Überlaststrom und die notwendigen, parallel zu aktivierenden Maßnahmen vorausberechnet und damit optimal allokiert werden. Die Überlastung mit dem maximalen Strom dient dem „Erkaufen“ von Zeit zur Allokation von Entlastungsmaßnahmen im Falle eines ad-hoc auftretenden Engpasses. Durch die für eine bestimmte Anfangstemperatur unabhängig von den Witterungsbedingungen vorliegenden thermischen Reserven können Engpässe während der Erwärmungsdauer des Kabels temporär aufgelöst werden, sodass eine Allokation von Ablösemaßnahmen erst zum Ende des Engpasses erfolgen muss.

Wie die Auswertungen in Abschnitt 4.2.3 zeigen, bewirkt eine Verringerung der kritischen Temperatur von 90 °C auf 70 °C eine Verkürzung der Erwärmungsdauer des Kabels und damit eine Reduktion der Energie, die durch die thermischen Reserven bereitgestellt werden kann, auf ca. ein Drittel. Für einen sicheren Systembetrieb muss die maximale Temperatur so gewählt werden, dass sie unterhalb der kritischen Temperatur der Isolierung liegt und eine Sicherheitsmarge für den Fehlerfall bei Abruf der Entlastungsmaßnahmen zulässt. Je nach Betriebszustand des Kabels und den vorliegenden Umweltbedingungen ist eine dynamische Anpassung der kritischen Temperatur möglich. So ist z. B. im Szenario *Sommer, trocken* gemäß **Abb. 4.19** eine größere maximale Kabeltemperatur anzustreben, um die gesparte Energiemenge zu erhöhen. Im Szenario *Winter, feucht* sind die einsparbaren Energiemengen um den Faktor 2,5 bis 2,9 größer als im Szenario *Sommer, trocken*, weshalb das Kabel aus Sicherheitsgründen mit einer niedrigeren Temperatur betrieben werden kann.

Die Antwort auf Forschungsfrage 2 ist, dass die thermischen Betriebsmittelreserven entweder im Zuge einer festgelegten Überlastdauer oder in Form des maximalen Stroms abgerufen werden können. Der entwickelte Abrufprozess ist in die bestehende Systemführungslandschaft integrierbar und aufgrund der Einfachheit des thermischen Modells im Notfall manuell durchführbar.

5 Zusammenfassung und Ausblick

5.1 Zusammenfassung

Analysen bestehender Systemführungs- und -schutzkonzepte zeigen, dass die thermischen Reserven der Betriebsmittel heute kaum genutzt werden, da oft regulatorische Rahmenbedingungen oder Stabilitätsfragen das System restringieren, bevor die thermischen Betriebsmittelreserven einsetzbar sind. Diese Arbeit schafft einen Ausgangspunkt für die Einbindung thermischer Betriebsmittelreserven von DC-Kabeln in ein Systemschutzkonzept zur Erhöhung der Netzsicherheit in einem Netz, welches in Zukunft eine Kombination aus AC- und DC-System darstellt. Aus der Aufgabenstellung *Entwurf eines Verfahrens zur Allokation von thermischen Betriebsmittelreserven eines HGÜ-Systems für den AC-DC-Systemschutz* leiten sich die beiden Forschungsfragen dieser Arbeit ab: Wie lauten Einflussparameter und Annahmen zur Erstellung eines einfachen, analytisch lösbaren thermischen Modells eines 525 kV-Onshorekabels? Wie sind die thermischen Betriebsmittelreserven für den AC-DC-Systemschutz nutzbar?

Die Analyse des Stands der Technik in Kapitel 2 zeigt zunächst den Aufbau des zu betrachtenden 525 kV-Onshorekabels. Einige in der Literatur angegebene Werte für die Parameter der Aufbauelemente unterliegen Variationen im Bereich einer Zehnerpotenz, was bei den Untersuchungen des Erwärmungsverhaltens in Kapitel 3 berücksichtigt wird. Für die Berechnung der Erwärmungsprozesse von Kabeln lassen sich drei typische Verfahren – numerische Simulation, analytische Lösung über die Wärmeleitungsgleichung oder über das Wärmenetz – unterscheiden. In dieser Arbeit erfolgt die Modellierung des Kabels mittels eines skalierbaren Wärmenetzes, da dieses auf eine geschlossene analytische Lösung des Erwärmungsproblems führt.

Kapitel 3 untersucht die thermischen Betriebsmittelreserven der DC-Kabel. Dazu wird in Abschnitt 3.1 zunächst das vollständige Kabelmodell aus dem in Abschnitt 2.1 dargestellten Kabelquerschnitt abgeleitet. In dieser Arbeit definierte Vereinfachungen durch Vernachlässigung einiger Aufbauelemente aufgrund ihres geringen Anteils an Gesamtwärmewiderstand bzw. -kapazität führen auf das vereinfachte Modell, das sich aus der Wärmekapazität des Leiters C_{thL} sowie den Wärmewiderständen der Isolierung R_{thI} und des Erdbodens R_{thE} zusammensetzt. Das so hergeleitete Wärmenetz wird über eine Differentialgleichung erster Ordnung beschrieben, wobei der Erdboden vereinfachend als homogenes Medium angenommen wird.

Zur Validierung des Modells wird in Abschnitt 3.2.1 zunächst die Änderung der Erwärmungsdauer abhängig von Worst- und Best-Case für die Parameter der Kabelaufbauelemente untersucht. Die Analysen ergeben für den Worst-Case eine Unterschätzung der thermischen Reserven von ca. 20 % für typische, in IEC 60287-3-1 aufgeführte, spezifischen Erdbodenwärmewiderstände. Da eine Unterschätzung Voraussetzung für die Anwendung des Modells im Systemführungskontext ist, werden für weitere Untersuchungen die Parameter jeweils im Worst-Case berücksichtigt.

Neben der Betrachtung der Kabelparameter erfolgt in den Abschnitten 3.2.2 und 3.2.3 die Analyse des Einflusses der Kabelumgebung auf die Erwärmungsdauer. Die Auswertung der Bodenparameter spezifischer Erdbodenwärmewiderstand ρ_{thE} und Erdbodentemperatur ϑ_{E} sowie der Geometrie des Kabelgrabens zeigt, dass die Legetiefe h , der Kabelabstand d^* und das Bettungsmaterial, welches den spezifischen Erdbodenwärmewiderstand bestimmt, die Erwärmungsdauer signifikant beeinflussen. In Abschnitt 3.2.4 erfolgt die Untersuchung der Kabelerwärmung in Abhängigkeit von den betriebsabhängigen Parametern Anfangsstrom I_0 und Überlaststrom $I_{\text{ÜL}}$. Ein Betrieb des Kabels mit kleinerem Anfangsstrom und partieller Überlastung führt zwar zu längeren Erwärmungsdauern, steht jedoch im Widerspruch zur Forderung einer möglichst hohen Auslastung der DC-Kabel, um die Investitionskosten zu amortisieren.

Das Vorgehen zur Erstellung des vereinfachten Kabelmodells sowie die für das abgeleitete Modell untersuchten Parameter fasst **Abb. 5.1** zusammen.

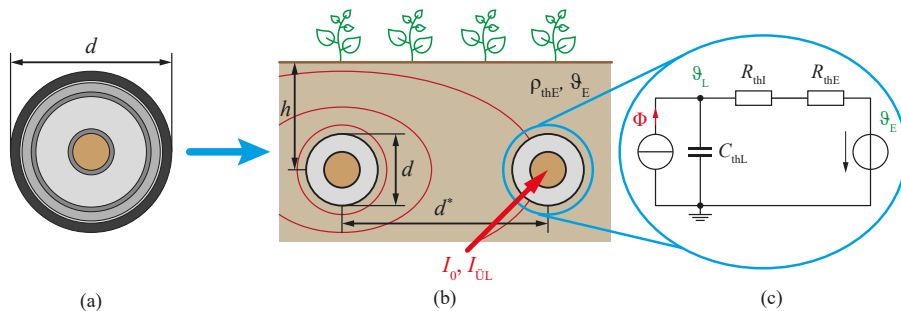


Abb. 5.1: (a) vollständiger Kabelquerschnitt, (b) untersuchte Einflussparameter auf die Kabelerwärmung, (c) vereinfachtes Kabelmodell zur Analyse der thermischen Reserven

Die in Kapitel 3 ermittelten thermischen Betriebsmittelreserven nutzt das in Kapitel 4 erarbeitete Systemchutzkonzept. Der in Abschnitt 4.1 definierte Abrufprozess der thermischen Reserven gliedert sich in drei Phasen. In der Vorschaurechnung (1) (vgl. **Abb. 5.2** oben) erfolgt die Engpassvorschau, wobei das entworfene Konzept eine Erweiterung der Maßnahmen zur Engpassbehandlung auf die thermischen Betriebsmittelreserven der DC-Kabel darstellt. Mit dem entwickelten Schema zur Engpassklassifikation ist die Allokation der thermischen Betriebsmittelreserven für den Systemchutz umsetzbar.

Für die Überlastung (2) stehen zwei Möglichkeiten zur Verfügung: Das Kabel kann zum einen gemäß **Abb. 5.2** (a) für eine festgelegte Zeitdauer mit einem verringerten Strom überlastet werden, wobei u. U. parallele Entlastungsmaßnahmen erforderlich sind, damit die kritische Temperatur während der definierten Überlastdauer nicht erreicht wird. Zum anderen kann das Kabel gemäß **Abb. 5.2** (b) kurzzeitig mit dem maximalen Strom, der dem doppelten Nennstrom entspricht, überlastet werden. Damit ist die gesamte Engpassenergie bei Ausfall des Parallelsystems übertragbar und der Operator hat bis zum Erreichen der kritischen Temperatur Zeit, Kurativmaßnahmen zu allokieren. Der Prozess schließt mit der Abkühlung des Kabels in Phase (3).

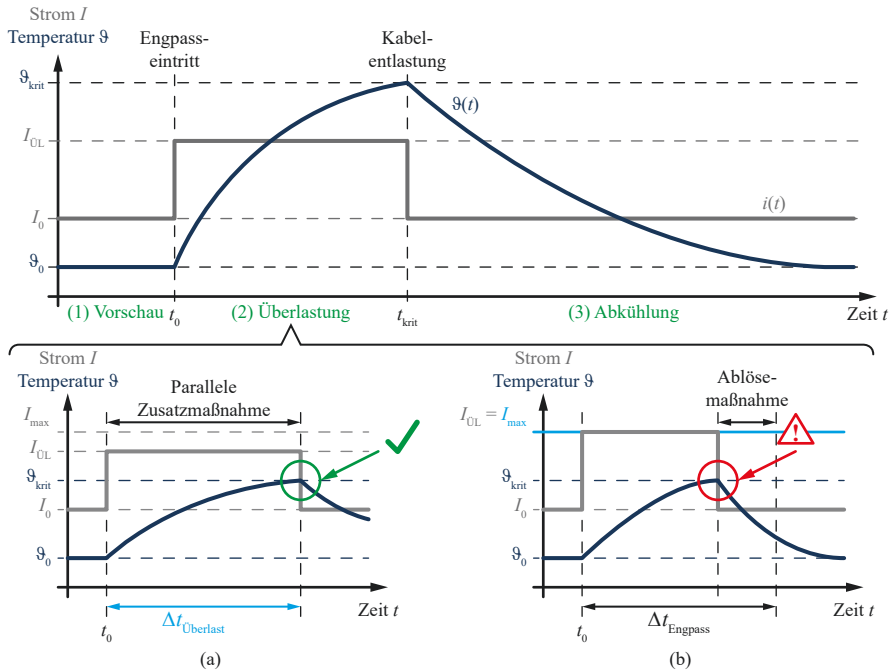


Abb. 5.2: Überlastung (a) für festgelegte Zeitdauer, (b) mit dem maximalen Strom

Die Potenzialanalysen für typische Szenarien im Sommer und Winter bei trockenem bzw. feuchtem Boden zeigen, dass bei Ausfall eines Zweiges der Masche im DC-Netz thermische Reserven der Kabel nutzbar sind. Die Untersuchung der monetären Effekte macht deutlich, dass die vorgeschlagene partielle Überlastung für eine festgelegte Zeitdauer bei Engpässen im Bereich mehrerer Stunden vorteilhaft ist. Denn beim hohen Strompreis des vergangenen Jahres ist der Anstieg der Kostenfunktion für die Überlastung mit dem maximalen Strom um den Faktor 1,5 größer als bei partieller Überlastung mit einem optimal angepassten Strom. Für kurzzeitige Überlastungen des Kabels ist auch eine Überlastung mit dem maximalen Strom wirtschaftlich, denn die thermischen Betriebsmittelreserven stehen für diese Zeiträume kostenfrei und nahezu witterungsunabhängig zur Verfügung.

5.2 Ausblick

Mit dem in dieser Arbeit entwickelten Konzept für den AC-DC-Systemschutz unter Berücksichtigung der thermischen Reserven von DC-Kabeln wurde ein Aufsatzzpunkt für weitere Verfeinerungen des thermischen Kabelmodells und Anpassungen des Systemschutzprozesses für die Implementierung in einer realen Systemumgebung geschaffen. Im folgenden Ausblick werden der Einfluss bodenphysikalischer Effekte in Abschnitt 5.2.1 und die Einbindung des Systemschutzkonzepts in ein zukünftiges Energiesystem in Abschnitt 5.2.2 beleuchtet. Abschnitt 5.2.3 geht auf mögliche Folgeforschungsfragen ein.

5.2.1 Wirkung bodenphysikalischer Effekte auf die Erwärmungsdauer

Der Erdboden wurde in dieser Arbeit als Medium mit homogenen Eigenschaften unabhängig von der Kabelerwärmung modelliert. In der Realität hängen die Bodeneigenschaften u. a. von der Korngröße, dem Abstand zum Grundwasserspiegel, der Schichtung der Bodenmaterialien und dem Bewuchs über der Trasse ab. Weiterhin können entlang einer Trasse verschiedene Bodentypen mit unterschiedlichen thermischen Eigenschaften vorliegen. Auch verändern sich die Bodeneigenschaften bei häufiger Erwärmung des Kabels und durch Auswirkungen des Klimawandels, was zu Abweichungen von den tabellierten Bodeneigenschaften führt.

Zur Modellierung des Erdbodenwärmewiderstands in radialer Richtung um das Erdkabel wird dieses als Linienwärmequelle betrachtet. Die in dieser Arbeit verwendete Vereinfachung ist jedoch nur so lange gültig, wie sich ein einzelnes Kabel im Graben befindet, da die Kabeloberfläche dann als Isotherme betrachtet werden kann. Ist bei der Anwendung der entwickelten Systemschutzmethodik im realen Energiesystem eine genauere Ermittlung der thermischen Reserven des Kabels notwendig, können komplexere und dynamische Bodenmodelle verwendet werden, die auch das zweite Kabel im Graben berücksichtigen. Für eine einfache Abschätzung ist bspw. das von Brakelmann in [71] vorgeschlagene Zweischichtmodell geeignet, während für komplexere Bodenverhältnisse das von Enescu in [24] eingeführte Modell basierend auf der Theorie der Wärmenetze genutzt werden kann. Beim letztgenannten Ansatz wird der Erdboden als Reihenschaltung mehrerer $R_{th}C_{th}$ -Glieder modelliert. Dabei ist zu beachten, dass sich das dem Modell zugrundeliegende Gleichungssystem im Vergleich zu dem in dieser Arbeit entwickelten Modell mit jedem weiteren $R_{th}C_{th}$ -Glied um eine Dimension vergrößert.

Entlang einer Kabeltrasse können unterschiedliche Bodeneigenschaften vorliegen, wobei das Teilstück mit dem größten spezifischen Erdbodenwärmewiderstand die Erwärmungsdauer für die gesamte Trasse festlegt. Deshalb wird zur Modellierung von Kabeltrassen, die große Entfernungen überbrücken, eine Segmentierung in Abhängigkeit der Bodenparameter, wie beispielhaft in **Abb. A.2** gezeigt, vorgeschlagen. Nachdem die Temperatur- und Feuchtwerte aus Messungen bekannt sind, kann die Segmentierung dynamisch angepasst werden, womit eine bessere Abschätzung thermischer Reserven möglich ist als mit der Annahme eines konstanten Wertes für die gesamte Trasse. Zur Modellierung des Bodens in den Segmenten eignen sich die im vorigen Absatz vorgestellten thermischen Bodenmodelle.

5.2.2 Anwendung der Überlastpotenziale in der Systemführung

Zur Anwendung der thermischen Reserven im Rahmen des AC-DC-Systemschutzes müssen einige Randbedingungen für das zukünftige Elektroenergiesystem erfüllt sein. Neben der Ausbildung von magnetischen Feldern, die während der Überlastung des Kabels die definierten Grenzwerte überschreiten, führt die Erwärmung des Kabels zu lokaler Bodenaustrocknung.

Deshalb müssen die Legetiefe und der Kabelabstand so bemessen werden, dass die magnetischen Felder an der Erdoberfläche keine schädigende Wirkung mehr auf den Menschen haben und die Erwärmungsdauer nicht durch die Wirkung des zweiten Kabels verkürzt wird. Das Bettungsmaterial ist so zu wählen, dass der spezifische Erdbodenwärmewiderstand einen möglichst kleinen Wert annimmt. Dazu eignen sich v. a. künstliche Füllmaterialien, die jedoch Kosten für Einkauf, Anlieferung und Ausbringung verursachen.

Die Betriebsmittel des zukünftigen Energiesystems müssen so ausgelegt werden, dass sie der Belastung im Überlastfall des Kabels standhalten. Dies gilt nicht nur für die Kabel selbst, die diese Anforderung über die Lebensdauer von ca. 40 Jahren erfüllen müssen, sondern auch für die Umrichter und evtl. angeschlossene Freileitungstrassen an den Stellen, wo keine Legung von Erdkabeln möglich ist. Werden die Leiterseile der Freileitungen entsprechend der Anforderungen an die Leistungsübertragung mit größerem Durchmesser dimensioniert, ist die größere Masse zu beachten, die von den Traversen getragen werden muss.

Neben der Verstärkung vorhandener Betriebsmittel sind Sensoren zur Überwachung der Kabelparameter zu installieren. DC-Kabel werden meist mit Temperatursensoren in Form von Lichtwellenleiterkabeln ausgeliefert. Diese sind notwendig, um kabelinterne Heißpunkte mit hoher örtlicher Genauigkeit zu detektieren. Damit kann einerseits eine thermische Schädigung der Kabel verhindert werden, weiterhin sind durch die genaue Kenntnis des Fehlerorts zielgerichtete Reparaturen mit minimalem Eingriff in die Kabeltrasse möglich. Für die korrekte Messung der kritischen Temperatur an der Innenseite der Isolierung müssen die Parameter der zwischen Sensor und Innenrand der Isolierung liegenden Aufbauelemente genau bekannt sein. Sind die Temperatur in der Vergussmasse, dem Einbauort der Lichtwellenleiter sowie der Stromfluss durch das Kabel bekannt, kann die Temperatur am Innenrand der Isolierung für den stationären Fall über das wärmeohmsche Gesetz berechnet werden. Neben den kabelinternen Temperaturen müssen auch die Eigenschaften des Erdbodens bekannt sein. Dies bedeutet einen Zubau von dezentralen Temperatur- und Feuchte-sensoren, wobei die örtliche Auflösung der Messpunkte gegen die Kosten für die Installation und Wartung der Sensoren abzuwägen ist.

5.2.3 Verbleibende Aspekte

Für die Überlastfähigkeit des Kabels ist v. a. das thermische Gleichgewicht des Bodens von Bedeutung. Wird dieses durch Überschreiten der kritischen Grenztemperatur gestört, kommt es zu einer irreversiblen Austrocknung des Bodens und damit einer Änderung der thermischen Eigenschaften. Eine in weiteren Arbeiten zur Überlastbarkeit von Erdkabeln zu beantwortende Frage ist deshalb, wie das thermische Gleichgewicht während der Erwärmungs- und Abkühlphase beeinflusst wird. Weiterhin ist zu klären, ob mit dem verwendeten Bodenmodell die Zeitdauern bis zur Erreichung des thermischen Gleichgewichts abgebildet werden können.

Eine Maßnahme, um die thermischen Betriebsmittelreserven der DC-Kabel besser ausnutzen zu können, ist die in Abschnitt 4.1.2.1 vorgeschlagene Berücksichtigung der Reserven während des Abkühlvorgangs. Die grundlegende Berechnung folgt dem in dieser Arbeit entwickelten Schema, wobei die o. g. Einstellung des thermischen Gleichgewichts des Erdbodens berücksichtigt werden muss. Ist das Kabel während der Abkühlung erneut überlastbar, ohne das thermische Gleichgewicht des Erdbodens zu gefährden, können diese Potenziale genutzt werden. Dafür ist basierend auf einem transienten Bodenmodell zu untersuchen, welche Abkühlzeiten und Temperaturen vor erneuter Kabelüberlastung eingehalten werden müssen.

Ziel dieser Arbeit war die Untersuchung der Einflussparameter und die Erstellung eines vereinfachten thermischen DC-Kabelmodells zur Abschätzung thermischer Betriebsmittelreserven für den AC-DC-Systemschutz. Aufbauend auf den ermittelten thermischen Reserven wurde ein Systemchutzkonzept erstellt. Zur Validierung dieses Konzepts ist in einem nächsten Schritt die Einbindung in ein Testnetz zweckmäßig, welches die Kopplung zwischen AC- und DC-Netz berücksichtigt. Mit diesem Testnetz sind sowohl die Sensitivität des Engpasses auf Verbindungen im AC- und DC-Netz sowie die Wirkung der Überlastungs- und Entlastungsmaßnahmen auf die Systemstabilität zu untersuchen. Dabei muss das Testnetz u. a. folgende Voraussetzungen erfüllen:

- Abbildung des DC-Netzes mit variablem Vermaschungsgrad
- Variabler Anteil an Einspeisung aus volatilen erneuerbare Energieanlagen
- Berücksichtigung unterschiedlicher Umweltbedingungen bei Kabellegung
- Eignung für stationäre und dynamische Lastflussberechnung

Bei Nutzung der thermischen Betriebsmittelreserven der DC-Kabel unter Berücksichtigung der Systemstabilität kann auch das zukünftige Energiesystem bei „*hohem Verbrauch im Süden und sehr viel erneuerbarer Erzeugung im Norden*“ [1] im Engpassfall sicher betrieben werden.

A Anhang

A.1 Extrapolation der Leckströme

Abb. A.1 zeigt die Extrapolation der Leckströme der Untersuchungen von Zhang in [67].

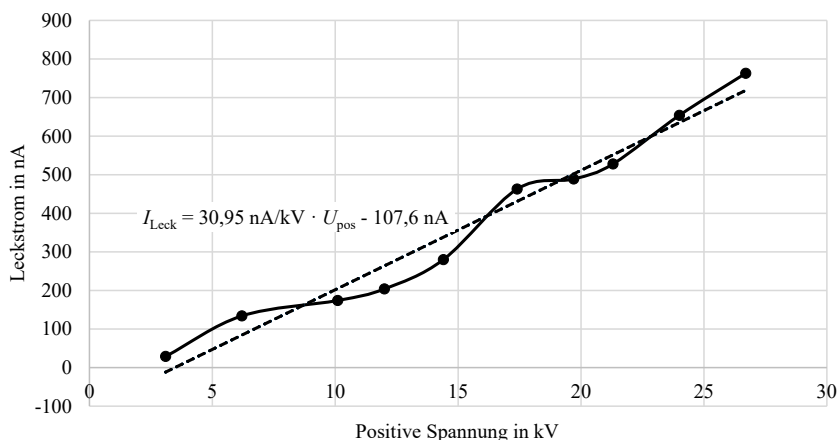


Abb. A.1: Extrapolation der Leckströme in einer VPE-Isolierung nach [67]

A.2 Kabelparameter der Aufbauelemente des 525 kV-Onshorekabels

Tab. A.1 zeigt die Modellparameter des Kabelmodells inklusive ihrer Unsicherheit.

Tab. A.1: Kabelparameter 525 kV-Kabel für Modellerstellung

Aufbauelement	Werkstoff	Radius, Dicke	weitere Eigenschaften	Quelle
Leiter	Kupfer	$r_L = 30 \text{ mm}$	$\kappa = 58 \cdot 10^6 \frac{\text{S}}{\text{m}}$ $\rho = 8.960 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$ $\lambda = 401 \frac{\text{W}}{\text{m}\cdot\text{K}}$ $c_p = 398 \frac{\text{J}}{\text{kg}\cdot\text{K}}$	[10] [68] [68] [68]
	Aluminium	$r_L = 30 \text{ mm}$	$\kappa = 38 \cdot 10^6 \frac{\text{S}}{\text{m}}$ $\rho = 2.700 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$ $\lambda = 236 \frac{\text{W}}{\text{m}\cdot\text{K}}$ $c_p = 910 \frac{\text{J}}{\text{kg}\cdot\text{K}}$	[10] [68] [68] [68]
Leitschichten	Halbleiter	$d_{LS} = 1,5 \text{ mm}$	$\rho = 1.100 - 1.445 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$ $\lambda = 0,31 - 0,65 \frac{\text{W}}{\text{m}\cdot\text{K}}$ $c_p = 115 - 2.900 \frac{\text{J}}{\text{kg}\cdot\text{K}}$	[30] [30],[89],[90] [30], [90]
Isolierung	VPE	$d_I = 20 \text{ mm}$	$\rho = 920 - 1.380 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$ $\lambda = 0,22 - 0,4 \frac{\text{W}}{\text{m}\cdot\text{K}}$ $c_p = 135 - 2.500 \frac{\text{J}}{\text{kg}\cdot\text{K}}$	[30], [90]

Fortsetzung von **Tab. A.1**

Aufbauelement	Werkstoff	Radius, Dicke	weitere Eigenschaften	Quelle
Vergussmasse	Epoxidharz	$d_{VM} = 10 \text{ mm}$	$\rho = 1.250 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$ $\lambda = 0,2 \frac{\text{W}}{\text{m}\cdot\text{K}}$ $c_p = 1.000 \frac{\text{J}}{\text{kg}\cdot\text{K}}$	[68]
Metallschirm	längsnaht- geschweißtes Aluminium	$d_{MS} = 1 \text{ mm}$	siehe Al-Leiter	[9]
Kabelmantel	Polyethylen hoher Dichte (HDPE) (engl. High Density Polyethylene)	$d_M = 6 \text{ mm}$	$\rho = 950 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$ $\lambda = 0,35 \frac{\text{W}}{\text{m}\cdot\text{K}}$ $c_p = 2.455 \frac{\text{J}}{\text{kg}\cdot\text{K}}$	[68]
Erdboden	Divers		$\rho_{thE} = 0,4 - 3,0 \frac{\text{m}\cdot\text{K}}{\text{W}}$	[35], [43]

Tab. A.2 zeigt die Werte der Wärmewiderstände und Wärmekapazitäten des vollständigen und vereinfachten Modells in Gegenüberstellung für den Best- und Worst-Case.

Tab. A.2: Wärmewiderstände und Wärmekapazitäten im Worst- und Best-Case

Aufbauelement	Best-Case		Worst-Case	
	Vollständig	Vereinfacht	Vollständig	Vereinfacht
C'_{thL} in $\frac{\text{J}}{\text{m}\cdot\text{K}}$	10.082	10.082	10.082	10.082
C'_{thLL} in $\frac{\text{J}}{\text{m}\cdot\text{K}}$	600	—	18	—
C'_{thI} in $\frac{\text{J}}{\text{m}\cdot\text{K}}$	7.912	—	285	—
C'_{thAL} in $\frac{\text{J}}{\text{m}\cdot\text{K}}$	1.024	—	31	—
C'_{thVM} in $\frac{\text{J}}{\text{m}\cdot\text{K}}$	2.179	—	2.179	—
C'_{thMS} in $\frac{\text{J}}{\text{m}\cdot\text{K}}$	488	—	488	—
C'_{thM} in $\frac{\text{J}}{\text{m}\cdot\text{K}}$	2.880	—	2.880	—
C'_{thE} in $\frac{\text{J}}{\text{m}\cdot\text{K}}$	—	—	—	—
R'_{thL} in $\frac{\text{m}\cdot\text{K}}{\text{W}}$	—	—	—	—
R'_{thLL} in $\frac{\text{m}\cdot\text{K}}{\text{W}}$	0,012	—	0,025	—
R'_{thI} in $\frac{\text{m}\cdot\text{K}}{\text{W}}$	0,196	0,337	0,356	0,613
R'_{thAL} in $\frac{\text{m}\cdot\text{K}}{\text{W}}$	0,007	—	0,015	—
R'_{thVM} in $\frac{\text{m}\cdot\text{K}}{\text{W}}$	0,138	—	0,138	—
R'_{thMS} in $\frac{\text{m}\cdot\text{K}}{\text{W}}$	0	—	0	—
R'_{thM} in $\frac{\text{m}\cdot\text{K}}{\text{W}}$	0,041	—	0,041	—
R'_{thE} in $\frac{\text{m}\cdot\text{K}}{\text{W}}$	variabel in Abhängigkeit von ρ_{thE}			

A.3 Tabellarische Übersicht über die Parametervariationen

Tab. A.3 zeigt die Abhängigkeit der Erwärmungsdauer vom Anfangs- und Überlaststrom bei Änderung des spezifischen Erdbodenwärmewiderstands.

Tab. A.3: Kabelerwärmungsdauer abhängig von I_0 und ρ_{thE} ($\vartheta_E = 20\text{ °C}$ und $\dot{U}L = 100\text{ ‰}$)

I_0 in A		ρ_{thE} in $\frac{\text{m}\cdot\text{K}}{\text{W}}$							
		0,4	0,7	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5
1.200	t_{90} in min	—	—	—	—	—	—	751,4	558,6
	ϑ_0 in °C	27,3	28,7	30,1	32,4	34,7	37,1	39,4	41,8
1.400	t_{90} in min	—	—	—	—	498,4	362,3	296,0	252,1
	ϑ_0 in °C	29,9	31,8	33,7	36,9	40,1	43,3	46,4	49,6
1.600	t_{90} in min	—	—	679,3	306,1	229,5	186,5	155,7	130,8
	ϑ_0 in °C	32,9	35,4	37,9	42,1	46,2	50,4	54,5	58,7
1.800	t_{90} in min	—	330,8	230,0	165,8	130,3	104,5	83,1	64,3
	ϑ_0 in °C	36,3	39,5	42,6	47,9	53,2	58,5	63,7	69,0
2.000	t_{90} in min	241,5	167,8	134,0	100,0	76,1	56,3	38,7	22,4
	ϑ_0 in °C	40,2	44,1	48,0	54,5	61,0	67,5	74,0	80,5

Tab. A.4 zeigt die Abhängigkeit der Erwärmungsdauer von der Erdbodentemperatur bei Änderung des spezifischen Erdbodenwärmewiderstands.

Tab. A.4: Kabelerwärmungsdauer in min abhängig von ϑ_E ($I_0 = 2.000\text{ A}$ und $\dot{U}L = 100\text{ ‰}$)

ϑ_E in °C	ρ_{thE} in $\frac{\text{m}\cdot\text{K}}{\text{W}}$							
	0,4	0,7	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5
5	—	308,4	219,5	159,3	125,2	100,0	79,1	60,5
10	636,1	247,3	186,6	137,8	107,8	84,8	65,1	47,4
15	329,9	202,8	158,5	118,2	91,5	70,2	51,7	34,7
20	241,5	167,8	134,0	100,0	76,1	56,3	38,7	22,4
25	188,0	138,8	112,2	83,1	61,4	42,9	26,2	10,5

Tab. A.5 zeigt die Abhängigkeit der Erwärmungsdauer von der Überlastung bei Änderung des spezifischen Erdbodenwärmewiderstands.

Tab. A.5: Kabelerwärmungsdauer in min abhängig von $\dot{U}L$ ($I_0 = 2.000\text{ A}$ und $\vartheta_E = 20\text{ °C}$)

$\dot{U}L$ in ‰	ρ_{thE} in $\frac{\text{m}\cdot\text{K}}{\text{W}}$							
	0,4	0,7	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5
25	—	—	—	—	—	606,6	278,9	136,7
50	—	—	—	413,3	236,2	156,1	100,8	56,1

Fortsetzung von **Tab. A.5**

$\dot{U}L$ in %	ρ_{thE} in $\frac{m \cdot K}{W}$							
	0,4	0,7	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5
75	—	431,3	251,5	164,5	118,8	85,5	57,8	33,1
100	241,5	167,8	134,0	100,0	76,1	56,3	38,7	22,4

A.4 Segmentierung HGÜ-Trasse

Abb. A.2 zeigt einen Vorschlag zur Segmentierung der HGÜ-Trasse anhand der Bodenfeuchte.



Abb. A.2: Segmentierung der HGÜ-Trasse SuedOstLink in Abhängigkeit der Bodenfeuchte am 20. Dezember 2022 in 1,5 m Tiefe basierend auf [75]

A.5 Strompreisentwicklung

Abb. A.3 zeigt die Entwicklung des Spotpreises für Mai 2022 bis Mai 2023.

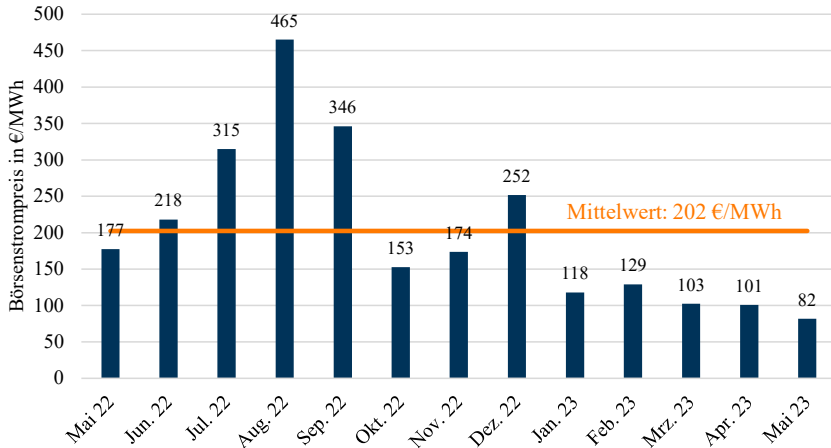


Abb. A.3: Spotpreis Strom (in €/MWh) für Mai 2022 bis Mai 2023 nach [87]

Um Aussagen ohne die Preissteigerung ab September 2021 für die Abschätzung der Einsparpotenziale bei der Anwendung des Systemschutzkonzepts auf Basis der thermischen Betriebsmittelreserven zu erhalten, wird der Spotpreis gemäß **Abb. A.4** zugrunde gelegt. Der durchschnittliche Strompreis liegt etwa bei einem Fünftel des Preises ab Mai 2022.

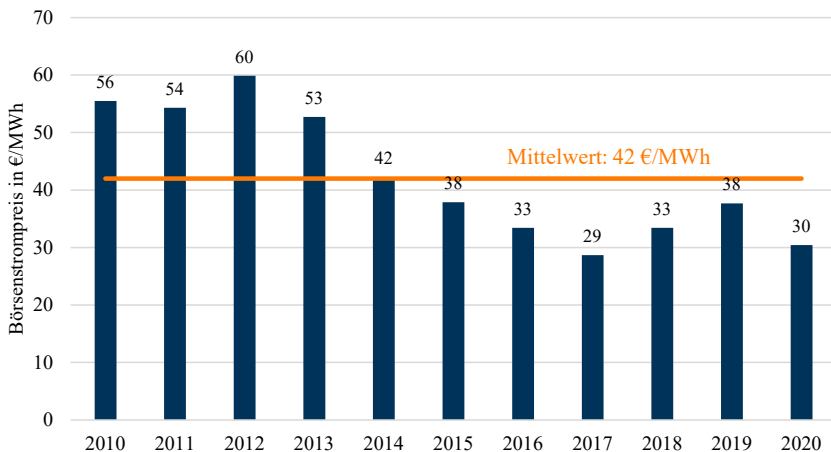


Abb. A.4: Spotpreis Strom (in €/MWh) für 2010 bis 2020 nach [91]

B Formelzeichen

Symbole und Formelzeichen

A	Fläche
\mathbf{A}	Dynamikmatrix
\vec{b}	Eingangsvektor
B	Magnetische Flussdichte
\vec{c}	Störgrößenvektor
c_p	Spezifische Wärmekapazität bei konstantem Druck
c_{th}	Spezifische Wärmekapazität
C	Elektrische Kapazität
C_{th}	Wärmekapazität
d	(Schicht)Dicke
d	Differentialoperator
d^*	Abstand zwischen Kabel p und Kabel k
d^{**}	Abstand zwischen Kabel p und Kabel k*
div	Divergenz
D	Elektrische Verschiebungsflussdichte
E	Energie
Ei	Exponentialintegral
$f(\circ)$	Funktion von . . .
grad	Gradient
G	Leitwert
h	Legetiefe Kabel
H	Magnetische Feldstärke
I	Elektrischer Strom
J	Elektrische Stromdichte
K	Konstante
l	Fiktive Länge
\lim	Limes, Grenzwert
\ln	natürlicher Logarithmus
m	Masse
p	Leistungsdichte
P	Leistung
\dot{q}	Wärmestromdichte
Q	Wärmemenge
\dot{Q}	Wärmestrom
r	Radius
rot	Rotation
R	Elektrischer Widerstand
R^2	Bestimmtheitsmaß

R_{th}	Wärmewiderstand
t	Zeit
T	Absolute Temperatur
U	Elektrische Spannung
V	Volumen
w_t	Wärmequelle
W	Arbeit
x, y, z	Ortskoordinate in kartesischen Koordinaten
Z	Lebensdauer
α_1	Linearer thermischer Ausdehnungskoeffizient
δ	Diffusivität des Erdbodens
Δ	Differenzgröße
ϑ	Celsius-Temperatur
κ	Elektrische Leitfähigkeit
λ	Wärmeleitfähigkeit
μ_0	Induktionskonstante
μ_r	Relative Permeabilität
ξ	Van Wormer-Koeffizient
ρ	Dichte
ρ_{el}	Spezifischer elektrischer Widerstand
ρ_{th}	Spezifischer Wärmewiderstand
τ	Zeitkonstante
φ	(elektrisches) Potenzial
Φ	Wärmestrom
∂	Partieller Differentialoperator
$\dot{\circ}$	Zeitliche Ableitung von \circ
$\vec{\circ}$	Vektorwertige Notation von \circ

Einheiten

A	Ampere, $[I] = \text{A}$
h	Stunde, $[t] = \text{h}$
Hz	Hertz, $[f] = \text{Hz}$
J	Joule, $[Q] = [W] = \text{J}$
kg	Kilogramm, $[m] = \text{kg}$
K	Kelvin, $[T] = \text{K}$
m	Meter, $[d] = [r] = \text{m}$
min	Minute, $[t] = \text{min}$
s	Sekunde, $[t] = \text{s}$
S	Siemens, $[G] = \text{S}$

t	Tonne, $[m] = t$
T	Tesla, $[B] = T$
VA	Voltampere, $[S] = VA$
V	Volt, $[U] = V$
W	Watt, $[P] = [\Phi] = W$
°C	Grad Celsius, $[\vartheta] = °C$
€	Euro
%	Prozent (Teil vom Hundert)
n	Nano (Vorsilbe), $1 \text{ nV} = 1 \cdot 10^{-9} \text{ V}$
μ	Mikro (Vorsilbe), $1 \text{ }\mu\text{V} = 1 \cdot 10^{-6} \text{ V}$
m	Milli (Vorsilbe), $1 \text{ mV} = 1 \cdot 10^{-3} \text{ V}$
k	Kilo (Vorsilbe), $1 \text{ kV} = 1 \cdot 10^3 \text{ V}$
M	Mega (Vorsilbe), $1 \text{ MV} = 1 \cdot 10^6 \text{ V}$
G	Giga (Vorsilbe), $1 \text{ GV} = 1 \cdot 10^9 \text{ V}$
T	Terra (Vorsilbe), $1 \text{ TV} = 1 \cdot 10^{12} \text{ V}$

Indizes

act	aktuell
AL	Äußere Leitschicht
cr	kritisch
el	Elektrische Größe
E	Erde
Ges	Gesamt
<i>i</i>	Komponente eines Vektor
I	Isolierung
IL	Innere Leitschicht
krit	kritisch
L	Leiter
max	maximal
M	Mantel
MS	Metallschirm
pk	Wirkung von Kabel k auf Kabel p
pos	positiv
RD	Redispatch
th	Thermische Größe
U	Umgebung
ÜL	Überlast
v	Verlust
VM	Vergussmasse

zul	zulässig
0	Stationärer Anfangszustand
∞	Stationärer Endzustand

Kurzformen

Abs.	Absatz
Art.	Artikel
bspw.	beispielsweise
ca.	circa
d. h.	das heißt
engl.	Englisch
et al.	lat. et alia, dt. und andere
etc.	et cetera
evtl.	eventuell
ggf.	gegebenenfalls
i. Allg.	im Allgemeinen
i. H. v.	in Höhe von
o. ä.	oder ähnlich
o. g.	oben genannt
usw.	und so weiter
u. a.	unter anderem
u. U.	unter Umständen
v. a.	vor allem
z. B.	zum Beispiel

C Literatur

- [1] Bundesnetzagentur (BNetzA), „Bundesnetzagentur bestätigt Netzreserve für Winterhalbjahr 2023/2024,“ *EW – Magazin für die Energiewirtschaft*, Nr. 6, S. 8, 2023. Adresse: <https://www.ew-magazin.de>.
- [2] Bundesnetzagentur (BNetzA), *Statistiken ausgewählter erneuerbarer Energieträger zur Stromerzeugung - Februar 2023*, Bundesnetzagentur, Hrsg., 20. März 2023. Adresse: <https://shorturl.at/jnY16> (besucht am 24. 03. 2023).
- [3] Deutscher Bundestag, *Gesetz über den Bundesbedarfsplan: BBpLG*, 2021. Adresse: <https://www.gesetze-im-internet.de/bbplg/> (besucht am 22. 03. 2023).
- [4] Deutscher Bundestag, *Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen: EnLAG*, 2009. Adresse: <https://www.gesetze-im-internet.de/enlag/> (besucht am 22. 03. 2023).
- [5] 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH und TransnetBW GmbH, *Deutsches Grenzwertkonzept: Regeln zur Ermittlung und Überwachung von Grenzwerten für die Systemführung des Deutschen Übertragungsnetzes*, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, Nov. 2021. Adresse: <https://shorturl.at/CPVWY> (besucht am 04. 04. 2023).
- [6] Deutscher Bundestag, *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung: EnWG*, 2005. Adresse: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/ (besucht am 29. 03. 2023).
- [7] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE), *DIN VDE 0289-1 – Begriffe für Starkstromkabel und isolierte Starkstromleitungen: Allgemeine Begriffe*, Berlin, Offenbach, 1988.
- [8] A. Schilling, *SuedLink: Auftrag für kunststoffisolierte 525-Kilovolt-Erdkabel vergeben*, Stuttgart, Juni 2020. Adresse: <https://www.transnetbw.de/de/newsroom/presseinformationen/suedlink-auftrag-fuer-kunststoffisolierte-525-kilovolt-erdkabel-vergeben>.
- [9] Prysmian Group, *525 kV HVDC: New Cable Systems for the Energy Transition*, Prysmian Group, Hrsg., Milan, Italien. Adresse: <https://www.prysmiangroup.com/staticres/525-kV-HVDC/index.html> (besucht am 23. 03. 2023).
- [10] Deutsches Kupferinstitut, *Elektrische Leiterwerkstoffe*, Düsseldorf, 2023. Adresse: <https://kupfer.de/anwendungen/elektrotechnik-und-energie/elektrische-leiterwerkstoffe/> (besucht am 19. 04. 2023).
- [11] H. Kohler und H. Fischer, *Klappbares Periodensystem der Elemente*, 12. Aufl. München: Bayer. Schulbuch-Verl., 2012, ISBN: 978-3-7627-4190-9.
- [12] D. Bastian und M. Kern, *Preismonitor Februar 2023*, Berlin, Feb. 2023. Adresse: https://www.deutsche-rohstoffagentur.de/DERA/DE/Produkte/Rohstoffpreise/Preismonitor/preismonitor_node.html (besucht am 06. 04. 2023).

- [13] B. Gustavsen, J. A. Martinez und D. Durbak, „Parameter Determination for Modeling System Transients – Part II: Insulated Cables,“ *IEEE Transactions on Power Delivery*, Jg. 20, Nr. 3, S. 2045–2050, 2005. DOI: 10.1109/TPWRD.2005.848774.
- [14] G. Lagrotteria, D. Pietribiasi und M. Marelli, „HVDC Cables – The technology boost,“ in *2019 AEIT HVDC International Conference (AEIT HVDC)*, Piscataway, NJ: IEEE, 2019, S. 1–5. DOI: 10.1109/AEIT-HVDC.2019.8740645.
- [15] A. Ukil, H. Braendle und P. Krippner, „Distributed Temperature Sensing: Review of Technology and Applications,“ *IEEE Sensors Journal*, Jg. 12, Nr. 5, S. 885–892, 2012. DOI: 10.1109/JSEN.2011.2162060.
- [16] D. Georgiev, G. Georgiev, Y. Rangelov und Y. Kamenov, „Analysis of the Effect of Soil Thermal Resistivity on High-Voltage Cables Sizing,“ in *2020 21st International Symposium on Electrical Apparatus & Technologies (SIELA)*, IEEE, 2020, S. 1–4. DOI: 10.1109/SIELA49118.2020.9167058.
- [17] Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), *IEEE Std 738-2012 – IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors*, Piscataway, NJ, USA, 2013. DOI: 10.1109/IEEESTD.2013.6692858.
- [18] CIGRÉ Working Group (WG) B2.42, *Technical Brochure 601 – Guide for thermal rating calculations of overhead lines: Considerations for high temperatures and changing weather and load data*. Paris: CIGRÉ, 2014. Adresse: <https://e-cigre.org/publication/601-guide-for-thermal-rating-calculations-of-overhead-lines> (besucht am 20.04.2023).
- [19] K. E. House und P. D. Tuttle, „Current-carrying capacity of acsr,“ *Electrical Engineering*, Jg. 77, Nr. 8, S. 719, 1958. DOI: 10.1109/EE.1958.6445265.
- [20] CIGRÉ Working Group (WG) 22.12, *Technical Brochure 207 – Thermal Behaviour of Overhead Conductors*. Paris: CIGRÉ, 2002. Adresse: <https://e-cigre.org/publication/207-thermal-behaviour-of-overhead-conductors> (besucht am 20.04.2023).
- [21] C. Gatermann, „Vorlesungsmitschrift: Numerische Simulation in der Elektroprozessentechnik Wintersemester 2022,“ Ilmenau, 2023.
- [22] Adobe Inc., *Adobe Illustrator Version 27.7*, San José, Kalifornien, USA, 2023. Adresse: <https://www.adobe.com/de/products/illustrator.html> (besucht am 23.07.2023).
- [23] R. Marek und K. Nitsche, *Praxis der Wärmeübertragung: Grundlagen – Anwendungen – Übungsaufgaben*, 5., überarbeitete Auflage. München: Hanser, 2019, ISBN: 978-3-446-46124-6.
- [24] D. Enescu, P. Colella und A. Russo, „Thermal Assessment of Power Cables and Impacts on Cable Current Rating: An Overview,“ *Energies*, Jg. 13, Nr. 20, S. 5319, 2020. DOI: 10.3390/en13205319.

- [25] F. M. Echavarren, L. Rouco und A. González, „Dynamic Thermal Modeling of Insulated Cables,“ in *2012 Cigré Session, CIGRÉ*, Hrsg., Paris, 2012. Adresse: https://e-cigre.org/publication/B1-209_2012-dynamic-thermal-modeling-of-isolated-cables (besucht am 07.06.2023).
- [26] British Standards Institution, *BS IEC 60287-1-1:2023 – Electric cables. Calculation of the current rating. Current rating equations (100 % load factor) and calculation of losses. General*, 2023.
- [27] V. Pashkis und H. D. Baker, „A Method for Determining Unsteady-State Heat Transfer by Means of an Electrical Analogy,“ *Journal of Fluids Engineering*, Jg. 64, Nr. 2, S. 105–110, 1942. doi: 10.1115/1.4018983.
- [28] H. Sugihara und T. Funaki, „Fundamental Analysis of Electrothermal Coordination of Underground Cables toward High-Penetration Renewable Generation,“ in *2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, Piscataway, NJ: IEEE, 2018, S. 1–5. doi: 10.1109/PESGM.2018.8585946.
- [29] P.-Y. Wang, H. Ma, G. Liu u. a., „Dynamic Thermal Analysis of High-Voltage Power Cable Insulation for Cable Dynamic Thermal Rating,“ *IEEE Access*, Jg. 7, S. 56 095–56 106, 2019. doi: 10.1109/ACCESS.2019.2913704.
- [30] D. Lauria, M. Pagano und C. Petrarca, „Transient Thermal Modelling of HV XLPE Power Cables: matrix approach and experimental validation,“ in *2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, Piscataway, NJ: IEEE, 2018, S. 1–6. doi: 10.1109/PESGM.2018.8586514.
- [31] G. J. Anders, *Rating of electric power cables: Ampacity computations for transmission, distribution, and industrial applications* (IEEE Press power engineering series). Piscataway, NJ: IEEE Press, 1997, ISBN: 0-7803-1177-9.
- [32] X. Feng und M. J. Mousavi, „A framework for Intelligent Feeder Overloading,“ in *2014 IEEE PES T&D Conference and Exposition*, IEEE, 2014, S. 1–5. doi: 10.1109/TDC.2014.6863319.
- [33] A. Shekhar, X. Feng, R. Hebner u. a., „Thermal Modelling and Experimental Validation for Research on Medium Voltage DC Cables,“ in *2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Piscataway, NJ: IEEE, 2017, S. 1–5. doi: 10.1109/PESGM.2017.8274559.
- [34] F. Aras und Y. Biçen, „Thermal Modelling and Analysis of High-Voltage Insulated Power Cables Under Transient Loads,“ *Computer Applications in Engineering Education*, Jg. 21, Nr. 3, S. 516–529, 2013. doi: 10.1002/cae.20497.
- [35] British Standards Institution, *BS IEC 60287-3-1:2017 – Electric cables. Calculation of the current rating. Operating conditions. Site reference conditions*, 2017.
- [36] CIGRÉ Joint Working Group (JWG) B4/B5.59, *Protection and local control of HVDC-grids*. Paris: CIGRÉ, 2018, ISBN: 978-2-85873-441-2.

- [37] A.-K. Marten und D. Westermann, „Power flow participation by an embedded HVDC grid in an interconnected power system,“ in *2012 3rd IEEE PES innovative smart grid technologies Europe (ISGT Europe 2012)*, Piscataway, NJ: IEEE, 2012, S. 1–6. DOI: 10.1109/ISGTEurope.2012.6465703.
- [38] International Electrotechnical Commission (IEC), *IEC 60050-131:2002 – International Electrotechnical Vocabulary: Part 131: Circuit theory*, 2002.
- [39] J. A. Fleeman, R. Gutman, M. Heyeck, M. Bahrman und B. Normark, „EHV AC and HVDC Transmission Working Together to Integrate Renewable Power,“ in *2009 CIGRE/IEEE PES Joint Symposium Integration of Wide-Scale Renewable Resources Into the Power Delivery System*, CIGRÉ, 2009, S. 1–15, ISBN: 978-2-85873-080-3.
- [40] Bundesnetzagentur (BNetzA), *Netzausbau Wissen – Umwelt – Umweltprüfungen – Menschen, insbesondere menschliche Gesundheit*, 2023. Adresse: https://www.netzausbau.de/Wissen/Umwelt/Umweltpruefungen/SG_MenschenGesundheit/de.html (besucht am 17.07.2023).
- [41] B. M. Weedy, *Thermal Design of underground systems*. Chichester: Wiley, 1988, ISBN: 0-471-91673-0.
- [42] Deutscher Bundestag, *Sechszwanzigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über elektromagnetische Felder)*, 2013. Adresse: https://www.gesetze-im-internet.de/bimschv_26/ (besucht am 15.07.2023).
- [43] L. Heinhold, Hrsg., *Kabel und Leitungen für Starkstrom – Teil 1*, 4., überarb. Aufl. Berlin und München: Siemens-Aktienges. Abt. Verl., 1987, ISBN: 3-8009-1472-7.
- [44] G. Wessolek, *Prognose (CableEarth-Verfahren) der Bodenerwärmung durch Erdkabeltrassen*, Bonn, 23. Sep. 2016. Adresse: https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Veranstaltungen/2016/WiDi/Vortrag_Wessolek.pdf?__blob=publicationFile (besucht am 14.07.2023).
- [45] 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH und TransnetBW GmbH, *Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, 1. Entwurf: Kostenschätzungen*, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 2021. Adresse: <https://shorturl.at/CEFV8> (besucht am 17.04.2023).
- [46] A. Gustafsson, M. Jeroense, P. Sunnegårdh, M. Saltzer, H. Ghorbani und H. Rapp, „New developments within the area of extruded HVDC cables,“ in *11th IET International Conference on AC and DC Power Transmission*, 2015, S. 1–5. DOI: 10.1049/cp.2015.0053.
- [47] V. Wendt, *An Introduction to High Voltage Direct Current (HVDC) Underground Cables*, Brüssel, 10. Okt. 2011. Adresse: https://europacable.eu/wp-content/uploads/2021/01/Introduction_to_HVDC_Underground_Cables_October_2011_.pdf (besucht am 30.03.2023).
- [48] M. Wang, T. An, H. Ergun u. a., „Review and Outlook of HVDC Grids as Backbone of the Transmission System,“ *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, Jg. 7, Nr. 4, S. 797–810, 2020. DOI: 10.17775/CSEEJPES.2020.04890.

- [49] G. Verez, „System integration of large scale offshore wind power,“ Masterarbeit, Norwegian University of Science and Technology (NTNU), Trondheim, 2011. Adresse: <http://hdl.handle.net/11250/257002> (besucht am 17. 07. 2023).
- [50] S. Achenbach, B. Andersen, A. Benchaib u. a., *Technical Brochure 657 – Guidelines for the preparation of connection agreements or grid codes for multi-terminal DC schemes and DC grids*. Paris: CIGRÉ, 2016, ISBN: 978-2-85873-360-6.
- [51] Y. Bingjian, G. Yang, W. Xiaoguang, H. Zhiyuan, C. Longlong und S. Yunhai, „A hybrid circuit breaker for DC-application,“ in *2015 IEEE First International Conference on DC Microgrids (ICDCM 2015)*, Piscataway, NJ: IEEE, 2015, S. 187–192. doi: 10.1109/ICDCM.2015.7152036.
- [52] H. Ergun, J. Beerten und D. van Hertem, „Building A New Overlay Grid For Europe,“ in *2012 IEEE Power and Energy Society general meeting*, Piscataway, NJ: IEEE, 2012, S. 1–8. doi: 10.1109/PESGM.2012.6344805.
- [53] 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH und TransnetBW GmbH, *Planung und Betrieb des deutschen Übertragungsnetzes – Rahmendokument*, Netztransparenz, Hrsg., Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 2022. Adresse: https://www.netztransparenz.de/portals/1/%c3%9cNB-Rahmendokument_Planung%20und%20Betrieb_202203.pdf (besucht am 30. 04. 2023).
- [54] Netzentwicklungsplan Strom, *Glossar – N*, 2023. Adresse: <https://shorturl.at/egIJZ> (besucht am 17. 07. 2023).
- [55] F. Sass, „Diversitäre Redundanz gemischter AC-HGÜ-Netze durch schnelle korrektive Maßnahmen,“ Masterarbeit, Technische Universität Ilmenau, Ilmenau, 2015, ISBN: 978-3-86360-113-3.
- [56] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), *Special Protection Schemes*, Subgroup System Protection and Dynamics, Hrsg., Brüssel, März 2012. Adresse: <https://shorturl.at/rLT67> (besucht am 17. 07. 2023).
- [57] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) der Bundesrepublik Deutschland, *What is a grid booster?* 2020. Adresse: <https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/EN/Newsletter/2020/02/Meldung/direkt-account.html> (besucht am 17. 07. 2023).
- [58] Europäische Kommission, *Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung)*, 2019. Adresse: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj> (besucht am 17. 04. 2023).
- [59] Europäische Kommission, *Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement*, 2015. Adresse: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2015/1222/oj> (besucht am 17. 04. 2023).

- [60] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), Hrsg., *UCTE OH - Policy 3: Operational Security*, 19. März 2019. Adresse: <https://shorturl.at/esE05> (besucht am 02.05.2023).
- [61] A.-K. Marten, D. Westermann, M. Luginbuhl und H. F. Sauvain, „Integration of a Multi Terminal DC Grid in an Interconnected AC Network,“ in *2013 IEEE Grenoble Conference*, IEEE, 2013, S. 1–6. doi: 10.1109/PTC.2013.6652121.
- [62] F. Sass, „Beitrag zur Systemsicherheit durch kurative Maßnahmen von HGÜ-Systemen,“ Dissertation, Technische Universität Ilmenau, Ilmenau, 2018, ISBN: 978-3-86360-195-9.
- [63] A. Lukaschik, A. Wasserrab, I. Sacar u. a., *InnoSys 2030 – Innovationen in der Systemführung bis 2030: Abschlussbericht Gesamtverbund*, 8. Juli 2022. Adresse: https://www.innosys2030.de/wp-content/uploads/InnoSys2030_Abschlussbericht.pdf (besucht am 23.07.2023).
- [64] X. Feng und M. J. Mousavi, „Study of Intelligent Overloading in Power Delivery Systems,“ in *2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition*, IEEE, 2014, S. 1–5. doi: 10.1109/PESGM.2014.6939089.
- [65] Deutsches Institut für Normung (DIN), *DIN 1304-1 – Formelzeichen – Allgemeine Formelzeichen*, Berlin, 1994.
- [66] I. N. Bronstein, K. A. Semendjajew, G. Musiol und H. Mühlig, *Taschenbuch der Mathematik* (Edition Harri Deutsch), 10., überarbeitete Auflage. Haan-Gruiten: Verlag Europa-Lehrmittel – Nourney Vollmer GmbH & Co. KG, 2016, ISBN: 978-3-8085-5789-1.
- [67] J. Zhang, L. Cheng, X. Yang und Z. Liu, „Evaluation of insulation condition detection methods applied to DC XLPE cable,“ *Journal of Physics: Conference Series*, Jg. 1303, Nr. 1, S. 12–77, 2019. doi: 10.1088/1742-6596/1303/1/012077.
- [68] Verein Deutscher Ingenieure e.V. (VDI), Hrsg., *VDI-Wärmeatlas: Mit 320 Tabellen* (VDI-Buch), 11., bearb. und erw. Aufl. Berlin und Heidelberg: Springer Vieweg, 2013, ISBN: 978-3-642-19980-6.
- [69] A. Bangert, *Antrag auf Planfeststellungsbeschluss nach § 19 NABEG für SuedLink – BBPIG-Vorhaben Nr. 3 HGÜ-Verbindung Brunsbüttel – Großgartach: B 75 südlich Gemeindegrenze Helvesiek/Scheeßel (NI) – Landkreisgrenze Heidekreis/Region Hannover (NI) – Planfeststellungsabschnitt B1*, ARGE SuedLink 2019, Hrsg., Bayreuth, 15. Apr. 2021. Adresse: https://data.netzausbau.de/Vorhaben/3/PF/B1/V3_B1_Antrag_NABEG19.pdf (besucht am 26.07.2023).
- [70] M. Böhme und F. Böttcher, „Bodentemperaturen im Klimawandel: Auswertungen der Messreihe der Säkularstation Potsdam,“ in *Klimastatusbericht 2011*, KU21 - Klimaanalyse DWD, Hrsg., Offenbach, 2012, S. 85–90. Adresse: https://www.dwd.de/DE/leistungen/klimastatusbericht/publikationen/ksb_2011.html?nn=16102 (besucht am 03.06.2023).
- [71] H. Brakelmann, *Belastbarkeiten der Energiekabel: Berechnungsmethoden und Parameteranalysen*. Berlin, Offenbach: VDE Verlag GmbH, 1985, ISBN: 3-8007-1406-X.

- [72] Soil Survey Staff, *Keys to Soil Taxonomy*, Natural Resources Conservation Service, Hrsg., Washington DC, 2022. Adresse: <https://www.nrcs.usda.gov/resources/guides-and-instructions/keys-to-soil-taxonomy> (besucht am 14.07.2023).
- [73] Microsoft Corporation, *Microsoft Excel für Microsoft 365 Version 2306*, Redmond, Washington, USA, 2023. Adresse: <https://www.microsoft.com/de-de/microsoft-365/excel> (besucht am 23.07.2023).
- [74] The MathWorks Inc., *MATLAB Version 9.10.0.2198249*, Natick, Massachusetts, USA, 2021. Adresse: <https://www.mathworks.com> (besucht am 23.07.2023).
- [75] Deutscher Wetterdienst (DWD), *Interaktive Bodenfeuchtekarten und -profile*, 2023. Adresse: https://www.dwd.de/DE/fachnutzer/landwirtschaft/appl/bf_view/_node.html (besucht am 22.07.2023).
- [76] Schwenk Zement GmbH & Co KG, *Preisliste 2023: Transportbeton*, Ulm, Jan. 2023. Adresse: https://www.schwenk.de/wp-content/uploads/2017/03/7001_ASB-Preisliste-2023_20221018.pdf (besucht am 18.07.2023).
- [77] Europäische Kommission, *Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb*, 2017. Adresse: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2017/1485/oj> (besucht am 12.04.2023).
- [78] Verband der Elektrotechnik Elektronik und Informationstechnik e.V. (VDE), *VDE-AR-N 4210-5 – Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb*, Berlin, Offenbach, 2020.
- [79] Deutsches Institut für Normung (DIN), *DIN EN 50182:2001 – Leiter für Freileitungen: Leiter aus konzentrisch verseilten runden Drähten*, Berlin, 2014.
- [80] Hasso Plattner Institut, Humboldt-Universität zu Berlin, camunda, inubit und signavio, *BPMN 2.0 – Business Process Model and Notation*, BPM Offensive Berlin, Hrsg., 2011. Adresse: http://www.bpmb.de/images/BPMN2_0_Poster_DE.pdf (besucht am 27.04.2023).
- [81] M. Braun, L. Hofmann, A. Braun u. a., *Generation and Load Data Provision Methodology (GLDPM): Ein methodischer Überblick*, Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE), Hrsg., Kassel, 12. Juli 2018. Adresse: <https://shorturl.at/stRU5> (besucht am 23.07.2023).
- [82] P.-W. Gräber, *Vorlesungsskript Grundwassermeteorologie: Bestimmung von Parametern und Zustandsgrößen des Bodens*, Dresden, 2009. Adresse: <https://tu-dresden.de/bu/umwelt/hydro/iak/ressourcen/dateien/systemanalyse/studium/folder-2009-01-29-lehre/folder-2009-04-07-gwmt/Kap4-2.pdf> (besucht am 26.07.2023).
- [83] L. J. Jarass und G. M. Obermair, *Welchen Netzbau erfordert die Energiewende? Unter Berücksichtigung des Netzentwicklungsplans 2012* (MV-Wissenschaft). Münster: Verl.-Haus Monsenstein und Vannerdat, 2012, ISBN: 978-3-86991-641-5.

- [84] 50 Hertz Transmission GmbH, *Netzverbindung KONTEK*, 2023. Adresse: <https://shorturl.at/bvCJ4> (besucht am 03.08.2023).
- [85] S. von Andrian-Werbung, *Indikatoren für die Deutsche Anpassungsstrategie (DAS): Indikator-Factsheet – Umgebungstemperaturbedingte Stromminderproduktion thermischer Kraftwerke*, Umweltbundesamt (UBA), Hrsg., Dessau-Roßlau, 31. März 2014. Adresse: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/656/dokumente/ew-i-3_indikator_ausseneinflussarbeit.pdf (besucht am 22.07.2023).
- [86] Bundesnetzagentur (BNetzA), *Kraftwerksliste – Stand November 2022*, Bonn, 2022. Adresse: <https://shorturl.at/nprzD> (besucht am 14.07.2023).
- [87] Bundesnetzagentur (BNetzA), *Börsenstrompreis am EPEX-Spotmarkt für Deutschland/Luxemburg von Mai 2022 bis Mai 2023 (in Euro pro Megawattstunde)*, Statista, Hrsg., 2023. Adresse: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/289437/umfrage/strompreis-am-epex-spotmarkt/> (besucht am 08.07.2023).
- [88] R. Mutepe, B. Thango und P. Bokoro, „Practical Study on the Lifetime Prediction of High Voltage Cross-Linked Polyethylene Cable (XLPE) using Thermal Aging,“ in *Proceedings of the 31st Southern African Universities Power Engineering Conference (SAUPEC)*, A. Alonge, Hrsg., Piscataway, NJ: IEEE, 2023, S. 1–4. DOI: 10.1109/SAUPEC57889.2023.10057603.
- [89] D. Häring, G. Schröder, C. Freye, C. F. Niedik, S. J. Frobin und F. Jenau, „Evaluation of Extruded HVDC Cable Systems,“ in *VDE High Voltage Technology 2018; ETG-Symposium*, Bd. 157, 2018, S. 521–526, ISBN: 978-3-8007-4807-5.
- [90] D. J. Youn, J. Li, S. Livazovic, Y. Sun und S. Sun, „Controlling Factors of Degassing in Crosslinked Polyethylene Insulated Cables,“ *Polymers*, Jg. 11, Nr. 9, S. 1–22, 2019. DOI: 10.3390/polym11091439.
- [91] Bundesnetzagentur (BNetzA) | SMARD.de, *Marktdaten*, Bonn, 2023. Adresse: <https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten/> (besucht am 13.07.2023).

D Abbildungsverzeichnis

Abb. 2.1	Schematischer Querschnitt eines 525 kV-Onshorekabels in Anlehnung an [9] . . .	3
Abb. 2.2	Kontrollvolumen zur Herleitung der Energiebilanzgleichung mit Wärmestromdichten \dot{q}_i und Verlustleistungsdichte p_v in kartesischen Koordinaten	6
Abb. 2.3	Allgemeines $R_{th}C_{th}$ -Glied eines Kabelaufbauelements	8
Abb. 2.4	(a) $R_{th}C_{th}$ -Glied nach IEC 60287, (b) $R_{th}C_{th}$ -Glied mit Van Wormer-Koeffizienten	9
Abb. 2.5	Positionierung der Wärmekapazität C_{th} im Kabelaufbauelement	9
Abb. 2.6	Geometrie des Kabelgrabens entsprechend der Kennelly-Hypothese nach [34] .	11
Abb. 2.7	Auswahlprozess für Berechnung der Kabelerwärmung mittels Wärmenetz . . .	12
Abb. 2.8	(a) nicht-selektiver, (b) partiell-selektiver, (c) voll-selektiver Netzschutz nach [36]	15
Abb. 2.9	(a) Definition präventive Maßnahme, (b) Definition kurative Maßnahme	17
Abb. 2.10	(a) AGM nach [61], (b) HGÜ-Remedial Action Scheme nach [62]	18
Abb. 3.1	Zylindersymmetrisches Kabelaufbauelement (grau) mit Wärmestrom Φ	23
Abb. 3.2	Modell zur Bestimmung des Erdbodenwärmewiderstands in Anlehnung an [43]	24
Abb. 3.3	Vollständiges Wärmenetz des Kabels mit einem $R_{th}C_{th}$ -Glied pro Aufbauelement	25
Abb. 3.4	Anteile der Aufbauelemente im Best- und Worst-Case gemäß Tab. A.1	28
Abb. 3.5	Vollständiges Wärmenetz des Kabels inkl. aller Vereinfachungen	29
Abb. 3.6	Zusammengefasstes, vereinfachtes Wärmenetz des Kabelmodells nach Abb. 3.5	30
Abb. 3.7	Vergleich Worst- und Best-Case für $\vartheta_E = 20\text{ °C}$ und $I_0 = 2.000\text{ A}$	32
Abb. 3.8	Abweichung Gesamtwärmewiderstand des vereinfachten vom vollständigen Modell	32
Abb. 3.9	Abweichung der Erwärmungsdauer des vereinfachten vom vollständigen Modell in Abhängigkeit von ρ_{thE} ($\vartheta_E = 20\text{ °C}$, $I_0 = 2.000\text{ A}$)	33
Abb. 3.10	Variation der Legetiefe h und des Kabelabstands d^* für $\rho_{thE} = 1,0\frac{\text{m}\cdot\text{K}}{\text{W}}$	34
Abb. 3.11	Variation von ρ_{thE} für konstante Legetiefe und variablen Kabelabstand	35
Abb. 3.12	Erwärmungsdauer des Kabelmodells in Abhängigkeit von ϑ_E ($I_0 = 2.000\text{ A}$) . .	36
Abb. 3.13	Erwärmungsdauer des vereinfachten Modells in Abhängigkeit von ϑ_E ($I_0 = 2.000\text{ A}$)	37
Abb. 3.14	Erwärmungsdauer des Kabelmodells in Abhängigkeit von ρ_{thE} ($I_0 = 2.000\text{ A}$) .	37
Abb. 3.15	Vereinfachtes Modell in Abhängigkeit von I_0 und ρ_{thE} ($\vartheta_E = 20\text{ °C}$, $\ddot{U}L = 100\text{ ‰}$)	38
Abb. 3.16	Vereinfachtes Modell in Abhängigkeit von $\ddot{U}L$ und ρ_{thE} ($\vartheta_E = 20\text{ °C}$, $I_0 = 2.000\text{ A}$)	39
Abb. 4.1	PATL/TATL-Maßnahmen für Betriebsszenarien in Anlehnung an [63]	44
Abb. 4.2	Zeitverlauf Systemschutzkonzept mit charakteristischen Phasen	45
Abb. 4.3	Vorschauprozess im Rahmen des Systemschutzkonzepts aus Abb. 4.2	46
Abb. 4.4	Entscheidungsbaum zur Auswahl der Überlastmaßnahme	47
Abb. 4.5	Gestaffelter Abruf thermischer Potenziale (a) während des Erwärmungsvorgangs, (b) während des Abkühlvorgangs	48
Abb. 4.6	(a) Überlastung für festgelegte Dauer, (b) Überlastung mit maximalem Strom . .	49
Abb. 4.7	Überbrückung der Engpassdauer $\Delta t_{Engpass}$ durch Überlastung mit I_{max} (a) kritische Temperatur wird nicht erreicht, (b) kritische Temperatur wird erreicht . . .	51

Abb. 4.8	Überlastprozess im Rahmen des Systemschutzkonzepts aus Abb. 4.2	52
Abb. 4.9	Abkühlprozess im Rahmen des Systemschutzkonzepts aus Abb. 4.2	54
Abb. 4.10	(a) Kabel mit schematischen Grenzisothermen in Anlehnung an [71], (b) Verlauf der Wärmeleitfähigkeit im Zweischichtmodell	55
Abb. 4.11	Voraussetzungen zur Anwendung des Systemschutzprozesses	56
Abb. 4.12	Einliniendiagramm des vermaschten HGÜ-Overlaynetzes (schwarz) mit unterlagertem AC-Netz (grau)	59
Abb. 4.13	Engpass im HGÜ-Overlaynetz mit Nichtverfügbarkeit des linken Kabelsystems	60
Abb. 4.14	Anfangszustand für Überlastzyklus im Szenario <i>Sommer, trocken</i>	60
Abb. 4.15	Zusammenfassung des Überlastzyklus im Szenario <i>Sommer, trocken</i>	62
Abb. 4.16	Überlast (a) mit maximalem Strom, (b) für festgelegte Zeitdauer	64
Abb. 4.17	Vergleich der Gesamtkosten der Überlastmaßnahmen für variable Engpassdauern	65
Abb. 4.18	Auswertung der Reduktion der maximalen Kabeltemperatur bezogen auf t_{krit}	66
Abb. 4.19	Energie aus thermischen Reserven bei Variation der maximalen Kabeltemperatur	67
Abb. 5.1	(a) vollständiger Kabelquerschnitt, (b) untersuchte Einflussparameter auf die Kabelerwärmung, (c) vereinfachtes Kabelmodell zur Analyse der thermischen Reserven	70
Abb. 5.2	Überlastung (a) für festgelegte Zeitdauer, (b) mit dem maximalen Strom	71
Abb. A.1	Extrapolation der Leckströme in einer VPE-Isolierung nach [67]	75
Abb. A.2	Segmentierung der HGÜ-Trasse SuedOstLink in Abhängigkeit der Bodenfeuchte am 20. Dezember 2022 in 1,5 m Tiefe basierend auf [75]	78
Abb. A.3	Spotpreis Strom (in €/MWh) für Mai 2022 bis Mai 2023 nach [87]	79
Abb. A.4	Spotpreis Strom (in €/MWh) für 2010 bis 2020 nach [91]	79

E Tabellenverzeichnis

Tab. 3.1	Formelzeichen Thermodynamik und Wärmeübertragung nach DIN 1304 Tab. 5 [65]	21
Tab. 3.2	Wärmewiderstände verschiedener Bodenmaterialien in Abhängigkeit der Bodenfeuchte	26
Tab. 3.3	Definition Worst- und Best-Case für Modellparameter gemäß Tab. A.1	28
Tab. 4.1	Szenarien zur Potenzialanalyse der thermischen Betriebsmittelreserven	59
Tab. 4.2	Auswertung der Szenarien gemäß Tab. 4.1	62
Tab. A.1	Kabelparameter 525 kV-Kabel für Modellerstellung	75
Tab. A.2	Wärmewiderstände und Wärmekapazitäten im Worst- und Best-Case	76
Tab. A.3	Kabelerwärmungsdauer abhängig von I_0 und ρ_{thE} ($\vartheta_E = 20\text{ °C}$ und $\ddot{U}L = 100\text{ ‰}$)	77
Tab. A.4	Kabelerwärmungsdauer in min abhängig von ϑ_E ($I_0 = 2.000\text{ A}$ und $\ddot{U}L = 100\text{ ‰}$)	77
Tab. A.5	Kabelerwärmungsdauer in min abhängig von $\ddot{U}L$ ($I_0 = 2.000\text{ A}$ und $\vartheta_E = 20\text{ °C}$)	77

F Abkürzungen

AC	Wechselstrom
AGM	Angle-Gradient-Method
AR	Anwendungsrichtlinie
BBPIG	Gesetz über den Bundesbedarfsplan
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
BM	Betriebsmittel
BNetzA	Bundesnetzagentur
BPMN	Business Process Model and Notation
CIGRÉ	Conseil International des Grands Réseaux Électriques
D-0	Intraday
D-1	Day Ahead
DC	Gleichstrom
DERA	Deutsche Rohstoffagentur
DIN	Deutsches Institut für Normung e. V.
DGL	Differentialgleichung
DGWK	Deutsches Grenzwertkonzept
DWD	Deutscher Wetterdienst
EE	Erneuerbare Energie
EnLAG	Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung
ESB	Ersatzschaltbild
EU	Europäische Union
FCR	Frequency Containment Reserve
FDM	Finite Differenzen Methode
FEM	Finite Elemente Methode
FRR	Frequency Restoration Reserve
GLDPM	Generation and Load Data Provision Methodology
GLS	Gleichungssystem
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
HöS	Höchstspannung
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
InnoSys2030	Innovationen in der Systemführung bis 2030
JWG	Joint Working Group
LCC	Line Commutated Converter
LWL	Lichtwellenleiter
MI-Papier	Masseimprägniertes Papier
PATL	Permanent Admissible Transmission Loading

PE	Polyethylen
PRL	Primärregelleistung
PV	Photovoltaik
PVC	Polyvinylchlorid
SO GL	System Operation Guideline
SPS	Special Protection Scheme
SRL	Sekundärregelleistung
TATL	Temporary Admissable Transmission Loading
TB	Technical Brochure
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
USDA	United States Department of Agriculture
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
VNB	Verteilernetzbetreiber
VPE	Vernetztes Polyethylen
VSC	Voltage Source Converter
WAFB	Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb
WLG	Wärmeleitungsgleichung

Gatermann: Entwurf eines Verfahrens zur Allokation von thermischen Betriebsmittelreserven eines HGÜ-Systems für den AC-DC-Systemschutz

Die Errichtung von Gleichstrom-Erdkabeltrassen ermöglicht den unterirdischen Transport großer Energiemengen über weite Entfernungen.

Im Rahmen dieser Arbeit wird untersucht, wie sich die inhärenten thermischen Reserven der DC-Kabel in einem vermaschten, ins AC-Netz integrierten, DC-Netz zur Engpassbehandlung im AC- oder DC-Netz nutzen lassen. Dabei wird, basierend auf der Beschreibung des DC-Kabels über ein Wärmenetz, ein vereinfachtes, analytisch lösbares Modell eines 525-kV-DC-Kabels abgeleitet. Dieses Modell wird in einen Vorschlag für ein Systemführungskonzept im gekoppelten AC-DC-Netz eingebunden. Der Fokus des Systemführungskonzepts liegt auf der Engpassbehandlung im AC- oder DC-Netz mithilfe der inhärenten thermischen Kabelreserven. Die grundsätzliche Umsetzbarkeit des Systemführungskonzepts wird anhand eines einfach vermaschten DC-Netzes als Overlaynetz zu einem generischen AC-Netz gezeigt.

