

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Projekt: „Steigerung der Zuverlässigkeit und Überlastbarkeit von Betriebsmitteln zur Reduktion von Netzausbau“

Increasing the Reliability and Overload Capacity of HV Equipment to Reduce Grid Expansion

(ZÜbReNe)

Laufzeit: 01.11.2019 – 30.04.2023

Gemeinsamer Abschlussbericht

Zuwendungsempfänger	Förderkennzeichen	Autoren
Universität Stuttgart	03EI6008A	Prof. Stefan Tenbohlen, Malte Gerber, Saeed Khandan, Daniel Passow, Markus Miller
PFISTERER Kontaktsysteme GmbH	03EI6008B	Marcel Heckel
BSS Hochspannungstechnik GmbH	03EI6008C	Christoph Kattmann
Netze BW GmbH	assoziiertes Partner	
Stuttgart Netze GmbH	assoziiertes Partner	
FISO Technologies Inc.	assoziiertes Partner	

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Berichtsdatum: 18.12.2023



PFISTERER



Kurzfassung

Die Belastbarkeit von elektrischen Betriebsmitteln wird durch schädigende Auswirkungen von überhöhten Temperaturen auf die Isolationsmaterialien begrenzt. Wenn diese Temperaturen gezielt gemessen, ausgewertet und die Ergebnisse an die Netzleitstelle übertragen werden, können Energienetze höher ausgelastet werden, wodurch die Kosten für Netzausbau und Einspeisemanagement gesenkt werden können.

In ZÜbReNe wurde ein Monitoringsystem für Transformatoren und Kabelmuffen vorgeschlagen und entwickelt. Wichtige Projektaufgaben waren die Entwicklung eines thermischen Modells und die Implementierung von Sensoren in die Muffe. Es wurde der Prototyp einer „intelligenten“ Muffe aufgebaut, mit der auch Teilentladungen, ein wichtiger Indikator für eine Zustandsverschlechterung, überwacht werden können. Auch Transformatoren altern bei thermischer Überlastung schneller und verursachen bei vorzeitigem Ausfall hohe Kosten. Sie können durchaus überlastet werden, sofern man bei Kenntnis der aktuellen Umgebungsbedingungen die Öl- und Heißpunkttemperaturen vorab möglichst genau berechnen kann. Im Projekt wurden thermische Modelle zur Berechnung der Überlastbarkeit von Transformatoren entwickelt. Damit diese Modelle breit einsetzbar sind, wurde ein Algorithmus zu deren Selbstparametrierung entworfen. Mit der Entwicklung und prototypischen Umsetzung von Monitoringsystemen für Transformatoren und Kabelmuffen wird die Zustandserfassung der Betriebsmittel ermöglicht, um die aktuelle Überlastbarkeit in der Leitwarte im Netzbetrieb berücksichtigen zu können. Die in diesem Projekt fokussierten Aspekte des Kabel- sowie Transformatormonitorings in Kombination mit dem Freileitungsmonitoring stellen eine neue Perspektive für die Planung des Netzausbaus dar. Für diesen Zweck wurde eine an der Universität Stuttgart bereits fortgeschrittene Methodik zur zeitreihenbasierten Netzplanung um das Überlastmonitoring von Transformatoren, Freileitungen und Kabelsystemen ergänzt und zur Ermittlung der genannten Potenziale eingesetzt.

Abstract

The load capacity of electrical equipment is limited by damaging effects of excessive temperatures on the insulation materials. If the temperatures are measured, evaluated and the results are transmitted to the network control center, the electric power network can be utilized to a greater extent, thus reducing the costs for grid expansion and feed-in management.

In ZÜbReNe a monitoring system for transformers and cable joints is proposed and developed. Important project tasks are the development of a thermal model and the implementation of sensors in the cable joint. The aim was to develop an "intelligent" joint, which can also monitor partial discharges as an important indicator of deterioration. Also, when power transformers are thermally overloaded, they age faster and cause high costs if they fail prematurely. Overload is possible if the current ambient conditions are known and if one is able to calculate the oil and hotspot temperatures as precisely as possible in advance. Therefore, in this project thermal models for calculating the overload capacity of transformers were developed. Also, an algorithm for their self-parameterization is designed for a wide usage of the models. The development and prototypical implementation of monitoring systems for power transformers and cable joints allows taking into account their current overload capacity for the operation of electric networks. The aspects of cable and transformer monitoring in the project combined with the overhead line monitoring represent a new perspective for the planning of the grid expansion. For this purpose, a methodology for time-series-based grid planning, which was already developed at the University of Stuttgart, was complemented by the overload monitoring of transformers, overhead lines and cable systems. Thus, the potential to reduce the grid expansion is estimated.

Adressen und Ansprechpartner der Verbundpartner

Projektpartner	Ansprechpartner
Universität Stuttgart Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik Pfaffenwaldring 47 70569 Stuttgart (Verbundkoordinator)	Prof. Dr. Stefan Tenbohlen Projektleiter stefan.tenbohlen@ieh.uni-stuttgart.de
PFISTERER Kontaktsysteme GmbH Rosenstr. 44 73650 Winterbach	Marcel Heckel marcel.heckel@pfisterer.com
BSS Hochspannungstechnik GmbH Steinstraße 29 71229 Leonberg	Christoph Kattmann christoph.kattmann@bss-hs.de
Netze BW GmbH Schelmenwasenstr.15 70567 Stuttgart (assoziierter Partner)	André Großhans a.grosshans@netze-bw.de
Stuttgart Netze GmbH Stöckachstraße 48 70190 Stuttgart (assoziierter Partner)	Christian Körner c.koerner@stuttgart-netze.de
FISO Technologies Inc. 500 St-Jean-Baptiste Avenue suite 195 Quebec, Canada (assoziierter Partner)	Peter Kropmeier peter.kropmeier@fiso.com

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Projektziele	2
2.1	<i>Wissenschaftliche und technische Arbeitsziele</i>	2
2.2	<i>Bezug zu förderpolitischen Zielen</i>	5
2.3	<i>Wissenschaftlicher und technischer Stand zum Projektstart</i>	6
3	Projektergebnisse	9
3.1	<i>Thermische Modellierung von Transformatoren</i>	9
3.1.1	Erfassung von Betriebsdaten.....	10
3.1.2	Bestimmung des Heißpunktfaktors	11
3.1.3	Untersuchung verschiedener thermischer Modelle für die Verwendung in einem Monitoringsystem	21
3.1.4	Kühleigenschaft in Abhängigkeit der Umgebungsbedingungen	29
3.1.5	Thermische Modellierung zur thermischen Überwachung	31
3.2	<i>Thermisches Modell der Kabelmuffe</i>	33
3.2.1	Aufbau eines Temperaturversuchsstandes	33
3.2.2	Ermittlung von Materialparametern und Temperaturprofilen	33
3.2.3	Erstellung des thermischen Modells einer Kabelmuffe.....	35
3.2.4	Verallgemeinerung des erstellten Muffenmodells auf ein frei parametrierbares Modell für verschiedene Muffenvarianten.....	35
3.3	<i>Entwicklung einer intelligenten Kabelmuffe</i>	37
3.3.1	Grundlagenuntersuchungen zur TE- und Temperaturmessung.....	37
3.3.2	Entwicklung einer intelligenten Kabelmuffe unter Integration der ausgewählten Sensoren	40
3.3.3	Qualifizierung der intelligenten Muffe (Typprüfung)	47
3.4	<i>Entwicklung eines Monitoringsystems</i>	51
3.4.1	Entwicklung des Messsystems.....	51
3.4.2	Entwicklung des TE-Messmoduls	52
3.4.3	Entwicklung der Energy Harvesting-Systems	53

3.4.4	Entwicklung der Kommunikationslösung	55
3.4.5	Implementierung der Softwareplattform.....	55
3.4.6	Zustandsermittlungssystem	58
3.5	<i>Untersuchung des Einflusses auf die Netzplanung und den Netzbetrieb.....</i>	<i>58</i>
3.5.1	Szenariodefinition, Netzmodellentwicklung und Zeitreihenmodellierung	59
3.5.2	Bestimmung und Integration der Strombelastbarkeiten in die Planungsumgebung.....	61
3.5.3	Planungsmethode und Simulationsdurchführung.....	65
3.5.4	Simulationsauswertung und Bewertung der Potenziale	67
3.6	<i>Erkenntniskatalog</i>	<i>70</i>
4	Eingehende Darstellung.....	73
4.1	<i>Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit</i>	<i>73</i>
4.2	<i>Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse.....</i>	<i>73</i>
4.3	<i>Erfolgte Veröffentlichungen</i>	<i>74</i>
5	Fazit und Ausblick	76
5.1	<i>Fazit.....</i>	<i>76</i>
5.2	<i>Ausblick</i>	<i>77</i>
6	Literaturverzeichnis.....	79

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3.1-1 Betriebsdaten zu Leistungstransformatoren mittlerer und hoher Leistung	10
Tabelle 3.1-2 Betriebsdaten zu Leistungstransformatoren niedriger Leistung.....	10
Tabelle 3.1-3 Zusammenfassung der Ergebnisse und der Heißpunktfaktoren bei den verschiedenen Anfangstemperaturen (Modell 1)	15
Tabelle 3.1-4 Ergebnisse der Heißpunktfaktoren, Anfangstemperatur: 20 °C (Modell 2).....	21
Tabelle 3.1-5 Ergebnis der Parametrierung für einen 80 MVA ONAF gekühlten Leistungstransformator	23
Tabelle 3.1-6 Statistische Fehlerbewertung der Temperaturvorhersage für den Trainings- und Validierungszeitraum für einen Transformator mittlerer Leistung.....	23
Tabelle 3.1-7 Resultierende Parameter für einen 630 kVA ONAN gekühlten Ortsnetztransformator.	26
Tabelle 3.1-8 Statistische Fehlerbewertung der Temperaturvorhersage für den Trainings- und Validierungszeitraum für einen Ortsnetztransformator	27
Tabelle 3.2-1 Materialparameter der verwendeten Materialien.....	34
Tabelle 3.3-1 Prüfanforderungen bei der Typprüfung nach IEC 60840 und ableitbare Aussagen für das Monitoringsystem	47
Tabelle 3.4-1: Felder des PRPD-Datenformats	55

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3.1-1 Schnitt durch eine Scheibenwicklung mit Kühlkanälen und Abmessungen	12
Abbildung 3.1-2 Schematische Darstellung des Wicklungsmodells im Kessel.....	12
Abbildung 3.1-3 Anschlüsse im Aufbau, LV-Büchse mit einem dicken Kupferband kurzgeschlossen ..	13
Abbildung 3.1-4 Anschlussplan für den Kurzschlussstest	13
Abbildung 3.1-5 Vorderansicht des Ortsnetztransformators mit PT-100-Sensoren.....	14
Abbildung 3.1-6 Vergleich zwischen den Messdaten und den CFD- Ergebnissen, Anfangstemperatur: 40 °C	15
Abbildung 3.1-7 Temperaturverteilung und Stromlinien innerhalb der Passage, Anfangstemperatur: 40 °C	17
Abbildung 3.1-8 Numerisches Modell (Vorderansicht) des Ortsnetztransformators	18
Abbildung 3.1-9 Detaillierte Ansicht der Wicklungen (Querschnitt).....	18
Abbildung 3.1-10 Volumen Vernetzung der HS-Wicklungen und vergrößerte Ansicht von den Leitern	18
Abbildung 3.1-11 Volumen Vernetzung der NS-Wicklungen und vergrößerte Ansicht von den Leitern	18
Abbildung 3.1-12 Vergleich zwischen den Messdaten und den CFD- Ergebnissen im Ortsnetztransformator (Modell 2) Anfangstemperatur: 20 °C	20
Abbildung 3.1-13 CFD Temperaturverteilungen innerhalb der HS-Wicklung in verschiedenen Zeitabschnitten, Anfangstemperatur: 20 °C.....	20
Abbildung 3.1-14 Heißpunktfaktoren beim (Modell 1), Anfangstemperaturen von 40 °C und 80 °C ..	21
Abbildung 3.1-15 Ablauf der Parametrierung, der Temperaturvorhersage und der Überlastabschätzung	22

Abbildung 3.1-16 Vergleich der Öltemperaturvorhersage unter Verwendung verschiedener thermischer Modelle für einen Leistungstransformator mittlerer Leistung.....	24
Abbildung 3.1-17 Sortierter absoluter Fehler der Temperaturvorhersage für alle untersuchten Modelle für einen Transformator mittlerer Leistung	24
Abbildung 3.1-18 Überlastkurve des 80 MVA-Leistungstransformator für eine normal zyklische Belastung mit einer maximal zulässigen Öltemperatur von 105 °C.....	25
Abbildung 3.1-19 Vergleich der Öltemperaturvorhersage unter Verwendung verschiedener thermischer Modelle für einen Ortsnetztransformator.....	26
Abbildung 3.1-20 Sortierter absoluter Fehler der Temperaturvorhersage für alle untersuchten Modelle für einen Ortsnetztransformator	27
Abbildung 3.1-21 Überlastkurve des 630 kVA-Ortsnetztransformator für eine normal zyklische Belastung mit einer maximal zulässigen Öltemperatur von 105 °C.....	28
Abbildung 3.1-22 Fehlerentwicklung bei Verlängerung des Trainingszeitraumes sowohl für die Öltemperatur als auch für die Wicklungstemperatur [6].....	29
Abbildung 3.1-23 Die solare Einstrahlung wird als zusätzliche Wärmequelle im Ersatzschaltbild berücksichtigt [8].....	30
Abbildung 3.1-24 Berücksichtigung der Solarstrahlung im Sommer [8]	30
Abbildung 3.1-25 Berücksichtigung der Solarstrahlung im Winter [8]	30
Abbildung 3.1-26 Ablauf der automatischen Erkennung eines Lüfterausfalls.....	31
Abbildung 3.1-27 Erkennung von einem Lüfterausfall für die Anwendung in einem Monitoringsystem	32
Abbildung 3.2-1 Schematische Darstellung des Temperaturversuchsstands zur Erfassung des thermischen Verhaltens der Kabelmuffe	33
Abbildung 3.2-2 Aufgezeichnete Werte von Temperatur und Strom für den einphasigen Versuchsaufbau mit einer Kabelmuffe der Bemessungsspannung $U_m = 245$ kV	34
Abbildung 3.2-3 Gegenüberstellung der messtechnisch und der mit COMSOL auf Basis des FEM-Modells simulativ ermittelten Temperaturen des einphasigen Aufbaus für die Kabelmuffe der Bemessungsspannung $U_m = 245$ kV.....	35
Abbildung 3.2-4 Gegenüberstellung der messtechnisch und der mit COMSOL auf Basis des FEM-Modells simulativ ermittelten Temperaturen des einphasigen Aufbaus für die Kabelmuffe der Bemessungsspannung $U_m = 170$ kV.....	36
Abbildung 3.2-5 Schematische Darstellung des zur thermischen Modellierung genutzten linearen Netzwerks.....	36
Abbildung 3.2-6 Gegenüberstellung der messtechnisch und der mit LTspice auf Basis des linearen Netzwerks simulativ ermittelten Temperaturen des einphasigen Aufbaus für die Kabelmuffe der Bemessungsspannung $U_m = 170$ kV.....	37
Abbildung 3.3-1 Prinzipdarstellung des Optimierungsproblems bei der Auslegung der Transferimpedanz eines Stromwandlers.....	38
Abbildung 3.3-2 Gemessene Transferimpedanzen unterschiedlicher selbst entwickelte Hochfrequenzstromwandler	39
Abbildung 3.3-3 Gegenüberstellung der messtechnisch und der mit COMSOL simulativ ermittelten Transferimpedanz eines Hochfrequenzstromwandlers	39
Abbildung 3.3-4 Transferimpedanz des finalen HFCT-Designs	39
Abbildung 3.3-5 Schematische Darstellung des Gesamtkonzepts der intelligenten Kabelmuffe.....	41
Abbildung 3.3-6 Darstellung des zur Validierung der TE-Funktionalität des Hochfrequenzstromwandlers verwendeten Aufbaus.....	42

Abbildung 3.3-7 Darstellung des nach dem induktiven Sensor aufgezeichneten Spannungsimpulses bei Einspeisung eines IEC konformen Kalibratorimpulses mit einer Ladungsmenge von 5 pC	42
Abbildung 3.3-8 Transferimpedanz des HFCTs in Kombination mit der Kabelmuffe.....	43
Abbildung 3.3-9 Schema des zur Validierung der Funktionalität des TE Monitoringsystems unter Hochspannung verwendeten Messaufbaus.....	43
Abbildung 3.3-10 Leitfähige Verunreinigung auf der präparierten Kabelisolation als möglicher Montagedefekt.....	44
Abbildung 3.3-11 Mit dem konventionellen Diagnosesystem aufgenommenes PRPD von Fehlstelle 1 bei einer Prüfspannung von $1 U_0 = 87$ kV, Bandbreite: 150 kHz – 450 kHz	44
Abbildung 3.3-12 Mit dem Monitoringsystem aufgenommenes PRPD von Fehlstelle 1 bei einer Prüfspannung von $1 U_0 = 87$ kV, Frequenzband 2, Bandbreite: 200 kHz – 2,2 MHz.....	44
Abbildung 3.3-13 Nennstromversuch zur Validierung der Energy-Harvesting-Spule	45
Abbildung 3.3-14 Energy-Harvesting-Spule im Kurzschlussstest.....	46
Abbildung 3.3-15 Ausleitung von Hochspannungskabel (1), koaxialem Cross-Bonding-Kabel (2) und Sensorausleitungen in einem Schlauch (3) aus dem Kabelmuffengehäuse.....	46
Abbildung 3.3-16 Aufbau der Typprüfung nach Kabelsystemnorm IEC 60840.....	48
Abbildung 3.3-17 Aufbau der Kabelmuffe im Wassertank für die Dichtheitsprüfung nach ANNEX H..	49
Abbildung 3.3-18 Temperatur- und Strommessdaten für einen Heizzyklus während der Typprüfung	50
Abbildung 3.3-19 Verbinder- und Leitertemperatur berechnet mit dem thermischen Kabelmuffenmodell.....	51
Abbildung 3.4-1 Prototyp der Basisplatine des Messsystems und der Kommunikationseinheit	52
Abbildung 3.4-2 Gesamtsystem zur Messung der Temperaturen, des Stromes und von Teilendladungen	53
Abbildung 3.4-3 Links: Laboraufbau des Energy-Harvesting-Systems mit magnetischem Kern, Leistungs-Auskopplungssystem, und Messelektronik. Rechts: Nutzbare Leistung für konventionelle Geometrie in Abhängigkeit der relativen Permeabilität des Kernmaterials und des Primärstroms	54
Abbildung 3.4-4 Übersichtsseite der Monitoring-Website. Zu sehen sind die letzten aufgenommenen Daten der beiden Testmuffen für die Normtests.....	56
Abbildung 3.4-5 Datenübersicht auf der Monitoring-Website. Im obersten Plot sind die Heizzyklen eines fast 1-monatigen Belastungstests für die intelligente Muffe zu sehen.....	57
Abbildung 3.5-1 Vorgehensweise zur Generierung der Wirkleistungszeitreihen im MS-Netz	60
Abbildung 3.5-2 Ermittlung des Ladeprofils für die Ortsnetzstationen	61
Abbildung 3.5-3 Strombelastbarkeit eines MS-Kabels für verschiedene Bodenfeuchtigkeiten	62
Abbildung 3.5-4 Strombelastbarkeit eines HS-Kabels für verschiedene Bodenfeuchtigkeiten	62
Abbildung 3.5-5 Thermische Belastbarkeit von ONAN-Transformatoren	63
Abbildung 3.5-6 Simulationsablauf zur Ermittlung der dynamischen Strombelastbarkeiten.....	64
Abbildung 3.5-7 Jahresdauerlinie der dynamischen Strombelastbarkeit und eines MS- und HS-Kabels	65
Abbildung 3.5-8 Jahresdauerlinie der dynamischen Strombelastbarkeit einer Freileitung.....	65
Abbildung 3.5-9 Jahresdauerlinie der dynamischen Strombelastbarkeit eines ONAN-Transformators	65
Abbildung 3.5-10 Simulationsablauf für den Einsatz der dynamischen Strombelastbarkeit von Freileitungen Kabeln und Transformatoren.....	66
Abbildung 3.5-11 Vergleich der Leitungsauslastung von MS-Netz A mit Nennstrombelastbarkeit (links) und mit dynamischer Strombelastbarkeit (rechts)	67

Abbildung 3.5-12 Vergleich der Leitungsauslastung von MS-Netz A mit Nennstrombelastbarkeit (links) und mit dynamischer Strombelastbarkeit (rechts) mit Berücksichtigung der Elektromobilität	67
Abbildung 3.5-13 Vergleich der Leitungsauslastung von MS-Netz B mit Nennstrombelastbarkeit (links) und mit dynamischer Strombelastbarkeit (rechts)	68
Abbildung 3.5-14 Vergleich der Leitungsauslastung von MS-Netz B mit Nennstrombelastbarkeit (links) und mit dynamischer Strombelastbarkeit (rechts) mit Berücksichtigung der Elektromobilität	68
Abbildung 3.5-15 Vergleich der Leitungsauslastung im (n-1)-Fall für Freileitungen mit Nennstrombelastbarkeit (links) und dynamischer Strombelastbarkeit (rechts) im HS-Netz	68
Abbildung 3.5-16 Vergleich der Leitungsauslastung im (n-1)-Fall für Kabel mit Nennstrombelastbarkeit (links) und dynamischer Strombelastbarkeit (rechts) im HS-Netz	68
Abbildung 3.5-17 Vergleich der Auslastung von HS/MS-Transformatoren mit Nennbelastbarkeit (links) und mit dynamischer Strombelastbarkeit (rechts)	69
Abbildung 3.5-18 Vergleich der Auslastung von Ortsnetztransformatoren mit Nennbelastbarkeit (links) und mit dynamischer Strombelastbarkeit (rechts)	69
Abbildung 3.5-19 Vergleich der Auslastung von Ortsnetztransformatoren mit Nennbelastbarkeit (links) und mit dynamischer Strombelastbarkeit (rechts) mit Berücksichtigung der Elektromobilität	69

Abkürzungsverzeichnis

AP	– Arbeitspaket
EE	– Erneuerbare Energien
HS	– Hochspannung
MS	– Mittelspannung
NS	– Niederspannung
ONAN	– Oil Natural Air Natural
TE	– Teilentladungen
TP	– Teilprojekt

1 Einleitung

Die Integration regenerativer Energietechnologien in das elektrische Versorgungsnetz stellt deren Betreiber zunehmend vor neue Herausforderungen. Während der Einsatz konventioneller Stromerzeugung einen gleichmäßigen und gut zu regelnden Energieeintrag in das Netz ermöglicht, verlangt der Einbezug regenerativer Energiequellen ein weit höheres Maß an Flexibilität. Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen haben häufig ein stark fluktuierendes Erzeugungsprofil, das aber durch eine regional hohe Gleichzeitigkeit gekennzeichnet ist. Dieses führt immer häufiger zur Erhöhung der Belastung von Netzbetriebsmitteln. Eine übermäßige Belastung der Betriebsmittel kann eine verminderte Lebensdauer zur Folge haben und damit zum frühzeitigen und kostspieligen Austausch von Betriebsmitteln, insbesondere der Leistungstransformatoren, führen. Gerade durch den fortschreitenden Ausbau der Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität sowie die Zunahme an Wärmepumpen ist ebenfalls eine erhöhte Belastung bei hoher Gleichzeitigkeit der Ortsnetztransformatoren zu erwarten. Dies würde ohne eine Flexibilisierung durch Steigerung der Überlastbarkeit einen weitreichenden Netzausbau erfordern. Zudem bringen Abschaltungen oder eine dauerhaft geringe Kapazitätsauslastung schwerwiegende ökonomische Konsequenzen mit sich, da die Betreiber von regenerativen Erzeugungsanlagen bei Abregelungen vergütet werden müssen. Die gewählte Auslastungsstrategie für Transformatoren und Energiekabelsysteme hat daher einen erheblichen betriebswirtschaftlichen Einfluss. Andererseits verursachen die Engpässe im Netz und der damit verbundene Einsatz von Gegenmaßnahmen in Form von Einspeisemanagement und Redispatching zusätzliche Kosten, die dann zur Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit der Energiewende aus volkswirtschaftlicher Sicht führt.

Daher wurde im Rahmen des Projektes ZÜbReNe ein Monitoring für Transformatoren und Kabelmuffen vorgeschlagen und entwickelt. So werden im Projekt thermische Modelle zur Berechnung der Überlastbarkeit von Transformatoren entwickelt und ein Algorithmus zu deren Selbstparametrierung entworfen, damit die Modelle breit einsetzbar sind. Hierfür wurde zudem eine ausgedehnte Messkampagne zur Aufzeichnung von Messdaten an in Betrieb befindlichen Transformatoren durchgeführt, um mit diesen Daten die Heißpunkttemperaturen möglichst genau und somit die mögliche Überlastbarkeit berechnen zu können. Des Weiteren wurde ein thermisches Modell der Kabelmuffe aufgebaut und anhand von gewonnenen Messdaten auf dessen Genauigkeit und Skalierbarkeit hin überprüft. Ein solches Modell ist der Grundstein für die thermische Bewertung von Kabelmuffen im Betrieb. Für die dafür notwendige Erfassung von Betriebsdaten als Eingangsgröße des Modells wurde eine „intelligente“ Muffe aufgebaut, die mit entsprechenden Sensoren zur Temperatur- und Strommessung ausgestattet ist. Des Weiteren wurde eine Teilentladungsmessung als wichtiger Indikator für eine Zustandsverschlechterung integriert. Um nun die Zustandserfassung der Betriebsmittel im Betrieb zu ermöglichen, wurde ein Monitoringsystemen für Transformatoren und Kabelmuffen entwickelt und prototypisch umgesetzt, um die aktuelle Überlastbarkeit sowie den Betriebsmittelzustand in der Leitwarte im Netzbetrieb berücksichtigen zu können. Diese im Projekt fokussierten Aspekte des Kabel- sowie Transformatormonitorings in Kombination mit dem Freileitungsmonitoring stellen eine neue Perspektive für die Planung des Netzausbaus dar. So wurde eine zeitreihenbasierten Netzplanung um das Überlastmonitoring von Transformatoren, Freileitungen und Kabelsystemen ergänzt und zur Ermittlung der genannten Potenzialen eingesetzt werden.

2 Projektziele

2.1 Wissenschaftliche und technische Arbeitsziele

Im Projekt ZÜbReNe werden in Kooperation zwischen Wirtschaft und Wissenschaft Verfahren, Konzepte und technische Infrastrukturen für zukunftsfähige Stromnetze entwickelt und praktisch evaluiert, die die beschriebenen Problemstellungen und Herausforderungen adressieren.

Überlastbarkeit von Leistungs- und Ortsnetztransformatoren

Überlastungen, die mit einer höheren Leitertemperatur als dem Bemessungswert einhergehen, führen zu einer stark beschleunigten Alterung der Isolation und sollten deshalb nur in Notfällen, wie zum Beispiel zur Verhinderung eines Netzzusammenbruchs, zugelassen werden. Betriebszustände, bei denen zwar ein Strom oberhalb des thermischen Bemessungsstromes fließt, aufgrund günstiger äußerer Bedingungen jedoch keine höhere Leitererwärmung auftritt als die bei Nennbedingungen zugelassene Temperatur, können einem Transformator zugemutet werden. Um unzulässige Betriebszustände zu vermeiden, ist in beiden Fällen jedoch eine genaue Überwachung notwendig. So wird ermöglicht, den Transformator zu überlasten, ohne die Lebensdauer zu reduzieren. Die Höchsttemperatur der Wicklung sowie die obere Öltemperatur hängen von der Belastung und den Kühlumständen ab und sollen unter der für die Isolierstoffklasse zulässigen Temperatur bleiben. Um unerwartete thermische Fehler zu vermeiden, soll die Höchsttemperatur des Öls deshalb während des Normalbetriebs des Transformators online durch ein thermisches Monitoringsystem überwacht werden. Dazu soll ein thermisches Modell für den Einsatz in einem Monitoringsystem entwickelt und optimiert werden. Es soll ein empirisch-basiertes thermisches Modell sein, welches die Änderungen in der Öl- und Wicklungstemperatur sowie die Belastbarkeit und Überlastbarkeit von Transformatoren genau berechnen kann.

Um die Überlastbarkeit von Transformatoren zu berechnen, wurden einige physikalische Modelle vorgestellt, welche auf der Modellierung der Wärmeübertragung basieren. Dazu zählt das „IEC 60076-7 Loading Guide“ Modell, welches das am häufigsten angewendete Temperaturmodell ist. Das IEC-Modell sowie andere konventionelle Modelle sind einfach strukturiert, berücksichtigen aber den Einfluss von Lüftern und Pumpen auf das thermische Verhalten von Transformatoren nur unzureichend, und so ist die Genauigkeit der Temperaturberechnung beschränkt. Außerdem bleibt in den Modellen der Einfluss einer Einhausung des Transformators unberücksichtigt. Dies ist insbesondere für Ortsnetztransformatoren von großer Bedeutung. Deshalb soll ein optimiertes Modell entwickelt werden, welches fähig ist, die kritische Temperatur von Transformatoren unter verschiedenen Betriebsbedingungen möglichst genau zu berechnen. Im Modell sollen neben dem Betrieb des Kühlaggregats und der Aufstellart auch verschiedene externe Faktoren, wie beispielsweise die Windgeschwindigkeit, Windrichtung und Solarstrahlung berücksichtigt werden. Weiter soll das Modell sich selbst bei laufendem Betrieb parametrieren, damit eine einfache flächendeckende Anwendung möglich ist.

Überlastbarkeit von Energiekabelsystemen

Die intensiv geführte Debatte um die Realisierung der Nord-Süd-Stromtrassen hat gezeigt, dass Kabelstrecken gegenüber Freileitungen besser akzeptiert werden und trotz der höheren Investitionskosten einen problemloseren Bau und Betrieb versprechen. Im Übertragungsnetz ist die Bevorzugung von Kabelstrecken unter bestimmten Bedingungen seit 2015 sogar im Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) festgehalten. Im Verteilnetz werden Kabel in der Nieder- und Mittelspannungsebene bis auf einige alte ländliche Netze überall und in der Hochspannungsebene im städtischen Bereich eingesetzt. Aber auch Neubauten oder Erweiterungen von Freileitungen im Verteilnetz stoßen zunehmend auf Widerstand, sodass die Verwendung von Kabelstrecken eine attraktive Option darstellt.

Allgemein ist die Stromtragfähigkeit einer Leitung durch die maximale Temperatur entlang der gesamten Leitung oder des Kabels begrenzt. Bei einem gewissen Strom wird eine Leitung abgeschaltet, da bei weiter ansteigendem Strom Temperaturen am Leiter erreicht werden, die Schäden am Leiter und der den Leiter umgebenden Isolierung verursachen. Da diese Hotspot-Temperatur in der Realität bisher kaum gemessen wird, muss eine gewisse Sicherheitsreserve im Betrieb berücksichtigt werden. Diese Reserve ist für Kabel höher als für Freileitungen, da die Temperaturverhältnisse und insbesondere der Wärmeübergang an die Umgebung bei einem eingegrabenen Kabel wesentlich komplexer zu berechnen und vorherzusagen sind als bei der Freileitung.

In bis dato verfügbaren Monitoringsystemen wird die Temperaturverteilung entlang einer Kabelstrecke im Bereich des ungestörten Kabels gemessen, d.h. es findet eine Messung zwischen den Kabelmuffen statt. Die Kabelmuffen selbst werden dabei jedoch nicht weiter berücksichtigt. Für eine vollständige thermische Abbildung des Gesamtsystems gilt es jedoch diese Lücke zu schließen, um die tatsächliche Belastung der Betriebsmittel besser abschätzen und die vorhandene Reserve optimal ausnutzen zu können. Für Freileitungen existieren zum Teil großflächig eingesetzte Temperaturmonitoringsysteme sowie nach CIGRE oder IEEE etablierte Standards zur Modellierung der Temperatur unter aktiven Umgebungsbedingungen. Bei Kabeln fehlt dagegen ein etabliertes Temperaturmodell, das die aktiven Umgebungsbedingungen miteinbezieht, da auch die Betriebserfahrung mit Temperaturmonitoringsystemen fehlt.

Da Kabelmuffen in allen Spannungsebenen zum Einsatz kommen, handelt es sich hierbei um ein von der Spannungsebene unabhängiges skalierbares System, das auch in unteren Spannungsebenen sinnvoll einsetzbar ist, wenn eine hohe Verfügbarkeit der Energieversorgung gewährleistet sein muss.

Aufgrund der Notwendigkeit Kabelmuffen vor Ort auf der Baustelle montieren zu müssen, kann eine fehlerhafte, mit Verunreinigungen behaftete Montage zu sogenannten Teilentladungen (TE) führen. Die langfristige Folge der TE ist das Versagen des Isoliersystems und dem damit verbundenen Verfügbarkeitsverlust der Kabelstrecke. Um die Zuverlässigkeit eines Kabelsystems zu erhöhen, bietet sich die Installation eines TE-Monitorings zur Früherkennung eines sich anbahnenden Isoliersversagens an. Der Vorteil eines in der Kabelmuffe installierten Monitoringsystems besteht dabei in der hohen Sensitivität der Messung und ist zum jetzigen Zeitpunkt kein Standard in der TE-Messtechnik.

Monitoring des Netzzustands

Um die gemessenen Daten zu sammeln, auszuwerten und zum optimalen Netzbetrieb nutzen zu können, soll ein Monitoringsystem entwickelt werden, welches aus Hardwarekomponenten zur Installation am Betriebsmittel, geeigneten Kommunikationsmodulen und einer Softwareplattform besteht.

Die Kommunikationsanbindung ist bei elektrischen Betriebsmitteln oft ein Problem, da sie manchmal eingehaust oder geschirmt sind oder an Orten ohne existierende Infrastruktur und mit schlechter Mobilfunkabdeckung installiert sind. Insbesondere bei Kabelmuffen, die mitsamt dem Kabel eingegraben werden, ist die Verwendung von einfachen Standardkommunikationssystemen nicht möglich. Deshalb sollen hierfür Funkstandards wie LoRa und NB-IoT erprobt werden, die speziell für hohe Reichweite und starke Funk-Durchdringung auf Kosten einer hohen Bandbreite ausgelegt sind. Beim Monitoring von Transformatoren kann das Kommunikationssystem auf etablierte Standards zurückgreifen.

Um die Daten zu sammeln, zu visualisieren und auszuwerten soll eine Softwareplattform entwickelt werden, die zum Testen auf üblichen Cloud-Systemen lauffähig ist und im Betrieb in der Leitstelle eines Netzbetreibers betrieben werden kann. Die Plattform soll ein Gesamtbild der Situation bilden und darstellen können (Datenfusion) und fehlende Messdaten durch bestmöglich modellierte Daten ersetzen können (Zustandsschätzung).

Ein weiteres Softwaremodul soll von der ermittelten Ist-Situation extrapolieren können, um die höchstmögliche Belastbarkeit und somit die Reserve im Betrieb zu ermitteln und mit Hilfe von Prognosen des Netzbetreibers potentielle Engpässe zu erkennen.

Auswirkungen auf den Netzbetrieb und Netzplanung

Das im Fokus des Projekts stehende Temperaturmonitoring ausgewählter Betriebsmittel ermöglicht es, dass die vorhandenen Netzressourcen besser ausgenutzt und somit mehr erneuerbare Energien in das Netz, bei gleichzeitiger Verringerung des Netzausbauumfanges, integriert werden können. Es ist daher von großer Relevanz, die Auswirkungen des Temperaturmonitorings auf den Netzbetrieb und die damit verbundene Reduktion des Netzausbaus zu analysieren. Daher soll eine ganzheitliche Bewertung der in diesem Projekt fokussierten neuen Entwicklungen im Bereich des Komponentenmonitorings aus systemtechnischer Sicht durchgeführt werden. So sollen die Potentiale zur Reduzierung des Netzausbaus abgeschätzt werden, wenn die Betriebsmittel durch das Monitoring besser ausgenutzt werden können, ohne dabei deren Lebensdauer zu verringern. Weiterhin soll untersucht werden, wie die Integration von Elektromobilität durch den Einsatz des Temperaturmonitorings der Komponenten verbessert werden kann. Zwar gab es in der Vergangenheit einige Analysen in Bezug auf den Einsatz des Freileitungsmonitorings zur besseren Ausnutzung der Freileitungen. Dennoch stellen die in diesem Projekt fokussierten Aspekte des Kabel- sowie Transformatormonitorings in Kombination mit dem Freileitungsmonitoring eine komplett neue Perspektive aus Sicht des Netzausbaus dar und müssen daher aus System Sicht gesondert analysiert werden. Für diesen Zweck soll eine an der Universität Stuttgart bereits weit fortgeschrittene Methodik zur probabilistischen Netzplanung um das Temperaturmonitoring ergänzt und zur Ermittlung der o.g. Potentiale eingesetzt werden.

2.2 Bezug zu förderpolitischen Zielen

Das Verbundvorhaben trägt entscheidend zur Flexibilisierung der Netzbetriebsmittel bei. Durch die Modellierung des thermischen Verhaltens von Leistungstransformatoren und Kabelmuffen werden im Projekt neue Erkenntnisse gewonnen, die eine verbesserte Zustandserkennung der Betriebsmittel ermöglichen und somit für die optimale Ausnutzung der vorhandenen Netzkapazitäten sowie die Steigerung der Komponentenverfügbarkeit sorgen. Dabei bezieht sich das Projektvorhaben ZÜbReNe auf die nachfolgend abgebildeten Punkte zur Gestaltung und Sicherung zukunftsfähiger Netze:

- Gezieltere, optimale Auslastbarkeit und Flexibilisierung der Betriebsmittel
- Unsicherheit bei der Betriebsführung wird verringert
- Netzausbau und Wartung kann besser näher an der realen Auslastung durchgeführt werden
- Erhöhung der Komponentenverfügbarkeit und Versorgungszuverlässigkeit
- Erhalt von Optimierungsspielraum beim langwierigen, kapitalintensiven Netzausbau
- Erhöhung der Wirtschaftlichkeit, Minimierung der Netzausbaukosten
- Integration Elektromobilität
- Integration Erneuerbarer Energie

So sollen thermische Modelle sowohl für Leistungstransformatoren als auch Ortsnetztransformatoren entwickelt werden. Durch diese Modelle lässt sich mit Kenntnis der aktuellen Umgebungsbedingungen die Zuverlässigkeit und die Belastbarkeit der Transformatoren steigern, was verringerte Abregelung und reduzierten Netzausbaubedarf zur Folge hätte. Dasselbe Ziel wird mit der Entwicklung eines frei parametrierbaren thermischen Modells für verschiedene Muffenvarianten verfolgt. So kann ein frei parametrierbares thermisches Modell einer Kabelmuffe beim Einsatz in Monitoringkonzepten zur Beurteilung der Isolationstemperatur und der damit verbundenen Übertragungskapazitäten in der Netzplanung und im Netzbetrieb eingesetzt werden. Zusätzlich kann durch das thermische Modell die Komponentenverfügbarkeit von Kabelmuffen gesteigert werden, da Temperaturabweichungen zwischen dem Modell und der Muffe ein Indikator für sich abzeichnende Veränderungen in der Kabelmuffe bedeuten.

Um die Komponentenverfügbarkeit und Zuverlässigkeit von Kabelstrecken zu erhöhen, soll eine intelligente Kabelmuffe entwickelt werden. Diese Muffe ist mit Sensorik ausgestattet und ermöglicht eine Überwachung unterschiedlicher Zustandsgrößen. So werden Temperatur-, Strom- und Teilentladungssensoren, die den Isolationszustand der Kabelmuffe und der Kabelstrecke überwachen, in die Kabelmuffe integriert. Diese Sensoren und das thermische Modell der Muffe und des Transformators schaffen die notwendige Voraussetzung für die Installation eines Monitoringsystems, dass das zentrale Bindeglied für einen real anwendbaren Einsatz darstellt. Durch die Anwendung dieses Monitoringkonzepts auf mehrere Betriebsmittel gleichzeitig wird das Monitoring in der gesamtheitlichen Einordnung zur Flexibilisierung des Netzbetriebs deutlich hervorgehoben.

Durch den Einsatz der Überwachung von Transformatoren, Kabeln und Freileitungen werden neue Freiheitsgrade auf allen Spannungsebenen geschaffen, die die Erweiterung der Aufnahmekapazität der vorhandenen Netze für die erneuerbaren Erzeuger ermöglichen und somit die Einspeisemanagementkosten reduzieren sowie gleichzeitig eine bessere Netzintegration von Elektromobilität ermöglichen. Um diese Potenziale auf die Flexibilisierung sowie auf die Optimierung des Netzes zur Reduzierung des Netzausbaus und auf eine wirtschaftlichere Betriebsweise des Netzes

als ganzheitliche Lösung und vollständige Bewertung abzuschätzen, ist es notwendig, die neuen Flexibilisierungen der Betriebsmittel aus netzplanerischer Sicht zu betrachten und zu bewerten.

2.3 Wissenschaftlicher und technischer Stand zum Projektstart

Durch die höheren Lastflüsse gewinnt die genaue Kenntnis des thermischen Verhaltens von Leistungstransformatoren verstärkt an Bedeutung. Denn je höher das aus einer bestimmten Belastung resultierende Temperaturniveau liegt, desto schneller altern die verwendeten Isolationsmaterialien. Ausschlaggebend für einen thermischen Fehler ist dabei die Heißpunkttemperatur am stärksten gealterten Teil der Isolation. Detaillierte Kenntnisse über die Temperaturverteilung im Inneren einer Transformatorwicklung stellen daher eine entscheidende Voraussetzung für die zweckmäßige Bestimmung der Nennleistung und Lebensdauer von Transformatoren dar. So wird bei der Auslegung eines Transformators gewöhnlicherweise die Temperaturverteilung von einer Vielzahl von Messungen von ähnlich gebauten Transformatoren verwendet, ohne dabei die Berücksichtigung von strömungsmechanischen Einzelheiten in der Wicklung heranzuziehen. Dies ist vor allem bedingt durch die stark eingeschränkte Messbarkeit der Temperatur und der Strömungsgeschwindigkeit des Öls in der Wicklung. Prinzipiell könnte die Temperatur- und Strömungsverteilung solcher Anordnungen auch durch Simulationsprogramme auf Basis der Finite-Volumen Methode berechnet werden. Nur so kann der Einfluss größerer Abweichungen von den gewohnten Auslegungsmerkmalen abgeschätzt und vorhandene Optimierungspotentialen erkannt werden.

Die Hersteller legen die Transformatoren thermisch so aus, dass die geplante Lebensdauer unter Nennbedingungen im Nennbetrieb zu erreichen ist. Daher können günstige äußere Bedingungen eine Höherbelastung des Transformators ermöglichen. Um eine solche Möglichkeit quantifizieren zu können, muss mit Hilfe einer thermischen Modellierung das thermische Verhalten ausreichend genau abgebildet werden. Voraussetzung hierfür sind Messdaten bezüglich der Öl- und Kühlmitteltemperatur sowie des Lastzustandes über einen mehrwöchigen Betriebszeitraum hinweg, die jedoch kaum vorliegen und gemessen werden müssen.

Das dynamische Verhalten der Temperaturänderung in einem Transformator wird in verschiedenen thermischen Modellen in der Literatur beschrieben. So sollen die thermischen Modelle für den Einsatz in einem Monitoringsystem einfach adaptierbar und genau sein. Beispielsweise bietet die IEC 60076-7 [1] ein einfaches Modell zur Beschreibung des thermischen Verhaltens von ölgekühlten Transformatoren an. Die Genauigkeit des Modells ist allerdings beschränkt und berechnet deutlich niedrigere Hotspot-Temperaturen als diese tatsächlich auftreten. Das Grundprinzip der dynamischen Berechnung der Top-Oil-Temperatur anhand physikalischer Modelle basiert auf einem Wärmeleichgewicht. Dieses dynamische Verhalten kann mit einer einfachen Differentialgleichung erster Ordnung beschrieben werden, die in jedem Zeitschritt gelöst wird. Auch der sich während eines transienten Erwärmens oder Abkühlens in den Wicklungen ausbildende Fluidstrom ist ein äußerst kompliziertes Phänomen, das mit für die Verwendung in einem online Monitoringsystem mit einfachen Gleichungen beschrieben werden soll. Daher ist es erforderlich, die Genauigkeit der verwendeten thermischen Modelle zu bestimmen und zu verbessern. Nur so können praktische Erfahrungen mit der Überlastung von Leistungstransformatoren gesammelt werden.

Im Fall von Erdkabelstrecken ist eine Berechnung des Kabelratings und der damit verbundenen Übertragungskapazität nach IEC 60287 [2] möglich. Dabei handelt es sich um konservative Methoden zur Berechnung der Übertragungskapazität einer Erdkabelstrecke, die die aktuellen Umgebungsbedingungen nicht mit einbeziehen können. Die tatsächliche, an die aktuellen Umgebungsbedingungen angepasste, kann - wie Pilotprojekte zeigen - deutlich von der berechneten Übertragungskapazität abweichen und diese somit erhöhen. Bisher konzentriert sich das Temperaturmonitoring bei Erdkabeln ausschließlich auf die Kabel selbst und lässt die Kabelmuffen außen vor. Das hat zur Folge, dass die bisher entwickelten Temperaturmodelle, egal ob auf Basis eines thermischen Ersatzschaltbildes oder auf Basis numerischer Kalkulationen, lediglich auf streng symmetrische aufgebaute Komponenten wie das Kabel selbst anwendbar sind. Aufgrund der koaxial nicht symmetrischen Struktur der Kabelmuffe existiert im längsaxialen Verlauf der Kabelmuffe ein Temperaturgradient, der bei der thermischen Modellierung der Kabelmuffe berücksichtigt werden muss und von den koaxialen ausgelegten Modellen nicht abgefangen wird. Ein einfacher Rückschluss von der Isolationstemperatur des Kabels auf die Isolationstemperatur der Kabelmuffe ist somit nicht möglich. Außerdem fehlen gerade in Bezug auf moderne kunststoff- bzw. silikonbasierte Isoliermaterialien von Kabelmuffen funktionale thermische Modelle. Auch mit aktuell eingesetzten Temperaturmonitoringsystemen, die auf Basis der DTS-Technologie (Distributed Temperature Sensing) mit einer im Kabel verlegten Glasfaser arbeiten, ist kein Rückschluss auf die Muffentemperatur möglich und ist zusätzlich mit einem hohen technologischen Aufwand verbunden. Der Einsatz eines dezidierten Temperaturmonitoringsystems an der Kabelmuffe in Kombination mit einem akkuraten thermischen Modell der Kabelmuffe kann somit zur Steigerung des benötigten Informationsgehalts für die Flexibilisierung und Auslastung des Kabelnetzes beitragen.

Das Überschreiten der thermischen Grenztemperatur kann eine Veränderung der Materialeigenschaften und damit der Isolationseigenschaften der Muffe zur Folge haben. Dies kann dazu führen, dass in Folge der Veränderung des Isolationsmaterials Beschädigungen an der Isolation auftreten, welche sich in Form von sogenannten Teilentladungen (TE) und Teildurchschlägen der Isolation äußern. Zusätzlich zu diesem durch diese Temperatur induzierten TE stellen Kabelmuffen allgemein einen Risikoschwerpunkt für das Auftreten von TE dar. Da Kabelmuffen bei der Installation und Montage einem zwar hoch standardisierten, aber manuellen und händisch ausgeführten Prozess unter Baustellenbedingungen ausgesetzt sind, sind sie besonders anfällig für Isolationsdefekte. Weil es sich bei vernetztem Polyethylen oder Silikon, wie es in den üblichen Erdkabeln und deren Garnituren eingesetzt wird, um nicht selbstheilende Isoliermedien handelt, welche durch auftretende Teilentladungen dauerhaft weiter degradieren, führt das Auftreten von TE zu einem dauerhaften Verlust der ursprünglichen Isolationseigenschaften. Aus Pilotprojekten abgeleitete Ergebnisse zeigen, dass durch den Einsatz von TE-Messungen und Monitoring den Auswirkungen von Isolationsfehlern und damit einem möglichen Ausfall der jeweiligen Übertragungskapazität vorgebeugt werden kann. Solche Systeme bringen aber eine erhöhte technische Komplexität und einen erhöhten ökonomischen Aufwand mit sich. Um die breite Zugänglichkeit für herkömmliche TE-Messsysteme an einem in einer Kabelmuffe integrierten TE-Sensor zu ermöglichen, ist eine Orientierung an IEC 60270 [3] notwendig. Bei den bisher eingesetzten Systemen handelt es sich zum größten Teil um individuelle, sich an keiner Norm orientierende Systeme. Aus diesem Grund muss ein zuverlässiges, sich an Standards und Normen orientierendes Sensorsystem entwickelt werden, welches zuverlässig Isolationsdefekte detektiert und somit die Zuverlässigkeit des Betriebsmittels Kabelmuffe steigert.

Im Bereich der Netzplanung gibt es immer mehr Tendenzen zur Berücksichtigung weiterer Aspekte bereits im Planungsprozess, wie z. B. regelbare Transformatoren, Spitzenkappung, Speichersysteme, Lastmanagement, etc. Hierdurch soll der notwendige Netzausbau reduziert werden. Dies erfordert jedoch neue Planungs- und Optimierungsmethoden, die die notwendigen Informationen zur Verfügung stellen. So wurde im Rahmen von verschiedenen Projekten Ansätze zur probabilistischen sowie zeitreihenbasierten Planung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen sowie 110 kV-Netzen entwickelt und in Simulationsumgebungen umgesetzt. Zwar können mittels dieser Methoden diverse Flexibilitäten mit ihrem Einfluss auf den Netzausbau bzw. auf dessen Reduzierung untersucht werden. Jedoch ist in diesen Ansätzen nicht die Überlastbarkeit der Betriebsmittel als Flexibilisierungspotenzial berücksichtigt worden. Es erfolgte nur eine Bewertung der Potenziale zur Reduzierung des Netzausbaus durch einen optimierten Einsatz einer dynamischen Spitzenkappung. In einigen Analysen und Studien ist jedoch der Einsatz des Freileitungsmonitorings untersucht und das Potenzial für eine bessere Ausnutzung der Freileitungen analysiert und bewertet worden. Dennoch ist es bisher nicht möglich, neben der Überlastbarkeit von Freileitungen auch die Überlastbarkeit der Betriebsmittel Kabelmuffe und Transformator zu berücksichtigen, obwohl die Potenziale zur Reduzierung des Netzausbaus durch einen optimierten Einsatz neuer Flexibilisierungsoptionen erheblich sind. Somit stellen die in diesem Projekt fokussierten neuen Aspekte des Kabel- sowie Transformatormonitorings in Kombination mit dem Freileitungsmonitoring eine komplett neue Perspektive aus Sicht des Netzausbaus dar. Sie müssen daher aus Systemsicht gesondert analysiert und bewertet werden und sind von großer Bedeutung für die zunehmende Flexibilisierung der Stromnetze.

3 Projektergebnisse

In Kapitel 3.1 ist die zur Umsetzung der Projektziele von TP 1 ausgedehnte Messkampagne zur Aufzeichnung von Messdaten an in Betrieb befindlichen Transformatoren durch die Universität Stuttgart erfolgt. Zudem ist die Erstellung eines dynamischen thermischen Modells, um aus Designdaten und gemessenen Betriebsdaten die aktuelle Belastbarkeit zu berechnen, beschrieben. Besonderes Augenmerk ist dabei auf 110 kV Netztransformatoren und 400 V Ortsnetztransformatoren gelegt worden.

In Kapitel 3.2 ist der durch die Universität Stuttgart in TP 2 entwickelte Laboraufbau zur Ermittlung von Temperaturdaten der Kabelmuffe beschrieben. Mit dem erstellten Laboraufbau und den daraus enthaltenen Messdaten ist dann ein thermisches Modell der Kabelmuffe abgeleitet worden.

Das Kapitel 3.3 befasst sich mit dem TP 3, der Entwicklung einer intelligenten Kabelmuffe durch die Firma PFISTERER. Hierbei wird die Integration der Sensoren zur Ermittlung der Muffentemperatur und des Isolationszustands der Kabelmuffe untersucht, umgesetzt und anhand geeigneter Prüfverfahren validiert. Auch die notwendige Grundlagenforschung zur TE- und Temperaturmessung, die durch die Universität Stuttgart durchgeführt worden ist, wird beschrieben.

Das in TP 4 von der BSS Hochspannungstechnik GmbH entwickelte Monitoringsystem, welches sich aus verschiedenen Komponenten wie TE-Messmodul, Energy Harvesting System und Zustandsermittlungssystem zusammensetzt und die in den TP 1 und TP2 erstellten Modelle verwendet, ist in Kapitel 3.4 beschrieben.

Im TP 5 sollte das komplette Monitoringsystems im realen Betrieb getestet werden. Leider ließ sich aber in der zur Verfügung stehenden Projektdauer kein Betreiber finden, der die notwendigen Rahmenbedingungen hierfür zur Verfügung stellen konnte und wollte. Daher konnte die Prüfung der Funktionalität nur durch die Prüffeldmessungen in TP 4 vorgenommen werden.

Im Kapitel 3.5 ist TP 6 beschrieben, das den Einfluss des Komponentenmonitorings auf die Netzplanung und den Netzbetrieb untersucht hat und durch die Universität Stuttgart durchgeführt worden ist.

Abschließend werden in Kapitel 3.6 die gewonnenen Erkenntnisse des Projektes zusammenfasst.

3.1 Thermische Modellierung von Transformatoren

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse des Teilpakets 1 erläutert und diskutiert. Dabei liegt der Fokus auf der Untersuchung unterschiedlicher thermischer Modelle zur Abschätzung der Überlastbarkeit von Leistungstransformatoren mit kleiner und mittlerer Leistung. Hierbei werden thermische Modelle zweier Transformatoren unterschiedlicher Leistung unter der Verwendung von Betriebsdaten parametrisiert und deren Vorhersagegenauigkeit untersucht. Des Weiteren wird der Heißpunktfaktor eines Ortsnetztransformators anhand einer Simulation errechnet und mit einem Wärmelauf validiert. Ergänzend wird der Parametrisierungsprozess und die Optimierung bestehender Modelle untersucht.

3.1.1 Erfassung von Betriebsdaten

Für eine erfolgreiche Parametrierung eines thermischen Modells anhand von Betriebsdaten im Feld wurden im Laufe des Projektes von unterschiedlichen mittleren Leistungstransformatoren und kleinen Ortsnetztransformatoren Messdaten gesammelt. In Tabelle 3.1-1 und Tabelle 3.1-2 sind die Transformatortypen und deren gemessene Messdaten aufgeführt.

Hierbei wurde bei allen Transformatoren die Umgebungstemperatur, die Auslastung und die resultierende Öltemperatur gemessen. Da in fast allen Fällen keine Daten aus der Leitwarte zur Verfügung standen, wurden die Lastdaten immer direkt über Stromsensor mitgemessen. Die statistische Bewertung der Messdaten ist in Tabelle 3.1-1 und Tabelle 3.1-2 dargestellt.

Tabelle 3.1-1 Betriebsdaten zu Leistungstransformatoren mittlerer und hoher Leistung

April 2020 – September 2022					August 2020 – Mai 2022				
				ONAN/ONAF					ONAN
663 Tage an nutzbaren 1 Minuten Daten				63 MVA/80 MVA	631 Tage an nutzbaren 1 Minuten Daten				40 MVA
	Ambient Temp.	Öltemp.	Heißpunkt Temp.	Last Faktor		Ambient Temp.	Öltemp.	Heißpunkt Temp.	Last Faktor
Mean	9,28 °C	34,5 °C	-	23 %	Mean	8,74 °C	18,95 °C	-	16 %
Median	7,34 °C	11,52 °C	-	29 %	Median	7,45 °C	17,66 °C	-	13 %
Min	-13,23 °C	4,08 °C	-	0 %	Min	-14,4 °C	0,84 °C	-	0 %
Max	34,1 °C	75,57 °C	-	122 %	Max	35,87 °C	42,74 °C	-	85 %
August 2020 – Mai 2022					September 2021 – September 2023				
				ONAN					ODAF
663 Tage an nutzbaren 1 Minuten Daten				40 MVA	166 Tage an nutzbaren 1 Minuten Daten				630 MVA
	Ambient Temp.	Öltemp.	Heißpunkt Temp.	Last Faktor		Ambient Temp.	Öltemp.	Heißpunkt Temp.	Last Faktor
Mean	8,74 °C	19,07 °C	-	14 %	Mean	10,17 °C	23,68 °C	28,31 °C	40 %
Median	7,45 °C	17,98 °C	-	12 %	Median	9,66 °C	24,5 °C	28,59 °C	40 %
Min	-14,4 °C	1,27 °C	-	0 %	Min	-2,71 °C	2,71 °C	5,05 °C	0 %
Max	35,87 °C	41,44 °C	-	53 %	Max	30,9 °C	49,0 °C	79,33 °C	131 %

Tabelle 3.1-2 Betriebsdaten zu Leistungstransformatoren niedriger Leistung

Februar 2021 – September 2022					Februar 2021 – Januar 2022				
				ONAN					ONAN
477 Tage an 1 Minuten Daten				630 kVA	282 Tage an 10 Minuten Daten				630 kVA
	Ambient Temp.	Öltemp.	Heißpunkt Temp.	Last Faktor		Ambient Temp.	Öltemp.	Heißpunkt Temp.	Last Faktor
Mean	7,96 °C	26,00 °C	-	11 %	Mean	11,65 °C	36,28 °C	-	39 %
Median	6,27 °C	25,93 °C	-	5 %	Median	10,64 °C	36,08 °C	-	30 %
Min	-10,3 °C	4,99 °C	-	0 %	Min	-8,24 °C	25,53 °C	-	19 %
Max	33,5 °C	50,36 °C	-	70 %	Max	36,42 °C	53,84 °C	-	93 %
Februar 2017 – Februar 2020									
				20 x ONAN					
3 Jahre an 15 Minuten Daten				unterschiedlich					
Maximale Last bei allen Transformatoren liegt bei ca. 50 %									

Wie aus Tabelle 3.1-1 und Tabelle 3.1-2 ersichtlich konnte bei keinem der vermessenen Transformatoren aus der mittleren und niedrigen Leistungsklasse die Heißpunkttemperatur mitgemessen werden, wodurch eine Validierung der Berechnung der Heißpunkttemperatur nicht durchgeführt werden konnte. Das Fehlen der Messung der Heißpunkttemperatur ist hierbei immer auf das Fehlen von fiberoptischen Temperatursensoren zurückzuführen. Besonders bei Ortsnetztransformatoren als auch meist bei Leistungstransformatoren der mittleren Leistungsklasse werden in Deutschland aus Kostengründen die Sensoren häufig nicht verbaut. Stattdessen wird im Betrieb, unter Berücksichtigung des Kupfersprungs, der gemessenen Öltemperatur und der gemessenen Last, die Heißpunkttemperatur berechnet.

Bei Betrachtung der statistischen Auswertung der gesammelten Messdaten ist zu erkennen, dass nur zwei Ortsnetztransformatoren (siehe Tabelle 3.1-2) und zwei Transformatoren der mittleren Leistungsklasse (siehe Tabelle 3.1-1) sowie ein Transformator hoher Leistungsklasse maximale Lasten über 70 % sehen und somit eine erhöhte Last bzw. mehr als 50 % der thermischen Nennverluste aufweisen. Da die Auslastung für eine realitätsnahe Validierung der Modelle notwendig ist, werden in den folgenden Kapiteln nur die Messdaten der Transformatoren mit höherer Auslastung für die folgenden Untersuchungen verwendet. Diese niedrige Auslastung liegt in der Regel an einer (n-1) sichereren Betriebsführung, welche zu einer maximalen Belastung von 50 % im Regelbetrieb führt. Dies gilt nicht für Ortsnetztransformatoren. Für 20 zusätzliche Ortsnetztransformatoren konnten zwar Messdaten gesammelt werden, aber durch die niedrige Auslastung sind auch diese Transformatoren für eine Untersuchung der Vorhersagegenauigkeit bei höherer Last nicht relevant.

Zusammenfassend konnten von der Universität Stuttgart zusammen mit den assoziierten Partnern Messdaten von 22 Ortsnetztransformatoren und 4 Leistungstransformatoren mittlerer bzw. hoher Leistungsklasse gesammelt werden. Durch das Fehlen von Messdaten der Heißpunkttemperatur, konnte stattdessen an einem 630 MVA-Leistungstransformator über ein ganzes Jahr alle notwendigen Messdaten, inklusive Heißpunkttemperatur, aufgezeichnet werden.

Zur späteren Bewertung des Einflusses der Solarstrahlung sowie der Windrichtung und der Windgeschwindigkeit auf das Erwärmungsverhalten und somit auf die thermische Modellierung wurden bei den Transformatoren mittlerer Leistungsklassen die genannten Messgrößen zusätzlich aufgezeichnet und von einer naheliegenden Wetterstation des DWD genutzt.

3.1.2 Bestimmung des Heißpunktfaktors

Für eine genauere Betrachtung des thermischen Verhaltens von Transformatoren wird durch die Universität Stuttgart eine numerische 3D-Berechnung mittels computergestützter Strömungsmechanik (CFD) verwendet. Diese wird anhand im Labor gemessener Messdaten von einem Wicklungsmodell und einem Ortsnetztransformator durchgeführt. Mit diesem 3D numerischen Modell ist es möglich die Heißpunkttemperatur eines natürlich ON-gekühlten Transformators zu bestimmen und die Veränderung des Heißpunktfaktors in Abhängigkeit von unterschiedlichen Anfangstemperaturen im Labor zu berechnen. Durch die Berechnung des Heißpunktfaktors kann das transiente thermische Verhalten untersucht und im zeitlichen Verlauf verglichen werden.

Der Heißpunktfaktor wird mit der gemäß IEC 60076-7 [1] empfohlenen maximalen Heißpunkttemperatur und dem Heißpunktfaktor des thermischen Modells mittels numerischer CFD-Ergebnisse verglichen. Diese Arbeit berücksichtigt einerseits die aktuelle Forschung im Bereich der

numerischen Simulation und zeigt ebenso die einfache Modellierung der Transformatoren. Dabei wird das transiente thermische Verhalten eines scheibenförmigen Wicklungsmodells in Kapitel 3.1.2.1 untersucht und der Heißpunktfaktor in Kapitel 3.1.2.2 berechnet. In Kapitel 3.1.2.3 wird das validierte Modell für die Simulationen und seine entsprechenden Randbedingungen diskutiert und anschließend die Ergebnisse im Zeitlauf angezeigt. Abschließend wird die Genauigkeit der unterschiedlichen Modelle erörtert und die Heißpunktfaktoren werden verglichen. Der hierbei bestimmte Heißpunktfaktor kann anschließend in Kapitel 3.1.3.2 für die Berechnung der Heißpunkttemperatur in einem Ortsnetztransformator verwendet werden. Hierbei ist zu erwähnen, dass die untersuchten Transformatoren nicht baugleich sind und somit in diesem Kapitel der Fokus auf der Bestimmung und der Validierung des Heißpunktfaktors nach IEC 60076-7 liegt.

3.1.2.1 Adaption des Wicklungsmodells auf ON-Betrieb (natürlicher Umlauf des Kühlmittels)

Modell 1

Der Aufbau der Scheibenwicklungen in einem Transformator zeigt eine Symmetrie der Umfangsrichtung. Um diese Konstruktionsgeometrie zu visualisieren, stellt Abbildung 3.1-1 eine vergrößerte drei-dimensionale Ansicht eines Abschnitts mit Passagen dar. Wie in Abbildung 3.1-2 ersichtlich, besteht das gesamte 3D-Modell aus drei Passagen, die jeweils sechs Scheiben, vier Leitern und sechs Kühlkanäle umfassen.

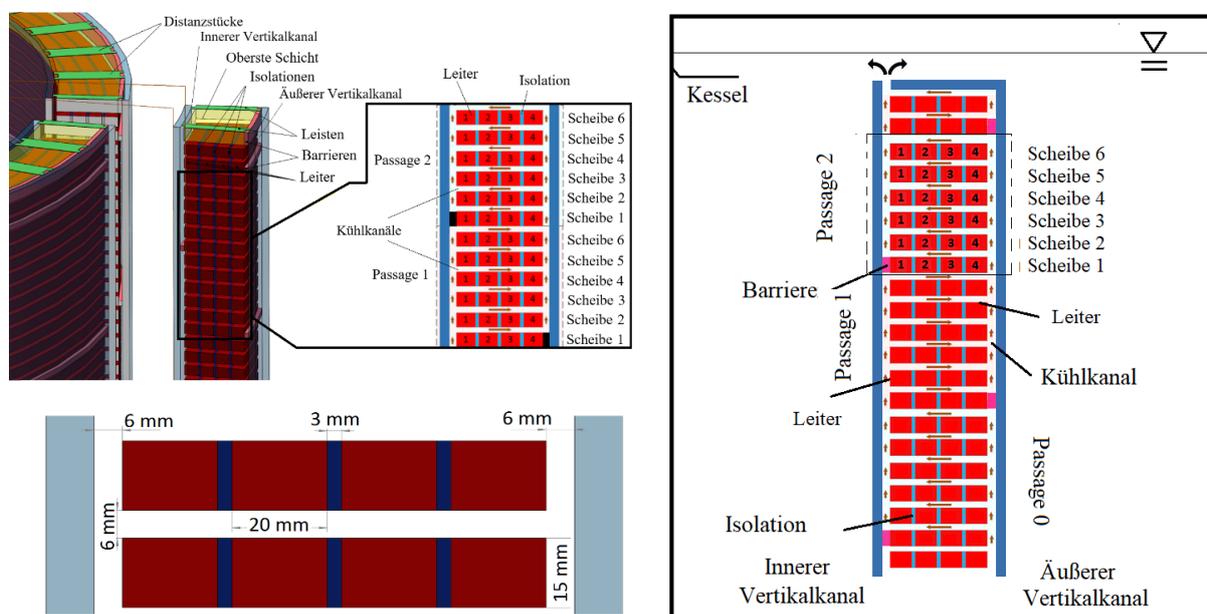


Abbildung 3.1-1 Schnitt durch eine Scheibenwicklung mit Kühlkanälen und Abmessungen **Abbildung 3.1-2** Schematische Darstellung des Wicklungsmodells im Kessel

Da die Bestimmung der Heißpunkttemperatur der Wicklung von besonderem Interesse ist, beinhaltet das Modell reale Temperaturmessungen an jedem Leiterelement. Zu diesem Zweck ist jedes Element mit einem Temperatursensor (PT-100) ausgestattet. Es wird eine gleichmäßige Verteilung der Wärmeverluste in jedem Element des Wicklungsmodells eingespeist, damit die homogenen Wärmeverluste innerhalb der Wicklung im transienten Zustand untersucht werden können. Um eine natürliche Ölzirkulation innerhalb des Versuchsaufbaus zu ermöglichen, befindet sich das gesamte Wicklungsmodell in einem ölgefüllten Kessel. Der Kessel wird mit mehreren Schichten Glaswolle von der Umgebung im Labor isoliert. Außerdem wird das Wicklungsmodell nicht extern durch beispielsweise Radiatoren gekühlt, wodurch sich das Öl schneller im Kessel erwärmt. Durch die

schnelle Erwärmung reicht eine Messung der Temperaturverteilung in den ersten 6000 s aus, um das thermische Verhalten des Transformators abzubilden. Dieses Modell dient der Analyse der Temperaturen und Flusslinien innerhalb des ON-gekühlten Wicklungsmodells. Zur Gewährleistung gleichmäßig verteilter Wärmequellen im Wicklungsmodell, wird ein Wärmeverlust von 8 W pro Leiter erzeugt.

Modell 2

Der Prüftransformator ist ein Ortsnetztransformator mit einer Leistung von 400 kVA, einer Primärspannung von 10 kV und einer Sekundärspannung von 400 V. Die Schaltgruppe des Transformators ist Dy5, d.h. die Primärwicklung ist in einer Dreieckschaltung und die Sekundärwicklung in einer Sternschaltung aufgebaut. Der Primärnennstrom (HS) beträgt 23,1 A und der Sekundärnennstrom (NS) 577 A. Bei der HS-Wicklung handelt es sich um eine Scheibenwicklung, die in sechs Stapeln mit Abstandshaltern unterteilt ist. Jeder Stapel besteht aus 21 Scheiben, wobei jede Scheibe fünf Windungen hat. Nur der Anfang und das Ende der NS-Wicklung ist sichtbar. Die Anzahl der Lagen und die Größe der Leiter werden vor dem Test überprüft. Der Tank ist mit Mineralöl gefüllt. Als Kühlmethode wird die natürliche Konvektion ohne externes Kühlmedium angewandt.

Zur Messung der Vollast-Kupferverluste in der Wicklung wird ein Kurzschlussstest an einem Transformator durchgeführt. Da die Kernverluste nur 5 % des Gesamtverlustes ausmachen [3], werden sie in dieser Untersuchung vernachlässigt. Zur Durchführung des Kurzschlussstests wird zunächst die Sekundärwicklung des Transformators kurzgeschlossen. Wie in Abbildung 3.1-3 dargestellt, werden die drei Phasen auf der NS-Durchführung mithilfe eines dicken Kupferstreifens mit dem Sternpunkt kurzgeschlossen. Die drei Phasen auf der HS-Durchführung sind an einen dreiphasigen Spartransformator angeschlossen, der bis zu 400 V leisten kann. Die Kurzschlussspannung des Transformators beträgt 3,95 % der Nennspannung, d. h. 3,95 % von 10 kV, was 395 V entspricht. Wenn die Spannung auf der Hochspannungsseite 395 V erreicht, fließt der Nennstrom sowohl in der Primär- als auch in der Sekundärwicklung, was zu einem Vollast-Kupferverlust im Transformator führt. Da der größte Teil der Wärmeverluste in einem Transformator durch den Kupferverlust in der Wicklung verursacht wird, kann ein Kurzschlussstest zur Abschätzung der Wärmeverluste bei Vollast angewandt werden. Dann können der Heißpunktfaktor und die Temperaturverteilung genau untersucht werden. Abbildung 3.1-4 zeigt das Schaltbild des Kurzschlussstests am Ortsnetztransformator. Der Vollaststrom wird mit dem Strommessgerät gemessen, der an die Sekundärwicklung angeschlossen ist. Der Wattmeter bestimmt nur den Kupferverlust in den Wicklungen.

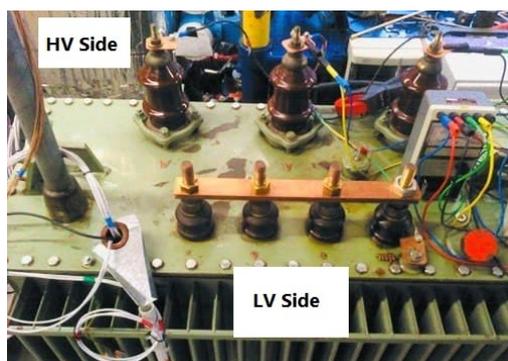


Abbildung 3.1-3 Anschlüsse im Aufbau, LV-Büchse mit einem dicken Kupferband kurzgeschlossen

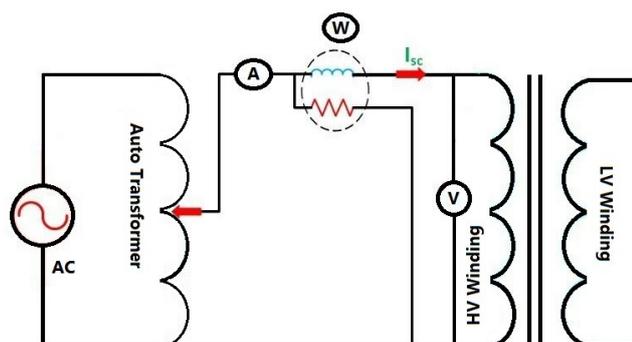


Abbildung 3.1-4 Anschlussplan für den Kurzschlussstest

PT-100-Sensoren sind an verschiedenen Stellen des Ortsnetztransformators installiert, und zeichnen Temperaturdaten alle 15 Sekunden auf. In Abbildung 3.1-5 ist die Lage der PT-100-Sensoren, die innerhalb und außerhalb des Tanks installiert sind, zu sehen. Alle internen Sensoren sind an einem Wicklungsblock des Transformators (Phase W) angebracht.

Die Liste der Sensoren mit den Bezeichnungen der Wicklungen lautet wie folgt:

- Der Sensor S1 ist auf dem äußersten Leiter der siebten Scheibe (von oben) des obersten Stapels installiert. Ein Stück der Papierisolierung wird von dem Kupferleiter entfernt, damit der Sensor die Kupfertemperatur direkt messen kann. Alle Sensoren werden mit einem Silikonkleber fixiert.
- Sensor S2 und S3: Zwei Sensoren messen die Öltemperatur am oberen und unteren Ende der vertikalen Kanäle zwischen den NS- und HS-Wicklungen. Um die Öltemperatur genau zu messen, werden die Sensoren oben und unten angebracht, ohne die Kupfer- oder Isolationsflächen zu berühren. Die Kennzeichnung der Positionen ist in Abbildung 3.1-5 dargestellt.
- Der Sensor S4 ist an der NS-Wicklung auf der Rückseite des Tanks angebracht. Auch hier wird ein Teil der Isolierung entfernt, damit der Sensor die Kupfertemperatur des NS-Leiters messen kann. Die NS-Leiter in den Windungen haben eine Papierisolierung. Der Leiter, der zur Durchführung im Test führt, weist keine Isolierung auf. Des Weiteren wird der Teil des Leiters mit den Sensoren mit Nomex-Papier ummantelt, damit seine Isolierung den Leitern in den Wicklungen entspricht.
- Die Sensoren S5, S6 und S7 sind an der Außenseite des Tanks angebracht und mit der Oberfläche des Tanks verbunden. Der Sensor S8 befindet sich etwa 1 Meter von der linken Seite des Tanks entfernt, um die Umgebungstemperatur während des Tests aufzuzeichnen. Für die Aufzeichnung der Temperatur wird ein Zeitabschnitt von 15 Sekunden gewählt, ebenso wie für das Zeitintervall der Innensensoren.

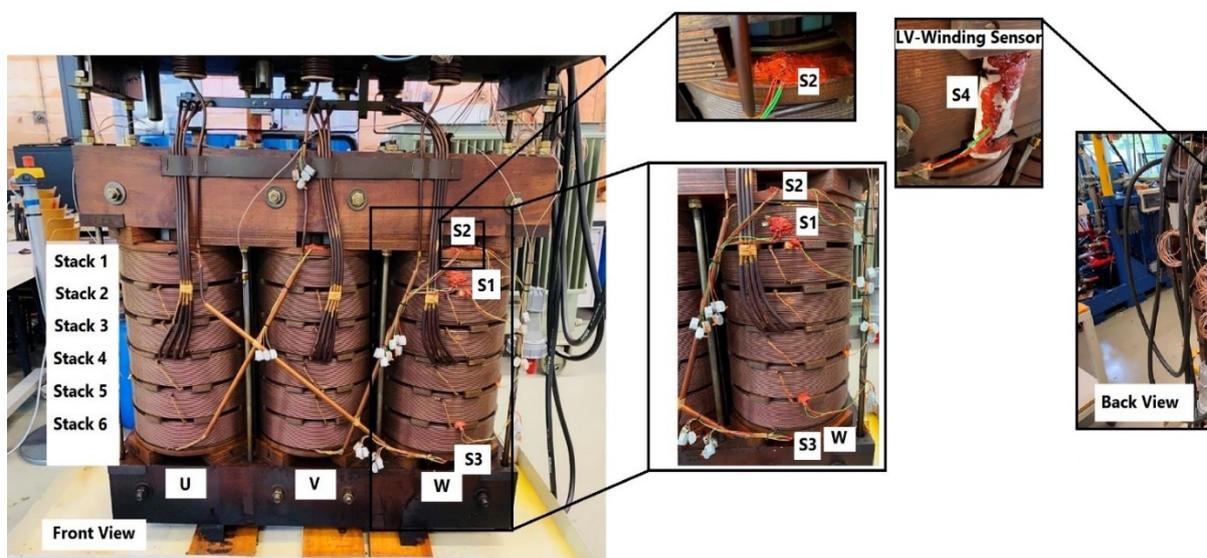


Abbildung 3.1-5 Vorderansicht des Ortsnetztransformators mit PT-100-Sensoren

3.1.2.2 Experimentelle Bestimmung des Heißpunktfaktors

Modell 1

Das thermische Verhalten der natürlichen Konvektion im zeitlichen Verlauf ist in Abbildung 3.1-6 dargestellt und zeigt die Validierung der 3D-numerischen CFD-Berechnungen. Die höchste Temperatur des Leiters in Passage 2 ist hierbei als Heißpunkttemperatur dargestellt. Da es, wie im vorherigen Abschnitt erwähnt, im experimentalen Aufbau und in den numerischen Berechnungen keine externen Kühlmechanismen mit der Umgebung gibt, steigen die Temperaturen im Kessel stetig an. Um Schäden an den Konstruktionsmaterialien im Wicklungsmodell zu vermeiden, ist die maximale Temperatur des Modells auf $T = 112 \text{ °C}$ begrenzt. Tabelle 3.1-3 zeigt die Zusammenfassung der Ergebnisse im Versuchszeitraum.

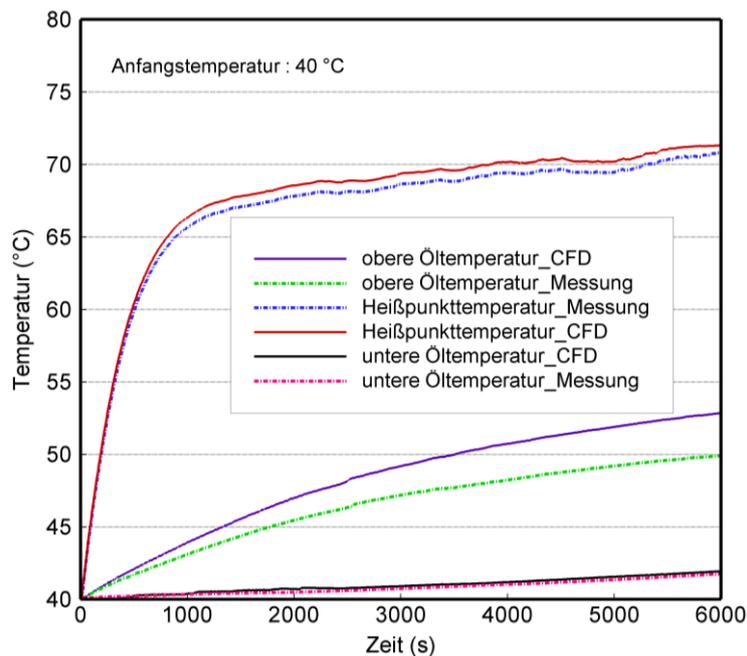


Abbildung 3.1-6 Vergleich zwischen den Messdaten und den CFD- Ergebnissen, Anfangstemperatur: 40 °C

Tabelle 3.1-3 Zusammenfassung der Ergebnisse und der Heißpunktfaktoren bei den verschiedenen Anfangstemperaturen (Modell 1)

Versuchsmethode	Temperaturen (°C)	Anfangstemperatur (°C)	Zeit (s)				
			100	1000	2000	4000	6000
Messung	Heißpunkttemperatur (°C)	40	45,67	66,32	68,54	70,15	71,28
		80	85,22	105,1	106,3	108,7	112
	Öltemperatur (Oben) (°C)	40	40,42	43,01	45,45	48,23	49,91
		80	80,26	84,12	90,17	92,72	93,11
	Heißpunktfaktor	40	1,37	1,72	1,70	1,49	1,26
		80	1,38	1,74	1,72	1,52	1,29
CFD	Heißpunkttemperatur (°C)	40	45,43	65,63	67,77	69,42	70,02
		80	86,56	107,2	107,9	109,4	113,1
	Öltemperatur (Oben) (°C)	40	40,84	43,93	47,01	50,73	52,83
		80	81,12	86,22	92,06	94,05	96,2
	Heißpunktfaktor	40	1,42	1,74	1,68	1,46	1,22
		80	1,44	1,76	1,7	1,5	1,24

Zur Ermittlung des thermischen Verhaltens eines ON-gekühlten Wicklungsmodells wurden zwei verschiedene Anfangstemperaturen für die zwei verschiedenen Wärmeläufe verwendet. Hierbei wurde der Zeitraum von $t = 100$ s bis $t = 6000$ s betrachtet. Es wird ersichtlich, dass der Heißpunktfaktor für $t = 1000$ s höher ist als im nächsten Zeitabschnitt nach $t = 2000$ s. Dies lässt sich dadurch erklären, dass zum Zeitpunkt $t = 1000$ s das Öl in die Kühlkanäle fließt und die Wärme erst nach diesem Zeitpunkt besser abgeführt werden kann. Aus diesem Grund verlangsamt sich der Anstieg der Heißpunkttemperatur, wobei sich die obere Austrittstemperatur stetig erhöht. Bei einer Anfangstemperatur von $T = 80^\circ\text{C}$ ist der Heißpunktfaktor in beiden Versuchsmethoden (experimentell und CFD) höher als für $T = 40^\circ\text{C}$. Die Viskosität des Öls sinkt mit zunehmender Temperatur und dadurch kann das Öl mit höherer Geschwindigkeit fließen. Bei gleichmäßigem Wärmeverlust zeigt sich, dass der Heißpunktfaktor direkt von der Anfangstemperatur und der Heißpunkttemperatur abhängt.

Hierfür werden einerseits die Veränderung der Eintrittstemperatur und der Austrittstemperatur des Öls in Abhängigkeit der Zeit betrachtet, andererseits die Messdaten mit den numerischen Berechnungen verglichen. Die Temperatur des Öls und der Leiter wurden im Abstand von 15 s aufgezeichnet. In den ersten 1000 Sekunden steigt die Temperatur im Leiter sehr schnell an, da die Ölströmungsgeschwindigkeit niedrig ist (siehe Abbildung 3.1-7). Es wird deutlich, dass nach 1000 Sekunden die Wärme an das Öl abgegeben wird und das Öl durch die Kühlkanäle fließt. Durch die natürliche Konvektion innerhalb der Kühlkanäle wird die Temperaturänderung des Leiters geringer. Sowohl die Heißpunkttemperatur als auch die Öltemperatur beim Eintritt und Austritt steigen an. Die Gradienten der Steigung der Öltemperatur im oberen und unteren Bereich des Wicklungsmodells sind jedoch nicht identisch zum Gradienten der Heißpunkttemperatur. Die Eintrittstemperatur im Wicklungsmodell erhöht sich durch die 150 Liter Öl nur sehr langsam mit maximal 3 Kelvin im gesamten Zeitraum.

3.1.2.3 Aufbau eines numerischen Modells zur Bestimmung des Heißpunktfaktors

Modell 1

Transiente Temperaturverteilungen und Stromlinien mittels CFD

In Abbildung 3.1-7 sind die transienten Temperaturverteilungen des Wicklungsmodells und der Stromlinien bei einer Anfangstemperatur von 40°C dargestellt. Bei $t = 100$ s steigt die Temperatur der Leiter langsam an. Die Temperatur des Öls hat sich jedoch nur geringfügig verändert. Außerdem ist keine Änderung in der Viskosität erkennbar. Bei $t = 1000$ s erhöht sich die Durchschnittstemperatur der Leiter in dem Maße, dass die Viskosität des Öls beeinflusst wird und sich die Geschwindigkeit des Öls durch die Kanäle erhöht. Da die Wärmequellen in der Wicklung befinden, wird die Veränderung der Viskosität zuerst in den sehr schmalen Unterschichten neben den Oberflächen der Leiter bemerkbar.

Dieses Phänomen wird im späteren Verlauf immer deutlicher. Bei $t = 4000$ s steigt das Öl schneller nach oben, was durch die stärker sichtbaren Stromlinien erkennbar ist. Da der Kessel ca. 150 Liter Öl enthält, dauert es länger, bis eine Veränderung der Öltemperatur im unteren Bereich bemerkbar ist. Außerdem sind die Öl-Stromlinien in den oberen horizontalen Kanälen zunächst nicht sichtbar, was der geringe Durchfluss durch diese Kanäle zeigt. Der Durchfluss durch die unteren horizontalen Kanäle ist im Vergleich zum Durchfluss durch die oberen Kanäle geringer. Mit der Zeit beginnt das Öl durch die oberen horizontalen Kanäle zu fließen. Nach $t = 4000$ s ist das zweite Element der oberen Scheibe die Position der Heißpunkttemperatur. Obwohl eine gleichmäßige Wärmeverteilung im gesamten Modell gewährleistet ist, befindet sich die Heißpunkttemperatur innerhalb der letzten oberen Scheiben. Durch

die geringere Ölgeschwindigkeit im oberen Bereich der Passage tritt eine lokale Überhitzung auf. Seitliche Elemente haben zusätzlich zwei vertikale Oberflächen, die durch das Öl gekühlt werden können. Die Geschwindigkeit des Öls ist beim Eintritt in die Passage höher, weil jede Passage eine Barriere aufweist.

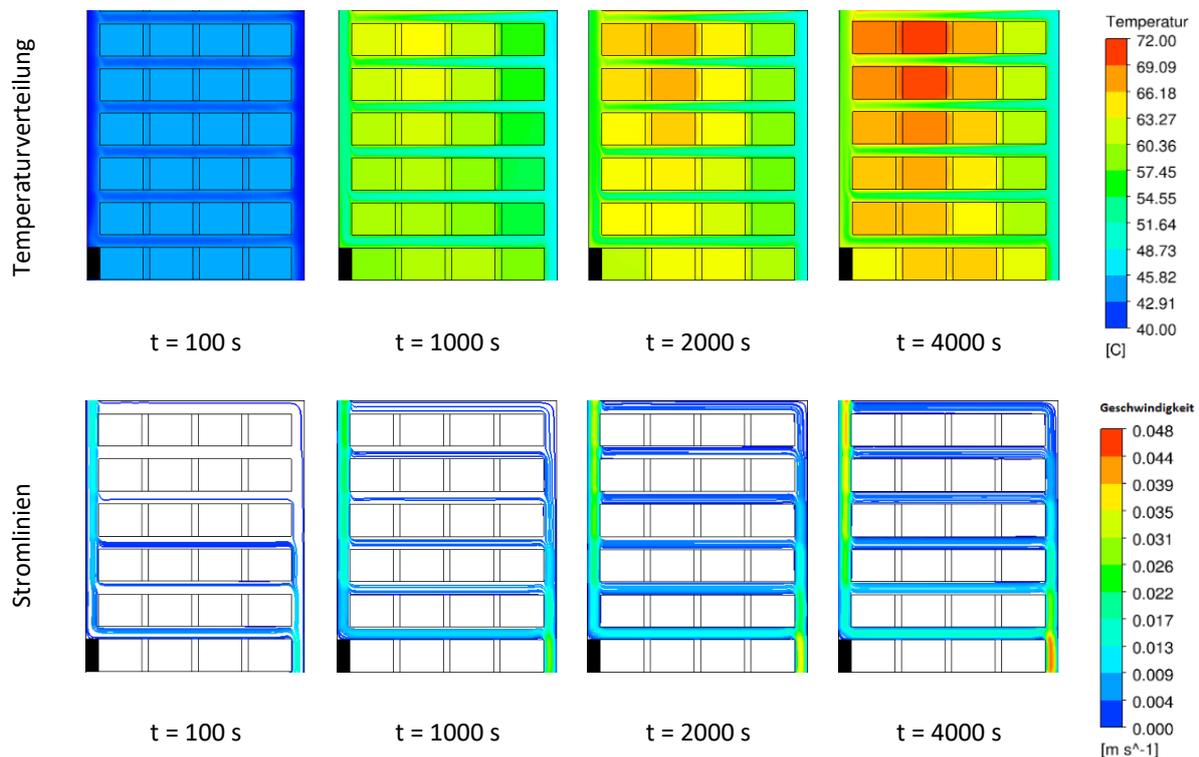


Abbildung 3.1-7 Temperaturverteilung und Stromlinien innerhalb der Passage, Anfangstemperatur: 40 °C

Modell 2

Aufbau eines numerischen Modells zur Bestimmung des Heißpunktfaktors

Das Design des Modells und eine detaillierte Ansicht von den Wicklungen sind in Abbildung 3.1-8 und Abbildung 3.1-9 dargestellt. Es werden zwei verschiedene Methoden zur Erzeugung von Netzen in verschiedenen Bereichen angewandt. Der Flüssigkeitsbereich sowie der obere und untere Teil des Transformatorkerns werden mit Tetraeder- und Prismen Elementen in der ANSYS ICEM vernetzt. Um qualitativ hochwertige Elemente in der Nähe der Wände zu erhalten, werden prismatische Randschichtelemente für alle Wände verwendet. Die ICEM-Software wird eingesetzt, um die Netze für die NS- und HS-Wicklungen, die Papiere und auch für die Separatoren zu erzeugen. Als Rechenkern wird das Programm „CFX“, das auf der Finite-Volumen-Methode basiert, verwendet. Der Aufbau der generierten Netze für verschiedene Abschnitte von Hoch- und Niederspannungswicklungen und deren Papiere sind in Abbildung 3.1-10 und Abbildung 3.1-11 dargestellt.

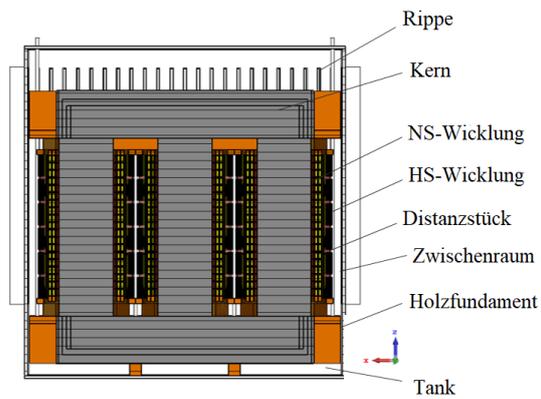


Abbildung 3.1-8 Numerisches Modell (Vorderansicht) des Ortsnetztransformators

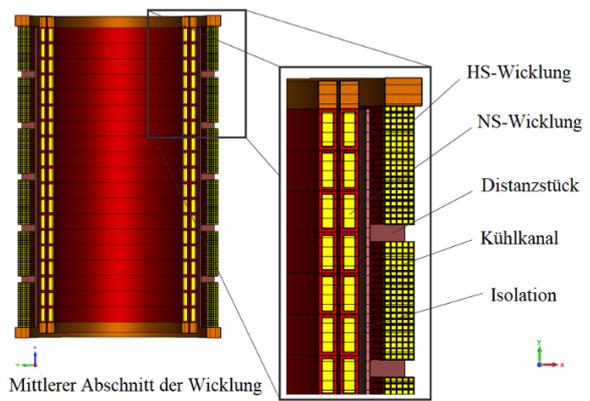


Abbildung 3.1-9 Detaillierte Ansicht der Wicklungen (Querschnitt)

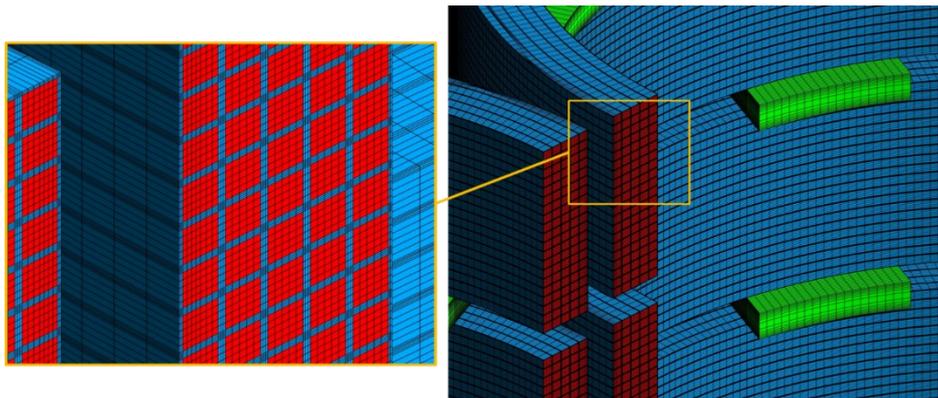


Abbildung 3.1-10 Volumen Vernetzung der HS-Wicklungen und vergrößerte Ansicht von den Leitern

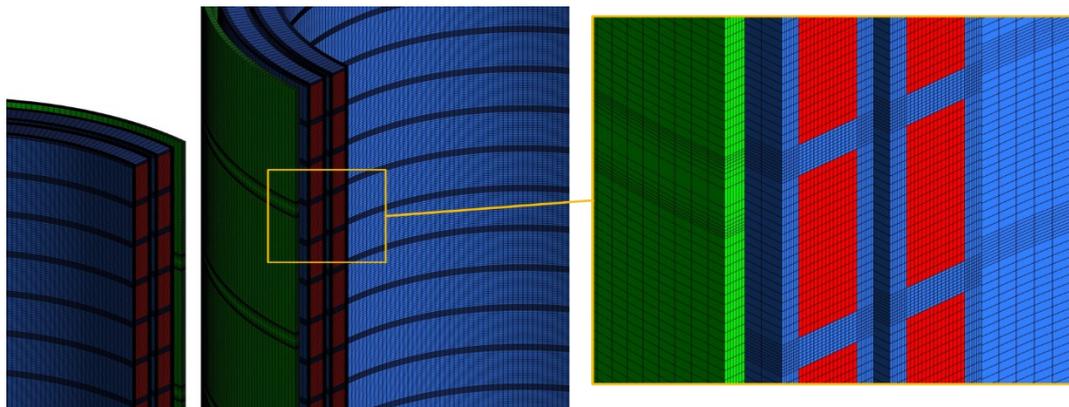


Abbildung 3.1-11 Volumen Vernetzung der NS-Wicklungen und vergrößerte Ansicht von den Leitern

3.1.2.4 Numerische Bestimmung der Heißpunktfaktoren für unterschiedliche Wicklungsaufbauten

Der Kurzschlussstest wird bei einer Umgebungstemperatur (Anfangstemperatur) von 20 °C durchgeführt. In Abbildung 3.1-12 ist der Temperaturanstieg der numerischen CFD-Modellierung und der Messungen im Labor dargestellt. Die Anfangstemperatur beträgt 20 °C. Da an den inneren Lagen der HS-Wicklung kein Sensor angebracht werden kann, wird der Sensor an der äußeren Lage der HS-Wicklung für die Validierung verwendet. Diese Temperatur ist nicht die Heißpunkttemperatur, denn diese Stelle wird durch das Öl besser gekühlt. Es ist die während des Kurzschlussstests höchste gemessene Temperatur.

Zusätzlich zeigt Abbildung 3.1-12 zwei verschiedene Temperaturen der CFD-Simulationen. Eine zeigt die Temperatur des äußeren Sensors an, die andere zeigt die Heißpunkttemperatur der Wicklung an. Die gemessene Temperatur an der HS-Wicklung weicht von der numerischen 3D-Berechnung um 3 Kelvin ab.

Beim letzten Zeitpunkt der Messung hat die obere Öltemperatur in der HS-Wicklung 72 °C erreicht, die untere Öltemperatur ist im gleichen Zeitraum auf 63 °C gestiegen. Die Differenz zwischen der oberen und unteren Öltemperatur beträgt also 9 °C. Bei einer Umgebungstemperatur von 20 °C beträgt die höchste gemessene Temperatur in der Hochspannungswicklung 83 °C. Die berechnete Temperatur an derselben Position beträgt 86 °C. In Abbildung 3.1-13 wird das transiente Temperaturprofil der Leiter während des Kurzschlussstests an verschiedenen Stellen dargestellt. Die numerische CFD-Simulation zeigt, dass sich der Heißpunkt an der dritten inneren Schicht der HS-Wicklung im oberen Stapel befindet und eine Temperatur von 88 °C aufweist (Abbildung 3.1-13).

Diese Arbeit zeigt zudem in Abbildung 3.1-14 und Tabelle 3.1-4 Ergebnisse der Heißpunktfaktoren, Anfangstemperatur: 20 °C (Modell 2) die Heißpunktfaktoren in zwei unterschiedlichen Modellen. PT-100 Sensoren in jedem Element des ersten Modells ermöglichen die Berechnung des mittleren Wertes der Wicklungstemperatur im Labor. Durch die Berechnung des mittleren Wertes des Öls und des Wicklungsmodells wird die Heißpunktfaktoren ermittelt und in Abbildung 3.1-14 dargestellt. Die gemessenen Temperaturen im ersten Modell weichen bei verschiedenen Anfangstemperaturen von der numerischen 3D-Berechnung um 3 Kelvin ab. Dank der hohen Genauigkeit des Modells weichen die Heißpunktfaktoren weniger als 0,2 % ab. Es ist zu beobachten, dass die Heißpunktfaktoren als erstes schnell ansteigen, wenn sich das Öl aufgrund der thermischen Dichteänderung nach oben fließt. So ist das Kühlungsverhalten effektiver.

Die Heißpunktfaktoren variieren leicht mit der Belastungsdauer, wodurch für eine korrekte Bestimmung der Überlastfähigkeit des ON-gekühlten Transformators sowohl eine genaue Modellierung des thermischen Verhaltens als auch Messdaten der Heißpunkttemperatur zur Validierung der Heißpunkttemperatur erforderlich sind. Man kann von Heißpunktfaktoren mit einem Wert zwischen 1,3 und 1,5 in einem ON-gekühlten Wicklungsmodell zur Bestimmung der Überlastfähigkeit ausgehen. Die Werte, die bei der IEC 60076-7 [1] in einem ON-gekühlten Transformator angegeben werden, stimmen mit den oben errechneten Werten überein, was eine gezieltere Bestimmung der Überlastfähigkeit für ON-gekühlte Ortsnetztransformatoren ermöglicht (siehe Kapitel 3.1.3.2).

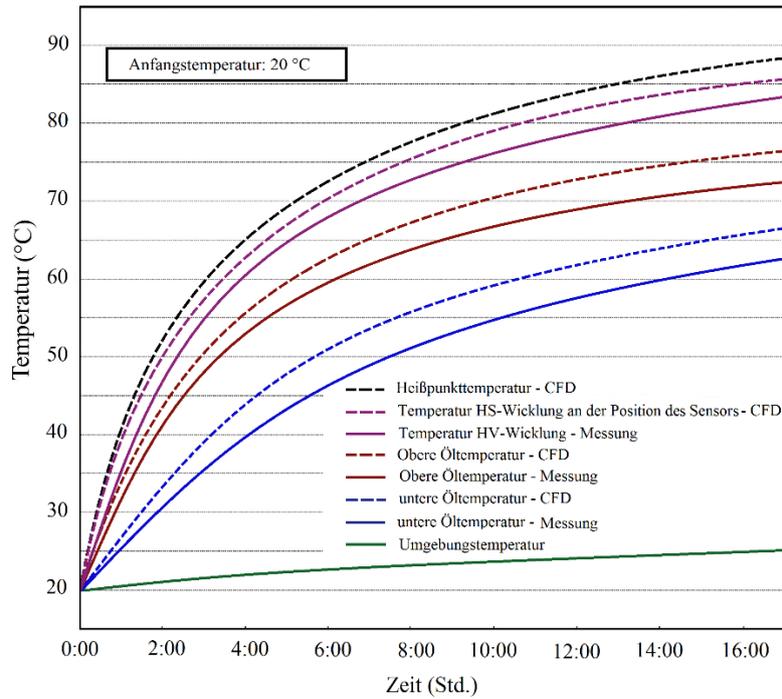


Abbildung 3.1-12 Vergleich zwischen den Messdaten und den CFD- Ergebnissen im Ortsnetztransformator (Modell 2) Anfangstemperatur: 20 °C

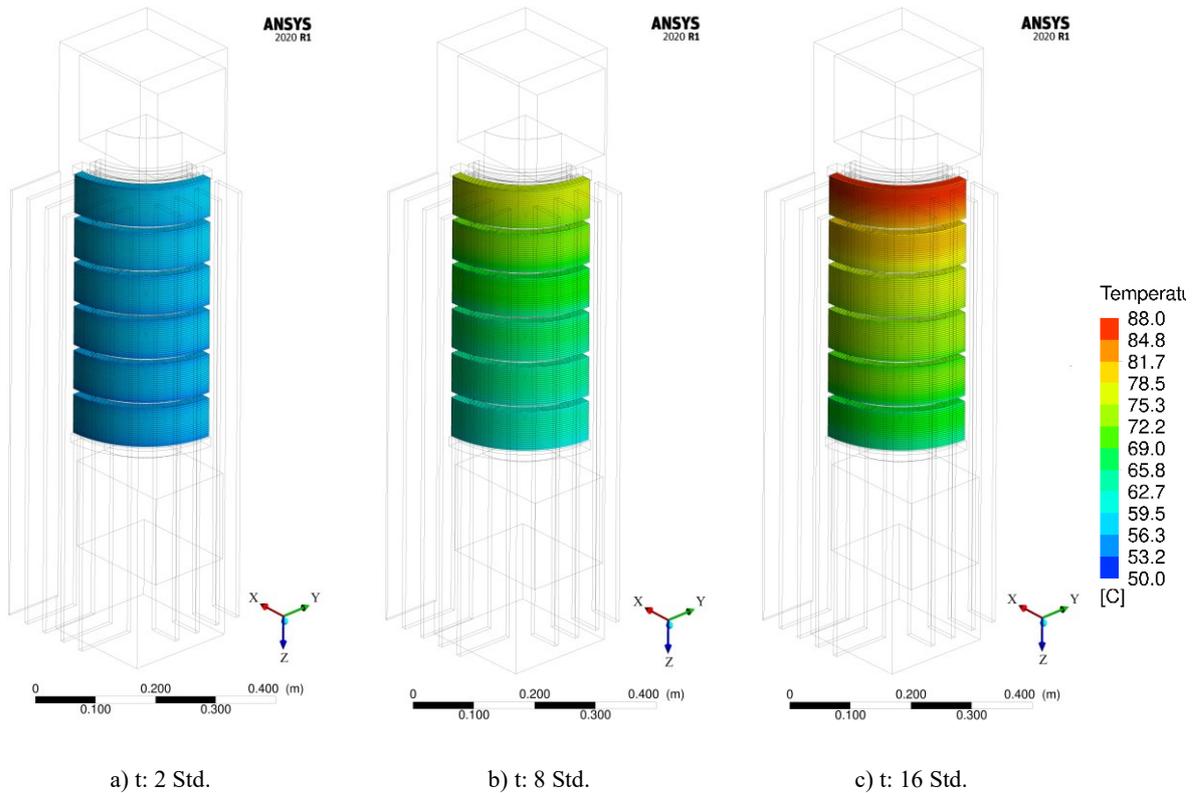


Abbildung 3.1-13 CFD Temperaturverteilungen innerhalb der HS-Wicklung in verschiedenen Zeitabschnitten, Anfangstemperatur: 20 °C

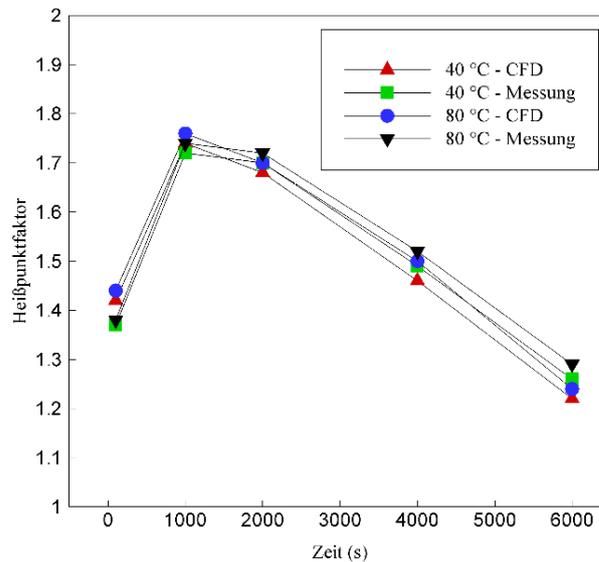


Abbildung 3.1-14 Heißpunktfaktoren beim (Modell 1), Anfangstemperaturen von 40 °C und 80 °C

Tabelle 3.1-4 Ergebnisse der Heißpunktfaktoren, Anfangstemperatur: 20 °C (Modell 2)

Zeit (s)	1 Std.	2 Std.	4 Std.	6 Std.	8 Std.	10 Std.	12 Std.	14 Std.	16 Std.
Heißpunkttemperatur (°C)	39.6	52.3	64.8	72.6	78.2	80.9	83.7	86.1	88
Heißpunktfaktor	1.45	1.73	1.68	1.66	1.58	1.49	1.44	1.37	1.29

3.1.3 Untersuchung verschiedener thermischer Modelle für die Verwendung in einem Monitoringsystem

Für die passende Wahl eines thermischen Modells zur Berechnung der oberen Öltemperatur und der Heißpunkttemperatur in einem Monitoringsystem wurden anhand der Literatur unterschiedliche thermische Modelle ausgewählt und bezüglich ihrer Genauigkeit der Temperaturvorhersage und somit auch bezüglich der Genauigkeit der Abschätzung einer Überlastbarkeit untersucht. Hierbei wurden folgende Modellvarianten aus der Literatur ausgewählt.

- IEC 60067-7 Modell (Differentieller Ansatz) [1]
- IEC 60067-7 Modell (Exponentieller Ansatz) [1]
- IEEE Clause 7 Modell (Differentieller Ansatz) [4]
- IEEE Clause 7 Modell (Exponentieller Ansatz) [4]
- Susa Modell [5]

Die thermischen Modelle IEC 60076-7 und das IEEE Clause 7 Modell unterscheiden sich in der lastabhängigen Berechnung der thermischen Zeitkonstante im IEEE Clause 7 Model und der Berücksichtigung weiterer konstanter Korrekturfaktoren beim IEC 60076-7, welche erst bei der Berechnung der Heißpunkttemperatur von Bedeutung sind [1, 4]. Die Berechnung der Temperaturen nach dem differentiellen und dem exponentiellen Berechnungsansatz sollen unter Berücksichtigung des Anwendungsszenarios nach [1] zu gleichen Ergebnissen führen. Dies hat sich besonders bei der Verwendung zur Temperaturprognose nicht bestätigt (siehe Kapitel 3.1.3.2). Die Berechnungsansätze unterscheiden sich in der Art der Berechnung der Temperaturänderung. Der differentielle

Berechnungsansatz nähert sich iterativ über eine Linearisierung dem Endergebnis an, wohingegen der exponentielle Ansatz direkt die Temperaturänderung nach einer definierten Zeit errechnet. Aus diesem Grund bietet sich der differentielle Ansatz besonders bei kurzen Messintervallen an wobei das Messintervall immer deutlich kleiner der thermischen Zeitkonstanten sein muss. Das Modell nach Susa orientiert sich bei der Berechnungslogik am Normmodell der IEC 60076-7 und führt zwei zusätzliche Korrekturgrößen in Form einer normierten, lastabhängigen Viskosität und einem Gewichtungsfaktor n zur Berücksichtigung der Ölzirkulation ein. Diese sorgen nach [5] für eine genauere Berücksichtigung der Temperaturabhängigkeit der Viskosität des Öls. Weitere Modelle wurden auf Grund ihrer deutlich größeren Komplexität und der daraus resultierenden schwierigeren Parametrierung unter Verwendung der Herstellerangaben und der Vergleichbarkeit verworfen.

Zur späteren Anwendung in einem Monitoringsystem zur Überwachung der Temperaturen und der Berechnung der momentanen Überlastbarkeit wurden alle Modelle inklusive der Berechnung der Heißpunkttemperatur direkt in Python implementiert.

Für eine Parametrierung bzw. Optimierung der thermischen Modelle dienen die zuvor aufgezeichneten Betriebsdaten (siehe Kapitel 3.1.1). Hierbei wird unter Verwendung der unterschiedlichen Betriebsdaten der Vorhersagefehler der unterschiedlichen Modelle minimiert. Diese Minimierung wird auf alle untersuchten Modelle angewendet. Hierfür ist exemplarisch in Abbildung 3.1-15 sowohl die Parametrierung anhand von Herstellerangaben als auch die Parametrierung anhand von Betriebsdaten dargestellt. Da die Temperaturvorhersagegenauigkeit maßgeblich die Vorhersage der Überlastbarkeit beeinflusst, wird sich in der laufenden Untersuchung auf die Untersuchung der Vorhersagegenauigkeit der Transformatortemperaturen fokussiert. Die Modelle werden hierbei alle mit Hilfe der aufgezeichneten Messdaten parametriert.

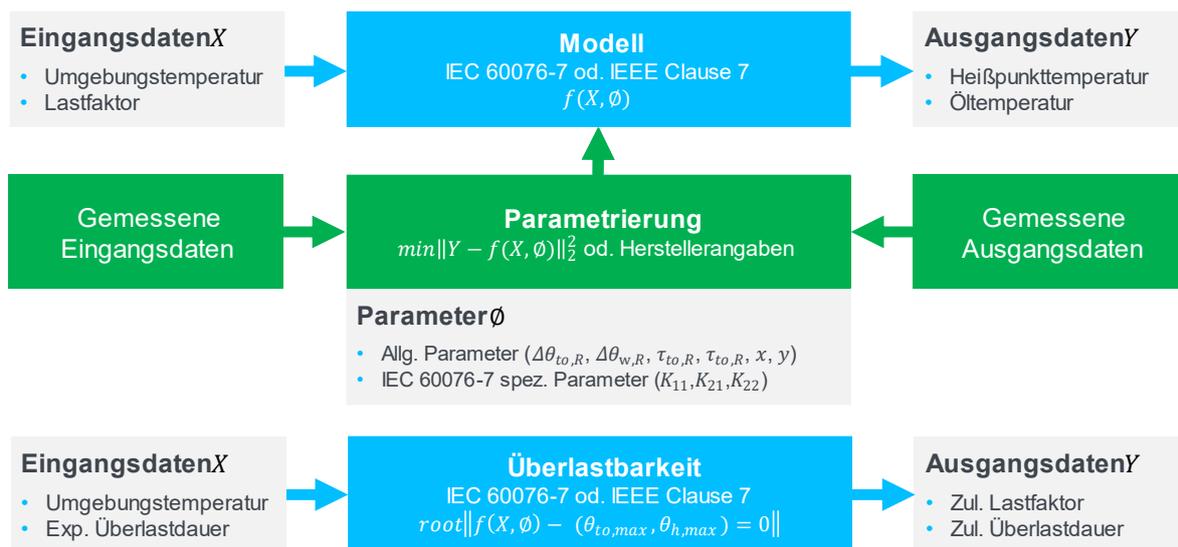


Abbildung 3.1-15 Ablauf der Parametrierung, der Temperaturvorhersage und der Überlastabschätzung

3.1.3.1 Anwendung für Transformatoren mittlerer Leistung

Ein Vergleich der Vorhersagegenauigkeit der unterschiedlichen Modelle ist in Abbildung 3.1-16 anhand eines ONAF gekühlten 80 MVA-Leistungstransformators dargestellt. In diesem Fall wurde zur Parametrierung anhand von Betriebsdaten ein Zeitraum mit hoher Auslastung gewählt und für die Validierung der Parametergenauigkeit die Temperaturvorhersage mit einem zweiten Zeitraum mit hoher Auslastung verglichen. Die maximale Auslastung betrug hierbei ca. 115 %.

Zu diesem Zweck sind in Tabelle 3.1-5 die errechneten Modellparameter unter Verwendung der zuvor definierten Modelle dargestellt. Da bei dem untersuchten Leistungstransformator die Lüfter öltemperaturabhängig zu- und abgeschaltet werden, wurden die Modellparameter für beide Betriebszustände errechnet.

Bei Betrachtung der Parametergebnisse aus Tabelle 3.1-5 wird ersichtlich, dass das IEC 60076-7 Modell besonders im ONAN-Betrieb eine höhere Ölüberbertemperatur bei Nennlast als das IEEE Clause 7 Modell und das Susa Modell errechnet. Dasselbe gilt für die berechneten Zeitkonstanten des Öls $\tau_{to,R}$. Um nun die Vorhersagegenauigkeit und somit den Effekt der unterschiedlichen Parametrierung zu ermitteln, wurden die Öltemperaturen über einen Gesamtzeitraum von einem Monat in Abhängigkeit der Umgebungstemperatur und der Auslastung des Transformators errechnet und mit der gemessenen Öltemperatur verglichen. Das Ergebnis ist in Abbildung 3.1-16 dargestellt.

Tabelle 3.1-5 Ergebnis der Parametrierung für einen 80 MVA ONAF gekühlten Leistungstransformator

	IEC 60076-7 Diff.		IEC 60076-7 Exp.		IEEE Clause 7 Diff.		IEEE Clause 7 Exp.		Susa	
	ONAN	ONAF	ONAN	ONAF	ONAN	ONAF	ONAN	ONAF	ONAN	ONAF
$\Delta\theta_{to,R}$	72s,08 K	55,66 K	71,06 K	55,74 K	66,40 K	55,28 K	65,53 K	55,34 K	54,46 K	46,70 K
$\tau_{to,R}$	443 min	229 min.	424 min.	236 min.	216 min.	151 min.	208 min.	158 min.	181 min.	124 min.
x	0,61	0,60	0,60	0,59	0,57	0,61	0,56	0,59	-	-
n	-	-	-	-	-	-	-	-	0,43	0,34
K_{11}	0,5	0,5	0,5	0,5	-	-	-	-	-	-

In Abbildung 3.1-16 ist zu erkennen, dass alle Modelle besonders in Niedriglastzeiträumen dazu tendieren die Öltemperatur zu unterschätzen. Im für eine Überlastabschätzung relevanten Hochlastbereich mit hohen Temperaturen weist die Vorhersage eine geringere Abweichung auf. Dennoch muss mit einem Vorhersagefehler von teilweise über 10 K gerechnet werden. Die Fehlerstatistik sowohl für den Trainingsbereich als auch für den Validierungsbereich ist in Tabelle 3.1-6 zu finden. Hier wird deutlich, dass das IEC 60076-7 Modell im Vergleich zu den restlichen Modellen die Temperaturen am stärksten unterschätzt. Negativer Fehler bedeutet eine Unterschätzung, wobei ein positiver Fehler auf eine Überschätzung hinweist. Auch bei der Betrachtung des quadratischen mittleren Fehlers (RMSE) erzielt das IEC 60076-7 Modell mit 3,95 K den größten und das Susa Modell mit 3,16 K den kleinsten Vorhersagefehler.

Tabelle 3.1-6 Statistische Fehlerbewertung der Temperaturvorhersage für den Trainings- und Validierungszeitraum für einen Transformator mittlerer Leistung

	IEC 60076-7 Diff.		IEC 60076-7 Exp.		IEEE Clause 7 Diff.		IEEE Clause 7 Exp.		Susa	
	Training	Validation	Training	Validation	Training	Validation	Training	Validation	Training	Validation
Max	5,93 K	9,22 K	5,80 K	8,62 K	5,72 K	10,41 K	5,59 K	10,22 K	5,71 K	11,45 K
Min	-6,56 K	-13,36 K	-6,66 K	-13,36 K	-6,04 K	-10,40 K	-6,26 K	-10,32 K	-6,01 K	-9,14 K
Median	2,33 K	3,43 K	2,35 K	3,41 K	2,17 K	3,00 K	2,19 K	2,96 K	2,21 K	3,08 K
RMSE	2,33 K	3,95 K	2,35 K	3,91 K	2,17 K	3,28 K	2,19 K	3,23 K	2,21 K	3,16 K

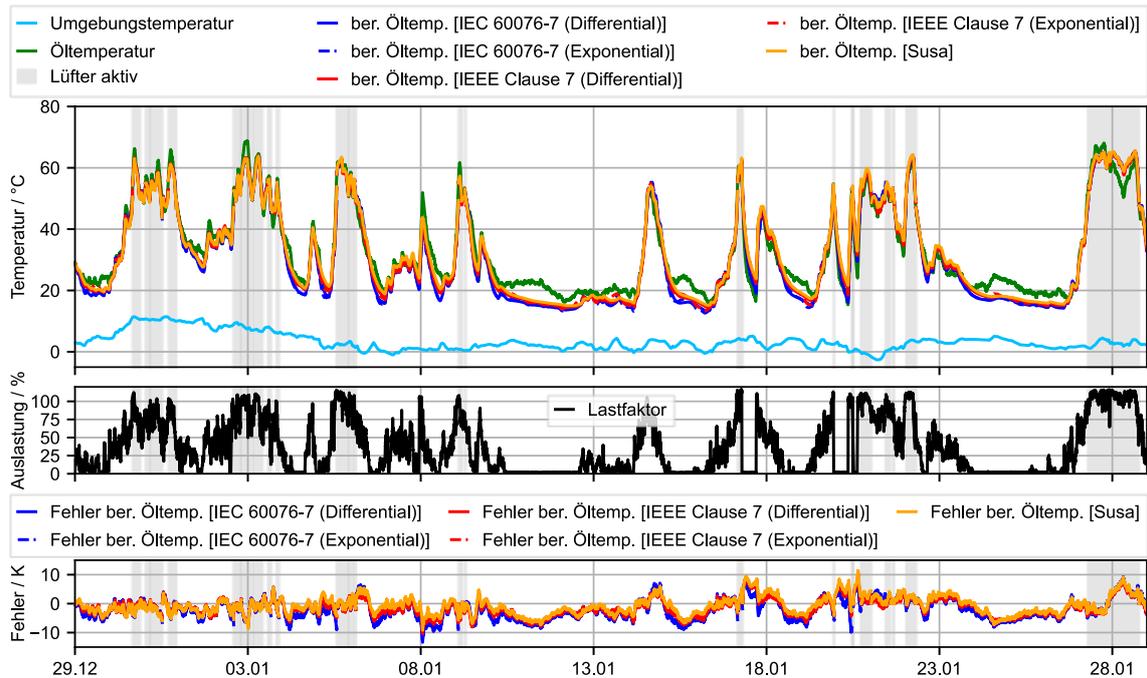


Abbildung 3.1-16 Vergleich der Öltemperaturvorhersage unter Verwendung verschiedener thermischer Modelle für einen Leistungstransformator mittlerer Leistung

Diese leicht schlechtere Vorhersagegenauigkeit lässt sich auch im sortierten absoluten Fehler der Öltemperaturvorhersage aus Abbildung 3.1-17 ablesen. Abbildung 3.1-17 gibt den absoluten Fehler in Relation zum Fehleraufkommen innerhalb der Gesamtdaten an. Umso niedriger die Fehlerkurve verläuft, desto besser ist die Vorhersage.

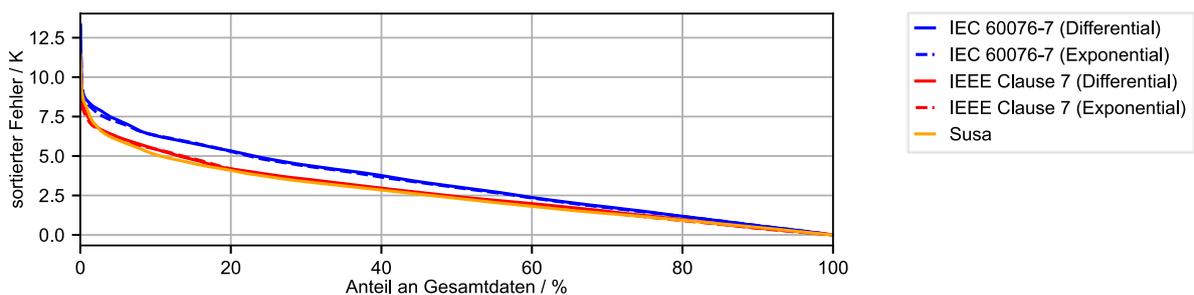


Abbildung 3.1-17 Sortierter absoluter Fehler der Temperaturvorhersage für alle untersuchten Modelle für einen Transformator mittlerer Leistung

Über den gesamten Validierungszeitraum konnten dennoch alle Modelle das thermische Verhalten adäquat abbilden. Für die Verwendung in einem Monitoringsystem müssen jedoch immer Fehler in der Prognose mitberücksichtigt werden, wodurch eine parallele Messung der Öltemperatur zur Bestätigung der Vorhersage zu empfehlen ist. Auf Basis dieser Untersuchungen hat sich somit neben der Vorhersagegenauigkeit der Öltemperatur aller Modelle auch die Überlastabschätzung als vergleichbar herausgestellt. Dieses Ergebnis konnte in ähnlicher Weise auch bei weiteren untersuchten Transformatoren beobachtet werden.

Da alle untersuchten Modelle eine ähnliche Vorhersagegenauigkeit aufweisen, wurden diese Modelle und die automatische Parametrierung für die Verwendung in einem Monitoringsystem angepasst. Die Verwendung des exponentiellen Modellansatzes nach IEC 60067-7 und IEEE Clause 7 empfiehlt sich jedoch nicht bei sich schnell und stark ändernden Umgebungstemperaturen. Hierbei wird auf die Ergebnisse aus Kapitel 3.1.3.2 verwiesen.

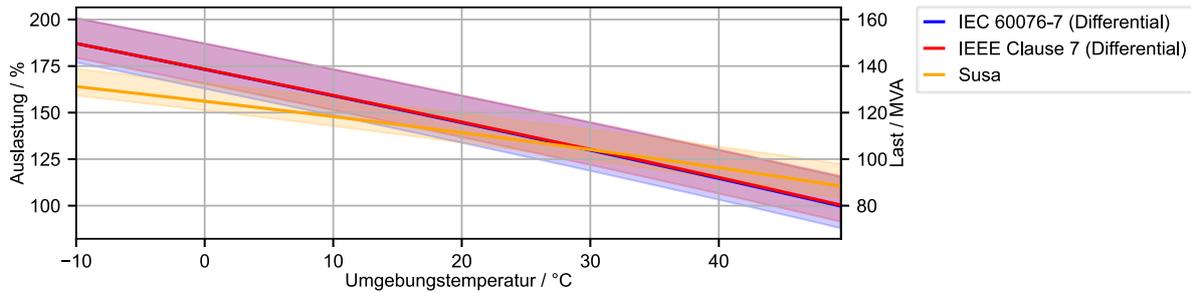


Abbildung 3.1-18 Überlastkurve des 80 MVA-Leistungstransformator für eine normal zyklische Belastung mit einer maximal zulässigen Öltemperatur von 105 °C

Für den 80 MVA-Leistungstransformator ist in Abbildung 3.1-21 eine Überlastkurve mit den in der IEC 60076-7 definierten Temperaturgrenzwerten dargestellt [1]. Die Überlastkurve ist hierbei auf eine Grenztemperatur des Öls von 105 °C ausgelegt und nur für die Parametrierung für den ONAF-Betrieb dargestellt. Hierbei ist zu sehen, dass die niedrigere Ölüberetemperatur für den Nennbetrieb beim SUSA Modell zu einer höheren Überlastkurve bei höheren Umgebungstemperaturen führt. Dies kann auf die Berücksichtigung der temperaturabhängigen Ölviskosität zurückgeführt werden [5]. Das IEC 60076-7 und das IEEE Clause 7 Modell errechnen eine steilere Kurve, welche eine höhere Überlastbarkeit bei niedrigeren und eine niedrigere Überlastbarkeit bei hohen Umgebungstemperaturen erlaubt. Gleichzeitig ist für jede Überlastkurve ein Konfidenzintervall dargestellt, welches den Vorhersagefehler der Öltemperatur versucht zu berücksichtigen. Hierbei wird das 95 % Perzentil aller Fehler wären der Validierung als maximale Überschätzung und Unterschätzung berücksichtigt. Für die Verwendung von thermischen Modellen bei Leistungstransformatoren ist bei einer Parametrierung anhand von Betriebsdaten die Qualität der Trainingsdaten essenziell. Hierbei gilt es ein Kriterium für die benötigten Messdaten zu bestimmen, für das eine erfolgreiche Parametrierung erfolgen kann. Es gilt hierbei nicht nur die Menge der Daten zu Betrachten (siehe Kapitel 3.1.3.3).

3.1.3.2 Anwendung für Ortsnetztransformatoren

Für die thermische Modellierung von eingehausten Ortsnetztransformatorstationen werden dieselben Modelle wie für mittelgroße und große Leistungstransformatoren verwendet. Hierbei wird nach IEC 60076-7 bei eingehausten Transformatoren eine zusätzliche Temperaturdifferenz in Bezug auf die Ölüberetemperatur $\Delta\theta_{to,R}$ im Nennbetrieb angenommen [1]. Da in diesem Kapitel aber hauptsächlich die Untersuchung der Vorhersagegenauigkeit unter Verwendung von parametrisierten thermischen Modellen unter der Nutzung von Betriebsdaten untersucht wird, ist diese zusätzliche Temperaturdifferenz bei eingehausten Transformatoren schon in den Parameter der Ölüberetemperatur inkludiert und muss somit nicht zusätzlich betrachtet werden. Die Modelle nach IEEE Clause 7 und SUSA werden unverändert auch für Ortsnetztransformatoren übernommen.

In Tabelle 3.1-7 sind die resultierenden Parameter aus der Parametrierung der verschiedenen Modelle für einen 630 kVA-Ortsnetztransformator zu sehen. Auch bei der Parametrierung des Ortsnetztransformators wurde im Vergleich zur Parametrierung von mittelgroßen Transformatoren eine niedrigere Ölüberetemperatur im Nennbetrieb $\Delta\theta_{to,R}$ und Ölzeitkonstante für die Verwendung des SUSA Modells errechnet. Welche Parametrierung eher der Realität entspricht, kann dabei nicht abschließend bewertet werden.

Tabelle 3.1-7 Resultierende Parameter für einen 630 kVA ONAN gekühlten Ortsnetztransformator

	IEC 60076-7 Diff. ONAN	IEC 60076-7 Exp. ONAN	IEEE Clause 7 Diff. ONAN	IEEE Clause 7 Exp. ONAN	Susa ONAN
$\Delta\theta_{to,R}$	70,8 K	72,8 K	69,3 K	70,8 K	63,0 K
$\tau_{to,R}$	261 min.	261 min	255 min.	253 min.	229 min.
x	0,71	0,74	0,70	0,72	-
n	-	-	-	-	0,0039
K_{11}	1,0	1,0	-	-	-

In Abbildung 3.1-19 ist nun die Temperaturvorhersage der verschiedenen Modelle für einen gesamten Monat dargestellt. Dabei schwankt die Auslastung im Betrachtungszeitraum zwischen 25 % und 75 % und die Umgebungstemperatur weist zu Beginn und am Ende mit ca. 16 K eine hohe Temperaturschwankung innerhalb eines Tages auf. Damit liegt die maximale Last für den Trainingsdatensatz deutlich unterhalb einer theoretischen Überlastung des Transformators. Besonders die starke Schwankung der Umgebungstemperatur führt sowohl beim exponentiellen Ansatz des IEC 60076-7 Modelles als auch beim exponentiellen Ansatz des IEEE Clause 7 Modell zu einem deutlichen Fehleranstieg.

Dieser erhöhte Fehler ist bei den Modellen mit einem differentiellen Berechnungsansatz nicht so stark ausgeprägt. Dies ist auch in Tabelle 3.1-8 für den Validierungsdatensatz der Modelle mit exponentiellem Ansatz zu sehen. Dadurch ist auch der gemittelte quadratische Fehler (RMSE) für diese beiden Modellvarianten mit ca. 4 K deutlich erhöht im Vergleich zu einem RMSE von ca. 2,5 K für den differentiellen Ansatz der Modelle und dem Susa Modell.

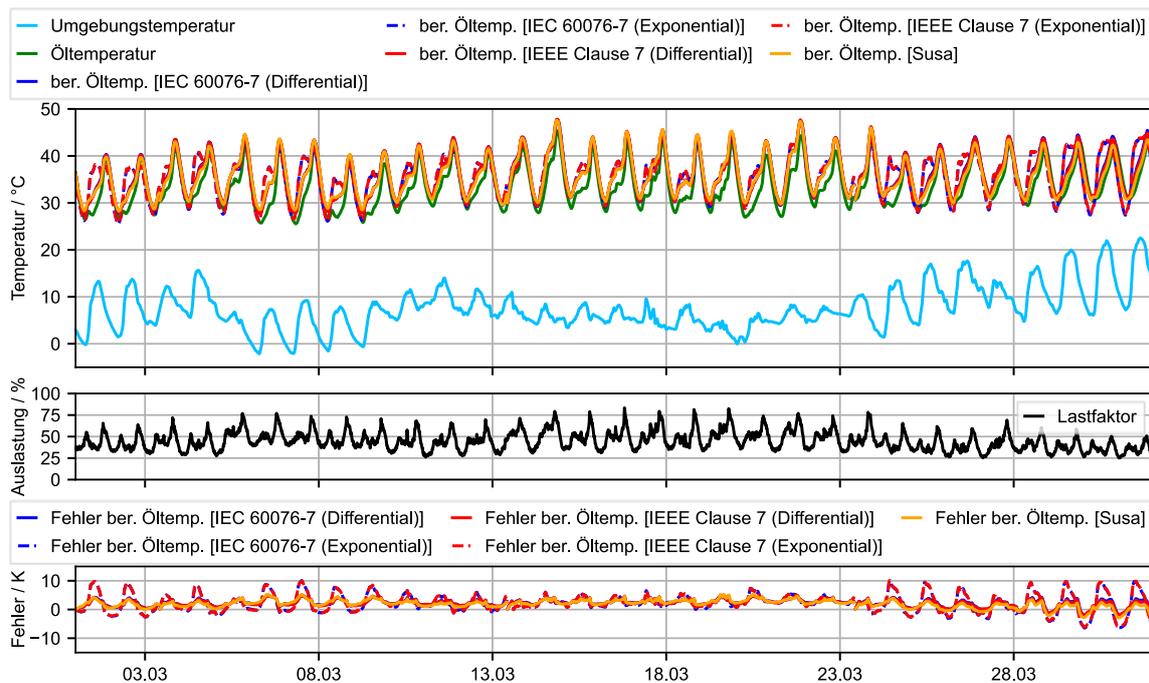


Abbildung 3.1-19 Vergleich der Öltemperaturvorhersage unter Verwendung verschiedener thermischer Modelle für einen Ortsnetztransformator

Tabelle 3.1-8 Statistische Fehlerbewertung der Temperaturvorhersage für den Trainings- und Validierungszeitraum für einen Ortsnetztransformator

	IEC 60076-7 Diff.		IEC 60076-7 Exp.		IEEE Clause 7 Diff.		IEEE Clause 7 Exp.		Susa	
	Training	Validation	Training	Validation	Training	Validation	Training	Validation	Training	Validation
Max	2,7 K	5,12 K	5,67 K	10,18 K	2,30 K	5,02 K	5,50 K	10,19 K	2,85 K	5,35 K
Min	-4,79 K	-2,03 K	-6,59 K	-6,48 K	-4,68 K	-1,79 K	-6,47 K	-6,17 K	-4,35 K	-3,11 K
Median	1,03 K	1,26 K	1,62 K	3,17 K	0,95 K	1,18 K	1,54 K	3,13 K	0,93 K	1,38 K
RMSE	1,03 K	2,61 K	1,62 K	3,89 K	0,95 K	2,53 K	1,54 K	3,89 K	0,93 K	2,42 K

Auch bei der Betrachtung des RMSE der Vorhersage des Trainingsdatensatzes ist ein erhöhter Fehler festzustellen. Dies deutet darauf hin, dass besonders die Modelle mit exponentiellem Berechnungsansatz ungeeignet sind für die Öltemperaturvorhersage bei stark volatiler Umgebungstemperatur. Dieser Effekt konnte auch bei anderen Transformatoren mit volatiler Umgebungstemperatur beobachtet werden. Das IEC 60076-7 Modell und IEEE Clause 7 Modell mit differentieller Berechnung der Öltemperatur weisen mit einem maximalen Fehler von ca. 5,5 K und einer RSME von ca. 2,5 K eine ähnliche gute Vorhersagegenauigkeit auf und sind daher gleichwertig für die Verwendung in einem Monitoringsystem zu betrachten. Das Susa Modell weist auch hier, wie in Kapitel 3.1.3.1, einen leicht geringeren Fehler auf. Die schlechtere Vorhersagegenauigkeit der Modelle mit Exponentialansatz lässt sich auch im sortierten absoluten Fehler der Öltemperaturvorhersage aus Abbildung 3.1-20 ablesen.

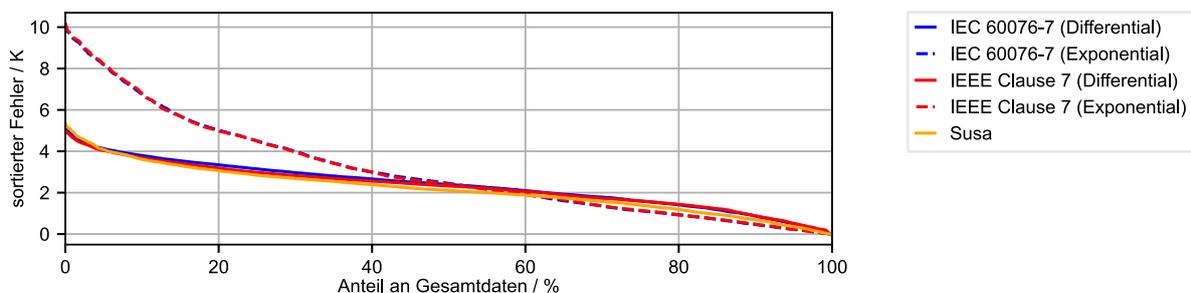


Abbildung 3.1-20 Sortierter absoluter Fehler der Temperaturvorhersage für alle untersuchten Modelle für einen Ortsnetztransformator

Alle untersuchten Modelle wurden für die automatische Parametrierung bei einer Verwendung in einem Monitoringsystem angepasst. Die Verwendung des exponentielle Modellansatzes nach IEC 60067-7 und IEEE Clause 7 empfiehlt sich dabei jedoch nicht bei sich schnell und stark ändernden Umgebungstemperaturen.

Auch für den Ortsnetztransformator kann nach Abbildung 3.1-15 eine Überlastkurve mit den in der IEC 60076-7 definierten Grenzwerten errechnet werden [1]. Da auch für den Ortnetztransformator nur eine Parametrierung für die Berechnung der Öltemperatur durchgeführt werden konnte, wird auch die Überlastkurve aus Abbildung 3.1-21 auf eine Ölgrenztemperatur von 105 °C errechnet. Hierbei ist zu sehen, dass die niedrigere Ölüberetemperatur für den Nennbetrieb beim Susa Modell zu einer höheren Überlastkurve führt. Dies kann, wie auch schon in Kapitel 3.1.3.1, auf die Berücksichtigung der temperaturabhängigen Ölviskosität zurückgeführt werden [5]. Das IEC 60076-7 und das IEEE Clause 7 Modell errechnen eine steilere Kurve, welche eine höhere Überlastbarkeit bei niedrigeren und eine niedrigere Überlastbarkeit bei hohen Umgebungstemperaturen erlaubt. Dies konnte auch schon in

Kapitel 3.1.3.1 festgestellt werden. Gleichzeitig ist auch hier für jede Überlastkurve ein Konfidenzintervall dargestellt, welches des Vorhersagefehler der Parametrierung versucht zu berücksichtigen (siehe Kapitel 3.1.3.1). Es ist für einen Ortsnetztransformator in einer Kompaktstation aber festzustellen, dass ein Nennbetrieb bei 40 °C Umgebungstemperatur durch die Einhausung nur nach dem Susa Modell möglich ist. Die Genauigkeit der Überlastkurven konnte Aufgrund fehlender Überlastdaten nicht verifiziert werden. Die Messdaten des Ortsnetztransformators beinhalten nur eine maximale Last von 75 %. Auch für die Verwendung von thermischen Modellen bei Ortsnetztransformatoren ist bei einer Parametrierung anhand von Betriebsdaten die Qualität der Trainingsdaten essenziell. Hierbei gilt es ein Kriterium für die benötigten Messdaten zu bestimmen, für das eine erfolgreiche Parametrierung erfolgen kann.

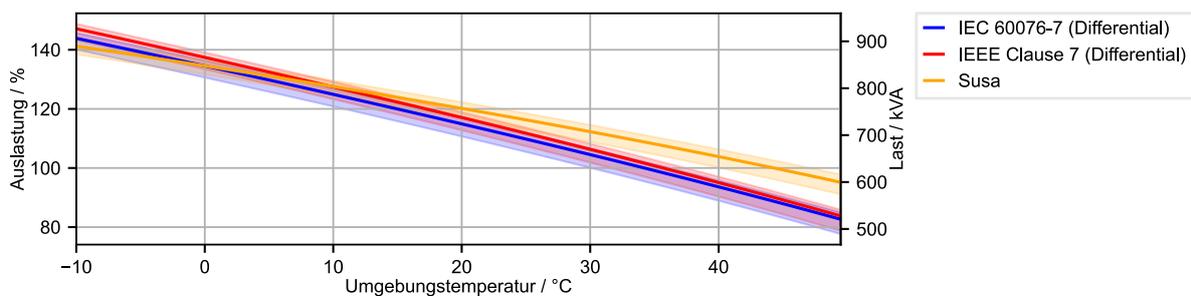


Abbildung 3.1-21 Überlastkurve des 630 kVA-Ortsnetztransformator für eine normal zyklische Belastung mit einer maximal zulässigen Öltemperatur von 105 °C

3.1.3.3 Untersuchung der benötigten Menge an Trainingsdaten

Die benötigte Menge an Messdaten wurde hierfür in [6] untersucht. Es wurde dabei der verwendete Trainingszeitraum kontinuierlich tageweise von einem bis 30 Tage verlängert und die Vorhersagegenauigkeit anhand eines Validierungsdatensatzes zu untersuchen. Um sowohl die Vorhersagegenauigkeit der Öltemperatur als auch der Heißpunkttemperatur zu untersuchen, wurden Betriebsdaten eines 630 MVA-Leistungstransformators mit installierten fiberoptischen Sensoren verwendet. Damit ist die Vorhersagefehlerbetrachtung sowohl für die berechnete Öltemperatur als auch die berechnete Heißpunkttemperatur möglich. Hierbei sind während der gesamten untersuchten Betriebszeit keine Lüfter aktiv.

In Abbildung 3.1-22 ist der Vorhersagefehler unter Verwendung der verschiedenen Parameterdatensätze für die unterschiedliche Anzahl an Trainingstagen dargestellt. Dabei sind in Orange der Median und innerhalb der Box alle Fehler innerhalb des 25. bzw. 75. Perzentil dargestellt. Die unteren und oberen Whisker sind als 1. bzw. 99. Perzentile definiert. In Abbildung 3.1-22 ist bei der Vorhersage beider Temperaturen eine große Reduzierung des Vorhersagefehlers von einem Tag bis zu drei Tagen Trainingsdauer zu sehen. Der Median der Fehlerverteilung nähert sich deutlich den 0 K an. Mit längeren Trainingszeiträumen verringert sich die Fehlerverteilung deutlich langsamer. Bei einem Trainingszeitraum von 15 Tagen scheint sich die Parametrierung und somit der Vorhersagefehler nur noch geringfügig zu verkleinern. Daraus kann für diesen Trainingsdatensatz abgeleitet werden, dass 15 Tage ausreichend sind, um alle Modelle zu parametrieren. Alle betrachteten Modelle weisen ein ähnliches Verhalten bei der Reduzierung des Vorhersagefehlers auf. Der differentielle Ansatz nach der IEEE Clause 7 Modell stellt sich bei der Betrachtung des Medians des Vorhersagefehlers als das minimal bessere Modell heraus. Nach 15 Tagen liegt die größte Über- bzw. Unterschätzung bei 7 K bzw. -3 K. Dies gilt sowohl bei der Vorhersage der Öl- als auch der Wicklungtemperatur.

Für die Bewertung der benötigten Trainingsdaten für eine gute Parametrierung im Betrieb gilt es noch weitere Kriterien, wie Lastdynamik und die minimal benötigte Auslastung, zu untersuchen. Mit Hilfe dieser Kriterien kann ein Monitoringsystem die Güte der Parametrierung hinsichtlich der Temperaturvorhersage bei hoher Last bestimmen und somit ein Konfidenzintervall definieren.

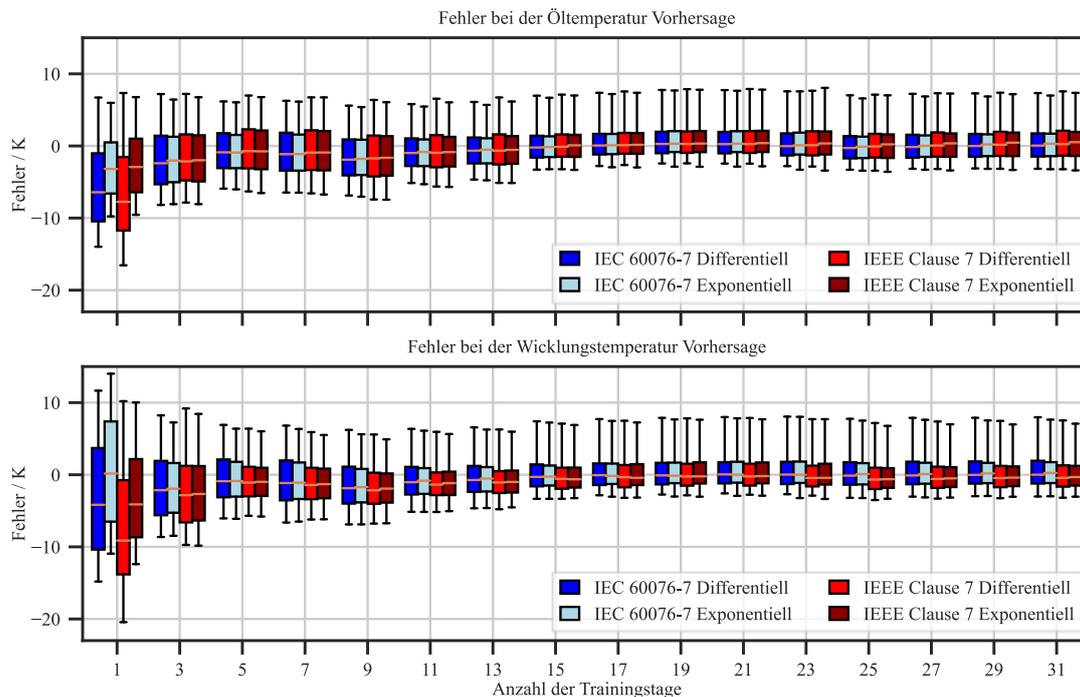


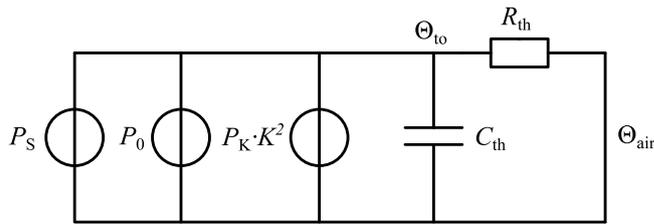
Abbildung 3.1-22 Fehlerentwicklung bei Verlängerung des Trainingszeitraumes sowohl für die Öltemperatur als auch für die Wicklungstemperatur [6]

3.1.4 Kühleigenschaft in Abhängigkeit der Umgebungsbedingungen

Alle untersuchten thermischen Modelle berücksichtigen sowohl bei der Berechnung der oberen Öltemperatur als auch bei der Berechnung der Heißpunkttemperatur nur das Kühlverhalten für einen stationären Kühlbetrieb. Dabei können die solare Einstrahlung, der Wind und eine Änderung des Kühlverhaltens durch zu- oder abgeschaltete Pumpen oder Lüfter nicht berücksichtigt werden. Hierfür wird im Folgenden der Einfluss der solaren Einstrahlung und des Windes evaluiert. Die Änderung des Kühlverhaltens muss durch unterschiedlich parametrisierte Modelle berücksichtigt werden (siehe Kapitel 3.1.3.1).

3.1.4.1 Einfluss der Solarstrahlung auf die thermische Modellierung

Zur Untersuchung des Einflusses der solaren Einstrahlung auf die Erwärmung des Leistungstransformators wird das Ersatzschaltbild zur thermischen Modellierung des Temperaturverhaltens zwischen Öltemperatur und Umgebungstemperatur, wie in Abbildung 3.1-23 zu sehen, mit einer zusätzlichen Wärmequelle erweitert. Die Berechnung für die gesamte Erwärmungsenergie folgt nach Gleichung (1). Hierbei sind P_0 die Leerlaufverluste, P_K die Kurzschlussverluste, K die momentane Auslastung des Transformators und P_s die momentane Strahlungsleistung der Sonne. Diese zusätzliche Wärmeleistung ist abhängig von der Transformatoroberfläche, welche von der Sonne bestrahlt wird. Diese kann entweder vor Ort gemessen werden oder in Abhängigkeit der Koordinaten des Transformatorstellplatzes und der Jahres- und Tageszeit mit dem Ineichen-Modell [7] berechnet werden.



$$P_{\text{tot}} = P_0 + P_K \cdot K^2 + P_S \quad (1)$$

Abbildung 3.1-23 Die solare Einstrahlung wird als zusätzliche Wärmequelle im Ersatzschaltbild berücksichtigt [8]

Zur Überprüfung des Einflusses der Solarstrahlung wurde, zusätzlich zu den Betriebsdaten des Transformators, auch die Einstrahlung der Sonne am Transformatorstandort berechnet. Zusätzlich wurden gemessene Daten von DWD verwendet, um das modifizierte thermische Modell nach IEC 60067-7 zu parametrieren und mit einem Winter und Sommer Szenario zu validieren. Hierbei ist in Abbildung 3.1-24 und Abbildung 3.1-25 die Temperaturvorhersage ohne Berücksichtigung der Solarstrahlung, mit gemessener (Variante 1) und berechneter Solarstrahlung (Variante 2) dargestellt. Es ist zu sehen, dass im Winter bei niedriger solarer Einstrahlung bei beiden Varianten keine Verbesserung der Temperaturvorhersage erreicht werden konnte. Im Sommer bei deutlich höher Einstrahlung ist währenddessen zu erkennen, dass besonders bei niedriger Auslastung und somit bei niedrigeren thermischen Verlusten in der Wicklung eine Verbesserung der Temperaturvorhersage erreicht wird. Jedoch muss auch hierbei erwähnt werden, dass die Temperaturvorhersage bei niedriger Auslastung auch im Winter nicht gut ist. Dies ist aber durch den Fokus auf eine gute Vorhersage der Überlastbarkeit bei hohen Temperaturen nicht relevant. Eine genauere Diskussion der Modellierung und der Ergebnisse ist in [8] zu finden.

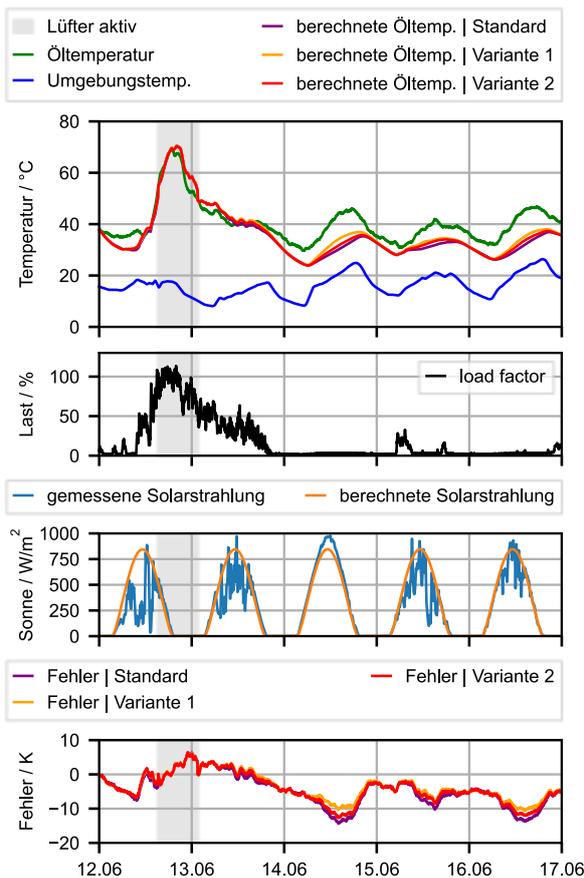


Abbildung 3.1-24 Berücksichtigung der Solarstrahlung im Sommer [8]

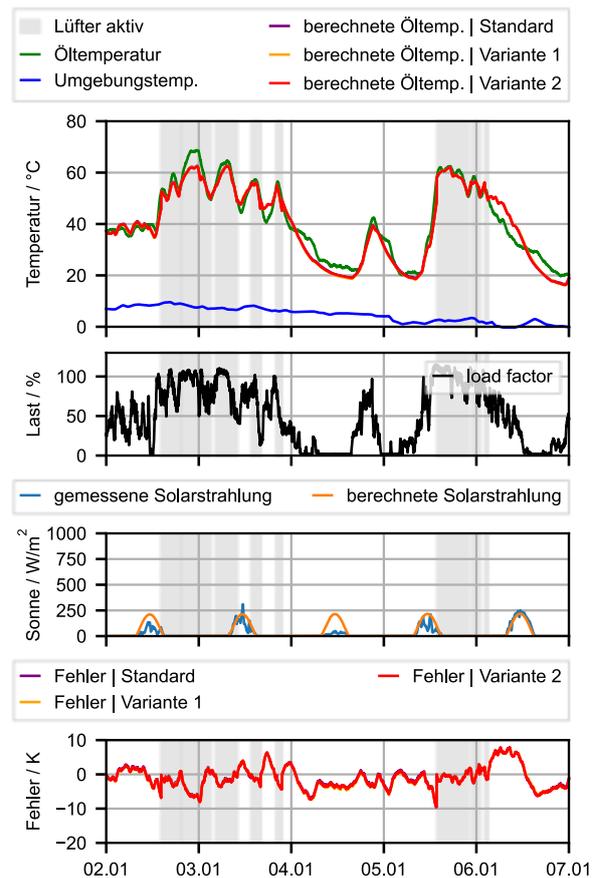


Abbildung 3.1-25 Berücksichtigung der Solarstrahlung im Winter [8]

Zusammenfassend kann in Bezug auf eine Verbesserung der Vorhersage der Überlastbarkeit geschlussfolgert werden, dass die Berücksichtigung der Solarstrahlung zu keiner relevanten Verbesserung der Temperaturvorhersage führt und somit nicht berücksichtigt werden muss.

3.1.4.2 Einfluss des Windes auf die thermische Modellierung

Die Berücksichtigung der Windgeschwindigkeit und der Windrichtung wurde nur auf Basis einer Korrelation der Auslastung und der Öltemperatur mit Messdaten des DWD und eigens gemessenen Daten durchgeführt. Hierbei konnte aufgrund von Verschattungen durch Gebäude und Bäume neben dem Transformator keine relevante Korrelation errechnet werden. Daher wurde beim Anpassen der Modelle auf die Berücksichtigung des Windes verzichtet.

3.1.5 Thermische Modellierung zur thermischen Überwachung

Die thermischen Modelle nach Norm sind durch ihre Einfachheit nur in der Lage die Temperaturen bei konstantem Kühlverhalten abzubilden. Daher kann ein Ausfall einer Kühleinheit durch eine deutlich zu niedrig berechneten Öl- bzw. Heißpunkttemperatur erkannt werden. Abbildung 3.1-26 zeigt hierbei schematisch den Ablauf für die Erkennung einer fehlerhaften Kühlung.

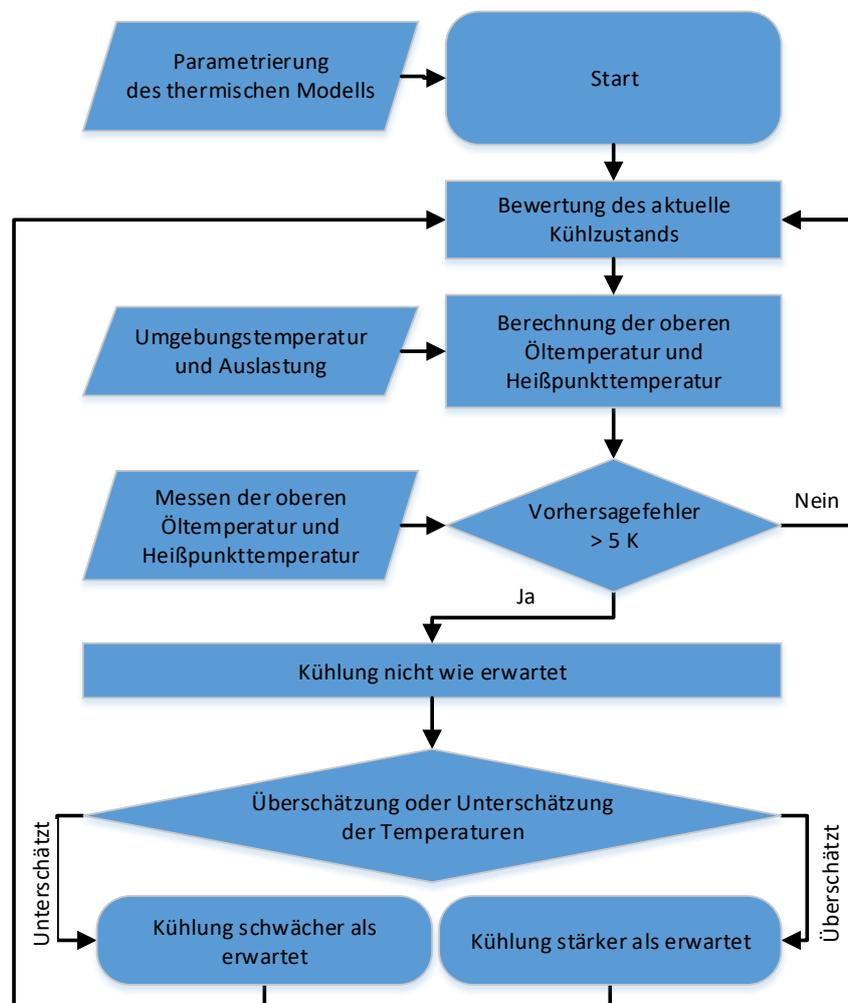


Abbildung 3.1-26 Ablauf der automatischen Erkennung eines Lüfterausfalls

Für die Überprüfung der Erkennung wurde wieder der 630 MVA-Leistungstransformator mit fiberoptischen Temperatursensoren verwendet und das IEC 60076-7 Modell für einen Betriebszustand mit aktiven Lüftern parametrisiert. Auch hierfür wurden Betriebsdaten verwendet und nicht die Daten aus der Erwärmungsprüfung des Herstellers. Der Vorhersagefehler sowohl der oberen Öltemperatur als auch der Heißpunkttemperatur liegt dabei durchgehend, wie in Abbildung 3.1-27 zu sehen, zwischen ± 5 K wodurch ein größerer Vorhersagefehler als diese Grenze als ein defekt in der Kühlanlage interpretiert wird. Für eine Simulation eines defekten Lüfters wurde die Kühlanlage des Leistungstransformators für mehrere Tage abgeschaltet. Dies ist in Abbildung 3.1-27 ab dem Vormittag des 27.03 zu sehen. Da zu diesem Zeitpunkt die Belastung des Transformators mit unter 20 % Auslastung sehr niedrig ist, schlägt sich das schlechtere Kühlverhalten erst verzögert auf die Öl- und Heißpunkttemperatur nieder. Mit Grau hinterlegt sind die Zeiträume einer positiven Erkennung eines Lüfterdefekts dargestellt. Diese reagiert durch die niedrige Belastung erst verzögert auf den Lüfterdefekt und interpretiert diesen kurzzeitig als behoben. Bei einer höheren Belastung und somit höheren thermischen Verlusten in der Wicklung wird der Vorhersagefehler deutlich höher und die Erkennung einer fehlerhaften Kühlung wird zuverlässig erkannt.

Zusammenfassend kann durch eine funktionierende Modellierung ein defekt in der Kühlung erkannt werden. Dabei muss aber der Vorhersagefehler im Normalbetrieb bekannt und so klein wie möglich sein. Auch hierbei ist die Parametrierung des Modells ausschlaggebend für eine gute Temperaturvorhersage. Die gilt besonders bei einer Parametrierung des thermischen Modells anhand von Messdaten während des Betriebs, siehe Kapitel 3.1.3.1 und Kapitel 3.1.3.2.

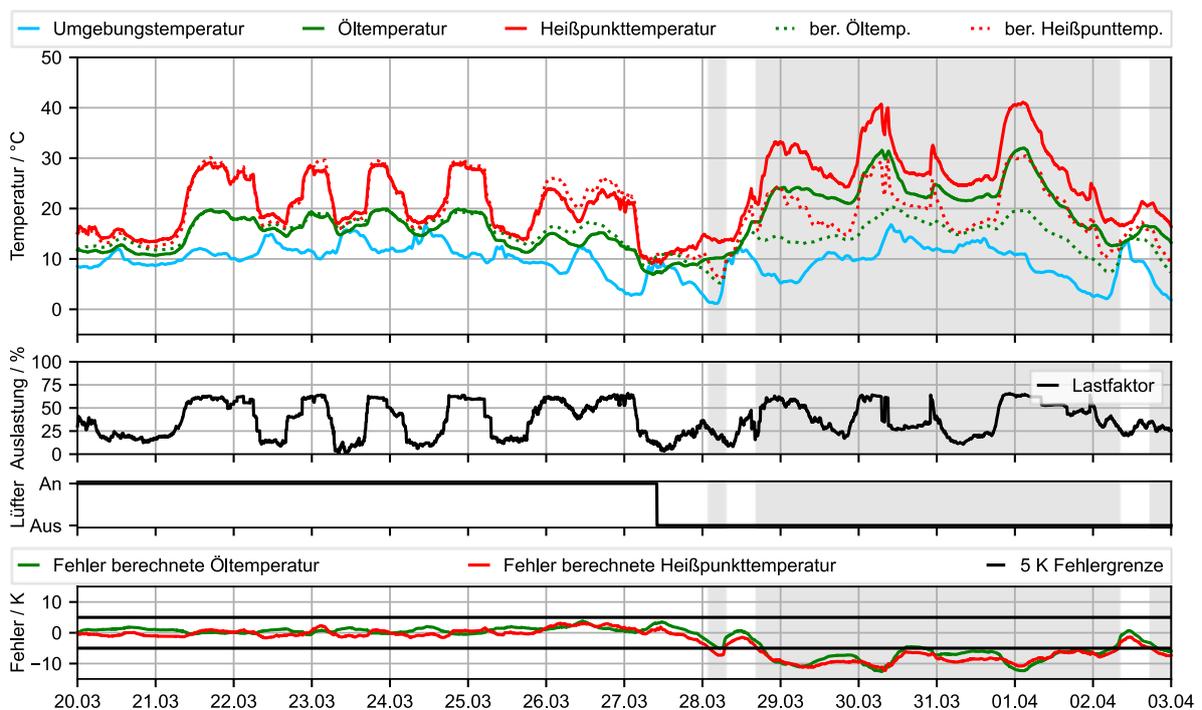


Abbildung 3.1-27 Erkennung von einem Lüfterausfall für die Anwendung in einem Monitoringsystem

3.2 Thermisches Modell der Kabelmuffe

3.2.1 Aufbau eines Temperaturversuchsstandes

Für die Erfassung des thermischen Verhaltens der Kabelmuffe wurde der in Abbildung 3.2-1 schematisch dargestellte Aufbau konzipiert. Dieser besteht aus einer feststoffisolierten Aufziehkabelmuffe der Bemessungsspannung $U_m = 245$ kV, einem Heiztransformator und der zugehörigen Regelung sowie einem Datenlogger zur Aufzeichnung der relevanten Strom- und Temperaturdaten. Für die Erfassung des Laststroms wird ein Rogowskisensor eingesetzt und mittels der erfassten Stromdaten der RMS-Wert des 50 Hz Laststroms gebildet. Zur Aufzeichnung der Temperatur werden Thermoelemente an unterschiedlichen Positionen entlang des Versuchsaufbaus verteilt. Dies beinhaltet ebenso Sensoren, die am Leiter des Kabels oder am Verbinder innerhalb der Muffe platziert sind, vgl. Abbildung 3.2-1.

Die Idee den Versuchsstand zu verändern und den Kabelkreis zu vergraben wurde verworfen, da dies nicht zur Charakterisierung des thermischen Verhaltens der Kabelmuffe beiträgt. Vielmehr führt dies zu einer Charakterisierung des gewählten Erdbodens. Wie unterschiedlichste Quellen zeigen, existiert eine große Bandbreite unterschiedlicher Erdböden und Bettungsmaterialien [9, 10, 11, 12]. Diese bereits erfassten Daten können simulativ im Rahmen von Parameterstudien berücksichtigt werden, spielen jedoch für die thermische Charakterisierung der Kabelmuffe keine Rolle.

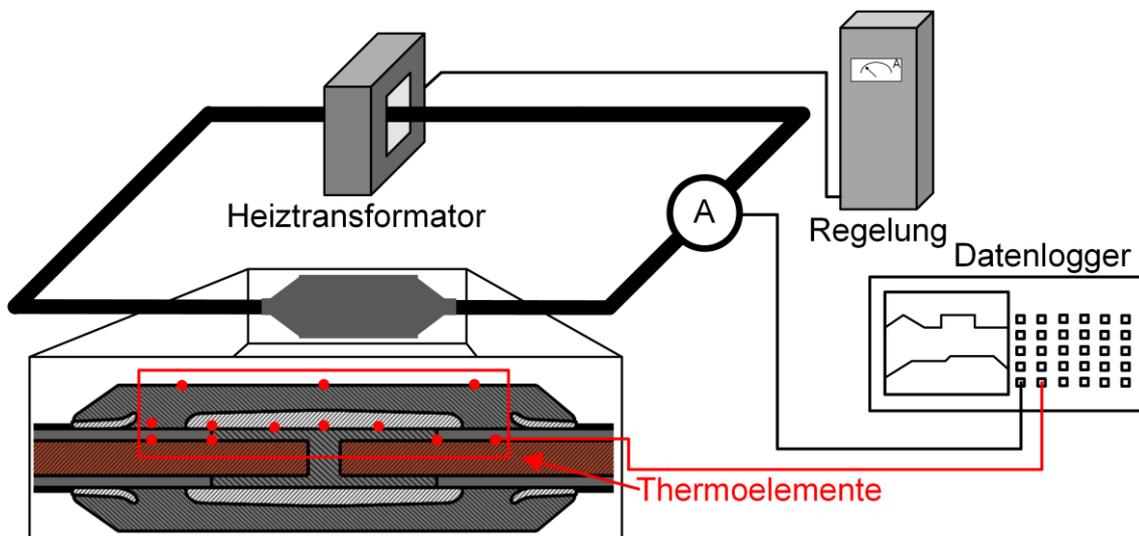


Abbildung 3.2-1 Schematische Darstellung des Temperaturversuchsstands zur Erfassung des thermischen Verhaltens der Kabelmuffe

3.2.2 Ermittlung von Materialparametern und Temperaturprofilen

Für die Ermittlung des thermischen Verhaltens der Kabelmuffe wird der bereits aus Kapitel 3.2.1 bekannte Versuchsstand genutzt. Durch das Aufzeichnen der zeitabhängigen Temperaturdaten und des zeitabhängigen Laststroms können anhand der Temperaturprofile und der von Hersteller- und Normseite zur Verfügung gestellten Daten die Materialparameter ermittelt werden. Dies geschieht im Gleichschritt mit der Erstellung des thermischen Modells der Kabelmuffe in Kapitel 3.2.3. Abbildung 3.2-2 zeigt exemplarisch an ausgewählten Punkten das thermische Verhalten von Kabel und Muffe im

einphasigen Versuchsaufbau. Dabei stellen die mit Kabel gekennzeichneten Kurven die Temperatur am Leiter des Kabels mit dem jeweiligen Abstand zur Verbinderkante in axialer Richtung dar. Tabelle 3.2-1 zeigt die aus den unterschiedlichen Versuchen sowie den Hersteller- und Normangaben abgeleiteten Materialparameter, die für die Erstellung des thermischen Modells in Kapitel 3.2.3 verwendet werden.

Tabelle 3.2-1 Materialparameter der verwendeten Materialien

Material	Dichte in kg / m ³	Wärmeleit- fähigkeit in W / (mK)	Spez. Wärmekapazität in J / (kgK)
Aluminium	2700	237	904
Kupfer	8920	400	385
PE	2000	0.286	1000
VPE	960	0.286	2100
VPE halb.	800	0.286	1200
Silikon	2000	0.2	1000

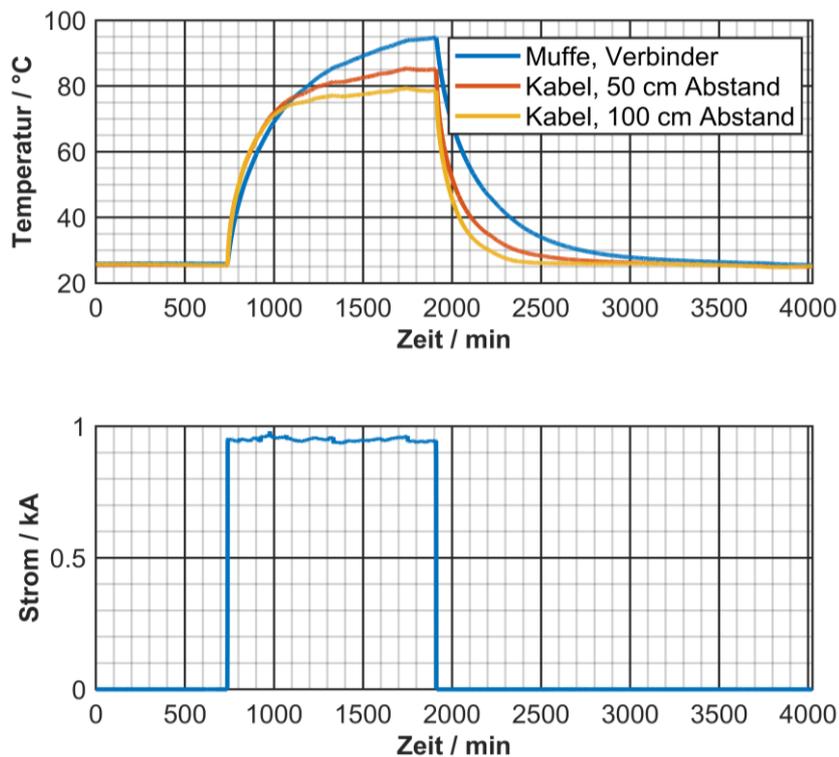


Abbildung 3.2-2 Aufgezeichnete Werte von Temperatur und Strom für den einphasigen Versuchsaufbau mit einer Kabelmuffe der Bemessungsspannung $U_m = 245$ kV

3.2.3 Erstellung des thermischen Modells einer Kabelmuffe

Für die thermische Modellierung der Kabelmuffe wird zunächst ein FEM (Finite Elemente Methode) Modell aufgebaut. Diese Art der Modellierung ermöglicht die Einbindung von CAD-Daten, die den Versuchsaufbau und die Kabelmuffe exakt abbilden. Anhand der zuvor definierten Materialparameter und der aufgezeichneten Umgebungsparameter kann unter Verwendung des FEM-Modellierungstools COMSOL ein thermisches Muffenmodell mit einer Genauigkeit von ± 3 K für den kompletten Betrachtungszeitraum abgeleitet werden, vgl. Abbildung 3.2-3.

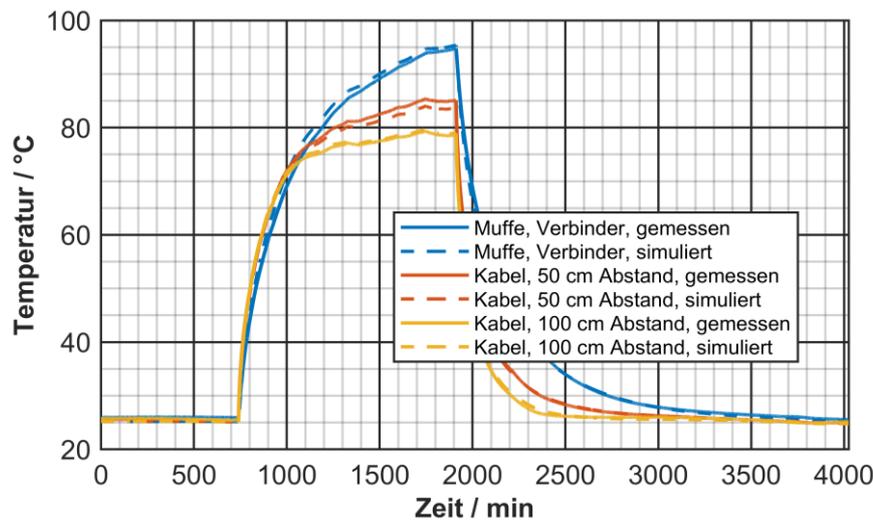


Abbildung 3.2-3 Gegenüberstellung der messtechnisch und der mit COMSOL auf Basis des FEM-Modells simulativ ermittelten Temperaturen des einphasigen Aufbaus für die Kabelmuffe der Bemessungsspannung $U_m = 245$ kV

3.2.4 Verallgemeinerung des erstellten Muffenmodells auf ein frei parametrierbares Modell für verschiedene Muffenvarianten

Für die Überprüfung der Verallgemeinerung des thermischen Muffenmodells wurden vonseiten des Projektpartners PFISTERER weitere thermische Messdaten für eine Kabelmuffe der Bemessungsspannung $U_m = 170$ kV zur Verfügung gestellt. Bei der Überprüfung des Modellierungsansatzes zeigte sich, dass vor allen Dingen die Berechnung der resistiven Verluste zu einer Verzerrung des Modellierungsergebnisses führen kann. Sowohl für den Kabelleiter als auch für den Verbinder sind zum einen die im Rahmen der FEM-Modellierung genutzten CAD Daten und tatsächlichen Abmessung von Verbinder und Leiter zu prüfen. Für die Berechnung der Verluste ist des Weiteren auf die IEC 60228 [13] als Referenz für den spezifischen Widerstand des Leitermaterials zu verweisen. Für die Beschreibung der resistiven Verluste des Verbinders ist optimalerweise eine zusätzliche Qualifizierung nach dem Vorbild der IEC 61238-1-3 [14] durchzuführen, um einen Skalierungsfaktor für die Relation der Kabel- und Verbinderverluste abzuleiten. Außerdem sind eventuelle Abweichung von der durch die IEC 60287-2-1 [15] vorgegebenen thermischen Widerstände des VPE Materials zu berücksichtigen, da dies zu einer Überschätzung des thermischen Widerstands führen kann. Unter Beachtung der zuvor angemerkten Punkte lässt sich jedoch auf für die Bemessungsspannung $U_m = 170$ kV und die dadurch veränderte Geometrie ein thermisches Modell ableiten, dass das thermische Verhalten mit einer Genauigkeit von ± 3 K abbildet, vgl. Abbildung 3.2-4.

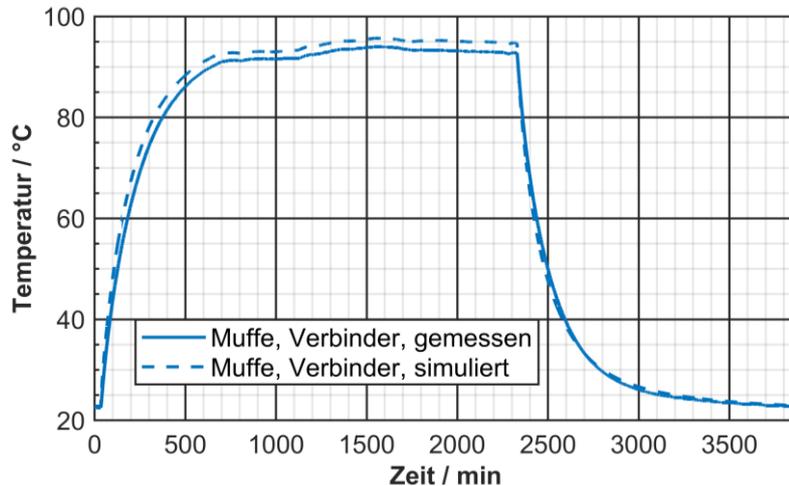


Abbildung 3.2-4 Gegenüberstellung der messtechnisch und der mit COMSOL auf Basis des FEM-Modells simulativ ermittelten Temperaturen des einphasigen Aufbaus für die Kabelmuffe der Bemessungsspannung $U_m = 170$ kV

Neben der Überprüfung der Skalierbarkeit steht bei der Verallgemeinerung des Muffenmodells die Ableitung eines linearen Netzwerkmodells im Fokus. Ein lineares Netzwerkmodell ermöglicht die Modellierung der Verbindertemperatur im Rahmen eines thermischen Monitorings, da hier nur begrenzte Ressourcen benötigt werden. Das grundsätzliche Prinzip basiert dabei auf der Zerlegung der einzelnen Isolationsschichten in radialer Richtung, vgl. [16, 17]. Zusätzlich zu dieser radialen Zerlegung erfolgt einer Zerlegung in axialer Richtung Abbildung 3.2-5 verdeutlicht das Prinzip. Auf Basis des linearen Netzwerks kann der über die Isolation abfallende Temperaturunterschied berechnet werden. Um die Leiter- oder Verbindertemperatur zu erhalten, muss zusätzlich die mittels der Sensoren erfasste Oberflächentemperatur für die betreffenden Abschnitte hinzuaddiert werden. Abbildung 3.2-6 zeigt, dass unter Anwendung dieses Prinzips bei derselben Parametrierung mit einem linearen Netzwerk ebenfalls eine Genauigkeit von ± 3 K erreicht werden kann.

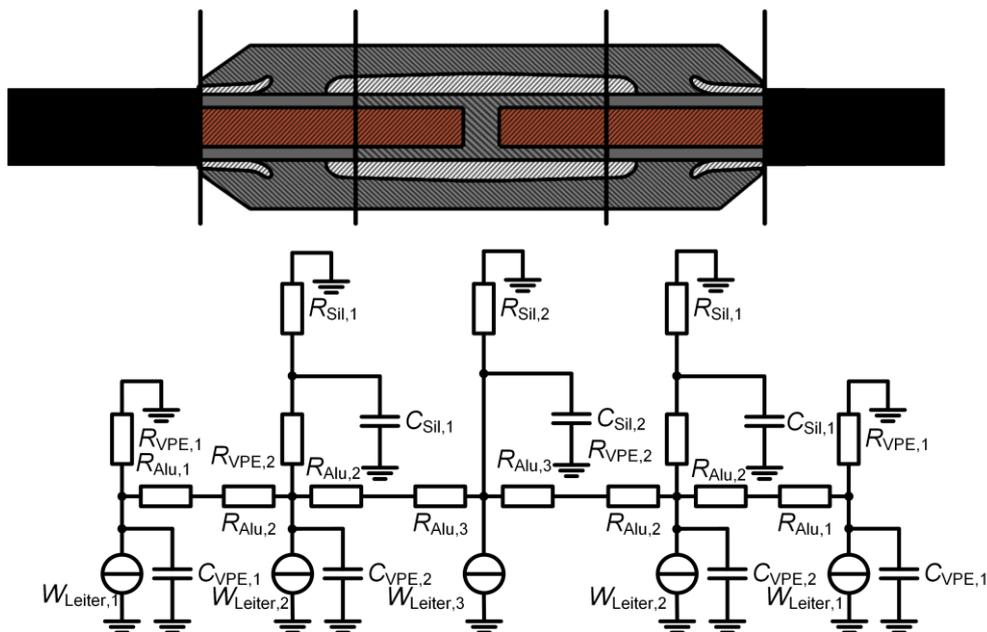


Abbildung 3.2-5 Schematische Darstellung des zur thermischen Modellierung genutzten linearen Netzwerks

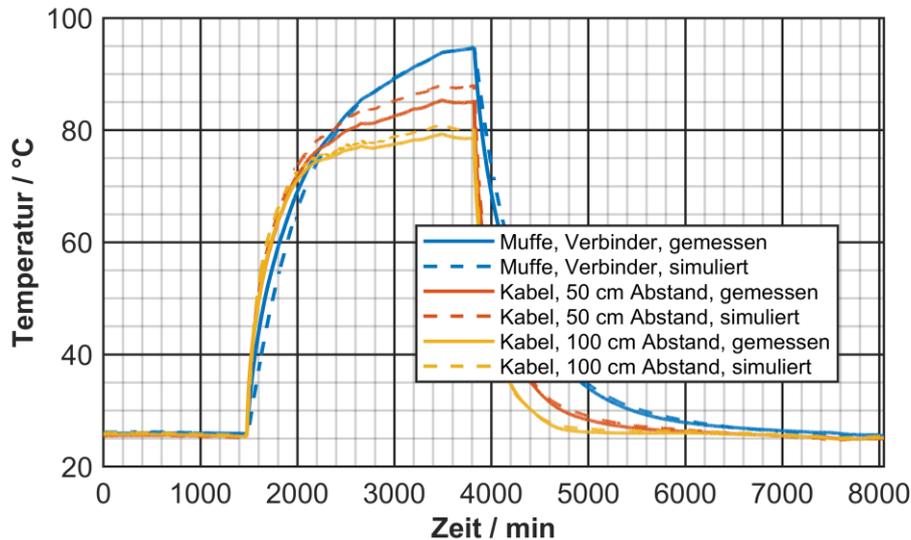


Abbildung 3.2-6 Gegenüberstellung der messtechnisch und der mit LTspice auf Basis des linearen Netzwerks simulativ ermittelten Temperaturen des einphasigen Aufbaus für die Kabelmuffe der Bemessungsspannung $U_m = 170 \text{ kV}$

3.3 Entwicklung einer intelligenten Kabelmuffe

In diesem Teilprojekt wird eine intelligente Kabelmuffe in Abstimmung mit den Ergebnissen aus den Teilprojekten 3.2 und 3.4 aufgebaut. Die Grundlagen für die notwendige und passende Sensorik kommen vom Projektpartner Universität Stuttgart (Abschnitt 3.3.1), die Monitoringeinheit zum Erfassen, Weiterleiten und Auswerten der Messdaten vom Projektpartner BSS Hochspannungstechnik. Diese Expertisen werden mit der Expertise von PFISTERER bzgl. der Kabelsysteme zusammengeführt und daraus in Abschnitt 3.3.2 eine Kabelmuffe um die Zusatzfunktionen der Temperatur-, Teilentladungs- und Strommessung erweitert. Eingebettet in das Gesamtsystem erfolgt in Abschnitt 3.3.3 eine Erprobung und schlussendlich Qualifizierung der intelligenten Kabelmuffe.

3.3.1 Grundlagenuntersuchungen zur TE- und Temperaturmessung

Das Themenfeld der Teilentladungsmessung bietet eine Vielzahl unterschiedlicher physikalischer Detektions- und Auskoppelprinzipien. Hierzu zählen klassische Varianten wie die Auskopplung mittels induktiver und kapazitiver, aber auch richtkoppelder Sensoren oder Detektionsprinzipien, die auf der Erfassung des Schalldrucks oder des durch TE emittierten Lichts basieren [18, 19, 20]. Im Rahmen der Grundlagenuntersuchung wurde der Fokus auf in die Muffe integrierbare induktive und kapazitive TE-Sensorik gelegt. Eine tiefgehende Analyse, der im Rahmen des Projektes betrachteten und entwickelten kapazitiven TE-Sensorik ist in [21] gegeben. Aus Gründen der Standardisierung, Reproduzierbarkeit, Systemsicherheit und Einfachheit der Integration wurde im Rahmen des Projekts entschieden, den Schwerpunkt auf eine induktive TE-Sensorik zu legen.

Bei der Auswahl der induktiven Sensorik, auch als Hochfrequenzstromwandler (HFCT) bezeichnet, sind verschiedene Faktoren zu beachten. Zur Bewertung des Kopplungsverhaltens eines HFCTs wird die sogenannte Transferimpedanz herangezogen. Diese definiert beispielsweise die für die TE-Messung verfügbare Bandbreite und gibt Informationen in Bezug auf die Güte der Kopplung. Eine hohe Bandbreite ist dabei für die Vor-Ort Messung wünschenswert, da Kabelsysteme prinzipiell mit der

Länge skalierende Tiefpassfilter darstellen und durch Dämpfung und Dispersion zur Reduktion der Pulsamplitude bzw. Aufweitung der Pulsbreite eines TE-Impulses bei der Ausbreitung des Signals im Kabel führen. Wie in [22, 23] generell gezeigt wird, können bei Einsatz eines breitbandigen Messsystems unterschiedliche Frequenzbänder genutzt werden und daraus grobe Lokalisierungsinformation wie „weit entfernt“, „entfernt“ oder „nah“ abgeleitet werden.

Um die vielen unterschiedlichen Aspekte zu berücksichtigen ist ein Trade-off zwischen den unterschiedlichen, die Transferimpedanz beeinflussenden Faktoren, vgl. Abbildung 3.3-1 zu treffen. Neben der Anzahl der Windung und dem verwendeten Kernmaterial spielt auch die Ausstattung des HFCTs mit oder ohne Luftspalt eine wichtige Rolle. Ein Luftspalt ist in der Regel notwendig, um die magnetische Sättigung des Kernmaterials zu vermeiden. Diese Sättigung tritt im Realbetrieb auf, wenn ein für Material und Sensorgeometrie spezifischer Sättigungsstrom erreicht wird. Im Normalfall liegt dieser Sättigungsstrom im Bereich einiger weniger Ampere bis hin zu einigen wenigen 10 Ampere. Infolgedessen ist in der Praxis ein Luftspaltfreies Design nahezu ausgeschlossen.

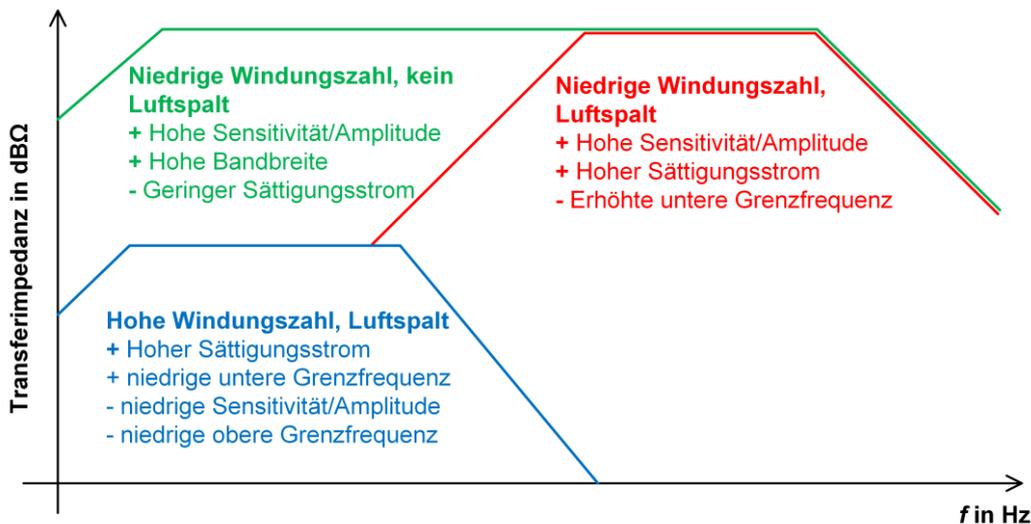


Abbildung 3.3-1 Prinzipdarstellung des Optimierungsproblems bei der Auslegung der Transferimpedanz eines Stromwandlers

Eine Validierung der in Abbildung 3.3-1 gegebenen Faktoren wurde im Rahmen des Projektes mit Hilfe eigens entwickelter induktiver TE-Sensoren gegeben, Abbildung 3.3-2 zeigt die entsprechenden Messergebnisse.

Im Allgemeinen gilt für die Vor-Ort Messung, dass eine große nutzbare Bandbreite sowie eine hohe Amplitude im Transmissionsbereich zu bevorzugen sind. Dies gilt auch dann, wenn die Messfrequenz außerhalb der durch die IEC 60270 [24] definierten Messfrequenzen liegt. Eine wichtige Information in diesem Zusammenhang ist die Tatsache, dass es für die Vor-Ort Messung von Teilentladungen an Kabelsystemen keine internationale Normung existiert. Um die Auslegung der induktiven Sensorik für weitere Schritte zu vereinfachen, ist es notwendig, das Verhalten der Hochfrequenzstromwandler mittels eines Modells akkurat abbilden zu können. Für die Modellierung wird erneut eine FEM-Simulation eingesetzt. Dies ermöglicht die akkurate Abbildung der Sensorgeometrien anhand eines CAD-Modells des induktiven Sensors. Bei korrekter Parametrierung lässt sich das Sensorverhalten in einem breiten Frequenzbereich sehr genau nachstellen, vgl. Abbildung 3.3-3.

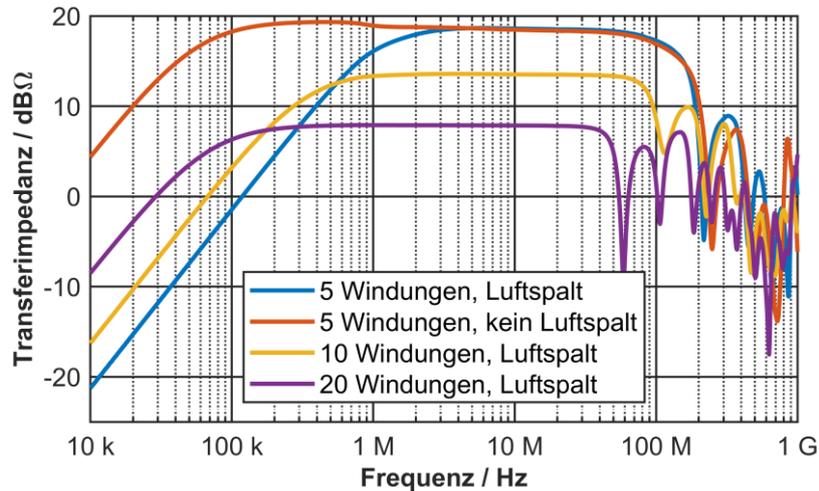


Abbildung 3.3-2 Gemessene Transferimpedanzen unterschiedlicher selbst entwickelte Hochfrequenzstromwandler

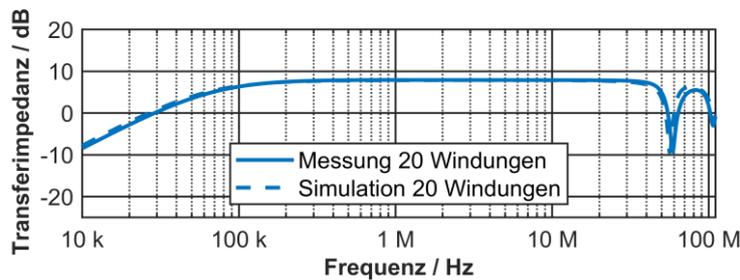


Abbildung 3.3-3 Gegenüberstellung der messtechnisch und der mit COMSOL simulativ ermittelten Transferimpedanz eines Hochfrequenzstromwandlers

Die Transferimpedanz der finalen Auslegung des HFCTs ist in dem Diagramm in Abbildung 3.3-4 dargestellt.

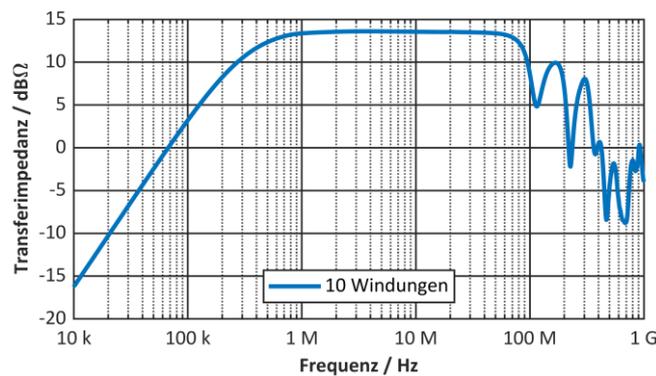


Abbildung 3.3-4 Transferimpedanz des finalen HFCT-Designs

Bei der Auswahl der thermischen Sensorik fällt die Wahl auf den Einsatz von Typ K Thermoelementen. Diese bieten eine hervorragende Genauigkeit, Marktverfügbarkeit und einen optimalen Kosten-Nutzen-Faktor.

3.3.2 Entwicklung einer intelligenten Kabelmuffe unter Integration der ausgewählten Sensoren

Parallel zu den Arbeiten und Zwischenergebnissen aus den Grundlagenuntersuchungen – siehe Kapitel 3.3.1 – wurde mit den Projektpartnern Universität Stuttgart und BSS Hochspannungstechnik ein Lastenheft für das zu erarbeitende Gesamtsystem erstellt. Im Hinblick auf die Kabelmuffe muss stets an erster Stelle stehen, dass das Monitoringsystem und die dafür notwendigen zusätzlichen Komponenten die Grundfunktionen der Kabelmuffe nicht beeinträchtigen dürfen. Daneben sind einige anwendungsspezifische Anforderungen, wie z.B. maximaler Betriebs-, Kurschluss- und Schirmstrom und Kabelabmessungen, zu berücksichtigen. Teils freier zu definieren sind die Funktionen und der Aufbau des Monitoringsystems selbst: Welche physikalischen Größen sind zu messen? Welche Bewertungen sollen daraus abgeleitet werden? Wo sollen die Sensoren platziert werden? Hierfür wurden eingangs die folgenden Kriterien definiert:

- Das System soll autark und selbständig sein. Auf den Einsatz von Glasfasern und der damit möglichen direkten Kombination mit einem DTS-System wird bewusst verzichtet. Hierzu wurden bereits Ansätze geliefert [25]. D.h. das Vorhandensein eines bestimmten Monitoringsystem im Kabelsystem ist keine Voraussetzung.
- Das System soll modular und adaptierbar sein. Ob eine Temperaturüberwachung an einer Kabelmuffe oder die kontinuierliche TE-Messung an einem Kabelendverschluss – im Falle neuer Netzanforderungen und dafür ggf. nötige unkonventionelle Systeme soll von Seiten der Kabelgarnituren möglichst flexibel unterstützt werden können.
- In die Primärisolation der Kabelmuffe sollte möglichst nicht eingegriffen werden. Dies verhindert eine Beeinträchtigung der elementaren Grundfunktion und schafft somit Vertrauen in die Anwendung.
- Die Sensoren sollen, sofern möglich und sinnvoll, in die Kabelmuffe integriert werden. Dadurch sollen die damit einhergehenden Herausforderungen für die Garnitur deutlich aufgezeigt und ein Auseinandersetzen mit den Vor- und Nachteilen forciert werden.
- Mithilfe der TE-Überwachung soll primär eine Aussage über den Zustand der Kabelmuffe möglich sein. Zusätzliche Information über den Zustand des Kabels sind dem untergeordnet.

Basierend auf diesen Vorgaben ist das Gesamtkonzept der intelligenten Kabelmuffe, welches in Abbildung 3.3-5 dargestellt ist, entstanden. Auf die Einzelkomponenten und deren Funktionen wird im Folgenden detailliert eingegangen.

Bei der Kabelmuffe handelt es sich um eine Variante mit Kunststoffgehäuse. Der Bauraum zur Integration der Sensorik ist grundsätzlich gegeben. Dieser steht jedoch abhängig von der Kabelmuffenkonfiguration, die z.B. von der Schirmbehandlung abhängig ist, nur limitiert zur Verfügung. Zusätzlich bietet das Gehäuse einen Schutz der Sensoren vor externen Einflüssen. Im Hinblick auf den Aufbau von Prototypen wurde die Spannungsklasse $U_m = 145 \text{ kV}$ gewählt.

Zur Überwachung der Temperaturen innerhalb der Kabelmuffe sind drei Thermoelemente (Typ K) vorgesehen. Einer ist mittig auf dem Silikonkörper, einer direkt neben dem Silikonkörper auf dem Kabel und einer an der Innenwand des Kunststoffgehäuses platziert. Die gemessenen Temperaturen werden dann als Eingangsgrößen für das thermische Kabelmuffenmodell verwendet und ermöglichen damit die Berechnung der Verbindertemperatur innerhalb der Kabelmuffe.

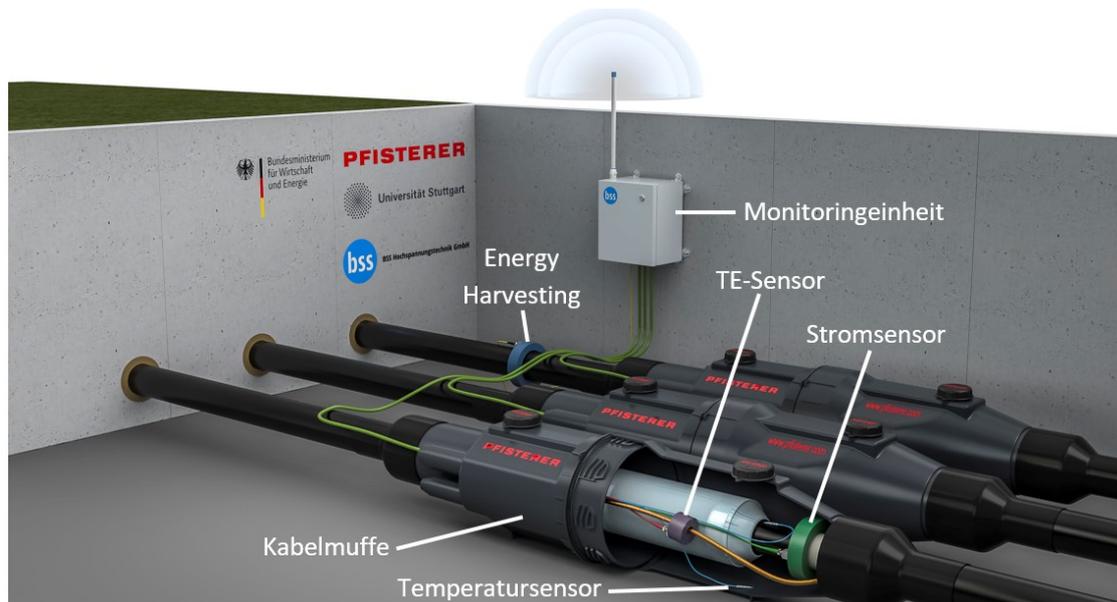


Abbildung 3.3-5 Schematische Darstellung des Gesamtkonzepts der intelligenten Kabelmuffe

Für die Strommessung wird eine Rogowski-Spule auf dem Hochspannungskabel positioniert. Der gemessene Strom ist neben den Temperaturen eine weitere nötige Eingangsgröße für das thermische Kabelmuffenmodell. Eine zweite Funktion liegt in der Messung der Frequenz, um eine phasenaufgelöste TE-Messung zu ermöglichen.

Die induktive Auskopplung der TE erfolgt über einen HFCT, der über der Kabelschirmüberführung bzw. Kabelschirmausleitung angebracht ist. Abhängig von der Schirmbehandlung sind an der Stelle zwei unterschiedliche Konfigurationen möglich: Bei einer durchverbundenen Kabelmuffe werden die Kabelschirme beider Kabelseiten innerhalb der Kabelmuffe direkt miteinander verbunden. Bei einer sogenannten Cross Bonding Kabelmuffe werden die beiden Kabelschirme entweder über zwei separate Ausleitungen oder über ein Koaxialkabel isoliert aus der Kabelmuffe herausgeführt und in einer Linkbox verschaltet [26]. Das Integrieren des HFCTs innerhalb der Kabelmuffe ermöglicht für beide Konfigurationen eine TE-Messung, was der grundsätzliche Unterschied zum Stand der Technik ist. Der HFCT kann auch innerhalb der Linkbox platziert werden, was aber dann nur für Cross Bonding Kabelmuffen funktioniert. Ein weiterer Vorteil durch die Integration ist eine sensitivere Messung, da in nächster Nähe zur potentiellen Fehlerquelle gemessen werden kann. Nachteilig ist jedoch aufzuführen, dass ein Nachrüsten bei bereits verbauten Kabelmuffen nicht möglich ist.

Die Energieversorgung für das Monitoringsystem erfolgt über die sogenannten Energy-Harvesting-Spule. Hierbei handelt es sich um einen Stromwandler, der über induktive Auskopplung Energie aus dem Primärstromkreis des Hochspannungskabels zur Verfügung stellt. Da bei einem dreiphasigen Aufbau nur eine Spule benötigt wird, wurde aufgrund einer einheitlichen Kabelmuffenmontage von einer Integration in die Kabelmuffe abgesehen.

Die Elektronik des Mess- und Kommunikationssystems, die eigentliche Monitoringseinheit, kann in einem an die spezifischen Umgebungsanforderungen angepassten Gehäuse untergebracht werden. Ober- und unterirdische Standorte sind denkbar und dafür passende Gehäuse ähneln im Aufbau und in der Handhabung einer Linkbox. Für das Gesamtkonzept des Systems ist an der Stelle nennenswert, dass grundsätzlich eine drahtlose Kommunikation verwendet wird. Diese Umsetzung lässt sich auf die eingangs gestellte Bedingung der Autarkie und Selbständigkeit zurückführen. Weitere Details können im Kapitel 3.4 des Projektpartners BSS Hochspannungstechnik entnommen werden.

Auf die theoretische Ausarbeitung des Konzepts müssen erste Versuche zur Validierung der gewünschten Funktionalität folgen. Dafür sind erste Prototypen der Kabelmuffen aufzubauen und mit Prototypen der Sensoren und des Messsystems zu verheiraten. Da die reine Temperaturmessung keine große Herausforderung darstellt, muss hierzu keine weitere Überprüfung stattfinden. Die Tauglichkeit des thermischen Modells wurde bereits im Rahmen des Teilprojekts 2 (Kapitel 3.2) überprüft und soll in der abschließenden Qualifizierung der intelligenten Kabelmuffe (siehe Kapitel 3.3.3) nochmals verifiziert werden. Auch Untersuchungen zur dielektrischen Festigkeit der Hauptisolation der Kabelmuffe sind nicht durchzuführen. Die gewählte Sensorik verändert den Silikonkörper der Kabelmuffe, der für die Isolierung der Spannung verantwortlich ist, nicht. Einflüsse sind nur außerhalb der Hauptisolation im Bereich der Schirmpotentiale gegeben. Vertieft wird darauf in Kapitel 3.3.3 eingegangen. Der Fokus liegt also auf der TE-Messung. Für die Validierung der Auslegung des HFCTs, eingebaut in das Setting einer Kabelmuffe, wird der Aufbau nach Abbildung 3.3-6 verwendet.

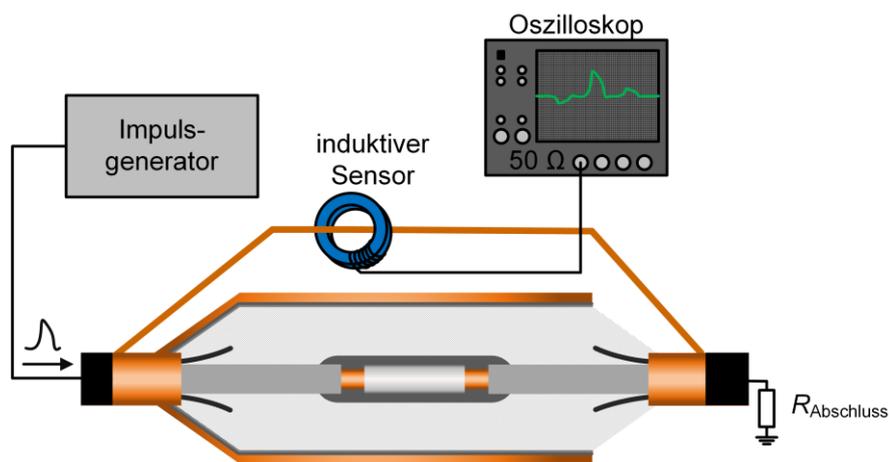


Abbildung 3.3-6 Darstellung des zur Validierung der TE-Funktionalität des Hochfrequenzstromwandlers verwendeten Aufbaus

In den Aufbau wird ein nach IEC 60270 [24] normkonformer 5 pC Ladungsimpuls eingespeist und der Spannungsverlauf nach dem induktiven Sensor im Zeitbereich mit dem Oszilloskop erfasst, vgl. Abbildung 3.3-7.

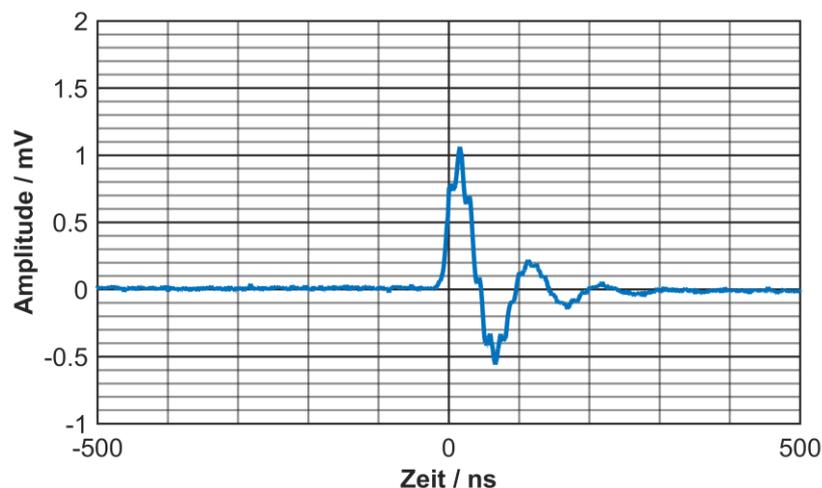


Abbildung 3.3-7 Darstellung des nach dem induktiven Sensor aufgezeichneten Spannungsimpulses bei Einspeisung eines IEC konformen Kalibratorimpulses mit einer Ladungsmenge von 5 pC

Neben dieser Form der grundsätzlichen Validierung wird zusätzlich die Transferimpedanz des Gesamtsystems aus Kabelmuffe und HFCT vermessen. Die daraus resultierende Transferimpedanz ist in Abbildung 3.3-8 zu sehen.

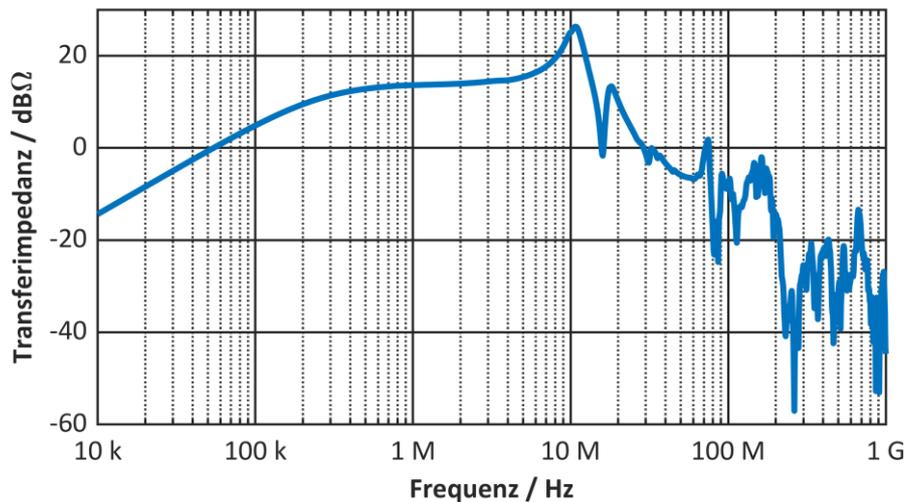


Abbildung 3.3-8 Transferimpedanz des HFCTs in Kombination mit der Kabelmuffe

Ein Vergleich mit der Vermessung des HFCTs in Abbildung 3.3-4 zeigt den Einfluss der Kabelmuffe auf das Ergebnis. Ob damit eine ausreichend sensitive TE-Messung möglich ist, kann ergänzend zu dieser synthetischen Prüfung anhand des in Abbildung 3.3-9 gezeigten Aufbaus beantwortet werden. Hierbei wird ein konventionelles TE-Diagnosesystem als Referenz eingesetzt und dadurch die Funktionalität des im Rahmen des Projekts entwickelten TE Monitoringsystems validiert.

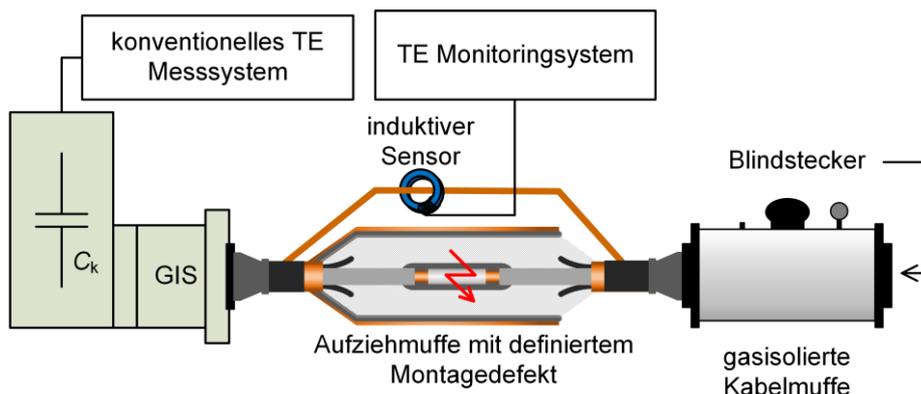


Abbildung 3.3-9 Schema des zur Validierung der Funktionalität des TE Monitoringsystems unter Hochspannung verwendeten Messaufbaus

Der Prüfling besteht aus einer kurzen Kabelstrecke und einer darauf montierten Kabelmuffe mit eingebautem Montagedefekt. Dieser Defekt stellt die künstliche TE-Quelle dar und kann parallel über das konventionelle TE-Messsystem und das TE-Monitoringsystem gemessen werden. Durch diesen Vergleich lässt sich eine Aussage über die Qualität des Monitoringsystems treffen: Ist das System sensitiv genug, um damit realistische Fehler detektieren zu können? Sind die Messergebnisse in Qualität und Quantität ähnlich zu den Ergebnissen des konventionellen Messsystems und dadurch in einer möglichen Bewertung auch interpretierbar? Für ein möglichst umfassendes Bild werden die Montagefehler im Versuch variiert. Mögliche in der Realität auftretende Fehler können z.B. falsche Absetzmaße bei der Kabelpräparation, Beschädigungen der Kabel- oder Kabelmuffenisolierung oder

Verunreinigungen sein. In Abbildung 3.3-10 ist ein beispielhafter Defekt in Form einer leitfähigen Verunreinigung auf der präparierten Kabeloberfläche zu sehen. Nach dem Aufschieben des Kabelmuffenkörpers (in Abbildung 3.3-10 links zu sehen) befindet sich diese Verunreinigung im elektrischen Feld und wird daher ab einer charakteristischen Einsetzspannung TE auslösen.

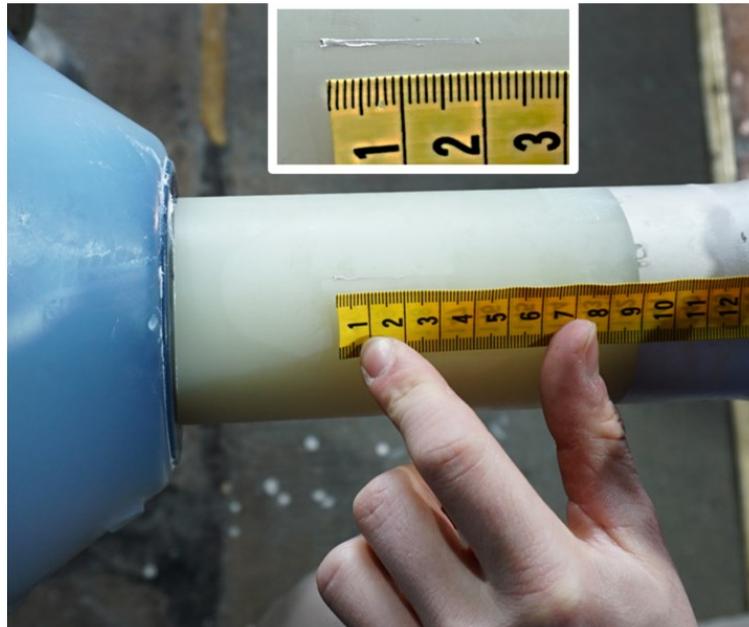


Abbildung 3.3-10 Leitfähige Verunreinigung auf der präparierten Kabelisolation als möglicher Montagedefekt

Nachfolgend sind in Abbildung 3.3-11 und Abbildung 3.3-12 beispielhaft für eine Fehlstelle die mittels des konventionellen Diagnosesystems und des TE-Monitoringsystem aufgezeichneten phasenaufgelösten TE-Muster (PRPD) zu sehen.

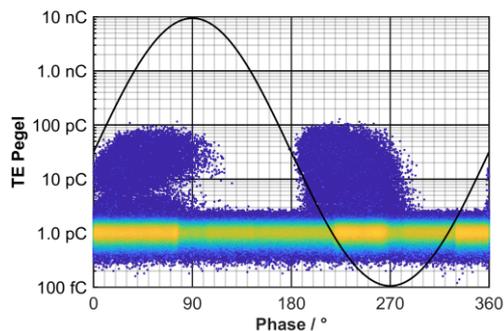


Abbildung 3.3-11 Mit dem konventionellen Diagnosesystem aufgenommenes PRPD von Fehlstelle 1 bei einer Prüfspannung von $1 U_0 = 87 \text{ kV}$, Bandbreite: 150 kHz – 450 kHz

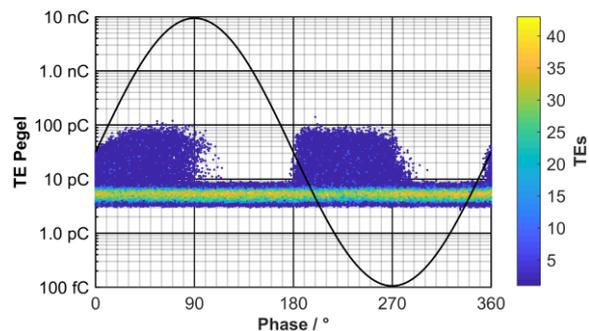


Abbildung 3.3-12 Mit dem Monitoringsystem aufgenommenes PRPD von Fehlstelle 1 bei einer Prüfspannung von $1 U_0 = 87 \text{ kV}$, Frequenzband 2, Bandbreite: 200 kHz – 2,2 MHz

Wie daraus hervorgeht weisen beide Systeme ein vergleichbares phasenaufgelöstes Muster auf. Ebenso zeigen beide Systeme nahezu denselben TE-Pegel an. Hauptsächlich Unterschiede ergeben sich im Rauschlevel. Weitere Details, so wie Details zu einer möglichen Lokalisierungseigenschaft von Fehlern im Kabel sind dabei [22, 23, 27] zu entnehmen. Der Nachweis der grundsätzlichen Funktionalität der TE-Messung ist damit erbracht.

Offen bleibt lediglich die Frage, welchen Einfluss eine realistische Kabelstrecke auf diese Ergebnisse hat. Rechts und links von der Kabelmuffe sind in der Regel Kabellängen von bis zu 1000 m verbaut, wodurch der oben dargestellte Versuchsaufbau deutlich davon abweicht. Einen realitätsnahen Versuch aufzubauen ist technisch herausfordernder und vor allem auch kostspielig. Die Frage kann grundsätzlich jedoch auch simulativ angenähert werden. Neben der Kabelmuffe und der TE-Auskopplung sind die Kabel mit ihrer spezifischen Länge zu modellieren. Ein kurzer Quervergleich zeigt auf, dass die Reflexionsvorgänge im Laborversuch, bedingt durch den kurzen Aufbau, einen deutlich stärkeren Einfluss als in realen Kabelstrecken haben und sich dadurch stärkere Resonanzen ausprägen. Diese Resonanzen führen zu unerwünschten Effekten und zur Über- und Untergewichtung einzelner Bereiche. Gerade die Untergewichtung einzelner Bereiche kann zu einer reduzierten Sensitivität führen. In realen Systemen ist bedingt durch den geringen Einfluss der Resonanzen also grundsätzlich mit einer ausreichend sensitiven Messung zu rechnen. Zusätzlich zur Fragestellung der Reflexionen sind in der Praxis mögliche Störeinflüsse, welche die Sensitivität negativ beeinflussen können, zu berücksichtigen. Die Wahl und Abstimmung der in [22, 23] gewählten Frequenzbänder des TE-Messsystems sind als positiv aufzuführen: für die primäre Aufgabe der Zustandsbewertung der Kabelmuffe kann das obere Frequenzband verwendet und dadurch zumindest über das Kabel geführte Störeinflüsse ausgeblendet werden. Eine finale Aussage kann aber nur ein Feldversuch liefern.

Die Funktionalität der Energy-Harvesting-Spule kann durch einen Nennstromversuch bei verschiedenen Stromstärken getestet werden. In Abbildung 3.3-13 ist der zugehörige Aufbau zu sehen.

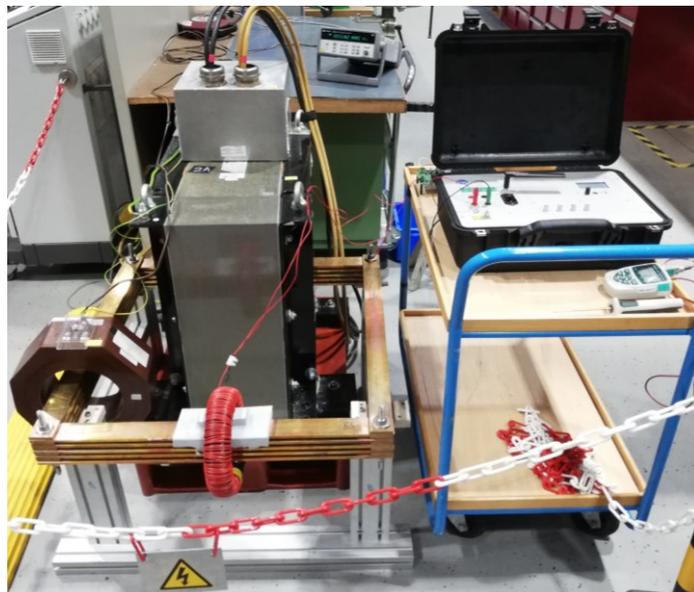


Abbildung 3.3-13 Nennstromversuch zur Validierung der Energy-Harvesting-Spule

Ein Prototyp der Energy-Harvesting-Spule ist auf Stromschienen in einen Heizkreis integriert, der über ein Heiztrafo mit einstellbarer Stromstärke bestromt werden kann. An die Spule angeschlossen ist das Monitoringequipment, das nun über die induktive Auskopplung mit Energie aus dem Heizkreis betrieben wird.

Neben der reinen Funktionalität spielt auch die Robustheit gegenüber Ausfällen eine wichtige Rolle. Seltene, aber zu berücksichtigende Betriebszustände, wie z.B. ein Kurzschluss und die damit auftretenden sehr hohen Ströme, können einzelne Komponenten überlasten und dadurch das System in seiner Funktion negativ beeinflussen. In Abbildung 3.3-14 ist der Prototyp der Energy-Harvesting-

Spule über einer Stromschiene an den Anschlussklemmen eines Kurzschlusstransformators angebracht. Auf diese Weise kann das Verhalten des Systems im Falle eines Kurzschlusses erprobt werden.

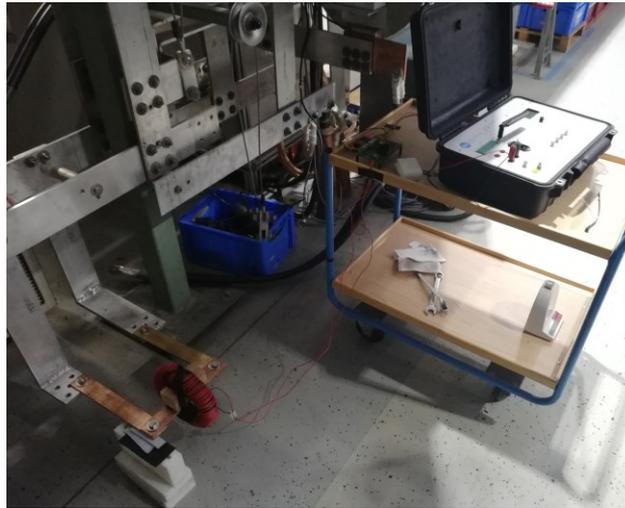


Abbildung 3.3-14 Energy-Harvesting-Spule im Kurzschlussstest

Für Kabelgarnituren ist stets die Montage ein wesentlicher Bestandteil des Produkts. Eine Garnitur, wie z.B. eine Kabelmuffe, kann nur vor Ort auf das Kabel montiert werden. Vom Hersteller vorgegebene Montageschritte müssen eingehalten und korrekt durchgeführt werden, damit der störungsfreie Betrieb gewährleistet werden kann. Im Kontext der Implementierung von Sensoren und dem Anschluss eines Monitoringsystems ist es deshalb wichtig, einen möglichst gut durchdachten und gegen Fehler robusten Montageprozess zu entwickeln. Das Kunststoffgehäuse der Kabelmuffe bietet, wie in Abbildung 3.3-15 dargestellt, drei Kabelausgänge an.

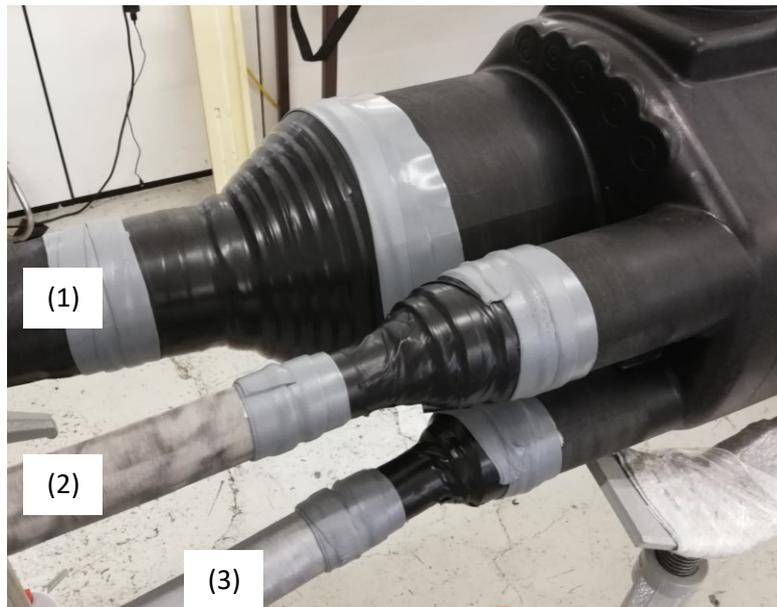


Abbildung 3.3-15 Ausleitung von Hochspannungskabel (1), koaxialem Cross-Bonding-Kabel (2) und Sensorausleitungen in einem Schlauch (3) aus dem Kabelmuffengehäuse

Ausgang (1) ist für das Hochspannungskabel zu verwenden. Ausgang (2) und Ausgang (3) stehen grundsätzlich für die Ausleitung von Cross Bonding Kabeln zur Verfügung. Für den Fall der internen Schirmüberführung und bei einer Cross Bonding Konfiguration unter Verwendung eines koaxialen Kabels steht mindestens einer der Ausgänge für die Ausleitung der nötigen Sensorleitungen des Monitoringsystems zur Verfügung. Mit diesen beiden Konfigurationen werden die meisten Anwendungsfälle abgedeckt, weshalb die dargestellte Lösung gewählt wurde. Lediglich eine Cross Bonding Kabelmuffe mit zwei separaten Bonding Kabeln müsste auf anderer Weise gehandhabt werden. Die Sensorleitungen sind in einem wasserdichten Schlauch geführt, der mithilfe eines Schrumpfschlauches (im Bild nicht dargestellt) am Kabelmuffengehäuse fixiert wird. Dadurch kann eine solide und zuverlässige Wasserbarriere aufgebaut werden. Als mechanischer Schutz wird des Weiteren ein Wellenschutzrohr über den Schlauch geführt, damit beim Verlegen der Ausleitung und beim finalen Verfüllen der Kabelmuffengrube der Schlauch und die internen Sensorleitungen nicht beschädigt werden können.

3.3.3 Qualifizierung der intelligenten Muffe (Typprüfung)

Für eine möglichst realitätsnahe Überprüfung des entwickelten Monitoringsystems soll an der Kabelmuffe mit verbauter Sensorik und angeschlossener Elektronik eine Typprüfung nach Kabelsystemnorm IEC 60840 [28] durchgeführt werden. Zwar treten in dieser Laborprüfung verglichen mit einem Feldeinsatz nicht alle Herausforderungen auf, darunter sind insbesondere die Montage und mögliche Störquellen der Messung zu nennen. Jedoch bietet die Prüfung einige Belastungen, welche eine grundsätzliche Aussage über die Funktionalität und Eignung des Systems ermöglichen. In der Tabelle 3.3-1 ist ein Überblick über die spezifischen Prüfschritte und deren Aussagekraft in Bezug auf das Monitoringsystem zu finden.

Tabelle 3.3-1 Prüfanforderungen bei der Typprüfung nach IEC 60840 und ableitbare Aussagen für das Monitoringsystem

Prüfanforderung	Aussage Monitoringsystem
Dielektrische Prüfungen (AC, Blitzstoß)	Robustheit der Messperipherie
Lastzyklen (Stromzyklen mit überlagerter Spannungsbelastung)	Robustheit der Messperipherie Dauerbetrieb Thermisches Modell
Untertauchprüfung (Stromzyklen im Wassertank)	Dichtigkeit Sensorausleitungen
Schirmspannungsprüfungen (Schirm gegen Schirm, Schirm gegen Erde)	Sensordimensionierung und -platzierung

Für die Funktionalität der Kabelmuffe selbst sind lediglich die Untertauch- und Schirmspannungsprüfungen nach ANNEX H der Norm relevant. Wie in Kapitel 3.3.2 beschrieben beeinflussen die Sensoren die Primärisolation der Kabelmuffe nicht unmittelbar. Jedoch können ungünstig positionierte Sensoren oder durch deren Ausleitungen hervorgerufene Undichtigkeiten

trotzdem zu einem Ausfall der Kabelmuffe führen. Eine gewissenhafte Überprüfung entsprechend diesen Prüfanforderungen ist deshalb unerlässlich.

In Abbildung 3.3-16 ist der Aufbau bestehend aus dem sogenannten Main-Loop und des Dummy-Loops zu sehen. Der Main-Loop beinhaltet die eigentlichen Prüflinge, in dem Fall die Kabelmuffe mitsamt der Sensorik und der angeschlossenen Messperipherie. In diesem Prüfkreis kann neben der notwendigen Spannungsbelastung auch über Heiztransformatoren der gewünschte Strom zum Erwärmen von Kabel und Garnituren eingestellt werden. Der spannungslose Dummy-Loop besteht aus dem gleichen Kabel und Garnituren eingestellt werden. Der spannungslose Dummy-Loop besteht aus dem gleichen Kabel und wird zur Ermittlung der Leitertemperatur bei identischem Strom im Prüfkreis benötigt. Anhand dieses Kreises wird der Strom für den Main-Loop bestimmt, um die nach Norm notwendige Grenztemperatur am Leiter zu erreichen. In den Dummy-Loop wird in dieser Prüfung zusätzlich eine baugleiche Kabelmuffe integriert, um das thermische Modell des Monitoringsystems und die damit einhergehende Ermittlung der Verbindertemperatur zu verifizieren.

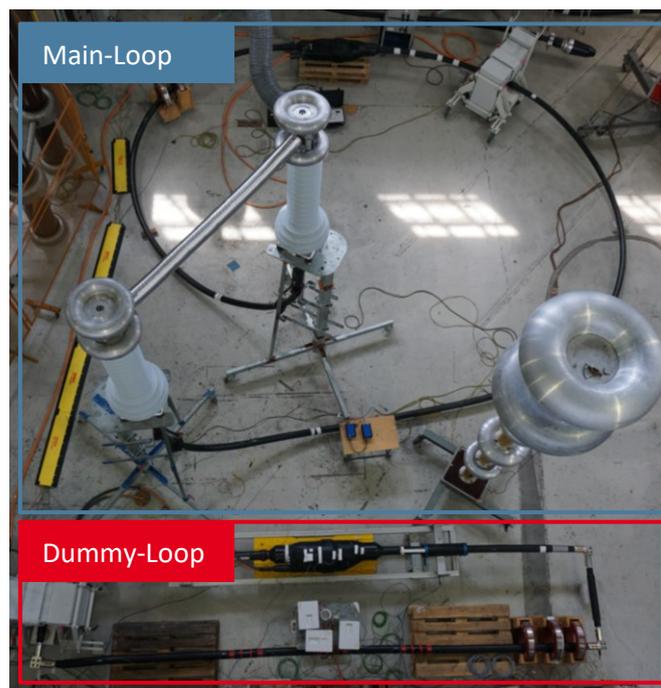


Abbildung 3.3-16 Aufbau der Typprüfung nach Kabelsystemnorm IEC 60840

Der Aufbau für die anschließende ANNEX H-Prüfung ist in den Abbildung 3.3-17 dargestellt. Die Kabelmuffe befindet sich im Wassertank vollständig unter Wasser. Das Hochspannungskabel und das Bonding Kabel werden aus dem Tank herausgeführt und können entsprechend den Prüfschritten mit Spannung beaufschlagt werden. Zu sehen sind ebenfalls die Sensorausleitung und deren Anschluss an die Monitoringeinheit, welche sich während der gesamten Prüfung in Betrieb befindet.

Aus den Ergebnissen der erfolgten Prüfungen kann das erste wichtige Fazit gezogen werden, dass die Funktion der Kabelmuffe durch die integrierte Sensorik nicht beeinflusst wird. Sämtliche Prüfungen wurden bestanden, insbesondere der Nachweis der Dichtigkeit und die Schirmspannungsprüfung. Die Elektronik des Monitoringsystems zeigte sich bis auf einen Ausfall der TE-Messung nach der Blitzstoßbeanspruchung als robust.

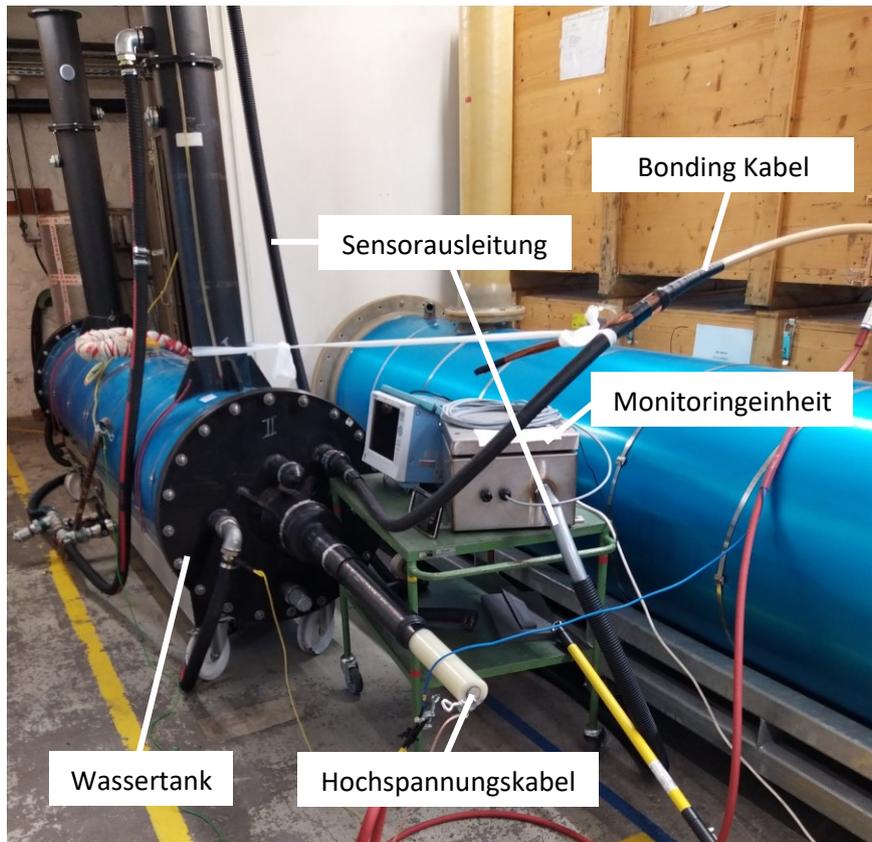


Abbildung 3.3-17 Aufbau der Kabelmuffe im Wassertank für die Dichtheitsprüfung nach ANNEX H

Zur Auswertung und Diskussion des Temperaturmonitorings sind in Abbildung 3.3-18 zunächst die gemessenen Temperaturen der Kabelmuffe im Main- und Dummy-Loop sowie der eingestellte Strom gegenübergestellt.

Zu sehen sind die Temperaturen an den definierten Messstellen „Oberfläche Kabelmuffenkörper“, „Gehäuseinnenseite“ und „Oberfläche Kabel Gehäuseende“. Diese sind in den beiden Loops geringfügig unterschiedlich, können aber aus praktischer Sicht als näherungsweise identisch betrachtet werden. Auf dem Kabelmuffenkörper hat sich eine maximale Temperatur von rund 65 °C eingestellt. Der Strom, geregelt durch die Leitertemperatur, zeigt einen typischen Verlauf für einen solchen Heizzyklus. In der ersten Aufheizphase steigt der Strom stark an und wird schlussendlich so geregelt, dass für mindestens zwei Stunden die Temperatur des Kabelleiters zwischen 5 und 10 K über der maximal erlaubten Leitertemperatur gehalten werden kann. In der Regel sind dies 95 bis 100 °C.

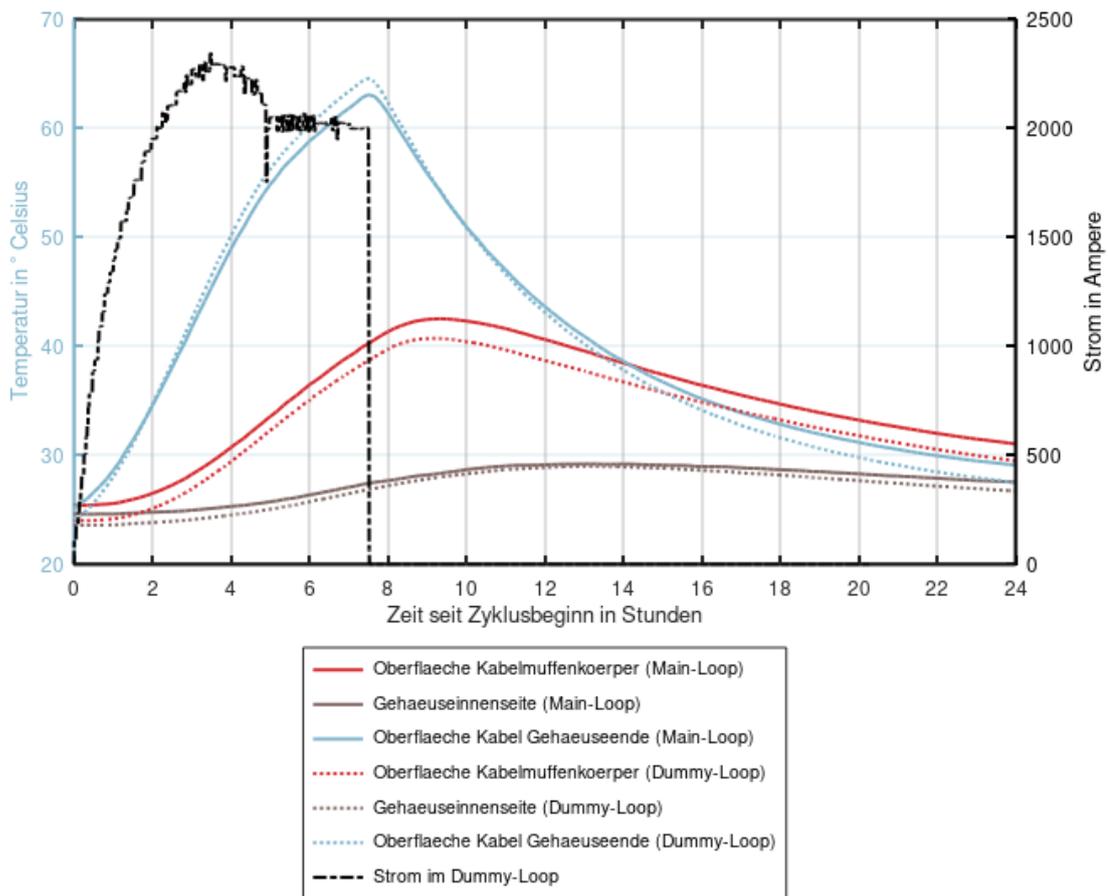


Abbildung 3.3-18 Temperatur- und Strommessdaten für einen Heizzyklus während der Typprüfung

Diese Messdaten werden nun als Input für das thermische Kabelmuffenmodell verwendet, um die Verbindertemperatur berechnen zu können. Die Ergebnisse der Berechnung können Abbildung 3.3-19 entnommen werden. Dargestellt sind die zwei Stunden „steady state“ der Leitertemperatur am Ende der Heizphase.

Der Strom ist in dieser Phase konstant, um die Leitertemperatur im gewünschten Temperaturbereich halten zu können. Die berechnete Verbindertemperatur landet fast exakt auf den gemessenen Werten und zeigt somit eine mehr als ausreichende Übereinstimmung. Zusätzlich ist die berechnete Kabelleitertemperatur dargestellt. Bei dieser handelt es sich um die theoretische Leitertemperatur an einer ungestörten Stelle im Kabel, berechnet aus den in der Kabelmuffe gewonnenen Messdaten. Auch hier zeigt sich, dass die berechneten Daten sehr gut zu den Messdaten passen. D.h. mit dem Monitoringsystem lässt sich neben der Verbindertemperatur auch eine Aussage über die Temperatur im Kabel entfernt von der Kabelmuffe ableiten. Mit Blick auf eine realistische Anwendung ist diese Aussage jedoch etwas differenziert zu betrachten. Korrekt ist dies nur, falls sich die Umgebungsbedingungen um die Kabelmuffe und dem Kabelstück in entsprechender Entfernung nicht unterscheiden. Kommen sich z.B. bei einem dreiphasigen System die Kabel nach den Kabelmuffen wieder näher, wird bereits die Abwärme der benachbarten Phasen das Ergebnis verfälschen. Eine verteilte Temperaturmessung entlang des Kabels (Distributed Temperature Sensing) ist hierfür weiterhin notwendig.

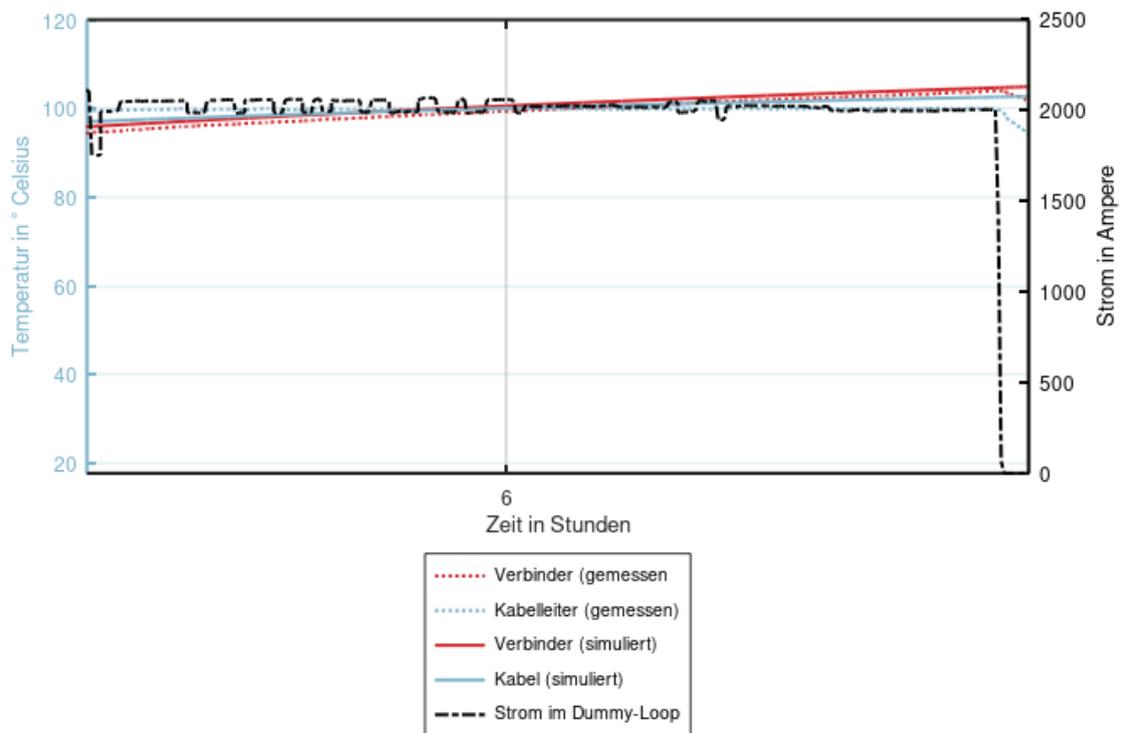


Abbildung 3.3-19 Verbinder- und Leiteremperatur berechnet mit dem thermischen Kabelmuffenmodell.

3.4 Entwicklung eines Monitoringsystems

3.4.1 Entwicklung des Messsystems

Im Projektteil der BSS Hochspannungstechnik war die Entwicklung des Messsystems das Herzstück der Arbeit. Es enthält die Messeingänge für Temperatur- und Stromeingänge, die zentrale Steuereinheit, und Anschlüsse für die Energie-Harvesting-, Teilladungsmess- und Kommunikationsmodule.

Die Analyse der Anforderungen ergab, dass sich im Falle der Kabelmuffen die genauen Anforderungen aus den Normen und Standards für die Muffe selbst ergeben, und weniger aus Anforderungen an spezielle Messelektronik. Das Gesamtsystem aus Muffe, Sensorik, und Messelektronik muss eine hohe Dichtigkeit und Unempfindlichkeit gegenüber elektrischen (Blitzstoß, hohe Magnetfelder) und Umwelteinflüssen aufweisen. Im Falle des Transformators sind praktisch alle Anforderungen wesentlich geringer und werden durch die Entwicklung für die Kabelmuffe mit abgedeckt.

Wegen der Niederspannungsversorgung und Standard-Kommunikationsmodulen bestehen keine besonderen Anforderungen bzgl. EMV oder elektrischer Sicherheit.

Diese Tests konnten in den Laboren des Projektpartners Pfisterer durchgeführt werden (siehe auch Kapitel 3.3.3). Wegen der unkritischen Platzverhältnisse kann auf Standardgehäuse für den Einsatz in Kabelgräben, z.B. für Crossbonding-Boxen (Phasenkreuzung zum Ausgleich von ungleicher Feldverteilung) zurückgegriffen werden. Die Durchführungen für Sensorkabel wurden sämtlich in den höchstmöglichen Dichtigkeitsklassen (\geq IP 68) ausgeführt.

Ein besonderes Augenmerk muss auch auf den Installationsprozess des Systems gelegt werden, welcher gleichzeitig mit der Installation der Muffe, d.h. unter Baustellenbedingungen erfolgen muss. Dafür wurden für die Verbindungen zwischen Sensoren und Messsystem jeweils ein bereits vorkonfektioniertes Ende definiert, damit vor Ort nur ein Verbinder angeschlossen werden muss. Es wurde eine detaillierte Installationsanleitung vorbereitet, um die Installation, die von geschultem Personal für die Kabeltechnik durchgeführt werden muss, so fehlertolerant wie möglich zu machen.

Die Entwicklung der Platine brachte wegen der geklärten Verhältnisse bezüglich des Gehäuses keine besonderen Herausforderungen. Das Design konnte bzgl. Sicherheitsabständen, Redundanzen, und Schutzbeschaltungen großzügig gestaltet werden.

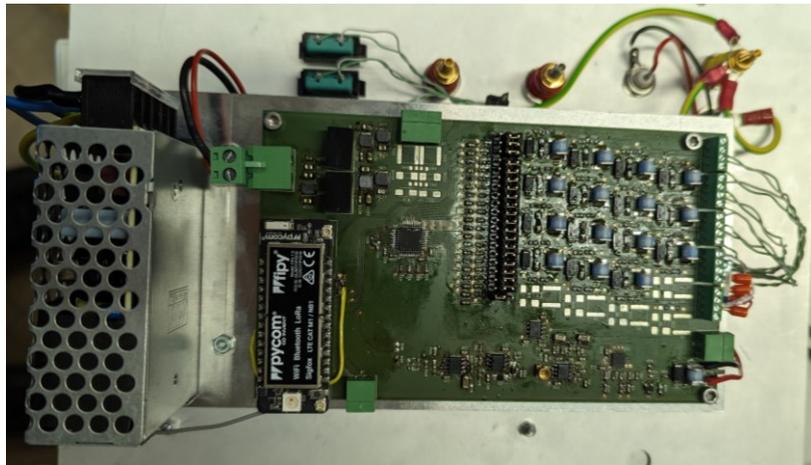


Abbildung 3.4-1 Prototyp der Basisplatine des Messsystems und der Kommunikationseinheit

Die Firmware der Hauptplatine vereint die Funktionen Sensorabfragen, Kommunikationsaufbau, Datenserialisierung und Steuerung aller angeschlossenen Subsysteme. Um die Firmware simpel und so fehlerfrei wie möglich zu halten, findet kaum Datenauswertung und -verarbeitung auf dem Gerät statt.

Die Fertigungsplanung, Fertigung, und Montage verlief letztendlich ohne Probleme. Die Platinen haben, auch wegen der äußerst robusten und gut geschirmten Gehäuse, keine besonderen Fertigungsanforderungen bzgl. Robustheit, Langlebigkeit über das übliche Maß hinaus, oder EMV, und können lokal von etablierten Zulieferern der BSS gefertigt werden. Während der Lieferschwierigkeiten der gesamten Elektronikbranche in den Jahren 2021/2022 musste bei den Komponenten teilweise häufig umgeplant werden, was sich aber zum Ende des Projektzeitraums entspannte.

Wie oben erwähnt, war ein klassischer Systemtest für eine CE-Zertifizierung (EMV- und Niederspannungsrichtlinie) nicht erforderlich. Stattdessen wurde ein besonderes Augenmerk auf die Typentests der intelligenten Muffe in Kooperation mit der Firma Pfisterer gelegt (siehe oben).

3.4.2 Entwicklung des TE-Messmoduls

Ziel des AP 4.2 war die Entwicklung eines Messmoduls für die in AP 3.2 entwickelten intelligenten Kabelmuffe. Da das Messmodul mit der in der Muffe verbauten Sensorik funktionieren muss, wurden beide AP in enger Zusammenarbeit zwischen BSS und Pfisterer bearbeitet. Dabei wurden zunächst die harten und wünschenswerten Anforderungen definiert.

Der Zweck der TE-Messung innerhalb der Muffe ist die Erkennung von Fehlstellen innerhalb der Isolierung mittels Messung von hochfrequenten Strompulsen, die durch Spannungsüberschläge (=Teilentladungen) durch diese Fehlstellen mit verminderter Spannungsfestigkeit ausgelöst werden. Der Strom wird aus den intrinsischen Kapazitäten innerhalb der Muffe oder des Kabels gespeist, die durch einen Nachladestrom wieder aufgeladen werden, der relativ leicht gemessen werden kann.

Existierende Fehlstellen mit Teilentladungsaktivität in Betriebsmitteln ist besonders relevant für die Lebensdauer, weil sich die Fehlstelle durch die konstant auftretenden Überschläge stetig vergrößert und zu einer unausweichlichen Zerstörung führen kann, wenn keine Maßnahmen ergriffen werden. Dies gilt insbesondere für Betriebsmittel mit Feststoffisolierung wie Kabel und Kabelmuffen. In Kabelmuffen ist zusätzlich relevant, dass diese in der Regel unter Baustellenbedingungen mit den Kabelstücken verbunden werden und deshalb anfällig für Fremdkörper in den Verbindungsstellen sind.

Der Hauptzweck des zu entwickelnden Monitoringsystems war also die zuverlässige Erkennung von Teilentladungsaktivität und Alarmierung. Dies gilt sowohl für die initiale Inbetriebnahme als auch den kontinuierlichen Betrieb. Konstante Messwerte sind nicht erforderlich, solange die korrekte Funktionalität gewährleistet ist. In einem Fehlerfall ist dann wünschenswert, die Position und Intensität der Fehlstelle so genau wie möglich feststellen zu können, um gezielte Maßnahmen planen zu können. Daraus ergaben sich für das Messsystem die Spezifikation, bei Bedarf ein phasenaufgelöstes Teilentladungsdiagramm (zur Einschätzung von Intensität und Fehlerart) und Messungen mit mehreren Frequenzfiltern durchzuführen (zur groben Distanzabschätzung). Als TE-Sensor wurde das Prinzip der Hochfrequenz-Stromzange (HFCT) ausgewählt, da diese hochfrequente Strompulse präzise und berührungsfrei aus dem Kabel auskoppeln kann. Das TE-Messsystem ist elektrisch gegen alle Fehlströme- und -spannungen geschützt, die aus der HFCT im normalen Betrieb und in zu erwartenden Fehlzuständen induziert werden können.



Abbildung 3.4-2 Gesamtsystem zur Messung der Temperaturen, des Stromes und von Teilentladungen

3.4.3 Entwicklung der Energy Harvesting-Systems

Das Ziel des AP 4.3 war die Entwicklung eines Energy-Harvesting-Systems, um ein Kabelmuffen-Monitoringsystem auch in Szenarien einsetzen zu können, in denen keine externe Energiequelle zur Verfügung steht. Da Kabeltrassen regelmäßig durch anderweitig unerschlossene Gebiete geführt werden und in der Regel auch keine anderen zu versorgenden Systeme an Kabelmuffen angeschlossen werden, ist eine solche externe Versorgungsmöglichkeit die Ausnahme.

Prinzipiell besteht das entwickelte System aus einem magnetischen Ringkern mit aufgewickelter Kupferdraht, wodurch analog zu einem Transformator Leistung aus dem vom Primärstrom verursachten magnetischen Feld entzogen wird. Der durch die Wicklung fließende Strom erbringt in einer angeschlossenen Schaltung nutzbare Leistung.

Kritische Designziele für das Energy-Harvesting-System sind die entnehmbare Leistung, die langfristige Zuverlässigkeit, und die Sicherheit des Gesamtsystems auch unter Fehlerbedingungen.

Die Resultate zur Untersuchung der entnehmbaren Leistung sind detailliert in [23] beschrieben. Die Leistung hängt demnach ab von der Dimension des Kerns (Distanz und Querschnitt), der relativen Permeabilität μ_R des Kernmaterials, der Windungszahl, und dem Primärstrom durch das Kabel. Bei konventionellen Annahmen für diese Werte ergibt sich eine nutzbare Leistung von bis zu etwa 20 W, was für den intermittierenden Betrieb des Systems völlig ausreicht, und eine weitere Optimierung des Systems erspart. Bei Bedarf ist die einfachste Lösung für mehr Leistung die Installation eines zweiten Kerns.

Für die langfristige Sicherheit des Systems sind Sättigungseffekte im Kern ein potenzielles Problem: Wenn der Kern aufgrund eines hohen Primärstroms sättigt, kann am Ausgang der Sekundärspule eine hohe Spannung anliegen. Um diese Spannung zu begrenzen, wurde eine Reihe an Leistungswiderständen vorgesehen, die den induzierten Strom sicher kurzschließen können, wenn die Spannung unkontrolliert ansteigt oder die Leistung nicht verwendet werden kann. Darüber hinaus wurde ein Überspannungsschutz ausgelegt, der bei hochfrequenten Störimpulsen anspricht. Die entstehende Abwärme des Gesamtsystems ist im Kontext einer Kabelmuffe kein Faktor.

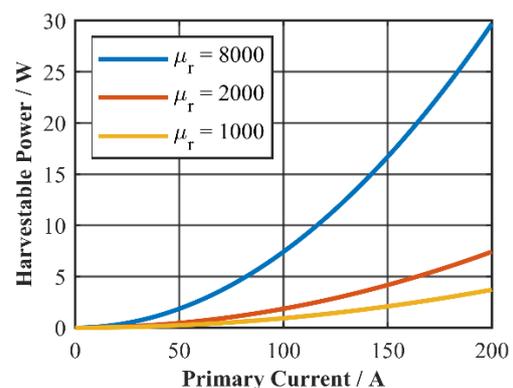
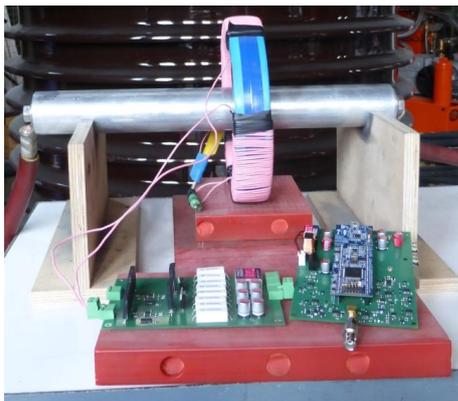


Abbildung 3.4-3 Links: Laboraufbau des Energy-Harvesting-Systems mit magnetischem Kern, Leistung-Auskopplungssystem, und Messelektronik. Rechts: Nutzbare Leistung für konventionelle Geometrie in Abhängigkeit der relativen Permeabilität des Kernmaterials und des Primärstroms

Trotz der getroffenen Maßnahmen ist das Energy-Harvesting-System der anfälligste Teil für Ausfälle aufgrund von Alterungs- oder Störeinflüssen. Wenn die Möglichkeit einer externen Versorgung gegeben ist, sollte sie genutzt werden, gegebenenfalls als zuschaltbare Redundanz.

Die Versorgung des Monitoringsystems erfolgt dann über einen AC-DC-Wandler und eine Batterie inkl. Batteriemanagementsystem, die nach Standardgesichtspunkten ausgelegt wurden. Die Batteriekapazität kann je nach Anforderungen und Platz- und Temperaturgesichtspunkten für konkrete Installationen frei gewählt werden.

Für die Installation des Systems wurde festgelegt, die Spule außerhalb der Muffe zu installieren, und mit dem bei der Installation einer Muffe üblichen industriellen Schrumpfschlauch zu fixieren. Ein Gehäuse ist nicht notwendig. Wegen der festgelegten Spannungen ist eine Zertifizierung nach CE nicht notwendig. Das Gesamtsystem muss aber nach den Standards einer Kabelmuffe in der jeweiligen Spannungsebene elektrisch (z.B. Blitzstoßspannung) und mechanisch (z.B. Dichtigkeit) aufgebaut sein.

3.4.4 Entwicklung der Kommunikationslösung

Bei der Entwicklung der Kommunikationslösung ergaben sich während des Projekts die größten Abweichungen vom Projektplan. Es wurde angenommen, dass eine konventionelle Mobilfunkverbindung (3G und 4G) wegen einer unzureichenden Netzabdeckung und des erhöhten Energieverbrauchs ungeeignet wäre und deshalb eine der spezialisierten Technologien LoRa oder NB-IoT zum Einsatz kommen würde. Allerdings liegen Kabelstrecken, die für die Energieversorgung so kritisch sind, dass ein aufwändiges Monitoring in Fragen kommt, fast immer in Ballungsgebieten, in denen die Netzabdeckung mit konventionellem Mobilfunk kein Problem darstellt. Der erhöhte Energieverbrauch lässt sich durch eine größere Wartezeit zwischen Nachrichten oder ein größer dimensioniertes Energy-Harvesting-System kompensieren.

Die verfügbaren Lösungen für NB-IoT und LoRa wurden für einen möglichen zukünftigen Einsatz untersucht und können bei Bedarf implementiert und in das Messsystem integriert werden.

Trotz der theoretisch verfügbaren höheren Bandbreite wurde das Kommunikationsprotokoll als Binärprotokoll auf Basis von TCP definiert und auf Datensparsamkeit getrimmt.

Tabelle 3.4-1: Felder des PRPD-Datenformats

Feld	Protokollversion	Seriennummer	Kanalnummer	Kanaltyp	Zeitstempel Start	Zeitstempel Ende	Periodenzahl	Komprimiertes PRPD / Rohdaten
Bytes	1	11	1	1	4	4	4	0...

Als Komprimierungsalgorithmus wurde zunächst BZ2 gewählt.

Dank der im Mobilfunk verwendeten Standardprotokolle konnte auch bei der IT-Sicherheit auf Transportverschlüsselung mit TLS zurückgegriffen werden. So können auch Zertifikate von Endkunden eingebunden werden, falls eine zweiseitige Transportverschlüsselung (mTLS) gefordert ist.

3.4.5 Implementierung der Softwareplattform

Im AP 4.5 wurde die Backend-Softwareplattform geplant, implementiert, getestet, und kontinuierlich weiterentwickelt. Im Einzelnen wurden mögliche Komponenten geprüft und ausgewählt, anschließend implementiert und kontinuierlich weiterentwickelt.

Das Backend-System wurde auf einem Root-Server in einer Cloud-Umgebung aufgesetzt, um im Vergleich mit einer SaaS-Lösung größere Freiheit bei der Auswahl der Einzelkomponenten zu haben.

Ein wichtiger Grundbestandteil der Softwareplattform ist die Datenbank. Für die Speicherung der ankommenden Daten bietet sich eine Time-Series-Datenbank an, welche in den letzten Jahren an Beliebtheit gewonnen und in der Folge stark weiterentwickelt wurden. Erprobt wurden die Systeme OpenTDSB, TimescaleDB, und InfluxDB. Für die erwarteten, im Vergleich eher kleinen Datenmengen im Bereich von wenigen MB / Tag sind Unterschiede bei der Performance nicht ausschlaggebend. Größere Unterschiede bei den Features (Clusterfähigkeit, Retention Handling, Aggregation, APIs) gibt es ebenfalls nicht, weswegen die Dokumentation und Verbreitung den Ausschlag zu Gunsten von InfluxDB gab.

Die Authentifizierung zur Visualisierungswebsite erfolgt über einen Standard-OAuth2-Flow mit Username und Password. Das Zugangsmanagement erfolgt über ein JWT (JSON Web Token), um Passwörter nicht länger als nötig zu speichern. Dadurch kann Dritten ein Zugang gegeben, aber auch jederzeit wieder entzogen werden. Die getroffenen Maßnahmen sind gemäß geltenden Empfehlungen von CISA (z.B. CISA Cybersecurity Advisory AA23-208A) gewählt, aber wahrscheinlich nicht für KRITIS-Anwendungen geeignet. Ob eine solche Absicherung aber tatsächlich erforderlich ist, muss noch im Laufe kommender Projekte geklärt werden.

Die Visualisierung der Daten erfolgt über eine Web-Oberfläche, die mit Vue.js entwickelt wurde. Damit konnte eine dynamische und performante Oberfläche realisiert werden. Besonderer Entwicklungsaufwand wurde in die Performance der Plots investiert, die unter Umständen tausende Datenpunkte anzeigen müssen.

Die visualisierten Daten können im Excel-Format zur weiteren Bearbeitung heruntergeladen werden.

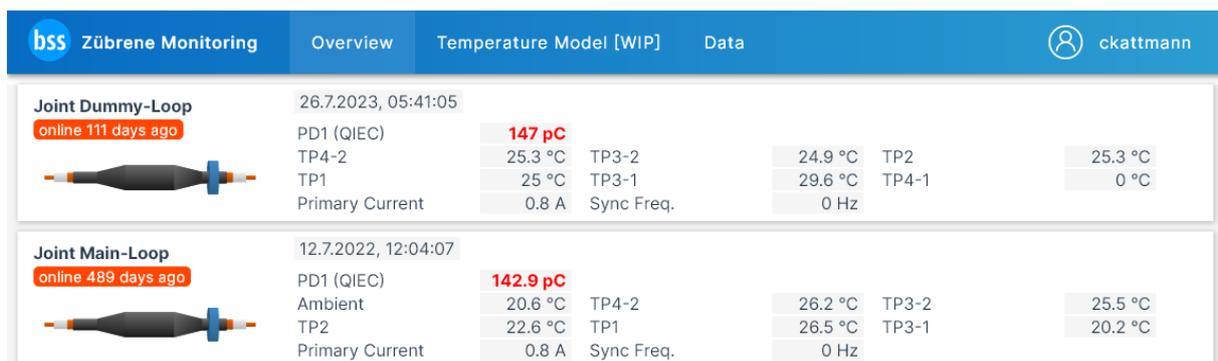


Abbildung 3.4-4 Übersichtsseite der Monitoring-Website. Zu sehen sind die letzten aufgenommenen Daten der beiden Testmuffen für die Normtests.



Abbildung 3.4-5 Datenübersicht auf der Monitoring-Website. Im obersten Plot sind die Heizzyklen eines fast 1-monatigen Belastungstests für die intelligente Muffe zu sehen.

Während der gesamten Entwicklung wurden die Ergebnisse den Projektpartnern präsentiert und insbesondere in Kooperation mit der Firma Pfisterer weiterentwickelt. Die Plattform wurde für Belastungstest der entwickelten intelligenten Muffe verwendet und konnte somit einen etwa einmonatigen Dauerlauf absolvieren.

Für die Anbindung des Systems an die Leitstelle eines Netzbetreibers wurden die nötigen APIs vorbereitet, konnten jedoch nicht in einem realen Szenario getestet werden. Wegen der sicherheitsunkritischen Daten ist auch bei dem geplanten prototypischen Einsatz in einer realen Kabelstrecke keine besondere Behandlung der Daten nötig, die Betreiber des Kabels können die gleiche Visualisierungsoberfläche benutzen.

3.4.6 Zustandsermittlungssystem

Das Ziel des Zustandsermittlungssystems ist die Integration der entwickelten Messsysteme, Datenbanken und Komponentenmodelle in einem einheitlichen System, das den Gesamtzustand eines Netzabschnittes ganzheitlich bewertet werden kann. Wegen der starken Interdependenzen dieses Arbeitspaketes wurde das Design dieses Systems sehr offen und modular gewählt. Im Einzelnen besteht das Zustandsermittlungssystem aus:

- dem thermischen Modell der Kabelmuffe, welches in TP 2 entwickelt wurde. Dieses wurde in Matlab entwickelt und dann in Python übertragen.
- dem Heißpunktmodell des Transformators, welches in TP 1 entwickelt wurde. Dieses wurde direkt in Python entwickelt.
- dem thermischen Messsystem, welches in AP 4.1 entwickelt wurde, um die Eingangsdaten für die Modelle zu liefern.
- dem Backendsystem, welches in AP 4.5 entwickelt wurde, um die Modelle auszuführen und die resultierenden Daten auszuwerten.

Im Falle der intelligenten Muffe stehen 6 verschiedene Temperaturmesswerte bereit, weswegen das Modell tendenziell überbestimmt ist. Auf der anderen Seite ist das System damit robust gegenüber Ausfällen einzelner Sensoren. Fehlende Messwerte können mit einer Zustandsschätzung ersetzt werden, welche ein kleineres, reduzierteres Modell darstellt.

Da die Verwendung des letztendlich von Netzbetreiber zu verwendenden Systems von dessen Anforderungen abhängt, wurde die Oberfläche offen und modular entworfen. Somit kann auf Anforderungen in Sachen Präsentation als auch auf Übermittlungsweg (API, iframe, komplette Oberfläche) eingegangen werden. Die Muffe wurde komplett visualisiert, weil das System an ein bestimmtes Muffenmodell gebunden ist. Beim Transformator ist eine solche Visualisierung leider nicht so einfach, ist aber für das Gesamtsystem auf der Roadmap.

Die Berechnung eines Überlastbarkeitsindex und eines Alterungsindex hängt stark von dem konkreten Einsatzbereich und des Netzes ab und konnte deshalb bisher nur vorbereitet, aber nicht erprobt werden.

3.5 Untersuchung des Einflusses auf die Netzplanung und den Netzbetrieb

Die in diesem Teilprojekt von der Universität Stuttgart entwickelte Planungsmethode zielt darauf ab, die Übertragungskapazität von Freileitungen, Kabeln und Transformatoren unter Berücksichtigung der Umwelteinflüsse zu erhöhen. Dabei soll die vorhandene Netzstruktur bestmöglich ausgenutzt werden, um die notwendigen Netzverstärkungen so gering wie möglich zu halten. Zu diesem Zweck ermittelt das entwickelte Planungsverfahren mithilfe von thermischen Modellen und den Umgebungsbedingungen für jeden Zeitpunkt des Jahres zulässige Werte für die Strombelastbarkeit von Freileitungen, Kabeln und Transformatoren. Diese werden dann in der zeitreihenbasierten Netzplanung unter Einhaltung der Planungsgrundlagen angewendet, um die Verteilnetzkapazität zu erhöhen. Hierfür werden ausgewählte Verteilnetze modelliert sowie die Szenarien definiert und die entsprechenden Zeitreihen generiert. Darüber hinaus werden die Auswirkungen auf das Hoch- und Mittelspannungsnetz untersucht.

3.5.1 Szenariodefinition, Netzmodellentwicklung und Zeitreihenmodellierung

Gemeinsam mit dem assoziierten Partner Netze BW, dem größten Verteilnetzbetreiber in Baden-Württemberg, sind die Anwendungsfälle und Szenarien definiert worden, mit denen die Zeitreihen generiert sowie die Untersuchungen durchgeführt werden. Als Referenzszenario dient das Jahr 2020, von dem die installierten Leistungen als auch Messdaten der zeitlichen Austauschleistungen zu der unterlagerten MS-Ebene verwendet werden. Für die erneuerbaren Energien (EE) sowie die Elektromobilität werden die Zubauzahlen für das Szenario B des Zieljahres 2035 aus dem Bundesnetzentwicklungsplan aus dem Jahr 2021 verwendet.

Um den Nutzen des Komponentenmonitorings untersuchen zu können, sind geeignete Netzgebiete zu identifizieren. In diese Netzgebieten sollte zum einen der Zubau von EE hoch sein und zum anderen ein Lastzuwachs aufgrund der Elektromobilität vorhanden sein, um die Vor- und Nachteile des Komponentenmonitorings zu analysieren. Hierfür hat die Netze BW ein 110 kV-Verteilnetz zur Verfügung gestellt, welches in bestimmten Teilregionen eher lastgeprägt und in anderen Regionen einspeisegeprägt ist bzw. sein wird. Dies spiegelt sich auch in dem zu erwartenden Anstieg der PV um 308 % und Windkraft um 257 % wieder. Da die Leistung aus EE bis zu 4-mal höher als der maximale Verbrauch ist, ist dieses Netz zukünftig einspeisegeprägt. Daher kann die Einspeisung von EE-Strom zu bestimmten Zeiten zu Überlastungen im Netz führen. Darüber hinaus sind zwei 20 kV-Verteilnetze zur Verfügung gestellt worden, von denen eines ein lastdominiertes 20 kV-Netz mit überwiegend PV-Anlagen als EE ist. Das andere Netz ist ein einspeisedominiertes Netz mit einer hohen installierten Leistung von PV und Wind und einer Rückspeisung in das 110 kV-Netz zu einigen Zeitpunkten im Jahr. Für die Studien sind die maximale Leistung der NS-Netze sowie die installierte EE-Leistung und die Leistung der Ortsnetztransformatoren bekannt. Die zur Verfügung gestellten Netzdaten werden aufbereitet und das Netzmodell dann in die Planungsumgebung implementiert. Bei den 20 kV-Netzen sind alle Leitungen als Kabel modelliert worden, da diese Netze im Realbetrieb nur noch wenige Freileitungen haben und die Angaben, welche noch als Freileitungen ausgeführt sind, nicht vorhanden waren. Zudem sind die relevanten Daten für das Komponentenmonitoring, wie der maximal zulässige Grenzstrom, die Leitungsparameter und die Transformatorscheinleistung aus den Netzdaten bestimmt worden.

Für das HS-Netz sind dann die notwendigen Zeitreihen für die Austauschleistung mit dem MS-Netz sowie für direkt an das Hochspannungsnetz angeschlossene Erzeugungsanlagen für das betrachtete EE-Szenario nach dem Modell von [29] berechnet worden. Die Zeitreihen werden für einen Zeitraum von einem Jahr mit einer Auflösung von 15 Minuten modelliert. Hierfür werden aus 15-minütigen Messdaten in den Umspannwerken des Basisjahres die Einspeisung der EE herausgerechnet, um die reine Nettolast zu erhalten. Die Einspeisezeitreihen für die EE werden mithilfe von Wetterdaten aus einem Klimamodell [30], das eine geographische Auflösung von 0,1° in horizontaler und vertikaler Richtung hat, und den installierten Leistungen für das Zieljahr generiert. Nach [31] sind die Jahreszeitreihen für die Lastflussberechnungen ausreichend, um interessante Fälle zu berücksichtigen, die zu hohen Netzbelastungen führen. In dieser Planungsstudie wird wie in [29] nur ein weiterer Zubau von PV- und Windkraftanlagen angenommen, da diese beiden Technologien in dem einspeisegeprägten Netz einen deutlichen Anstieg der installierten Leistung aufweisen. Die Berücksichtigung der Elektromobilität erfolgt in den MS-Netzen.

Bei den MS-Netzen werden die notwendigen Zeitreihen für die Austauschleistung mit dem NS-Netz und den direkt an das MS-Netz angeschlossenen Erzeugungsanlagen mit einem angepassten Modell nach [29] berechnet. Der Prozess für die Modellierung der Last- und EE-Profile ist in Abbildung 3.5-1 dargestellt. Zuerst werden die normierten Einspeisezeitreihen für die PV- und Windanlagen an den Umspannwerken mit Wetterdaten aus einem Klimamodell erzeugt, das wie in [32] eine geografische Auflösung von $0,1^\circ$ in horizontaler und vertikaler Richtung hat. Für andere EE-Quellen wie Biomasse, KWK-Anlagen usw. werden die von den Netzbetreibern bereitgestellten normierten Zeitreihen verwendet. Für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen zum Beispiel sind diese saisonal. Die installierte Leistung der EE und die normierten Zeitreihen werden dann verwendet, um die Zeitreihen der Gesamterzeugung für das untersuchte MS-Netz zu berechnen. Anschließend wird, ähnlich wie in [32], die Nettolast des HS/MS-Transformators ermittelt, indem die Einspeisung der EE von den Messdaten im HS/MS-Umspannwerk subtrahiert wird. Schließlich wird die gesamte Lastzeitreihe den einzelnen Lasten proportional zu deren im Netzmodell definierten maximalen Wirkleistungsaufnahme zugeordnet. Für die Blindleistung der Lasten und EE wird der im Netzmodell definierte $\cos(\phi)$ verwendet.

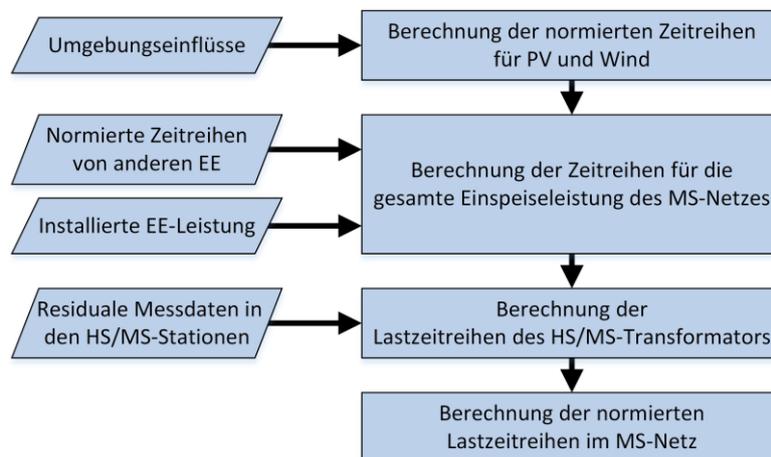


Abbildung 3.5-1 Vorgehensweise zur Generierung der Wirkleistungszeitreihen im MS-Netz

Für die Berücksichtigung der Elektromobilität werden individuelle Ladeprofile benötigt, um Lastflussberechnungen mit Elektromobilität durchführen zu können. Hierzu werden die Ladeprofile einzelner Fahrzeuge nach der Trip-Chain-Methode nach [33] ermittelt. Diese Methoden berücksichtigen das Laden von Elektrofahrzeugen zu Hause, am Arbeitsplatz oder an anderen Orten, beispielsweise bei Freizeitaktivitäten oder beim Einkaufen. Dabei wird durch die Kombination einer Fahrtkette mit den spezifischen Eigenschaften eines E-Fahrzeugmodells ein Ladeprofil des E-Fahrzeugs abgeschätzt. Zur Generierung von Fahrtketten werden zunächst Fahrdaten des Deutschen Mobilitätspanels 2016/2017 [34] genutzt, um das Fahrverhalten realistisch abzubilden. Diese Fahrdaten werden nach dem Standort des Autos zu Hause, am Arbeitsplatz oder an anderen Orten differenziert. Darüber hinaus erfolgt eine Trennung nach Wochentagen und Wochenenden, um auch längere Freizeitreisen berücksichtigen zu können. Mit den Fahrprofilen und den individuellen E-Fahrzeug-Modelleigenschaften kann dann das Ladeverhalten der einzelnen Elektrofahrzeuge ermittelt werden. Hierzu muss der Ladeort des Fahrzeugs, zu Hause, am Arbeitsplatz oder an einem anderen Ort, definiert und für jeden Zeitpunkt der Ladezustand der Batterie ermittelt werden. Sobald der SOC unter 100 % liegt und sich das Auto am Ladeort befindet, wird das Auto mit dem CCCV (Constant Current Constant Voltage) aufgeladen, bis es wieder vollständig aufgeladen ist oder vorher losfährt. Im Ergebnis liefert das beschriebene Verfahren ein genaues, individuelles Ladeprofil eines E-Fahrzeugs.

Die Ladeprofile der einzelnen Elektrofahrzeuge werden nun verwendet, um eine Lastzeitreihe für alle Elektrofahrzeuge an jeder Umspannstation des Netzes zu ermitteln. Abbildung 3.5-2 zeigt den Prozess zur Bestimmung der Zeitreihe. Zunächst werden die Mittel- und Niederspannungs-Umspannwerke anhand ihrer Umspannwerksnamen und Karten in Industrie-, Heim- und Nicht-Elektromobilitätsanschlüsse unterteilt. Anschließend wird die Anzahl der Elektrofahrzeuge für jedes klassifizierte Umspannwerk ermittelt. Für jedes Umspannwerk „Zuhause“, an denen hauptsächlich Haushalte angeschlossen sind, wird die Anzahl der Elektrofahrzeuge mithilfe der maximalen Last des Umspannwerks und der Summe der maximalen Last der einzelnen Gebiete bestimmt. Zudem fließt die Einwohnerzahl pro Gebiet aus öffentlichen Daten und die Zahl der Menschen in Deutschland mit ein. Auch die Anzahl der Elektrofahrzeuge in Deutschland, die aus dem Netzentwicklungsplan stammt, ist notwendig, um die Anzahl der Elektrofahrzeuge pro Station zu erhalten. Mit diesen Daten und den Fahrprofilen können dann die Ladeprofile an den Umspannwerksstationen generiert werden.

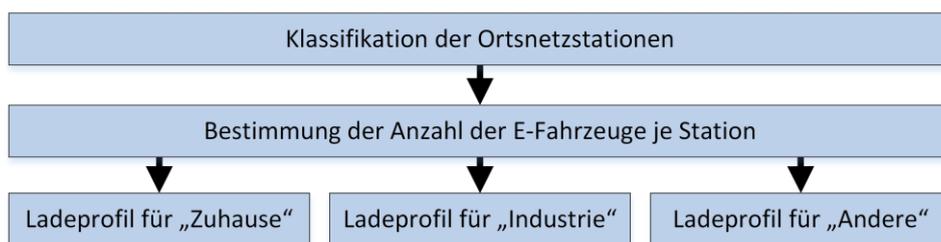


Abbildung 3.5-2 Ermittlung des Ladeprofiles für die Ortsnetzstationen

3.5.2 Bestimmung und Integration der Strombelastbarkeiten in die Planungsumgebung

Eine der entscheidendsten Größen in der Netzplanung und dem Netzbetrieb ist die Übertragungskapazität der einzelnen Betriebsmittel. Diese Übertragungskapazität wird mit dem zulässigen thermischen Grenzstrom bestimmt, der für die meisten Betriebsmittel konstant ist und durch das Komponentenmonitoring erhöht werden kann, da der Auslegungsfall für die Grenzströme in der Realität selten auftritt. Zu diesem Zweck ermittelt das entwickelte Planungsverfahren für jeden Zeitpunkt des Jahres abhängig von den Umgebungsbedingungen zulässige Werte für die Strombelastbarkeit von Freileitungen, Kabeln und Transformatoren, um hieraus die Auslastungen der Betriebsmittel bestimmen zu können. Hierfür werden die thermischen Eigenschaften der Betriebsmittel modelliert, die Zeitreihen für die Umwelteinflüsse erstellt und schließlich die Zeitreihen für die Strombelastbarkeit ermittelt.

Bei Kabeln wird zur Berechnung der dynamischen Strombelastbarkeit ein thermisches Modell für die Wärmebilanz nach IEC 60287 [2] entwickelt, damit die maximale Leitertemperatur von 90 °C nicht überschritten wird. Dieses Modell ist nach den gesammelten Erfahrungen aus Kapitel 3.2 ausreichend, um Netzberechnungen mit 15-minütigen bzw. stündlichen Mittelwerten durchzuführen und um den Nutzen eines möglichen Monitoringsystems aufzuzeigen. In dem Modell wird die Erwärmung des Leiters durch den Stromfluss, die Temperaturverteilung im Kabel und der thermische Bodenwiderstand zwischen dem erdverlegten Stromkabel und der Erdoberfläche berücksichtigt. Dann ist ein typisches thermisches Modell des Kabels erstellt worden, indem auf die elektrothermische Analogie [2] zurückgegriffen wird. Ein konzeptionelles Schema mit allen T-Stromkreismodellen ist in [35] zu finden. Die Hauptwärmequellen im Kabel sind die durch den Stromfluss verursachten resistiven Verluste und die durch die angelegte Spannung verursachten dielektrischen Verluste in der Isolierung.

Mit diesen Wärmequellen und dem Aufbau der verwendeten Kabel, dem Verlegeverfahren, der Verlegetiefe, den Bodenverhältnissen sowie der Umgebungstemperatur zur Bestimmung der thermischen Widerstände können die Strombelastbarkeiten nach IEC ermittelt werden. Bei Hochspannungskabel muss zusätzlich noch das Leerrohr, in welchem die Kabel verlegt sind, sowie die Luft im Rohr berücksichtigt werden.

Der wichtigste Faktor für die Berechnung der Strombelastbarkeit von Kabeln ist der Wärmewiderstand des Bodens, der aufgrund der Bodeneigenschaften für jeden Kabelabschnitt unterschiedlich ist. Daher wird bei der Berechnung des Wärmewiderstands von einem einheitlichen Boden ausgegangen. Der Wärmewiderstand des Bodens ändert sich in Abhängigkeit vom Feuchtigkeitsgehalt. So kann die Wärme vom Kabel zu einer erhebliche Feuchtigkeitsverschiebung weg vom Kabel und eine teilweise Austrocknung des Bodens in der Umgebung des Kabels bewirken. In diesem Fall kann sich um das Kabel herum eine trockene Zone mit einer geringeren Wärmeleitfähigkeit und daher einem höheren Wärmewiderstand bilden. Diese Trockenzone kann auch zu einem Temperaturanstieg im Kabelmantel führen, weshalb kein übermäßiger Strom durch das Kabel übertragen werden darf. Daher wird das Erdreich nun mit zwei spezifischen Wärmeleitfähigkeiten angegeben, eine für das trockene und eine für das feuchte Erdreich.

In Abbildung 3.5-3 sind die Strombelastbarkeiten für ein MS-Kabel mit einer Nennstrombelastbarkeit von 361 A und in Abbildung 3.5-4 für ein HS-Kabel mit einer Nennstrombelastbarkeit von 610 A dargestellt. Der Grenzwert, bei dem eine teilweise Austrocknung des Bodens auftritt, liegt beim MS-Kabel bei $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ und beim HS-Kabel bei $7\text{ }^{\circ}\text{C}$. Aus diesem Grund wird in diesem Projekt für MS-Kabel der Stromwert für die partielle Austrocknung bis $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ bzw. für HS-Kabel bis $7\text{ }^{\circ}\text{C}$ verwendet. Ab diesen beiden Temperaturen werden dann die Stromwerte für das trockene Erdreich verwendet, die bei MS-Kabeln ab $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ und bei HS-Kabeln ab $24\text{ }^{\circ}\text{C}$ unter die Nennstrombelastbarkeit fallen. Die höhere Strombelastbarkeit von HS-Kabel ist auf die bessere Wärmeabgabe an den Erdboden zurückzuführen, da das HS-Kabel eine größere Oberfläche aufgrund des größeren Durchmessers hat, das HS-Kabel in einem Leerrohr sowie in einer größeren Tiefe verlegt ist. Die Strombelastbarkeit ohne Bodenaustrocknung in den Abbildungen stellt das theoretische Potenzial dar, wenn der Boden um das Kabel herum immer feucht ist und kommt unter realen Bedingungen nicht vor.

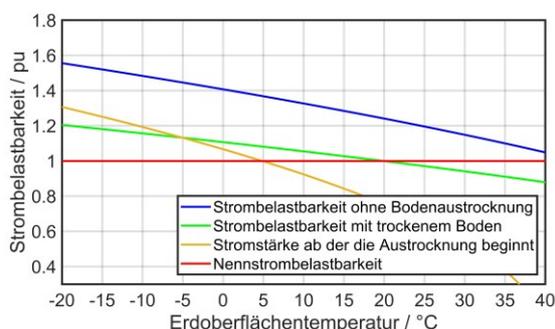


Abbildung 3.5-3 Strombelastbarkeit eines MS-Kabels für verschiedene Bodenfeuchtigkeiten

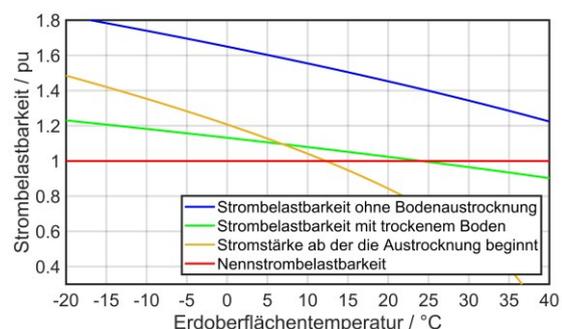


Abbildung 3.5-4 Strombelastbarkeit eines HS-Kabels für verschiedene Bodenfeuchtigkeiten

Für die in den Netzmodellen verwendeten Al/St-Freileitungen ist die Nennstrombelastbarkeit für feste Umgebungseinflüsse und eine maximale Leiterseiltemperatur von $80\text{ }^{\circ}\text{C}$ bestimmt worden. Als Referenzumgebungseinflüsse für diese Leiter gelten eine Umgebungstemperatur von $35\text{ }^{\circ}\text{C}$, eine Sonneneinstrahlung bei 900 W/m^2 , eine Windgeschwindigkeit von $0,6\text{ m/s}$ und ein Anströmwinkel von 90° senkrecht zum Leiterseil. Um die Umgebungseinflüsse berücksichtigen und um die dynamische

Strombelastbarkeit berechnen zu können, ist ein thermisches Modell für die Wärmebilanz nach CIGRE [36] verwendet worden, bei dem die Erwärmung des Leiters gleich der Kühlung entspricht. Die Erwärmung besteht aus der jouleschen Erwärmung, die durch den Stromfluss und den temperaturabhängigen AC-Leitungswiderstand, sowie durch die Sonneneinstrahlung verursacht wird. Die Kühlung des Leiters erfolgt durch die Wärmeabstrahlung, die auf die Differenz zwischen der Temperatur des Leiters und der Umgebung zurückzuführen ist, und durch die konvektive Kühlung, die von der Windgeschwindigkeit und dem Anströmwinkel abhängt. Die Gleichung für die Wärmebilanz kann dann für feste Umgebungseinflüsse und eine maximal zulässige Leitertemperatur umgestellt werden, womit man die maximale Strombelastbarkeit erhält [32]. Verschiedene Untersuchungen haben gezeigt, dass der Wind den stärksten Einfluss auf die Erhöhung der Strombelastbarkeit hat. Der Einfluss der Umgebungstemperatur ist geringer und der der Sonneneinstrahlung am geringsten.

Bei der Berechnung der dynamischen Strombelastbarkeit von Transformatoren wird ähnlich vorgegangen wie bei den Kabeln. Hierfür wird ein thermisches Modell nach IEC 60076 [1] verwendet, welches auf der Modellierung der Wärmeübertragung basiert und mit den Erfahrungen aus Kapitel 3.1 angepasst worden ist. Das Modell berücksichtigt sowohl die natürliche Konvektion von Öl und Luft als auch die sich ändernde Umgebungstemperatur. Mit der Aufzeichnung des Betriebszustandes über einen längeren Zeitraum ist eine Parametrisierung des thermischen Modells möglich, wie dies in Kapitel 3.1 gezeigt worden ist. Hiermit kann dann die obere Öltemperatur im Trafokessel und die Heißpunkttemperatur berechnet werden. Zudem wird der Einfluss von Lüftern und Pumpen sowie eine Einhausung des Transformators auf das thermische Verhalten von Transformatoren berücksichtigt. Bei gegebenen Umgebungsparametern wie Lufttemperatur, Sonneneinstrahlung und Wind kann dann mit dem Modell eine Abschätzung der Überlastbarkeit des Transformators erfolgen. Da in den untersuchten Netzgebieten in den HS/MS- und Ortsnetzstationen vorwiegend ONAN-Transformatoren mit einem natürlichen Ölfluss sowie einer natürlichen Luftkonvektion an den Radiatoren vorkommen, werden in den Netzuntersuchungen nur ONAN-Transformatoren berücksichtigt.

In Abbildung 3.5-5 sind die Strombelastbarkeit eines ONAN-Transformators mit einer Nennscheinleistung von 40 MVA für die Kopplung des HS/MS-Netzes dargestellt. Der Transformator kann in dem dargestellten Temperaturbereich, der in Deutschland auftritt, mit mehr als der Nennbelastbarkeit betrieben werden, ohne den Transformator zu gefährden. So ist bei unter 20 °C bereits eine Überlastbarkeit von 120 % und bei -5°C sogar von 140 % möglich, wodurch die Übertragungsleistung an kühleren Tagen deutlich erhöht werden kann. Bei einer transformatorspezifischen Betrachtung und mit Hilfe eines Monitoringsystems kann sich die Überlastbarkeit des Transformators auch noch erhöhen (siehe Kapitel 3.1.3.1). Zudem zeigten die Ergebnisse aus Kapitel 3.1, dass diese Überlastbarkeiten auch für Ortsnetztransformatoren möglich sind.

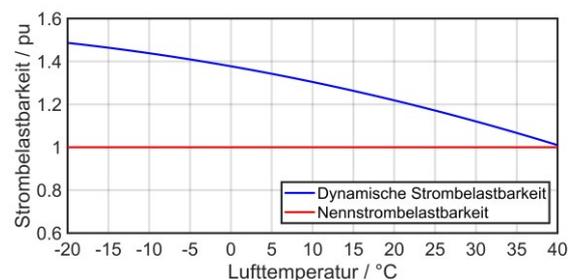


Abbildung 3.5-5 Thermische Belastbarkeit von ONAN-Transformatoren

Die Vorgehensweise zur Ermittlung der Strombelastbarkeit von Freileitungen, Kabeln und Transformatoren ist in Abbildung 3.5-6 dargestellt, die in die Planungsumgebung der Universität Stuttgart integriert ist. Zu Beginn erfolgt der beschriebene Aufbau des thermischen Modells der Freileitung, des Kabels oder des Transformators sowie die Bestimmung aller erforderlichen Parameter der Modelle. Anschließend werden die Umwelteinflüsse modelliert. Bei Kabeln ist nur die Bodentemperatur an der Erdoberfläche von Bedeutung, da die Kabel nicht durch Sonneneinstrahlung oder Wind beeinflusst werden. Die Transformatoren werden hauptsächlich nur von der Umgebungstemperatur beeinflusst, wohingegen der Einfluss der Sonneneinstrahlung sowie des Windes vernachlässigbar ist. Bei Freileitungen spielen alle Umgebungseinflüsse wie der Wind, die Sonneneinstrahlung und Umgebungstemperatur eine Rolle. Für die Modellierung der Umgebungseinflüsse wird das gleiche Klimamodell wie in Kapitel 3.5.1 verwendet und entsprechende Zeitreihen für ein Jahr erzeugt. Zudem werden die aus dem Klimamodell erhaltenen Regionen ermittelt, die von den Kabeln und Freileitungen durchquert werden. Anschließend kann für jede Region eine dynamische Strombelastbarkeit berechnet werden. Für Leitungen, die mehr als eine Region durchqueren, wird schließlich für jeden Zeitpunkt aus der Zeitreihe die minimale Strombelastbarkeit ermittelt. Daraus ergibt sich der Stromwert, der keine Schäden an der Leitung verursacht. Bei den Transformatoren werden nur die Regionen bestimmt, in denen diese in den Umspannwerken stehen.

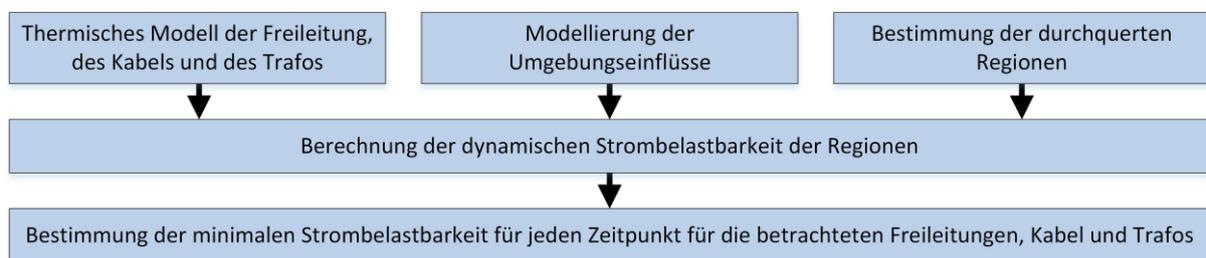


Abbildung 3.5-6 Simulationsablauf zur Ermittlung der dynamischen Strombelastbarkeiten

Für eine Freileitung, ein MS- und HS-Kabel sowie einen Transformator wird nun die dynamische Strombelastbarkeit für eine Beispielregion berechnet, die mit der jeweiligen Nennstrombelastbarkeit der Kabel normiert wird und zusammen mit dieser in Abbildung 3.5-7, Abbildung 3.5-8 und Abbildung 3.5-9 dargestellt ist. Es ist zu erkennen, dass aufgrund ungünstiger Witterungsbedingungen wie hoher Temperaturen die zulässige thermische Strombelastbarkeit bei MS-Kabeln in 15 % der Zeitpunkte unter der Nennstrombelastbarkeit liegt. Im betrieblichen Einsatz könnte dies ein Risiko für die Netzbetreiber durch mögliche Kabelschäden und somit einen Ausfall der Versorgung für die Kunden bedeuten. Bei HS-Kabel liegt die zulässige thermische Strombelastbarkeit nur in 6 % der Zeitpunkte unter der Nennstrombelastbarkeit. Die Abbildung zeigt jedoch, dass in mehr als 45 % aller Simulationszeitpunkte die zulässige thermische Strombelastbarkeit bei MS-Kabeln über 105 % der Nennbelastbarkeit liegt, so dass hier ein erhebliches Potenzial zur Erhöhung der Übertragungskapazität besteht. Dieses Potential ist bei HS-Kabel deutlich höher, da hier bei 68 % aller Simulationszeitpunkte die zulässige thermische Strombelastbarkeit über 105 % liegt. Bei 500 h im Jahr sind bis zu 120 % des Nennwertes von HS-Kabeln möglich.

Bei den Freileitungen ist zu erkennen, dass in über 50 % aller Simulationszeitpunkte die Strombelastbarkeit über 140 % der Nennstrombelastbarkeit liegt, womit das Potenzial für eine Erhöhung der Übertragungskapazität beträchtlich ist. Es ist aber auch ersichtlich, dass durch ungünstige Wetterbedingungen wie Windstille und hohen Temperaturen die Strombelastbarkeit in der Simulation bei 1,5 % der Zeitpunkte unter der Nennbelastbarkeit liegen. Hierdurch würde sich bei

realer Anwendung ein operatives Risiko durch eventuelle Leiterbeschädigungen für die Netzbetreiber ergeben. Bei den Transformatoren ist zu erkennen, dass diese immer mit mehr als dem Nennwert belastet werden können. Zudem können in mehr als 45 % aller Simulationszeitpunkte die zulässige thermische Strombelastbarkeit bei über 130 % der Nennbelastbarkeit liegen. Somit ergibt sich bei den Transformatoren ein erhebliches Potenzial zur Erhöhung der Übertragungskapazität und möglichen Einsparungen beim Ausbau von Umspannwerken.

Die dynamischen Belastbarkeiten der Betriebsmittel korrelieren größtenteils mit der Einspeisung aus Windkraftanlagen, da hohe Windgeschwindigkeiten zu einer hohen Einspeisung und erhöhter Auslastung führen kann. Jedoch wird gleichzeitig die Übertragungskapazität durch die Kühlung des Windes und den meist gleichzeitig vorherrschenden kühleren Temperaturen erhöht. Bei PV-Anlagen und neuen Lasten, deren maximale Einspeisung bzw. Lastbezug hauptsächlich zur Mittagszeit stattfinden, kann dies zu Überlastungen führen. So führen die erwärmenden Umwelteinflüsse zu einer Verringerung bzw. niedrigeren Erhöhung der Belastbarkeiten.

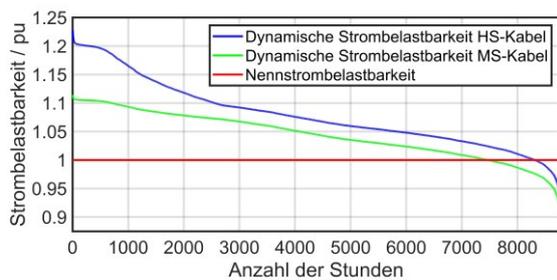


Abbildung 3.5-7 Jahresdauerlinie der dynamischen Strombelastbarkeit und eines MS- und HS-Kabel

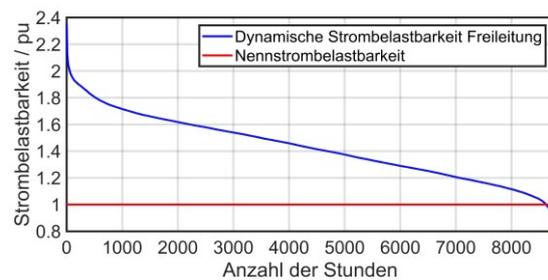


Abbildung 3.5-8 Jahresdauerlinie der dynamischen Strombelastbarkeit einer Freileitung

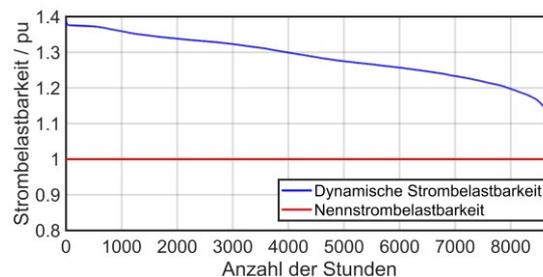


Abbildung 3.5-9 Jahresdauerlinie der dynamischen Strombelastbarkeit eines ONAN-Transformators

Die Potenziale bei den Freileitungen, Kabeln und Transformatoren beruhen auf den Umgebungstemperaturen aus dem verwendeten Klimamodell [30]. Im Hinblick auf den Klimawandel mit zunehmenden Hitzewellen bilden diese Temperaturen die Zukunft jedoch nicht vollständig ab, weswegen sich die Potenziale zur Erhöhung der Übertragungskapazität reduzieren können.

3.5.3 Planungsmethode und Simulationsdurchführung

Die dynamischen Stromstärken sollen nun in der Netzplanung angewendet werden. Dazu soll mit Hilfe einer zeitreihenbasierten Lastflussberechnung und einer Ausfallanalyse bei HS-Netzen die Einhaltung der maximalen Netzbelastung untersucht werden, die nach den gültigen Planungsrichtlinien für die HS- und MS-Netze erfüllt werden müssen. Die Abbildung 3.5-10 zeigt den Ablauf der Simulationen für die entwickelte Methodik.

Zunächst wird das zu untersuchende MS- oder HS-Verteilnetz für die Simulationen sowie die Betriebsmittel für den Einsatz der dynamischen Strombelastbarkeit ausgewählt. Anschließend werden die Eingangsdaten nach dem in Kapitel 3.6.1 vorgestellten Verfahren für die definierten Szenarien modelliert. Für eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse werden die gleichen Daten für eine Betrachtung mit und ohne dynamischer Strombelastbarkeiten verwendet. Wenn die Elektromobilität in den MS-Netzen berücksichtigt werden soll, werden die Ladeprofile für die E-Fahrzeuge für jede MS/NS-Ortsnetzstation mit dem Verfahren aus Abschnitt 3.6.1 berechnet. Anschließend wird das Ladeprofil zu den Lastzeitreihen an den Ortsnetzstationen addiert, um eine neue Lastzeitreihe zu erhalten. Wenn die dynamischen Strombelastbarkeiten auf die Freileitungen, Kabel und Transformatoren angewendet werden, so werden diese nach der Methode aus Abschnitt 3.6.2 ermittelt. Diese können dann direkt in der Lastflussberechnung und Ausfallanalyse, die nur für die HS-Netze notwendig ist, verwendet werden. Bei den HS-Netzen wird eine linearisierte, zeitreihenbasierte Lastfluss- und Ausfallrechnung nach [37] und [38] durchgeführt. Diese linearisierte Methodik basiert auf Sensitivitätsfaktoren (engl. distribution factors), die angeben, welcher Anteil einer Knotenleistung über welche Leitung fließt. Hierbei wird eine hohe Abbildungsgenauigkeit bei einer deutlich reduzierten Berechnungszeit erzielt. Bei den MS-Netzen kann diese Methode nicht angewendet werden, da bei Lastflussberechnungen in MS-Netzen keine signifikante Entkopplung der Wirk- und Blindleistungsflüsse möglich ist. Stattdessen wird das Newton-Raphson-Verfahren verwendet.

Die daraus gewonnenen Ergebnisse werden anschließend analysiert, um den Einfluss der dynamischen Strombelastbarkeiten auf eine höhere Auslastung zu bewerten, ohne die mechanische Stabilität und die Isolationsfähigkeit der Freileitungen, Kabel und Transformatoren zu gefährden.

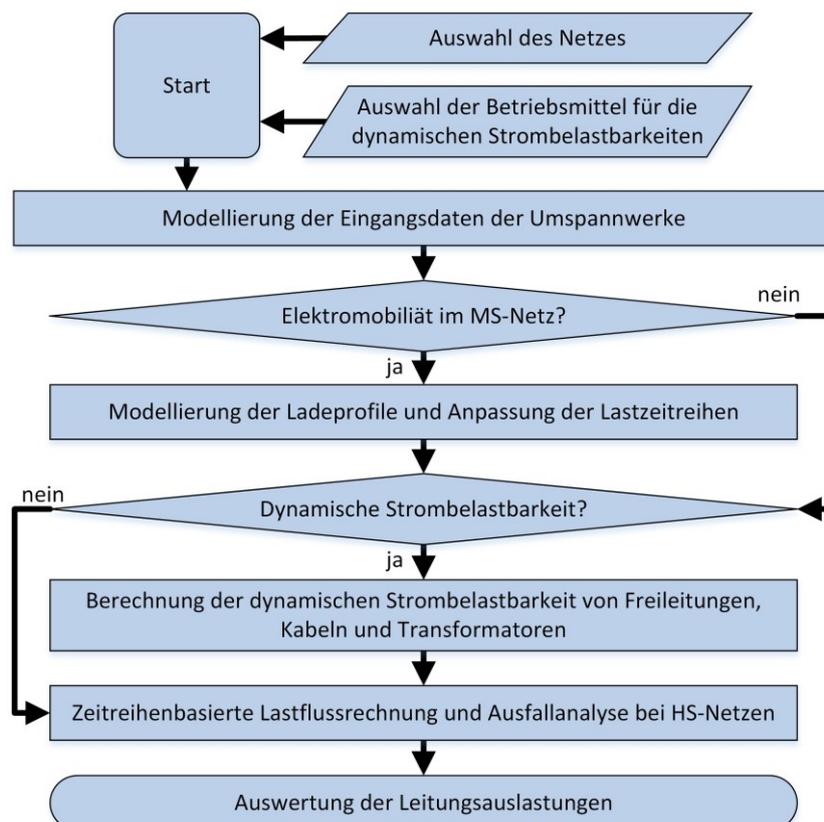


Abbildung 3.5-10 Simulationsablauf für den Einsatz der dynamischen Strombelastbarkeit von Freileitungen Kabeln und Transformatoren

3.5.4 Simulationsauswertung und Bewertung der Potenziale

Die entwickelte Methode wird im Rahmen einer Studie an den modellierten 20 kV und 110 kV-Verteilnetzen angewendet, um die Potenziale der dynamischen Strombelastbarkeit zu analysieren.

Die Abbildung 3.5-11 und Abbildung 3.5-13 zeigen die Leitungsauslastungen als Boxplots für die 10 am stärksten ausgelasteten Leitungen für die jeweiligen MS-Netze ohne Berücksichtigung der Elektromobilität. Die linken Boxplots zeigen die Leitungsauslastungen der Kabel unter Anwendung der Nennstrombelastbarkeiten. Die Boxplots auf der rechten Seite zeigen die Ergebnisse, wenn die dynamischen Strombelastbarkeiten verwendet werden. Die Abbildung 3.5-12 und Abbildung 3.5-14 zeigen auch die Leitungsauslastungen für die Nennstrombelastbarkeit und die dynamische Strombelastbarkeit unter Berücksichtigung der Elektromobilität als neuen, zusätzlichen Verbraucher.

Die Ergebnisse für Netz A, dem lastgeprägten MS-Netz, zeigen, dass die Übertragungskapazität durch die Nutzung der dynamischen Strombelastbarkeiten zu vielen Zeitpunkten erhöht werden kann, ohne die Kabel zu beschädigen. Darüber hinaus sinkt auch die durchschnittliche Leitungsauslastung im Netz, was durch den niedrigeren Mittelwert der Boxplots zum Ausdruck kommt. Bei einigen Leitungen steigt die maximale Auslastung an, was darauf zurückzuführen ist, dass diese Auslastungen häufiger im Sommer auftreten. Aufgrund der hohen Umgebungstemperatur im Sommer sinkt die mögliche Strombelastbarkeit gemäß Abbildung 3.5-7 unter 1 pu. Die Belastung wird also höher, da die Bezugsgröße für die Berechnung der Belastung der maximal zulässige Nennstrom ist. Kommen nun neuen Verbraucher wie die Elektromobilität hinzu, erhöht sich die Auslastung für alle Leitungen unterschiedlich, da an manchen Umspannwerken mehr Elektrofahrzeuge als an anderen angeschlossen sind. Die Ergebnisse für Netz A zeigen, dass noch mehr Elektrofahrzeuge und neue Verbraucher angeschlossen werden können, ohne dass es zu Überlastungen kommt. Darüber hinaus ist eine Reduzierung der Auslastung aufgrund der dynamischen Strombelastbarkeiten möglich, jedoch nicht zu allen Zeitpunkten im Jahr.

Die Ergebnisse für Netz B bestätigen die Aussagen für Netz A. Die dynamischen Strombelastbarkeiten reduzieren die Auslastung zu den meisten Zeiten. Diese ist jedoch größer, da die hohen Auslastungen durch die Winderzeugung, vor allem im Winter, verursacht werden und hier höhere Strombelastbarkeiten durch die Kühlung des kälteren Erdbodens möglich sind. Außerdem erhöht die Elektromobilität die Auslastung der Kabel. Diese ist jedoch geringer als bei Netz A, da die lokalen Erzeugungsanlagen nun hauptsächlich die Elektrofahrzeuge laden und somit weniger Energie zum Hochspannungsnetz transportiert werden muss.

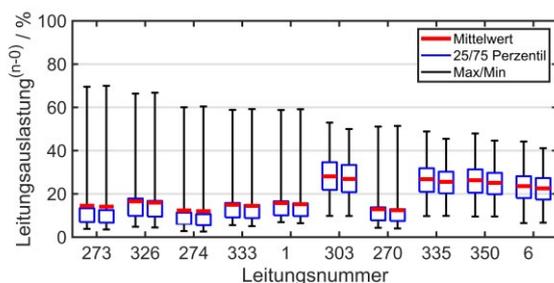


Abbildung 3.5-11 Vergleich der Leitungsauslastung von MS-Netz A mit Nennstrombelastbarkeit (links) und mit dynamischer Strombelastbarkeit (rechts)

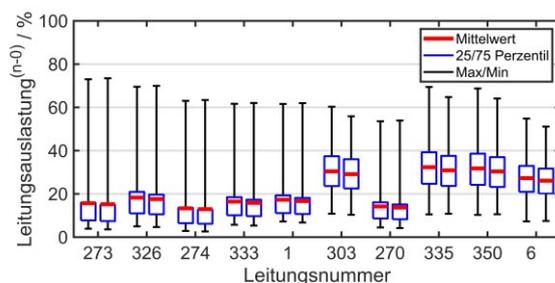


Abbildung 3.5-12 Vergleich der Leitungsauslastung von MS-Netz A mit Nennstrombelastbarkeit (links) und mit dynamischer Strombelastbarkeit (rechts) mit Berücksichtigung der Elektromobilität

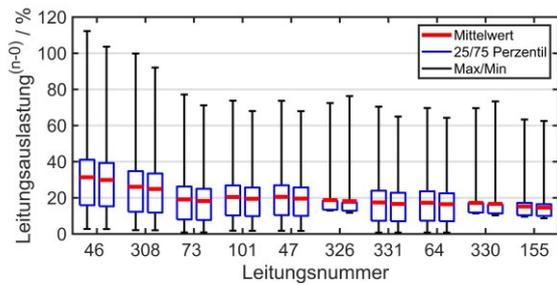


Abbildung 3.5-13 Vergleich der Leitungsauslastung von MS-Netz B mit Nennstrombelastbarkeit (links) und mit dynamischer Strombelastbarkeit (rechts)

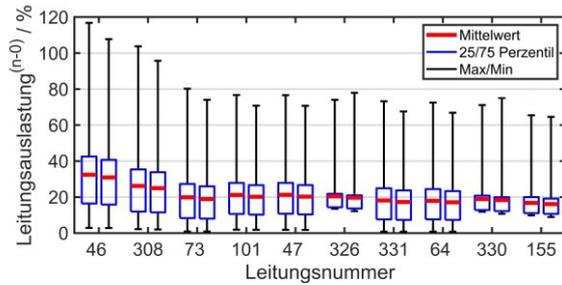


Abbildung 3.5-14 Vergleich der Leitungsauslastung von MS-Netz B mit Nennstrombelastbarkeit (links) und mit dynamischer Strombelastbarkeit (rechts) mit Berücksichtigung der Elektromobilität

Im untersuchten HS-Netz sind aktuell keine Kabel vorhanden. Deswegen sind für die Studie die 10 am stärksten ausgelasteten Freileitungen durch Kabel mit einer Nennstrombelastbarkeit von 610 A ersetzt worden, um das Potenzial der dynamischen Strombelastbarkeiten für Kabel bestimmen zu können. Eventuell notwendige Kompensationsanlagen für den erhöhten Blindleistungsbedarf sind bei dieser Arbeit nicht untersucht worden. Die Abbildung 3.5-15 zeigt die Leitungsauslastungen als Boxplots im (n-1)-Zustand des 110 kV-Netzes für die 10 am stärksten ausgelasteten Freileitungen ohne und mit Berücksichtigung von dynamischen Strombelastbarkeiten. Das gleiche ist in der Abbildung 3.5-16 für dieselben Leitungen, die nun Kabel sind, dargestellt.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Übertragungskapazität bei der Verwendung von Kabeln anstatt von Freileitungen gesteigert werden kann. Dies liegt daran, dass die Nennstrombelastbarkeit bei einigen Freileitungen kleiner als 610 A ist. Bei der Nutzung der dynamischen Strombelastbarkeiten kann die Übertragungskapazität zu vielen Zeitpunkten erhöht werden kann, ohne die Kabel zu beschädigen. Darüber hinaus sinkt auch die durchschnittliche Leitungsauslastung im Netz, was durch den niedrigeren Mittelwert der Boxplots zum Ausdruck kommt. Da bei den HS-Kabel im Vergleich zu den MS-Kabeln die Strombelastbarkeit nur zu sehr wenigen Zeitpunkten unter 1 pu fällt, steigen die Auslastungen der Kabel kaum an. Bei den Freileitungen hingegen zeigt sich, dass die Übertragungskapazität um bis zu 70 % erhöht werden kann, ohne dass die mechanische Stabilität der Leiter gefährdet und der maximale Durchhang überschritten wird. Somit ist das Potenzial zur Steigerung der Übertragungskapazität bei Freileitungen deutlich höher als bei Kabeln.

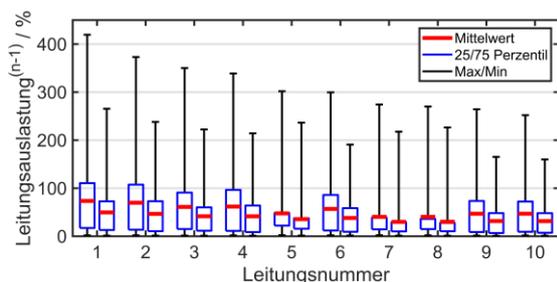


Abbildung 3.5-15 Vergleich der Leitungsauslastung im (n-1)-Fall für Freileitungen mit Nennstrombelastbarkeit (links) und dynamischer Strombelastbarkeit (rechts) im HS-Netz

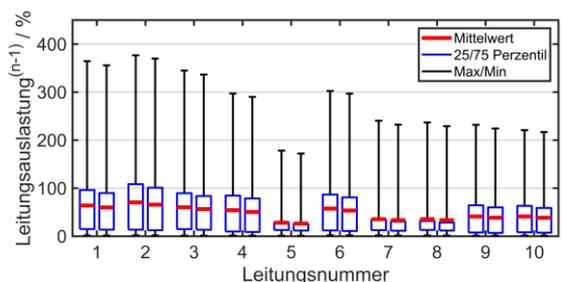


Abbildung 3.5-16 Vergleich der Leitungsauslastung im (n-1)-Fall für Kabel mit Nennstrombelastbarkeit (links) und dynamischer Strombelastbarkeit (rechts) im HS-Netz

Die Abbildung 3.5-17 zeigt die Trafoauslastungen im (n-1)-Fall als Boxplots für neun ausgewählte HS/MS-Transformatoren in neun unterschiedlichen Umspannwerken. Die linken Boxplots in den Abbildungen zeigen die Trafoauslastungen unter Anwendung der Nennbelastbarkeiten. Die Boxplots auf der rechten Seite zeigen die Ergebnisse, wenn die dynamischen Strombelastbarkeiten verwendet werden. Die Transformatoren 1 und 2 schließen direkt einen PV- bzw. Windpark an das HS-Netz an. Die restlichen Transformatoren stehen in Umspannwerken mit je zwei Transformatoren mit gleicher Nennleistung, wobei im (n-1)-Fall einer der beiden Transformatoren die komplette Last übernimmt. Die Ergebnisse zeigen, dass die Übertragungskapazität von Transformatoren bei Anwendung der dynamischen Strombelastbarkeiten um bis zu 25 % gesteigert werden kann. Die Reduzierung der Auslastung ist vor allem bei den HS/MS-Transformatoren 3 bis 6 relativ hoch. Diese Transformatoren stehen in Regionen, in denen ein hoher Zubau an Windkraftanlagen geplant ist. Da die Winderzeugung vor allem im Winter höher ist und die Temperaturen niedrig sind, sind hier höhere Strombelastbarkeiten durch die zusätzliche Kühlung möglich. Hierdurch können bei einem Ausbau der Umspannwerke Transformatoren eingespart werden.

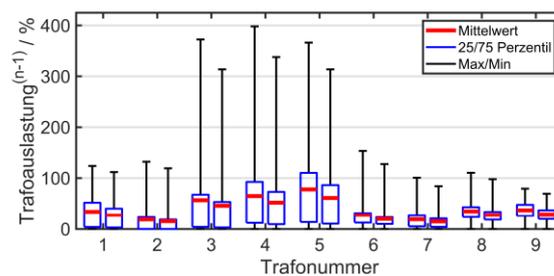


Abbildung 3.5-17 Vergleich der Auslastung von HS/MS-Transformatoren mit Nennbelastbarkeit (links) und mit dynamischer Strombelastbarkeit (rechts)

In der Abbildung 3.5-18 sind die Trafoauslastungen im Normalzustand für 9 ausgewählte Ortsnetztransformatoren ohne Berücksichtigung der Elektromobilität zu sehen. In der Abbildung 3.5-19 sind die Auslastungen derselben Ortsnetztransformatoren mit Berücksichtigung der Elektromobilität zu sehen. Die linken Boxplots in den Abbildungen zeigen die Trafoauslastungen unter Anwendung der Nennbelastbarkeiten. Die Boxplots auf der rechten Seite zeigen die Ergebnisse, wenn die dynamischen Strombelastbarkeiten verwendet werden. Die Ergebnisse zeigen, dass die Übertragungskapazität von Ortsnetztransformatoren bei Anwendung der dynamischen Strombelastbarkeiten ebenfalls um bis zu 25 % gesteigert werden kann. Zudem ist eine deutlich höhere Auslastung durch die Zunahme der Elektromobilität zu erkennen, die in Zukunft noch weiter ansteigen wird, wenn weitere Lasten wie Wärmepumpen im NS-Netz installiert werden.

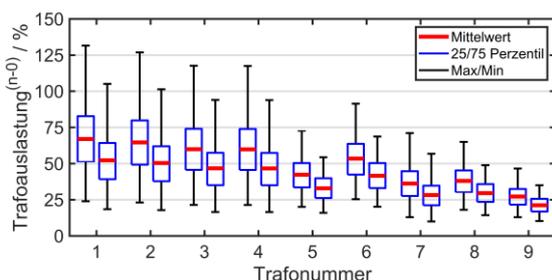


Abbildung 3.5-18 Vergleich der Auslastung von Ortsnetztransformatoren mit Nennbelastbarkeit (links) und mit dynamischer Strombelastbarkeit (rechts)

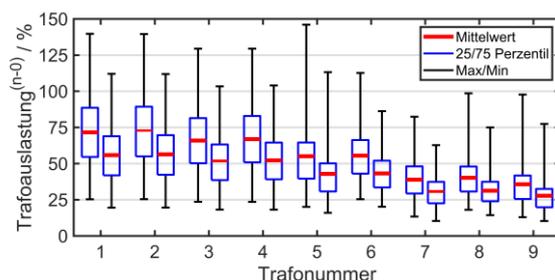


Abbildung 3.5-19 Vergleich der Auslastung von Ortsnetztransformatoren mit Nennbelastbarkeit (links) und mit dynamischer Strombelastbarkeit (rechts) mit Berücksichtigung der Elektromobilität

Zusammenfassend konnte anhand der ermittelten Ergebnisse der Studie festgestellt werden, dass die Übertragungskapazität des Verteilnetzes durch die Verwendung der dynamischen Strombelastbarkeiten erhöht werden kann. Hierbei wird bei den Freileitungen und den Transformatoren weder die mechanische Stabilität noch das Isolationsmedium gefährdet. Das Potenzial zur Steigerung der Übertragungskapazität beträgt bei Freileitungen bis zu 70 %, bei Transformatoren bis zu 25 % und bei HS- und MS-Kabeln nur bis zu 6 %. Daher kann die bestehende Netzinfrastruktur, vor allem die Transformatoren und Freileitungen, effizienter genutzt werden, was den Bedarf an Netzverstärkungen deutlich reduzieren kann. So ist je nach Netz ein um bis zu 60 % reduzierter Freileitungsausbau möglich [39]. Zudem ist beim Zubau von Transformatoren in den HS/MS-Umspannwerken ein Verzicht auf einen zusätzlichen Transformator möglich, womit hohe Kosten für den Transformator sowie die zusätzliche Schutz- und Messtechnik für diesen eingespart werden können. In Ortsnetzstationen kann auf einen Transformator mit einer höheren Übertragungsleistung teils verzichtet werden. Darüber hinaus kann ein erweitertes Netzintegrationspotenzial von EE und Elektromobilität durch die Nutzung der dynamischen Strombelastbarkeit erreicht werden und folglich eine zusätzliche Netzaufnahmekapazität für EE und Elektromobilität ermöglicht werden. Bei Kabeln ist jedoch eine differenzierte Betrachtung jeder einzelnen Leitung notwendig, da es hier nicht nur ein Potential zur Steigerung der Übertragungskapazität gibt, sondern auch die maximale Auslastung zu bestimmten Zeitpunkten durch zu warme Erdoberflächentemperaturen steigen können. Zusätzlich können neue Lasten sowie Einspeisung aus PV-Anlagen aufgrund der Korrelation zwischen hoher Sonneneinstrahlung und der Lufttemperatur zu einer Erhöhung der Auslastung zu diesen Zeitpunkten führen.

3.6 Erkenntniskatalog

Für die untersuchten Themenbereiche werden im Folgenden die Erkenntnisse des Forschungsprojekts stichpunktartig aufgeführt.

Thermische Modellierung von Transformatoren:

- Das Sammeln von Heißpunkttemperaturmessdaten mittels fiber-optischen Sensoren und erhöhter Last sind besonders wichtig, aber in Deutschland erschwert zu bekommen, da die Leistungstransformatoren auf Grund der Einhaltung des (n-1)-Kriteriums im Allgemeinen nur schwach ausgelastet sind.
- Der Heißpunktfaktor verändert sich bei Ortsnetztransformatoren mit der Temperatur und entspricht aber im Mittel den Angaben aus der IEC 60076-7.
- Bei einer Parametrierung der thermischen Modelle im Betrieb anhand ausreichender Messdaten bei hoher Auslastung verfügen alle untersuchten Modelle eine Genauigkeit von RSME 4 K.
- Für die Anwendung in einem Monitoring System ist der differentielle Berechnungsansatz zu empfehlen.
- Der Einfluss der zusätzlichen Erwärmung durch solare Einstrahlung ist zu vernachlässigen.

Thermische Modellierung der Kabelmuffe:

- Ein zusätzliches Vergraben der Kabelmuffe zur Vermessung des thermischen Verhaltens der Muffe wurde verworfen, da dies keine Auswirkung auf die Charakterisierung der Muffe hat.
- Sowohl mit dem FEM-Modell in Comsol als auch mit dem diskreten thermischen Netzwerkmodell in LTSpice konnte eine Genauigkeit von ± 3 K erreicht werden, wodurch sich das FEM-Modell für die lastabhängige Temperaturvorhersage eignet.
- Besonders die Modellierung der resistiven Verbinderverluste hat sich als ein relevanter Faktor für eine genauere Abbildung des thermischen Verhaltens herausgestellt.
- Für eine passende Skalierung der Verluste ist optimalerweise eine zusätzliche Qualifizierung durchzuführen.

Entwicklung einer intelligenten Kabelmuffe:

- Bei der Untersuchung, Auswahl und Entwicklung geeigneter Sensorik für die Integration in eine Kabelmuffe zur sinnvollen Teilentladungs- und Temperaturüberwachung hat sich die Verwendung von einer eigens angepassten HFCT für die Teilentladungsmessung und die Verwendung von Typ-K Temperatursensoren als ausreichend genau herausgestellt.
- Die notwendige Sensorik kann in die Kabelmuffe integriert werden.
- Ein modulares, autarkes und eigenständiges Gesamtkonzept bestehend aus der intelligenten Kabelmuffe, Energieversorgung und Monitoringeinheit konnte basierend auf einem bestehenden Muffendesign erfolgreich implementiert werden.
- Die Kabelmuffe mit integrierten Sensoren und den dafür nötigen Ausleitungen konnte nach normativen Vorgaben qualifiziert werden. Die Elektronik des Monitoringsystems zeigte sich bei den durchgeführten Prüfungen bis auf einen Ausfall der TE-Messung nach der Blitzstoßbeanspruchung als robust.
- Der Beitrag des Kabelmuffenmonitorings zur Überlastbarkeit einer gesamten Kabelstrecke ist differenziert und anwendungsspezifisch zu betrachten. Weitere Untersuchungen sind hierzu notwendig.

Entwicklung eines Monitoring System:

- Temperatur-, Strom-, und Teilentladungsmesstechnik wurde in ein für Transformatoren und Kabelmuffen geeignetes System integriert.
- Es wurde ein System für die Kommunikation von Messwerten und ein Backendsystem mit API, Datenbank, und Authentifizierung entwickelt.
- Die Visualisierung wurde in Kooperation mit den Projektpartnern entwickelt und auf die effektive Darstellung von Rohdaten fokussiert.
- Das Muffenmonitoring wurde in Kooperation mit dem Projektpartner Pfisterer in mehreren Normtests erfolgreich geprüft.
- Ein Projekt für die prototypische Anwendung des Systems in einer realen Kabelstrecke befindet sich in der Entwicklungsphase.

Untersuchung der Auswirkung auf die Netzplanung:

- Die Übertragungskapazität des Verteilnetzes, vor allem der Komponenten Freileitung und Transformator, kann durch die Verwendung der dynamischen Strombelastbarkeiten erhöht werden, ohne dabei die mechanische Stabilität und das Isolationsmedium zu gefährden.
- Das Potenzial zur Steigerung der Übertragungskapazität beträgt bei Freileitungen bis zu 70 % und bei Transformatoren bis zu 25 %.
- Bestehende Freileitungen und Transformatoren können effizienter genutzt werden, was den Bedarf an Netzverstärkungen deutlich reduzieren kann. So ist je nach Netz ein um bis zu 60 % reduzierten Freileitungsausbau möglich. Zudem ist beim Zubau von Transformatoren in den HS/MS-Umspannwerken ein Verzicht auf einen zusätzlichen Transformator möglich. In Ortsnetzstationen kann auf einen Transformator mit höherer Übertragungsleistung teils verzichtet werden.
- Bei Kabeln gibt es nicht nur ein Potential zur Steigerung der Übertragungskapazität. Hier kann die maximale Kabelauslastung auch zu bestimmten Zeitpunkten durch zu warme Erdoberflächentemperaturen steigen. Dies erfordert eine gesonderte Betrachtung für jedes Kabel.
- Durch die Nutzung der dynamischen Strombelastbarkeit kann ein erweitertes Netzintegrationspotenzial von EE, vor allem von Windkraftanlagen, erreicht werden, da Kühlungseffekte bei den Betriebsmitteln mit einer erhöhten Einspeisung einhergehen. Auch mehr zusätzliche Verbraucher wie Elektrofahrzeugen können ohne Ausbau integriert werden.
- Das entwickelte Monitoringkonzept kann die Zuverlässigkeit des gesamten Systems erhöhen, um Ausfälle zu vermeiden und um notwendige Wartungsarbeiten zu optimieren.

4 Eingehende Darstellung

In diesem Kapitel erfolgen eine Erläuterung der Notwendigkeit und Angemessenheit (Abschnitt 4.1) sowie des voraussichtlichen Nutzens (Abschnitt 4.2) der geleisteten Arbeiten. Darüber hinaus werden die erfolgten Veröffentlichungen des Projekts (Abschnitt 4.3) dargestellt.

4.1 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Durch den aktuell und zukünftigen starken Hochlauf von dezentralen Erzeugungsanlagen und neuer Verbraucher, gewinnt das Projekt ZÜbReNe zunehmend an Relevanz und die gesammelten Erkenntnisse werden zum Gelingen der Energiewende beitragen. Denn durch das stark fluktuierende Erzeugungsprofil der EE-Anlagen kommt es immer häufiger zur Erhöhung der Belastung von Netzbetriebsmitteln. Dies kann eine verminderte Lebensdauer zur Folge haben und damit zum frühzeitigen und kostspieligen Austausch von Betriebsmitteln führen. Zudem bringen Abschaltungen oder eine dauerhaft geringe Kapazitätsauslastung auch schwerwiegende ökonomische Konsequenzen mit sich. So entstehen durch den Einsatz von Gegenmaßnahmen in Form von Einspeisemanagement und Redispatching zusätzliche Kosten in Milliardenhöhe, wodurch es zu einer Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit der Energiewende aus volkswirtschaftlicher Sicht führt. Deswegen erfolgt in ZÜbReNe eine ganzheitliche Bewertung der fokussierten neuen Entwicklungen im Bereich des Komponentenmonitorings, um die Netze stärker auslasten und zuverlässiger betreiben zu können. Hierdurch sollen auch die Kosten für das Redispatching und Einspeisemanagement gesenkt werden.

In ZÜbReNe wurden daher komplexe fachliche und technische Fragestellungen untersucht und neue Anwendungslösungen geschaffen. Der Einsatz verschiedener Technologien und innovativer Komponenten war dabei sowohl konzeptionell als auch softwaretechnisch anspruchsvoll und mit Unwägbarkeiten behaftet. Dies führte dann zu einer Verlängerung des Projekts um sechs Monate, um die anspruchsvollen Ziele zu erreichen. Gleichzeitig ist festzustellen, dass die Partner nicht allein in der Lage gewesen wären, dieses Vorhaben durchzuführen, weder aus finanztechnischen Gründen noch im Hinblick auf das erforderliche Fachwissen sowie der erforderlichen Infrastruktur.

Aufgrund dieser Erfordernisse, Risiken und des erheblichen Investitionsbedarfs war eine finanzielle Zuwendung notwendig, damit die Antragsteller das Vorhaben durchführen konnten. Die geschaffenen Lösungen tragen zum Gelingen der Energiewende bei, weswegen die geleistete Arbeit im Projekt notwendig und somit die Förderung angemessen war.

4.2 Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse

Bei den beteiligten Konsortialpartnern konnten durch ZÜbReNe viele wertvolle Erkenntnisse gesammelt werden. Die Erkenntnisse fließen in produktive Umsetzungen wie den Monitoringsystemen für Transformatoren und Kabelmuffen für höhere Spannungsebenen sowie bei HGÜ-Strecken mit ein. Aus den gewonnenen Erkenntnissen bei den Tests der Monitoringsysteme lassen sich Vorschläge zur Verbesserung der Standardisierung sowie in der Gerätetechnik bei Herstellern herleiten. Auch die entwickelten thermischen Modelle der Transformatoren und Kabelmuffen sorgen für Erfahrungswerte, die sowohl für die Hersteller von Betriebsmitteln und Monitoringsystemen bei der Entwicklung neuer Produkte wie auch Netzbetreiber bei der Planung und Betrieb hilfreich sein können.

Auf Seiten der Universität werden die Ergebnisse der erfolgten industrie- und umsetzungsnahen Forschung zudem in die Lehre, d.h. insb. Vorlesungen und Abschlussarbeiten, sowie in weiteren Forschungsaktivitäten integriert.

Der Austausch mit anderen Projekten oder Vertretern der Branche war ZÜbReNe auch während der Projektlaufzeit wichtig. Zusätzlich wurden zahlreiche wissenschaftliche Publikationen auf Fachkonferenzen eingebracht und präsentiert. Auf Basis der vielen Fragen nach den Vorträgen ist davon auszugehen, dass die Ergebnisse in der Branche großen Andrang finden und auch in anderen Projekten genutzt werden können. Weiterhin ist geplant, die Konzepte und Erkenntnisse in Fachgremien einzubringen, um die Erkenntnisse und Ergebnisse aus dem Projekt in reale Anwendungen zu überführen. Dementsprechend sind Weiterentwicklungen der untersuchten Punkte auch jenseits des Projektkonsortiums zu erwarten.

4.3 Erfolgte Veröffentlichungen

Während der Projektlaufzeit entstanden diverse Publikationen, Fachartikel und wissenschaftliche Arbeiten, die im Folgenden gelistet werden.

Monat/Jahr	Fachzeitschrift, Konferenz	Titel	Autoren
11/2020	VDE Hochspannungstechnik	Evaluation of the Frequency Information Contained in PD Signals for Localization in Power Cable Monitoring	D. Passow, J. Hohloch, M. Siegel
11/2020	VDE Hochspannungstechnik	Inductive Energy Harvesting for the Monitoring of Power Cable Systems	C. Kattmann, D. Passow, M. Beltle, S. Tenbohlen
11/2020	VDE Hochspannungstechnik	Numerische Untersuchungen des Einflusses von Betriebsparametern auf den Heißpunktfaktor einer Scheibenwicklung mittels CFD	S. Khandan, S. Tenbohlen
12/2020	IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation	Bandwidth and Detection Sensitivity Analysis of Integrated Capacitive PD Sensors for Pre-Molded Cable Joints	D. Passow, M. Beltle, S. Tenbohlen
09/2021	CIREN	Weather-dependent Current Ratings of Overhead Lines in the probabilistic Distribution Grid Planning	M. Miller, K. Rudion N. Nägele, J. Schnaars
10/2021	Cigré - International Conference on Condition Monitoring, Diagnosis and Maintenance	Performance assessment of top-oil temperature models for overload capability estimation in online monitoring purposes	M. Gerber, M. Beltle, S. Tenbohlen

01/2022	e & i Elektrotechnik und Informationstechnik	Untersuchung der thermischen Überlastbarkeit von Leistungstransformatoren	S. Khandan, M. Gerber, S. Tenbohlen
05/2022	Stuttgarter Hochspannungssymposium	Thermische Modellierung von Leistungstransformatoren anhand einer Heißpunkttemperaturmessung	M. Gerber, S. Tenbohlen, N. Majer, T. Lainck
05/2022	Stuttgarter Hochspannungssymposium	Kabelmuffen mit integrierter TE- und Temperatursensorik für eine autarke Zustandsüberwachung	D. Passow, M. Beltle, S. Tenbohlen, M. Heckel, L. Höfer, J. Hohloch, C. Kattmann, M. Siegel
11/2022	VDE Hochspannungstechnik	Monitoring von Heißpunkttemperaturen zur Überlastabschätzung bei Leistungstransformatoren	M. Gerber, S. Tenbohlen, N. Majer, T. Lainck
11/2022	VDE Hochspannungstechnik	Validation of a PD Monitoring System for Power Cables by Evaluating Joints with Defined Assembly Defects	D. Passow, M. Beltle, S. Tenbohlen, M. Heckel, L. Höfer, J. Hohloch, C. Kattmann, M. Siegel
11/2022	MEDPOWER	Optimal Medium Voltage Grid Planning under Consideration of Dynamic Current Ratings of Underground Cables and E-Mobility	M. Miller, P. Burkhardt, K. Rudion, H. Nägele
05/2023	ETG Kongress	Optimale Planung von Verteilnetzen bei Anwendung von dynamischen Strombelastbarkeiten von Kabeln und Transformatoren	M. Miller, K. Rudion, H. Nägele, A. Großhans
09/2023	International Symposium on High Voltage Engineering - ISH	Investigation of the influence of solar radiation on the thermal modeling of power transformers	M. Gerber, M. Sauter, M. Beltle, S. Tenbohlen

5 Fazit und Ausblick

5.1 Fazit

Das Projekt ZÜbReNe konnte im Bereich der Überlastbarkeit von Betriebsmitteln im Netz der Energiewende erfolgreich Methoden zur Abschätzung des Überlastpotenzials für die Anwendung in einem Monitoringsystem für Leistungstransformatoren und Kabelmuffen erarbeiten und deren Stärken und Schwächen validieren. Dabei wurde erfolgreich mit den Industriepartnern ein Prototyp für ein thermisches Monitoringsystem für die Kabelmuffe erarbeitet. Des Weiteren konnten die Ergebnisse der Überlastpotentiale auch erfolgreich in der Netzplanung berücksichtigt werden. Dafür sind die folgenden Erkenntnisse berücksichtigt worden und fließen auch in die Weiterentwicklung mit ein.

Thermische Modellierung von Transformatoren: Bei der Untersuchung verschiedener thermischer Modelle durch die Universität Stuttgart und der späteren Auswahl für die Verwendung in einem Monitoringsystem haben sich die ausgewählten Normmodelle der IEC 60076-7 und der IEEE C57.91 Clause 7 unter der Voraussetzung einer erfolgreichen Parametrierung als ausreichend genau herausgestellt. Für eine Parametrierung der Normmodelle anhand von Messdaten des sich in Betrieb befindenden Transformators sind dabei aussagekräftige Messdaten mit erhöhter Last und voller Kühlleistung notwendig. Dabei ist nicht nur die Menge der Messdaten für eine ausreichend genaue Parametrierung, sondern insbesondere auch Messdaten, die bei höheren Belastungen aufgenommen werden, relevant. Diese Daten können bei Neutransformatoren zukünftig auch durch einen erweiterten Wärmelauf gemäß IEC60076-7 Anhang G ermittelt werden. Die Berücksichtigung der solaren Einstrahlung hat sich bei der Untersuchung von weiteren Umgebungsparametern als nicht notwendig herausgestellt.

Thermische Modellierung der Kabelmuffe: Bei der Untersuchung des thermischen Verhaltens anhand eines diskreten thermischen Netzwerkmodells und der anschließenden Vereinfachung für die Anwendung in einem Monitoringsystem mit einem FEM-Modell durch die Universität Stuttgart haben sich beide Modellierungsvarianten bei einer Erwärmungsprüfung als ausreichend genau herausgestellt und sind somit für eine lastabhängige Temperaturvorhersage und somit für die Bewertung des Überlastverhaltens geeignet. Hierbei hat sich die besonders die Modellierung der resistiven Verbinderverluste als ein wichtiger Faktor für eine genaue Modellierung herausgestellt. Für eine passende Skalierung der Verluste für weitere Muffen ist optimalerweise eine zusätzliche Qualifizierung notwendig.

Entwicklung einer intelligenten Kabelmuffe: Die Projektpartner Pfisterer und BSS Hochspannungstechnik haben erfolgreich eine geeignete Sensorik für die Integration in eine Kabelmuffe zur sinnvollen Teilentladungs- und Temperaturüberwachung entwickelt. Eine eigens angepasste HFCT wurde für die Teilentladungsmessung verwendet und Typ-K Temperatursensoren wurden als geeignet herausgestellt. Die Integration der Sensorik in die Kabelmuffe und deren Implementierung in ein modulares, autarkes und eigenständiges Gesamtkonzept bestehend aus der intelligenten Kabelmuffe, Energieversorgung und Monitoringeinheit konnte somit erfolgreich umgesetzt werden. Sämtliche Prüfungen wurden bestanden, insbesondere der Nachweis der Dichtigkeit und die Schirmspannungsprüfung. Die Elektronik des Monitoringsystems zeigte sich bis auf einen Ausfall der TE-Messung nach der Blitzstoßbeanspruchung als robust. Zusammenfassend hat das

Projekt erfolgreich die Zielsetzung erreicht und bietet eine vielversprechende Lösung für das Muffenmonitoring.

Entwicklung eines Monitoring System: Im Rahmen des Projektes konnte die BSS Hochspannungstechnik als Projektpartner erfolgreich die Integration von Temperatur-, Strom- und Teilentladungsmesstechnik in ein System für Transformatoren und Kabelmuffen abgeschlossen werden. Ein System für die Kommunikation von Messwerten und ein Backendsystem mit API, Datenbank und Authentifizierung wurden ebenfalls entwickelt. Die Visualisierung wurde in Zusammenarbeit mit den Projektpartnern entwickelt und auf die effektive Darstellung von Rohdaten fokussiert. Das Muffenmonitoring wurde in Kooperation mit dem Projektpartner Pfisterer in mehreren Normtests erfolgreich geprüft. Ein Projekt für die prototypische Anwendung des Systems in einer realen Kabelstrecke befindet sich in der Entwicklungsphase. Zusammenfassend hat das Projekt erfolgreich die Zielsetzung erreicht und bietet eine vielversprechende Lösung für das Muffenmonitoring.

Untersuchung der Auswirkung auf die Netzplanung: Im Rahmen des Projektes erfolgte die Bestimmung und Anwendung der dynamischen Strombelastbarkeit von Freileitungen, Kabeln und Transformatoren in der zeitreihenbasierten Verteilnetzplanung. Zur Ermittlung der Strombelastbarkeit ist ein Klimamodell und ein thermisches Modell der Betriebsmittel verwendet worden. Zudem erfolgte die Modellierung der Zeitreihen für ein zukünftiges Ausbauszenario von erneuerbaren Energien und Elektrofahrzeugen. So zeigen die Ergebnisse, dass die Übertragungskapazität des Verteilnetzes durch die Verwendung der dynamischen Strombelastbarkeiten erhöht werden kann. Hierbei wird bei den Freileitungen, Kabeln und Transformatoren weder die mechanische Stabilität noch das Isolationsmedium gefährdet. Daher kann die bestehende Netzinfrastruktur effizienter genutzt werden, was den Bedarf an Netzverstärkungen reduziert und begrenzt. Zudem können mehr EE-Anlagen, Elektrofahrzeuge und weitere Verbraucher bei Anwendung der dynamischen Strombelastbarkeit ins Netz integriert werden, bevor ein Netzausbau notwendig wird.

5.2 Ausblick

Die Erkenntnisse der Untersuchung der thermischen Modelle haben ergeben, dass es für die Bewertung der Modellierung hilfreich ist eine Metrik für die Qualität der Parametrierung der thermischen Modelle mit Messdaten im Betrieb zu entwickeln. Eine solche Metrik würde es ermöglichen, die Qualität der Parametrierung zu bewerten und gegebenenfalls diese zu verbessern. Dadurch könnte eine Bewertung der Überlastbarkeitsprognose abgegeben werden und soll daher in weiteren Untersuchungen an der Universität Stuttgart erforscht werden.

Im Bereich der thermischen Modellierung der Kabelmuffe hat sich durch die Untersuchung der Verbinderverluste herausgestellt, dass diese maßgeblich das thermische Verhalten beeinflussen. Weitere Untersuchungen zu der Veränderung der Verbinderverluste bei der Verwendung von Muffen mit einem anderen Rating sollten daher untersucht werden, um das thermische Muffenmodell noch weiter zu verallgemeinern.

Für die Weiterentwicklung der intelligenten Kabelmuffe sind nach der Entwicklung des Prototypen noch weitere Feldtests und Messungen des Muffenmonitoringsystems im Betrieb notwendig. Dabei soll auch die Kommunikation des Systems weiter getestet werden. Zu diesem Zweck soll in einem Reallabor das komplette Monitoringsystems an Transformatoren und Kabelmuffen für mindestens 12

Monate unter realen Bedingungen getestet werden. Dabei sollen auch eine oder mehrere der intelligenten Muffen im Netz installiert werden, um mit dieser Technologie Felderfahrungen zu sammeln und einer wirtschaftlichen Umsetzung näher zu kommen.

In weiteren Studien kann der Einfluss des weiteren Ausbaus von EE und neuen Verbrauchern wie Elektromobilität und Wärmepumpen auf das möglicherweise nicht mehr einzuhaltende Spannungsband in der Mittelspannung bewertet werden. In diesem Fall müssen geeignete Maßnahmen wie Netzausbau, Spitzenkappung von EE oder Blindleistungskompensation in Betracht gezogen werden. Zudem kann das Verfahren auch auf das Übertragungsnetz angewendet werden, um die hier auftretenden hohen Ausbaukosten zu reduzieren. Darüber hinaus können die thermischen Modelle erweitert werden, um diese in der kurativen Netzführung für eine optimale Betriebsmittelauslastung und somit zur Steigerung der Übertragungskapazität einzusetzen. Hierdurch können die Auswirkungen eines möglichen Einsatzes des Komponentenmonitorings für den Netzbetrieb auf alle Betriebsmittel übertragen und bewertet werden, um bevorzugte Installationsorte für das Monitoringsystem zu finden.

6 Literaturverzeichnis

- [1] „IEC 60076-7: Leistungstransformatoren - Part 7: Leitfadens für die Belastung von mineralölgefüllten Leistungstransformatoren,“ *International Electrotechnical Commission*, 2016.
- [2] „IEC 60287: Electric cable – Calculation of the current rating“.
- [3] J. Lapworth, P. Pichler, J. Channet und et al., „CIRGé brochure 659: Transformer thermal modelling,“ CIGRÉ Working Group A2.38, Tech. Rep., 2016.
- [4] "IEEE C57.91: IEEE Guide for Loading Mineral-Oil- Immersed Transformers," *American National Standard*, 2011.
- [5] D. Susa, M. Lehtonen and H. Nordman, "Dynamic thermal modelling of power transformers," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, pp. 197-204, 2005.
- [6] M. Gerber, S. Tenbohlen, N. Majer und T. Lainck, „Monitoring von Heißpunkttemperaturen zur Überlastabschätzung,“ in *VDE Hochspannungstechnik*, Berlin, 2022.
- [7] P. Ineichen and R. Perez, "A new air mass independent formulation for the Linke turbidity coefficient," *Solar Energy*, vol. 73, pp. 151-157, 2002.
- [8] M. Gerber, M. Sauter und S. Tenbohlen, „Investigation of the influence of the solar radiation on the thermal modeling of power transformers,“ in *23rd International Symposium on High Voltage Engineering*, Glasgow, 2023.
- [9] J. Stegner, Bestimmung thermischer Materialkennwerte von Erdkabelbettungen, Darmstadt, 2016.
- [10] C. Balzer, Calculation of ampacity ratings of power cable systems by the use of thermal quadrupoles under consideration of soil properties, Darmstadt, 2020.
- [11] H. Brakelmann, J. Stammen und V. Waschk, „A new backfill material with an extreme high thermal conductivity,“ in *CIGRE-Conference*, Paris, 2010.
- [12] C. W. B1.41, „Long Term Performance of Soil and Backfill Systems,“ in *Technical Brochure 714*.
- [13] „IEC 60228: Conductors of insulated cables,“ International Electrotechnical Commission, Genf, 2004.
- [14] „IEC 61238-1-3: Test methods and requirements for compression and mechanical connectors for power cables for rated voltages above 1 kV ($U_m = 1,2$ kV) up to 36 kV ($U_m = 42$ kV) tested on non-insulated conductors,“ International Electrotechnical Commission, Genf, 2020.

- [15] „IEC 60287-2-1: Thermal resistance - Calculation of the thermal resistance,“ International Electrotechnical Commission, Genf, 2015.
- [16] Cigré Study Committee 21 und WG 21.02, „Computer method for the calculation of the response of single-core cables to a step function thermal transient,“ *Elektra*, Bd. 87, pp. 41-64, 1987.
- [17] „IEC 60885-3: Test methods for partial discharge measurements on lengths of extruded power cables,“ International Electrotechnical Commission, Genf, 2015.
- [18] Working Group B1.28, „On-Site Partial Discharge Assessment of HV and EHV Cable Systems,“ in *Cigré Technical Brochure 728*, 2018.
- [19] „IEC TS 62478: “High voltage test techniques - Measurement of partial discharges by electromagnetic and acoustic methods”,“ International Electrotechnical Commission, 2016.
- [20] R. Schwarz und M. Muhr, „Modern technologies in optical partial discharge detection,“ in *Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*, Vancouver, 2007.
- [21] D. Passow, M. Belte, S. Tenbohlen und J. Hohloch, „Bandwidth and Detection Sensitivity Analysis of Integrated Capacitive PD Sensors for Pre-Molded Cable Joints,“ *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, Bd. 27, Nr. 6, pp. 2156 - 2164, 2020.
- [22] D. Passow, M. Belte, S. Tenbohlen, J. Hohloch und M. Siegel, „Evaluation of the Frequency Information Contained in PD Signals for Localization in Power Cable Monitoring,“ in *VDE Hochspannungstechnik*, Berlin, 2020.
- [23] D. Passow, M. Belte, S. Tenbohlen, L. Heckel, L. Höfer, J. Hohloch, M. Siegel und C. Kattmann, „Kabelmuffen mit integrierter TE- und Temperatursensorik für eine autarke Zustandsüberwachung,“ in *Stuttgarter Hochspannungssymposium 2022*, Stuttgart, 2022.
- [24] „IEC 60270: High Voltage Test Techniques - Partial Discharge Measurements,“ International Electrotechnical Commission, Genf, 2016.
- [25] R. Grund, R. Rogers, A. Kammler, H. Roland, C. Pohl und J. Hohloch, „Integral sensing of HV cable joint – monitor operation and predict failures early,“ in *Jicable*, Paris, 2019.
- [26] „Sheath bonding systems of ac transmission cables - design, testing, and maintenance,“ *Cigré Technical Brochure*, Nr. 797, 2020.
- [27] D. Passow, M. Belte, S. Tenbohlen, L. Heckel, L. Höfer, J. Hohloch, M. Siegel und C. Kattmann, „Validation of a PD Monitoring System for Power Cables by Evaluating Joints with Defined Assembly Defects,“ in *VDE Hochspannungstechnik*, Berlin, 2022.
- [28] „IEC 60840: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 30 kV ($U_m = 36$ kV) up to 150 kV ($U_m = 170$ kV) – Test methods and requirements,“ International Electrotechnical Commission, Genf, 2023.

- [29] P. Wiest, K. Rudion und A. Probst, „Weather Data-based Load Profile Modeling for Grid Expansion Planning,“ in *IEEE PES Powertech*, Niederlande, 2015.
- [30] J. Mahrenholz, „REMO A1B SCENARIO RUN, UBA PROJECT, DATASTREAM 3; World Data Center for Climate,“ CERA-DB, 2006.
- [31] P. Wiest, S. Eberlein, K. Rudion und A. Probst, „Comparison between Static and Dynamic Curtailment of RES in Probabilistic High Voltage Distribution Grid Planning,“ in *CIGRE*, Glasgow, 2017.
- [32] M. Miller, P. Wiest, K. Rudion und F. Fischer, „Determination of Constant Seasonal Values for the Current Rating of Overhead Lines in the Network Planning,“ in *CIGRE*, Madrid, 2019.
- [33] K. Walz, D. Contreras, K. Rudion und P. Wiest, „Modelling of Workplace Electric Vehicle Charging Profiles based on Trip Chain Generation,“ in *IEEE PES ISGT Europe*, Delft, 2020.
- [34] C. Eisenmann, B. Chlond, T. Hilgert, S. von Behren und P. Vortisch, „Deutsches Mobilitätspanel (MOP) - Wissenschaftliche Begleitung und Auswertungen Bericht 2016/2017: Alltagsmobilität und Fahrleistung,“ Karlsruhe Institute of Technology, 2018.
- [35] D. Enescu, A. Russo, R. Porumb und G. Seritan, „Dynamic Thermal Rating of Electric Cables: A Conceptual Overview,“ in *55th International Universities Power Engineering Conference*, Turin, 2020.
- [36] CIGRE WG B2.43, „Guide for thermal rating calculations of overhead lines,“ in *Cigre Technical Brochure 601*, 2014.
- [37] P. Wiest, D. Groß, K. Rudion und A. Probst, „Rapid identification of worst-case conditions: improved planning of active distribution grids,“ *IET Generation, Transmission & Distribution*, pp. 2412-2417, 2017.
- [38] P. Wiest, D. Groß, K. Rudion und A. Probst, „Efficient integration of (n-1)-security into probabilistic network expansion planning,“ *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Bd. 94, pp. 151-159, 2018.
- [39] M. Miller, K. Rudion, H. Nägele und J. Schnaars, „Weather-dependent Current Ratings of Overhead Lines in the probabilistic Distribution Grid Planning,“ in *CIGRE*, Genf, 2021.