

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

## Schlussbericht

FKZ 0350043

Laufzeit 1.09.2018 - 28.02.2022

## CableCoP

### Diagnose-Guide zur Behandlung der Auswirkungen von Verkabelung im deutschen Höchstspannungsnetz

#### Bearbeiter

Max Murglat, Jan Scheffer,  
Jan Christoph Kahlen



**Herausgeber:**

FGH e.V.

**Anschrift:**

Voltastr. 19-21  
68199 Mannheim  
Deutschland

Telefon: +49 621 976807-10

Telefax: +49 621 976807-70

E-Mail: [fgf@fgf-ma.de](mailto:fgf@fgf-ma.de)

Internet: [www.fgf-ma.de](http://www.fgf-ma.de)

**Bearbeiter:**

M.Sc. Max Murglat

Dipl.-Ing. Jan Scheffer

Dipl.-Ing. Jan Christoph Kahlen

Mannheim, im August 2022

## Kurzfassung

Der Zubau erneuerbarer Energieerzeuger erfordert einen Ausbau des Übertragungsnetzes zur Verteilung der dezentral erzeugten Energie. Das deutsche Übertragungsnetz ist maßgeblich charakterisiert durch Freileitungen. Aufgrund des öffentlichen Interesses sowie des Umweltschutzes werden für den Zubau zunehmend Erdkabel favorisiert. Der vermehrte Zubau von Erdkabeln in ein durch Freileitungen dominiertes Netz weist technische und physikalische Folgen auf, die Einfluss auf die Versorgungssicherheit, Stabilität und Betriebsführung haben können. In ausländischen Netzen wurde gezeigt, dass sich erhebliche Verschiebungen von Resonanzstellen in der Netzimpedanz ergeben, die zur Verstärkung von Oberschwingungspegeln und Überspannungen führen können. Zudem ergeben sich starke Auswirkungen auf die Isolationskoordination des gesamten Netzes, wodurch ein sicherer Betrieb gefährdet wird. In diesem Forschungsvorhaben werden reale Netzbereiche hinsichtlich der durch Erdkabelzubau resultierenden Einflüsse auf die Netzcharakteristika modelliert und simuliert, um die Auswirkungen bezüglich dieser Risiken zu erfassen. Dazu stellen die Übertragungsnetzbetreiber Pläne repräsentativer Netzbereiche zur Verfügung. Die Verifikation der Simulationen wird durch gezielte Messungen im Übertragungsnetz durchgeführt. Mittels der Messergebnisse, werden die zur Simulation des Netzes entwickelten Modelle validiert und optimiert. Die Ergebnisse der Untersuchungen fließen in einen Leitfaden ein, der für zukünftige Netzplanungen mehr Sicherheit bietet und diese deutlich beschleunigen kann. Die Beteiligung aller deutschen Übertragungsnetzbetreiber ermöglicht erstmalig eine gesamtheitliche Betrachtung, wodurch der Leitfaden eine allgemeingültige Hilfestellung bei zukünftigen Planungen und Ausbauprojekten bietet.



## Inhaltsverzeichnis

I.	Kurze Darstellung .....	1
I.1	Hintergrund und Aufgabenstellung .....	1
I.2	Voraussetzungen, unter denen das Projekt durchgeführt wurde .....	1
I.3	Planung und Ablauf .....	1
I.4	Wissenschaftlicher und technischer Stand .....	2
I.5	Zusammenarbeit mit anderen Stellen .....	3
II.	Eingehende Darstellung .....	4
II.1	Arbeitspaket 1: Auswahl Messorte und Simulationsmodelle .....	4
II.1.1	Kurzbeschreibung .....	4
II.1.2	Ausgewählte Simulationsmodelle .....	4
II.1.3	Ausgewählte Messorte .....	6
II.1.4	Gegenüberstellung der geplanten und erzielten Ergebnisse .....	7
II.2	Arbeitspaket 2: Simulation, Modelloptimierung und Bewertung zu Netzresonanzen .....	7
II.2.1	Kurzbeschreibung .....	8
II.2.2	Komponentenmodelle .....	9
II.2.3	Notwendiger Betrachtungsbereich .....	46
II.2.4	Randnetzabbildung .....	49
II.2.5	Netzsimulationen .....	50
II.2.6	Gegenüberstellung der geplanten und erzielten Ergebnisse .....	85
II.3	Arbeitspaket 3: Messtechnische Analyse von Netzresonanzen und Oberschwingungspegeln 87	
II.3.1	Kurzbeschreibung .....	87
II.3.2	AP3.1 - Planung der Messkampagne .....	88
II.3.3	AP3.2 - Verfahrensentwicklung zur Netzimpedanzmessung in der HÖS-Ebene .....	89
II.3.4	AP3.3 - Messung der Netzimpedanz, der Blind- und Wirkleistung an ausgewählten Netzknoten .....	97
II.3.5	AP3.4 - Messung von Oberschwingungsspannungen und -strömen .....	106
II.3.6	AP3.5 - Vermessung von bereits verlegten 380-kV Kabelstrecken .....	109
II.3.7	Gegenüberstellung der geplanten und erzielten Ergebnisse .....	115
II.4	Arbeitspaket 4: Simulation transienter Spannungsbeanspruchungen / Wanderwellenvorgänge .....	116

II.4.1	Kurzbeschreibung.....	116
II.4.2	Metastudie zu transienten Spannungsbeanspruchungen und Wanderwellenvorgängen .....	117
II.4.3	Simulationen.....	118
II.4.4	Gegenüberstellung der geplanten und erzielten Ergebnisse .....	118
II.5	Arbeitspaket 5: Ableitung eines Diagnose-Guides für AC-Verkabelungsprojekte.....	119
II.5.1	Beschreibung und Zielsetzung.....	119
II.5.2	Simulationen.....	119
II.5.3	Gegenüberstellung der geplanten und erzielten Ergebnisse .....	124
II.6	Während der Durchführung des Vorhabens dem ZE bekannt gewordene Fortschritte auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen .....	125
II.6.1	Simulative Ermittlung der Netzimpedanz.....	125
II.7	Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen im Rahmen der Projektlaufzeit.....	126
	Literaturverzeichnis.....	127

## I. Kurze Darstellung

### I.1 Hintergrund und Aufgabenstellung

Im Forschungsprojekt CableCoP werden reale Höchstspannungs-Netzbereiche hinsichtlich der aus Erdkabelzubau resultierenden Einflüsse auf die Netzcharakteristika modelliert und simuliert. Dabei stehen die Auswirkungen auf den Verlauf der frequenzabhängigen Netzimpedanz hinsichtlich der Verschiebung und Ausbildung von Resonanzen sowie Fragen der Ausbreitung transienter Überspannungen im Fokus. Die Auswirkungen durch zunehmende Kabel-Stromkreislängen, damit verbundene Risiken und Abhilfemaßnahmen werden ermittelt und diskutiert. Damit werden entsprechende systemtechnische Auswirkungen der Kabelstrecken für die Netzplanung und Kostenermittlung über einen Leitfadens verbessert.

Im Rahmen des durch die Energiewende getriebenen Netzausbaus der Übertragungsnetzebene wird von breiten Teilen der Bevölkerung die Erdverkabelung vor allem aufgrund der als geringer erachteten Auswirkung auf das Landschaftsbild sowie aus Umweltschutzaspekten favorisiert. Die gegenüber Freileitungen deutlich erhöhte Betriebs- und Erdkapazitäten lassen erhebliche Verschiebungen von Resonanzstellen in der Netzimpedanz erwarten, was in der Folge im Zusammenwirken mit Netzkunden zu kritischen Oberschwingungspegeln führen kann. Die geringere Längsimpedanz schafft an den Schnittstellen zwischen Kabel- und Freileitungen neue Herausforderungen bei der Beherrschung transienter Überspannungen und Wanderwellenvorgänge. Dies erfordert aufwendige Analysen in der Detailplanung der Netze, um die Realisierbarkeit bzw. die Kosten von Gegenmaßnahmen abzuschätzen. Zudem sind die Auswirkungen nicht allein durch die Existenz der Kabelstrecke bestimmt, sondern ergeben sich systemtechnisch zusammen mit den Eigenschaften des Netzgebiets. Daher soll im Forschungsprojekt CableCoP ein Leitfaden entwickelt werden, der es erlaubt schnell wesentliche Risiken zu ermitteln und erforderliche Gegenmaßnahmen abzuschätzen, um eine beschleunigte Netzplanung zu ermöglichen.

### I.2 Voraussetzungen, unter denen das Projekt durchgeführt wurde

Im Rahmen vergangener Forschungsprojekte wurde bei der FGH ein Berechnungsverfahren zur Ermittlung der Netzimpedanz im Frequenzbereich erstellt (NORA: Netzimpedanz- Oberschwingungs- und Rundsteueranalyse). Dessen Quellcode konnte für eine umfangreiche Weiterentwicklung bestehender sowie die Implementation neuer Modelle genutzt werden. Beispielsweise wurde im Forschungsprojekt „NetzHarmonie“ (FKZ: 0325757E) ein Simulationsmodell für Kabelstrecken entwickelt, welches die Frequenzabhängigkeit durch Skin- und Proximity-Effekt sowie die geometrische Anordnung berücksichtigt. Dieses Modell konnte im Projektverlauf angepasst und in den Simulationen verwendet werden.

Die Anwendung dieses Berechnungsmoduls erlaubte es weiterhin Datensätze zu verwenden, welche für Lastfluss- und Kurzschlussstromberechnungen mit der Software INTEGRAL aufbereitet sind. Die Ergebnisse dieser Berechnungen konnten für einige Elemente als Eingangsdaten genutzt werden.

### I.3 Planung und Ablauf

Im Projekt ist die Bearbeitung von fünf Arbeitspaketen vorgesehen (vgl. Bild 1), wobei thematisch zwischen den parallel bearbeitbaren Themenfeldern Netzresonanzen und transienten Vorgängen

unterschieden wird (AP2 – AP4). Im Arbeitspaket 1 werden zunächst die Grundlagen für die weiteren Arbeitspakete gelegt. Es wird eine Auswahl der im Rahmen des Projekts für die Bewertung von Netzresonanzen weiterzuentwickelnden Simulationsmodelle durchgeführt. Diese sollen zur realitätsnahen Abbildung der frequenzabhängigen Netzimpedanz in Simulationswerkzeugen relevant sein und soweit möglich anhand der ausgewählten Messorte auf Messdatenbasis validiert werden können. Die Messbarkeit der frequenzabhängigen Netzimpedanz stellt eine besondere Herausforderung im Projekt dar, da eine aktive Anregung durch entsprechendes Equipment aufgrund der vorhandenen hohen Spannungen wie auch der erforderlichen Leistungen praktisch ausscheidet. Daher werden vielversprechende Ansätze verfolgt, die die Ermittlung aus Ausgleichsvorgängen erlauben, die aus betrieblichen Schaltungen resultieren. Weiterhin wird eine Auswahl geeigneter Messobjekte für das Arbeitspaket 3 zur Messung von Netzresonanzen sowie dem frequenzabhängigen Übertragungsverhalten von Betriebsmitteln, insbesondere Kabeln erfolgen. Dabei werden Aspekte wie „Zugänglichkeiten“, „Möglicher Anschluss von Messequipment“ und „Topologische Struktur des Netzes“ berücksichtigt. Im Arbeitspaket 5 werden die aus den vorangegangenen Arbeitspaketen hervorgegangenen Erkenntnisse abschließend im Rahmen eines „Diagnose-Guides“ gebündelt. Fokus hierbei sind Modellierungs- und Handlungsempfehlungen. Es werden Empfehlungen über die geeignete Abbildung von Randnetzen sowie der notwendigen Größe des Betrachtungsbereichs gegeben. Die Untersuchungen der transienten Vorgänge durch Schalthandlungen und Wanderwellenvorgänge tragen in Form von Empfehlungen zur simulationstechnischen Umsetzung, sowie geeigneten Maßnahmen bei identifizierten kritischen Überbeanspruchungen von Betriebsmitteln bei.

Einschließlich einer sechsmonatigen Verlängerung betrug die Bearbeitungszeit des Vorhabens 42 Monate.

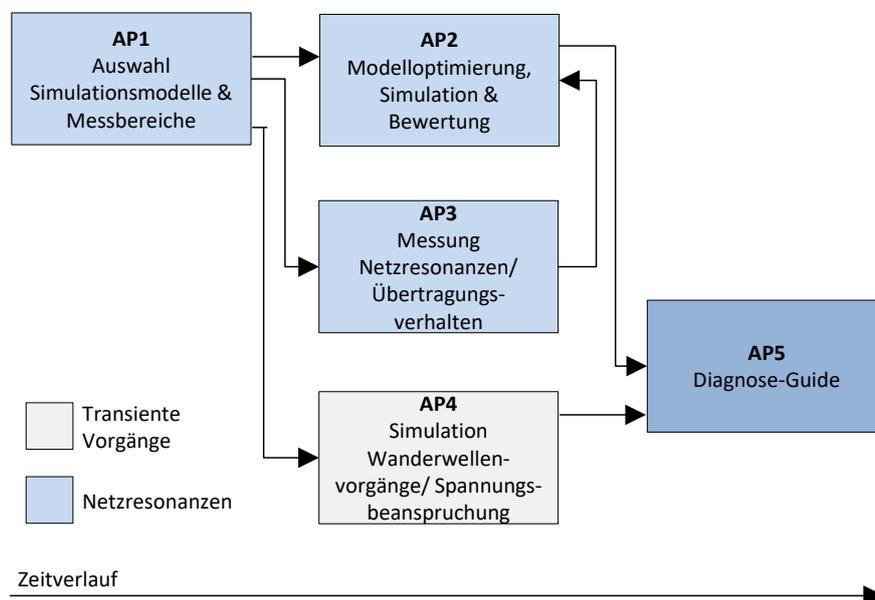


Abbildung 1: Arbeitspaketstruktur

## I.4 Wissenschaftlicher und technischer Stand

Die im Höchstspannungsnetz installierten Kabelstrecken bilden durch ihre hohe Betriebskapazität mit den heute vorhandenen, vorwiegend induktiv wirkenden Betriebsmitteln, Freileitungen und Transformatoren, Netzresonanzen, die im Vergleich zu den heute existierenden Resonanzen in deutlich

niedrigeren Frequenzbereichen liegen. Hierzu gehören insbesondere die harmonischen Ordnungen im Bereich bis 1 kHz (20. Ordnung), die aus unterlagerten Netzebenen in die Höchstspannungsebene eingepreßt werden oder von Industrieanlagen oder auch von den Sättigungseffekten der Transformatoren im Höchstspannungsnetz erzeugt werden. Im Zusammenwirken von Netzresonanzen sowie im Netz vorherrschenden Oberschwingungsströmen können unzulässige hohe Oberschwingungsspannungen als Netzurückwirkung auftreten. Dabei gefährden Oberschwingungsspannungen die Isolation der Betriebsmittel.

Im Rahmen der Kooperation mit der FGH mit den deutschen Übertragungsnetzbetreibern wurden bereits einfache Berechnungen der Netzimpedanz an verschiedenen Knoten des Übertragungsnetzes bei Einsatz von teilverkabelten Leitungen durchgeführt. Hierbei konnte der Effekt der Resonanzstellenverlagerung bestätigt werden. Es wurden allerdings nur vereinfachte Simulationsmodelle verwendet, wodurch keine abschließenden Modellierungsempfehlungen abgeleitet werden konnten.

Auch in der Literatur existieren bisher keine einheitlichen Modellierungsvorschriften für die Betriebsmittelmodelle, Aussagen über den Einfluss der Größe und Datenqualität des betrachteten Netzbereichs sowie ein Vorgehen zur Ableitung repräsentativer Netznutzungsfälle. Erste Grundsatzuntersuchungen konnten den Einfluss teilverkabelter Leitungen auf die Verschiebung der Resonanzfrequenzen zeigen [1], [2], [3], [4]. Die bisherigen Veröffentlichungen auf diesem Gebiet beschränken sich zumeist auf vereinfachte Szenarien und Sensitivitätsanalysen einzelner Parameter. Aus den gezeigten Ergebnissen werden keine Handlungsempfehlungen abgeleitet, sondern lediglich auf die Notwendigkeit weiterer Studien hingewiesen. Dies gilt insbesondere für die Modellierung der unterlagerten Spannungsebenen bzw. Laststrukturen, welcher ein bedeutender Einfluss auf die Dämpfung attestiert wird.

Neben dem Einfluss auf die Netzimpedanz weist die Kombination von Freileitung und Erdkabeln Effekte der Wanderwellenausbreitung auf den beiden Leitungstypen auf. Diese Wellen werden beispielsweise durch Blitzeinschläge oder gewöhnlichen Schalthandlungen im Netz hervorgerufen. Kabel und Freileitungen besitzen unterschiedliche Wellenimpedanzen, wodurch an der Verbindungsstelle Überspannungen und ein Versagen der Isolation auftreten können [5], [6], [7]. In [8] wird gezeigt, dass diese Überspannungen den Faktor 5 der Netzspannung erreichen können und damit oberhalb der hierzu zulässigen Grenzwerte liegen. Ein weiteres Phänomen stellt das „Zero-Missing-Phänomen“ dar [9]. Lange Erdkabelstrecken benötigen Kompensationseinrichtungen, um Überspannungen und Spannungssprünge während Schalthandlungen zu reduzieren. Für lange Erdkabel zeigt sich – auch bedingt durch die Veränderung der Netzimpedanz –, dass bei Zuschalten einer Kabelstrecke die AC-Ströme einen erhöhten Gleichanteil aufweisen. Dadurch existiert teilweise für mehrere Sekunden kein Stromnulldurchgang, der jedoch physikalisch zur erfolgreichen Abschaltung im Falle eines unvorhergesehenen Fehlers zwingend erforderlich ist. Ein sicherer Betrieb des Systems ist bei Auftreten des „Zero-Missing-Phänomen“ nicht möglich [10], [9].

## **I.5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen**

Im Konsortium des Projekts hat die FGH mit den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern (assoziierte Partner) zusammengearbeitet.

## II. Eingehende Darstellung

Die eingehende Darstellung gibt eine detaillierte Übersicht der entwickelten Verfahren, Tools und Ergebnisse der durchgeführten Simulationen und Messungen, welche abschließend mit den angestrebten Zielen verglichen werden. Der Aufbau der eingehenden Darstellung erfolgt dabei anhand der bereits vorgestellten Arbeitspakete (s. Abbildung 1). Die einzelnen Arbeitspakete werden dabei zunächst kurz vorgestellt. Anschließend werden die erzielten Ergebnisse detailliert beschrieben. Abschließend werden diese Ergebnisse zusammengefasst und mit denen der Gesamtvorhabenbeschreibung verglichen.

### II.1 Arbeitspaket 1: Auswahl Messorte und Simulationsmodelle

Bezüglich der simulativen Ermittlung der Netzimpedanz sollte in diesem AP eine Auswahl der in diesem Projekt weiterzuentwickelnden Simulationsmodelle vollzogen werden, um eine realitätsnahe Abbildung der frequenzabhängigen Netzimpedanz zu ermöglichen.

Weiterhin sollte in diesem Arbeitspaket eine Auswahl geeigneter Messorte für das Arbeitspaket 3 zur Messung von Netzresonanzen sowie dem frequenzabhängigen Übertragungsverhalten von Betriebsmitteln, insbesondere Kabeln durchgeführt werden.

#### II.1.1 Kurzbeschreibung

Die Berechnung des frequenzabhängigen Verlaufs der Netzimpedanz ist im Rahmen von Verkabelungsprojekten (oder auch dem Anschluss von Konvertern) in der Übertragungsnetzebene für den Prozess der Netzplanung von besonderer Bedeutung. Durch die hohen Kapazitäten der Kabel können Netzresonanzen mit den im Netz befindlichen Induktivitäten bereits in niederfrequenten Oberschwingungsordnungen auftreten. Diese Netzresonanzen können im Zusammenspiel mit den durch die zunehmende Leistungselektronik dezentraler Anlagen eingespeisten Oberschwingungsströmen kritische Oberschwingungsspannungen hervorrufen und somit zur Zerstörung von Kundenanlagen sowie Betriebsmitteln führen. Eine realitätsnahe Berechnung der Netzimpedanz bis zu einer Frequenz von 2,5 kHz ist daher erstrebenswert. Dazu werden im Rahmen der Simulationswerkzeuge Berechnungsmodelle mit realitätsnaher Abbildung des frequenzabhängigen Übertragungsverhaltens benötigt. Im Rahmen des AP 1 werden dazu die relevanten Berechnungsmodelle analysiert sowie die Möglichkeit der messtechnischen Erfassung dieser Modelle erörtert. Hierbei unterstützen die assoziierten Partner maßgeblich.

#### II.1.2 Ausgewählte Simulationsmodelle

Bei der Auswahl der Simulationsmodelle ist zunächst zu erörtern, von welchen Elementen eine wesentliche Beeinflussung der Netzimpedanz zu erwarten ist. Die Fragestellung nach notwendiger Weiterentwicklung ist hierbei auch im Kontext der vorhandenen, betriebsfrequenten Modelle und Ersatzschaltbilder, welche für Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen verwendet werden, zu sehen. Hierbei soll festgehalten werden, inwieweit zusätzliche Daten über die Netzelemente benötigt werden bzw. welche weiteren physikalischen Effekte berücksichtigt werden müssen.

Relevante Simulationsmodelle können in Längs- und Querelemente unterteilt werden.

### II.1.2.1 Längselemente

Die relevanten Längselemente sind **Leitungen** und **Transformatoren**. Diese machen einen großen Anteil der gesamten im Netz vorhandenen Elemente aus und erfordern daher eine detaillierte Untersuchung.

Bei **Leitungen** müssen Freileitungen und Kabelstrecken behandelt werden. Bei der Modellierung der Leitungen muss zwischen der Berechnung der Leitungsparameter und der Berechnung der Leitungsimpedanz unterschieden werden.

Letztere erfolgt in gleicher Weise für Kabel und Freileitung, da für beide dasselbe elektrische Ersatzschaltbild eines infinitesimalen Leitungsabschnittes zugrunde gelegt wird. Die Berechnung der Leitungsimpedanz beruht im allgemeinen Fall auf der Lösung partieller, gekoppelter Differentialgleichungen. Diese Lösung beschreibt die Leitung als Reihenschaltung aus den infinitesimalen Leitungsabschnitten (*verteilte Parameter*). In der Energietechnik wird diese Berechnung dabei häufig vereinfacht und die Leitung wird aus lediglich einem Leitungsabschnitt dargestellt (*konzentrierte Parameter*). Diese Vereinfachung gilt unter der Annahme der Betriebsfrequenz von 50 Hz. Hierbei ist zu untersuchen, inwieweit die Vereinfachung von verteilten zu konzentrierten Parametern auch für höhere Frequenzen zutreffend ist.

Einer dieser infinitesimalen Leitungsabschnitte wird dabei durch die Leitungsparameter beschrieben, welche durch den Aufbau der Leitung sowie Umgebungsfaktoren bestimmt werden. Zur Ermittlung dieser Parameter muss deshalb zwischen Kabel und Freileitung unterschieden werden, da diese einen strukturell unterschiedlichen Aufbau aufweisen. Die Leitungsparameter verändern sich grundsätzlich mit der Frequenz aufgrund von Effekten wie Skin- oder Proximityeffekt. Insofern sind für beide Leitungsarten Modelle notwendig, die aus der Leitungsanordnung die Parameter in Abhängigkeit der Frequenz berechnen.

Der Skineffekt führt auch bei der Modellierung der **Transformatoren** zu einer potenziellen Beeinflussung und kann die Dämpfung der Resonanzstellen erhöhen. Hierbei ist zu analysieren, welches Modell geeignet ist die Zunahme des Widerstandes abzubilden. Im Gegensatz dazu wird in der Literatur zumeist festgehalten, dass eine Modellierung der parasitären Kapazitäten erst ab einer Frequenz von 4 kHz relevant wird, was deutlich über der hier betrachteten maximalen Frequenz von 2,5 kHz liegt.

### II.1.2.2 Querelemente

Das wichtigste Querelement in diesem Projekt stellen die **unterlagerten Netzstrukturen** bzw. Lasten dar. I Fokus steht hierbei die Abbildung der unterlagerten Hochspannungsnetze. Diese weisen eine komplexe Netztopologie und damit auch einen nichtlinearen Impedanzverlauf mit einer Vielzahl an potenziellen Resonanzstellen, welche u. A. durch die zugrundeliegende Netzstruktur und deren Betriebsmittel bestimmt wird. In den vorhandenen Netzmodellen sind die Hochspannungsnetze nur vereinfacht durch ein Ersatzelement dargestellt, welches einen korrekten Lastfluss sicherstellen soll. Es ist deshalb insbesondere zu ermitteln, welche Unterschiede sich zwischen einer detaillierten und vereinfachten, aggregierten Modellierung der unterlagerten Netze ergeben. Hierbei ist weiterhin zu untersuchen, welches Ersatzschaltbild der Last oder des gesamten unterlagerten Netzes für eine realitätsnahe Abbildung der Netzimpedanz geeignet ist und wie dieses zu parametrieren ist. Hierfür ist eine detaillierte Analyse der Komplexität und der Einflussfaktoren auf die Netzimpedanz von unterlagerten Hochspannungsnetzen notwendig. Darauf aufbauend kann die Wirkung von Vereinfachung ausgewertet und deren Anwendbarkeit bewertet werden.

Weitere Querelemente sind **Kompensationsanlagen**. Bei Kompensationsanlagen kann zwischen aktiven und passiven Anlagen unterschieden werden. Klassischerweise wurden im Übertragungsnetz passive Anlagen installiert, welche ihre Blindleistung mittels entsprechend dimensionierter Kapazitäten oder Drosseln bereitstellen. Zu den aktiven Anlagen zählen FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*) wie Statcom oder auch rotierende Phasenschieber. Diese Anlagen benötigten keine hohen, passiven Elemente und nutzen stattdessen Leistungselektronik oder Synchrongeneratoren. Im Folgenden wird sich vor allem auf die passiven Anlagen konzentriert da diese die überwiegende Mehrheit der Kompensationsanlagen darstellen und aufgrund ihrer hohen Kapazitäten und Induktivitäten eine hohe Beeinflussung der Netzimpedanz vornehmen können. Hierbei ist insbesondere eine Gegenüberstellung von Ersatzschaltbildern basierend auf betriebsfrequenten Daten und einer detaillierten Modellierung der tatsächlichen Topologie zu untersuchen.

Die Modellierung der aktiven Kompensationsanlagen ist weiterhin wesentlich komplexer, da neben der Vielzahl an passiven Elementen (Anschlusstransformator, Filter, ...) auch die Ausgestaltung der Regelung die Impedanz beeinflussen kann und ein Modell daher in Absprache mit dem jeweiligen Hersteller erstellt werden sollte.

**Erzeugungseinheiten** sind im Übertragungsnetz vor allem Synchrongeneratoren. Diese können anhand ihres Ständerwiderstand und der subtransienten Reaktanzen abgebildet werden. Eine mögliche Erweiterung stellt die Korrektur des Widerstandes um den Skineneffekt dar.

### II.1.3 Ausgewählte Messorte

Um mögliche Messorte für das Arbeitspaket 3 zu identifizieren, wurde zunächst eine Umfrage bei den Projektpartnern durchgeführt. Der Schwerpunkt der Abfrage lag dabei auf Messorten für Zuschaltversuche von MSCDN Anlagen (Mechanically Switched Capacitor with Damping Network), für die Vermessung von Kabelimpedanzen und zur Erfassung von Oberschwingungsspannungen und -strömen. Über die Messung des transienten Verlaufs der Ströme und Spannungen beim Zuschaltvorgang einer MSCDN Anlage soll mit Hilfe eines speziellen Auswerteverfahrens die frequenzabhängige Netzimpedanz ermittelt werden.

Außerdem wurde abgefragt, ob bereits interne Messdatensätze von Zuschaltvorgängen von MSCDN-Anlagen bei den Projektpartnern existieren, welche der FGH zur Auswertung zur Verfügung gestellt werden können.

Es hat sich herausgestellt, dass ein Projektpartner grundsätzlich bereit war, unter Einhaltung strenger Sicherheitsvorkehrungen, Messungen in seinem Netz durch die FGH zuzulassen. Bei den drei weiteren Projektpartnern dürfen jedoch aufgrund von Sicherheitsbedenken keine eigenen Messungen durchgeführt werden. Alle Partner haben sich jedoch bereit erklärt vorhandene und geeignete Messdaten für weitere Analysen zur Verfügung zu stellen.

Folgende Messorte und Messdaten können nach Abschluss der Umfrage zusammenfassend aufgelistet werden:

- Messung von Zuschaltvorgänge einer MSCDN Anlage durch die FGH an einem Standort in der Nähe von Frankfurt
- Vermessung der Kabelimpedanz eines 380kV Kabels an einer etwa 3,5 km langen Kabelpilotsstrecke
- Bereitstellung von Messdaten zu Transformatorzuschaltvorgängen in einem Inselnetz

- Bereitstellung von 5 Messdatensätzen von Zuschaltvorgängen einer MSCDN Anlage eines Projektpartners. Die Spannungsmessung wurde mit kapazitiven Teilern durchgeführt, wodurch keine Messfehler aufgrund von Wandler-Resonanzen zu erwarten sind.
- Bereitstellung von Störschriebmessdaten von insgesamt 43 Zuschaltvorgängen einer MSCDN-Anlage. Messung über konventionelle Wandler und nur eingeschränkte Messauflösung der Schutzgeräte.
- Bereitstellung von gemessenen Oberschwingungsspannungspegeln im 380kV Netz.

## II.1.4 Gegenüberstellung der geplanten und erzielten Ergebnisse

### II.1.4.1 Auswahl der Simulationsmodelle

**Ziel:** *Berechnungsmodelle, die zur realitätsnahen Abbildung der frequenzabhängigen Netzimpedanz in Simulationswerkzeugen relevant sind und soweit möglich auf Messdatenbasis validiert werden können*

Die Auswahl der geplanten Simulationsmodelle hatte zum Ergebnis, dass sowohl für Kabel als auch für Freileitungen ein Modell benötigt wird, welches die Leitungsparameter basierend auf der Leitungsgeometrie und unter Berücksichtigung der Frequenzabhängigkeit durch bspw. den Skineffekt berechnet.

Ein weiterer zentraler Arbeitspunkt stellt die Analyse der unterlagerten Netzstrukturen dar. Über umfangreiche Untersuchungen sollen relevante Einflussfaktoren und mögliche Vereinfachungen abgeleitet werden.

Darüber hinaus werden auch Erweiterungen bei Modellen von Transformatoren, Kompensationsanlagen und Synchrongeneratoren diskutiert.

### II.1.4.2 Auswahl der Messorte

**Ziel:** *Auswahl geeigneter Messorte für das Arbeitspaket 3 zur Messung von Netzresonanzen sowie dem frequenzabhängigen Übertragungsverhalten von Betriebsmitteln, insbesondere Kabeln*

Es hat sich gezeigt, dass aufgrund von bestehenden Sicherheitsvorschriften leider nur bei einem Netzbetreiber eigene Messungen der FGH durchführbar waren. Dennoch konnte über die Bereitstellung von vorhandenen Messdaten eine gute Basis für die Arbeiten in Arbeitspaket 3 geschaffen werden. Einschränkungen ergeben sich bei den Fremdmessungen einerseits durch nicht optimale Messwandler und andererseits durch ungeeignete Einstellungen bei der Messwerterfassung hinsichtlich der möglichen Auswertegenauigkeiten. Durch vorhandene Resonanzstellen von Spannungswandlern lassen sich bestimmte Frequenzbereiche nicht mehr auswerten. Dies gilt ebenfalls für kleine Signalanteile, die während der Messung aufgrund von ungünstigen Signal-Rausch-Verhältnissen nicht erfasst wurden.

## II.2 Arbeitspaket 2: Simulation, Modelloptimierung und Bewertung zu Netzresonanzen

Ziel dieses AP war die Simulation und Bewertung der in AP 1 ermittelten Netzausschnitte hinsichtlich der Kritikalität zunehmender Kabelstrecken im Höchstspannungsnetz.

Für die Durchführung der Simulationen sollen zunächst die verwendeten Modelle angepasst werden und Methoden zur Ermittlung der Netzausschnitte entwickelt werden. Hierbei sollte insbesondere herausgearbeitet, welche Betriebsmitteldaten notwendig sind, um deren Impedanzverhalten ausreichend

genau abzubilden. Ein weiteres Ziel besteht in der Ableitung von Empfehlungen bezüglich notwendiger horizontaler und vertikaler Netzgrößen.

Die Bewertung der Kritikalität der Kabelstrecken erfolgt anhand des Maßes der Verschiebung der Resonanzstellen sowie der letztlichen Lage im Bereich kritischer Oberschwingungsordnungen. Kritische Oberschwingungsordnungen sind bspw. typische Ordnungen aus der Niederspannungsebene, wie z.B. die 5. Ordnung. Hierbei soll auch beachtet werden, inwieweit sich die Resonanzstellen aufgrund von veränderten Netzzuständen verschieben.

### II.2.1 Kurzbeschreibung

Zunächst sollten die in AP 1 identifizierten Berechnungsmodelle weiterentwickelt werden. Angedacht war auch der Einbezug von möglicherweise hilfreichen Messungen in AP 3. Aufgrund verzögerter Messkampagnen wurden die Betriebsmittelmodelle allerdings im Wesentlichen basierend auf Ansätzen in der Literatur angepasst und weiterentwickelt. Die Anpassungen sind in II.2.2 detailliert beschrieben. Der Fokus wurde hierbei auf Leitungen und unterlagerte Netzstrukturen gelegt, da die Analyse der bestehenden Literatur vor allem in diesen Aspekten noch deutliche Lücken aufzeigte. Insbesondere für Leitungen wurde eine umfangreiche Analyse des Einflusses der geometrischen Anordnung durchgeführt. Hierdurch konnten Effekte und Parameter identifiziert werden, welche das Impedanzverhalten der Betriebsmittel beeinflussen und im Zuge von Netzsimulationen berücksichtigt werden sollten bzw. welche für Abweichungen zwischen Messungen und Simulationen verantwortlich sein können, wenn sie vernachlässigt oder vereinfacht werden. Die Betriebsmittel wurden unter folgenden Aspekten analysiert:

- Welche Betriebsmittel wirken sich auf die Netzimpedanz aus?
- Welche Effekte beeinflussen das frequenzabhängige Impedanzverhalten?
- Welche Daten müssen für eine Modellierung mit vorgegebener Güte vorhanden sein?

Da die unterlagerten Netzstrukturen aus Sicht des Übertragungsnetzes als Lasten aufgefasst werden können, wurden auch diese zunächst in II.2.2 als eigenes Netzelement analysiert. Dies erlaubte eine umfangreiche Analyse des Einflusses der unterlagerten Netzebenen in den Netzsimulationen. Unter Berücksichtigung in der Realität vorhandener Daten sowie einer praxisnahen Anwendung der Erkenntnisse wurde bezüglich der unterlagerten Netze vor allem folgende Aspekte untersucht:

- Inwieweit unterscheiden sich verschiedene unterlagerte Netzstrukturen aus Sicht des Übertragungsnetzes?
- Welche Fehler werden durch Vereinfachungen und Aggregationen der unterlagerten Ebenen gemacht?

Um die Netzsimulationen durchführen zu können, schließt sich an die Modellierung der Betriebsmittel die Ermittlung des notwendigen Betrachtungsbereichs an. Der Betrachtungsbereich kann dabei in eine horizontale und eine vertikale Komponente unterteilt werden. Der horizontale Betrachtungsbereich umfasst dabei die Spannungsebene des zu analysierenden Netzknoten, während der vertikale Betrachtungsbereich die unterlagerten Spannungsebenen betrifft. Die Auswirkungen verschiedener Größen des Betrachtungsbereichs in vertikaler und horizontaler Richtung sollten durch iterative Sensitivitätsuntersuchungen bewertet werden. Die Ermittlung des gesamten Netzausschnittes basierte auf einem horizontal vollständig aufgebauten Übertragungsnetz, welches ebenfalls an das deutsche Übertragungsnetz angrenzende Netzgebiete, wie bspw. das niederländische Übertragungsnetz. Da es bezüglich der Ermittlung des horizontalen Netzbereich keine anwendbaren Methoden in der Literatur ab,

wurde hierfür ein eigenes Verfahren entwickelt und implementiert, welches ebenfalls die Randnetzabbildung des ermittelten Netzausschnitts behandelt. Die entsprechenden Ergebnisse sind in II.2.3 und II.2.4 beschrieben. Folgende Fragen sollten durch die Arbeiten beantwortet werden:

- Welche Kenngröße ist für eine praxisnahe Ermittlung der Netzausschnitte sinnvoll?
- Wie kann ein Verfahren zur iterativen Generierung der Netzausschnitte ausgestaltet werden?
- Welche Netzgrößen sind notwendig für eine hinreichend genaue Identifikation der Netzresonanzen? Inwiefern hängt dies von der betrachteten Netztopologie ab?

Auf diesen Aspekten, Simulationsmodelle und Netzgröße, aufbauend wurden anschließend die in AP 1 ermittelten, konkret geplanten Verkabelungsprojekte mit umfangreichen Simulationen untersucht. Diese Simulationen umfassen verschiedene Detaillierungstiefen der Betriebsmittel, Szenarien der Verkabelung, die notwendige horizontale Netzausdehnung, den Einfluss unterlagerte Netzstrukturen und unterschiedlicher Netzzustände und sind in II.2.5 beschrieben. Auch die Abhängigkeit der Resonanzstellen von Betriebs- und Schaltzuständen wurde beschrieben. Weiterhin wurde darauf eingegangen, welche Fehler sich bei der Vereinfachung oder Vernachlässigung bestimmter Effekte der Betriebsmittel ergeben können.

## II.2.2 Komponentenmodelle

Die Güte der Simulationen der Netzimpedanz wird unmittelbar durch die zugrundeliegenden Betriebsmittelmodelle bestimmt. Hierbei gilt es alle möglicherweise auftretenden, physikalischen Effekte in den Ersatzschaltbildern abzubilden bzw. den Fehler bei Vernachlässigungen einschätzen zu können.

Vorgestellt werden im Folgenden die wesentlichen Betriebsmittel, welche im Projekt analysiert und gegebenenfalls angepasst wurden. Für alle anderen wurden in der Literatur übliche Standardmodelle verwendet [11], [12], [13], [14], [15].

### II.2.2.1 Längszweige

#### II.2.2.1.1 Leitungen

Leitungen können in Freileitungen und Kabel unterteilt werden. Die korrekte Modellierung und Parametrierung der Leitungen ist essenziell für eine hinreichende Güte bei der Berechnung der Netzimpedanz.

In Abbildung 2 ist das allgemeine Pi-Ersatzschaltbild einer Leitung dargestellt, welches sowohl für Freileitung als auch für Kabel gilt. Die Wellenimpedanz  $\underline{Z}_W$  sowie die Ausbreitungskonstante  $\underline{\gamma}$  berechnen sich nach Formeln 2.1 und 2.2. Sie ergeben sich aus der Lösung der allgemeinen Telegraphengleichung.

$$\underline{Z}_W = \sqrt{\frac{(R' + j\omega \cdot L')}{(G' + j\omega \cdot C')}} \quad (2.1)$$

$$\underline{\gamma} = \sqrt{(R' + j\omega \cdot L') \cdot (G' + j\omega \cdot C')} \quad (2.2)$$

Zur Berechnung der Leitungsimpedanz werden folglich die Werte des Widerstandsbelags  $R'$ , des Induktivitätsbelags  $L'$ , des Kapazitätsbelags  $C'$  und des Ableitbelags  $G'$  benötigt. Diese sind zum einen abhängig von der Frequenz, da sich z.B. durch den Skineneffekt die Stromdichte im Leiter mit der Frequenz verändert. Weiterhin besteht eine Abhängigkeit von der geometrischen Anordnung der Leiter, da die

elektromagnetische Beeinflussung zwischen den Leitern stark vom Abstand der Leiter untereinander bzw. zum Erdpotential abhängt.

In der Energietechnik wird häufig die Annahme elektrisch kurzer Leitungen getroffen. Hierbei wird ausgenutzt, dass bei niedrigen Frequenzen die Wellenlänge bedeutend größer ist als die Leitungslänge. Mathematisch bedeutet dies, dass  $\underline{\gamma} \cdot l \ll 1$  gilt und damit die hyperbolischen Funktionen durch ihre Argumente angenähert werden können. Die Längsimpedanz kann somit als Reihenschaltung aus Induktivität sowie Widerstand dargestellt werden, während sich die Queradmittanz aus der Parallelschaltung der Kapazität und des Ableitbelag ergibt.

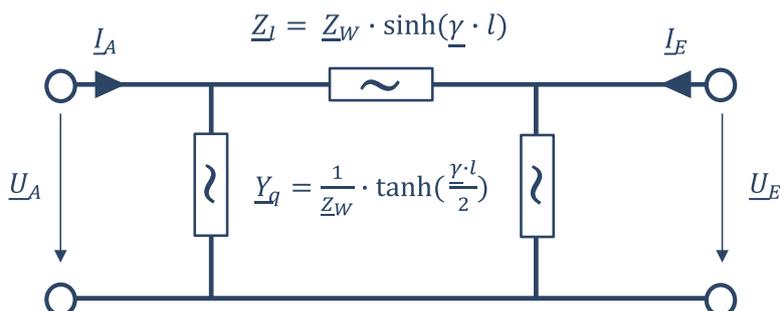


Abbildung 2: Allgemeines Leitungsmodell

Mit steigender Frequenz erhöhen sich die ebenfalls die Argumente der hyperbolischen Funktionen, wodurch sich der Fehler der gemachten Annäherung erhöht. Bei höheren Frequenzen ist diese Approximation somit nur noch für geringe Leitungslängen zulässig [16]. In Abbildung 3 ist die Abhängigkeit der maximal zulässigen Leitungslänge über den relevanten Frequenzbereich dargestellt. Für Freileitungen sinkt diese Leitungslänge von 405 km auf ca. 8 km bei 2,5 kHz. Bedingt durch die höhere Permittivität ist die Wellenlänge bei Kabeln geringer, weshalb auch die maximale Leitungslänge geringer ist als bei Freileitungen. Bei 2500 kHz beträgt sie ca. 5 km. Leitungen sollten folglich mittels der exakten hyperbolischen Funktionen nachgebildet werden.

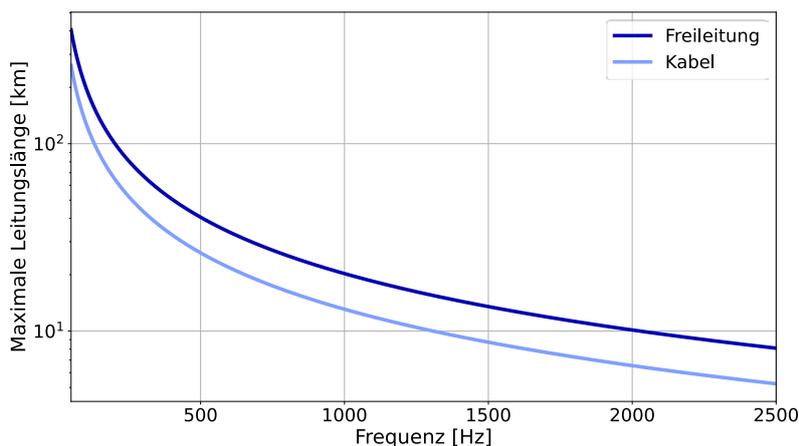


Abbildung 3: Zulässiger Bereich für die Vereinfachung der hyperbolischen Funktionen

Da sich die geometrischen Anordnungen und Beeinflussungen von Freileitungen und Erdkabeln deutlich unterscheiden, werden diese nachfolgend getrennt beschrieben.

## Freileitungen

Zunächst wird hierbei auf die Geometrie- und Frequenzabhängigkeit der Längsimpedanzen eingegangen.

Die Längsimpedanz setzt sich aus der Selbst- und Gegenimpedanz zusammen. Beide werden durch den Erdrückleiterstrom beeinflusst werden, da die Ströme in den Phasenleitern durch ihre Magnetfelder Ströme in der Erde induzieren. Das Erdreich kann hierbei als räumlich ausgedehnter, nicht-idealer Leiter aufgefasst werden. [17], [15].

Die Behandlung der Erdrückleiter stellt einen wesentlichen Unterschied zwischen Modellen zur Berechnung der Parameter von Freileitungen anhand der geometrischen Anordnung dar. Im Folgenden wird das Modell nach Dubanton verwendet, welches eine Näherung des grundlegenden Modells nach Carson und Pollaczek ist. Der Vorteil dieses Ansatzes ist der geschlossene Ausdruck für die Erdrückleiter. Verglichen mit den unendlichen Reihen im Modell nach Carson, erlaubt dies eine einfachere Implementierung und Berechnung [18].

In Abbildung 4 ist die allgemeine geometrische Anordnung zur Berechnung der Leitungsparameter dargestellt. Das Erdreich wird hierbei durch imaginäre Rückleiter ersetzt, welche direkt unter den jeweiligen Phasenleiter lokalisiert sind. Der Abstand der Phasenleiter zu den Erdrückleitern hängt von der komplexwertigen Erdstromtiefe  $\underline{p}$  ab, welche sich nach 2.3 berechnet.

$$\underline{p} = \sqrt{\frac{\rho}{j\omega\mu_0}} \quad (2.3)$$

Hierbei ist die  $\rho$  der spezifische Erdwiderstand, weshalb sich für unterschiedliche Bodenbeschaffheiten unterschiedliche Eindringtiefen ergeben.

Zu beachten ist, dass diese Ansätze die Leiterschleifen unter der Annahme unendlich langer Leiter berechnen. Um den Fehler, insbesondere der Selbstimpedanzen im Nullsystem, gering zu halten, sollte die Leitungslänge daher stets um den Faktor 1,36 größer sein als die Eindringtiefe ins Erdreich. Für einen spezifischen Erdbodenwiderstand von 100  $\Omega\text{m}$  bei Nennfrequenz beträgt diese Mindestlänge 1,27 km. Für kürzere Leitungen sollten Erdbodenwiderstand und Eindringtiefe angepasst werden [15]. Da die Eindringtiefe mit steigender Frequenz abnimmt, sinkt auch die erforderliche Mindestlänge mit steigender Frequenz. Bei 2500 Hz beträgt sie noch 180m. Im Gegenzug dazu steigt die Mindestlänge bei erhöhtem Erdbodenwiderstand. Für einen Erdbodenwiderstand von 1000  $\Omega\text{m}$  erhöht sich die Mindestlänge auf ca. 4 km.

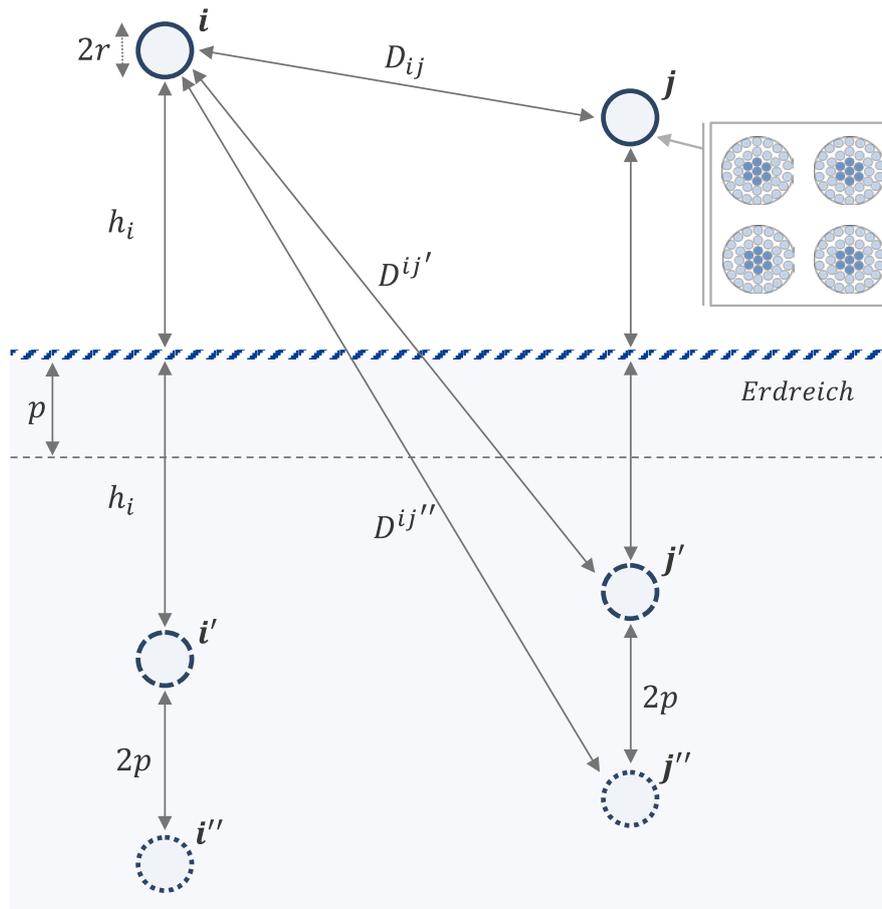


Abbildung 4: Allgemeine Leitergeometrie mit Spiegelleitern

Für die Berechnung der Höhe des Leiters muss die mittlere Höhe über Erde verwendet werden, welche den Durchgang einer Freileitung beinhaltet. Die übliche Ausführung von Höchstspannungsleitungen als Bündelleiter kann entweder explizit als separate Leiter modelliert oder auf einen äquivalenten Leiter reduziert werden [15].

Die Selbstimpedanz beinhaltet Komponenten zur Abbildung der Induktivität der idealen Leiterschleife des Phasenleiters mit Erde, des Einflusses des Erdrückleiters und der internen Impedanz des Leiters  $Z_c$ .

$$\underline{Z}_{ii} = j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \ln \frac{2 \cdot (h_i + p)}{r} + \underline{Z}_c \quad (2.4)$$

Die interne Impedanz des Leiters berechnet sich nach den folgenden Formeln:

$$\underline{Z}_c = R_{DC} \cdot \frac{j}{2} \cdot mr \cdot \left(1 - \frac{q^2}{r^2}\right) \cdot \frac{I_0(mr\sqrt{j}) + \phi \cdot K_0(mr\sqrt{j})}{\sqrt{j} \cdot I_1(mr\sqrt{j}) - \phi \cdot \sqrt{j} \cdot K_1(mr\sqrt{j})} \quad (2.5)$$

$$\phi = - \frac{\sqrt{j} \cdot I_1(mq\sqrt{j})}{-\sqrt{j} \cdot K_1(mq\sqrt{j})} \quad (2.6)$$

$$m = \sqrt{\omega \cdot \mu \cdot \sigma} \quad (2.7)$$

Hierbei ist  $q$  der Radius des Stahlkern,  $r$  der Gesamtradius des Leiters,  $R_{DC}$  der Gleichstromwiderstand,  $\sigma$  die Leitfähigkeit und  $\mu$  die Permeabilität des Leitermaterials.  $I_0, I_1, K_0, K_1$  sind Besselfunktionen nullter und erster Ordnung, welche die frequenzabhängige Stromverteilung im Leiter aufgrund des Skin-Effekt abbilden.

Die Selbstimpedanz von Freileitungen hängt folglich sowohl von typspezifischen Parametern (Gleichstromwiderstand), systemischen Merkmalen (Höhe, Anzahl Bündelleiter) und der Frequenz ab.

Die Gegenimpedanz beschreibt die Wirkung der durch die benachbarten Leiter, inklusive des Erdrückleiters, induzierten Ströme auf einen Leiter und berechnet sich nach

$$\underline{Z}_{ij} = j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \ln \frac{D''_{ij}}{D_{ij}} \quad (2.8)$$

Die Gegenimpedanzen hängen damit insbesondere von den Abständen der Leiter untereinander sowie der frequenzabhängigen Erdstromtiefe ab.

Die Ermittlung der Leitungskapazitäten erfolgt anhand der Maxwell'schen Potentialkoeffizienten. Auch hierfür kann die Leiteranordnung nach Abbildung 4 herangezogen werden.

Die Potentialkoeffizienten berechnen sich nach

$$P_{ii} = \frac{1}{2\pi \cdot \epsilon_0} \cdot \ln \frac{2h_i}{r} \quad (2.9)$$

$$P_{ij} = \frac{1}{2\pi \cdot \epsilon_0} \cdot \ln \frac{D'_{ij}}{D_{ij}} \quad (2.10)$$

Es wird deutlich, dass die Leitungskapazitäten von der Geometrie, nicht aber von der Frequenz abhängen [15].

Insgesamt können folgende, unabhängig voneinander auftretende, Einflussfaktoren auf die Parameter und damit die Impedanz einer Leitung identifiziert werden:

- Eigenschaften des Leitungstyp (z.B. Gleichstromwiderstand, Leitfähigkeit, Leiterradius, ...)
- Geometrische Anordnung auf dem Freileitungsmast (z.B. Abstände Leiter untereinander bzw. zur Erde)
- Geographische Eigenschaften (z.B. Erdbodenbeschaffenheit)

Im Folgenden werden die Auswirkungen der frequenzabhängigen Berechnung der Freileitungen sowie der obigen Einflussfaktoren diskutiert.

In Abbildung 5 sind hierfür zunächst die allgemeinen Verläufe der Leitungsparameter dargestellt. Aufgrund des Skin-Effekt steigt der Widerstandsbelag stark an, wobei dies im Nullsystem besonders ausgeprägt ist. Grundsätzlich führt der Skin-Effekt auch zu einem Absinken des Induktivitätsbelag der Leiter, da die innere Induktivität mit zunehmender Verdrängung des Stroms an den Leiterrand kleiner wird. Der Induktivitätsbelag im Mitsystem weist allerdings nur eine sehr geringe Verringerung auf, welche auch für Frequenzen über 2 kHz noch unter 1 % liegt. Dies ergibt sich aus dem Aufbau der Leiter. Durch den Stahlkern im Inneren und den generell eher geringeren Leiterquerschnitt bleibt die Auswirkung der verringerten inneren Induktivität eher gering. Im Gegensatz dazu zeigt sich, dass sich der Induktivitätsbelag im Nullsystem um ca. 25 % verringert. Diese Verringerung ergibt sich aus der

zunehmend geringeren Erdstromtiefe bei steigender Frequenz, wodurch der Abstand der Leiter zum Erdrückleiter stetig verringert wird.

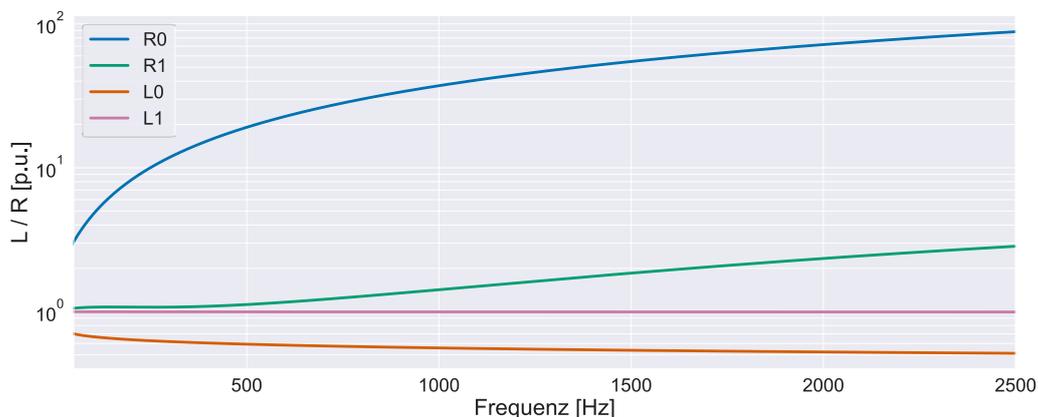


Abbildung 5: Allgemeine Frequenzabhängigkeit des Widerstands- und Induktivitätsbelag (bezogen auf die Werte bei 50 Hz)

### Geometrische Anordnung

Die geometrische Anordnung der Leiter wird im Wesentlichen durch den verwendeten Masttyp bestimmt, welche in dargestellt sind. Bestimmte lokale Anforderungen an die Trassenführung können die Verwendung verschiedener Masttypen erfordern. Im Gegensatz zueinander stehen hierbei vor allem Masthöhe und Trassenbreite. Beispielsweise kann bei Trassenstrecken durch Waldgebiete der Typ Tonnenmast verwendet werden, um die freizulegende Schneise möglichst gering zu halten. Die Einebenenordnung kann in der Nähe zu Flughäfen verwendet werden, da dort eine möglichst geringe Masthöhe angestrebt wird. Da der Donaumast der häufigste Masttyp der ist, wird dieser im Folgenden als Standardtyp verwendet, wenn nicht anders angegeben.

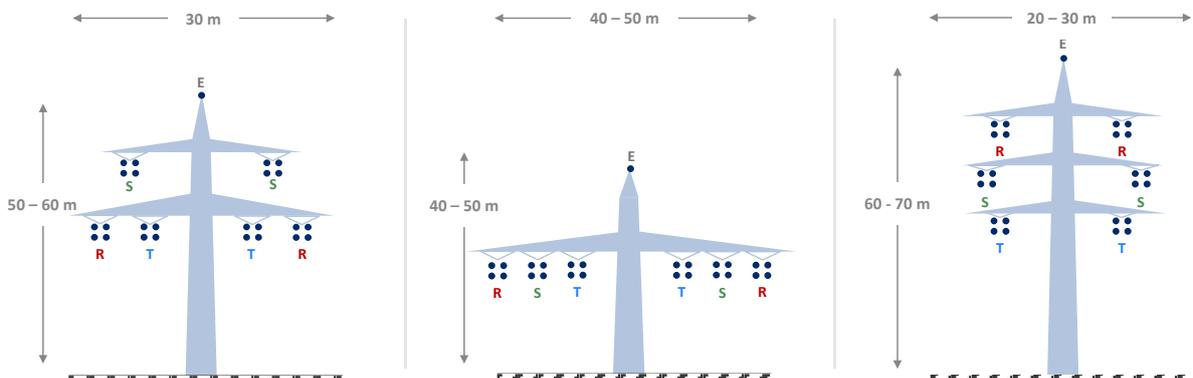


Abbildung 6: Masttypen. Von links nach rechts: Donaumast, Einebenenordnung, Tonnenmast

Alle Masttypen sind ebenfalls in einer Ausführung mit 4 HöS-Stromkreisen vorhanden, die angegebenen Größenmaße erhöhen sich dann entsprechend.

### Eigenschaften Leitertyp

Im Übertragungsnetz sind verschiedene Leitungstypen installiert. Diese unterscheiden im Wesentlichen in ihrem Querschnitt und weisen somit unterschiedliche Stromtragfähigkeiten auf. Da sich der Querschnitt der Leitertypen sowie deren Gleichstromwiderstand auf die Selbstimpedanz auswirkt,

wurden verschiedene, gängige Leitungstypen untersucht. Die verwendeten Leitungstypen sind in Tabelle 1 aufgelistet.

Tabelle 1: Parameter Freileitungstypen

	Querschnitt Al [mm <sup>2</sup> ]	Querschnitt St [mm <sup>2</sup> ]	Querschnitt Gesamt [mm <sup>2</sup> ]	Gleichstrom-Widerstand [Ω/km]
<b>243-AL1/39-ST1A (240/40)</b>	243,1	39,5	282,5	0,1188
<b>264-AL1/34-ST1A (265/35)</b>	263,7	34,1	297,7	0,1095
<b>434-AL1/56-ST1A (435/55)</b>	434,3	56,3	490,6	0,0666
<b>565-AL1/72-ST1A (565/72)</b>	565	71,6	636,6	0,0512

Die Leiter sind grundsätzlich als Viererbündel mit einem Bündeldurchmesser von 57 cm modelliert.

### Erdbodenbeschaffenheit

Nach den Formeln 2.4 und 2.8 wirkt sich die Erdbodenimpedanz auf die Selbst- und Gegenimpedanzen aus. Zur Analyse des Einflusses wurden folgende Erdbodentypen untersucht [15]. Als Standardtyp wird im Folgenden der Ackerboden verwendet.

Tabelle 2: Parameter Erdreich

	Moor	Acker	Kies (trocken)	Stein
<b><math>\rho</math> [Ωm]</b>	30	100	1000	3000
<b><math> p </math></b>	276	503	1592	2757

Im Folgenden wird zunächst von verdrehten Leitern ausgegangen, weshalb lediglich Mit- und Nullsystem dargestellt sind.

In Abbildung 7 ist der grundsätzliche Einfluss der frequenzabhängigen Berechnung der Leitungsparameter aus den geometrischen Daten auf die Kurzschlussimpedanz für verschiedenen Leitungslängen dargestellt. Es ist erkenntlich, dass sich die Resonanzstellen nicht verschieben und sich der Einfluss im Mitsystem nahezu ausschließlich auf die Dämpfung der Resonanzen beschränkt. Der Grund hierfür ist, dass der Induktivitätsbelag im Mitsystem vor allem von den Abständen der Phasenleiter untereinander bestimmt wird und der Kapazitätsbelag, wie oben beschrieben, nicht von der Frequenz abhängt. Der Widerstand der Leitung steigt bedingt durch den Skineneffekt und damit erhöht sich auch die Dämpfung der Resonanzstelle. Mit steigender Frequenz steigt der Dämpfungseffekt und damit auch der Einfluss der frequenzabhängigen Parametrierung. Während der Fehler für die Leitung mit 100 km Länge bei der ersten Resonanzstelle bei 745 Hz 7,3 % beträgt, steigt der Fehler für die zweite Resonanzstelle bei 2235 Hz auf 89 %.

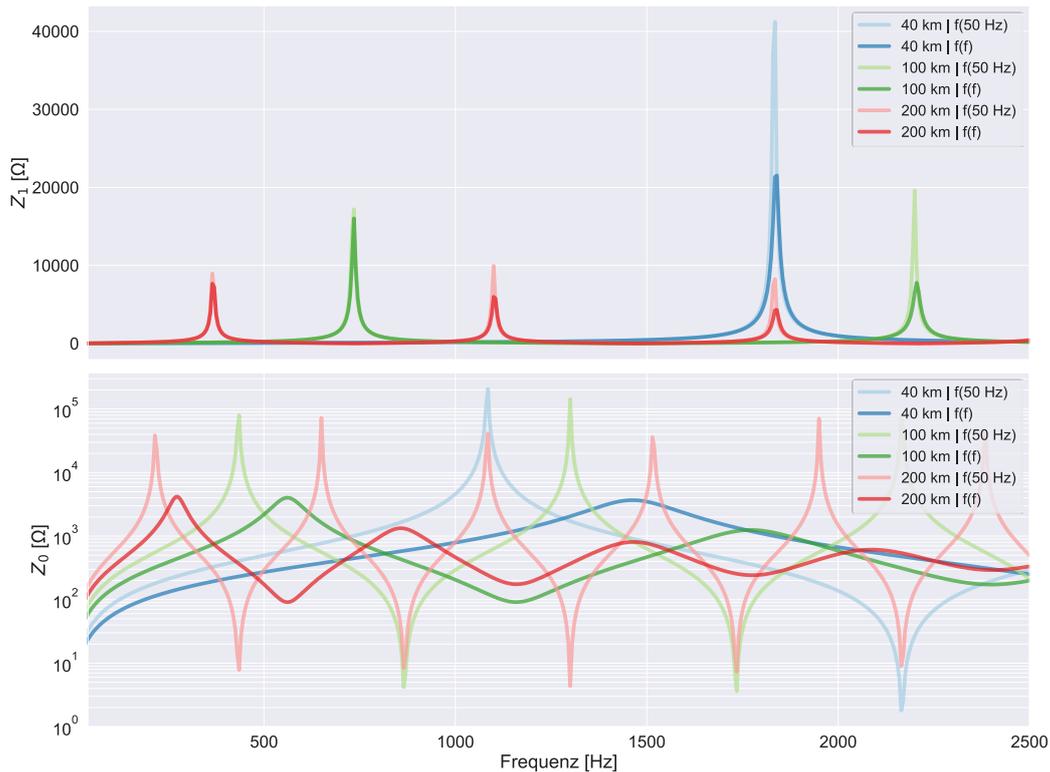


Abbildung 7: Einfluss frequenzabhängiger Parameter im a) Mitsystem b) Nullsystem

Ein deutlich stärkerer Einfluss der frequenzabhängigen Berechnung ist für die Leitungsimpedanz im Nullsystem zu erkennen. Hierbei werden sowohl Dämpfung als auch Lage der Resonanzstellen beeinflusst. Der Grund hierfür liegt in der veränderten Erdstromtiefe (vgl. Formel 2.3). Bei höheren Frequenzen sinkt die Erdstromtiefe bzw. die Position des fiktiven Erdrückleiters rückt näher an die Phasenleiter heran. Dies verringert den Abstand und damit auch den Induktivitätsbelag. In der Leitungsimpedanz zeigt sich dies durch eine Verschiebung der Resonanzstellen zu höheren Frequenzen. Für die 100 km lange Leitung verschiebt sich bspw. die erste Resonanzstelle um ca. eine Ordnung 550 Hz auf 600 Hz. Mit steigender Frequenz erhöht sich auch die Verschiebung der Resonanzstellen.

Aufgrund dieser Erkenntnisse sind die folgenden Ergebnisse stets basierend auf der frequenzabhängigen Berechnung der Leitungsparameter.

In Abbildung 8 ist der Einfluss der drei Masttypen auf die Impedanz einer 100 km langen Freileitung dargestellt. Für das Mitsystem zeigt sich, dass die Geometrie im Bereich niedriger Frequenzen nur eine sehr geringe Auswirkung auf die Dämpfung hat. Erst bei der zweiten Resonanzstelle kann ein Unterschied zwischen den Masttypen erkannt werden. Der Tonnenmast weist die niedrigste Resonanzstelle auf, da die Abstände der Leiter untereinander im Vergleich am größten sind. Der gemittelte Abstand der drei Phasenleiter  $d = \sqrt[3]{d_{RS} \cdot d_{RT} \cdot d_{ST}}$  beträgt für den Tonnenmast 14,18 m, beim Donaumast sind dies nur 7,65 m. Dies führt zu einer verringerten Gegeninduktivität zwischen den Phasen und damit zu einer Erhöhung der Mitsysteminduktivität um ca. 18 % verglichen mit einer Anordnung im Donaumast. Der Unterschied der Resonanzstellen zwischen Tonnenmast und Donaumast beträgt ca. 40 Hz.

Stärker ausgeprägt sind die Auswirkungen im Nullsystem. Hierbei ergeben sich schon bei der ersten Resonanzstelle, welche etwas über 500 Hz liegt, Unterschiede um mehr als 50 Hz zwischen den Masttypen. Die niedrigste Resonanzstelle weist die Einebenenordnung auf. Grund hierfür ist der

geringere Abstand der Phasenleiter zur Erde bzw. zum Erdseil, wodurch sich die Kapazität erhöht. Verglichen mit dem Donaumast führt diese Anordnung zu einer Erhöhung der Nullsystemkapazität um ca. 29 %. Beim Donaumast weisen die Phasenleiter die größten Abstände zur Erde auf, weshalb auch die Resonanzfrequenzen erst bei höheren Frequenzen auftauchen. Die Unterschiede zwischen den zweiten Resonanzstellen betragen etwa 150 Hz.

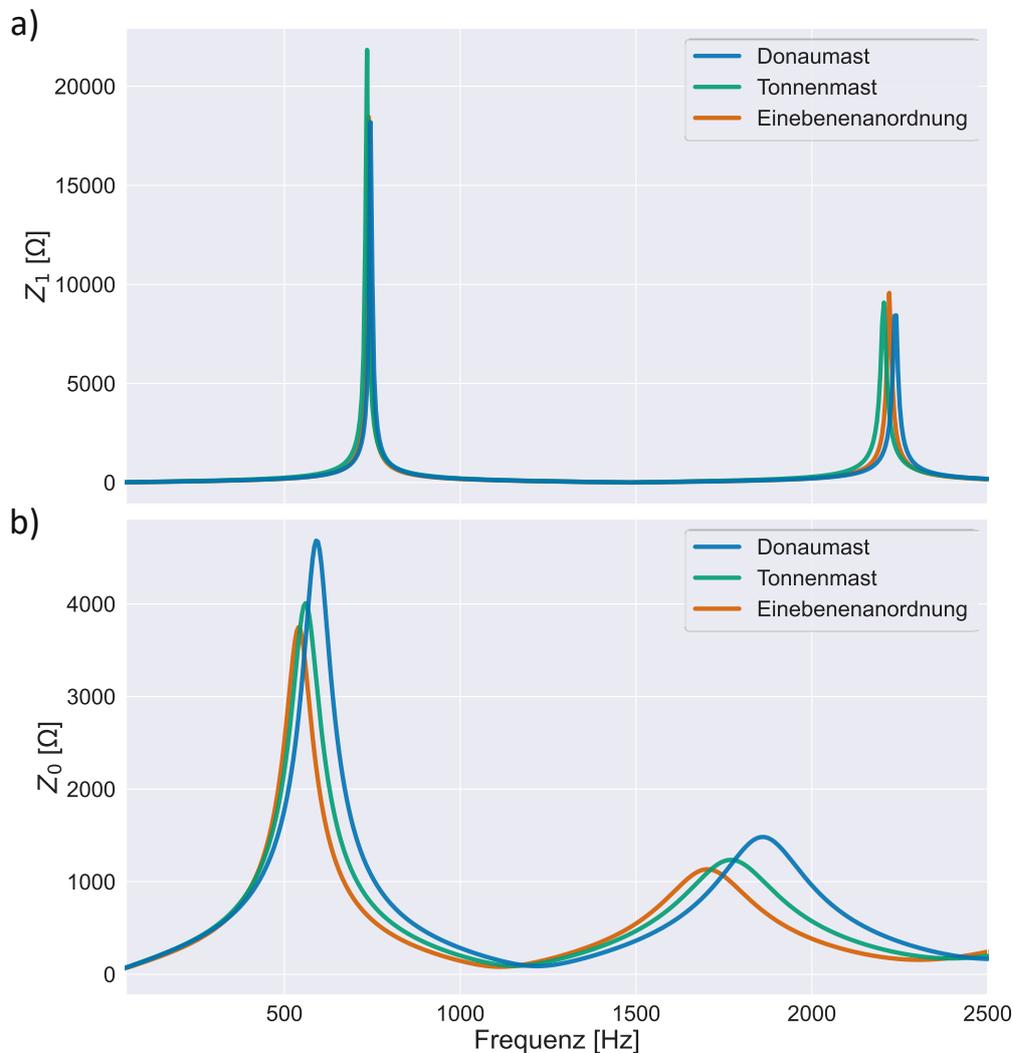


Abbildung 8: Einfluss Masttyp auf Leitungsimpedanz a) Mitsystem b) Nullsystem

Es fällt weiterhin auf, dass auch der Widerstand und damit die Dämpfung im Mitsystem leicht und deutlicher im Nullsystem von der Geometrie beeinflusst wird. Dies kann aus der impliziten Modellierung des Erdrückleiters sowie aus Formel 2.4 abgeleitet werden, in der die Höhe der Leiter die Selbstimpedanz beeinflusst. Grundsätzlich wird der Ausdruck für Frequenzen nahe der Betriebsfrequenz durch die Erdstromtiefe bestimmt, welche viel größer ist als die Höhe der Leiter (vgl. Tabelle 2). In diesem Bereich kann der Einfluss der Geometrie vernachlässigt werden. Im hier betrachteten Frequenzbereich sinkt die Erdstromtiefe auf ca. 71 m bei 2,5 kHz, wodurch der Einfluss der Leiterhöhe zunimmt und nicht mehr vernachlässigt werden sollte. Höher gelegene Leiter führen grundsätzlich zu einer Erhöhung des Widerstandsbelag, hierbei müssen sowohl die Phasenleiter als auch Erdseile beachtet werden.

In Abbildung 9 ist der Einfluss der in Tabelle 1 vorgestellten Leitungstypen auf die Leitungsimpedanz dargestellt. Es zeigt sich, dass der Leitertyp vor allem Einfluss auf die Dämpfung der Resonanzstellen im Mitsystem hat. Hierbei weisen die Leitertypen mit geringerem Querschnitt und damit höherem Widerstand auch eine höhere Dämpfung der Resonanzstellen auf. Während die erste Resonanzstelle für den Leitertyp 265/35 ca. 15 k $\Omega$  beträgt, steigt dies beim Leitertyp 565/72 um ca. 47 % auf 22 k $\Omega$ . Im Nullsystem kann kein Einfluss des Leitertyps beobachtet werden.

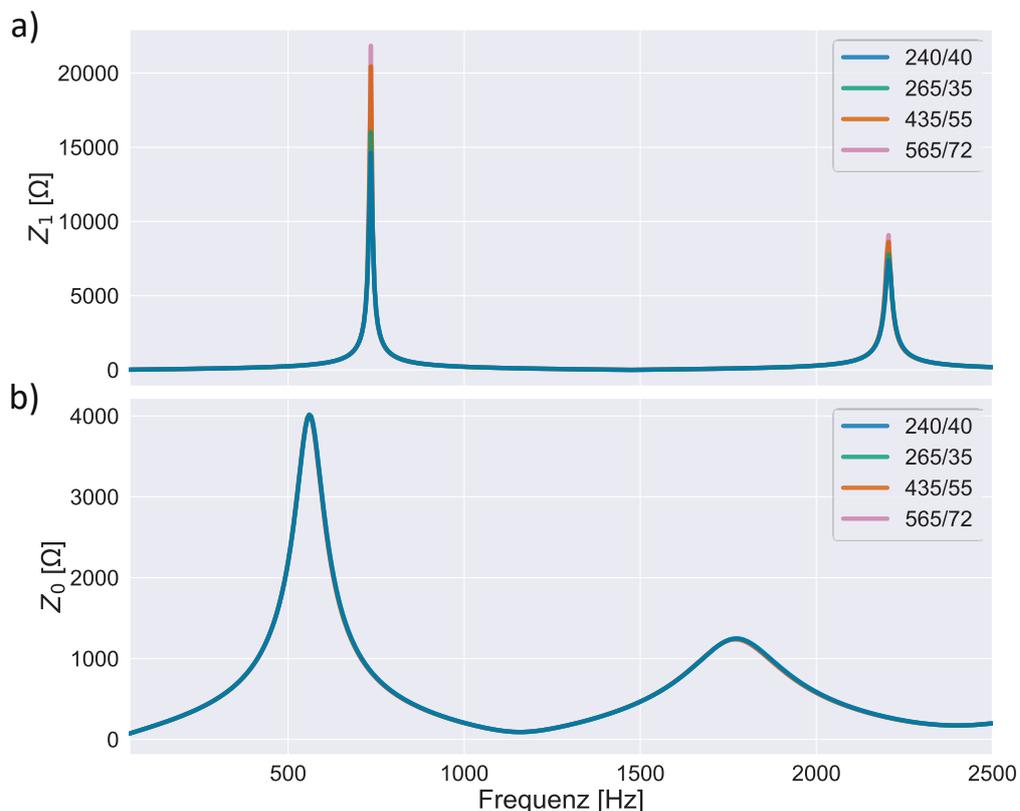


Abbildung 9: Einfluss Leitertyp auf Leitungsimpedanz a) Mitsystem b) Nullsystem

Der Einfluss der Erdbodenbeschaffenheit auf die Leitungsimpedanz ist in Abbildung 10 dargestellt. Hierbei ein Einfluss im Mitsystem lediglich auf die Dämpfung der Resonanzstellen in geringem Maße erkennbar. Der Einfluss des Erdbodentyp auf den Widerstand im Mitsystem ergibt sich durch die bereits diskutierte implizite Betrachtung der Leiterschleifen inklusive Erdrückleiter. Im Gegensatz dazu ist ein hoher Einfluss auf die Resonanzstellen im Nullsystem erkenntlich. Der erhöhte Erdbodenwiderstand führt nach Tabelle 2 zu einer erhöhten Eindringtiefe ins Erdreich. Dies erhöht die Leiterschleifen zwischen Leiter und Erde und damit die Induktivität im Nullsystem. Hieraus ergibt sich eine Verringerung der Resonanzfrequenzen im Nullsystem bei extremen Bodenverhältnissen. Hierbei sei erwähnt, dass die Zuweisung eines spezifischen Erdbodenwiderstand über die gesamte Länge der Freileitung im Allgemeinen nicht der Realität entsprechen muss. Gerade bei sehr langen Freileitungen kann der Bodentyp über die gesamte Länge variieren und sich lokal teils stark unterscheiden.

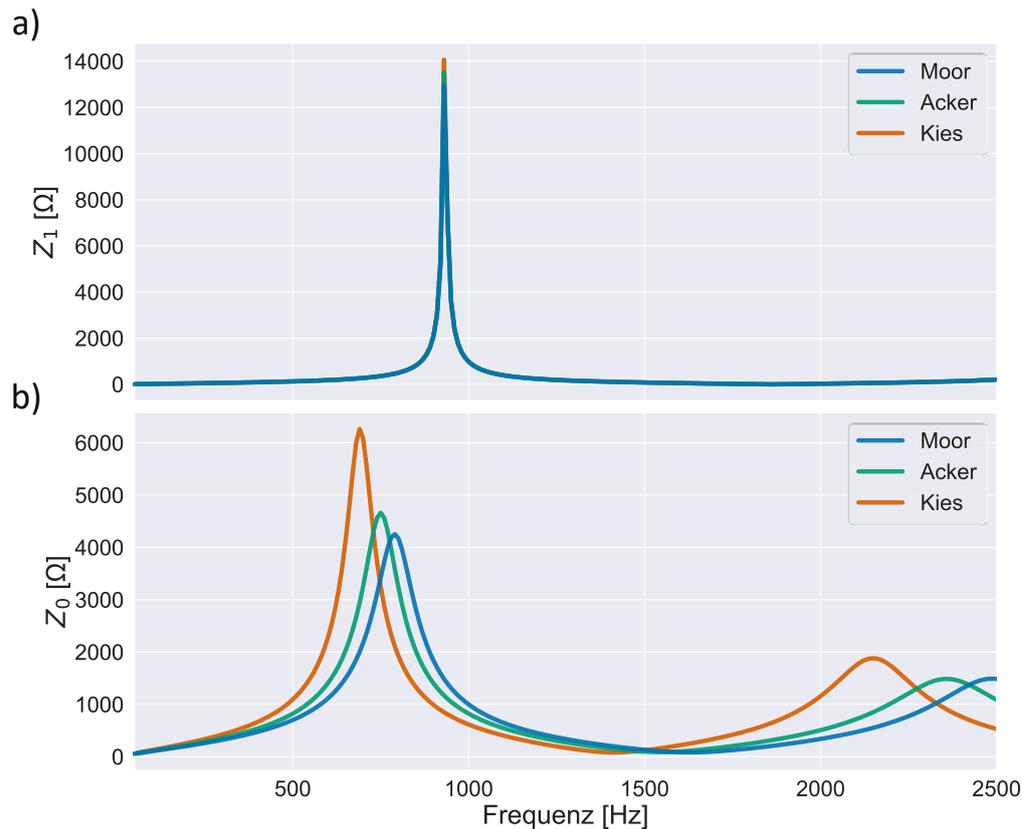


Abbildung 10: Einfluss Erdbodentyp auf Leitungsimpedanz a) Mitsystem b) Nullsystem

Die Geometrie der Freileitungen wird weiterhin von der Anzahl der Erdseile beeinflusst. Neben den Anordnungen mit einem Erdseil nach Abbildung 6 kommen, gerade generatornah, auch Mastbilder mit zwei Erdseilen vor. Die Erdseile können dabei entweder übereinander („Spitze“) oder nebeneinander („Hörner“) aufgebracht sein. In Abbildung 11 ist die Leitungsimpedanz des Donaumast für die Ausführung mit einem Erdseil sowie zwei Erdseilen in Anordnung „Hörner“ aufgezeigt. Während die Selbst- und Gegenimpedanzen im Mitsystem von der Anzahl der Erdseile nicht wesentlich beeinflusst wird, zeigt sich eine deutliche Auswirkung im Nullsystem. In der Konfiguration mit mehreren Erdseilen sind die Abstände der Phasen zum Erdleiter grundsätzlich reduziert, wodurch die Induktivitätsbeläge verringern und damit auch die Resonanzfrequenzen zu höheren Frequenzen verschieben. Diese Verschiebung steigt mit zunehmender Frequenz. Für die 100 km lange Freileitung verschiebt sich die erste Resonanzstelle um 30 Hz nach hinten, dies steigt bei der zweiten Resonanzstellen auf ca. 60 Hz.

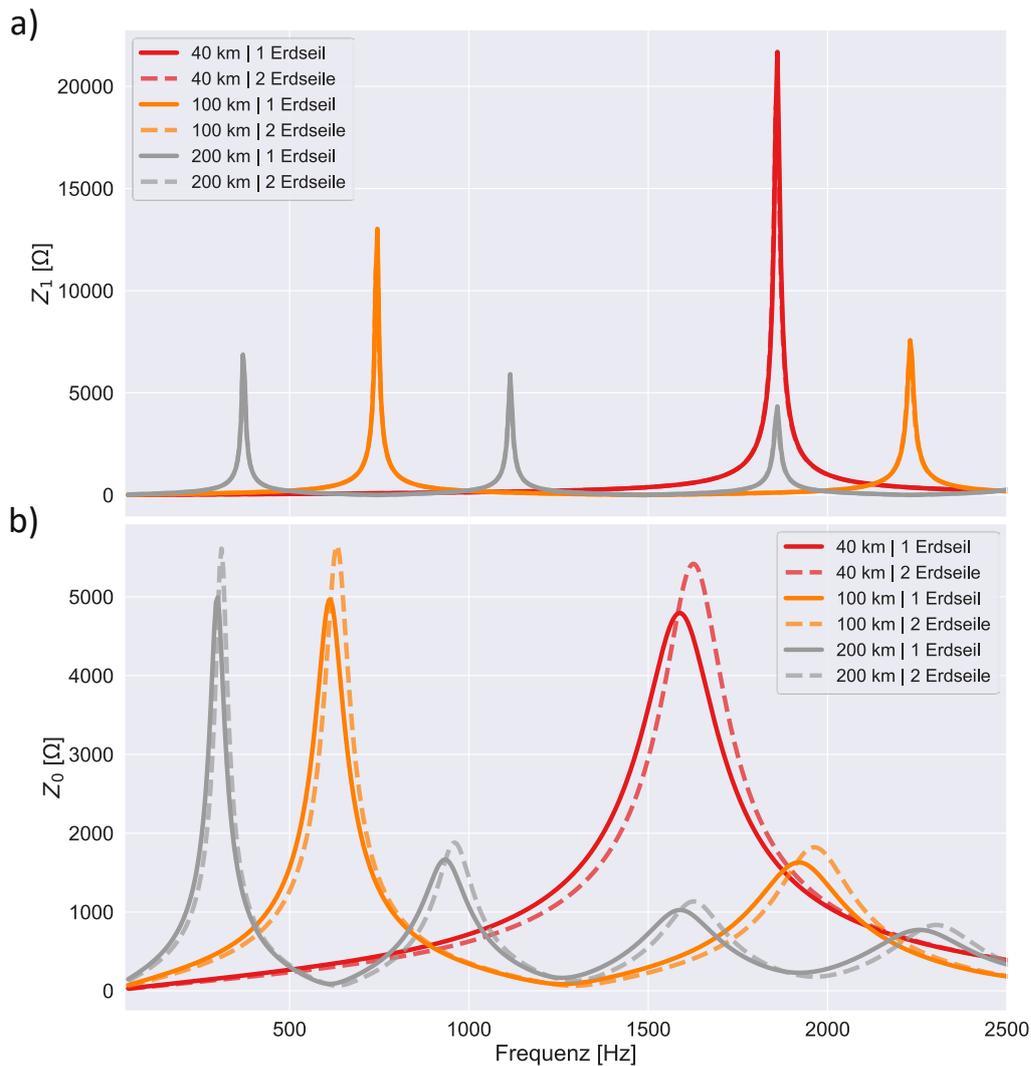


Abbildung 11: Einfluss der Anzahl der Erdseile auf die Leitungsimpedanz a) Mitsystem b) Nullsystem

Weitere Auswirkungen auf die Leitungsimpedanz im Nullsystem ergeben sich durch die Anzahl an Stromkreisen, die auf einem Mast aufgebracht sind. Grundsätzlich sind alle Stromkreise auf einem Mast stets im Nullsystem induktiv gekoppelt, da sich dort die Ströme nicht zu Null addieren und die durch diese Ströme erzeugten magnetischen Felder somit ebenfalls ungleich Null sind und in den Leitern in der Umgebung Spannungen induzieren können. Die Leitungsimpedanzen für unterschiedliche Anzahlen von Stromkreisen sind in Abbildung 12 dargestellt. Es zeigt sich, dass die Resonanzfrequenzen sich im Nullsystem stark verschieben, abhängig von der Anzahl an Stromkreisen. Die induktive Kopplung im Nullsystem führt hierbei zu einer Verringerung der Resonanzfrequenzen mit steigender Anzahl an Stromkreisen. Die erste Resonanzfrequenz der 100 km langen Leitung verschiebt sich hierbei von 650 auf 610 zu 550 Hz für die dargestellten Stromkreise. Aufgrund der starken Frequenzabhängigkeit der Nullsystemparameter steigt diese Verschiebung bei der zweiten Resonanzstelle auf 270 Hz, bei einem Vergleich der Anordnung mit einem Stromkreis und der Anordnung mit vier Stromkreisen. Hieraus folgt, dass die Leitungsimpedanz mehrerer Stromkreise auf einem Mast im Nullsystem nicht direkt durch eine getrennte Berechnung der Stromkreise ermittelt werden kann, da in diesem Fall die Informationen über die Nullsystemkopplung der Stromkreise fehlen würden. Hieraus folgt, dass für eine exakte Berechnung der Nullsystemimpedanz bekannt sein muss, welche Stromkreise auf welchem gemeinsamen Mast liegen und im jeweiligen Betriebszustand stromführend sind.

Im Vergleich dazu zeigt sich im Mitsystem lediglich eine Auswirkung auf die Dämpfung der Resonanzstellen durch die verschiedenen Anzahlen an Stromkreisen, während sich die Resonanzstellen nur unwesentlich verschieben.

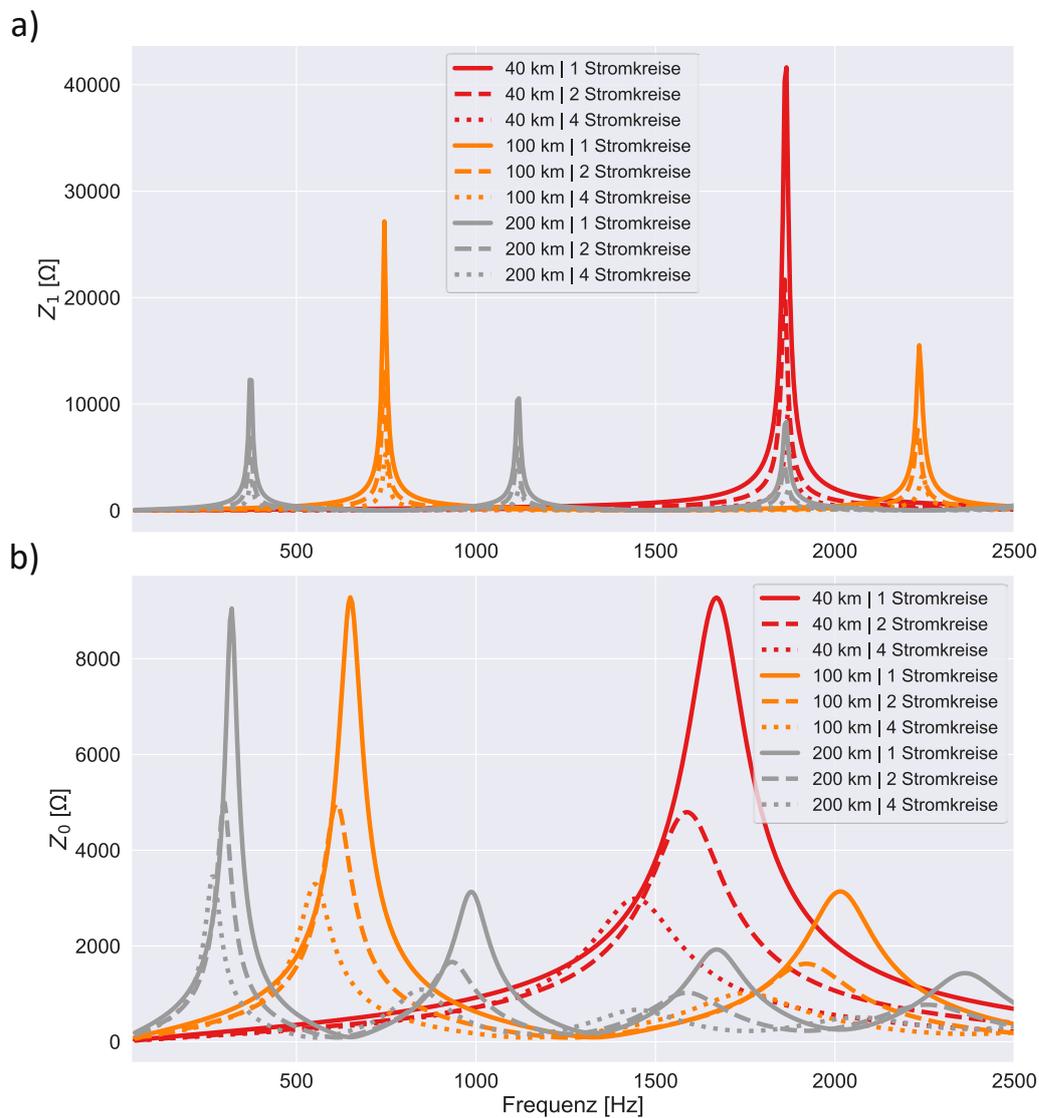


Abbildung 12: Einfluss der Anzahl der Stromkreise auf die Leitungsimpedanz a) Mitsystem b) Nullsystem

Ein weiterer Einflussfaktor auf die Leitungsimpedanz stellt die Temperatur dar. Erhöhte Leitertemperaturen können durch eine hohe Leitungsauslastung oder hohe Umgebungstemperaturen entstehen und führen zu einer Erhöhung des Leitungswiderstandes. Der Leiterwiderstand, welcher für 20 °C angegeben ist, kann über folgende Formel der tatsächlichen Temperatur angepasst werden.

$$R'(T) = R'_{20} \cdot [1 + \alpha \cdot (T - 20^\circ\text{C})] \quad (2.11)$$

Im üblichen Betriebsbereich bis zu 80 °C ist hierbei ein linearer Zusammenhang zwischen Leiterwiderstand und Temperatur angenommen. Der Koeffizient  $\alpha$  beträgt  $0,004 \frac{1}{K}$  für einen Leiter aus Aluminium. Eine Erhöhung der Temperatur von 20 auf 80 °C würde somit zu einer Erhöhung des Leiterwiderstandes um 24 % führen. Die Auswirkungen verschiedener Temperaturen auf die Impedanz einer

Freileitung sind in Abbildung 13 dargestellt. Es zeigt sich, dass die Resonanzstellen im Mitsystem bei erhöhter Leitertemperatur stärker gedämpft werden. Dieser Effekt sinkt allerdings mit zunehmender Frequenz, da der Leiterwiderstand bei höheren Frequenzen zunehmend vom Skineneffekt bestimmt wird. Im Nullsystem ergeben sich keine signifikanten Auswirkungen.

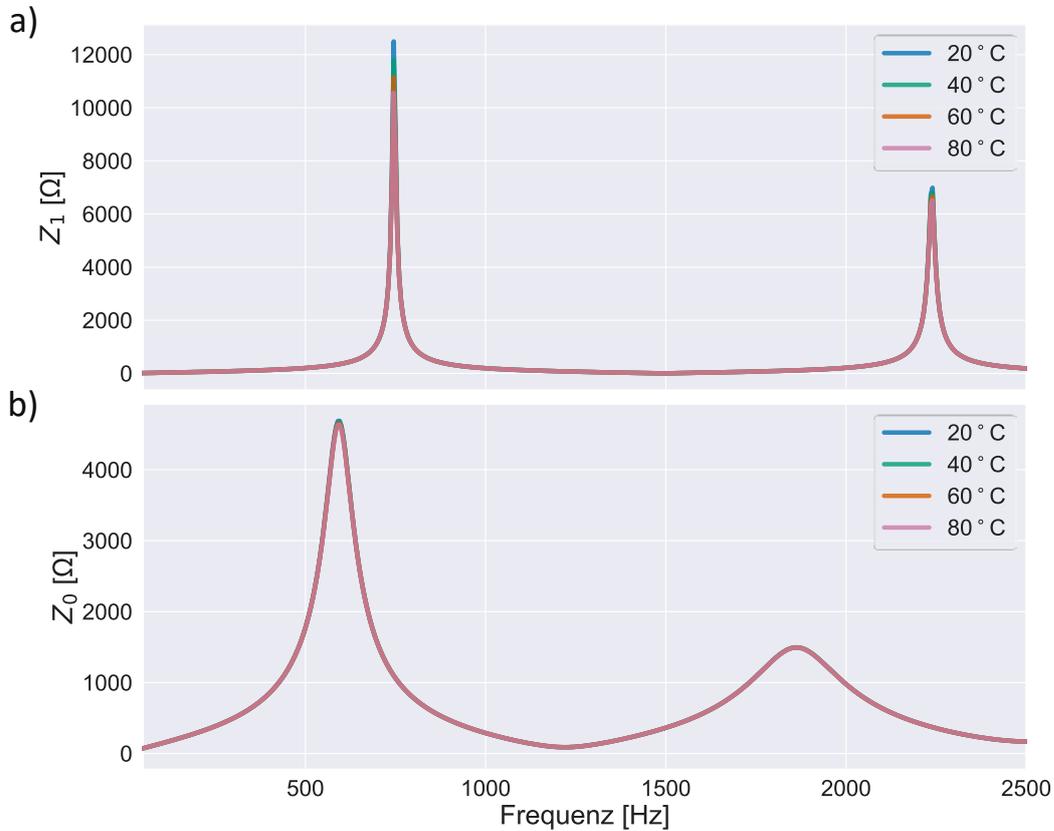


Abbildung 13: Auswirkung Leitertemperatur auf Leitungsimpedanz a) Mitsystem b) Nullsystem

Weitergehend wurde die Auswirkung der Annahme von Verdrillung der Leitungen untersucht.

In Abbildung 14 können die Induktivitätsbeläge einer verdrillten mit einer verdrillten Leitung verglichen werden. In den Kurven der Phasengrößen zeigen sich die unterschiedlichen Abstände der Phasenleiter zueinander bzw. zur Erde. Bei der Transformation der Phasengrößen in die symmetrischen Komponenten wird deutlich, dass die Selbstinduktivitäten ( $L_{00}, L_{11}, L_{22}$ ) sich nicht von denen der verdrillten Leitung unterscheiden. Dies ergibt sich als Konsequenz der mathematischen Formulierung der symmetrischen Komponenten. Im Unterschied zur verdrillten Leitung weisen die Transferinduktivitäten (z.B.  $L_{21}$ ) nun allerdings Werte ungleich 0 auf. Dies bedeutet, dass das Leitungssystem durch die Transformationsvorschrift der symmetrischen Komponenten nicht mehr vollständig entkoppelt wird. Hierdurch kommt es zu Beeinflussung der Systeme untereinander, z.B. führt ein Wert von  $L_{21}$  ungleich Null dazu, dass sich bei einem Mitsystemstrom über die Transferimpedanz auch eine Gegensystemspannung ausbildet.

Aufgrund der nun bestehenden Systemkopplungen können die hyperbolischen Funktionen des Ersatzschaltbildes nach Abbildung 2 nicht mehr angewendet werden, da diese aus der Annahme einphasiger Systeme hergeleitet wurden. Durch die Systemkopplung ist die Ausbreitungskonstante nun eine vollständig besetzte Matrix, für welche die hyperbolischen Funktionen nicht definiert sind [12]. Um trotzdem die detaillierte Berechnung der Leitungsimpedanz zu ermöglichen, wurde ein Verfahren zur

Eigenwertzerlegung der gekoppelten Systeme implementiert. In diesem *Modalbereich* können die Gleichungen dann einphasig gelöst werden und anschließend wieder in die symmetrischen Komponenten zurücktransformiert werden. Diese Eigenwertzerlegung muss dabei für jeden Frequenzschritt neu berechnet werden.

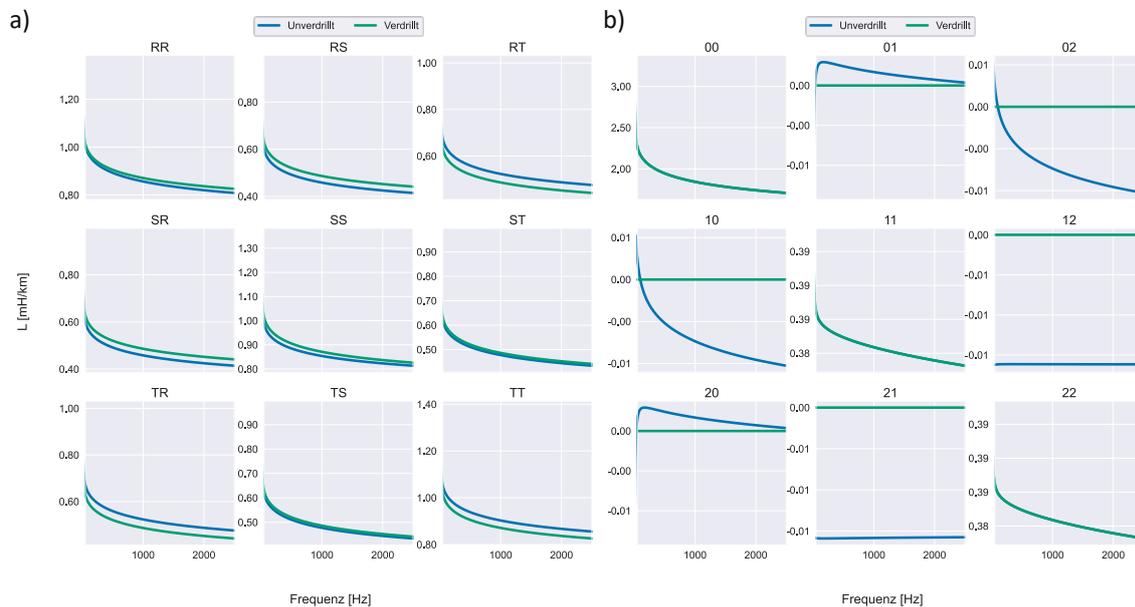


Abbildung 14: Induktivitätsbelag einer unverdrillten Leitung a) RST b) 012

In Abbildung 15 ist der Impedanzverlauf einer verdrillten und unverdrillten Leitung für verschiedene Leitungslängen dargestellt. Es zeigt sich, dass sich im unverdrillten Fall eine erhöhte Dämpfung der Resonanzstellen ergibt, deren Einfluss mit steigender Frequenz zunimmt. Für die 100 km lange Freileitung beträgt der Unterschied der Dämpfung bei der ersten Resonanzstelle knapp 4 % und steigt für die zweite Resonanzstelle auf 11 %. Die Resonanzfrequenzen wiesen für diese Konfiguration keine signifikante Änderung auf.

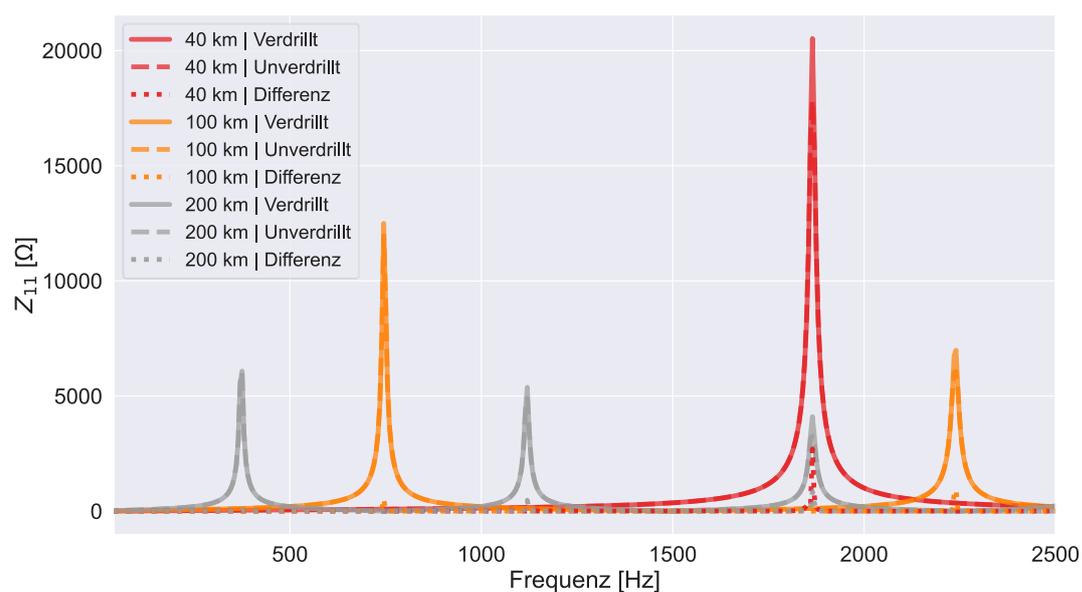


Abbildung 15: Mitsystemimpedanz von verdrillter und unverdrillter Leitung (Donaumast)

Weitere Untersuchungen zeigten, dass die eher geringen Auswirkungen auf die Selbstimpedanzen am vergleichsweise symmetrischen Aufbau des Donaumastbildes liegen. Die Abstände zwischen den Phasenleitern sind aufgrund der Anordnung im Dreieck ähnlich groß, wodurch die Induktivitäts- und Kapazitätsbeläge der Phasen sich nur geringfügig unterscheiden.

Im Vergleich dazu ist in Abbildung 16 der Impedanzverlauf für die Leiteranordnung nach Tonnenmastbild abgebildet, welcher eine deutliche Phasenunsymmetrie ausweist. Die Resonanzstelle im verdrillten Fall teilt sich hierbei in 2 Resonanzspitzen bei der unverdrillten Leitung auf. Dies liegt an den unterschiedlichen Koppelimpedanzen, welche nun zwischen den unsymmetrisch aufgebauten Phasen entstehen. Die erste der beiden nahegelegenen Parallelresonanzen wird durch die in der Mitte angebrachte Phase S verursacht (s. Abbildung 6), während die zweite Resonanzstelle durch die Phasen R und T gebildet wird. Diese Aufteilung der Resonanzstellen wird umso ausgeprägter je größer die Frequenz ist. Die Verschiebungen betragen erst bei Resonanzfrequenzen über 1 kHz mehr als 10 Hz.

Analoge Ergebnisse konnten für die Einebenanordnung berechnet werden, da auch bei dieser Anordnung hohe Unterschiede der Phasenabstände bestehen.

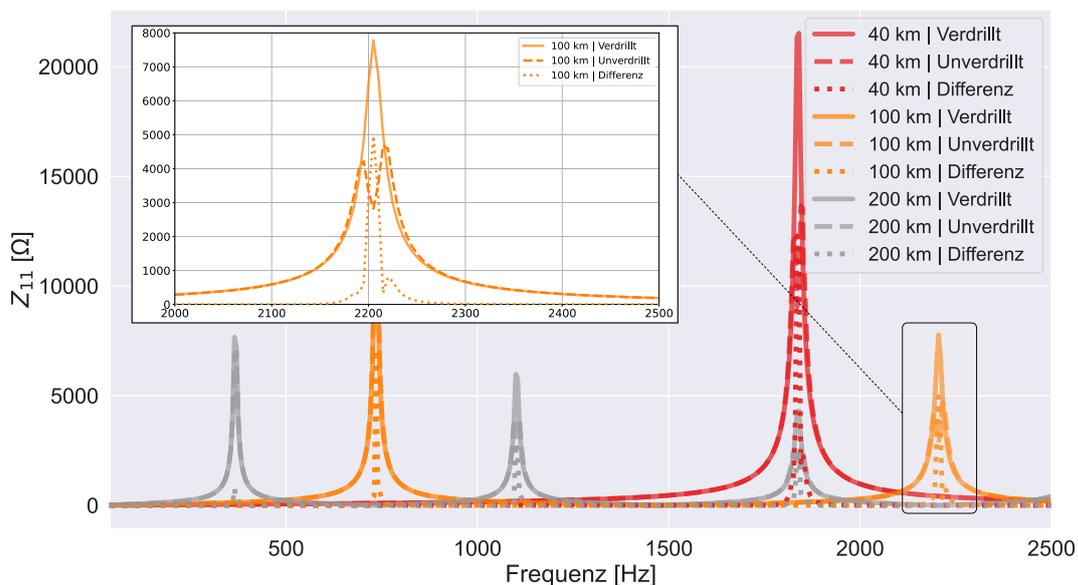


Abbildung 16: Mitsystemimpedanz von verdrillter und unverdrillter Leitung (Tonnenmast)

Für das Nullsystem ergaben sich dagegen keine signifikanten Veränderungen der Selbstimpedanzen beim Vergleich von verdrillter und unverdrillter Leitung, wie Abbildung 17 entnommen werden kann.

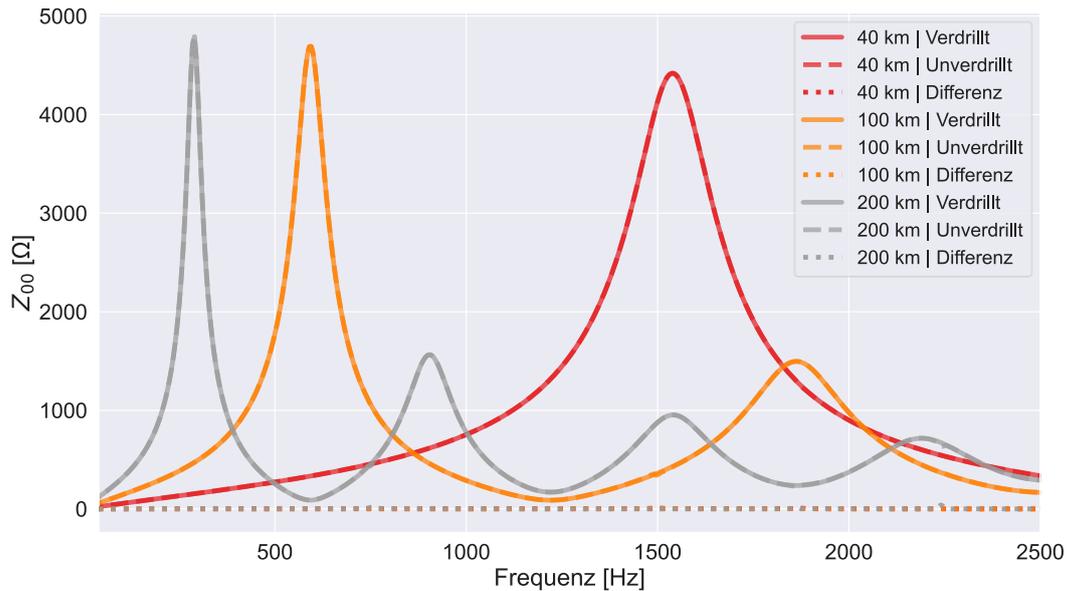


Abbildung 17: Nullsystemimpedanz von verdrehter und unverdrehter Leitung

Abbildung 18 zeigt die Selbst- und Transferimpedanzen für das Mitsystem für eine 100 km lange Freileitung. Für höhere Frequenzen steigt die Kopplung der Systeme, was sich in einem erhöhten Verhältnis von Gegensystem- zu Mitsystemimpedanz  $Z_{21}/Z_{11}$  äußert. Während dieses Verhältnis bei der ersten Resonanzstelle noch 24,2 % beträgt, wächst dies auf 41,67 % bei der zweiten Resonanzstelle. Ähnliche Ergebnisse ergaben sich bei der Auswertung für das Gegensystem.

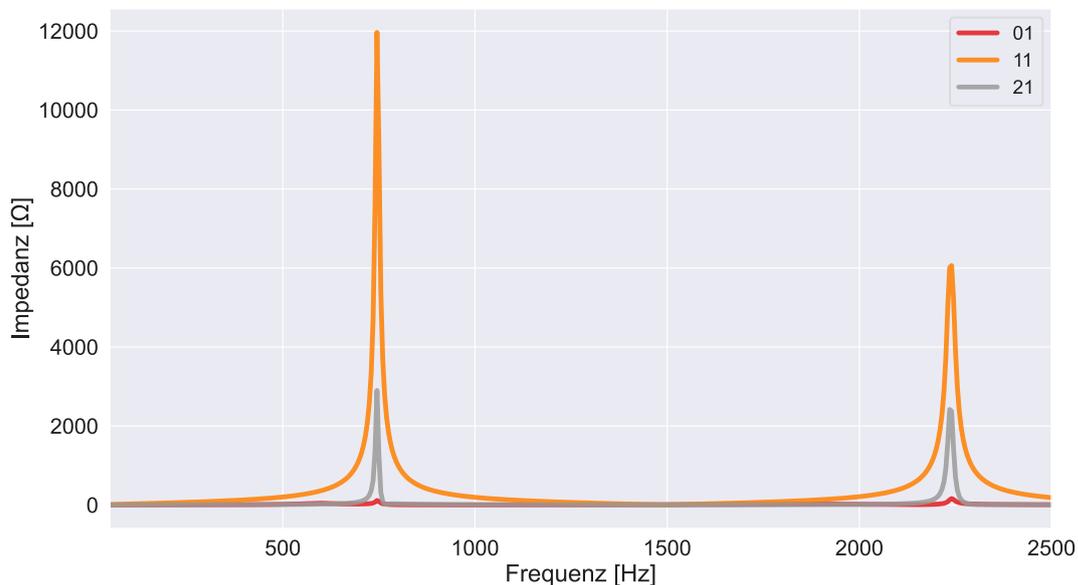


Abbildung 18: Ausbildung von Nebensystemen für eine 100 km lange Freileitung bei Mitsystemeinspeisung

Insgesamt zeigen die Ergebnisse, dass bei der Untersuchung von unverdrehten Leitungen neben den Selbst- auch die Transferimpedanzen betrachtet werden sollten. Durch die Kopplung der Systeme steigt die Dämpfung der Resonanzstellen. Weiterhin können sich die Resonanzstellen bei unsymmetrischen Anordnungen wie beim Tonnenmastbild verschieben. Hierbei kommt es zu einer Aufteilung

der im verdrehten Fall klar definierten Resonanzfrequenz in 2 oder mehr Resonanzstellen vor und nach der ursprünglichen Resonanzstelle.

### Zusammenfassung Freileitungen

In Tabelle 3 sind die untersuchten Einflussfaktoren mit einer qualitativen Einschätzung aufgelistet. Hierbei sei darauf hingewiesen, dass die Relevanz der Einflussfaktoren stets im Kontext der durchgeführten Studie beurteilt werden sollte. In Abhängigkeit der geforderten Güte können anschließend entsprechende Vereinfachungen getroffen werden. Während für verdrehte Leitungen die Auswertung der Selbstimpedanzen (Diagonalelemente) ausreicht, entstehen bei unverdrehten Leitungen Kopplungen zwischen den Systemen, wodurch auch die Transferimpedanzen (Nebendiagonalelemente) Werte ungleich null aufweisen und gegebenenfalls ausgewertet werden sollten.

Tabelle 3: Einflussfaktoren Freileitungsimpedanz (Selbstimpedanzen)

	Mitsystem		Nullsystem	
	Resonanzfrequenz	Dämpfung	Resonanzfrequenz	Dämpfung
<b>Leitertyp</b>	-	Hoch	-	-
<b>Masttyp</b>	Gering	Mittel	Hoch	Hoch
<b>Erdbodenwiderstand</b>	-	Gering	Hoch	Hoch
<b>Anzahl Stromkreise</b>	-	-	Hoch	Hoch
<b>Anzahl Erdseile</b>	-	-	Mittel	Mittel
<b>Temperatur</b>	-	Gering	-	-
<b>Verdrillung</b>	Abhängig von der Geometrie	Mittel	-	-

### Kabel

Der generelle Aufbau eines Höchstspannungserdkabel ist in Abbildung 19 dargestellt. Abgebildet sind hierbei alle für die Berechnung der Kabelimpedanz relevanten Elemente. In Tabelle 4 sind übliche Abmessungen eines Kabels eingetragen.

Tabelle 4: Geometrische Daten Kabel

	Durchmesser [mm]
<b>Leiter</b>	63,7
<b>Leitschicht, innen</b>	68,5
<b>Isolierung</b>	122,5
<b>Leitschicht, außen</b>	126,5
<b>Schirm</b>	131,8
<b>Aluminiumband</b>	133,2
<b>Mantel</b>	145

Die Längsimpedanz des Kabels ergibt setzt sich aus der internen Impedanz sowie der Impedanz der Erdrückleitung zusammen [19].

$$[Z] = [Z_{intern}] + [Z_{Erdrückleitung}] \quad (2.12)$$

Die interne Impedanz berücksichtigt den Spannungsabfall durch die Leiter-, Schirm und Armierungsschichten sowie die Kopplungen der zwischen allen leitfähigen Schichten.

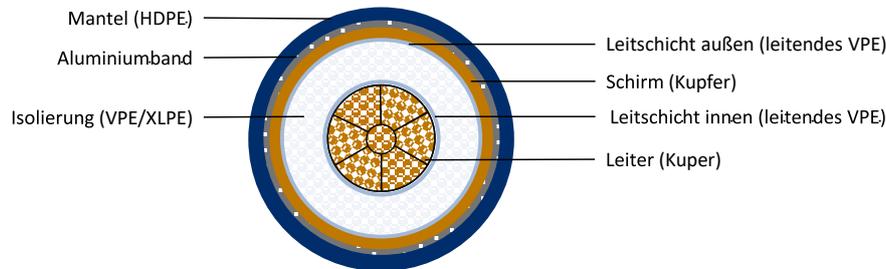


Abbildung 19: Aufbau eines 380 kV-Kabel (Single-Core)

Der Einfluss der Erdrückleiter wird, ähnlich wie für Freileitungen vorgestellt, unter Betrachtung der Anordnung mit Spiegelleitern sowie einer komplexen, frequenzabhängigen Erdstromtiefe berechnet (vgl. Abbildung 4) [19].

Auch die Querelemente werden wie bei den Freileitungen aus den Potentialkoeffizienten berechnet. Im Übertragungsnetz werden Single-Core Kabel (auch: Radialfeldkabel) eingesetzt. Das elektrische Feld der Einzelkabel breitet sich hierdurch lediglich bis zum geerdeten Schirm des jeweiligen Kabels aus. In die Berechnung der Kapazitäten vereinfacht sich demzufolge auf die Berechnung der Leiter-Erde Kapazitäten der Einzelkabel. Folglich gilt:

$$C_0 = C_1 \quad (2.13)$$

In die Berechnung der Kapazitäten gehen dabei alle dargestellten Schichten und deren Permittivität ein. Wie bei der Freileitung hängt die Kapazität lediglich von der Geometrie ab und ist somit frequenzunabhängig.

In Abbildung 20 ist der generelle Verlauf des Induktivitäts- und Widerstandsbelags für den relevanten Frequenzbereich aufgezeigt. Es zeigt sich, dass der Widerstand durch den Skineneffekt mit steigender Frequenz deutlich zunimmt. Im Mitsystem erhöht sich der Widerstand bei 2,5 kHz um den Faktor 9,64 und im Nullsystem um 2,1. Die Induktivitätsbeläge sinken für steigende Frequenzen, da durch den Skineneffekt der Strom an den Leiterrand gedrängt wird und somit ein zunehmend kleinerer Ausschnitt des Leiters magnetisiert wird. Aus Abbildung 20 kann abgelesen werden, dass die innere Induktivität bereits für Frequenzen ab 1 kHz fast auf null abgefallen ist und der gesamte Induktivitätsbelag somit fast nur noch aus der äußeren Induktivität besteht, welche den Außenraum des Kabels magnetisiert.

Im Vergleich zur Freileitung ist dieser Effekt bei Kabeln aufgrund des deutlich höheren Leiterquerschnitts viel stärker ausgeprägt (vgl. Abbildung 5). Aufgrund der deutlichen Veränderungen der Kabelparameter, sollte stets eine frequenzabhängige Modellierung des Kabelsystems und der Leitungsparameter erfolgen.

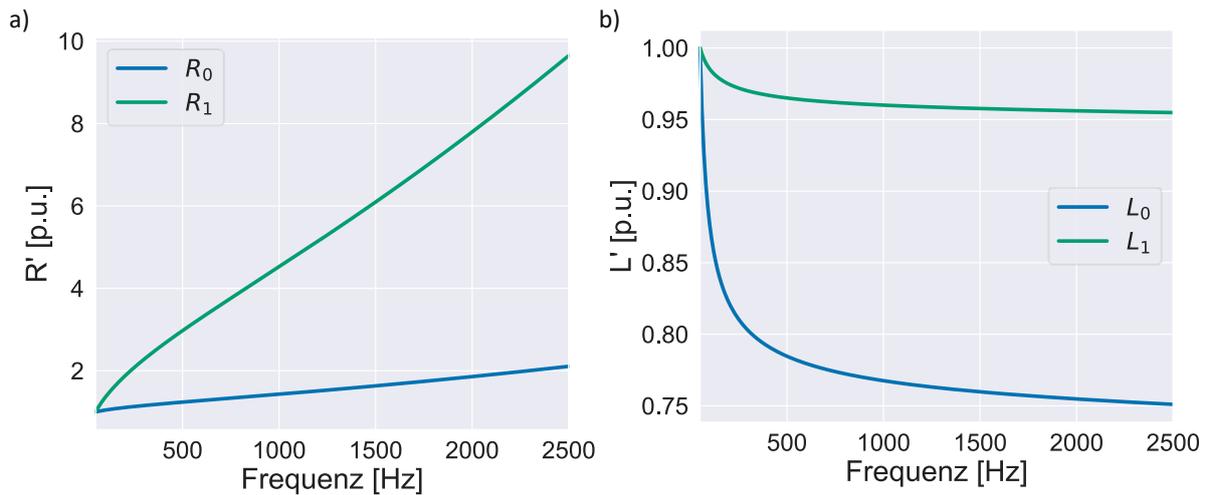


Abbildung 20: Frequenzabhängigkeit der Kabelparameter a) Widerstandsbelag b) Induktivitätsbelag

Um die Komplexität der zu modellierenden Schichten zu reduzieren, werden die halbleitenden Schichten üblicherweise in die Schicht der Isolierung einbezogen, da deren Leitfähigkeit deutlich kleiner als die des Leiters ist. Hierfür wird die Permittivität der Isolierung angepasst. Die äquivalente Permittivität der Isolierung und halbleitenden Schichten ergibt sich zu:

$$\epsilon_{erweitert} = \epsilon_{Isolierung} \cdot \frac{\ln\left(\frac{r_{HL,au\beta en,a}}{r_{Leiter}}\right)}{\ln\left(\frac{r_{HL,au\beta en,i}}{r_{HL,innen,a}}\right)} \quad (2.14)$$

Für übliche Kabelabmessungen beträgt die erweiterte Permittivität hierbei ca. 2,73 (vgl. XLPE: 2,4) [20].

Die Leiter von Höchstspannungserdkabeln sind als Segmentleiter ausgeführt (auch *Millikenleiter*). Dadurch kann nicht direkt aus der Geometrie und den Leiterparametern auf den Leiterwiderstand geschlossen werden, da zwischen den Einzeldrähten ein gewisser Hohlraum verbleibt. Falls es im Berechnungsprogramm nicht möglich ist jeden Einzeldraht zu berechnen, kann der Widerstandsbelag des Leiters entsprechend angepasst werden [11].

$$R'_{GS,angepasst} = R'_{GS,0} \cdot \frac{A_{Leiter,Datenblatt}}{\pi \cdot r_{Leiter}^2} \quad (2.15)$$

Die Schirme der hier betrachteten Kabel sind grundsätzlich als ausgekreuzt (*cross-bonding*) modelliert.

In Abbildung 21 ist der Einfluss der Verlegeart und des Abstandes der einzelnen Kabel auf die Kurzschlussimpedanz im Mitsystem für ein 10 km langes Kabelsystem dargestellt. Es zeigt sich, dass größere Abstände der Leiter die Resonanzfrequenz zu niedrigeren Frequenzen verschieben. Dies liegt darin begründet, dass die Gegeninduktivität zwischen 2 Leitern mit steigendem Abstand ebenfalls abnimmt und damit zu einer Erhöhung der Mitsysteminduktivität führt. Durch die ansteigende Induktivität verringern sich folglich auch die Resonanzfrequenzen. Hierdurch lässt sich auch der Unterschied zwischen der Anordnung *Dreieck* gegenüber *Flach* erklären. In Dreiecksverlegung beträgt der gemittelte Abstand dem angegebenen Abstand, bspw. 50 cm, während sich dies für die flache Anordnung um ca. 25 % erhöht. Aufgrund des erhöhten Abstandes ergeben sich für die Anordnung *Flach* folglich verringerte Resonanzfrequenzen. Die Änderungen der Resonanzfrequenzen betragen hierbei mehrere Ordnungen, weshalb der Abstand der Leiter möglichst genau modelliert werden sollte.

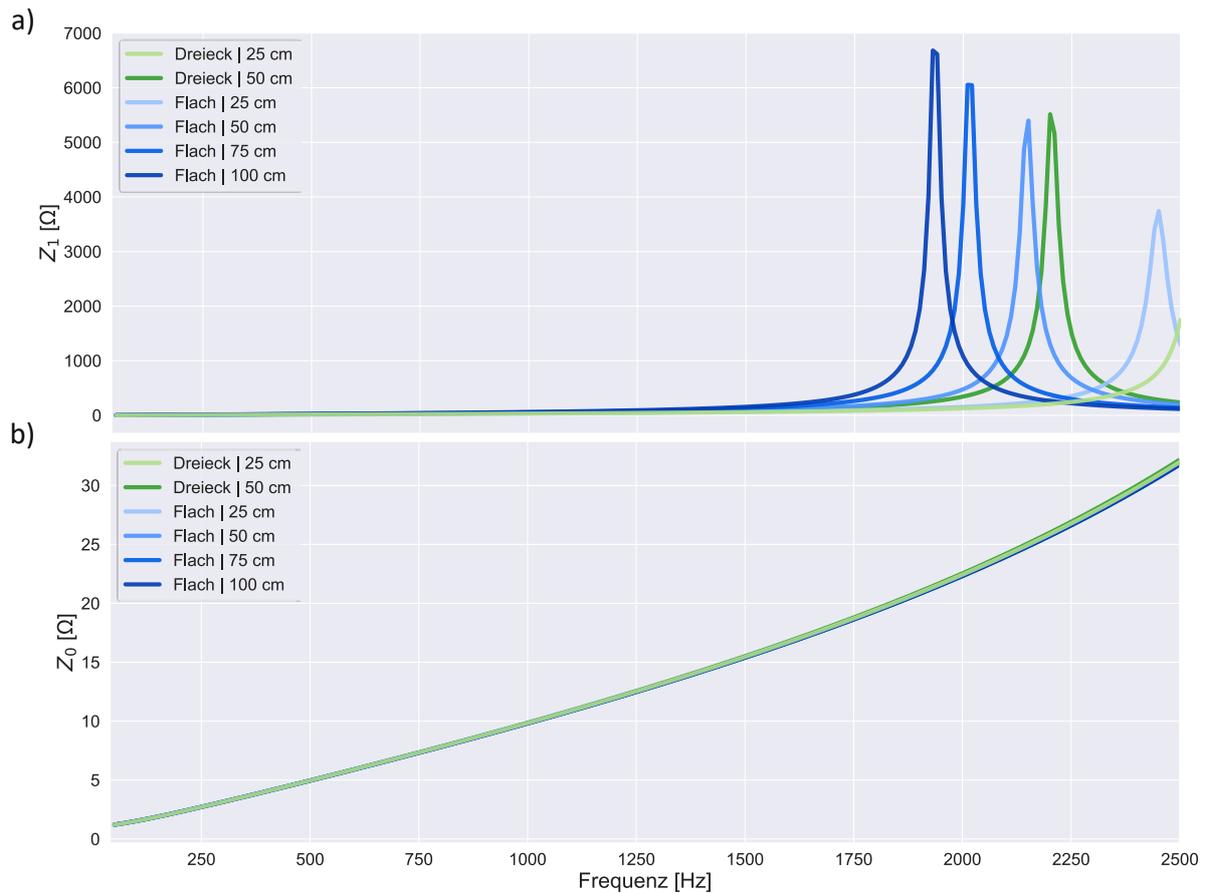


Abbildung 21: Einfluss Verlegart und Kabelabstand auf a) Mitsystem b) Nullsystem

Da die Rückleitung der Nullströme in der Regel über den eigenen Schirm erfolgt, ergibt sich keine signifikante Abhängigkeit der Nullsystemimpedanz von der Verlegungsart.

Weiterhin zeigt sich in Abbildung 22, dass die Tiefe der Erdkabel keinen erkennbaren Einfluss auf die Leitungsimpedanz aufweist.

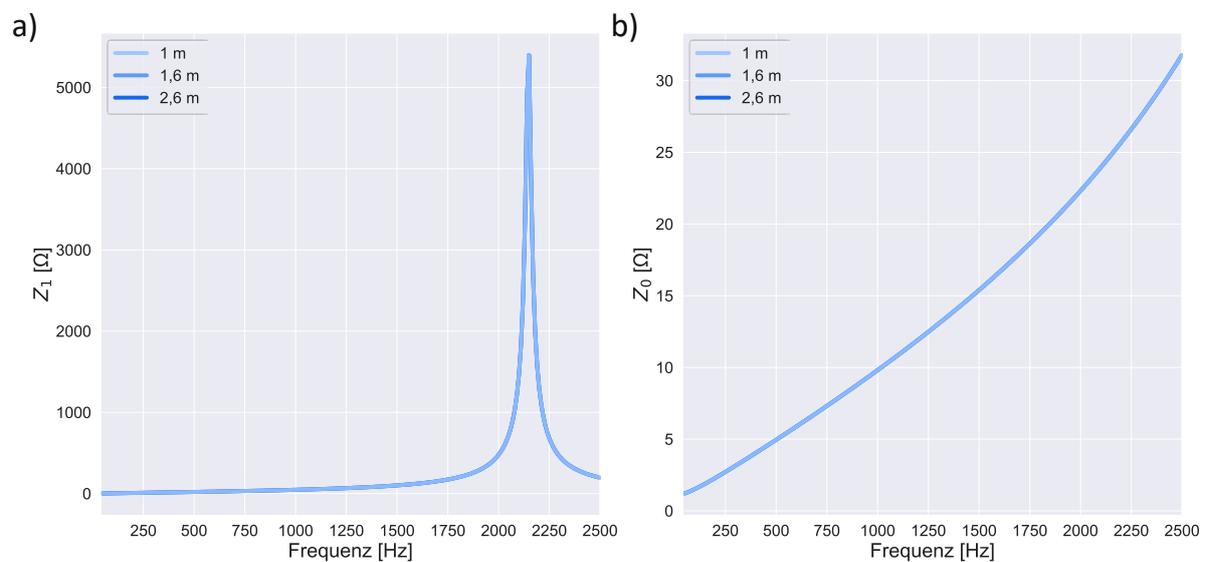


Abbildung 22: Einfluss Verlegetiefe auf a) Mitsystem b) Nullsystem

In Abbildung 23 ist der Einfluss von Ableit- und Schirmwiderstand auf die Mitsystemimpedanz dargestellt. Es zeigt sich, dass sich kleine Änderungen dieser Parameter nur unwesentlich auf die Impedanz auswirken. Selbst Unterschiede des Ableitwiderstand um 50 % führten lediglich zu einer um ca. 0,23 % erhöhten bzw. verringerten Dämpfung der Resonanzstelle. Die Veränderung des Schirmwiderstandes um +/- 10 % führte zu einer Veränderung der Dämpfung um +/- 2,5 %.

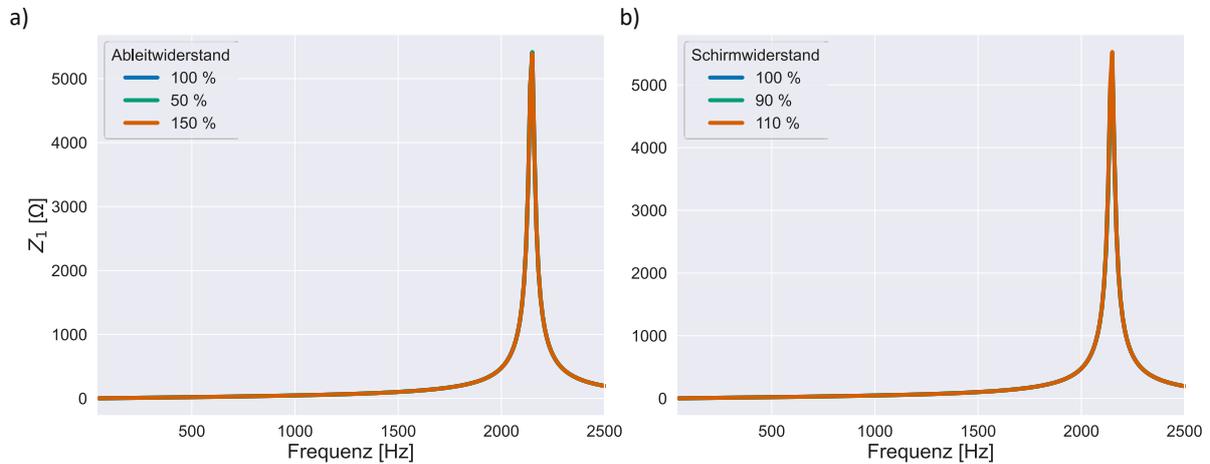


Abbildung 23: Einfluss a) Ableitwiderstand b) Schirmwiderstand auf Mitsystemimpedanz

Weiterhin wurde der Einfluss der Dicke der Isolierungsschicht untersucht. Hierfür wurde der Durchmesser der Isolierungsschicht nach Tabelle 4 um 10 % vergrößert und verkleinert. Die Auswirkungen auf die Kabelimpedanz sind in Abbildung 24 dargestellt. Der Einfluss dieser Variation ist deutlich zu erkennen. Die Parallelresonanz im Mitsystem verschiebt sich um 170 bzw. 140 Hz für eine Verringerung bzw. Vergrößerung der Isolierungsschicht. Diese Verschiebungen ergeben sich, da die Dicke der Isolierung die Kapazität des Kabels wesentlich beeinflusst, welche durch einen verringerten Abstand von Leiter und Schirm erhöht wird. Im Nullsystem wird dagegen hauptsächlich die Dämpfung beeinflusst. Während sich auch im Nullsystem eine erhöhte Kapazität ergibt, führt der verringerte Abstand zwischen Schirm und Leiter auch zu einer verringerten äußeren Induktivität, wodurch der Induktivitätsbeleg des Nullsystems ebenfalls verringert wird. Da die Zunahme der Kapazität und die Abnahme der Induktivität ungefähr gleich groß sind, verändert sich die Resonanzfrequenz im Nullsystem nicht wesentlich.

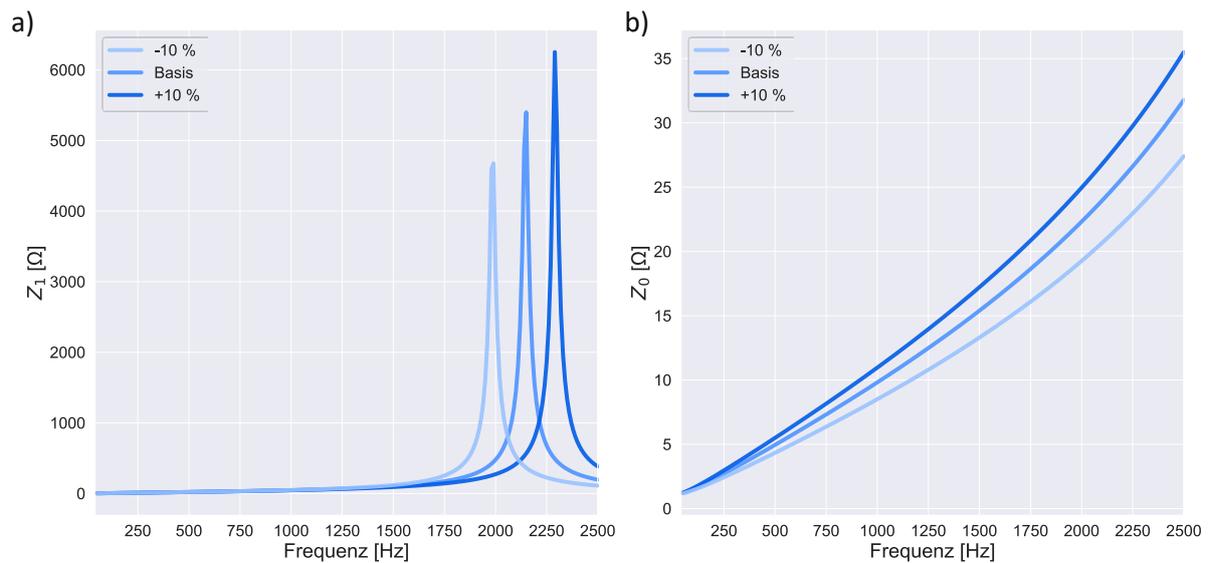


Abbildung 24: Einfluss Durchmesser der Isolierungsschicht a) Mitsystem b) Nullsystem

## Zusammenfassung Kabel

In Tabelle 5 sind die untersuchten Einflussfaktoren mit einer qualitativen Einschätzung aufgelistet.

Tabelle 5: Einflussfaktoren Kabelimpedanz

	Mitsystem		Nullsystem	
	Resonanzfrequenz	Dämpfung	Resonanzfrequenz	Dämpfung
<b>Verlegetiefe</b>	-	-	-	-
<b>Verlegeart</b>	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch
<b>Kabelabstand</b>	Hoch	Hoch	Mittel	Mittel
<b>Ableitwiderstand</b>	-	Gering	-	-
<b>Schirmwiderstand</b>	-	Gering	-	-
<b>Isolierungsdicke</b>	Hoch	Hoch	-	Hoch

### II.2.2.1.2 Transformatoren

Das grundsätzliche Ersatzschaltbild eines Transformators im Mitsystem ist in Abbildung 25 dargestellt. Mögliche Erweiterungen des betriebsfrequenten Ersatzschaltbild bestehen durch die Modellierung der parasitären Kapazitäten zwischen den Wicklungen bzw. zwischen den Wicklungen und Erde. Weiterhin kann die Frequenzabhängigkeit des Längswiderstandes, aufgrund des Skin效ekts, nachgebildet werden. Die Längs- und Hauptinduktivität werden üblicherweise als konstant angenommen.

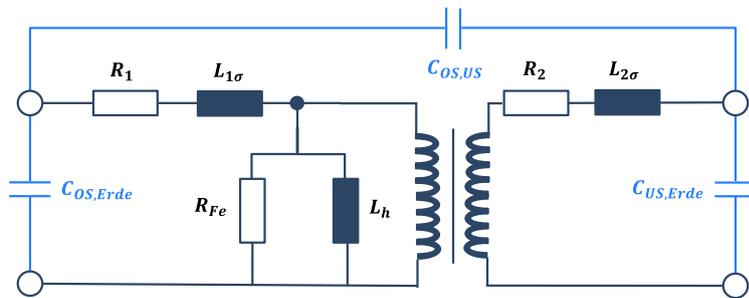


Abbildung 25: Ersatzschaltbild eines Transformators mit parasitären Kapazitäten

Zur Untersuchung des Einflusses der parasitären Kapazitäten wurde eine Sensitivitätsuntersuchung für verschiedene Wertepaare der Kapazitäten basierend auf Werten aus der Literatur durchgeführt, welche in aufgelistet sind [21].

Tabelle 6: Parasitäre Kapazitäten Transformator

	1 („Klein“)	2 („Mittel“)	3 („Groß“)	4 („Sehr groß“)
$C_{OS,US}$ [nF]	5,5	9,25	13	19,36
$C_{OS,Erde}$ [nF]	3,5	5,25	7	11,4
$C_{US,Erde}$ [nF]	2,8	7,9	13	21,6

In Abbildung 26 ist die Kurzschlussimpedanz des Transformators für die verschiedenen Werte der Kapazitäten dargestellt. Es zeigt sich, dass sich die erste Parallelresonanz mit steigenden Kapazitäten zu niedrigeren Frequenzen verschiebt und auch im Bereich von 2,5 kHz liegen kann. In der Literatur wird für diesen Frequenzbereich werden die parasitären Kapazitäten im Allgemeinen vernachlässigt [11], [14].

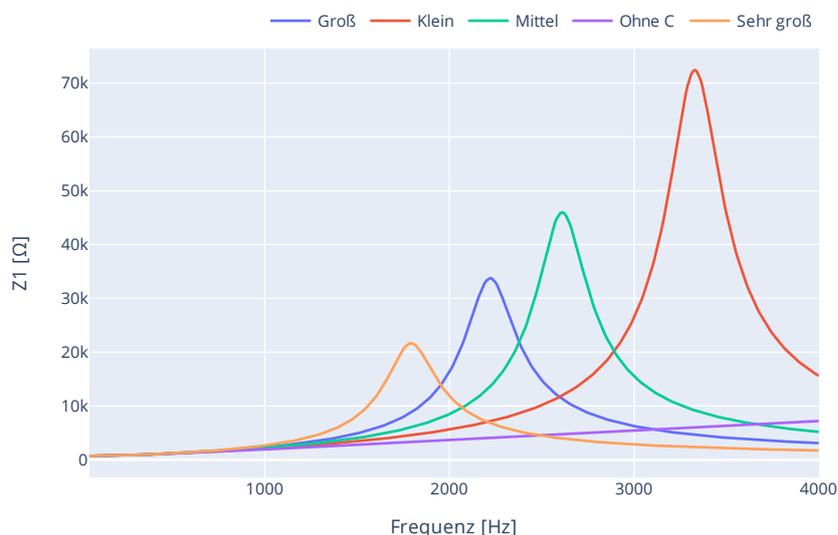


Abbildung 26: Einfluss Streukapazitäten auf Kurzschlussimpedanz eines Transformators

Die Abbildung des Einflusses des Skineneffekt auf den Längswiderstand erfolgt üblicherweise anhand von Korrekturfaktoren für den betriebsfrequenten Widerstand, welcher aus z.B. aus dem Kurzschlussversuch ermittelt werden kann [11]. Hierbei muss beachtet werden, dass diese Faktoren oft aus Messdaten abgeleitet wurden und sich für verschiedene Transformatorgrößen teilweise stark unterscheiden.

Bei der Auswahl des Modells muss folglich stets die Leistung bzw. Bemessungsspannungen des zu modellierenden Transformators beachtet werden und dementsprechend entweder das Modelle oder dessen Parametrierung angepasst werden. Im Folgenden wird das Modell nach Funk, angepasst für große Transformatoren verwendet [16]. Hierbei wird  $\alpha = 0,2$  und  $b = 1,85$  gewählt.

$$R_{Skin}(f) = R_N \cdot \left[ 1 + \alpha \cdot \left( \frac{f}{f_N} - 1 \right)^b \right] \quad (2.16)$$

Ein detailliertes Modell, welches die verwendeten Materialparameter einbezieht, ist z.B. [22] in gegeben.

Die Auswirkungen des Skineffekt auf die Kurzschlussimpedanz eines 300 MVA Transformators ist in Abbildung 27 dargestellt. Es zeigt sich, dass Fehler durch die Vernachlässigung des Skineffekt mit steigender Frequenz deutlich zunimmt. Im Ausgangszustand beträgt der Wert des Widerstandes bei 2500 Hz 15,48  $\Omega$ , durch die Modellierung des Skineffekt steigt dies auf 365,29  $\Omega$ . Weiterhin zeigt sich, dass sich dieser Fehler nur in deutlich geringerem Maße in der Impedanz niederschlägt, da hier das stark induktive Verhalten des Transformators dominiert. Der Fehler der Kurzschlussimpedanz beträgt hier etwa 0,25 %.

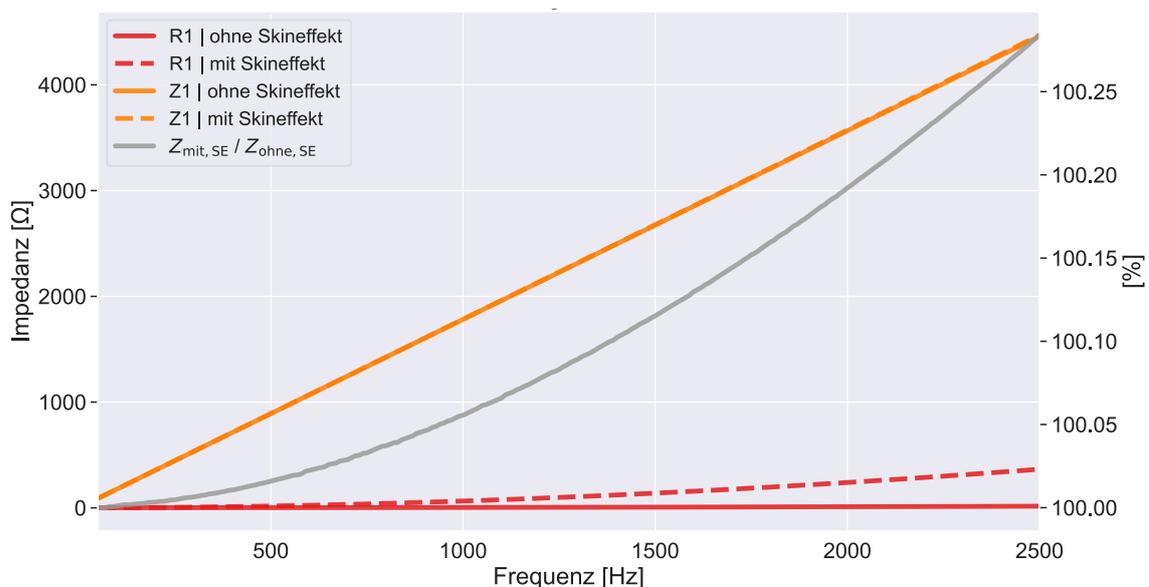


Abbildung 27: Kurzschlussimpedanz eines Transformators mit und ohne Skineffekt im Mitsystem

## II.2.2.2 Querzweige

### II.2.2.2.1 Lasten

Lasten bestimmen vor allem die Dämpfung der Resonanzfrequenzen, können aber je nach Komposition auch die Lage der Resonanzfrequenzen verändern. Grundsätzlich kann zwischen linearen und nicht-linearen Lasten unterschieden. Lineare (passive) Lasten beziehen einen linearen Strom und werden weiterhin in statische und rotierende Lasten unterteilt. Statische Lasten (z.B. Heizelemente) können zumeist ausreichend genau durch konstante Impedanzen abgebildet werden, welche anhand der aktuell bezogenen Wirk- und Blindleistung parametrieren werden. Rotierende Lasten sind vor allem Motoren und damit Asynchronmaschinen. Da bei diesen Elementen in der Regel nicht vom

Leistungsbezug bei Nennfrequenz auf die Dämpfung für höhere Frequenzen geschlossen werden kann, werden für die Nachbildung dieser Elemente erweiterte Ersatzschaltbilder verwendet, welche z.B. die subtransienten Reaktanzen und Widerstände einbeziehen [11], [14].

Nicht-lineare Lasten sind vor allem über leistungselektronische Elemente an das Netz angeschlossen (z.B. Batteriesysteme oder Elektromobilität). Das nicht-lineare Verhalten kann grundsätzlich nicht durch ein lineares RLC-Ersatzschaltbild abgebildet werden. Zur korrekten Abbildung der Impedanz sollte hierbei neben der Topologie und Art der Last auch die Wechselwirkung der Regelung mit dem Netz beachtet werden. Da hierfür detaillierte Kenntnisse der jeweiligen Last erforderlich sind, werden über Leistungselektronik angeschlossenen Elemente nachfolgend vernachlässigt und der Fokus wird auf die Abbildung passiver Lasten gelegt.

Aufgrund der starken Unterschiede zwischen verschiedenen Lasten, gibt es kein allgemeingültiges Ersatzschaltbild. Vielmehr hängt die Auswahl des Lastmodell von der Struktur bzw. Versorgungsaufgabe der zugrundeliegenden Last sowie dem Fokus der Untersuchung ab. In der Literatur werden daher verschiedene Ersatzschaltbilder vorgeschlagen. In Abbildung 28 sind einige davon dargestellt. Das allgemeinste Lastmodell ist hierbei der RLC-Parallelschwingkreis. Der ohmsch-induktive Teil wird üblicherweise aus Lastflussdaten parametrisiert, während für den kapazitiven Teil auch einzelne Betriebsmittelparameter der Last, z.B. die Kapazitäten von Kondensatoren oder Kabeln in einem Industrienetz, aggregiert werden können. Die RLC-Elemente können frequenzabhängig oder auch frequenzunabhängig modelliert werden. Bei frequenzunabhängiger Parametrierung weisen die Impedanzen dann immer die Werte basierend auf der betriebsfrequenten Wirk- und Blindleistung auf. Das Ersatzschaltbild c) steht hier beispielhaft für ein erweitertes Lastmodell. Es wurde im Abgleich mit Messdaten eines Mittelspannungsnetzes in Frankreich erstellt und soll dessen frequenzabhängige Impedanz in einem Bereich von der 5ten bis zur 20ten Ordnung nachbilden. Es beachtet sowohl statische als auch rotierende Lasten. Kapazitäten durch Kabel oder Kompensationselemente müssen separat beachtet werden [11].

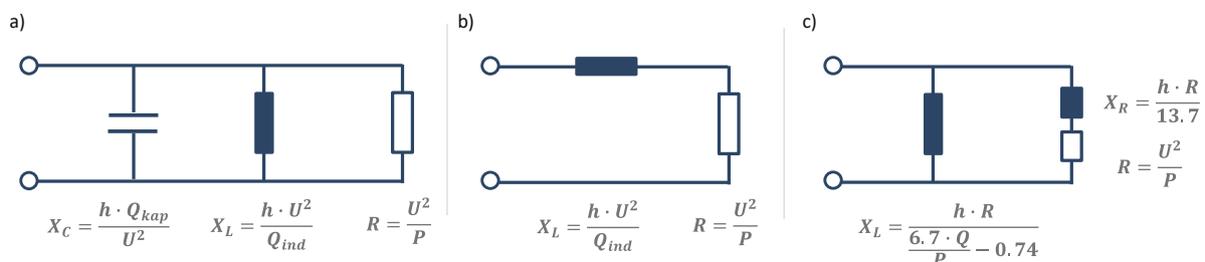


Abbildung 28: Gängige Ersatzschaltbilder von Lasten a) RLC-Parallel b) RL-Reihe c) aus Messwerten abgeleitet

Neben den hier dargestellten Beispielen gibt es eine Vielzahl weiterer Modelle, welche alle unterschiedliche Lastkompositionen oder Netzebenen nachbilden sollen [23] [13] [24] [25] [26].

Für Netzimpedanzberechnungen im Übertragungsnetz stehen als Lasten vor allem die unterlagerten Hochspannungsnetze (HS-Netze) im Fokus. Eine detaillierte Modellierung der unterlagerten Netzstrukturen ist grundsätzlich möglich, würde jedoch einen erheblichen Mehraufwand bezogen auf die Modellierung und Datenbeschaffung sowie die Rechenkomplexität bedeuten. Deshalb werden die unterlagerten Netzebenen häufig durch aggregierte Lastmodelle abgebildet. Die Problemstellung wird somit noch erweitert, da das verwendete Lastmodell neben der tatsächlichen Lastkomposition auch alle weiteren Netzelemente wie z. B. Leitungen, Transformatoren oder Kompensationselemente beachtet werden sollten. Es ist ersichtlich, dass die üblichen, aggregierten Modelle (z. B. a) in Abbildung 28) nur eine einzige Resonanzstelle nachbilden können.

In Abbildung 29 ist der Anschluss der unterlagerten Ebenen schematisch dargestellt. Die HS-Netzimpedanz ist dabei grundsätzlich in Reihe zu den Kuppeltransformatoren geschaltet. Aufgrund dieser Anordnung besteht die Möglichkeit eine vorgestellte Berechnung der Impedanz des HS-Netzes durchzuführen und die so ermittelte Impedanzkennlinie anschließend als frequenzabhängiges Netzäquivalent zu hinterlegen. Hierdurch kann die Anzahl der zu simulierenden Elemente stark reduziert werden und trotzdem das komplexe Verhalten der unterlagerten Ebenen abgebildet werden.

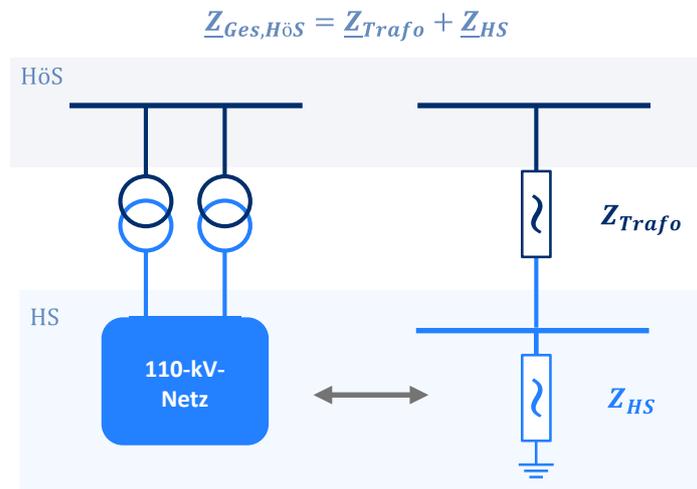


Abbildung 29: Schematischer Aufbau unterlagerte Netzstruktur aus Sicht des Übertragungsnetz

Um das Impedanzverhalten von HS-Netzen abschätzen zu können, wurde 2 öffentlich verfügbare, generische Netzmodelle untersucht [27]. Die beiden Netze unterscheiden sich in ihren Strukturmerkmalen und der Versorgungsaufgabe und bilden zum einen städtisches und zum anderen ein ländliches HS-Netz ab. Die Netze sind in Abbildung 30 dargestellt, wobei die Umspannwerke (UW) zum überlagerten Höchstspannungsnetz markiert sind.

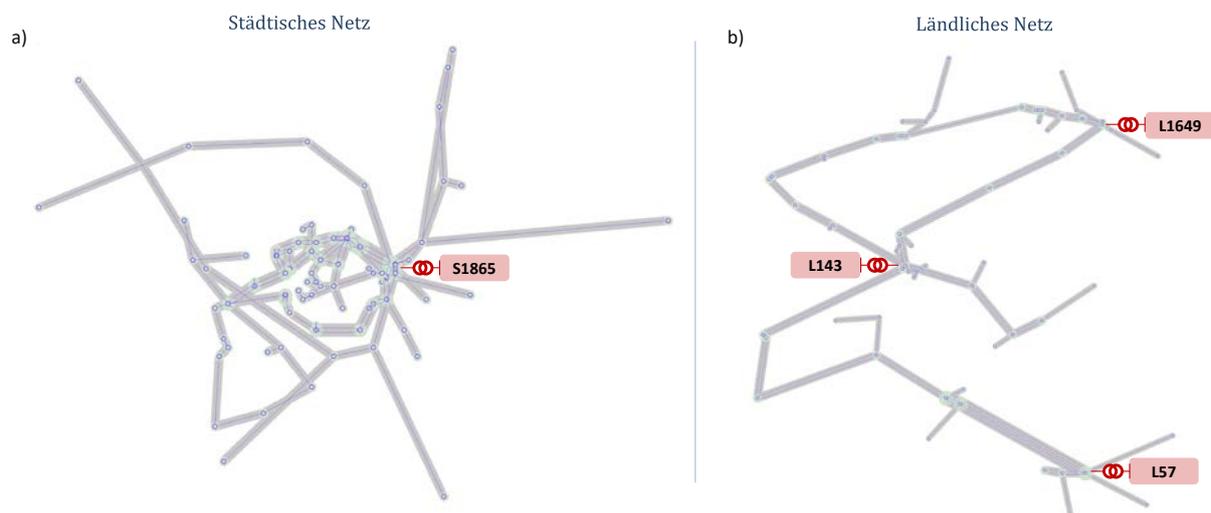


Abbildung 30: Netztopologie der untersuchten HS-Netze a) Stadtnetz b) Landnetz

In Tabelle 7 sind die relevanten Strukturmerkmale der Netze aufgelistet. Es zeigt sich, dass sich die beiden Netze in ihrer Topologie deutlich unterscheiden. Während das ländliche Netz eine große

Masche und einen langen Ausläufer enthält, weist das städtische Netz einen hohen Vermaschungsgrad sowie durchschnittlich kürzere Leitungen auf.

Tabelle 7: Netzstrukturmerkmale HS-Netze

	Stadtnetz	Landnetz
<b>Anzahl Knoten</b>	82	64
<b>Anzahl Leitungen</b>	113	95
<b>Stromkreislänge [km]</b>	752	1084
<b>UW zum HöS-Netz</b>	1	3

Auch in der Versorgungsaufgabe unterscheiden sich die Netze. Während im städtischen Netz eine hohe Lastdichte vorherrscht, enthält das ländliche Netz eine Vielzahl an Erzeugungsanlagen, welche sich vor allem auf die langen Ausläufer des Netzes konzentrieren [27].

Da die unterlagerten durch die Transformatoren im Nullsystem vom Übertragungsnetz im Nullsystem entkoppelt sind, sind im Folgenden die Mitsystemimpedanzen der unterlagerten Ebenen dargestellt. Die Lasten im Hochspannungsnetz werden zunächst als RLC Parallelschaltung modelliert (a) in Abbildung 28). Dargestellt sind zum einen die Impedanzen der HS-Netze aus Sicht der 110-kV-Ebene, um der Ergebnisse unabhängig von der Konfiguration der Kuppeltransformatoren (Spannungsebene, Anzahl, Typdaten) zu erhalten (vgl. Abbildung 29). Dies kann anschließend mit einer weiteren, nebenstehenden Darstellung aus Sicht des HöS-Netzes verglichen werden, welche einen generischen Anschluss der Hochspannungsnetze über zwei parallele Kuppeltransformatoren mit einer Bemessungsscheinleistung von je 300 MVA enthält.

In Abbildung 31 sind die Impedanzverläufe der HS-Netze aus Sicht der UW zum HöS-Netz dargestellt. Die Position der dargestellten Verknüpfungspunkte kann Abbildung 30 entnommen werden. Weiterhin dargestellt sind jeweils ein Stark- und ein Schwachlastfall des unterlagerten Netzes. Es zeigt sich, dass die Position des UW, für das die unterlagerte Impedanz ermittelt werden soll, einen deutlichen Einfluss auf die Impedanz hat. Dies ergibt sich aus der heterogenen Netzstruktur des ländlichen Netzes. So weist der Knoten, welcher am langen Ausläufer platziert ist (L57), zunächst eine deutlich höhere Impedanz auf als die eher zentral in einer Masche platzierten anderen beiden Knoten (L143 und L1649). Im weiteren Verlauf unterscheiden sich alle Knoten deutlich. Für ein HS-Netz mehreren Verknüpfungspunkten zum HöS-Netz sollte daher für jeden Knoten eine eigene Impedanzkennlinie ermittelt werden. Ein Vergleich der Impedanzen des städtischen Netzes mit denen des ländlichen Netzes zeigt deutliche Unterschiede auf. Bei der Abbildung unterlagerte Netzstrukturen sollte folglich die Heterogenität der zugrundeliegenden Netztopologien beachtet werden. Es zeigt sich weiterhin ein hoher Einfluss des NNF auf den Impedanzverlauf für beide Netzstrukturen. Der generelle Verlauf der Impedanz weist eine deutliche Dämpfung im Starklastfall auf. Auch in der Lage und Höhe der Resonanzstellen zeigt sich der hohe Einfluss. Dies kann bspw. an den Impedanzverläufen für Knoten 1649 des ländlichen Netzes aufgezeigt werden. Im Starklastfall besteht lediglich eine Parallelresonanz bei ca. 1 kHz. Im Schwachlastfall ergeben sich dagegen mehrere Resonanzen bei 430, 1100 und 2310 Hz.

Ein Vergleich der beiden linken (nur HS-Impedanz) mit den rechten Grafiken (HS-Impedanz und Transformatorimpedanz) zeigt einen hohen Einfluss der Transformatoren aufgrund deren großen, in Serie geschalteten Induktivitäten. Diese führen bei hohen Frequenzen zu einem sehr hochohmigen Parallelzweig und dämpfen damit den Einfluss der verschiedenen, unterlagerten Strukturen erheblich. Gerade für die Starklastfälle zeigt sich hier ein annähernd linearer Verlauf der Impedanz. Es wird allerdings

auch deutlich, dass sich für niedrige Frequenzen, bei denen die Reaktanz der Transformatoren noch vergleichsweise gering ist, die Resonanzstellen der HS-Impedanzen in der Gesamtimpedanz zeigen. Am deutlichsten zeigt sich dieses „Durchdrücken“ der Serien- und Parallelresonanzen für die Schwachlastfälle, welches bspw. aus dem Impedanzverlauf für Knoten 57 des ländlichen Netzes abgelesen werden kann.

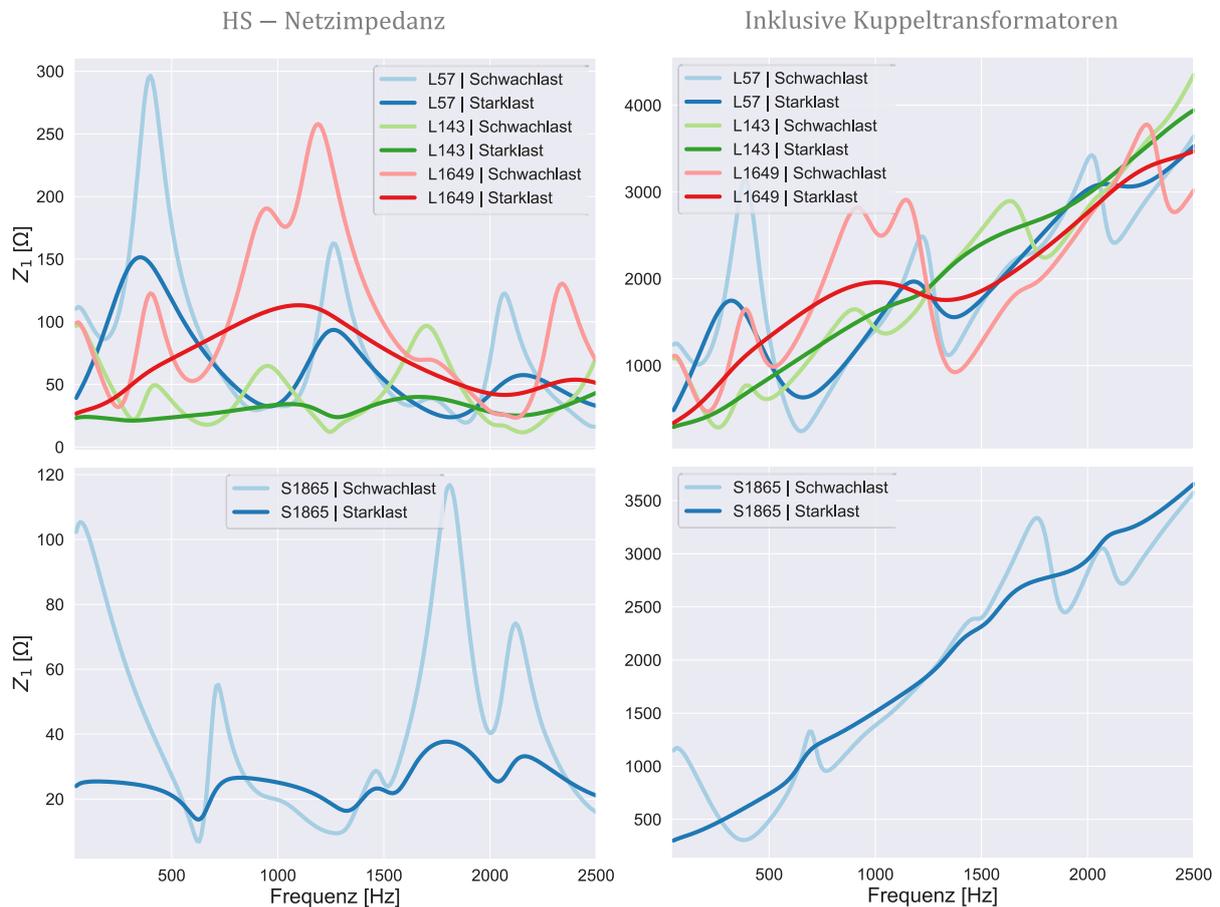


Abbildung 31: Einfluss Standort und NNF auf HS-Netzimpedanzen für Land- und Stadtnetz

In Abbildung 32 ist der Impedanzverlauf für die Knoten 57 und 1649 des ländlichen Netzes für verschiedene Lastmodelle aufgezeigt. Dargestellt sind hierbei zwei verschiedene Lastmodelle. Dies ist zum einen die allgemeine Modellierung als RLC-Parallelschaltung (ESB a) in Abbildung 28) mit frequenzabhängiger ( $f(f)$ ) und frequenzunabhängiger ( $f(50\text{ Hz})$ ) Parametrierung. Zum anderen wurde das ESB nach Abbildung 28 c) verwendet. Es zeigt sich, dass der Unterschied zwischen frequenzabhängiger und – unabhängiger Modellierung der Parameter bei gleichem ESB nur einen geringen Einfluss hat. Die Resonanzstellen verschieben sich durch die frequenzabhängige Modellierung lediglich in geringem Maße zu höheren Frequenzen. Im Gegenzug dazu zeigt sich ein deutlicher Unterschied zwischen den beiden Lastmodellen. Für das Lastmodell c) verschieben sich die Resonanzstellen tendenziell zu höheren Frequenzen. Weiterhin sinkt deren Dämpfung im höheren Frequenzbereich stark ab. Diese Unterschiede unterstreichen, dass bei der Modellierung von HS-Netzen ein besonderer Fokus auf die Wahl des Lastmodells gelegt werden sollte.

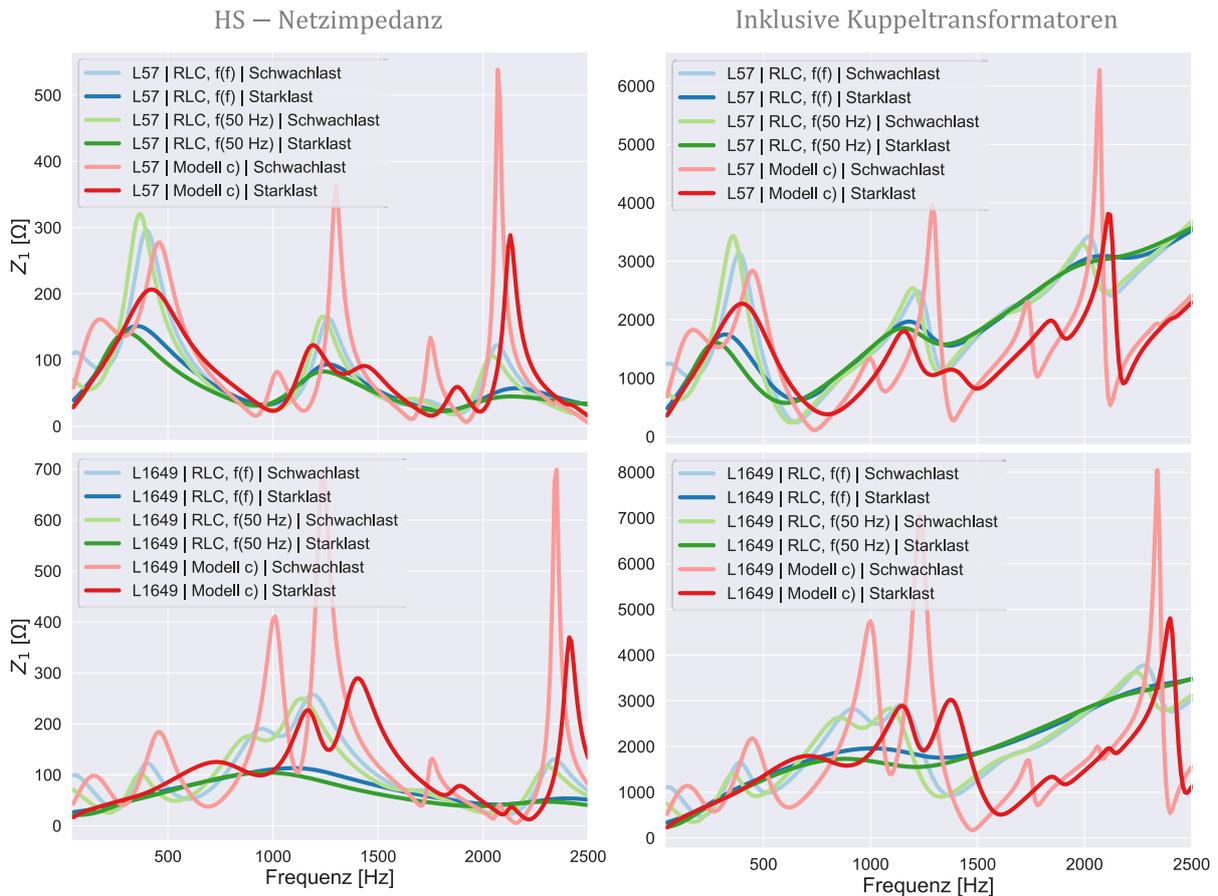


Abbildung 32: Einfluss Lastmodell auf HS-Netzimpedanz

Durch die angestrebte, zunehmende Verkabelung auch in den Hochspannungsnetzen ergibt sich eine erhöhte Relevanz der Analyse verkabelter HS-Netze. Relevant ist hierbei u. A. inwieweit unterlagerte Kapazitäten Serienresonanzen mit den hohen Induktivitäten der Kuppeltransformatoren ausbilden können. Weiterhin ist zu klären, welche Auswirkungen Parallelresonanzen verkabelter Hochspannungsnetze auf die Netzimpedanz im Übertragungsnetz haben können. In Abbildung 33 ist der Einfluss verschiedener Verkabelungsgrade auf die HS-Impedanz sowohl für das städtische als auch das ländliche Netz aufgetragen. Dargestellt ist ein Schwachlastfall, da bei diesem die Dämpfung der Resonanzen am geringsten ist und somit der Einfluss der Verkabelungsgrade besonders deutlich wird (vgl. Abbildung 31). Schon bei geringen Kabelanteilen von 10 % wird der Impedanzverlauf in beiden Netzen und für alle Knoten deutlich beeinflusst. Die erste Resonanzstelle im ländlichen Netz für Knoten 57 verschiebt sich für diesen Verkabelungsgrad von 400 Hz auf 230 Hz und die zweite Resonanzstelle von 1260 auf 1110 Hz. Analoge Ergebnisse können aus den Kennlinien der beiden anderen Knoten abgelesen werden. Die Verschiebung der Resonanzfrequenzen zu niedrigeren Frequenzen steigt mit steigendem Verkabelungsgrad.

Aufgrund der Teilverkabelung der HS-Netze wirken diese schon bei niedrigen Frequenzen kapazitiv. In Kombination mit den hohen Induktivitäten der Kuppeltransformatoren kommt es hierbei zur Ausbildung von Serienresonanzen. Diese können je nach Verkabelungsgrad im Bereich unter 500 Hz liegen.

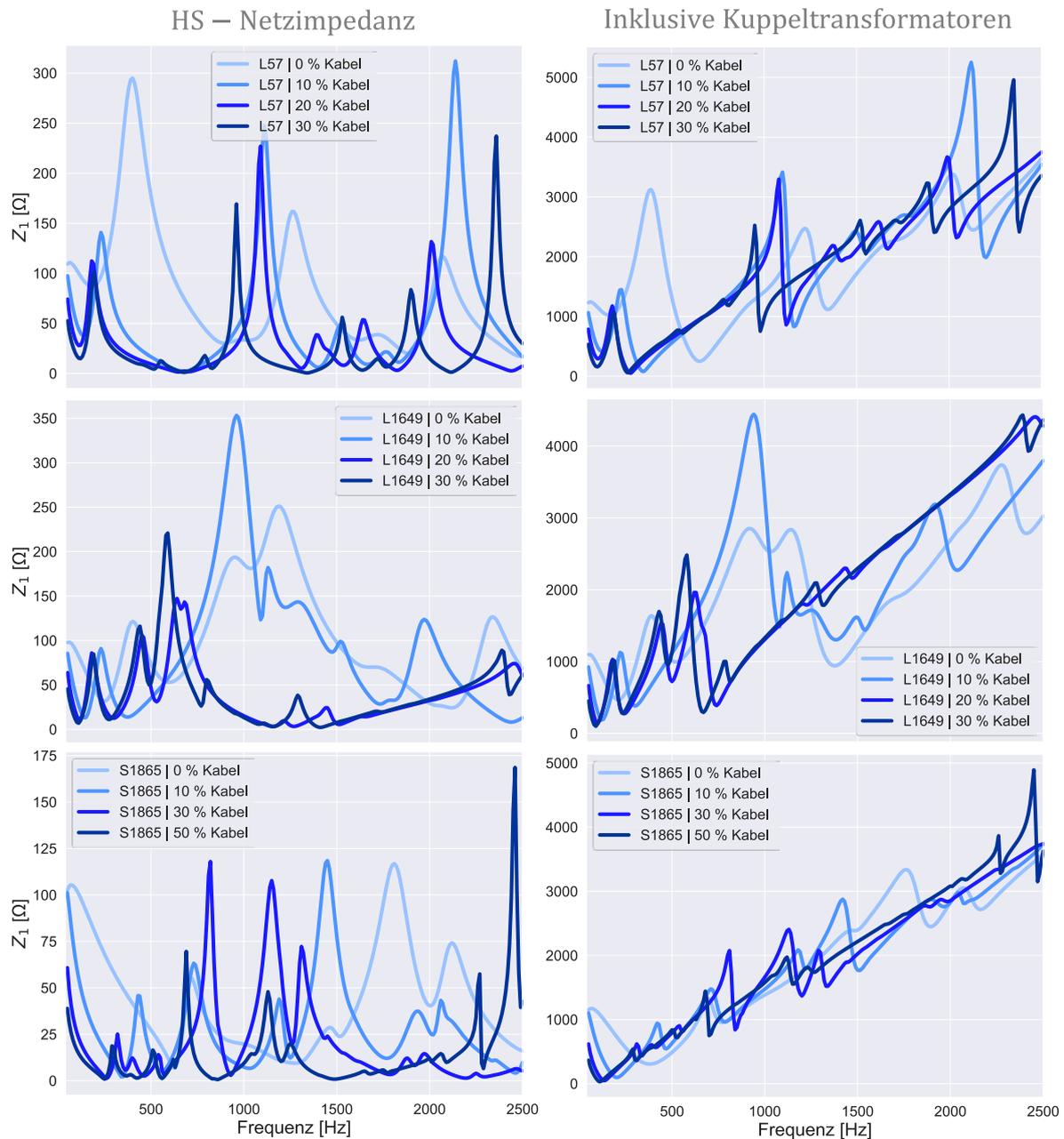


Abbildung 33: Einfluss Verkabelung auf HS-Netzimpedanz im Mitsystem a) Landnetz Knoten 57  
b) Landnetz Knoten 1649 c) Stadtnetz Knoten 1865

Aus den Impedanzverläufen kann gefolgert werden, dass bei der Modellierung der HS-Netze der Anteil des Verkabelungsgrad in Betracht gezogen werden sollte. Stark verkabelte HS-Netze führen zu niedrigen Resonanzstellen dieser Netze, welche sich aus Sicht des HÖS-Netzes in der unterlagerten Impedanz bemerkbar machen. Neben der Frage, ob das unterlagerte Netz Kabel enthält, sollte auch der ungefähre Anteil der Kabel beachtet werden.

Es zeigt sich weiterhin, dass ein hoher Verkabelungsgrad des HS-Netzes dazu führt, dass der NNF sowie das verwendete Lastmodell als Einflussfaktoren an Bedeutung verlieren. In Abbildung 34 sind wie in Abbildung 32 die Impedanzverläufe verschiedener Lastmodelle dargestellt. Im Unterschied zum unverkabelten, ländlichen Netz liegt diesem Szenario allerdings das städtische Netz mit 50 % Kabelanteil

zugrunde. Es zeigt sich, dass die Variation der Resonanzstellen durch NNF sowie das Lastmodell nun wesentlich geringer ausfällt und für alle Resonanzfrequenzen unter einer Ordnung liegt.

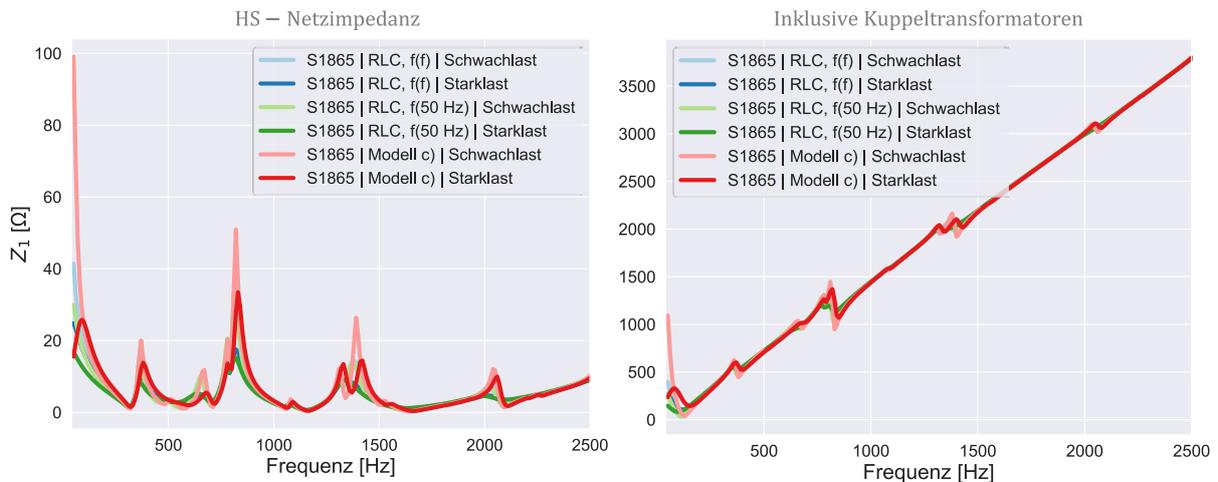


Abbildung 34: Einfluss Lastmodell für ein stark verkabeltes HS-Netz

Der Impedanzverlauf von stark verkabelten Netzen scheint somit vor allem von der Topologie, insbesondere den installierten Kabeln, dominiert zu werden. Unverkabelte HS-Netze zeigen dagegen größere Schwankungen für verschiedene Szenarien bestehend aus NNF und Lastmodell.

In Abbildung 35 ist der Einfluss der Orte, an denen die Kabel im HS-Netz installiert sind, dargestellt. Je näher im Netz vorhandene Kabel am zu untersuchenden Knoten installiert sind, desto höher ist natürlich auch deren Einfluss auf die Impedanz. Neben der Information, ob das unterlagerte Netz teilverkabelt ist, spielt also auch die tatsächliche Position der Kabel eine Rolle. Eine zufällige Verteilung der Kabel im Netz kann möglicherweise als erste Einschätzung hilfreich sein, jedoch beträgt der Unterschied der Lage der ersten Parallelresonanz schon 50 Hz. Weiterhin wird deutlich, dass im umgekehrten Fall, wenn die Kabel des Netzes weit vom betrachteten Knoten entfernt installiert sind, sich der Impedanzverlauf des verkabelten Netzes dem des unverkabelten Netzes annähert. Weit entfernte Kabel haben folglich einen eher vernachlässigbaren Einfluss auf die Impedanz des HS-Netzes.

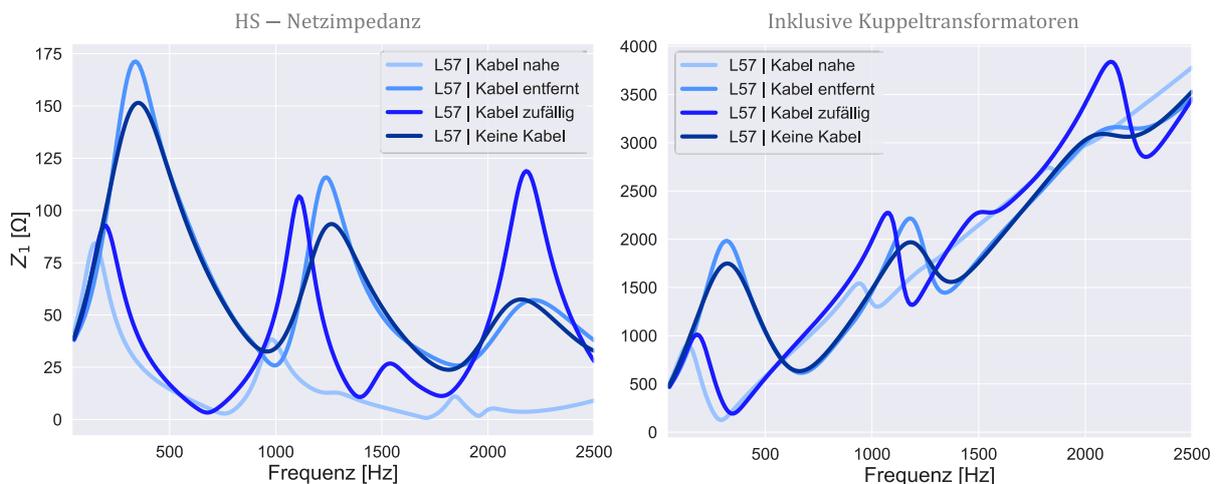


Abbildung 35: Einfluss Position der Kabel im HS-Netz

In Abbildung 36 ist die detaillierte Modellierung des HS-Netzes mit einer Nachbildung als aggregiertes RLC-Netzäquivalent dargestellt. Das städtische Netz weist hierbei einen Kabelanteil von 30 % auf, während das ländliche Netz unverkabelt ist. Der ohmsch-induktive Teil des RLC-ESB wird durch die Lastflussdaten über die Kuppelstelle parametrisiert, während für den kapazitiven Teil vorhandenen Kapazitäten durch die Leitungen und Kompensationselemente aggregiert werden. Die Impedanzverläufe machen deutlich, dass die Netzimpedanz eines ausgedehnten Hochspannungsnetzes nur grob durch ein aggregiertes Äquivalent nachgebildet werden kann. Aufgrund der Netzgröße und die damit verbundene Anzahl der Längs- und Querzweige weist das HS-Netz einen komplexen Impedanzverlauf mit mehreren Resonanzstellen über den gesamten Frequenzbereich auf. Dies kann durch das RLC-Äquivalent nicht nachgebildet werden. Durch die Aggregation der gesamten unterlagerten wird er kapazitive Anteil des RLC-ESB vergleichsweise groß, weshalb sich für hohe Frequenzen ein niederohmiger Parallelzweig einstellt. Die Impedanzverläufe des ländlichen Netzes zeigen, dass deswegen gerade bei hohen Frequenzen die Impedanz des Netzes durch das aggregierte Modell stark unterschätzt wird. Für das verkabelte, städtische Netz ergeben sich ähnliche Auswirkungen, wobei der generelle Verlauf der Impedanz hier etwas besser durch das aggregierte Modell getroffen wird. Die Informationen über die Resonanzstellen im detaillierten Netz gehen allerdings auch hier verloren.

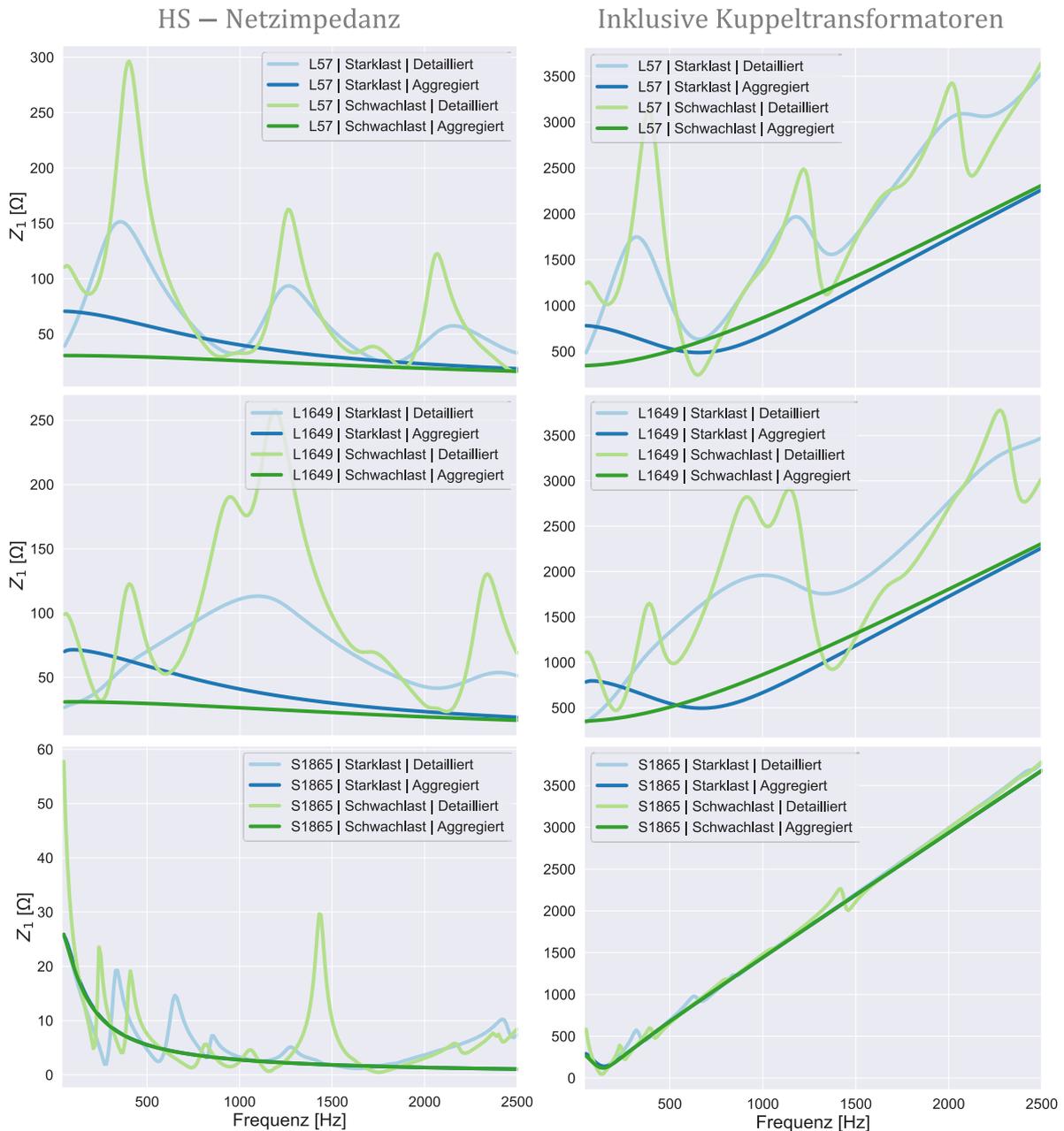


Abbildung 36: Vergleich detaillierte und aggregierte HS-Netzmodellierung a) Landnetz Knoten 57  
b) Landnetz Knoten 1649 c) Stadtnetz Knoten 1865

Aus allen vorigen Darstellungen konnte grundsätzlich der hohe Einfluss der Transformatoren auf die Impedanz der unterlagerten Netze aus Sicht des Übertragungsnetz abgeleitet werden. Hieraus ergibt sich die Notwendigkeit auch die Anzahl der parallelgeschalteten Kuppeltransformatoren zu untersuchen. In Abbildung 37 ist der Impedanzverlauf für den Knoten 57 des ländlichen Netzes dargestellt für einen Netzanschluss mit ein, zwei oder drei parallelgeschaltete Transformatoren und jeweils einen Stark- und einen Schwachlastfall. Wie zu erwarten wird die Impedanz der unterlagerten Netzstruktur durch die Parallelschaltung mehrerer Transformatoren deutlich reduziert. Weiterhin zeigt sich bei der Auswertung der ersten Grafik, dass sich die Anzahl der Transformatoren auch auf die Lage der Serienresonanz auswirkt. Mit steigender Anzahl parallelgeschalteter Transformatoren verschiebt sich diese von 550 auf 640 und für 3 Transformatoren schließlich auf 720 Hz. Durch die Parallelschaltung der Transformatoren sinkt dabei die Gesamtinduktivität und führt damit zu einer Verschiebung der

Serienresonanz zu höheren Frequenzen. Durch die Parallelschaltung mehrerer Transformatoren wird weiterhin der Gesamtwiderstand verringert, weshalb die Serienresonanz bei drei Transformatoren neben der höchsten Frequenz auch die niedrigste Amplitude aufweist.

Der Einfluss der unterlagerten Netzstrukturen hängt damit potenziell nicht nur von deren Strukturmerkmalen ab, sondern auch von der konkreten Ausgestaltung des Netzanschlusses bezüglich der Anzahl an Transformatoren.

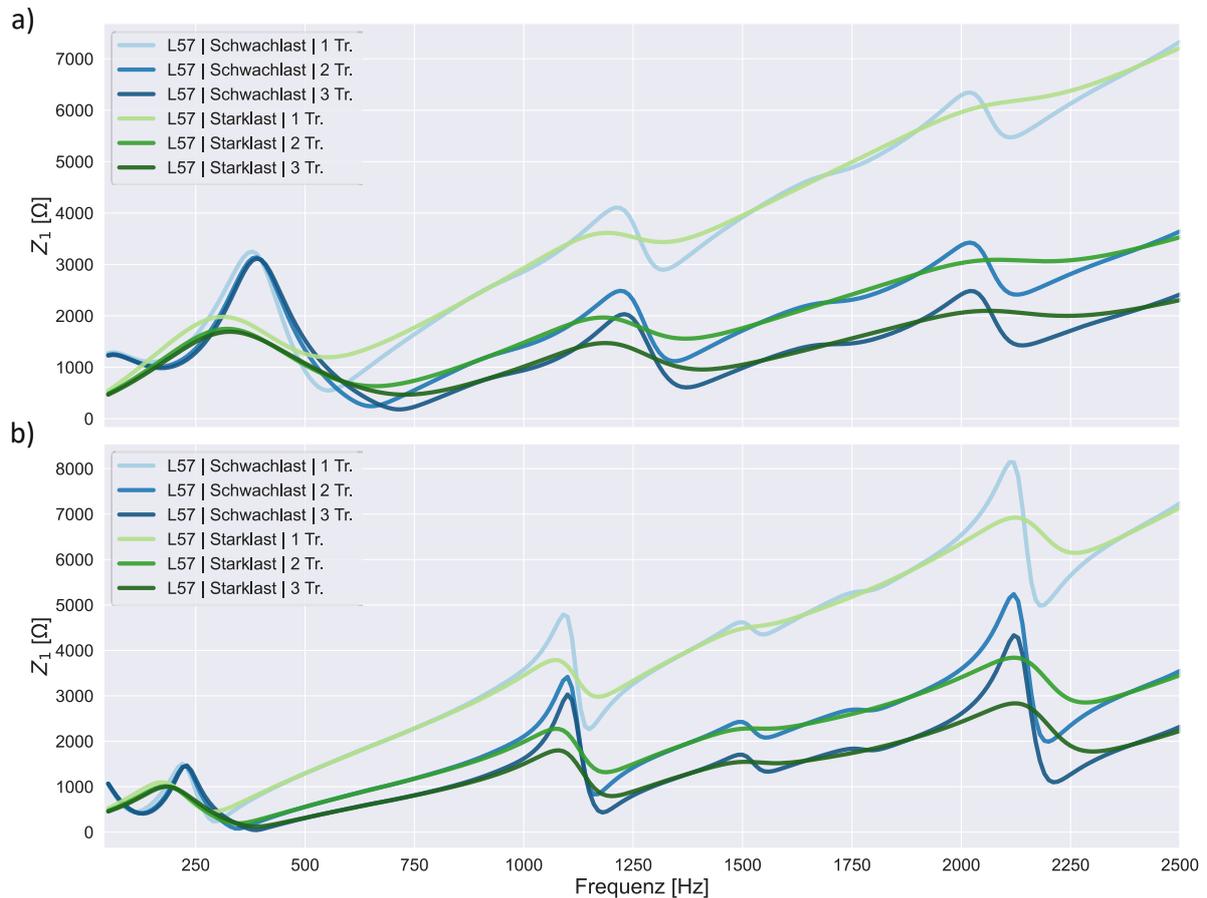


Abbildung 37: Einfluss der Anzahl paralleler Transformatoren auf HS-Netzimpedanz Landnetz Knoten57  
a) Unverkabelt b) 10 % Kabelanteil

Zusammenfassend konnten folgende grundlegende Einflussfaktoren auf die Netzimpedanz identifiziert werden

- Netzstruktur (z. B. ländlich oder städtisch)
- Lage des betrachteten UW im HS-Netz (Ausläufer oder zentral im Netz)
- NNF (vor allem Stark- und Schwachlastfall)
- Verkabelungsgrad sowie Positionierung der Kabel
- Lastmodell

Darüber hinaus sollte in die Charakterisierung der unterlagerten Netze auch die Anzahl an Transformatoren einbezogen werden, da hierdurch beeinflusst wird, inwieweit sich diese Einflussfaktoren auch aus Sicht des Übertragungsnetzes zeigen.

### II.2.2.2.2 Generatoren

Für Netzimpedanzberechnungen im Übertragungsnetz sind vor allem Synchrongeneratoren relevant. Diese werden durch eine RL-Serienschaltung abgebildet. Unterschieden werden muss hierbei zwischen Voll- und Schenkelpolmaschinen. Für erste ergeben sich Mit- und Gegensystemimpedanz zu:

$$\underline{Z}_1 = \underline{Z}_2 = R_{\text{Ständer}} + j \cdot X_d'' \quad (2.17)$$

Bei Schenkelpolmaschinen ergibt sich aufgrund des unsymmetrischen Aufbaus eine veränderte Gegensystemimpedanz:

$$\underline{Z}_2 = R_{\text{Ständer}} + j \cdot \frac{X_d'' + X_q''}{2} \quad (2.18)$$

### II.2.2.2.3 Kompensationsanlagen

Für Netzimpedanzberechnungen stehen vor allem die passiven Anlagen im Fokus, da diese hohe Induktivitäten oder Kapazitäten beinhalten und somit potenziell die Netzimpedanz und deren Resonanzstellen stark beeinflussen können.

#### Kondensatorbänke

Zur korrekten Abbildung des Impedanzverhaltens einer Kondensatorbank ist es notwendig neben dem Hauptkondensator  $C_1$  auch alle weiteren verbauten Elemente einzubeziehen. In der Anordnung als MSC (*mechanical switched capacitor*) wird dem Hauptkondensator noch eine Serienreaktanz in Reihe geschaltet und stellt damit einen Filter für eine bestimmte Frequenz dar. Üblicherweise wird noch ein zusätzlicher Dämpfungswiderstand eingebaut. Dies wird als MSCDN (*Mechanical switched capacitor with damping network*) bezeichnet, dessen Ersatzschaltbild in Abbildung 38 dargestellt ist. Ein MSCDN kann damit neben der Bereitstellung von Blindleistung auch einen Saugkreis für eine Frequenz, beispielsweise 150 Hz, darstellen.

Die Impedanz einer Kondensatorbank ist in dargestellt. Hierbei ist zum einen die Parametrierung aus Nennblindleistung und Wirkverlusten (RC-Modell) sowie die Anordnungen nach MSC oder MSCDN verglichen. Es wird deutlich, dass das Impedanzverhalten der Kondensatorbank nicht den Daten, welche primär für Lastflussrechnungen verwendet werden (RC-Modell), abgeleitet werden sollte. Auch zwischen den Ausführungen als MSC oder MSCDN sollte unterschieden werden, da auch hier deutliche Unterschiede der Modellierungen aus dem Impedanzverlauf abgelesen werden können.

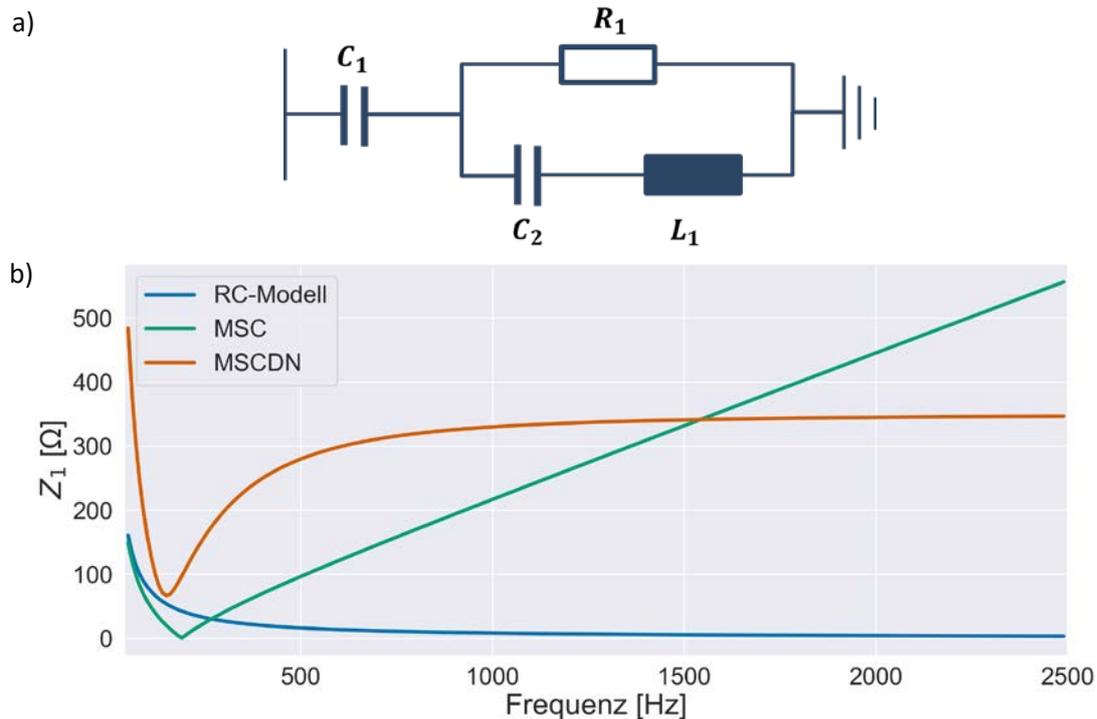


Abbildung 38: a) Ersatzschaltbild eines MSCDN b) Impedanz verschiedener Abbildung einer Kondensatorbank

Da im deutschen Übertragungsnetz vor allem MSCDN installiert sind, wurde nochmals eine detaillierte Analyse des Einflusses Elemente des Ersatzschaltbildes auf den Impedanzverlauf durchgeführt. Kleinere Schwankungen der Parameter können aus Ungenauigkeiten im Datenblatt oder Schwankungen im Betrieb aufgrund von Temperatur oder Alterung entstehen. Die Auswirkungen der Variation der Elemente des ESB ist in Abbildung 39 dargestellt. Hieraus kann abgeleitet werden, dass zur korrekten Parametrierung eines MSCDN vor allem der Dämpfungswiderstand möglichst genau erfasst werden sollte. Kleinere Änderungen der weiteren Parameter haben hingegen nur geringfügige Auswirkungen. Im Nullsystem hängt die Impedanz weiterhin von der Ausführung als Dreieck- oder Sternschaltung sowie einer eventuellen zusätzlichen Impedanz gegen Erde ab.

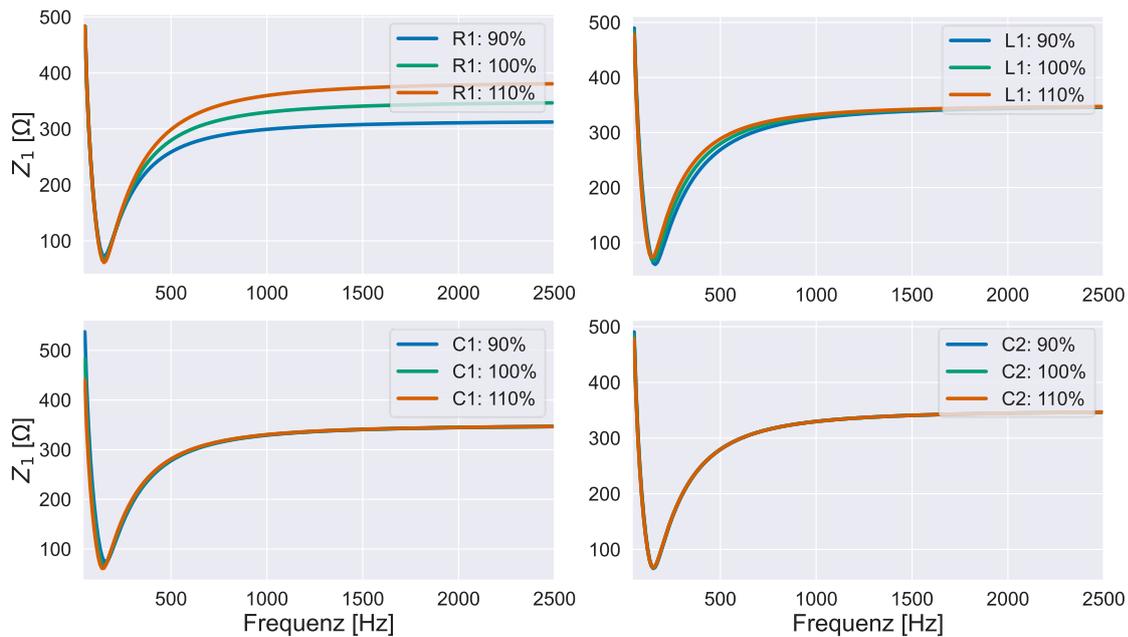


Abbildung 39: Parametersensitivität MSCDN

## Drossel

Für Drosselpulen kann üblicherweise auf ein vereinfachtes Ersatzschaltbild bestehend aus der Hauptinduktivität und einem Serienwiderstand zurückgegriffen werden, welches aus den Betriebsdaten parametrisiert wird. Ein detaillierteres Modell ist in [28] gegeben, dies enthält weiterhin eine parallele Kapazität sowie einen parallelen Widerstand. In Abbildung 40 ist die Impedanz für das vereinfachte und detaillierte Modell verglichen. Das detaillierte Modell weist dabei eine Parallelresonanz auf, deren Frequenz über die parallele Kapazität eingestellt werden kann. Der parallele Widerstand bestimmt hierbei die Dämpfung.

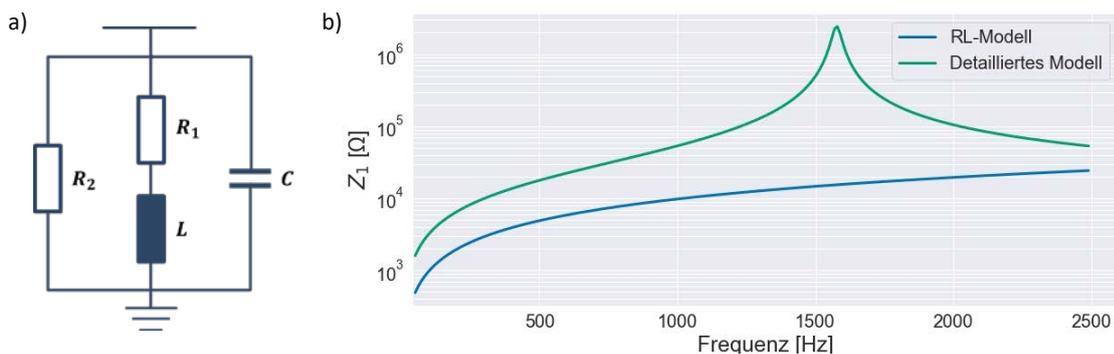


Abbildung 40: a) ESB (detailliert) und b) Impedanz einer Drossel

### II.2.3 Notwendiger Betrachtungsbereich

Für die Ermittlung der Netzimpedanz im deutschen Übertragungsnetz ist die Frage nach der notwendigen Netzgröße von besonderer Bedeutung. Problematisch sind hierbei zum einen die Rechenkomplexität für ausgedehnte Netzausschnitte sowie der Aufwand der Datenbeschaffung zur Parametrierung aller vorhandenen Elemente wie bspw. der Masttyp von Freileitungen. Weiterhin stellt sich die Frage, inwieweit auch die Netze benachbarter Länder betrachtet werden müssen. In der Literatur wurden bisher vor allem Verfahren mit Kenngrößen basierend auf der geographischen Distanz oder der

Maschenanzahl diskutiert. Allerdings werden diese Methoden als eher unzureichend für den Einsatz im stark vermaschten Übertragungsnetz bewertet. Ein maschenbasierter Ansatz beachtet nicht die unterschiedlichen Distanzen und damit Leitungsimpedanzen, welche zwischen verschiedenen Standorten z.B. abhängig von der lokalen Versorgungsaufgabe auftreten. Bei der Vorgabe einer bestimmten geographischen wird die zugrundeliegende Netztopologie vernachlässigt. Daneben ergeben sich für beide Ansätze weitere Probleme bei der Umsetzung, z.B. der genauen Definition einer Masche oder der Forderung nach Zusammenhang des Netzes. Aufgrund dieser Unzulänglichkeiten wurde ein Verfahren basierend auf der elektrischen Distanz entwickelt und implementiert.

Die elektrische Distanz zwischen zwei Knoten kann als Thevenin-Ersatzimpedanz aufgefasst werden, welche sich durch die Zusammenfassung aller möglichen Parallelpfade zwischen diesen beiden Knoten ergibt und berechnet sich mit folgender Formel [29] [30] [31].

$$\underline{Z}_{dist,ij} = \underline{Z}_{ii} + \underline{Z}_{jj} - 2 \cdot \underline{Z}_{ij} \quad (2.19)$$

Hierbei ist  $\underline{Z}$  die Impedanzmatrix des Netzes, welche sich aus Inversion der Knotenadmittanzmatrix (KAM) berechnet. Für die KAM werden nur die Längsimpedanzen der Längselemente des Übertragungsnetz beachtet. Weiterhin wird die Impedanz nur bezogen auf die Mitsystemimpedanz ermittelt. Grundsätzlich könnten die Berechnungen auch getrennt z.B. für das Nullsystem erfolgen. Dies würde den Rechenaufwand allerdings deutlich erhöhen. Vorteilhaft ist hierbei auch, dass die Nullimpedanzen von Freileitungen näherungsweise um den Faktor 3 größer sind als die Mitsystemimpedanzen. Für eine gegebene Distanz im Mitsystem wäre die Distanz im Nullsystem also deutlich höher. Dadurch stellt die Verwendung der Mitsystemimpedanzen eine konservative Abschätzung auch für das Nullsystem dar.

Für einen zu untersuchenden Knoten kann somit jedem weiteren Netzknoten eine Distanz zugewiesen werden, welche die elektrische Nähe dieses Knoten zum Referenzknoten quantifiziert. Hierbei kann grundsätzlich angenommen werden, dass Knoten mit einer hohen elektrischen Distanz die Netzimpedanz in einem geringeren Maße beeinflussen als elektrische nahe Knoten. Anschließend kann der Netzbereich durch die Vorgabe einer Distanz ausgewählt werden. Dies ist in Abbildung 41 für ein einfaches Netz beispielhaft dargestellt. POI steht hierbei für den *point-of-interest*, also den Standort bzw. Knoten für den die Netzimpedanzberechnung durchgeführt wird, weil dort z.B. eine Kabelstrecke angeschlossen wird.

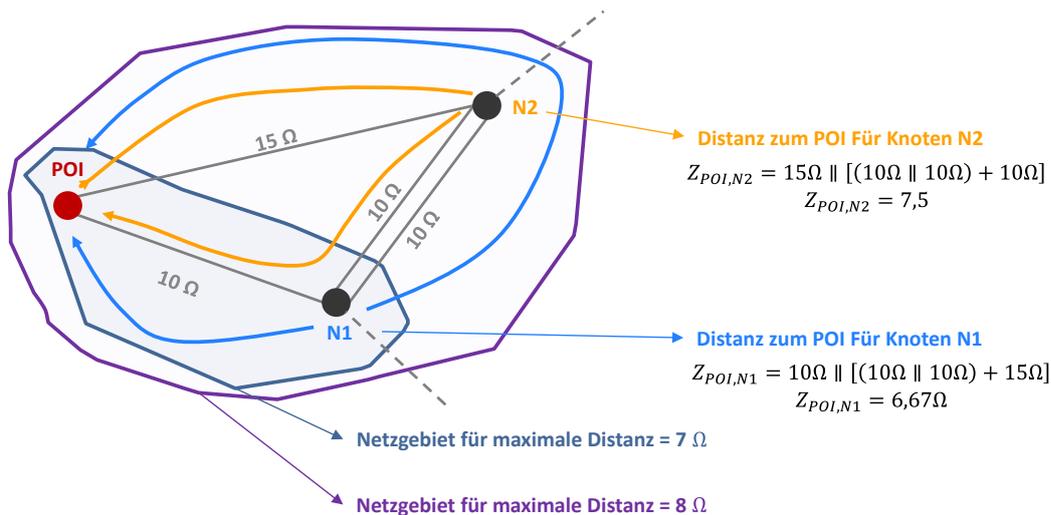


Abbildung 41: Beispiel Berechnung elektrischer Distanz

Da zur Ermittlung der elektrischen Distanz die KAM aufgestellt und invertiert werden muss, stellt dies einen rechenintensiven Schritt dar, gerade wenn das Netz im Ausgangszustand neben dem kompletten deutschen Übertragungsnetz auch noch weitere benachbarte Netze, bis hin zum gesamten europäischen Verbundnetz, enthält. Um das Verfahren zu beschleunigen, wurde ein iterativer Bottom-Up-Ansatz gewählt. Hierbei wird nicht direkt das komplette Netz betrachtet, sondern ausgehend vom Referenzknoten wird das Netz sukzessive erweitert, wodurch die zu berechnenden Matrizen zunächst vergleichsweise klein bleiben. In jedem Iterationsschritt werden dabei alle Nachbarknoten der aktuellen Randknoten neu hinzugefügt. Für diesen Netzausschnitt wird die KAM aufgestellt und invertiert, woraus anschließend die Distanzwerte berechnet werden können. Falls die Distanz aller neuen Knoten größer ist als der eingestellte Grenzwert, sind alle Knoten innerhalb der festgelegten Distanz ermittelt worden und das Verfahren kann beendet werden. Hierbei ist anzumerken, dass der Grenzwert mit einem Sicherheitsfaktor erhöht werden sollte, um eventuell noch nicht beachtete Parallelzweige beachten zu können. Hierbei hat sich ein Faktor von 3 als hilfreich erwiesen. Falls der vorgegebene Grenzwert also 10 Ω beträgt, wird im Verfahren iteriert, bis alle neuen Knoten eine Distanz größer als 30 Ω aufweisen. Darauffolgend können die Knoten nach der vorgegebenen Distanz ermittelt werden.

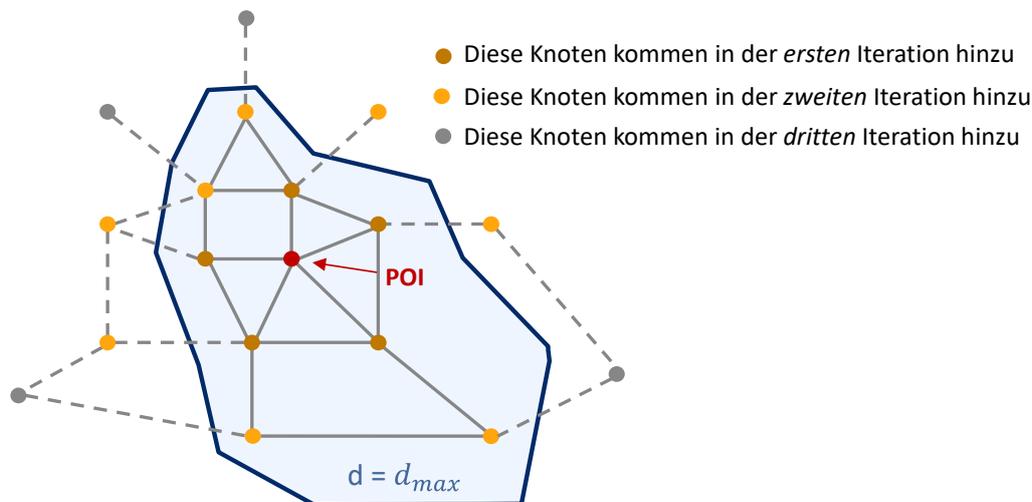


Abbildung 42: Iteratives Verfahren zur Ermittlung der Knotendistanzen

Abschließend sei noch erwähnt, dass die Auswahl des Netzbereichs auf den betriebsfrequenten Impedanzen der Längselemente beruht. Da die Impedanz von der Frequenz abhängt, verändern sich auch die Distanzen der Knoten zueinander mit der Frequenz. Insbesondere durch Resonanzstellen ist hierbei ein stark verändertes Verhalten zu erwarten.

#### II.2.4 Randnetzabbildung

Nach der Ermittlung des relevanten Netzbereichs wird das restliche Netz reduziert bzw. gelöscht. An die Randknoten des so entstandenen Netzes können nun Ersatzelemente zur Abbildung des gelöschten Netzbereichs angeschlossen werden. Wie schon für die Ermittlung der Netzbereiche gibt es auch für die Parametrierung der Randnetzabbildungen keine eindeutigen Empfehlungen in der Literatur. Üblicherweise werden lineare, ohmsch-induktive Kurzschlussäquivalente verwendet [11].

Problematisch ist hierbei, dass lineare Kurzschlussäquivalente den Impedanzverlauf eines komplexen Netzbereichs generell nur bis zur ersten Resonanzstelle näherungsweise abbilden können, wodurch unzulässige Vereinfachungen entstehen können. Verbesserungen können zum einen durch eine erweiterte Randnetzmodellierung oder eine Vergrößerung des Netzbereichs erzielt werden. Eine detaillierte Randnetzabbildung kann z.B. anhand von verfügbaren Messwerten oder vorgelagerten Berechnungen der zu löschenden Bereiche erfolgen. Hierbei ist auch der Einsatz weiterer ESB möglich, welche bspw. auch einen kapazitiven Anteil enthalten. Allerdings gibt es auch hier keine bestehenden Empfehlungen, auf welche Art und Weise vorgelagerte Berechnungen oder detaillierte ESB erstellt werden sollten.

Andererseits können die Vereinfachungen durch lineare Randnetzabbildungen in Kauf genommen werden, falls der Netzausschnitt ausreichend groß gewählt. In diesem Fall sind die Kurzschlussäquivalente weit vom Referenzknoten entfernt und haben nur einen geringen Einfluss auf den Impedanzverlauf an diesem Referenzknoten. Der Vorteil dieser Methode liegt in der einfachen Parametrierung der Randnetzabbildungen, während die vergrößerten Netzbereiche den Rechen- und Modellierungsaufwand allerdings erhöhen. Im Folgenden wird der Ansatz der Randnetzabbildung durch vereinfachte, lineare Kurzschlussäquivalente verwendet. Der Ablauf der Randnetzmodellierung ist schematisch in Abbildung 43 dargestellt. Das Randnetzelement wird hierbei durch eine angepasste Kurzschlussimpedanz modelliert. Hierfür werden Kurzschlussrechnungen für alle Knoten zunächst im vollständigen Ausgangsnetz und nach der Reduktion im reduzierten Netz durchgeführt. Zur Kurzschlussimpedanz des vollständigen Netzes tragen alle Elemente des Netzes bei, also sowohl die des verbleibenden Netzes als auch die des zu löschenden Netzbereichs. Im Gegensatz dazu gehen in die Kurzschlussimpedanzen des reduzierten Netzes nur dessen Elemente ein, es fehlen also die Beiträge der Elemente des gelöschten Bereichs. Die Impedanz der Randnetzabbildung wird nun so gewählt, dass sich aus der Parallelschaltung dieses Randnetzelementes und der Kurzschlussimpedanz des reduzierten Netzes die ursprüngliche Kurzschlussimpedanz des gesamten Netzes am jeweiligen Knoten ergibt. Die Impedanz des Randnetzelement wird somit als Korrektur der Kurzschlussimpedanz verstanden, welche die gelöschten Elemente nachbilden soll und kann mit folgender Formel berechnet werden

$$\underline{Z}_{\text{Äquivalent}} = \frac{\underline{Z}_{KS, \text{reduziert}} \cdot \underline{Z}_{KS, \text{gesamt}}}{\underline{Z}_{KS, \text{reduziert}} - \underline{Z}_{KS, \text{gesamt}}} \quad (2.20)$$

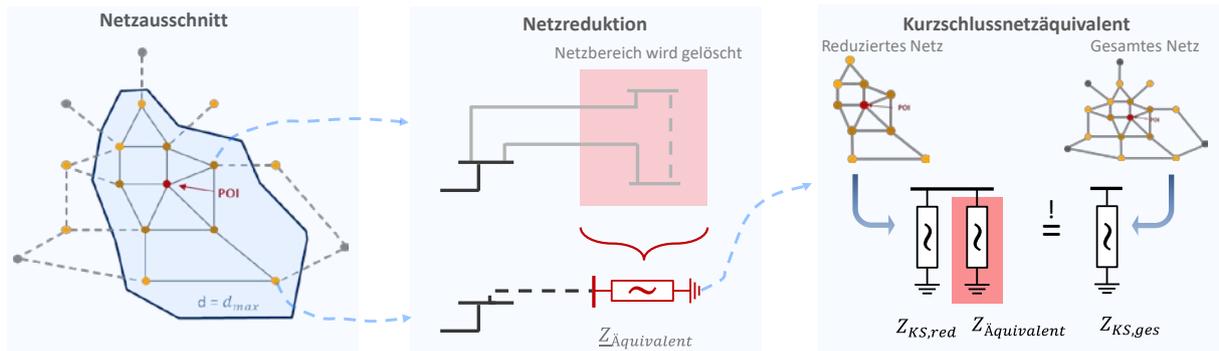


Abbildung 43: Verfahren Randnetzabbildung

Für immer größer werdende Netzbereich würde sich die Kurzschlussimpedanz des reduzierten Netzes immer mehr der Kurzschlussimpedanz des vollständigen Netzes annähern. Hierdurch würde die angepasste Impedanz immer größer werden und folglich einen sehr hochohmigen und damit vernachlässigbaren Querzweig darstellen.

## II.2.5 Netzsimulationen

Die Simulationen wurden mit einem horizontal vollständig aufgebauten Übertragungsnetzmodell durchgeführt, welches neben dem deutschen auch ausländische Netzgebiete enthält. Das Netzmodell befindet sich zunächst im Schaltzustand des topologischen Grundfalls. Die unterlagerten Netzstrukturen sind durch Lasten und Einspeisungen direkt an der 110-kV-Schaltanlage der Kuppeltransformatoren abgebildet. Die Lasten werden zunächst durch das allgemein RLC-ESB nach Abbildung 28 parametrisiert.

Aufgrund fehlender Daten wurden hierbei folgenden Annahmen bezüglich fehlender oder unvollständiger Daten gemacht

- Ergänzung von fehlenden Trassen für alle vorhandenen Leitungen
- Donaumast als Standardmastanordnung
- Spezifischer Erdbodenwiderstand: 100  $\Omega\text{m}$
- Standardtyp Freileitung: 264-AL1/34-ST1A
- Standardtyp Erdkabel: 2XS(FL)2Y 1x2500 RMS/250
- Alle Leitungen werden als verdreht angenommen

Im Folgenden werden die Mit- und Nullsystemimpedanzen ausgewertet. Solange nicht anders angegeben, kann aufgrund der angenommenen Symmetrien davon ausgegangen werden, dass Mit- und Gegensystemimpedanz nur geringe Abweichungen voneinander aufweisen.

### II.2.5.1 Simulationsorte

Um realistische Auswirkungen einer Teilerdverkabelung analysieren zu können, wurden die Verkabelungsszenarien realen Vorhaben nach Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) nachempfunden. Im Konkreten wurde sich auf die Projekte EnLAG 2 und EnLAG 5 fokussiert, welche im Folgenden kurz vorgestellt werden sollen.

Die Standorte dieser Projekte erlauben dabei weiterhin eine Analyse des Einflusses der umliegenden Netzstruktur auf die Auswirkungen der Kabelstrecken. Es sind Standorte vorhanden, welche an einem Ausläufer oder direkt vermascht eingebunden sind. Die Standorte unterscheiden sich weiterhin in ihrer

generellen Nähe zur Last- oder Erzeugungszentren, hierbei insbesondere Synchrongeneratoren, oder Blindleistungskompensationsanlagen, hierbei insbesondere MSCDN-Anlagen.

### II.2.5.1.1 Kurzvorstellung EnLAG 2

Das Vorhaben EnLAG 2 ist in Niedersachsen lokalisiert und soll beim Transport des im Norddeutschland erzeugten Windstrom in Richtung der Lastzentren im Süden und Westen helfen. Die dafür zugebaute Leitung ist knapp 60 km lang und enthält drei Erdkabelabschnitte. Von den insgesamt 142,2 km Leitungslänge entfallen dabei 93 auf Freileitungen und 49,2 auf Erdkabel. Die Inbetriebnahme der Leitung ist für 2023 geplant.

#### EnLAG 2: Ganderkesee – Sankt Hülfe

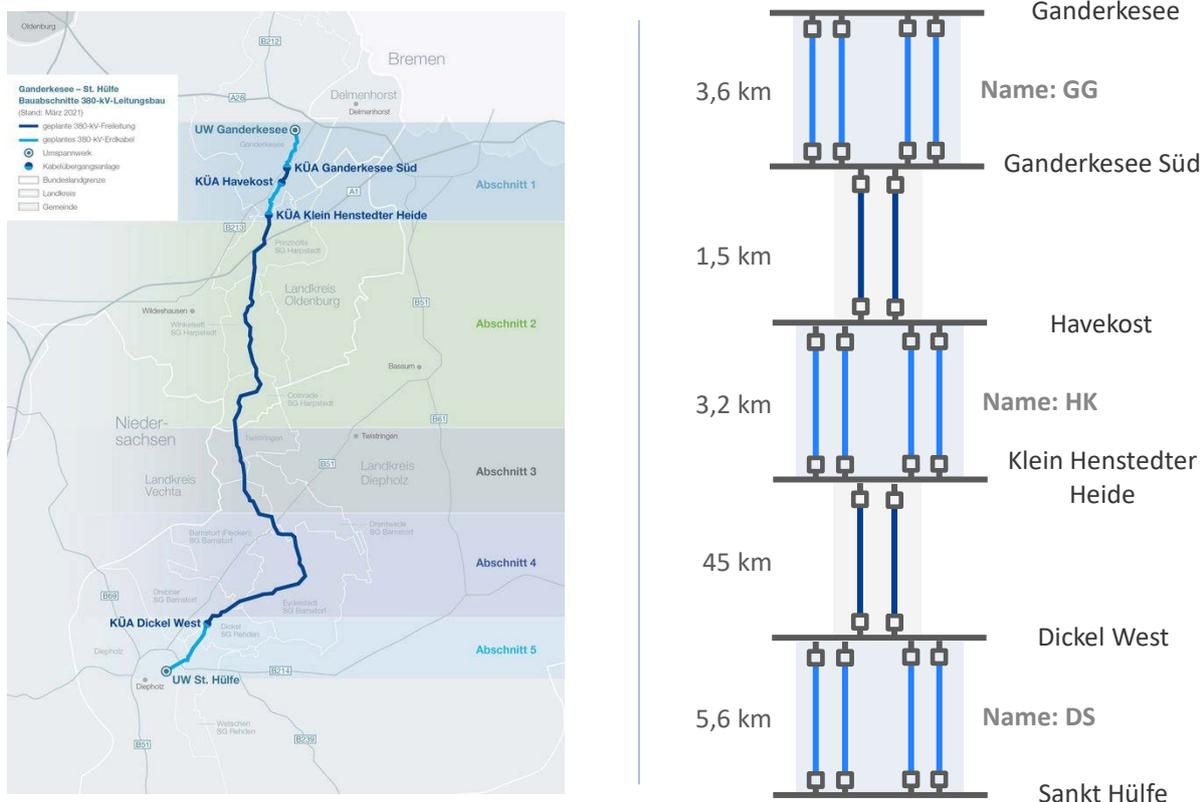


Abbildung 44: Kabelstrecken nach EnLAG 2 [32], [33]

### II.2.5.1.2 Kurzvorstellung EnLAG 5

Das Vorhaben EnLAG 5 ist in Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen lokalisiert und soll beim Transport des im Norddeutschland erzeugten Windstrom in Richtung der Lastzentren im Süden und Westen helfen. Die dafür zugebaute Leitung ist knapp 165 km lang und enthält vier Erdkabelabschnitte. Die gesamte Leitungslänge der Erdkabel beträgt etwa 53 km. Die vollständige Inbetriebnahme der Leitung ist für 2027 geplant.

## EnLAG 5: Dörpen West – Niederrhein

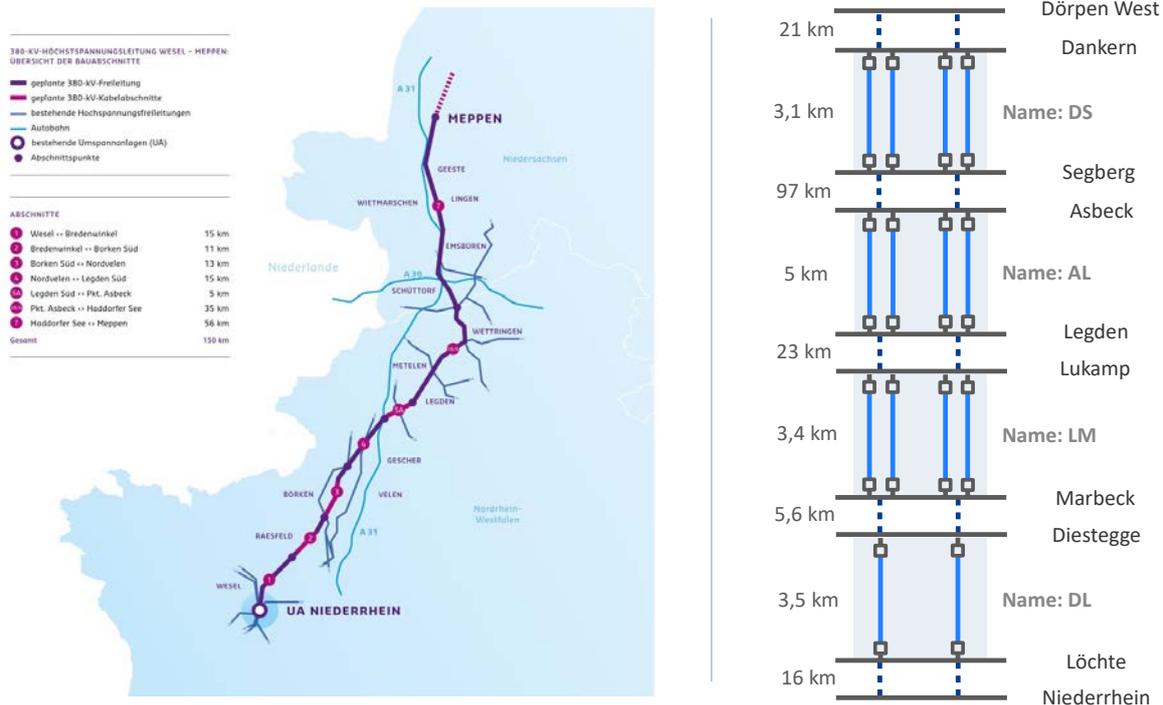


Abbildung 45: Kabelstrecken nach EnLAG 5 [34], [35], [36]

### II.2.5.2 Netzausschnitte

In Abbildung 46 ist für die beiden Standorte Sankt Hülfe und Dörpen West (DOEW) der Netzausschnitt für eine elektrische Distanz von  $24 \Omega$  dargestellt. Hierbei sei darauf hingewiesen, dass zur anschaulicheren Darstellung hier nur die Standorte dargestellt sind, ohne den zugrundeliegenden Schaltzustand der Schaltanlagen eines Standortes explizit abzubilden. Falls Sammelschienen einer Schaltanlage entkoppelt sind, ergeben sich somit mehrere Distanzwerte für einen Standort, von denen in dieser Grafik immer der niedrigste Wert dargestellt ist.

Es zeigt sich zunächst, dass dieselbe Distanz zu unterschiedlich umfangreichen Netzgebieten führt, sowohl bezogen auf die Anzahl der Betriebsmittel als auch die geographische Ausdehnung. Je stärker vermascht eingebunden der jeweilige Knoten ist, desto mehr Elemente verbleiben für eine gegebene Distanz im letztlichen Netzausschnitt. Weiterhin wird deutlich, dass die elektrische Distanz der Knoten nicht direkt mit der geographischen Entfernung der Knoten abgeschätzt werden kann. Dies kann zum einen für den Knoten DOEW aus den Distanzen für das stark vermaschte Netzgebiet in Westdeutschland abgelesen. Während sich die geographische Distanz zum Standort DOEW vom nördlichen Ruhrgebiet bis zum Köln-Bonn Gebiet fast verdoppelt, steigt die elektrische Distanz aufgrund der starken Vermaschung nur unwesentlich an. Im Gegensatz dazu zeigt sich auch, dass die Verbindung in Richtung Bremen vergleichsweise hohe Distanzen aufweist. Beispielsweise hat der 87 km entfernte Standort FARG eine Distanz von knapp  $20 \Omega$ , während der 243 km entfernte Knoten Sechtem nur eine Distanz von ca.  $12 \Omega$  aufweist. Dies liegt zum einen am oben beschriebenen Grad der Vermaschung, aber auch daran, dass auf der Strecke in Richtung Bremen zwei Längstransformatoren am Standort DIEL installiert sind, welche eine hohe Impedanz aufweisen und damit die elektrische Distanz erhöhen. Die Impedanz der Transformatoren entspricht dabei einer äquivalenten Impedanz einer ca. 50 km langen Freileitung. Es wird auch deutlich, dass sich der Verlauf der Zunahme an betrachteten Standorten mit

steigender Distanz unterscheidet (untere Grafiken in Abbildung 46). Für den Standort Sankt Hülfe steigt die Netzgröße erst ab einer Distanz von knapp 12  $\Omega$  deutlich an, während sich für DOEW schon ein früherer linearer Verlauf einstellt. Dies liegt an der unterschiedlichen Anbindung der beiden Standorte. Der Standort Sankt Hülfe ist neben der neuen Leitung nach EnLAG 2 nur noch über eine 34 km Leitung mit dem Standort Wehrendorf verbunden. Diese „stichtartige“ Topologie führt zu einem gewissen Offset der elektrischen Distanzen durch diese stets in Reihe zu den weiteren Knoten geschaltete Leitungsimpedanz. Im Gegensatz dazu weist der Standort DOEW eine höhere Anzahl an angeschlossenen Leitung und damit Vermaschung auf, welche zusätzlich noch eine geringere Länge haben. Die elektrische Distanz der Knoten zu einem Referenzknoten wird damit ebenfalls stark durch den lokalen Anschluss geprägt, wodurch die Ableitung einer allgemein empfehlenswerten Distanz erschwert wird.

Es ist folglich empfehlenswert, dass ein Verfahren zur Generierung der Netzausschnitte die zugrundeliegende Netztopologie und deren Elemente beachtet.

Zur einfacheren Einordnung der Netzgrößen sind in Tabelle 11 einige Netzstrukturdaten der Netzausschnitte aufgelistet.

Tabelle 8: Netzstrukturdaten der betrachteten Standorte (Netzgröße: 24  $\Omega$ )

	Sankt Hülfe	GANK	DOEW	Niederrhein
<b>Leitungslänge [km]</b>	12522	11362	16519	20271
<b>Schaltanlagen</b> 380 kV / 220 kV	231 / 95	219 / 88	307 / 115	370 / 146
<b>Transformatoren</b> 3W / 2W	375 / 75	346 / 75	444 / 107	518 / 148

Der überwiegende Anteil der vorhandenen Leitungen befindet sich in der Spannungsebene des POI, wobei alle hier betrachteten Standorte in der 380-kV-Ebene liegen. Für den Standort Sankt Hülfe sind beispielsweise nur knapp 267 der 12522 km Leitungslänge in der 220-kV-Ebene lokalisiert. Dies liegt an den hohen Transformatorimpedanzen zwischen den Spannungsebenen, welche zu einer hohen elektrischen Distanz führen und an der geringeren Vermaschung der 220-kV-Ebene. Speziell bei den hier betrachteten Standorten weist lediglich der Standort Niederrhein einen direkten Anschluss an das 220-kV-Netz auf.

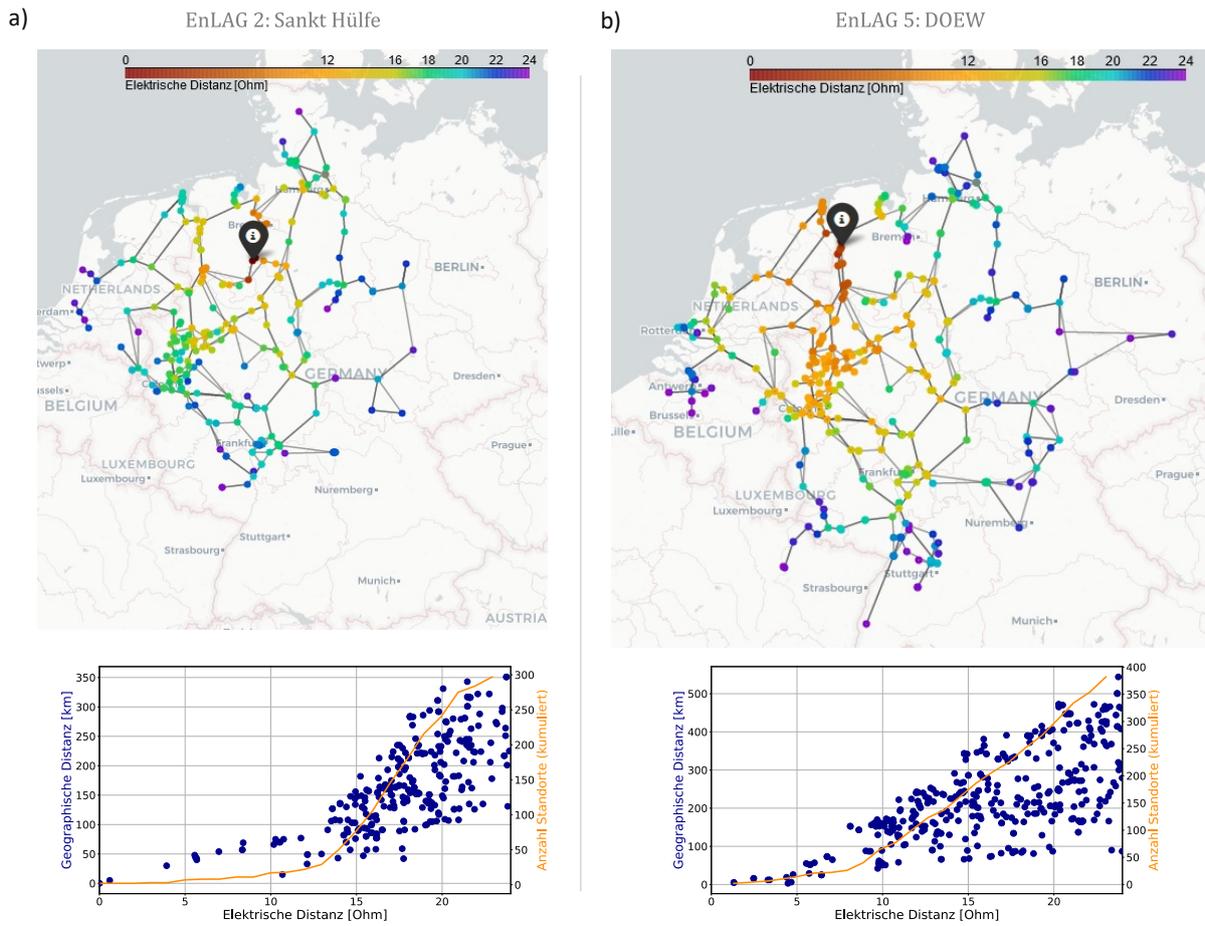


Abbildung 46: Elektrische Distanz der Netzknoten für POI a) Sankt Hülfe b) DOEW

Weiterhin zeigt sich, dass der Netzausschnitt für beide Standorte auch Netzbereiche der benachbarten, ausländischen Netze enthält. Gerade die enge Kopplung mit dem niederländischen Netz wird deutlich, da für den grenznahen Standort DOEW fast das gesamte niederländische Netz verbleibt. Für diesen Standort werden auch vereinzelt Standorte im belgischen und französischen Netzgebiet ausgewählt. Auch für den Standort Sankt Hülfe, welcher weiter von den Kuppelstandorten entfernt, verbleibt ein signifikanter Teil des niederländischen Netzgebietes. Weitere Länder werden für diesen Standort nicht beachtet.

Durch eine enge Kopplung mit benachbarten Netzen oder eine grenznahe Position des zu untersuchenden Standortes wird folglich auch die Betrachtung der umliegenden Netzgebiete notwendig.

Ausgehend von den ermittelten Distanzen kann das Netz nun in weitere, unterschiedlich große Netzausschnitte unterteilt werden, um eine notwendige Größe zur Ermittlung der Netzimpedanz abzuleiten. In Abbildung 47 sind verschieden große Netzausschnitte für die beiden schon vorgestellten Standorte aufgezeigt. In einem Netzausschnitt sind jeweils alle Knoten vorhanden, welche eine elektrische Distanz kleiner oder gleich dem vorgegebenen Grenzwert aufweisen.

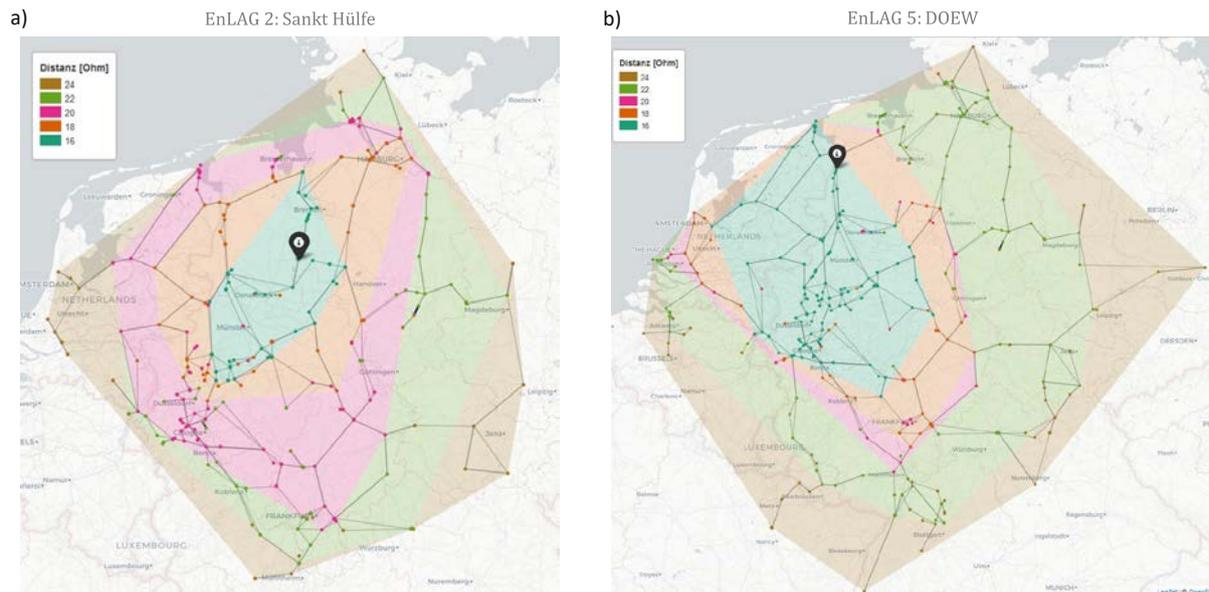


Abbildung 47: Netzausschnitte verschiedener Distanzen für a) Sankt Hülfe b) DOEW

In Abbildung 48 sind die Mitsystem-Impedanzverläufe aller betrachteten Standorte für verschiedene Netzgrößen dargestellt (vgl. Abbildung 47). Für alle Standorte wird deutlich, dass die gewählte Netzgröße einen erheblichen Einfluss auf den Impedanzverlauf und die daran anschließende Identifikation der Resonanzstellen hat. Hierbei bietet sich ein iterativer Prozess an, in dem die Netzgröße schrittweise erweitert wird, bis Konvergenz erreicht. Hierbei ist der Definition eines Konvergenzkriteriums eine besondere Bedeutung zuzumessen. Je nachdem ob bspw. nur die Resonanzstellen identifiziert, aber nicht der exakte Wert der Dämpfung bestimmt werden soll, können unterschiedliche Netzgrößen gewählt werden. Dies wird für den Standort GANK deutlich (Abbildung 48 a). Der erste Resonanzstelle bei einer Frequenz von 260 Hz wird schon ab einer Distanz von 18  $\Omega$  erkannt. Bei einer weiteren Vergrößerung des Netzgebiet ändert sich die Resonanzfrequenz nicht mehr wesentlich, aber die Dämpfung nimmt deutlich zu. Für die Distanz von 18  $\Omega$  beträgt der Wert der Resonanzstelle noch 223  $\Omega$  und sinkt auf 136  $\Omega$  bei einer Distanz von 24  $\Omega$ .

Weiterhin kann aus den Verläufen abgeleitet werden, dass die Wahl der Netzgröße auch vom relevanten Frequenzbereich beeinflusst wird. Für den Standort DOEW zeigt sich, dass bei den ersten beiden der Fehler der Resonanzfrequenzen, welche unter einem 1 kHz liegen, zwischen den Netzgrößen 20 und 24  $\Omega$  weniger als 20 Hz beträgt. Für Resonanzstellen, welche größer als 1 kHz sind, steigt der Fehler jedoch auf über 70 Hz an und ist damit größer als eine Ordnung.

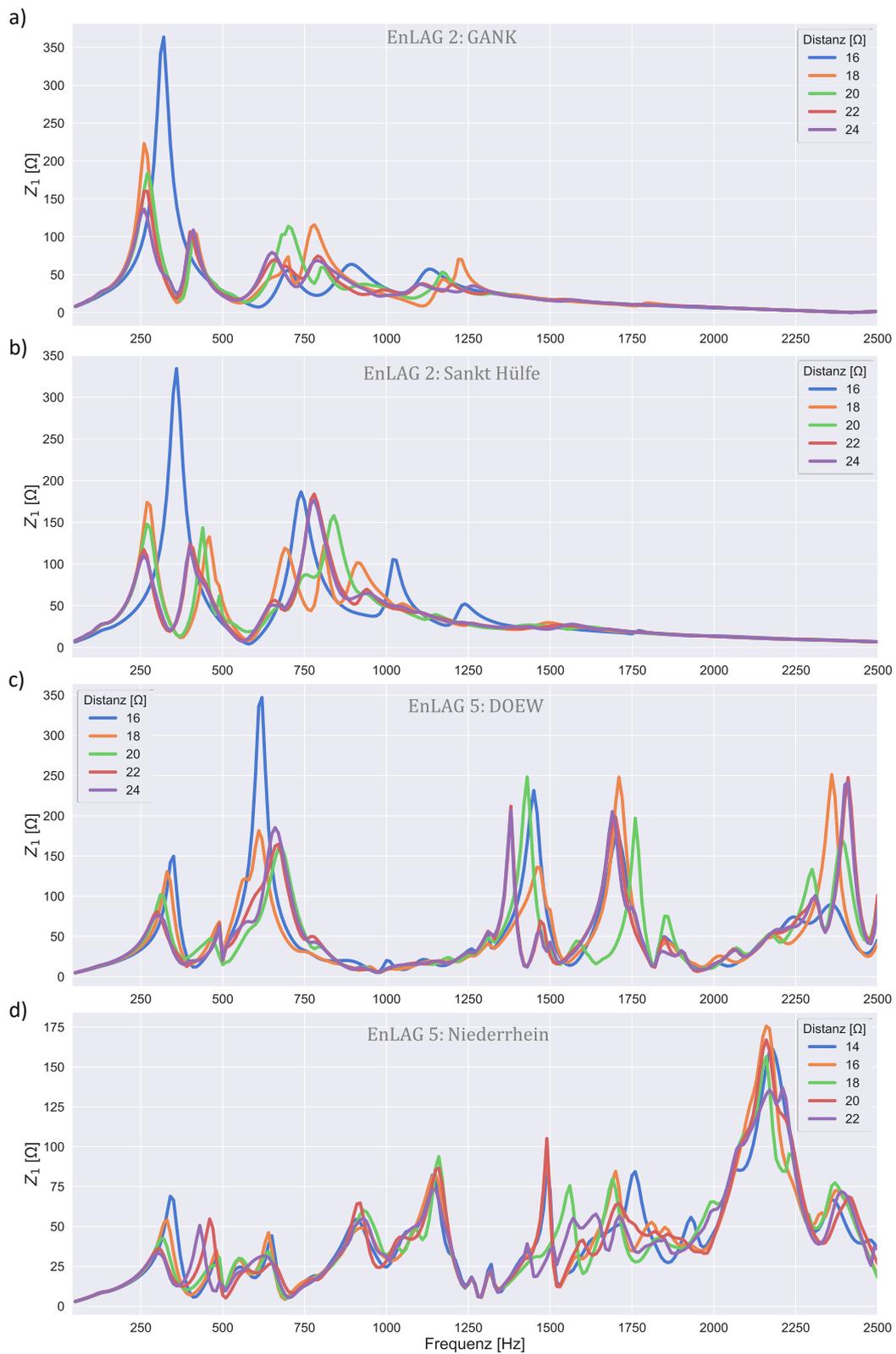


Abbildung 48: Netzimpedanz (Mitsystem) für verschiedene Netzgrößen a) GANK b) Sankt Hülfe c) DOEW d) Niederrhein

Auch für den Standort GANK zeigt sich, dass die ersten beiden Resonanzfrequenzen bei 260 und 400 Hz schon ab einer Netzgröße von 18 Ω identifiziert werden können, während für die korrekte Abbildung

der Netzimpedanz für den Bereich ab 500 Hz größere Netzausschnitte notwendig sind. Folglich muss der Netzausschnitt umso größer gewählt werden, je größer der relevante Frequenzbereich ist.

Generell zeigt sich für die hier betrachteten Standorte, dass sich ab einer Distanz von etwa 22  $\Omega$  sowohl die Resonanzstellen als auch die Dämpfung dieser nicht mehr wesentlich unterscheiden.

Die Impedanzverläufe im Nullsystem sind in Abbildung 49 dargestellt. Der größte Unterschied im Vergleich zu den Erkenntnissen aus der Analyse der Mitsystem-Impedanzen ist, dass die Impedanzverläufe schon bei geringeren Netzgrößen nur noch unwesentliche Unterschiede aufweisen. Dies liegt zum einen daran, dass die Impedanzen der Freileitungen im Nullsystem deutlich größer sind als im Mitsystem. Da sich die hier dargestellten Distanzwerte auf die Mitsystemimpedanz beziehen, wären diese für das Nullsystem vermutlich deutlich größer. Eine Bewertung der Netzausschnitte auf Basis der Mitsystemimpedanzen erlaubt folglich auch eine hinreichend genaue Bewertung der Netzimpedanz im Mitsystem.

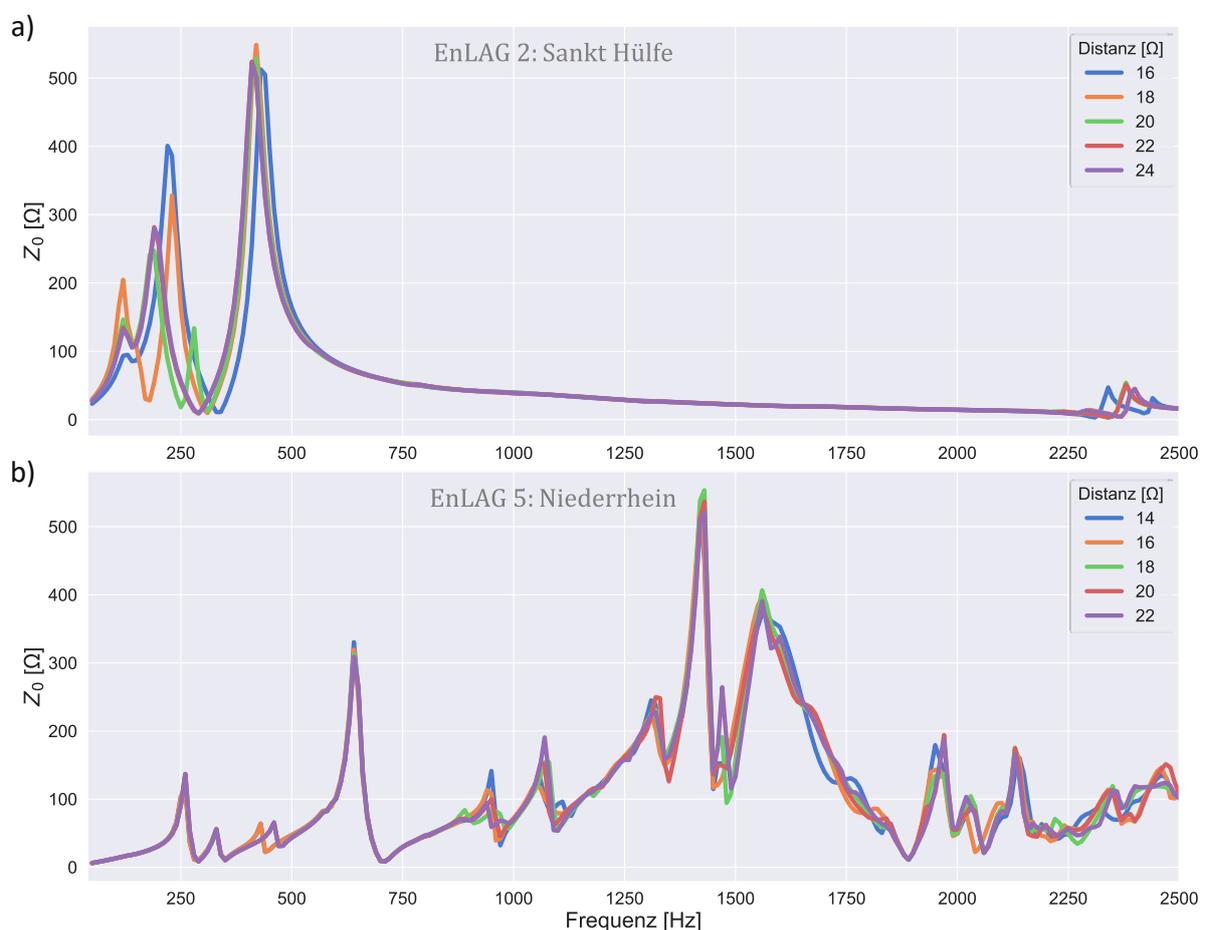


Abbildung 49: Netzimpedanz (Nullsystem) für verschiedene Netzgrößen a) Sankt Hülfe b) Niederrhein

Wie schon aus Abbildung 48 und Abbildung 49 erkannt werden kann, weisen die verkabelten Strecken niederfrequente Resonanzstellen auf. Um den Einfluss der Kabelstrecken bewerten zu können, wurden die vorgestellten teilverkabelten Vorhaben in Abbildung 50 verglichen mit einem Szenario ohne die neue Leitung (Istzustand) und einem Szenario, in dem die neue Leitung komplett aus Freileitungen aufgebaut ist. Für alle Standorte zeigt sich eine deutliche Beeinflussung der Netzimpedanz durch die neue Leitung. Die vollständige Leitungsausgestaltung mit Freileitungen führt dabei vor allem zu einer

erhöhten Dämpfung der Netzimpedanz im gesamten Betrachtungsbereich. Die Resonanzstellen werden beim Standort Sankt Hülfe nur unwesentlich verändert. Im Gegensatz dazu ergibt für den Standort Niederrhein ein stark verändertes Verhalten gerade im Bereich 1 bis 2 kHz.

Durch die Erdkabelstrecken werden die Resonanzstellen für beide Standorte auch im niederen Frequenzbereich stark beeinflusst. Für Sankt Hülfe verschiebt sich die erste Resonanzfrequenz von 1150 Hz auf knapp 260 Hz. Die Verschiebung für Niederrhein erfolgt von 710 Hz auf 430 Hz. Durch die geplanten Kabelstrecken ergibt sich folglich eine signifikante Verschiebung der Resonanzstellen zu niedrigeren Frequenzen, welche im Falle von Sankt Hülfe auch naher gängiger, problematischer Oberschwingungsströme liegen, in diesem Fall der 5. Harmonischen.

Die Verschiebung der Resonanzstellen fällt deutlich stärker für die Standorte von EnLAG 2 aus. Auch insgesamt zeigt sich eine deutlich stärkere Beeinflussung der Netzimpedanz der Standorte GANK und Sankt Hülfe durch die Erdkabelstrecken verglichen mit den Standorten DOEW und Niederrhein (vgl. Abbildung 48 und Abbildung 50). Begründet werden kann dies durch die unterschiedliche Lage der Erdkabel in den beiden Leitungen. Im Vorhaben nach EnLAG 2 werden Kabelstrecken nahezu direkt an den untersuchten Standorten installiert, während die Kabelstrecken für die Standorte DOEW und Niederrhein erst hinter 21 bzw. 16 km Freileitung eingebaut sind (s. Abbildung 44 und Abbildung 45). Diese zwischengeschalteten Impedanzen dämpfen den Einfluss der Kabelstrecken. Hierdurch ergeben sich für den Standort DOEW die geringsten Auswirkungen, da nach der ersten Kabelstrecke nochmals fast 100 km Freileitung eingebaut sind. Die Auswirkung der zugebauten Kabelstrecken hängt folglich auch von deren tatsächlichen Lage innerhalb der neuen Leitung ab und kann je nach Verteilung erhebliche Unterschiede aufweisen. Besonders kritische Auswirkungen können für Knoten erwartet werden, bei denen die Kabelstrecke in unmittelbarer Nähe angeschlossen werden.

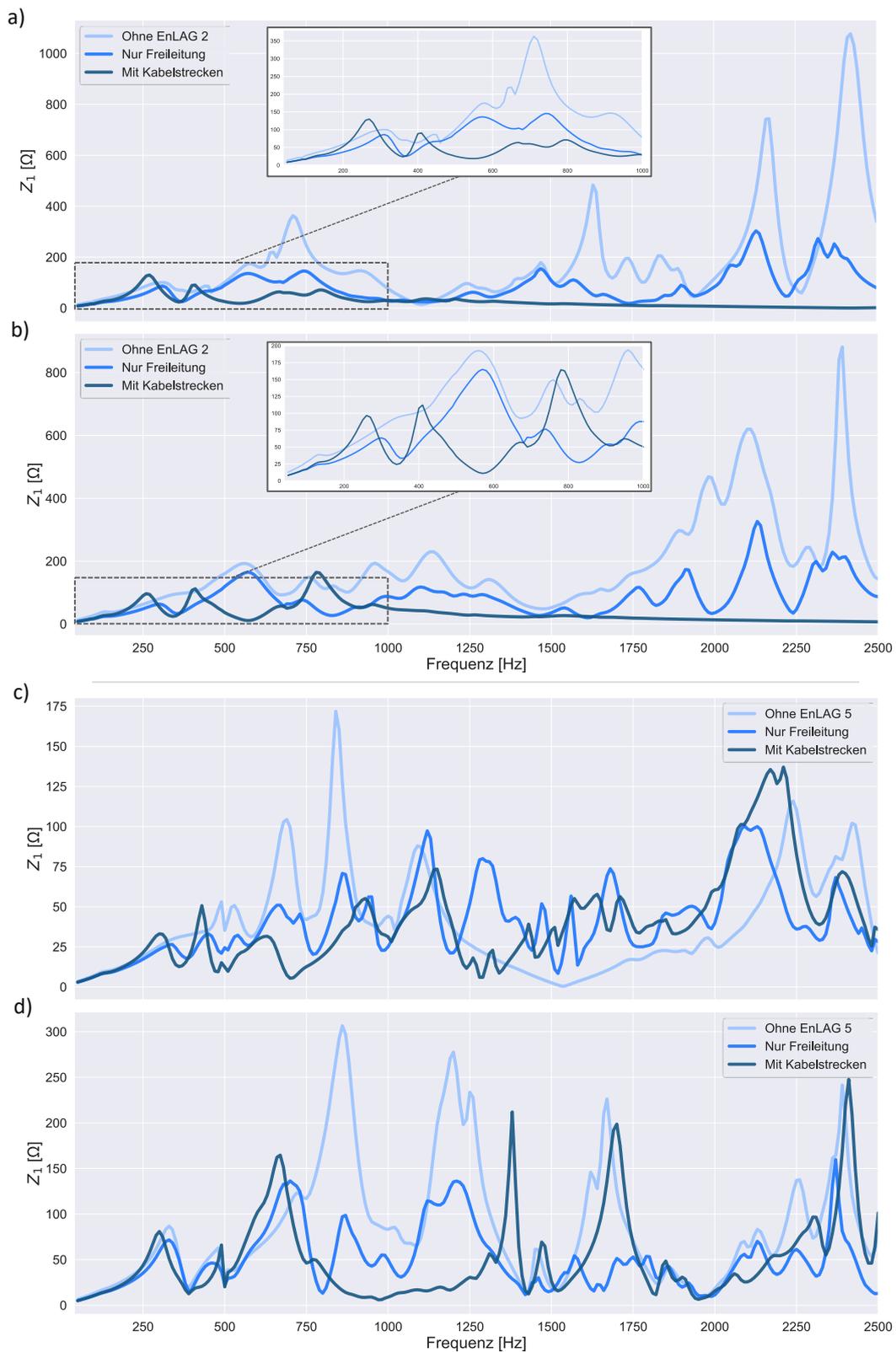


Abbildung 50: Einfluss der neuen Leitungen mit und ohne TEV (Mitsystem) a) GANK b) Sankt Hülfe  
c) Niederrhein d) DOEW

Auch im Nullsystem können erhebliche Einflüsse durch die Kabelstrecken beobachtet werden. Die entsprechenden Impedanzverläufe sind in Abbildung 51 dargestellt.

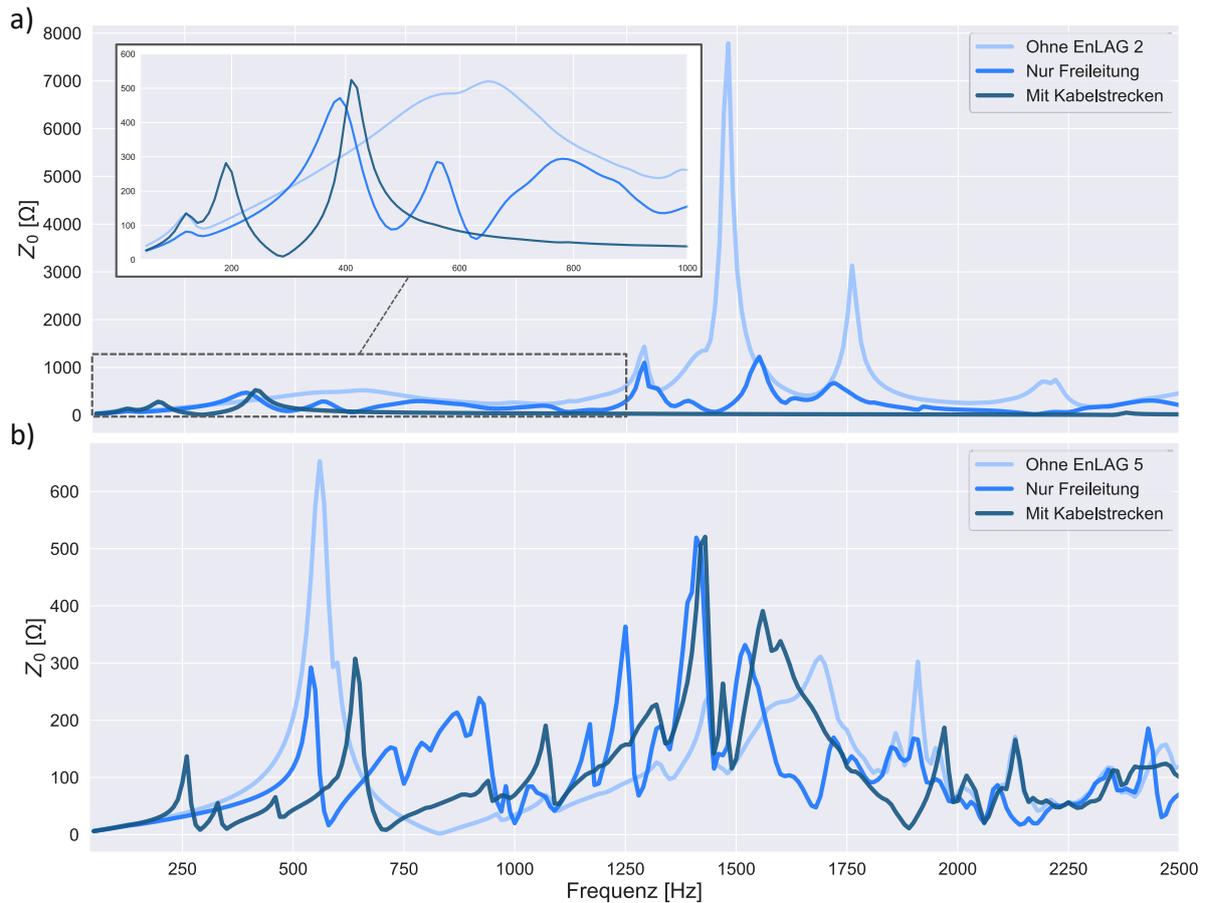


Abbildung 51: Einfluss der neuen Leitungen mit und ohne TEV (Nullsystem) a) EnLAG 2 Sankt Hülfe  
b) EnLAG 5 Niederrhein

In Tabelle 9 ist die exakte Verschiebung der Resonanzfrequenzen für die hier behandelten Standorte aufgelistet.

Tabelle 9: Verschiebung der ersten Parallelresonanz der Standorte durch TEV nach EnLAG 2 und EnLAG 5

	Sankt Hülfe	GANK	DOEW	Niederrhein
<b>Mitsystem</b>	1150 → 260	700 → 260	870 → 660	710 → 430
<b>Nullsystem</b>	1480 → 190	400 → 200	1120 → 460	560 → 260

Neben der Verschiebung der Resonanzstellen wird ebenfalls deutlich, dass sich auch die Amplitude der Impedanzen und Resonanzstellen je nach Standort unterscheidet. Hierbei zeigt die Netzimpedanz des Standort Niederrhein den am stärksten gedämpften Verlauf. Die erste Resonanzstelle weist dabei einen Wert von ca. 50 Ω auf und erst für die Resonanzstelle bei 2170 Hz steigt die Amplitude auf über 100 Ω. Im Gegensatz dazu beträgt die Amplitude der ersten Resonanzstelle bei allen anderen Standorten mehr als 100 Ω. Hierbei wird der Einfluss der geographischen Lage der Standorte deutlich. Die Lastdichte und Vermaschung in der Umgebung des Standortes Niederrhein ist erheblich größer als bspw. beim Standort Sankt Hülfe, wodurch sich eine verstärkte Dämpfung erklärt.

### II.2.5.3 Szenarien Verkabelung

Es wurden weiterhin verschiedene Durchdringungen von Erdkabelabschnitten in den beiden Leitungsvorhaben untersucht. Hierfür wurden Szenarien erstellt, in welchen einige der geplanten Kabelabschnitte durch Freileitungen ersetzt wurden. Das Ausgangsszenario nach EnLAG 2 und EnLAG 5 stellt somit das Szenario mit dem höchsten Kabelanteil dar. Die Impedanzverläufe für ausgewählte Szenarien sind in Abbildung 52 dargestellt. In der Legende sind dabei diejenigen Abschnitte aufgelistet, welche auch tatsächlich als Kabel ausgeführt sind. Die Namen beziehen sich auf die Bezeichner der Kabelstrecken in Abbildung 44 und Abbildung 45. Für den Standort Sankt Hülfe bedeutet das Szenario *GG* folglich, dass nur die Strecke zwischen *Ganderkesee* und *Ganderkesee Süd* als Kabel realisiert wurde und die restliche Leitung aus Freileitungen besteht. Angegeben ist weiterhin die prozentuale Durchdringung der Kabelabschnitte. Diese berechnet aus der Gesamtlänge der Kabelabschnitte im Verhältnis zur gesamten Leitungslänge. Für den Ausgangszustand nach EnLAG 2 beträgt die Durchdringung also 35 %, da knapp 50 der insgesamt 142,2 km Leitungslänge als Kabel ausgeführt sind. Aus dem Impedanzverlauf zeigt sich, dass die Durchdringung der Kabelabschnitte einen hohen Einfluss besitzt. Höhere Anteile an Kabelabschnitten führen insgesamt zu niedrigeren Resonanzfrequenzen. Beispielsweise verschiebt sich die Resonanzstelle von 490 Hz für das Szenario *GG* auf 400 Hz für das Szenario *EnLAG 2*, wobei sich die Kabeldurchdringung hierbei von 10 auf 35 % erhöht. Neben der Durchdringung ist aber ebenso wichtig, wo die Kabelabschnitte installiert sind. Ein Vergleich der Szenarien *DS (grüne Linie)* und *HK & GG (rote Linie)* zeigt, dass der Impedanzverlauf wesentlich stärker vom ersten Szenario beeinflusst wird, auch wenn die Durchdringung in diesem Szenario geringer ist. Dies liegt daran, dass in diesem Szenario zwar weniger Leitungslänge als Kabel realisiert wurden, die eingebauten Kabel dafür aber wesentlich näher am betrachteten Knoten liegen und somit ein höherer Einfluss auf die Netzimpedanz an diesem Knoten erzeugt wird. Ein analoges Verhalten kann für den Standort DOEW bei Auswertung der Szenarien *DS & AL (rote Linie)* und *AL, LM & DL (lila Linie)* beobachtet werden. Auch hier führt eine geringe Durchdringung in Kabellänge gemessen zu einer stärkeren Veränderung der Netzimpedanz. Die erste Resonanzstelle liegt im ersten Szenario bei 690 Hz und im zweiten Szenario bei 810 Hz.

Neben dem absoluten Verhältnis von Freileitung zu Kabel sollte folglich auch die Positionierung der Kabelabschnitte im Leitungsverlauf herangezogen werden, um potenziell kritische Szenarien zu identifizieren.

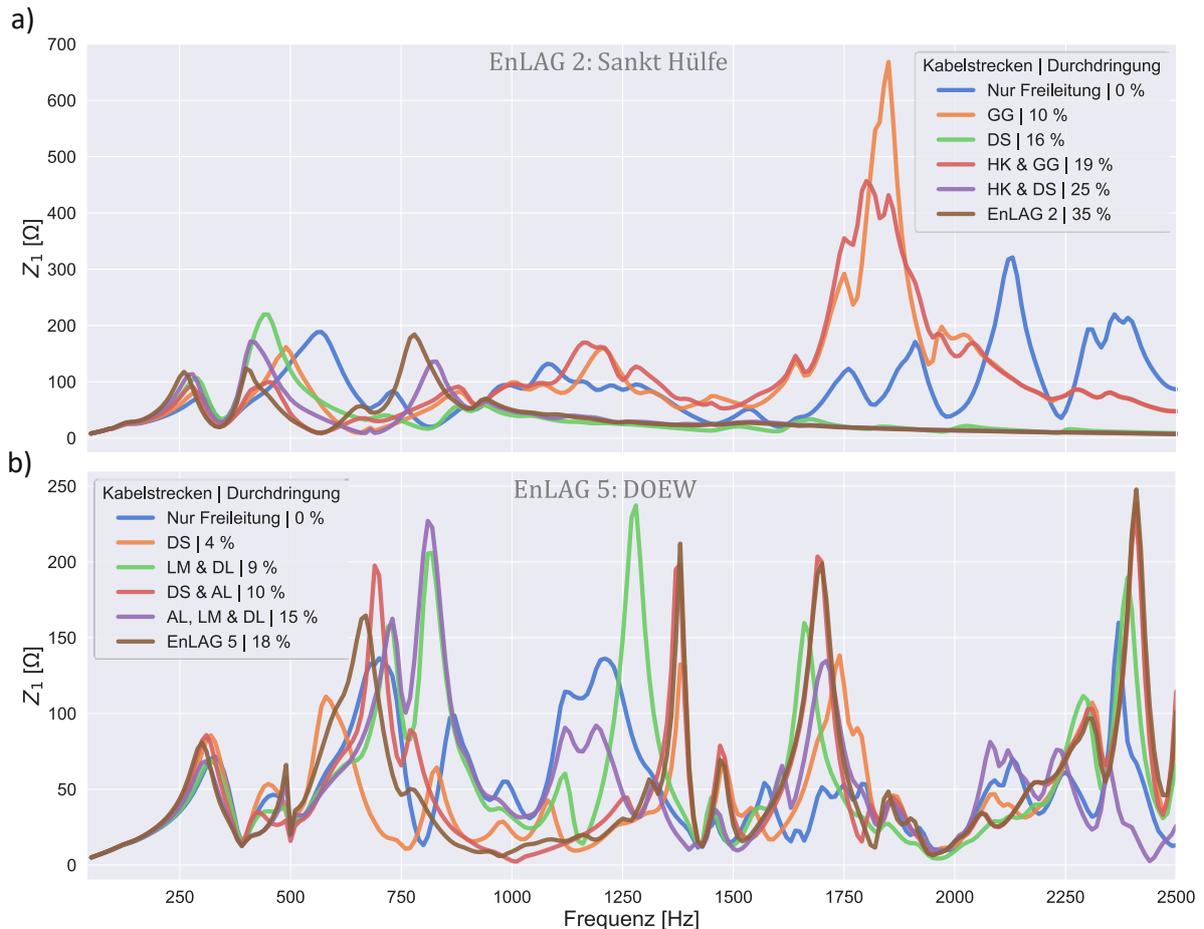


Abbildung 52: Einfluss verschiedener Kabeldurchdringungen (Mitsystem) a) Sankt Hülfe b) DOEW

Neben der Variation der Durchdringung an Kabelstrecken und deren Positionierung wurde auch der Einfluss verschiedener Kabellängen untersucht. Hierfür wurde die Länge der Kabelstrecke, welche dem jeweiligen Standort am nächsten gelegen ist, verändert. Um den Einfluss der Kabellänge isoliert betrachten zu können, wurden dabei alle anderen Kabelstrecken als Freileitung ausgeführt. Die daraus resultierenden Impedanzverläufe sind in Abbildung 53 dargestellt. Neben dem schon festgestellten hohen Einfluss der Kabelstrecken zeigt sich auch ein hoher Einfluss durch die verschiedenen Kabellängen. Beim Standort Sankt Hülfe liegt die erste Resonanzstelle für eine Kabellänge von 3,5 km noch bei 480 Hz und verschiebt auf 260 Hz für eine Kabellänge von 12,5 km. Die Verschiebung der Resonanzstellen zeigt sich weiterhin umso stärker im Bereich niedriger Frequenzen für den Standort DOEW, welche durch die Kabelstrecken dominiert wird. Für die ersten beiden Resonanzstellen, im Bereich 300 bzw. 1350 Hz, führen die Unterschiede der Kabellängen zu Verschiebungen der Resonanzstellen um bis zu 50 Hz. Für die nachfolgenden Resonanzstellen, bei 1730 bzw. 2400 Hz, ergeben sich nur noch Unterschiede von 20 bzw. 10 Hz.

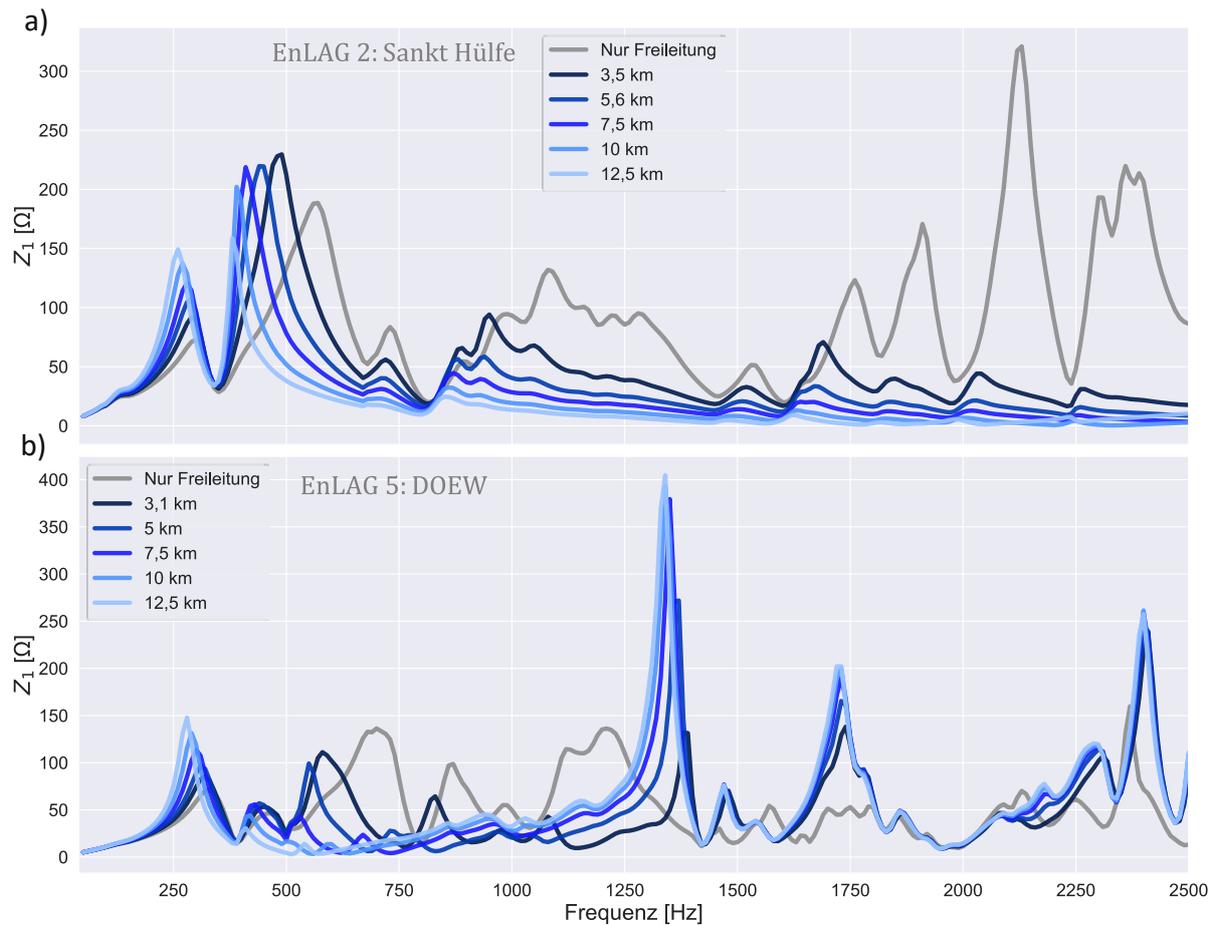


Abbildung 53: Einfluss Kabellänge auf Netzimpedanz (Mitsystem) a) Sankt Hülfe b) DOEW

Die Höhe der Verschiebungen der ersten beiden Parallelresonanzen sind in Tabelle 10 aufgelistet. Eine Erhöhung der Kabellänge um 2,5 km verschiebt die erste Parallelresonanz im Mitsystem in den meisten Fällen um etwa 10 Hz. Ein Vergleich der Verschiebungen der zweiten Parallelresonanzen für den Standort Sankt Hülfe zeigt, dass diese zunehmend kleiner werden trotz gleichbleibender Erhöhung der Kabellänge. Es kann folglich keine allgemeine, quantitative Einschätzung des Einflusses einer erhöhten Kabellänge abgeleitet werden. Die Auswirkungen sollte daher stets durch spezifische Simulationen für den jeweiligen Standort beurteilt werden.

Tabelle 10: Verschiebung der Parallelresonanzen für verschiedene Kabellängen

Sankt Hülfe					
		1. Parallelresonanz [ $\Delta f$ ]		2. Parallelresonanz [ $\Delta f$ ]	
Von [km]	Zu [km]	Mitsystem	Nullsystem	Mitsystem	Nullsystem
3,5	5,6	-	40	50	-
5,6	7,5	10	20	30	-
7,5	10	10	20	20	-
10	12,5	10	10	10	-
DOEW					
		1. Parallelresonanz [ $\Delta f$ ]		2. Parallelresonanz [ $\Delta f$ ]	
Von	Zu	Mitsystem	Nullsystem	Mitsystem	Nullsystem
3,1	5	10	60	20	10
5	7,5	10	50	20	0
7,5	10	10	40	10	0
10	12,5	10	20	10	0

Im Nullsystem zeigt sich ein ähnlicher, aber verstärkter Einfluss. Die erste Resonanzstelle verschiebt sich von 290 Hz für das 3,5 km lange Kabel bis auf 190 Hz bei einem 12,5 km langen Kabel. Noch extremer ist der Unterschied für den Standort DOEW, für den sich die erste Resonanzfrequenz von 410 auf 240 Hz verschiebt.

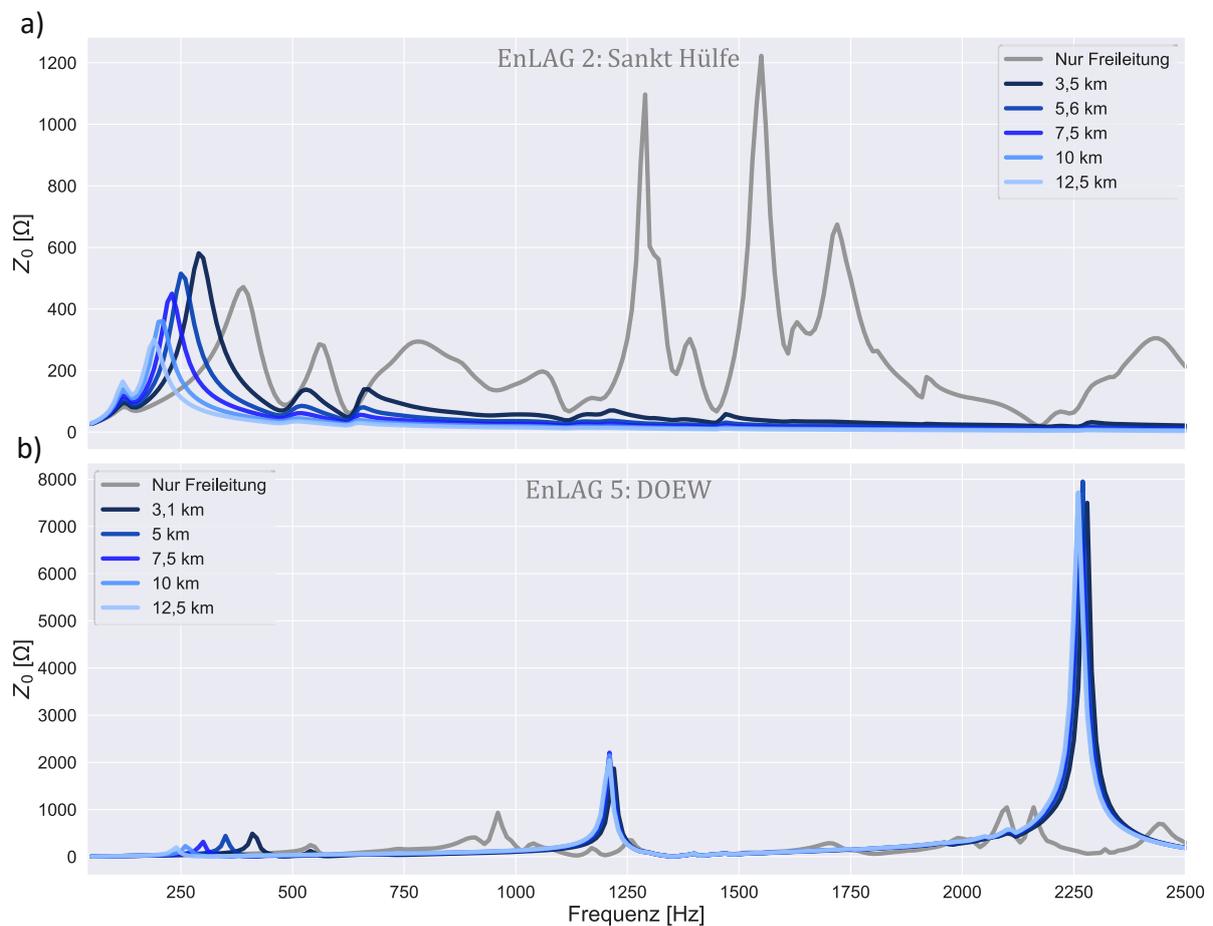


Abbildung 54: Einfluss Kabellänge auf Netzimpedanz (Nullsystem) a) Sankt Hülfe b) DOEW

### II.2.5.4 Geometrische Daten

Die bisherigen Simulationen wurden unter Zuhilfenahme der beschriebenen Annahmen bezüglich der Freileitungsgeometrie durchgeführt (Trassenverlauf, Masttyp, Stromkreisbelegung, Leitertyp usw.), um die frequenzabhängige Berechnung der Leitungsimpedanzen und damit eine möglichst genaue Berechnung zu ermöglichen. Wie eingangs dargelegt stehen diese Daten in der Realität nicht unbedingt zur Verfügung. Um den zusätzlichen Datenbeschaffungs- und Modellierungsaufwand möglichst gering zu halten, wird nachfolgend untersucht in welchem Ausmaß die geometrischen Daten der Freileitung den Netzimpedanzverlauf und die Lage der Resonanzstellen beeinflussen. Hierfür kann ein Kerngebiet um den zu untersuchenden herum definiert werden, in welchem die Leitungen möglichst detailliert anhand ihrer geometrischen Daten berechnet werden sollten. Die Leitungen des restlichen Netzes werden vereinfacht anhand der gegebenen betriebsfrequenten Parameter berechnet. Dies ist schematisch in Abbildung 55 dargestellt. Zur Definition eines solchen Kerngebietes wird die elektrische Distanz verwendet. Alle Leitungen, deren Anfangs- und Endknoten innerhalb einer vorgegebenen Distanz liegen, werden dabei dem Kerngebiet zugewiesen.

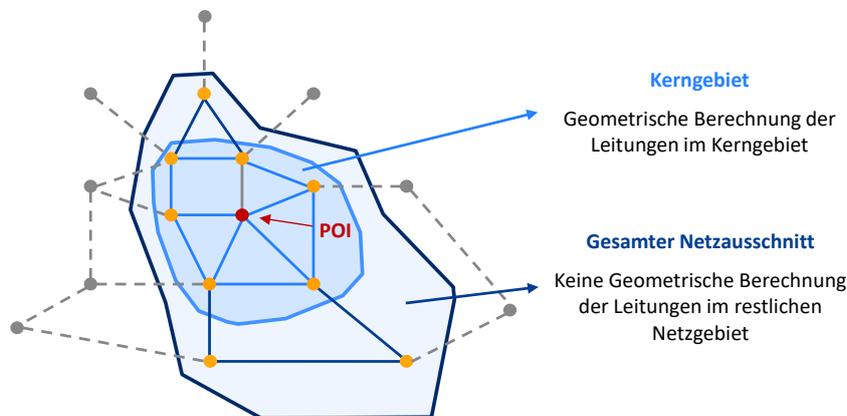


Abbildung 55: Schematische Darstellung Kerngebiet zur Anwendung geometrischer Daten

In Abbildung 56 sind für die Standorte GANK und DOEW Kerngebiete verschieden große Kerngebiete dargestellt. Zur einfacheren Vergleichbarkeit sind diese im p.u. System aufgetragen, wobei sie sich auf die maximale elektrische Distanz des Netzausschnittes beziehen, welcher in diesem Fall für beide Standorte  $22 \Omega$  ist. Ein Kerngebiet von 0,5 bzw. 50 % bedeutet folglich, dass alle Leitungen, bei denen der Anfangs- und Endknoten eine Distanz kleiner oder gleich  $11 \Omega$  aufweist, in das Kerngebiet aufgenommen wird und mit den hinterlegten geometrischen Daten berechnet wird. In der Grafik sind weiterhin die Leitungslänge und Anzahl an Leitungen, welche sich für die jeweilige Größe des Kerngebietes aufgetragen. Es zeigt sich hierbei, dass sich erst ab einer Distanz im Bereich von 50 % der Gesamtdistanz ein näherungsweise linearer Anstieg der betrachteten Leitungen ergibt. Aufgrund dessen wurden die Kerngebiete für 50, 75, 90 und 100 % der Gesamtdistanz berechnet. Diese sind in Abbildung 56 farblich markiert. Logischerweise zeigt sich wieder, dass die geographisch nahen Leitungen nicht unbedingt auch elektrisch nah sind (vgl. Ausführungen zu Abbildung 46).

In Tabelle 11 sind für die verschiedenen Größen der Kerngebiete die Anzahl an Leitungen und Leitungslängen der Leitungen des Kerngebietes aufgelistet.

Tabelle 11: Netzstrukturdaten für verschieden große Kerngebiete

Elektrische Distanz [p.u.]		0.5	0.75	0.9	1
<b>GANK</b>	Anzahl Leitungen	27	161	354	436
	Leitungslänge [km]	345	3553	8749	11327
<b>DOEW</b>	Anzahl Leitungen	91	294	400	487
	Leitungslänge [km]	2210	7376	10331	13313

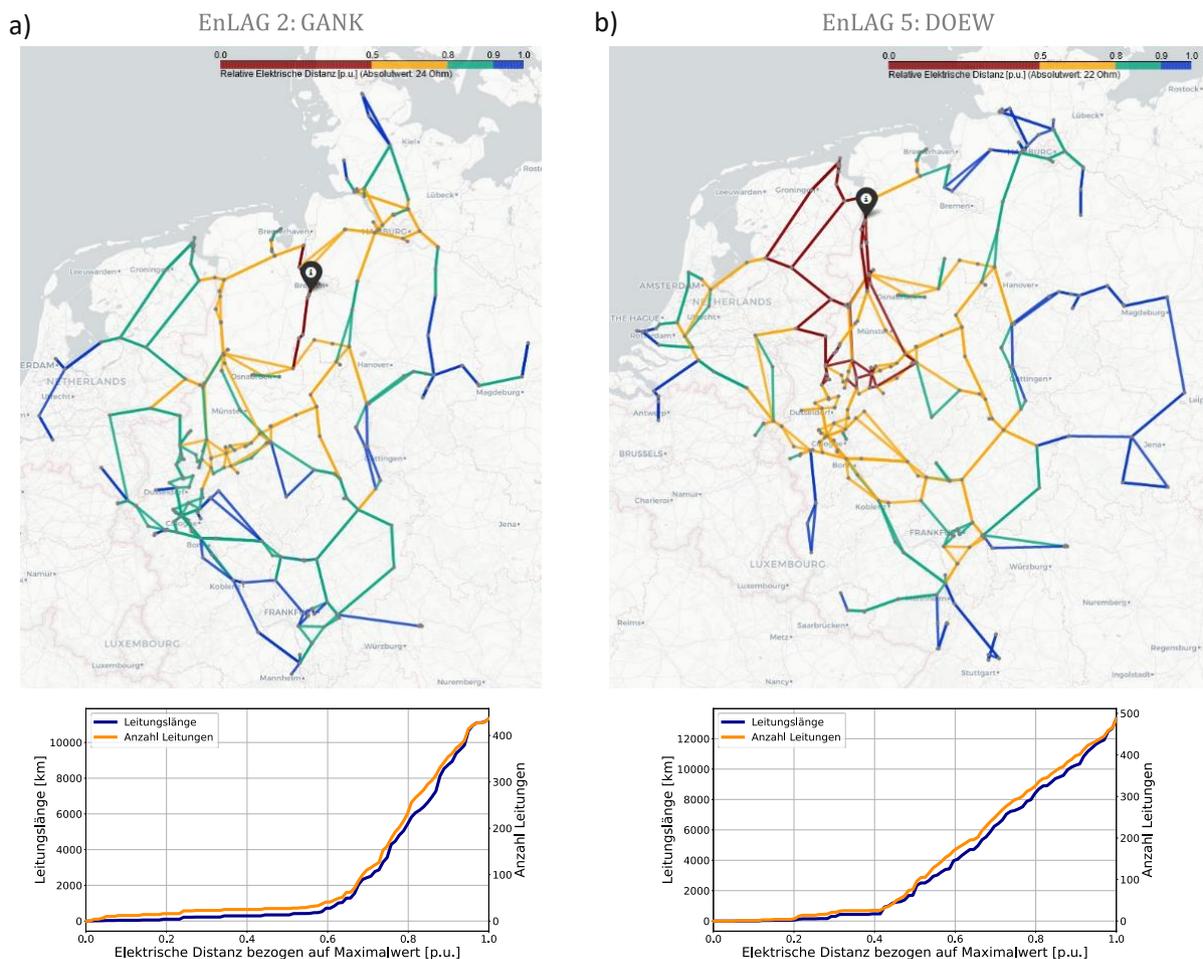


Abbildung 56: Kerngebiete für a) GANK b) DOEW

Der Impedanzverlauf im Mitsystem für die verschiedenen Kerngebiete ist in Abbildung 57 dargestellt. Für den Standort GANK zeigt sich hierbei ein geringer Einfluss der geometrischen Daten auf die Netzimpedanz. Generell zeigt sich, dass die Resonanzfrequenzen sich durch die Anwendung der geometrischen Daten verringern. Dies liegt an dem mit zunehmender Frequenz absinkenden Induktivitätsbeleg der Freileitungen. Die Resonanzfrequenzen verändern sich zwischen den beiden Extremszenarien 0 bzw. 100 % Kerngebiet lediglich um 10 Hz und auch in der Dämpfung zeigen sich nur geringfügige Unterschiede. Dies liegt an dem schon beschriebenen starken Einfluss der direkt an diesem Standort installierten Erdkabel auf die Netzimpedanz, welche zu Resonanzfrequenzen im Bereich unter 1 kHz führen. Hierbei sei nochmals darauf hingewiesen, dass sich das Kerngebiet nur auf die Freileitungen

bezieht und Kabel stets mit frequenzabhängigen Parametern berechnet werden. Da sich die Leitungsparameter im Mitsystem im Bereich niedriger Frequenzen nur wenig von den betriebsfrequenten Parametern unterscheiden, ist folglich auch der Einfluss der detaillierten Leitungsberechnung eher gering (vgl. Abbildung 5). Ab einem Kerngebiet von 50 % gibt es nur geringe Unterschiede für die zweite Resonanzstelle bei 400 Hz und ab einer Größe von 75 % sind keine wesentlichen Differenzen im Impedanzverlauf erkennbar.

Für den Standort DOEW ergeben sich zunächst ähnliche Erkenntnisse, da die Netzimpedanz im Bereich bis 500 Hz nicht signifikant durch die geometrischen Daten beeinflusst wird. Allerdings zeigen sich hier schon für die erste Resonanzstelle bei 660 Hz Unterschiede von 30 Hz zwischen der Berechnung mit 0 bzw. 100 % Kerngebiet. Eine Kerngebietsgröße von 50 % führt hierbei zu einer erheblichen Reduktion der Differenzen auf weniger als 10 Hz. Im weiteren Verlauf zeigt sich, dass immer größere Kerngebiete erforderlich sind, um die weiteren Resonanzstellen zu identifizieren. Die zweite Resonanzfrequenz bei 1380 Hz wird erst ab einer Kerngebietsgröße von 90 % identifiziert. Der veränderte Einfluss kann hierbei wie schon zuvor mit der größeren Entfernung der Erdkabel für den Standort DOEW erklärt werden. Durch die direkt am Standort angeschlossene 21 km lange Freileitung ergibt sich ein höherer Einfluss der geometrischen Daten.

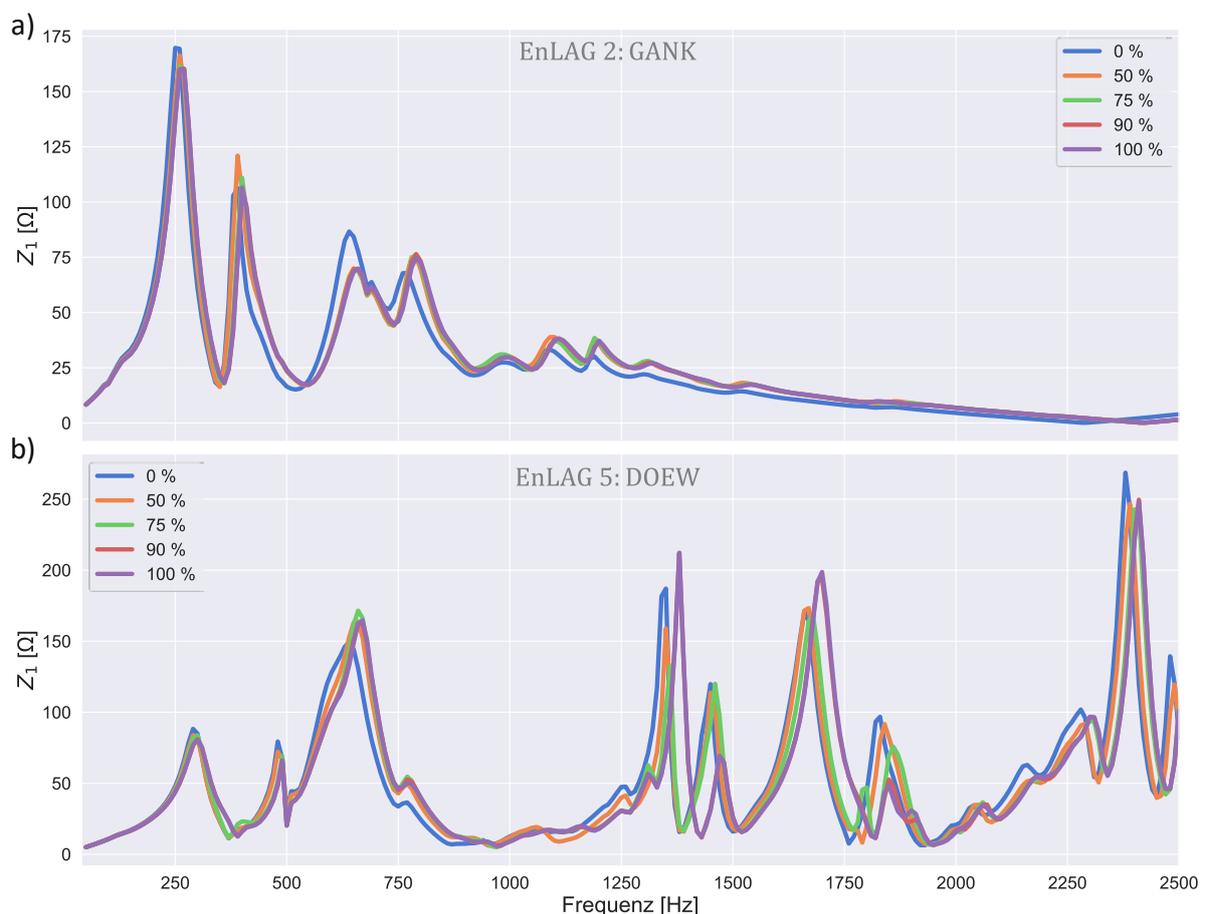


Abbildung 57: Einfluss Größe des Kerngebiets auf die Netzimpedanz (Mitsystem) a) GANK b) DOEW

Der Einfluss der geometrischen Daten auf den Impedanzverlauf im Nullsystem ist in Abbildung 58 dargestellt. Es können grundsätzlich ähnliche Ergebnisse wie für das Mitsystem festgestellt werden. Es zeigt sich darüber hinaus, dass der Einfluss der geometrischen und die daraus folgende Verschiebung

der Resonanzfrequenzen deutlich stärker ausfällt als im Mitsystem. Während die Verschiebung der zweiten Resonanzstelle im Mitsystem für DOEW bei 1380 knapp 30 Hz beträgt, weist die Verschiebung der Resonanzstelle im Nullsystem bei 1200 Hz einen Wert von 60 Hz auf. Dieser höhere Einfluss liegt an der stärkeren Veränderung des Induktivitätsbelag im Nullsystem durch die veränderte Erdstromtiefe mit steigender Frequenz.

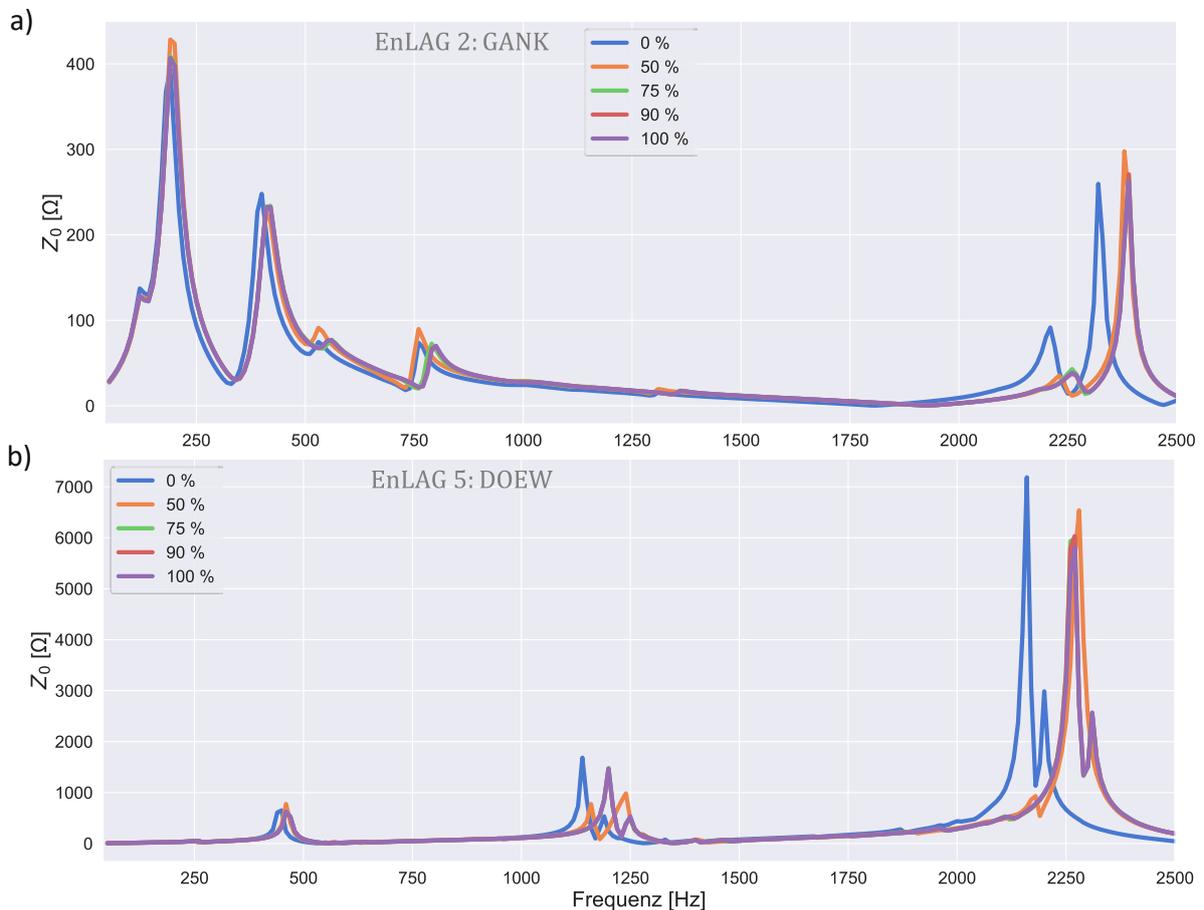


Abbildung 58: Einfluss Größe des Kerngebiets auf die Netzimpedanz (Nullsystem) a) GANK b) DOEW

Insgesamt zeigt sich, dass der Einfluss der geometrischen Daten nicht einheitlich ist und Abhängigkeit des Berechnungsziels beurteilt werden sollte. Es ergeben sich deutliche Unterschiede zwischen Mitsystem und Nullsystem. Bei Betrachtungen im Nullsystem sollten geometrische Daten verwendet werden, da der deutlich abnehmende Induktivitätsbelag die Resonanzstellen signifikant verschieben kann. Da die Abnahme des Induktivitätsbelag im Mitsystem deutlich geringer ausfällt, stellt sich auch eine deutlich geringere Verschiebung der Resonanzstellen ein, gerade für niedrige Frequenzen im Bereich bis 500 Hz. Der Einfluss wird weiterhin durch die direkt angeschlossenen Leitungen beeinflusst, wobei direkt angeschlossene Erdkabel den Einfluss verringern.

Im Zusammenhang mit den Daten aus Tabelle 11 zeigt sich weiterhin, dass die Definition eines Kerngebiets empfehlenswert ist, um den Zusatzaufwand gering zu halten. Beispielsweise ist ein Kerngebiet von 50 % für den Standort DOEW ausreichend, um die Netzimpedanz im Bereich bis 1 kHz ausreichend genau abzubilden. Hierbei müssen nur 2210 von insgesamt 13313 km Leitungslänge mit geometrischen Daten hinterlegt werden. In Tabelle 12 sind die notwendigen Kerngebietsgrößen zur Identifikation der ersten drei Parallelresonanzen aufgelistet. Es zeigt sich, dass es nicht notwendig ist für alle

Freileitungen im Netzbereich geometrische Daten zu hinterlegen. Falls nur Resonanzen im Bereich von unter 1 kHz relevant sind, kann der Modellierungsaufwand erheblich gesenkt werden.

Tabelle 12: Notwendige Größe des Kerngebiets zur Identifikation der Parallelresonanzen (PR)

		1. PR	2. PR	3. PR
<b>GANK</b>	<i>Mitsys.</i>	50 % (260 Hz)	50 % (400 Hz)	50 % (650 Hz)
	<i>Nullsys.</i>	0 % (200 Hz)	50 % (420 Hz)	75 % (2390 Hz)
<b>Sankt Hülfe</b>	<i>Mitsys.</i>	0 % (260 Hz)	75 % (400 Hz)	75 % (780 Hz)
	<i>Nullsys.</i>	0 % (190 Hz)	50 % (410 Hz)	750 % (2370 Hz)
<b>DOEW</b>	<i>Mitsys.</i>	50 % (660 Hz)	90 % (1380 Hz)	90 % (1470 Hz)
	<i>Nullsys.</i>	50 % (460 Hz)	75 % (1200 Hz)	75 % (2270 Hz)
<b>Niederrhein</b>	<i>Mitsys.</i>	50 % (460 Hz)	50 % (1160 Hz)	90 % (1490 Hz)
	<i>Nullsys.</i>	50 % (260 Hz)	50 % (640 Hz)	75 % (1430 Hz)

Weiterhin wurde untersucht, welchen Einfluss der genaue Masttyp auf die Impedanz aufweist, da in den bisherigen Simulationen stets die Donaumastanordnung verwendet wurde. Hierfür wurde der Masttyp einer Leitung am zu untersuchenden Knoten verändert. In Abbildung 59 ist dies für die Standorte Sankt Hülfe und DOEW dargestellt. Hierbei wurde einerseits die 34 km lange Leitung von Sankt Hülfe nach Wehrendorf und andererseits die 18 km lange Leitung von DOEW nach DIEL für die Masttypen Donaumast, Tonnenmast und Einebenenanordnung berechnet. Es zeigt sich, dass durch die Variation der Leiteranordnung lediglich geringe Unterschiede in der Dämpfung einzelner Resonanzstellen entstehen. Die größte Abweichung für den Standort Sankt Hülfe weist die dritte Resonanzstelle bei 780 Hz für die Anordnung als Tonnenmast eine Amplitude von knapp 200  $\Omega$  auf, diese sinkt für die Einebenenanordnung auf 175  $\Omega$ . Für den Standort DOEW ergeben sich für die zweite Resonanzstelle (1380 Hz) Unterschiede von etwa 20  $\Omega$  und für die vierte Resonanzstelle (2410 Hz) knapp 25  $\Omega$ . Unterschiede in der Dämpfung der einzelnen Masttypen entstehen durch die unterschiedliche Höhe, in der die Leiter angebracht sind.

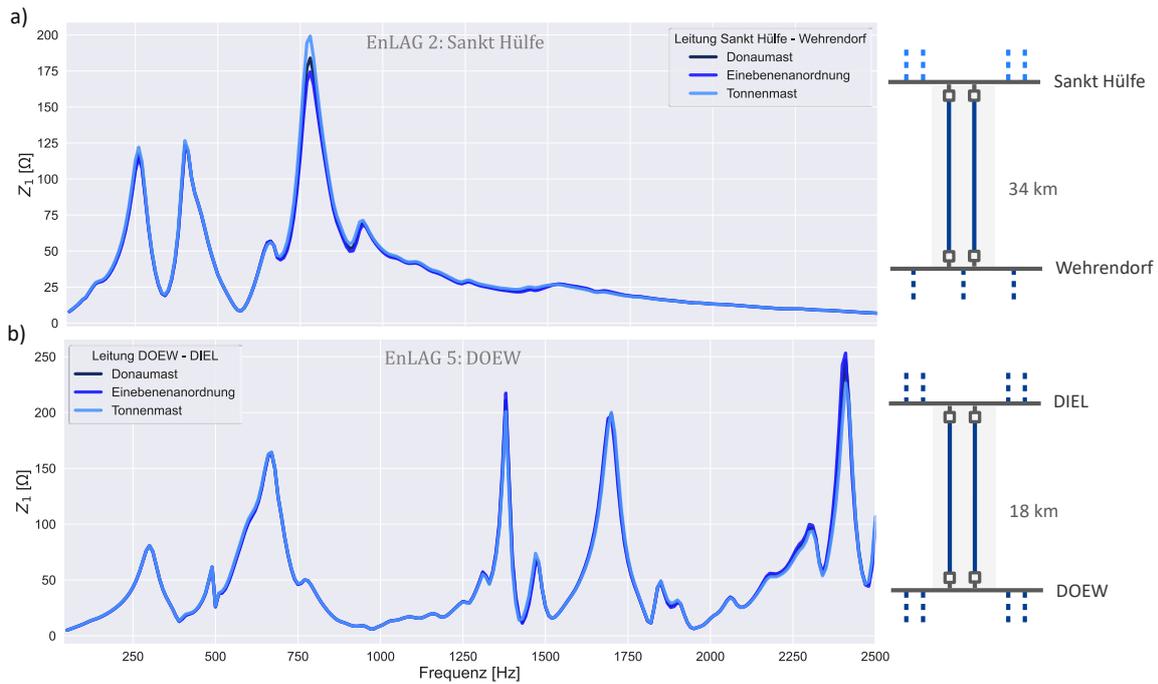


Abbildung 59: Einfluss Masttyp auf Netzimpedanz (Mitsystem) a) Sankt Hülfe b) DOEW

Der Impedanzverläufe im Nullsystem sind in Abbildung 60 aufgezeichnet und zeigen tendenziell ähnliche Ergebnisse wie im Mitsystem. Der Einfluss auf die Dämpfung fällt allerdings stärker aus, was sich auf einen erhöhten Einfluss des Abstandes der Phaseneiter zum Erdrückleiter zurückführen lässt.

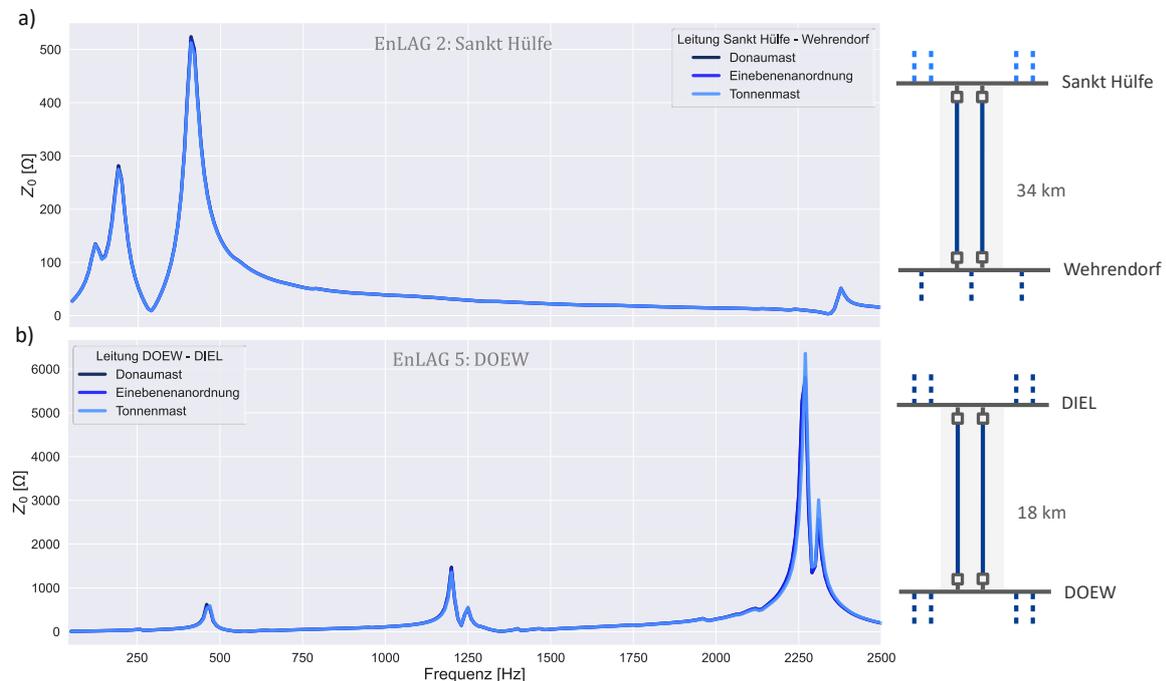


Abbildung 60: Einfluss Masttyp auf Netzimpedanz (Nullsystem) a) Sankt Hülfe b) DOEW

### II.2.5.5 Einfluss unterlagerte Netze

Die Analyse der Lasten und insbesondere der unterlagerten Netze in II.2.2.2.1 ergab hohe Unterschiede zwischen verschiedenen Netzstrukturen, woraus mehrere Einflussfaktoren abgeleitet werden

konnten. Deren Einfluss auf die Netzimpedanz wird im Folgenden diskutiert. Die Impedanzverläufe der unterlagerten Strukturen wurden vorgelagert berechnet und als frequenzabhängige Netzäquivalente auf der 110-kV Seite der Kuppeltransformatoren angeschlossen (s. II.2.2.2.1 und Abbildung 29). Dies erlaubt zum einen eine erhebliche Reduktion des Rechenaufwandes und zum anderen hohe Modularität im Einbau der analysierten Hochspannungsnetze. Ein solches Vorgehen ist daher empfehlenswert für Netzimpedanzberechnungen in einem umfangreichen Netzausschnitt des Übertragungsnetzes. Da die Netzebenen durch die Schaltgruppen der Transformatoren im Nullsystem entkoppelt sind, fokussiert sich die Darstellung im Folgenden auf das Mitsystem.

Der Basiszustand, in den Grafiken als *Kein HS-Netz* gekennzeichnet, ist dabei die bisherige Modellierung der unterlagerten Lasten durch das in II.2.2.2.1 vorgestellte RLC-Lastmodell. Weiterhin sei darauf hingewiesen, dass das Ziel der Untersuchung nicht darin bestand, die reale unterlagerte Struktur an den untersuchten Knoten nachzubilden, sondern mittels Sensitivitätsanalyse den allgemeinen Einfluss der Hochspannungsnetze abschätzen zu können.

In Abbildung 61 ist der Einfluss des ländlichen HS-Netz auf die Standorte Sankt Hülfe und Niederrhein dargestellt. Die HS-Netze wurden hierbei direkt an diese Knoten angeschlossen. Die Impedanzverläufe der HS-Netze im Einzelnen können Abbildung 31 entnommen werden. Für beide Standorte zeigt sich nur eine sehr geringe Beeinflussung der Netzimpedanz. Für den Standort Sankt Hülfe erhöht sich die Dämpfung der ersten Resonanzstelle um etwa 5 % durch die Verwendung detaillierter HS-Netze. Der größte Unterschied für den Standort Niederrhein ergibt sich bei der Resonanzstelle bei 2,2 kHz, bei der sich die Dämpfung um ca. 4 % verändert. Eine Verschiebung von Resonanzstellen kann nicht beobachtet werden. Dies liegt zum einen am induktiven Verhalten der unterlagerten Netze, welche in Kombination mit den Transformatoren einen eher hochohmigen Parallelzweig darstellt. Während die Netzimpedanz der beiden Standorte im Bereich 100 bis 200  $\Omega$  liegt, beträgt die Impedanz des Parallelzweig des unterlagerten Netzes schon bei niedrigen Frequenzen teilweise deutlich mehr als 1 k $\Omega$  (vgl. Abbildung 31), was deren Einfluss sinken lässt.

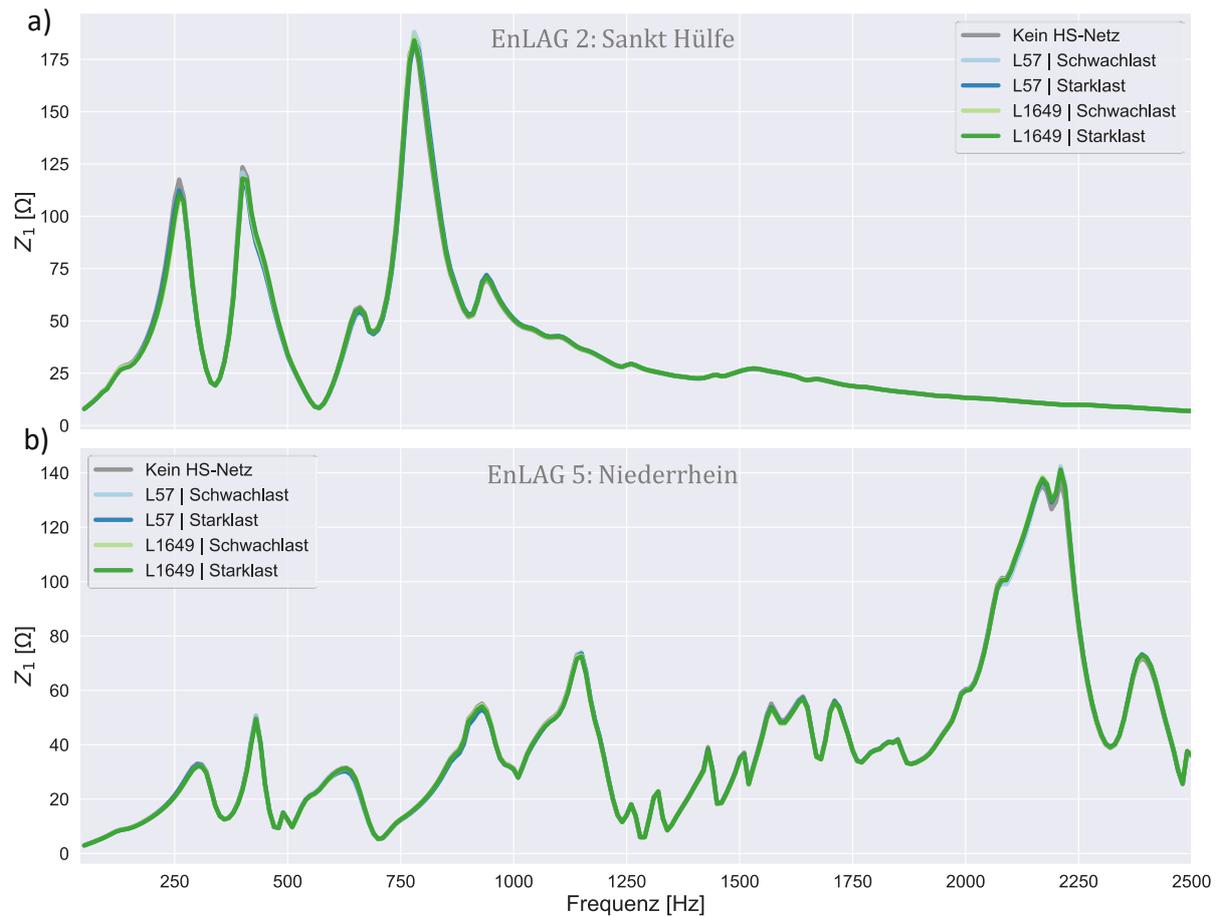


Abbildung 61: Einfluss unverkabelter, ländlicher HS-Netze. Anschluss direkt an a) Sankt Hülfe b) Niederrhein

In II.2.2.2.1 konnte abgeleitet werden, dass der Einfluss der unterlagerten Netzstruktur auch von der Anzahl an parallelen Transformatoren abhängen kann. Das unterlagerte Netz für den Standort Sankt Hülfe war in der vorigen Simulation noch über lediglich einen 350 MVA Transformator angeschlossen. In Abbildung 62 ist der Anschluss des unterlagerten daher für verschiedene Anzahlen an parallelgeschalteten Transformatoren dargestellt. Der Einfluss der unterlagerten Netzstruktur erhöht sich deutlich mit der Anzahl an Transformatoren. Die Amplitude der dritten Resonanzstelle bei knapp 780 Hz wird in der Basiskonfiguration (Anschluss über einen Transformator) durch die detaillierte Modellierung des unterlagerten Netzes nicht wesentlich verändert. Durch den Anschluss über zwei bzw. drei Transformatoren sinkt die Amplitude auf 89 bzw. 73 % des Ausgangswertes ab. Der hohe Einfluss für diese Frequenz liegt daran, dass sich in diesem Bereich eine Serienresonanz zwischen den Transformatoren und dem unterlagerten Netz ausbildet (vgl. Abbildung 37). Aufgrund der höheren Induktivität und dem höheren Widerstand bei dem Anschluss über einen Transformator liegt diese für diesen Fall bei 550 Hz und weist eine Höhe von 549 Ω auf. Für die hier relevante Frequenz von 780 Hz beträgt die Impedanz des Querzweig aus Transformator und unterlagertem Netz mehr als 1,8 kΩ. Bei der Konfiguration mit drei Transformatoren sinkt die Serienresonanz der unterlagerten Struktur auf 720 Hz mit einer Amplitude von 181 Ω. Hierdurch weist der Querzweig des unterlagerten Netzes für 780 Hz nun nur noch eine Impedanz von etwa 300 Ω, was den Einfluss im Vergleich zum ursprünglichen Szenario deutlich erhöht.

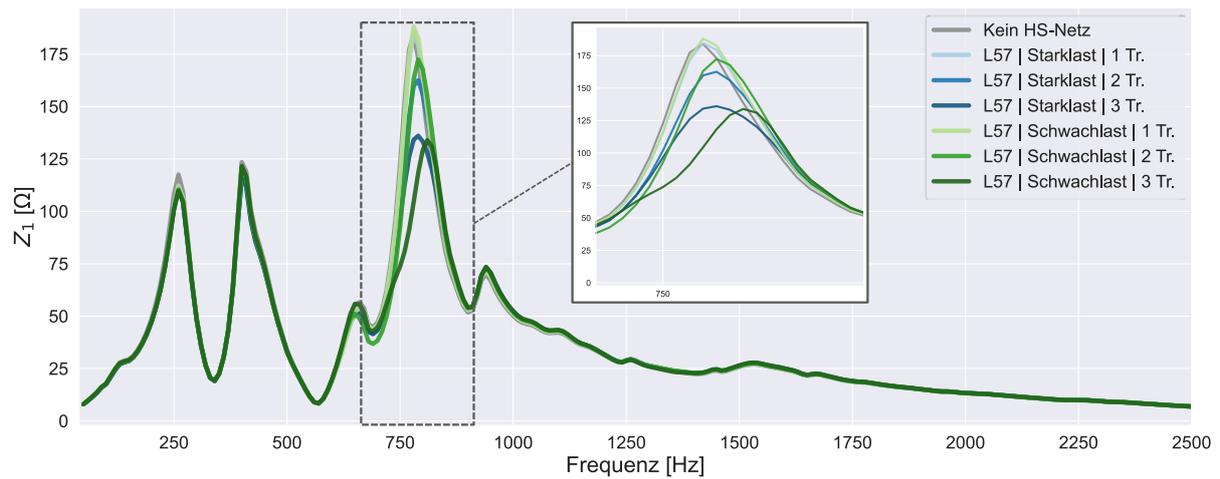


Abbildung 62: Einfluss Anzahl Kuppeltransformatoren auf die Netzimpedanz für Standort Sankt Hülfe, ländliches Netz ohne Kabel

Daraus wird weiterhin ersichtlich, warum die detaillierte Modellierung des unterlagerten Netzes sich nur auf die dritte Resonanzstelle auswirkt und nicht auf die ersten beiden. Diese liegen bei 260 und 400 Hz. In diesem Bereich weist der Querschnitt der unterlagerten Netzstruktur für alle hier gezeigten Szenarien ein stark induktives Verhalten mit Impedanz von mindestens 2 k $\Omega$  (vgl. Abbildung 37), wodurch keine Veränderung dieser Resonanzstellen entsteht.

Die vorigen Berechnungen wurden ebenfalls für das ländliche Netz mit einem Kabelanteil von 10 % durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 63 dargestellt. Es zeigt sich zunächst ein ähnliches Verhalten wie im Fall des unverkabelten Hochspannungsnetzes. Durch die Kabel im unterlagerten verschieben sich nun allerdings die Serienresonanzen aus Transformatorinduktivität und unterlagertem Netz und damit die hauptsächliche Beeinflussung der Netzimpedanz in den Bereich der zweiten Resonanzstelle für diesen Standort bei 400 Hz (vgl. Abbildung 37). Es kommt in diesem Fall für die Anordnung mit drei Transformatoren sogar dazu, dass diese Serienresonanz fast identisch mit der ursprünglichen Parallelresonanz dieses Knoten ist (390 gegenüber 400 Hz). Die ursprüngliche Resonanzstelle wird dabei nicht nur verstärkt gedämpft, sondern es zeigt sich, dass sie sich in zwei Parallelresonanzen vor und nach der eigentlichen Frequenz aufteilt. Diese Verschiebung fällt am stärksten im Schwachlastfall aus (dunkelgrüne Kurve), in dem sich die ursprüngliche Parallelresonanz bei 400 Hz in zwei neue Resonanzen bei 380 und 460 Hz aufteilt.

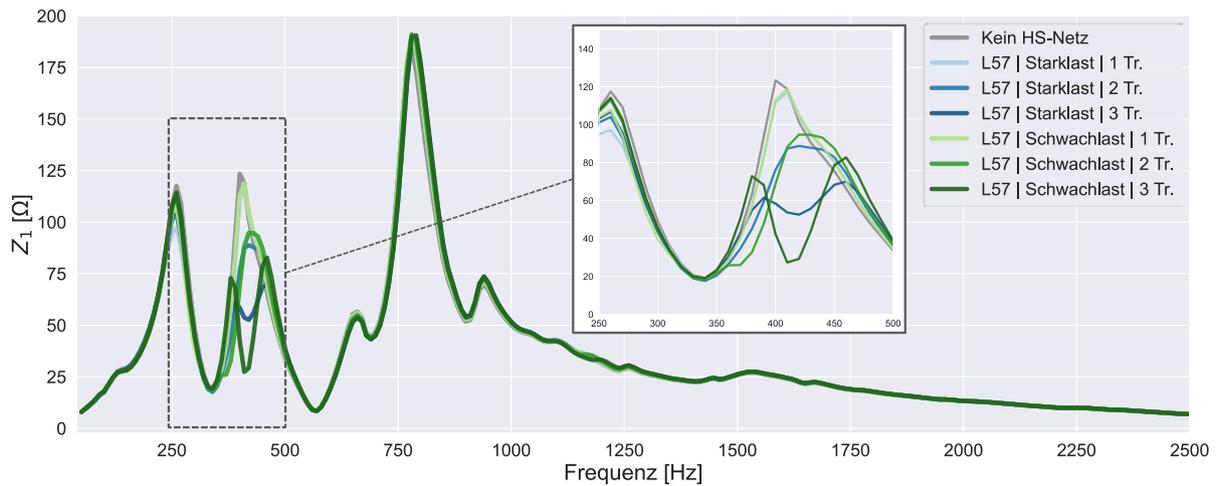


Abbildung 63: Einfluss Anzahl Kuppeltransformatoren auf die Netzimpedanz für Standort Sankt Hülfe, ländliches Netz mit 10 % Kabelanteil

In Abbildung 64 ist der Impedanzverlauf für den Standort Niederrhein dargestellt, an den das ländliche HS-Netz mit 10 % Kabelanteil über zwei parallele Transformatoren angeschlossen wurde. In diesem Szenario befindet sich die Serienresonanz des unterlagerten Netzes mit den Kuppeltransformatoren in der Nähe der ersten Parallelresonanz bei etwa 430 Hz. Wie schon zuvor wird hierdurch die Dämpfung dieser Resonanzstelle beeinflusst. Im Vergleich zum Standort Sankt Hülfe fällt die zusätzliche Dämpfung hierbei deutlich geringer aus (hier 11 % gegenüber ca. 25 % für Sankt Hülfe). Dies liegt neben der leicht unterschiedlichen Frequenz der Parallelresonanz (430 gegenüber 400 Hz) auch in der generell stärker gedämpften Netzimpedanz für den Standort Niederrhein aufgrund der höheren Lastdichte und Vermaschung für diesen Standort. Die Amplitude der Parallelresonanz für 430 Hz beim Standort Niederrhein beträgt nur etwa 50 Ω, während sich diese bei Sankt Hülfe 124 Ω beträgt.

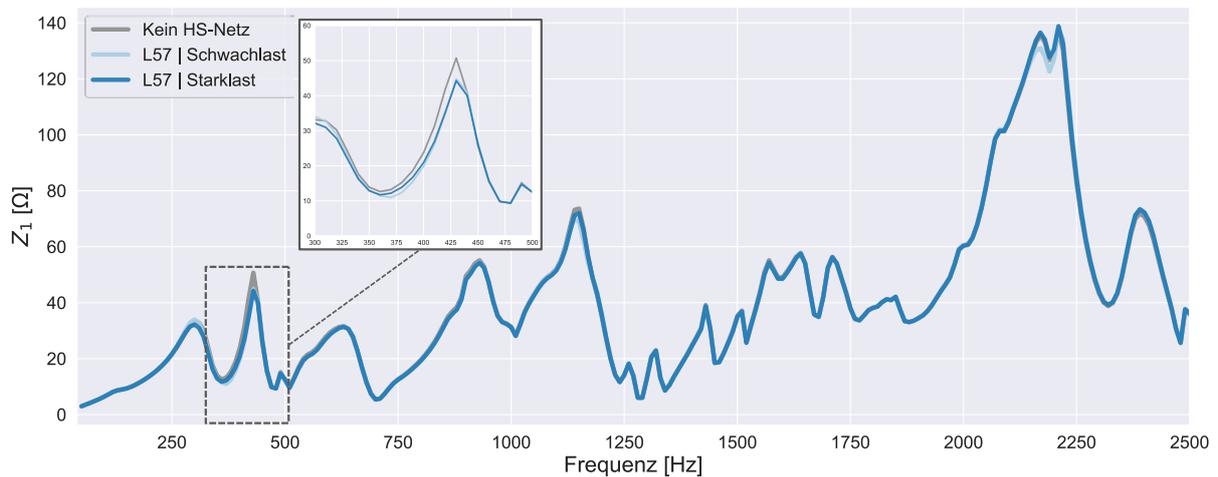


Abbildung 64: Einfluss HS-Netz auf die Netzimpedanz für Standort Niederrhein, ländliches Netz mit 10 % Kabelanteil

Der Einfluss des angeschlossenen detaillierten HS-Netz wird somit durch die umliegenden Lasten und deren Dämpfung verringert.

Grundsätzlich zeigen die Simulationen, dass sich der Einfluss der Hochspannungsnetze vor allem durch sich ausbildende Serienresonanzen der unterlagerten Netzstrukturen mit den Kuppeltransformatoren

ergibt, gerade wenn diese bei Frequenzen nahe den Parallelresonanzen liegen. Hierdurch kann es zu signifikanten Dämpfungen der Resonanzstellen oder im Extremfall auch zu Verschiebungen dieser kommen. In solchen Szenarien ist eine detaillierte Modellierung der unterlagerten Netze bzw. eine ausreichend genaue Abbildung dieser Serienresonanzen anzuraten. Die Lage der Serienresonanzen wird dabei zum einen durch die unterlagerte Netzstruktur und zum anderen durch die Anzahl der Kuppeltransformatoren beeinflusst.

In Abbildung 65 ist ein solches Szenario allgemein dargestellt. Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass sich das unterlagerte Netz im Bereich der Betriebsfrequenz induktiv verhält, wobei eine solche Annahme für den Fall stark verkabelter Hochspannungsnetze gesondert geprüft werden sollte. Da sich für die Ausbildung einer kritischen Serienresonanz das unterlagerte Netz kapazitiv verhalten muss, liegt der relevante Bereich zwischen der ersten Parallelresonanz und der ersten Serienresonanz.

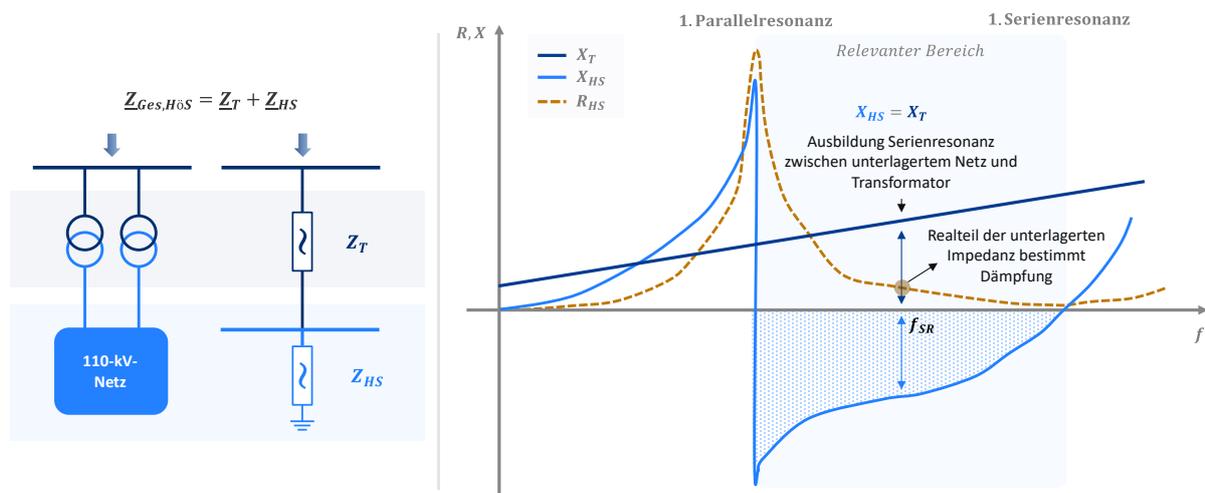


Abbildung 65: Allgemeines Szenario für eine Beeinflussung der unterlagerten Netze

Zur Ausbildung einer Serienresonanz muss dieser kapazitive Teil des unterlagerten Netzes dem induktiven Teil durch die Kuppeltransformatoren entsprechen (in Abbildung 65 bei  $f_{SR}$ ). Eine kritische Beeinflussung kann sich insbesondere ergeben, falls in dieser Situation der Betrag des Winkels der Impedanz des unterlagerten Netzes groß ist, da dies einen geringen Widerstand und damit Betrag der Serienresonanz bedeutet. Für den Verlauf des Widerstandes in Abbildung 65 wird die Serienresonanz folglich umso kritischer je näher diese im Bereich der Serienresonanz des unterlagerten Netzes liegt, da der Widerstand dort am niedrigsten ist.

Auch für den Bereich zwischen der zweiten Parallel- und Serienresonanz im unterlagerten Netz gelten die obigen Ausführungen. Hierbei muss allerdings beachtet werden, dass je höher die Frequenz wird, umso größer auch die Reaktanz des Transformators wird. Um nun eine Serienresonanz entstehen lassen zu können, müsste das unterlagerte einen gleichwertigen kapazitiven Anteil darstellen. In den hier untersuchten Netzen zeigte sich, dass der kapazitive Anteil in keinem Szenario höher als  $100 \Omega$  war und in den meisten Fällen deutlich darunter lag. Hieraus ergibt sich eine theoretische, maximale Frequenz bis zu der sich überhaupt Serienresonanzen ausbilden können. Für alle Frequenzen darüber hinaus dominiert die hohe Induktivität der Transformatoren (vgl. II.2.5.5, z.B. Abbildung 31).

Ausgehend von diesen Überlegungen ergibt sich ein möglicher Ansatz abschätzen zu können, ob sich ein unterlagertes Netz über eine sich ausbildende Serienresonanz mit den Kuppeltransformatoren auf die Netzimpedanz aus Sicht des Höchstspannungsnetzes auswirken kann:

- 1) Zunächst sollten die Parallelresonanzen im Übertragungsnetz mit einem vereinfachten unterlagerten Lastmodell berechnet werden (z. B. allgemeines RLC-Modell aus Lastflussdaten). Hierdurch kann festgestellt werden welche Frequenzen von Interesse sind.
- 2) Darauf aufbauend sollte die erste Parallelresonanz im unterlagerten Netz näherungsweise berechnet werden. Falls diese größer ist als die im ersten Schritt ermittelten relevanten Resonanzstellen im Übertragungsnetz, ist keine kritische Beeinflussung des unterlagerten Netzes zu erwarten, da die Frequenz der kritischen Serienresonanz stets größer ist als die der ersten Parallelresonanz (s. obige Ausführungen).
  - Beispiel: Relevant ist der Bereich der Parallelresonanz bei 350 Hz. Die erste Parallelresonanz des unterlagerten Netzes liegt aber erst bei 700 Hz, wodurch eine mögliche Serienresonanz nicht im relevanten Frequenzbereich liegt.
- 3) Falls der relevante Bereich aus Abbildung 65 im Bereich der relevanten Parallelresonanzen liegt, kann eine weitere Abschätzung über den erwarteten Betrag der kapazitiven Impedanz des unterlagerten Netzes erfolgen. Da die Induktivität der Kuppeltransformatoren aus deren Anzahl und Typdaten für die relevante Frequenz berechnet werden kann, ist es möglich abzuschätzen, ob sich eine Serienresonanz ausbilden kann.
  - Beispiel: Relevant ist der Bereich der Parallelresonanz bei 350 Hz. Die induktive Reaktanz der Transformatoren liegt dort im Bereich von 500  $\Omega$ . Durch vorangestellte Untersuchungen ist bekannt, dass die unterlagerte Impedanz im kapazitiven Bereich nicht größer als 100  $\Omega$  ist. Daraus kann gefolgert werden, dass sich keine Serienresonanz ausbilden kann, da der induktive Anteil durch den Transformator (500  $\Omega$ ) stets größer ist als der kapazitive Teil durch das unterlagerte Netz (100  $\Omega$ ).
- 4) Eine Abschätzung des kapazitiven Verhaltens des unterlagerten Netzes erlaubt es auch eine obere Frequenz zu ermitteln, über der sich vermutlich keine Beeinflussung mehr durch unterlagerte Serienresonanzen ergeben.
  - Beispiel: Durch vorangestellte Untersuchungen ist bekannt, dass die unterlagerte Impedanz im kapazitiven Bereich nicht größer als 500  $\Omega$  ist. Für jede Konfiguration des Anschlusses der unterlagerten Netzes bestehend aus Anzahl und Typ der Transformatoren kann nun die Grenzfrequenz berechnet werden, ab welcher der induktive Anteil stets über dem kapazitiven liegt. Für eine Gesamtinduktivität der Kuppeltransformatoren von 0,156 H würde diese obere Grenzfrequenz knapp 510 Hz betragen. In Kombination mit einer Abschätzung der ersten Parallelresonanz des unterlagerten Netzes kann somit der relevante Frequenzbereich nach oben und unten begrenzt werden und mit den erwarteten Parallelresonanzen im Übertragungsnetz verglichen werden.
- 5) Falls durch die vorigen Einschätzungen eine Beeinflussung der Parallelresonanzen nicht ausgeschlossen werden kann, sollte eine detaillierte Modellierung des unterlagerten Netzes erfolgen.

Notwendig für die Anwendung eines solchen Ansatzes sind also folgende Aspekte:

- Methode zur Abschätzung der ersten Parallelresonanz eines unterlagerten Netzes
- Umfassende Studie, die den Betrag der Reaktanz des unterlagerter Netze im kapazitiven Bereich quantifiziert und eine obere Grenze definiert

Weitere Studien könnten sich mit der Ausgestaltung dieser Aspekte befassen.

Der Widerstand der Serienresonanz setzt sich aus dem Widerstand des unterlagerten Netz und dem des Transformators zusammen. Um eine möglichst genaue Einschätzung der Dämpfung zu erhalten, sollte deshalb auch der Skineneffekt des Transformators beachtet werden.

In den Simulationen zeigte sich keine gesonderte Beeinflussung der Impedanz im Übertragungsnetz durch Parallelresonanzen in den unterlagerten Netzen.

Ein weiterer Einflussfaktor stellt die umliegende Netzstruktur dar. Für Standorte mit geringer Dämpfung der Parallelresonanz ergab sich eine höhere Beeinflussung durch die detaillierte Modellierung der unterlagerten Netzstruktur.

Während in den vorigen Simulationen die detaillierten HS-Netzmodellierung direkt an den zu untersuchenden Knoten im HÖS-Netz angeschlossen wurde, wird im Folgenden der Einfluss einer detaillierten Modellierung der HS-Netze auch an weiter entfernten Standorten analysiert. Hierfür wurde eine detaillierte HS-Netzimpedanz beim nächstgelegenen Knoten mit unterlagerter Netzstruktur hinterlegt. Für den Standort Sankt Hülfe ist dies der Standort Wehrendorf und für den Standort DOEW der Standort DIEL (vgl. Abbildung 59). Bei beiden Standorten ist das unterlagerte Netz über zwei parallele Transformatoren angeschlossen. Für den Standort GANK ist der nächstgelegene Standort NVLD (Niederviehländen), wobei zwischen den beiden Standorten eine 15,2 km lange Freileitung liegt. Die unterlagerte Netzstruktur ist an diesem Standort mit drei parallelen Transformatoren angeschlossen.

Der Einfluss einer detaillierten Modellierung der unterlagerten Netze ist in Abbildung 66 dargestellt. Die Verbindung der Standorte ist in der Grafik nur vereinfacht dargestellt, da jeweils nur die direkte Verbindung zwischen den Standorten aufgezeichnet ist. Für alle Standorte ergaben sich lediglich Unterschiede in der Dämpfung einzelner Resonanzstellen. Der höchste Einfluss für den Standort Sankt Hülfe ergab sich bei der ersten Resonanzfrequenz, bei der die Amplitude der Parallelresonanz um maximal 18 % verringert wurde. Ein höherer Unterschied ergibt sich für den Standort GANK, bei dem sich die Amplitude der ersten Resonanzstelle um knapp 38 % verringern kann. Für den Standort DOEW ergab die maximale Abweichung für die erste Parallelresonanz bei 660 Hz ebenfalls knapp 20 %. Bei der zweiten Parallelresonanz bei 1380 Hz führt die detaillierte Modellierung des HS-Netzes im Extremfall zu einer Verringerung der Amplitude von 210 auf 124  $\Omega$ , was einem Unterschied von etwa 40 % entspricht. Grund hierfür ist wie schon in den vorigen Fällen die Ausbildung einer Serienresonanz und der daraus resultierenden vergleichsweise niedrigen Querzweigimpedanz in diesem Frequenzbereich.

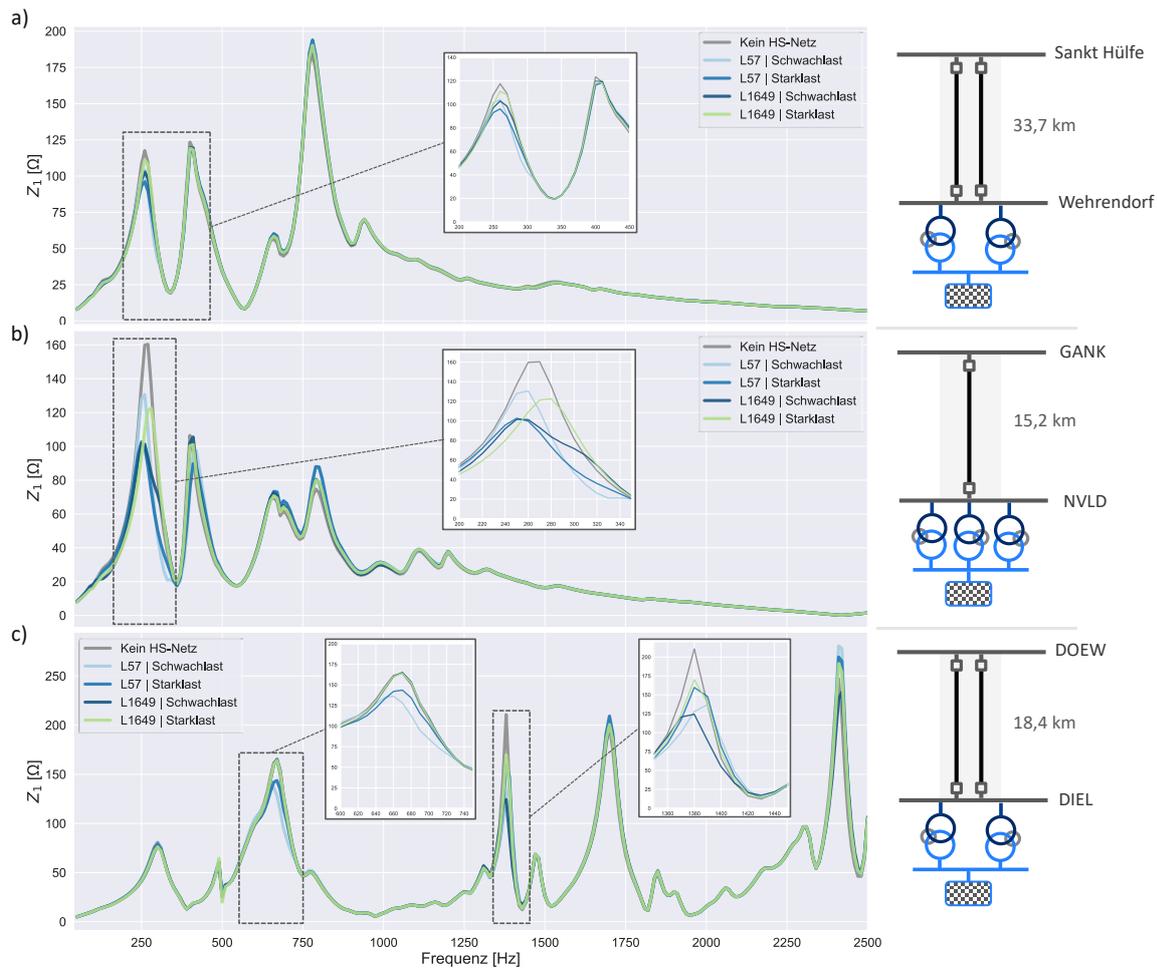


Abbildung 66: Einfluss detaillierte HS-Netze einen Standort vom POI entfernt a) Sankt Hülfe b) GANK c) DOEW

Die höhere Beeinflussung für die Standorte GANK und DOEW im Vergleich zu Sankt Hülfe ergibt sich weiterhin aufgrund der höheren elektrischen Kopplung zwischen diesen Standorten und dem POI. Die elektrische Distanz zwischen der Standorte NVLD und DIEL zum jeweiligen POI beträgt dabei 3,33 bzw. 2,47  $\Omega$ . Aufgrund der längeren Leitung von Wehrendorf nach Sankt Hülfe beträgt die elektrische Distanz zwischen diesen beiden Standorten 4  $\Omega$ .

Die Analyse der Lasten in II.2.2.2.1 ergab weiterhin einen deutlichen Einfluss der Impedanz durch das zugrunde gelegte ESB der Belastungen (vgl. Abbildung 32). In Abbildung 67 sind die Auswirkungen verschiedener Lastmodelle auf die Netzimpedanz dargelegt. Das Lastmodell *MS-Netzmodell* bezieht sich auf ESB c) in Abbildung 28 und steht hierbei beispielhaft für ein messbasiertes Lastmodell, welches sich strukturell vom RLC-Modell unterscheidet. Die Impedanzverläufe zeigen deutliche Unterschiede in der Dämpfung der Resonanzstellen durch die Lastmodelle, während sich die Resonanzfrequenzen nicht verändern. Im Vergleich zum RLC-Parallelschaltung weisen sowohl die RLC-Serienschaltung als auch das messdatenbasierte Lastmodell eine deutlich verringerte Dämpfung auf. Im Vergleich dazu ergibt sich keine große Veränderung, wenn die Elemente des RLC-ESB frequenzunabhängig als angenommen werden (orange Kurve). Diese Ergebnisse verdeutlichen, dass der Auswahl des Lastmodells zur Abbildung der unterlagerten Netzstrukturen besondere Aufmerksamkeit zukommen sollte.

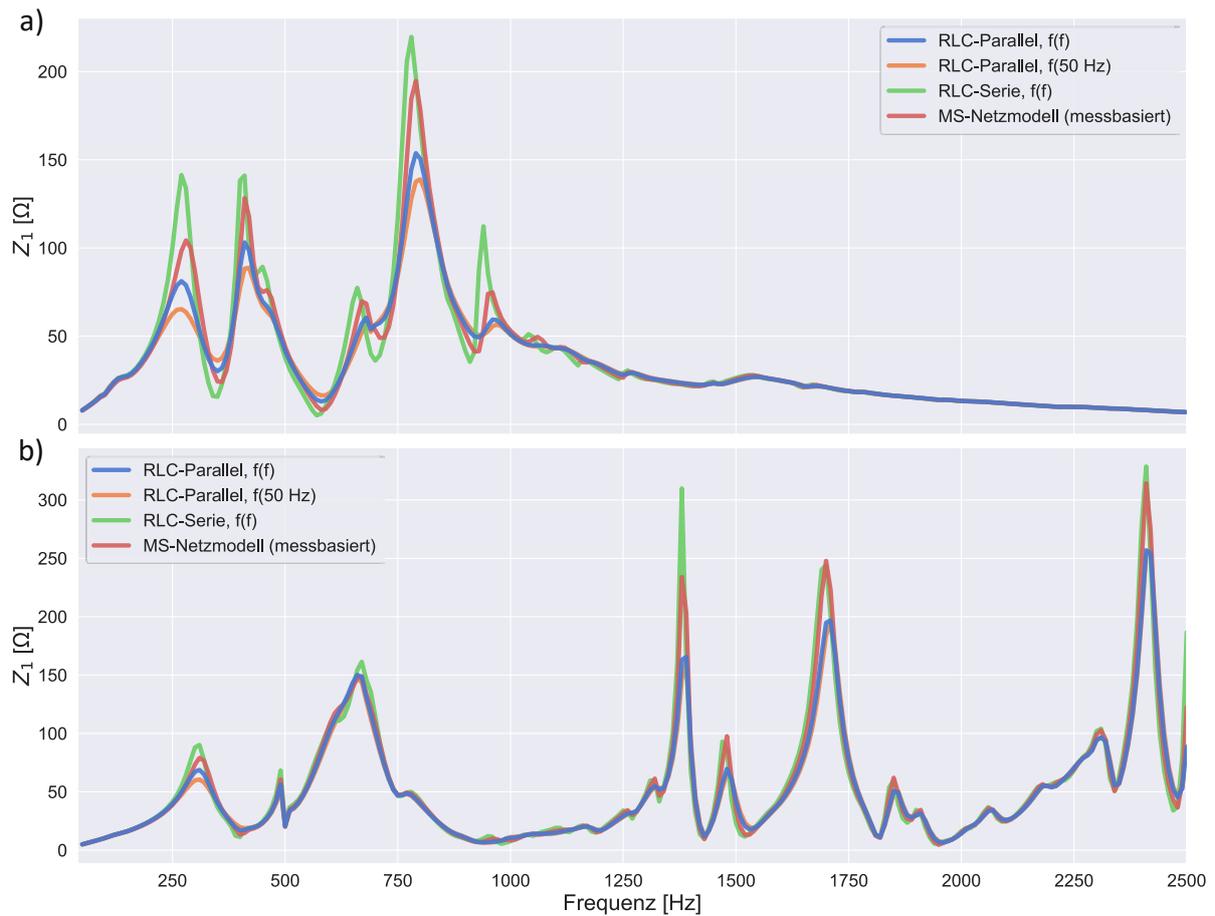


Abbildung 67: Einfluss Lastmodell auf Netzimpedanz (Mitsystem) a) Sankt Hülfe b) DOEW

### II.2.5.6 Betriebs- und Schaltzustand

In Abbildung 68 ist der Einfluss verschiedener Szenarien von Belastungen auf die Netzimpedanz dargestellt. Die Höhe der Lasten beeinflusst hierbei wesentlich die Dämpfung der Resonanzstellen. Der Betrag der Resonanzstellen unterscheidet sich teilweise um mehr als 50 %. Die Wirkung der Dämpfung ist vor allem im Bereich niedriger Frequenzen ausgeprägt zu erkennen, da die Querzweige der unterlagerten Belastungen dort noch nicht so stark von den hohen Transformatorimpedanzen dominiert werden (s. II.2.2.2.1 und II.2.5.5). Weiterhin wirkt sich die aktuelle Belastung auch auf die Höhe der induktiven Lasten und damit leicht auf die Lage der Resonanzstellen aus, welche sich für Schwachlastfälle leicht verringerten. Im Vergleich zum Starklastfall lag der Unterschied der Resonanzfrequenzen bei etwa 10 bis 20 Hz.

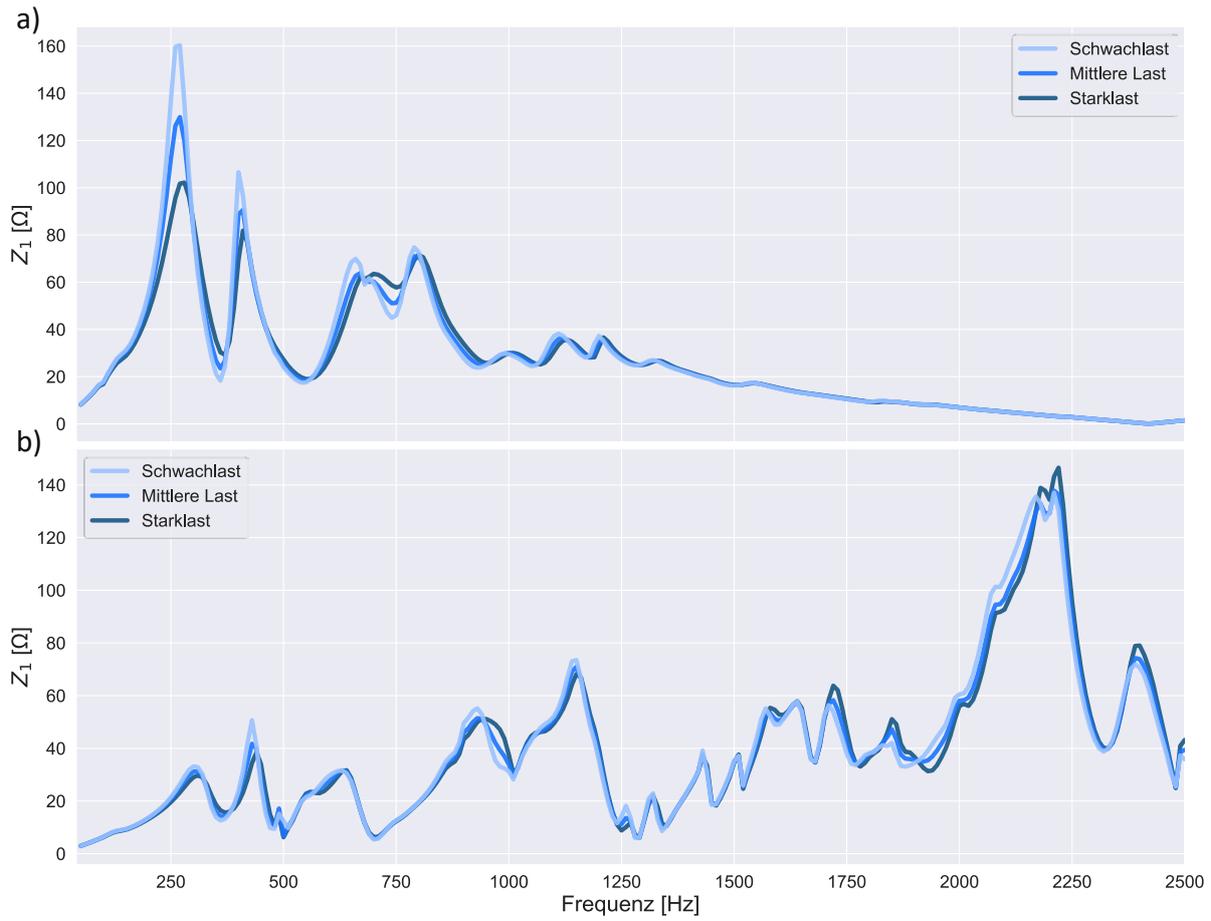


Abbildung 68: Einfluss verschiedener Belastungen auf die Netzimpedanz (Mitsystem) a) GANK b) Niederrhein

In Abbildung 69 sind die Auswirkungen verschiedener Schaltungen auf die Netzimpedanz dargestellt. Um eine Einschätzung abzugeben, bis zu welcher Entfernung Schalthandlungen beachtet werden sollten, wurden hierbei stets Veränderungen an einzelnen Schaltanlagen vorgenommen, beispielsweise Sammelschienen entkoppelt. In der Grafik ist deswegen auch die elektrische Distanz der Standorte zum POI angegeben.

Für beide hier dargestellten Standorte zeigt sich eine deutliche Beeinflussung durch den Schaltzustand der Schaltanlagen. Für den Standort GANK sind dabei im Wesentlichen die Dämpfungen der Resonanzstellen betroffen, welche Unterschiede um bis 25 % aufweisen. Wie in den vorangegangenen Simulationen herausgearbeitet wurde, wird der Impedanzverlauf für diesen Standort wesentlich von den nahe gelegenen Kabelstrecken bestimmt. Die Lage der Resonanzstellen verschiebt sich hierbei um maximal 20 Hz.

Ein analoger Einfluss kann auf die erste Parallelresonanz des Standortes DOEW beobachtet werden. Auch diese Resonanz wird wesentlich durch die Kabelstrecken bestimmt und wird durch die Schaltungen dadurch hauptsächlich in der Dämpfung beeinflusst. Im weiteren Verlauf der Netzimpedanz zeigen sich nun allerdings hohe Verschiebung der Resonanzstellen, welche teilweise deutlich über einer Ordnung liegen. Schaltungen der Schaltanlagen Wehrendorf und Kusenhorst führen sogar dazu, dass die dritte Parallelresonanz bei 1480 Hz verschwindet.

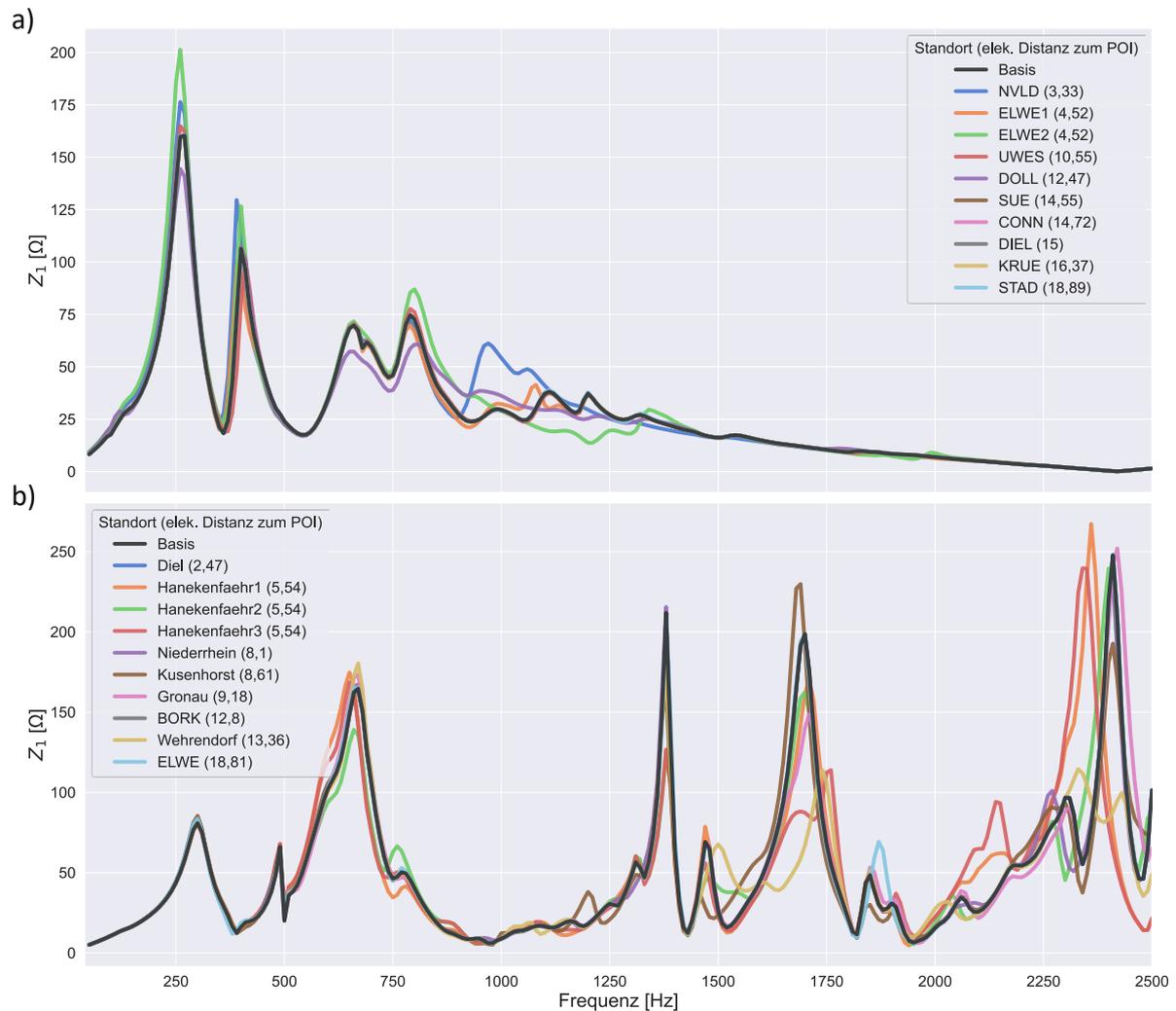


Abbildung 69: Einfluss ausgewählter Schalthandlungen auf Netzimpedanz (Mitsystem) a) GANK b) DOEW

In Abbildung 70 ist der Impedanzverlauf für Schalthandlungen an Schaltanlagen abgebildet, welche ähnliche elektrische Distanzen zum POI aufweisen, deren räumliche Distanz sich aber stark unterscheidet. Nur für den Standort Wehrendorf ergibt sich hierbei eine signifikante Veränderung der Netzimpedanz. Eine direkte Rückführung des Einflusses der Schaltungen auf die elektrische Distanz ist somit nicht möglich ist. Für eine effiziente Auswahl der relevanten Standorte bezüglich Schalthandlungen ist deswegen hilfreich zunächst die Herkunft der Resonanzstellen einzugrenzen bzw. die beteiligten Betriebsmittel zu identifizieren. Hierfür könnte z.B. die Modalanalyse der Parallelresonanzen verwendet werden [37].

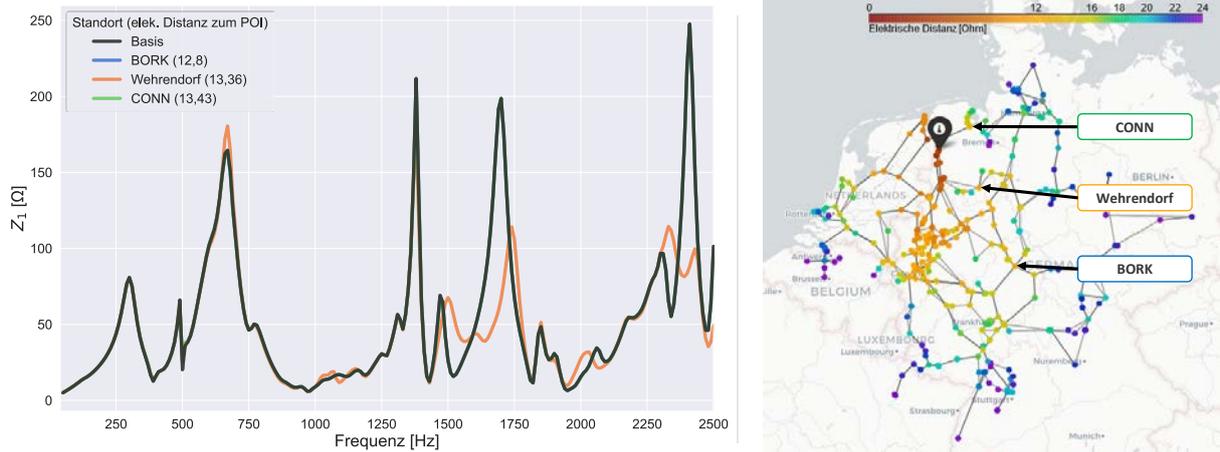


Abbildung 70: Einfluss Schaltungen unter Berücksichtigung der elektrischen Distanz für DOEW

Der Einfluss der vorgestellten Schaltungen auf die Impedanz im Nullsystem ist in Abbildung 71 dargestellt. Deutliche Verschiebungen oder Dämpfungen der Resonanzstellen zeigen sich erst für Resonanzstellen, welche Frequenzen von über 1 kHz aufweisen. Auch hier dominieren die nahegelegenen Kabelstrecken das Impedanzverhalten für geringe Frequenzen.

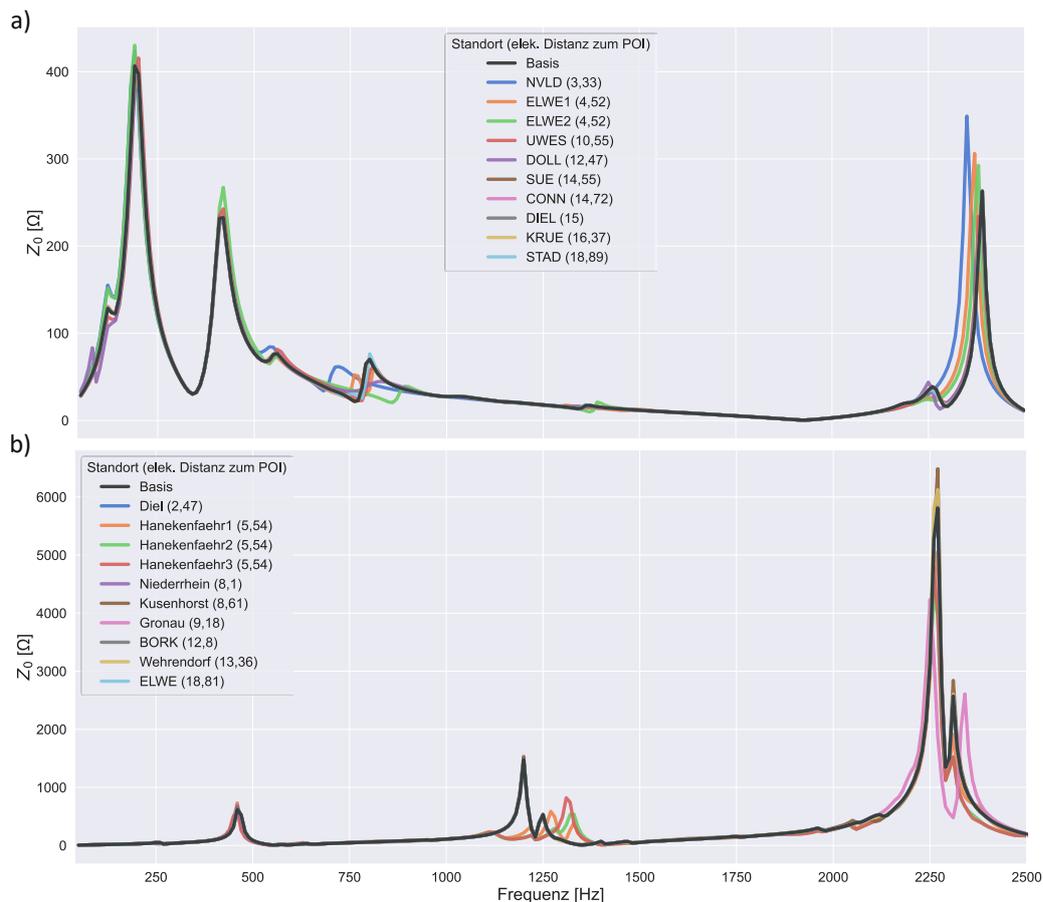


Abbildung 71: Einfluss ausgewählter Schaltheandlungen auf Netzimpedanz (Nullsystem) a) GANK b) DOEW

In Abbildung 72 ist der Einfluss bestimmter Betriebsmittel auf die Netzimpedanz aufgezeigt. Für beide Standorte zeigt sich, dass gerade nahegelegene MSCDN-Anlagen einen hohen Einfluss auf die Dämpfung haben. Für den Standort Sankt Hülfe steigt die Amplitude der ersten Parallelresonanz von 118 auf

170  $\Omega$ , falls der MSCDN am Standort Wehrendorf vom Netz getrennt ist. Im Gegensatz dazu hat die weiter entfernte Anlage am Standort LAND keinen wesentlichen Einfluss auf den Impedanzverlauf. Der Schaltzustand in der Nähe befindlicher Drosseln hatte dagegen nur einen vernachlässigbaren Einfluss, da diese schon bei niedrigen Frequenzen einen sehr hochohmigen Parallelzweig darstellen. Des Weiteren wurden die Auswirkungen eines Abschaltens der nahe gelegenen Synchrongeneratoren der Kraftwerke im Emsland untersucht. Hierbei wurden sowohl das Kernkraftwerk als auch das Gas- und Dampf-Kraftwerk (GuD) abgeschaltet. Durch diese Abschaltung ergab sich eine verringerte Dämpfung der dritten Parallelresonanz, deren Amplitude von 184 auf 215  $\Omega$  anstieg.

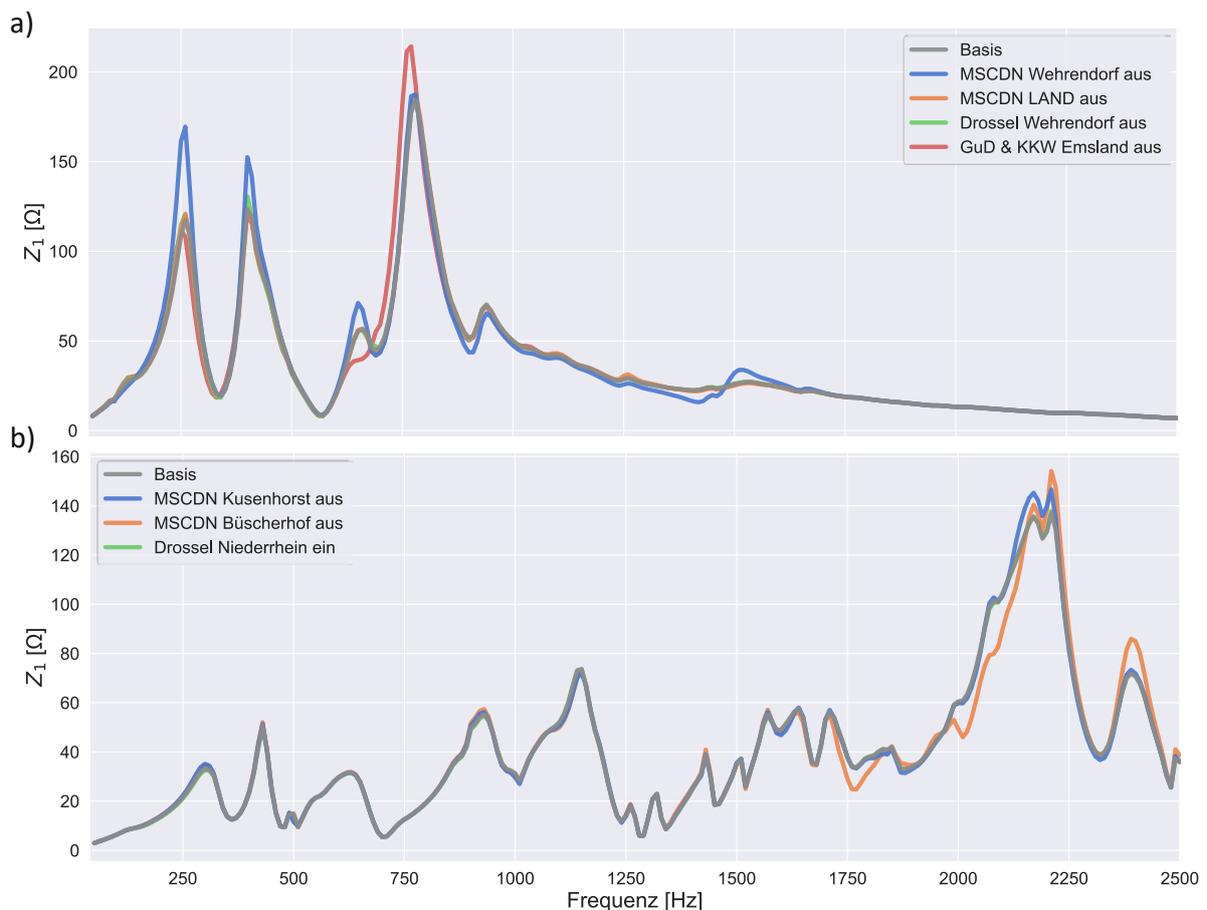


Abbildung 72: Einfluss Schaltzustand ausgewählter Betriebsmittel auf Netzimpedanz (Mitsystem) a) Sankt Hülfe  
b) Niederrhein

### II.2.5.7 Weitere Einflussfaktoren

In Abbildung 73 ist der Einfluss der Leitertemperatur auf die Netzimpedanz dargestellt. Wie in II.2.2.1.1 beschrieben erhöht die Temperatur den Widerstand einer Leitung. In den Simulationen wurden hierbei für alle Leitungen dieselbe Temperatur gewählt und stellt somit ein worst-case Szenario dar, gerade aufgrund der Größe der betrachteten Netzausschnitte. Die Impedanzverläufe zeigen insgesamt keine wesentlichen Veränderungen für die verschiedenen Temperaturen. Für den Standort Sankt Hülfe ergibt sich eine um 2 % erhöhte Dämpfung der dritten Parallelresonanz bei 780 Hz für eine Leitertemperatur von 80° C. Die größte Abweichung aller Standorte ergibt sich bei der zweiten Resonanzstelle des Standortes DOEW, bei der die Amplitude der Parallelresonanz um maximal 6,7 % verringert wird.

Es folgt, dass sich selbst für das hier angenommene Extremszenario keine wesentlichen Änderungen ergeben und eine explizite Parametrierung der Leitertemperatur nicht notwendig erscheint.

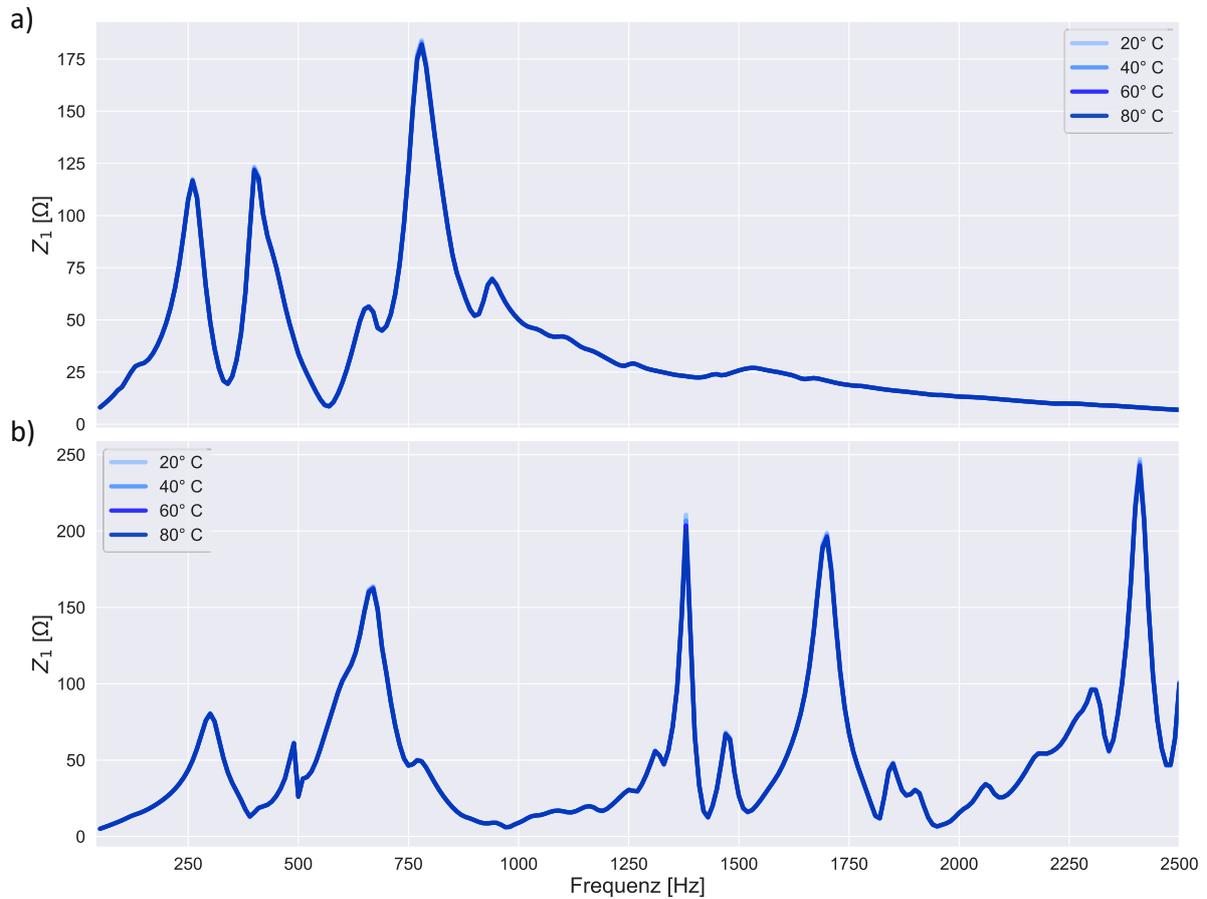


Abbildung 73: Einfluss Leitertemperatur auf Netzimpedanz a) Sankt Hülfe b) DOEW

Eine weitere mögliche Erweiterung der Netzimpedanzberechnungen ergibt sich durch die Betrachtung des Skineneffekts der Transformatorwiderstände nach II.2.2.1.2 (vgl. Abbildung 27). In Abbildung 74 ist der Einfluss durch die Modellierung des Skineneffekts für alle Transformatoren im Netz dargestellt. Der Skineneffekt führt hierbei zu einer nur sehr gering erhöhten Dämpfung der Parallelresonanzen. Der Fehler durch Vernachlässigung des Skineneffekts der Transformatoren führt hierbei für den Standort Sankt Hülfe zu einem Fehler nahe 1 % und für den Standort DOEW von 2,5 % bei der Dämpfung der Parallelresonanzen.

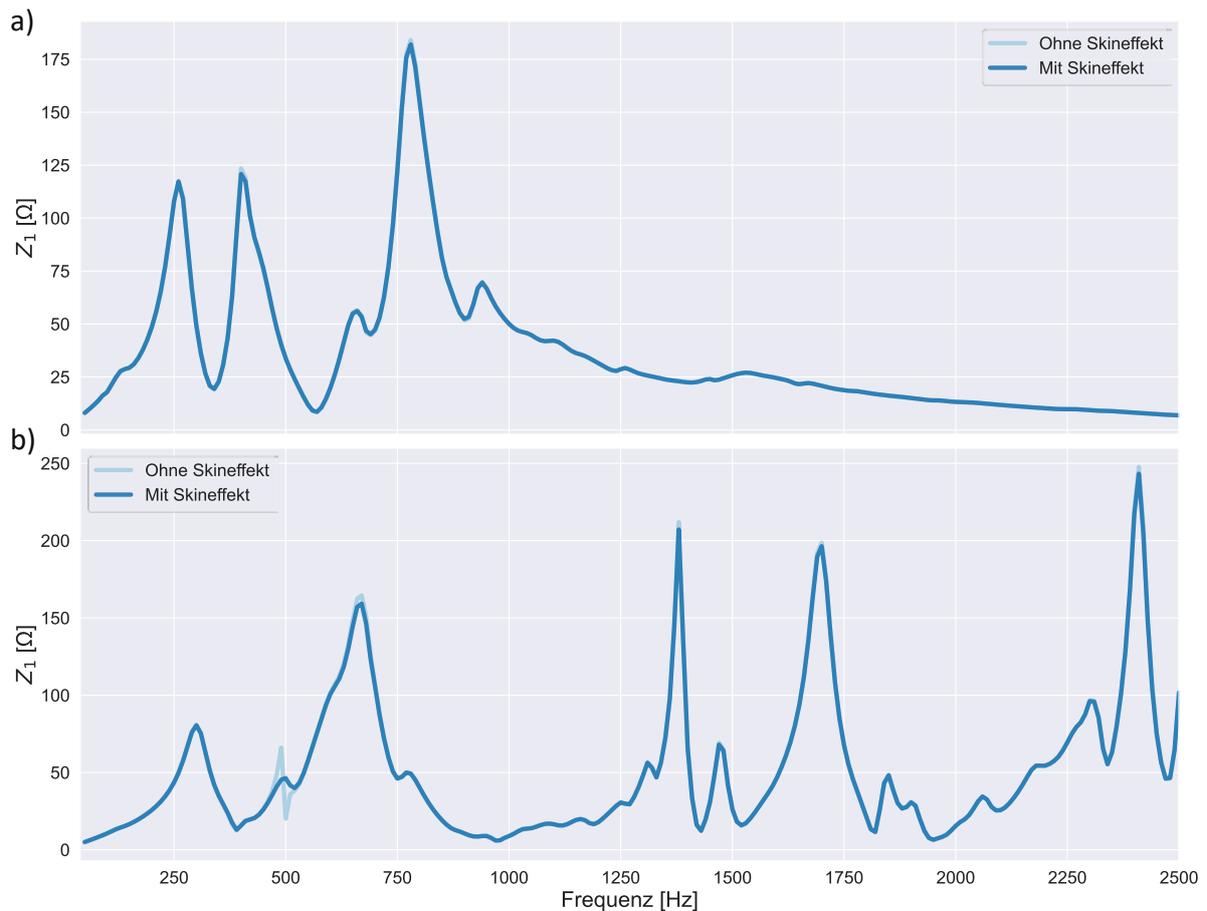


Abbildung 74: Einfluss Skineffekt der Transformatoren auf Netzimpedanz a) Sankt Hülfe b) DOEW

## II.2.6 Gegenüberstellung der geplanten und erzielten Ergebnisse

### II.2.6.1 Optimierte Simulationsmodelle zur realitätsnahen Berechnung der Netzimpedanz

**Ziel:** Optimierte Simulationsmodelle (insbesondere Kabel, unterlagerte Verbraucherstrukturen) zur realitätsnahen Berechnung der Netzimpedanz an einem beliebigen Knoten.

Die Modelle des verwendeten Berechnungsverfahrens (NORA-Modul) konnten vielfach erweitert und ausgewertet werden. Umfangreiche Untersuchungen zum Einfluss bestimmter Modellierungstiefen konnten durchgeführt werden, dies betrifft insbesondere die Modellierung der Leitungen. Anhand von Sensitivitätsuntersuchungen konnten relevante Einflussfaktoren identifiziert werden. Hieraus konnten Empfehlungen zur Modellierung der Betriebsmittel abgeleitet werden. Diese erlauben ebenfalls eine Einschätzung, mit welchen Abweichungen zu rechnen ist, falls vereinfachte Modelle verwendet werden.

Die Ergebnisse hierzu sind in II.2.2 detailliert beschrieben.

### II.2.6.2 Notwendige Größe des Betrachtungsbereichs (horizontal und vertikal)

**Ziel:** Notwendige Größe des Betrachtungsbereichs ausgehend vom zu bewertenden Netzknoten (Vertikaler Betrachtungsbereich = Unterlagerte Spannungsebene; Horizontaler Betrachtungsbereich = benachbarter Netzbereich auf gleicher Spannungsebene)

### Horizontaler Betrachtungsbereich

Es wurde ein Verfahren entwickelt und implementiert, welches Netzausschnitte basierend auf der elektrischen Distanz ermittelt und erfolgreich auf den Netzdatensatz angewendet werden konnte. Die Ergebnisse zeigten, dass eine allgemeingültige Vorgabe einer ausreichenden Netzgröße nicht sinnvoll erscheint. Die notwendige Netzgröße hängt hierbei wesentlich von der umliegenden Netzstruktur und dem betrachteten Frequenzbereich ab. Deshalb bietet sich ein iteratives Verfahren an, bei dem die Netzgröße sukzessive erweitert wird, bis sich die relevanten Resonanzstellen nicht mehr signifikant ändern. Für ein gegebenes Szenario kann hierdurch ebenfalls sichergestellt werden, dass der resultierende Netzausschnitt eine minimale Größe aufweist. Dies erlaubt eine Reduktion des Rechen- und Modellierungsaufwandes.

Die Ergebnisse hierzu sind detailliert in II.2.3 und II.2.5.2 beschrieben. Im speziellen wird in II.2.5.4 auf den Einfluss der geometrischen Daten eingegangen.

### Vertikaler Betrachtungsbereich

Aufbauend auf den Erkenntnissen aus der Analyse der Lasten und unterlagerte Hochspannungsnetze in II.2.2.2.1 konnten umfangreiche Untersuchungen von verschiedenen unterlagerten Netzstrukturen durchgeführt werden. Es konnte gezeigt werden, dass der Einfluss der unterlagerten Netzstrukturen sich vor allem aufgrund von Serienresonanzen ergibt, welche sich zwischen den Kuppeltransformatoren und den Hochspannungsnetzen ausbilden. Die Notwendigkeit einer detaillierten Modellierung der unterlagerten Netzstrukturen ist gegeben, falls diese Serienresonanzen nahe von Parallelresonanzen im Übertragungsnetz liegen. Beeinflusst wird hierbei vor allem die Dämpfung der Parallelresonanzen des Übertragungsnetzes. Die Verwendung eines aggregierten Netzäquivalentes aus Netzstruktur- und Lastflussdaten konnte die Impedanz des unterlagerten Netzes dabei nur unzureichend abbilden. Detailliert modelliert sollten gegebenenfalls die direkt am Netzknoten befindlichen unterlagerten Netzstrukturen, sowie solche mit geringer Entfernung von diesem Netzknoten.

Die Ergebnisse hierzu sind detailliert in II.2.5.5 beschrieben.

#### II.2.6.3 Abbildung des Randnetzes

**Ziel:** *Modell / Methode zur Abbildung des Randnetzes*

Das Randnetz wurde mit einer angepassten Kurzschlussimpedanz abgebildet, welche im Laufe des Verfahrens zur Ermittlung des Netzbereichs berechnet wird.

Die Ergebnisse hierzu sind detailliert in II.2.4 beschrieben.

#### II.2.6.4 Aussagen über den Einfluss eines zunehmenden Anteiles an Kabelstrecken

**Ziel:** *Aussage über den Einfluss von zunehmendem Anteil von im Netz installierten Kabelstrecken auf Netzresonanzstellen*

Die Simulation von realistischen Kabelstrecken ergab einen deutlichen Einfluss der hohen Kabelkapazitäten. Die Verschiebung der Resonanzstellen konnte deutlich mehr als eine Ordnung betragen. Dabei konnten sich auch Verschiebung in die Nähe kritischer Ordnungen, z.B. 5. Ordnung, ergeben. Die Auswertungen zeigten, dass der Einfluss von teilverkabelten Leitungen abhängt von der Nähe der ersten Kabelstrecke zum Netzknoten, deren Länge und der umliegenden Netztopologie. Die Kritikalität ist daher in hohem Maße abhängig von der konkreten Ausgestaltung der Teilverkabelung sowie der lokalen Gegebenheiten der Netzknoten, an denen die Leitung angeschlossen werden soll.

Weitere Untersuchungen ergaben Hinweise, nach welchen Kriterien Betriebs- und Schaltzustände ausgewählt werden sollten und wie diese sich auf die Lage und Dämpfung der Resonanzstellen auswirken können.

Die Ergebnisse hierzu sind detailliert in II.2.5.3 und II.2.5.6/II.2.4 beschrieben.

## **II.3 Arbeitspaket 3: Messtechnische Analyse von Netzresonanzen und Oberschwingungspegeln**

### **II.3.1 Kurzbeschreibung**

In diesem Arbeitspaket wird geprüft, ob messtechnische Untersuchungen zur Optimierung der vorhandenen Simulationsmodelle beitragen können. Dabei wird der Untersuchungsschwerpunkt auf insgesamt drei Punkte gelegt.

Durch die Messung von Oberschwingungsspannungen und -strömen soll zunächst der derzeitige Ist-Zustand der Oberschwingungsbelastung im HÖS-Netz erfasst werden. Diese Oberschwingungspegel können hilfreich zur Abschätzung des möglichen Gefährdungspotentials durch Resonanzstellenverschiebungen in Folge eines zukünftigen Zubaus von Kabelstrecken sein. Die Erfassung der Pegel wird dabei, zur Abdeckung verschiedener Lastfälle und Systemzustände, über einen Zeitraum von mehreren Wochen durchgeführt.

Um den Einfluss der Kabel auf die Netzimpedanz genauer modellieren zu können, werden Messungen der frequenzabhängigen Impedanz von bereits installierten Kabelstrecken angestrebt. Dazu werden geeignete Kabelstrecken der Übertragungsnetzbetreiber zunächst freigeschaltet und Prüfspannungen mit variabler Frequenz angelegt. Da Herstellerangaben zum frequenzabhängigen Verhalten der Kabel fehlen, sollen die Messergebnisse die Grundlage für eine möglichst genaue Nachbildung von Kabelstrecken in den Simulationsprogrammen sein.

Als dritter Schwerpunkt des Arbeitspakets wird die Möglichkeit der messtechnischen Erfassung der frequenzabhängigen Netzimpedanz untersucht. Im normalen Netzbetrieb liegen lediglich die netzfrequente Spannungs- und Stromkomponente und deren harmonische Frequenzanteile vor. Da eine Anregung von dazwischen liegenden Frequenzanteilen durch spezielle Generatoren in der HÖS-Ebene nicht möglich ist, wird die Übertragbarkeit eines für Mittelspannungsnetze erprobten Verfahrens [38] auf die HÖS-Ebene genauer betrachtet. Hierbei erfolgt eine Auswertung von betriebsüblichen Ausgleichsvorgängen, wie z.B. den Zuschaltvorgang einer Kapazität, bei dem eine breitbandige Anregung des Netzes auftritt. Das Verfahren ist in der Lage mit Hilfe der Spektralanalyse aus einem Messdatensatz von Spannungen und Strömen den frequenzabhängigen Verlauf des Betrages und der Phase der Netzimpedanz am Ort der Zuschaltung zu ermitteln. Ein im Rahmen des Arbeitspaketes noch zu entwickelnder Algorithmus soll in der Lage sein, die frequenzabhängige Impedanz möglichst genau aus Messdaten zu bestimmen. Zur Erprobung und Verifikation des Algorithmus werden zunächst Referenzdatensätze aus transients Simulation und Messungen an Labormodellen verwendet.

Neben transienten Datensätzen, die aus Simulationen gewonnen werden, ist es auch vorgesehen reale Messungen im HÖS-Netz und im Labormaßstab durchzuführen. Außerdem werden bereits bei den Übertragungsnetzbetreiber vorliegen Messdaten hinsichtlich einer Auswertbarkeit geprüft.

### II.3.2 AP3.1 - Planung der Messkampagne

In den Höchstspannungsnetzen der beteiligten Netzbetreiber kommen üblicherweise induktive Strom- und Spannungswandler zum Einsatz, welche für die Aufbereitung von Signalen im 50 Hz-Bereich ausgelegt sind. Im transienten Bereich bilden diese die ablaufenden Vorgänge jedoch nur ungenau oder verfälscht ab. Insbesondere weisen konventionelle Spannungswandler im relevanten Frequenzbereich mehrere Resonanzstellen auf, wodurch Messwerte für diese Frequenzen kein verlässliches Ergebnis liefern. Hinzu kommt, dass sich mit steigender Spannungsebene die Frequenzen dieser Resonanzstellen immer weiter zu niedrigeren Frequenzen hinschieben. Dadurch ist der Effekt bei den in diesem Projekt betrachteten 380kV-Netzen besonders ausgeprägt. Für die Analyse der im Projekt betrachteten Fragestellungen eignen sich diese Wandler deshalb nicht. Nicht konventionelle Wandler ermöglichen es dagegen Spannungen und Ströme über einen weiten Frequenzbereich mit hoher Genauigkeit zu messen. Zu den nicht konventionellen Wandlern gehören z.B. Rogowski-Spulen, Hallelemente oder magnetooptische Systeme zur Strommessung und ohmsch-kapazitive Teiler zur Spannungsmessung. Diese Wandler sind jedoch aktuell nur vereinzelt in den Netzen vorhanden und zudem kostenintensiv in der Anschaffung. Eine alternative kostengünstige Möglichkeit zur frequenzgenauen Strommessung ist der Einsatz von handelsüblichen Rogowski-Spulen im Rahmen eines provisorischen Messaufbaus. In Anlagen des Höchstspannungsnetzes können diese Rogowski-Spulen aufgrund der notwendigen Spannungsfestigkeit jedoch nicht an beliebiger Stelle installiert werden, sondern nur im feldschwachen Bereich in der Nähe des Erdpotentials. Dies wäre beispielsweise an einer Transformatordurchführung oder über einem Kabel möglich. Eine frequenzgenaue Spannungsmessung kann z.B. auch über die kapazitiven Abgriffe von Transformatordurchführungen erfolgen [39]. Dabei bildet die Kapazität der Durchführung mit einer am kapazitiven Abgriff angeschlossenen Messkapazität einen Spannungsteiler mit linearem Übertragungsverhalten.

Geeignete Orte zur Messung (z.B. Durchführung am Leistungstransformator, über Höchstspannungskabel oder Kabelendverschluss, ggfs. im Bereich von Sternpunkten, usw.) wurden mit den Projektpartnern in diesem Arbeitspaket abgestimmt. Für die Messung der frequenzabhängigen Netzimpedanz wurde gemeinsam mit den Projektpartnern ein Standort in der Nähe von Frankfurt identifiziert, da hier bereits eine Messung über die kapazitiven Abgriffe an den Transformatordurchführungen installiert wurde und so eine frequenzgenaue Messung der Spannung, ohne die oben beschriebenen Resonanzeffekte, ermöglicht wird.

Da die Höchstspannungsnetze zur kritischen Infrastruktur gehören und deren Ausfall unbedingt vermieden werden muss, bestehen bei den Netzbetreibern hinsichtlich Messungen im Netz und an Anlagen interne Genehmigungsprozesse. Dies gilt ebenfalls für den Fall, dass nur minimale Eingriffe erfolgen sollen, wie z.B. das Anschließen von Messleitungen, da es wie in diesem Fall notwendig ist einen Transformator kurzzeitig spannungsfrei zu schalten. Von den Netzbetreibern wurde daher für jede geplante Messung ein Dokument gefordert, in dem detailliert der vollständige Ablauf der Messung beschrieben ist. Dies beinhaltet beispielsweise eine Auflistung der benötigten Messgeräte, zusätzlicher Messwandler, Länge und Anzahl der Messleitungen, notwendiger Notstromversorgungen, die Festlegung, an welchen Stellen Messleitungen geführt und angeschlossen werden können und wie eine sichere Unterbringung von Messequipment innerhalb der Schaltanlage stattfinden kann. Weiter muss beschrieben werden, welche Vorbereitungsarbeiten durch den Netzbetreiber durchgeführt werden müssen und zusätzlich ein detaillierter Zeitplan für den Ablauf der Messung aufgestellt werden. Zur Planung der Messung und für die Erstellung dieser Dokumente wurden jeweils Begehungen an den geplanten Messstandorten durchgeführt.

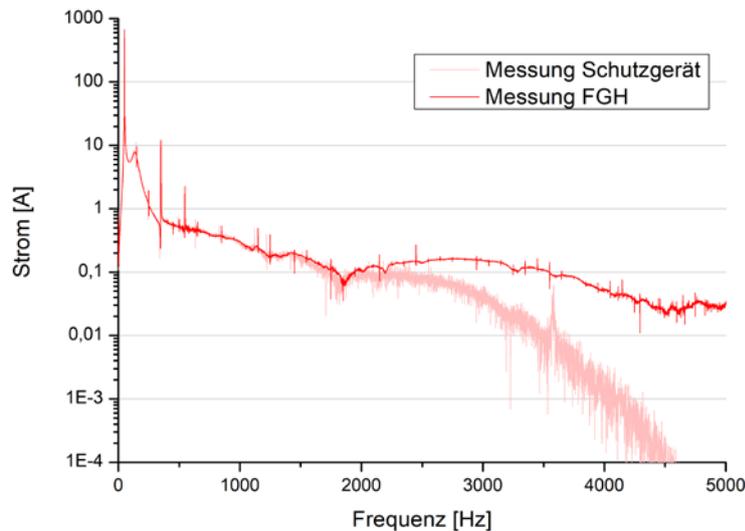


Abbildung 75: Vergleich der Signalspektren eines Messsignals aus zwei unterschiedliche Messquellen

Für bereitgestellte Messdaten von Seiten der Netzbetreiber wurde in diesem Arbeitspaket außerdem geprüft, inwieweit die Messdaten für eine weitere Auswertung geeignet sind. Soweit möglich wurde dazu zunächst die bei den Messungen eingesetzte Messtechnik identifiziert, um die zu erwartenden Messgenauigkeiten abschätzen zu können. Wie in Abbildung 75 zu erkennen ist, ergibt sich beispielsweise allein aufgrund unterschiedlicher Messtechnik ein deutlicher Unterschied bei der Messgenauigkeit bei höheren Frequenzen. Bei niedrigen Frequenzen zeigt das Frequenzspektrum des Signals noch eine gute Übereinstimmung. Bei höheren Frequenzen zeigt sich jedoch, dass die Messung über optimierte und angepasste Messtechnik einen deutlich abweichenden Spektrumsverlauf aufweist, während das Signal, welches beispielsweise über ein Schutzgerät aufgezeichnet wurde, im Messrauschen untergeht.

Teilweise lagen Messdaten vor, welche mit Hilfe von konventionellen Spannungswandlern aufgezeichnet wurden. Wie oben beschrieben weisen diese Spannungswandler eine Resonanzstellenproblematik auf. Für eine nachträgliche Korrektur dieser Messdaten müsste für jeden einzelnen Typ von Spannungswandlern eigene frequenzabhängige Kalibrierkurve vorliegen. Diese Daten konnten allerdings nicht bereitgestellt werden, weshalb bei der Auswertung der betreffenden Messdaten bestimmte Frequenzbereiche ausgeschlossen werden mussten.

### II.3.3 AP3.2 - Verfahrensentwicklung zur Netzimpedanzmessung in der HÖS-Ebene

Elektrische Netze werden üblicherweise mit einer Frequenz von 50 Hz betrieben. Weitere Frequenzanteile sind lediglich für einige Oberschwingungsordnungen vorhanden. Aus einer reinen Messung der Oberschwingungsspannungen und -ströme lässt sich somit keine Netzimpedanz am Messort errechnen.

Zur Bestimmung der frequenzabhängigen Netzimpedanz muss deshalb eine Anregung des Netzes im gesamten zu betrachtenden Frequenzbereich erfolgen. Dies kann z.B. durch gezielte Einspeisung von Strömen einer bestimmten, noch nicht vorhandenen Frequenz, in das Netz erreicht werden. Aus der Spannungsantwort kann so für die gewählte Frequenz eine Impedanz ermittelt werden. Nachteilig an diesem Verfahren ist die für Höchstspannungsnetze benötigte hohe Einspeiseleistung, damit die zu

messenden Informationen nicht im Messrauschen untergehen. Dieses Verfahren eignet sich daher hauptsächlich für Niederspannungsnetze und bedingt auch für Mittelspannungsnetze.

Eine weitere Möglichkeit zur breitbandigen Anregung des Netzes ergibt sich durch bestimmte Schaltaktionen, welche regelmäßig im Netzbetrieb stattfinden. Besonders geeignet für die Anregung ist die Zuschaltung von Kondensatoren, welche im Gegensatz zu Zuschaltungen von ohmschen oder Induktiven Lasten eine Anregung über weite Frequenzbereiche erzeugt. In Abbildung 76 wird deutlich, dass sowohl die Spannungs- als auch die Stromamplituden bei der Zuschaltung einer Kapazität über dem relevanten Frequenzbereich deutlich höher liegen als bei einer Zuschaltung einer vergleichbaren induktiven oder ohmschen Last. Die grundsätzlich höheren Signalanteile erlauben es daher, diese Frequenzanteile messtechnisch noch erfassen zu können. Da neben den Signalen höherer Frequenzanteile auch das Signal der 50 Hz Grundfrequenz erfasst werden muss, kann technisch bedingt der Messbereich für kleine Signalanteile nicht beliebig verkleinert werden. Zu niedrige Signalanteile bei höheren Frequenzen gehen im Messrauschen unter und können somit auch nicht ausgewertet werden.

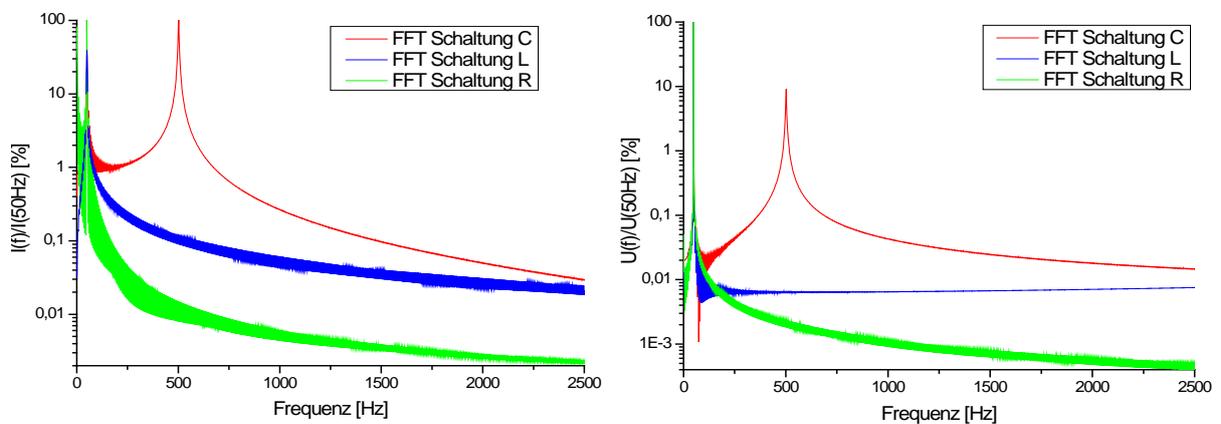


Abbildung 76: Vergleich der Strom- und Spannungsamplituden bei Zuschaltung einer Kapazität (100Mvar), einer Induktivität (100MVA) und eines Widerstandes (100MW) in einem 380kV Netz

Eine weitere Möglichkeit ergibt sich bei der Zuschaltung eines Transformators. Ein beispielhaftes Signalspektrum von der Zuschaltung eines 220 kV Transformator ist in Abbildung 77 dargestellt. Neben hohen Signalanteilen bei den Frequenzen der Oberschwingungen sind teilweise auch noch nutzbare Signalanteile bei höheren Frequenzanteilen vorhanden.

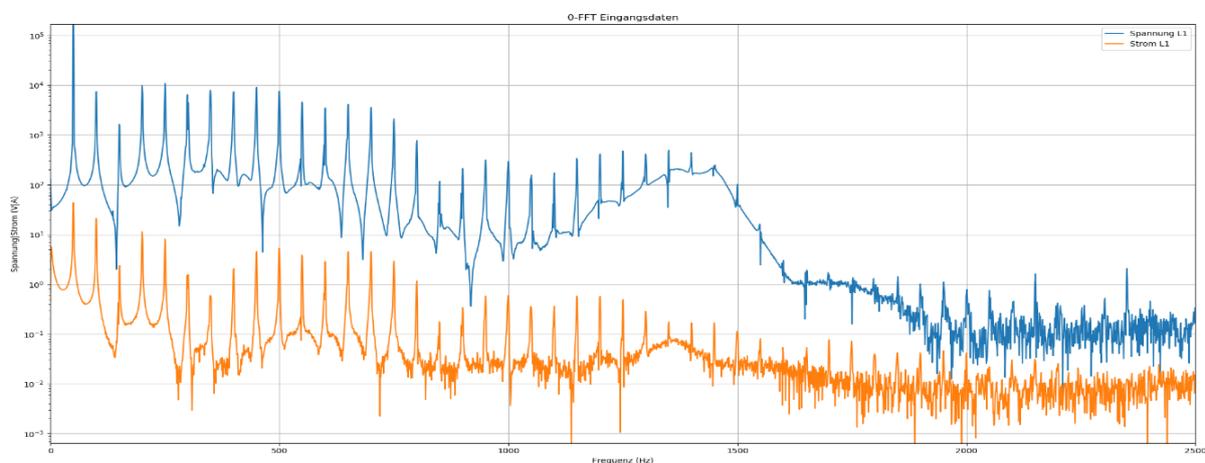


Abbildung 77: Spannungs- und Signalspektren bei einer Transformatorzuschaltung

Dieses Prinzip wurde bereits im Rahmen einer früheren Arbeit aus dem Jahr 1996 [38] verwendet, aus einer Messung und geeigneter Auswertung von Schalthandlungen die frequenzabhängige Netzimpedanz von Mittelspannungsnetzen zu ermitteln. In Abbildung 78 ist links der Verlauf von Spannung und Strom während des Zuschaltvorgangs einer Kapazität auf eine Modellimpedanz dargestellt. Hieraus sollen jeweils der frequenzabhängige Betrag und Phasengang der Netzimpedanz ermittelt werden (Abbildung 78, rechts). Voraussetzung hierfür ist eine im Verhältnis zur Kurzschlussleistung des zu untersuchenden Netzes entsprechend große kapazitive geschaltete Mindestlast, um eine ausreichende Anregung für die Auswertung zu erhalten. Das anregende Element hat dabei keinen Einfluss auf das Ergebnis der Impedanzbestimmung.

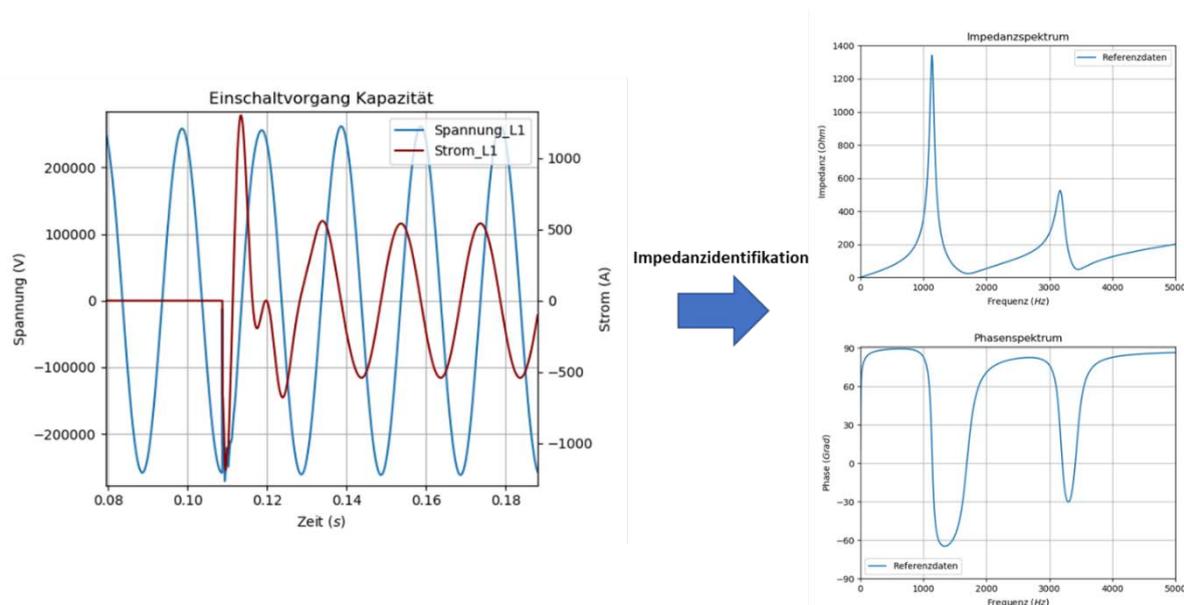


Abbildung 78: Prinzipdarstellung bei der Ermittlung der frequenzabhängigen Impedanz (Betrag und Phase) aus einem Zuschaltvorgang

Eine im 380kV-Netz geeignete Last liefern MSCDN Anlagen (Mechanical Switched Capacitor with Damping Network). Diese verfügen analog zum Verfahren in der Mittelspannungsebene typischerweise über eine ausreichend große kapazitive Blindleistung (Abbildung 79). Allerdings kommen bei diesen Anlagen Dämpfungsnetzwerke zum Einsatz, deren Aufgabe es ist, Rückwirkungen durch das Zuschalten der Anlage auf das Netz möglichst gering zu halten. Auch erfolgt die Zuschaltung der Anlage typischerweise gesteuert für jede Phase einzeln und nicht im Spannungsmaximum. Hierdurch wird die Netzanregung möglicherweise so weit reduziert, dass eine Auswertung der gemessenen Daten nicht mehr möglich ist. Die Übertragbarkeit dieses Verfahrens auf die Höchstspannungsebene sollte daher in diesem Arbeitspaket gezeigt und ein geeigneter Auswertalgorithmus entwickelt werden.

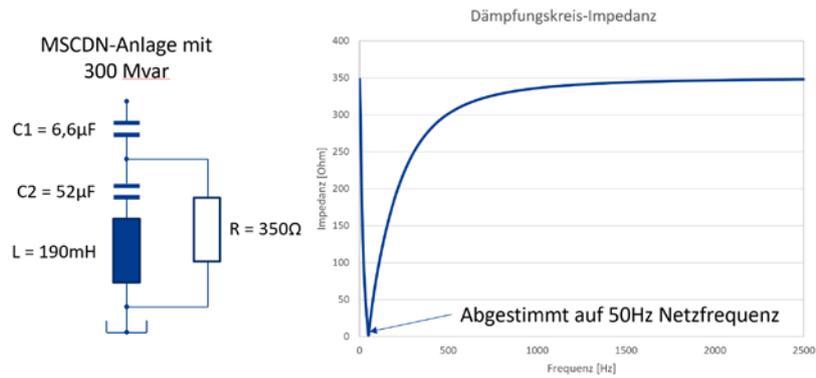


Abbildung 79: Typische Kenngrößen und frequenzabhängige Impedanz einer MSCDN-Anlage

Es wurde von der FGH der Kontakt zum Entwickler des Auswertalgorithmus aus [38] hergestellt, welcher sich bereit erklärt hat die Entwicklung des Auswertetools mit seinem Wissen zu unterstützen. Das ursprüngliche Auswertetool aus der Arbeit des Entwicklers existiert noch, ist jedoch nur noch mit Einschränkungen zu Vergleichszwecken von Ergebnissen des neuen Auswertetools einsetzbar. Die Umsetzung und der Betrieb des existierenden Fortran Code ist auf aktuellen Betriebssystemen nicht mehr möglich, weshalb die Erstellung eines neuen Tools notwendig wurde.

Das Verfahren kann grundsätzlich in fünf Teilschritte unterteilt werden:

**1. Elimination des Vorzustandes**

Isolierung des Anteils der Spannung welcher nur durch den Anregestrom der zugeschalteten Last an der Netzimpedanz hervorgerufen wird

**2. Tiefpassfilterung**

Ziel ist eine Bandbegrenzung der Daten

**3. Differentiation**

Nichtstationäre Störsignale mit zeitvarianten Mittelwerten werden eliminiert

**4. Elimination des Nullsystems**

Nullsystemkomponenten werden für die Impedanzbestimmung nicht benötigt

**5. Spektralanalyse**

Ermittlung der Impedanz aus der Korrelation von Spannung und Stromsignal

Unter der Annahme, dass sich der Netzzustand während der typischen Aufzeichnungslänge der Messsignale von 1s nicht ändert, wird der Vorzustand des Strom- oder auch Spannungssignals durch Bildung eines repräsentativen Vorzustandes und anschließender Subtraktion vom ursprünglichen Signal entfernt. Das Prinzip ist in Abbildung 80 dargestellt.

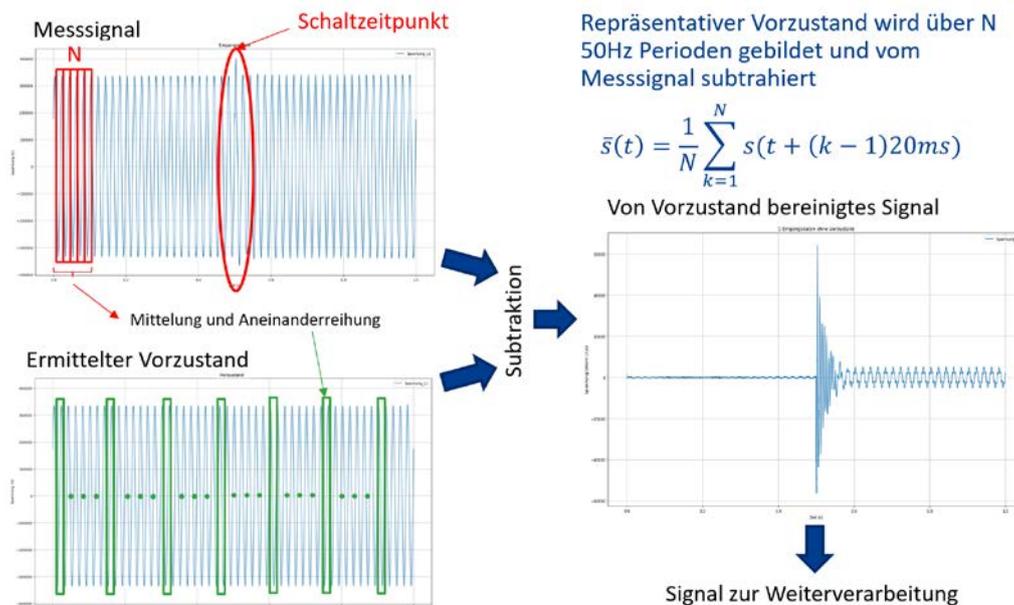


Abbildung 80: Elimination des Vorzustandes in den Eingangsdaten

Die anschließende Tiefpassfilterung erfolgt mit n Tiefpassfiltern der bezogenen Grenzfrequenz

$$F_g = \frac{f}{f_{\text{Abtast}}} = 0,25.$$

Hierdurch ergeben sich insgesamt  $2^n$  tiefpassgefilterte Signale, die im weiteren Verlauf zur Reduzierung des Rauschens verwendet werden können.

Die Differentiation erfolgt zur Entfernung von nichtstationären Störsignalen mit zeitvarianten Mittelwerten, welche das Ergebnis der Impedanzbestimmung grob verfälschen können.

$$s'(k) = s(k) - s(k-1)$$

Nullsystemkomponenten werden für die Impedanzbestimmung nicht benötigt und von den Signalen subtrahiert.

$$\begin{aligned} i_0(t) &= \frac{1}{3}(i_R(t) + i_S(t) + i_T(t)) & \rightarrow & \quad i'_R(t) = i_R(t) - i_0(t) \quad \text{usw.} \\ u_0(t) &= \frac{1}{3}(u_R(t) + u_S(t) + u_T(t)) & \rightarrow & \quad u'_R(t) = u_R(t) - u_0(t) \quad \text{usw.} \end{aligned}$$

Gesucht ist grundsätzlich die Impedanz im Frequenzbereich

$$Z(f) = \frac{\Delta U(f)}{\Delta I(f)}$$

Die Spannungs- und Stromsignale liegen allerdings bis zu diesem Schritt nur im Zeitbereich vor und müssen erst in den Frequenzbereich überführt werden.

Eine von [38] abweichende Methode wäre nun, die Zeitsignale einfach durch Fouriertransformation in den Frequenzbereich zu überführen und daraus die Impedanz  $Z(f)$  zu bestimmen. Dazu sollte zunächst eine Gewichtung der Zeitsignale mit einer Fensterfunktion erfolgen (Abbildung 81), wie z.B. mit einem „Von-Hann“ Fenster. Hierdurch werden die Zeitsignale, mit Ausnahme des Hamming-Fensters, am Anfang und Ende zu Null gesetzt. Hierdurch entsteht ein stetiges und periodisierbares Zeitsignal, was

wiederrum die Voraussetzung für eine fehlerfreie Transformation in den Frequenzbereich ist. Durch die Fensterung gehen zwar einige Informationen aus den Rohdaten verloren, da der eigentliche Schaltvorgang jedoch idealerweise in der Mitte des Zeitsignales liegt, ist dies nicht von entscheidender Bedeutung.

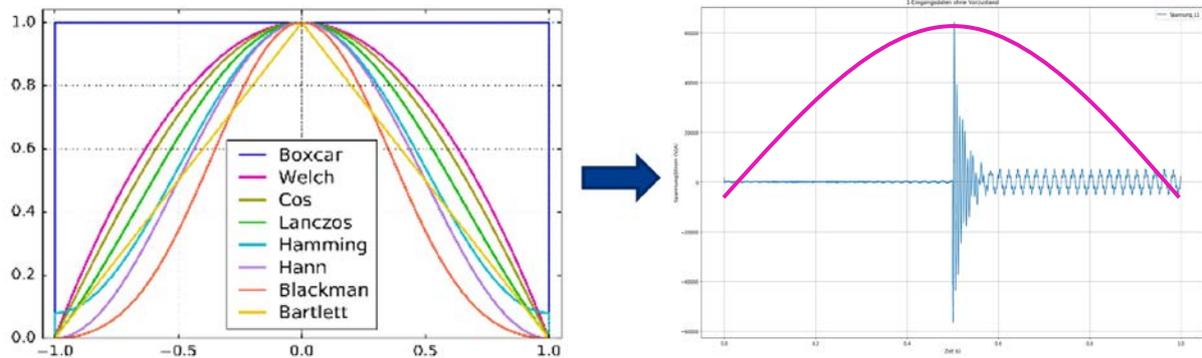


Abbildung 81: Gewichtung der Zeitsignale mit Hilfe einer Fensterfunktion

Bei der Spektralanalyse entsprechend [38] wird das periodische Zeitsignal nicht mit einer Fensterung erzeugt, sondern durch eine Korrelation der Spannungs- und Stromsignale mit dem Stromsignal. Wie aus Abbildung 82 zu erkennen ist, handelt es sich bei dem resultierenden Signal wieder um ein periodisierbares Zeitsignal ohne Unstetigkeiten am Anfang und Ende.

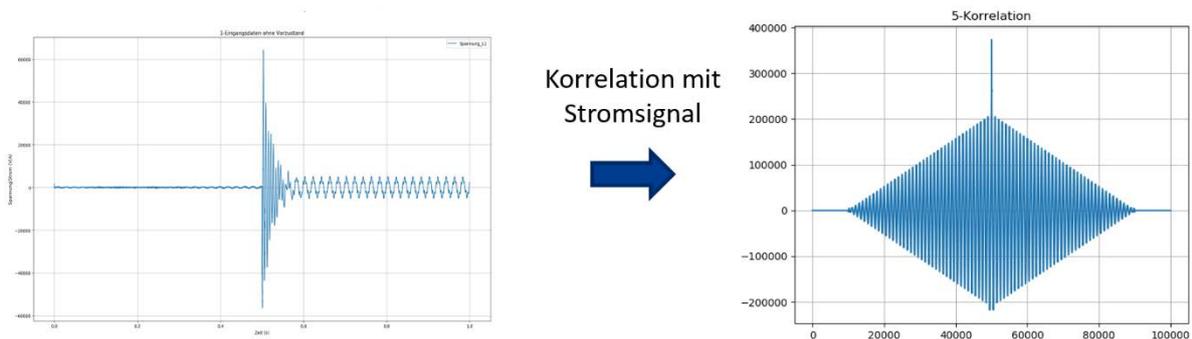


Abbildung 82: Korrelation mit dem Stromsignal

Die durch die Korrelation hinzugefügten zusätzlichen Informationen heben sich bei der Bestimmung der gesuchten Impedanzfunktion  $Z(f)$  wieder heraus, da die Korrelation im Zeitbereich einer Multiplikation im Frequenzbereich entspricht. Dies kann anhand folgender Formel verdeutlicht werden.

$$\frac{u(t) \cdot i(t)}{i(t) \cdot i(t)} \xrightarrow{\text{Transformation in Frequenzbereich}} \frac{U(f) \cdot I(f)}{I(f) \cdot I(f)} = \frac{U(f)}{I(f)} = Z(f)$$

Durch diese Vorgehensweise und den Verzicht auf die Fensterung ergeben sich hierbei leichte Vorteile bei der Bestimmung der Impedanz, insbesondere bei schwachen Signalanteilen. Abbildung 83 zeigt den Bestimmungsfehler für den Fall, dass den Eingangsdaten ein Rauschen mit Gaußverteilung überlagert wird. Die Vorteile bei der Bestimmung mit dem Verfahren nach [38] werden deutlich.

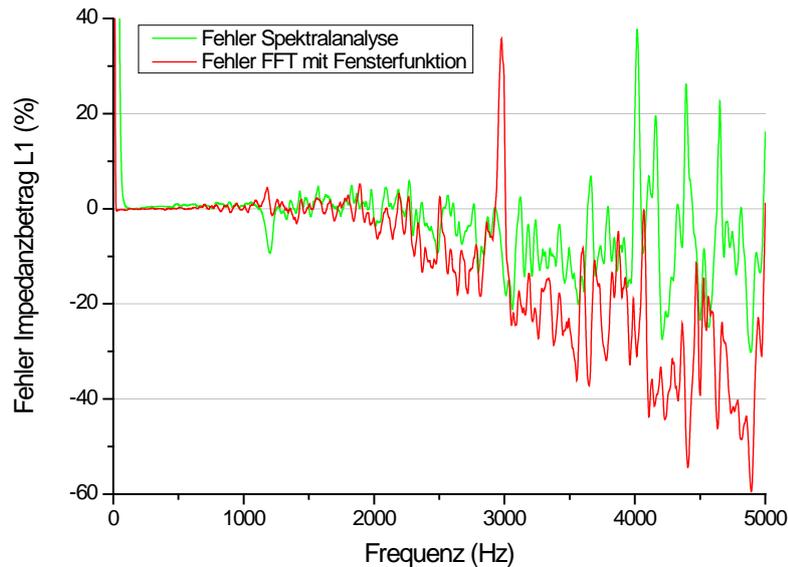


Abbildung 83: Fehler bei der Impedanzbestimmung mit zusätzlichem Rauschen mit Gaußverteilung

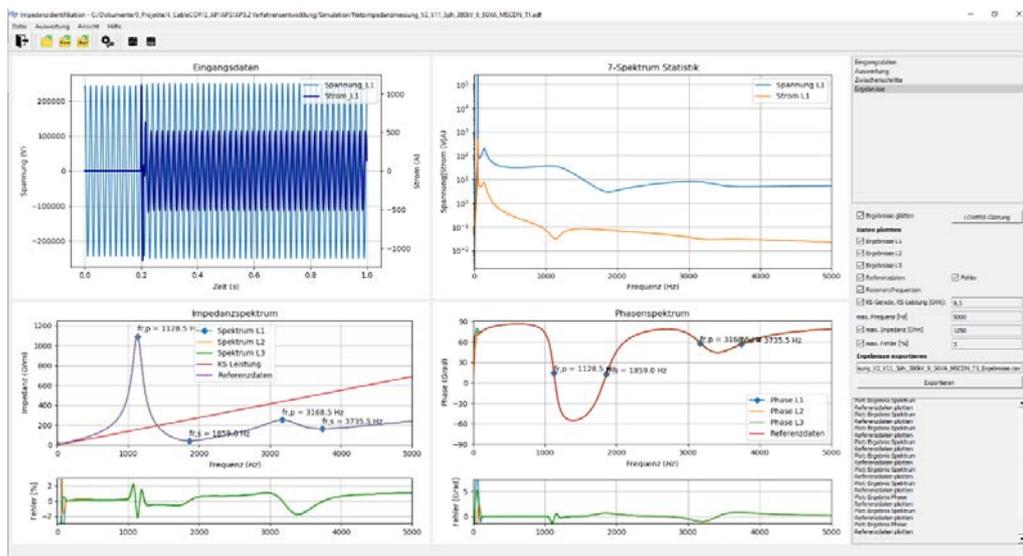


Abbildung 84: Auswertetool mit Darstellung der Eingangsdaten (links oben), Signalspektren (rechts oben), ermittelter Impedanz mit Referenzdaten und Fehlerauswertung (links unten: Impedanzbetrag, rechts unten: Phasengang)

Zur Erprobung des Verfahrens wurde im Rahmen der Arbeiten zunächst ein Auswertalgorithmus mit grafischer Benutzeroberfläche in Python implementiert (Abbildung 84). Die Validierung des Algorithmus erfolgte im ersten Schritt mit Eingangsdaten die mit Hilfe von transienten Simulationsprogrammen wie EMTF und MATLAB Simulink gewonnen wurden (Abbildung 85). Dazu wurde eine entsprechende Schalthandlung in einem Referenznetzwerk mit bekannter frequenzabhängiger Impedanz simuliert, die so gewonnenen Daten mit dem Auswertalgorithmus ausgewertet und der Identifikationsfehler bestimmt (Abbildung 86).

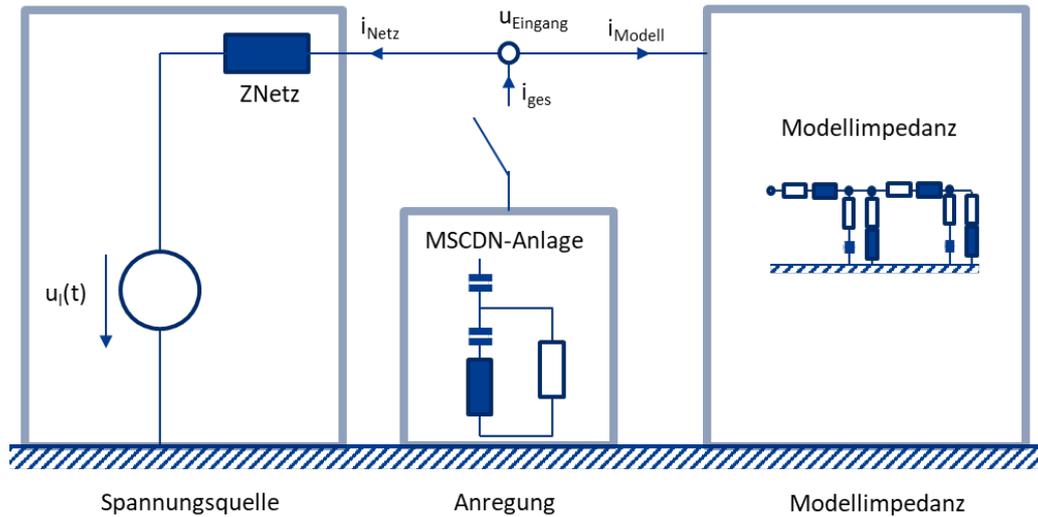


Abbildung 85: Darstellung des in EMTP realisierten Modells zur Erzeugung von Referenzdatensätzen

Hierbei ergab sich eine sehr gute Übereinstimmung von der ermittelten Impedanz mit dem Referenzverlauf. Der Identifikationsfehler lag bei etwa 2 % und ist im Wesentlichen abhängig von der verwendeten Glättungsfunktion. Ein Vergleich von Auswertergebnissen zwischen dem bestehenden Auswertetool des Verfahrensentwicklers aus [38] und dem Tool der FGH zeigten ebenfalls eine gute Übereinstimmung und geringe Abweichung zur Referenz.

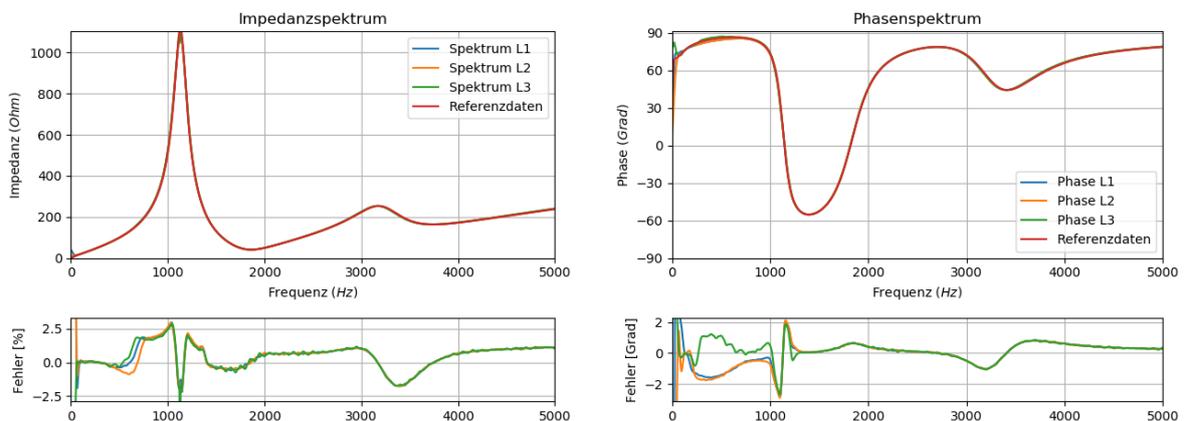


Abbildung 86: Vergleich der ermittelten Impedanz und Phase in direktem Vergleich mit der Referenzkurve und den Identifizierungsfehlern

In einem zweiten Schritt wurde der Auswertalgorithmus zusätzlich mit Labormessdaten validiert. Hierzu wurde im Labormaßstab eine Impedanz mit bekanntem Frequenzgang aufgebaut und durch Schaltvorgänge ein Ausgleichsvorgang angeregt und aufgezeichnet. Hierbei konnten unter bestimmten Voraussetzungen ebenfalls gute Übereinstimmungen zwischen identifizierter Impedanz und dem Referenzverlauf erzielt werden. Allerdings zeigten sich hierbei auch die Grenzen des Auswertverfahrens, da es mit der heutigen Messtechnik nicht möglich ist beliebig kleine Signalamplituden zu erfassen. Sofern bei einer geringen Systemanregung in bestimmten Frequenzbereichen kleine Signalanteile im Grundrauschen untergehen, ist eine Identifikation der Impedanz nur noch eingeschränkt möglich (Abbildung 87). Zusätzlich wurde in diesem Beispiel der mögliche Messbereich des Messgerätes nicht optimal eingestellt.

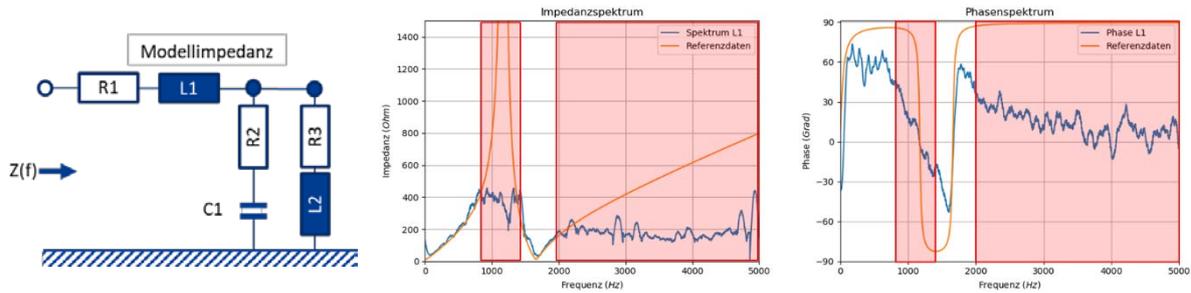


Abbildung 87: Aufbau der Laborimpedanz (links), Betrag (Mitte) und Phase (rechts) der identifizierten Impedanz bei geringer Systemanregung und nicht optimal konfiguriertem Messsystem

Für die Anwendbarkeit des Verfahrens ist es also entscheidend, einerseits für eine möglichst hohe Anregung des Systems im relevanten Frequenzbereich zu sorgen, andererseits muss aber auch die Messtechnik so gewählt und konfiguriert werden, dass neben den immer vorhandenen hohen Amplituden der 50Hz-Netzfrequenz auch noch möglichst kleine Signale sicher erfasst werden können. Aus diesem Grund empfiehlt es sich bei jeder Messung zusätzlich eine Nullmessung durchzuführen, bei der lediglich das Grundrauschen ohne die zu messenden Nutzsignale vorhanden sind. Hieraus kann so für den Messaufbau eine Bewertung hinsichtlich des Rauschverhaltens durchgeführt werden. Über die gewonnenen Kenngrößen (Mittelwert, Standardabweichung, Bestimmungsgrenze usw.) kann darauf geschlossen werden, welche minimalen Signalanteile noch detektierbar sind und für die Auswertung herangezogen werden können. Frequenzbereiche, bei denen die gemessenen Signale unterhalb dieser Grenze liegen, müssten bei der Auswertung ausgeschlossen werden.

Mit dem Auswerteverfahren war es außerdem möglich, bereits vorhandene Messdatensätze von Ausgleichsvorgängen auszuwerten, die der FGH von den Projektpartnern zur Verfügung gestellt wurden. Dabei handelte es sich um Zuschaltvorgänge eines Transformators und mehrerer MSCDN-Anlagen (Mechanical Switched Capacitor with Damping Network) im Übertragungsnetz. Die Messdaten stammen teilweise aus eigenen Messungen der Netzbetreiber oder auch aus automatisch aufgezeichneten Störschrieben.

### II.3.4 AP3.3 - Messung der Netzimpedanz, der Blind- und Wirkleistung an ausgewählten Netzknoten

Durch die Zuschaltung eines Kondensators treten ab dem Schaltzeitpunkt Ausgleichsvorgänge auf, welche in einem breiten Frequenzspektrum eine Anregung des Netzes verursachen. Der Verlauf der Spannungen und Ströme während dieses Vorgangs soll im Rahmen des Arbeitspaketes messtechnisch erfasst werden. Die gesammelten Messdaten werden im Anschluss aufbereitet, indem unter anderem der Vorzustand, vorhandene Störsignale und Nullsysteme eliminiert werden. Über die Bildung der Korrelationsfunktionen und deren Transformation in den Frequenzbereich kann daraus direkt die Netzimpedanz abgeleitet werden (siehe II.3.3).

Neben der frequenzabhängigen Netzimpedanz werden für die Modelloptimierungen außerdem noch die Wirk- und Blindleistung am untersuchten Knoten benötigt. Hierdurch erfolgt eine aggregierte Nachbildung der angeschlossenen Verbraucher, da diese aufgrund des enormen Modellierungsaufwandes und der dazu benötigten Informationen nicht einzeln abgebildet werden können. Blind- und Wirkleistungen können im Rahmen der Netzimpedanzmessung direkt aus den gemessenen

Spannungen und Ströme für Grund- und Oberschwingungen ermittelt werden. Hierbei ist geplant, zusätzlich zu den für die Impedanzmessung benötigten Strömen, weitere Verbraucherabgänge zu messen.

In Zusammenarbeit mit einem Projektpartner wurden fünf Zuschaltvorgänge einer MSCDN Anlage mit eigener Messtechnik aufgezeichnet. Die Schalthandlungen fanden in einem Zeitraum von 1,5 h statt. Dabei wurden Spannungen und Ströme auf der 380 kV Ebene und zusätzlich im unterlagerten 110 kV Netz erfasst. Aus den Daten wurde mit Hilfe des in II.3.3 entwickelten Auswertetools die frequenzabhängige Netzimpedanz für den Netzknoten bestimmt. Aus betriebstechnischen Gründen war es jedoch bei der Messung nicht möglich die ursprünglich zur Spannungsmessung angedachten frequenzlinearen Spannungswandler zu verwenden. Die Messwerte mussten über konventionelle Spannungswandler aufgenommen werden, welche im untersuchten Frequenzbereich mehrere Resonanzstellen aufweisen, wodurch oberhalb von 1 kHz große Unsicherheiten in den Ergebnissen zu erwarten sind. Aus diesem Grund wurde zunächst eine Wiederholung der Messung mit geeigneten Spannungswandlern ggfs. auch an einem anderen Standort angestrebt. Allerdings konnte in der verbleibenden Projektlaufzeit kein geeigneter Termin mehr vom Projektpartner festgelegt werden.

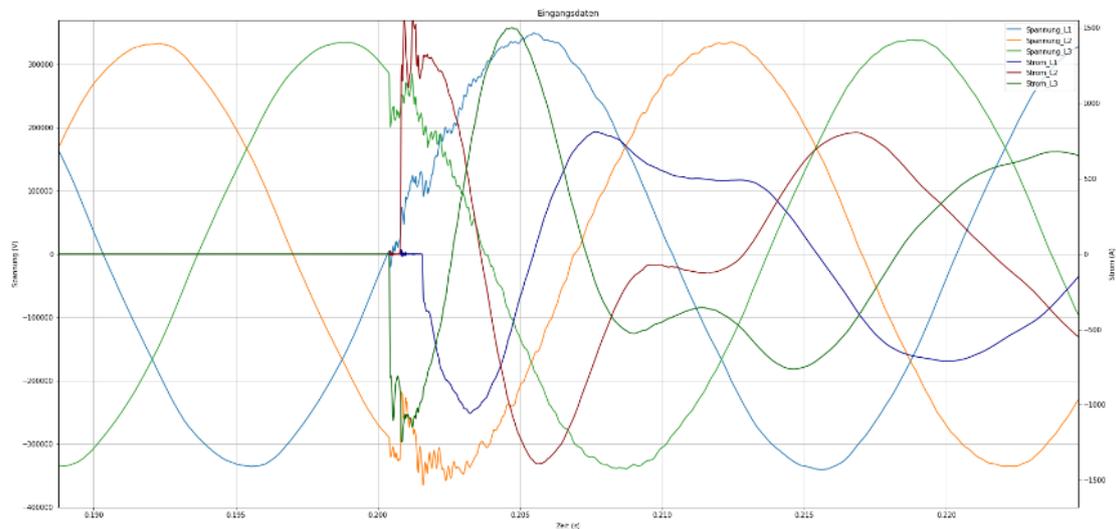


Abbildung 88: Spannung und Ströme bei der Zuschaltung der MSCDN-Anlage im 380 kV Netz

Abbildung 88 zeigt den Verlauf der Spannungen und Ströme bei der Zuschaltung der MSCDN-Anlage im 380 kV Netz. Es ist deutlich zu erkennen, dass die Zuschaltung in allen Phasen zum gleichen Zeitpunkt erfolgt. Aus diesem Grund ist die Anregung in bestimmten Phasen niedriger. Obwohl eine Zuschaltung aller Phasen mit hoher Anregung grundsätzlich durch ein gesteuertes Schalten möglich wäre, konnte dies aus Sicherheitsgründen nicht durchgeführt werden. Zum Vergleich ist in Abbildung 89 der Verlauf der Ströme im unterlagerten 110 kV Netz dargestellt. Die Schaltung der MSCDN-Anlage ist zwar auch hier feststellbar, die Anregung ist jedoch deutlich geringer.

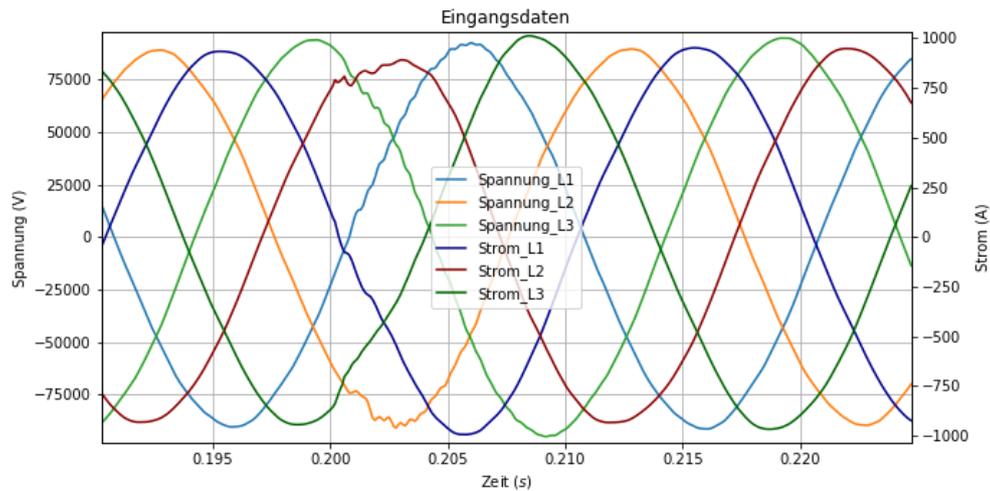


Abbildung 89: Gemessene Spannung und Ströme im unterlagerten 110 kV Netz bei der Zuschaltung der MSCDN-Anlage im 380 kV Netz

Die unterschiedliche Anregung in den einzelnen Phasen lässt sich auch in den Signalspektren erkennen (Abbildung 90). Teilweise liegen die Messwerte unter der ermittelten Bestimmungsgrenze, welche aus einer Nullmessung ermittelt wurde.

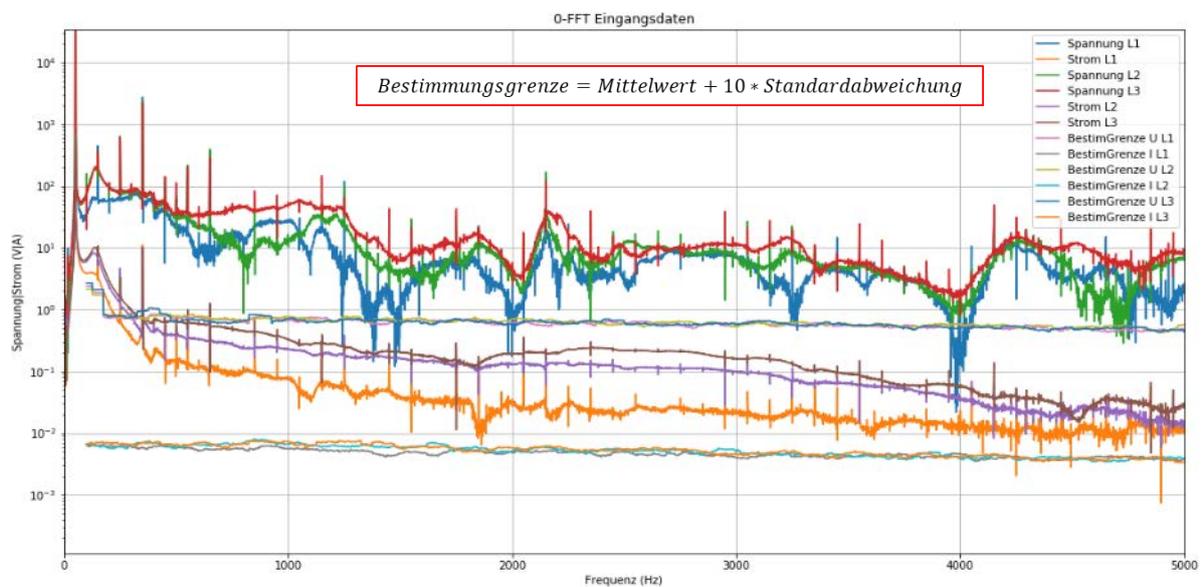


Abbildung 90: Signalspektren der aufgezeichneten Spannungen und Ströme

Die Bestimmung der Impedanz war daher in den Phasen mit geringer Anregung nur eingeschränkt möglich, wie die Abweichungen der Ergebnisse bei Versuch 4 in Phase L2 in Abbildung 91 zeigen.

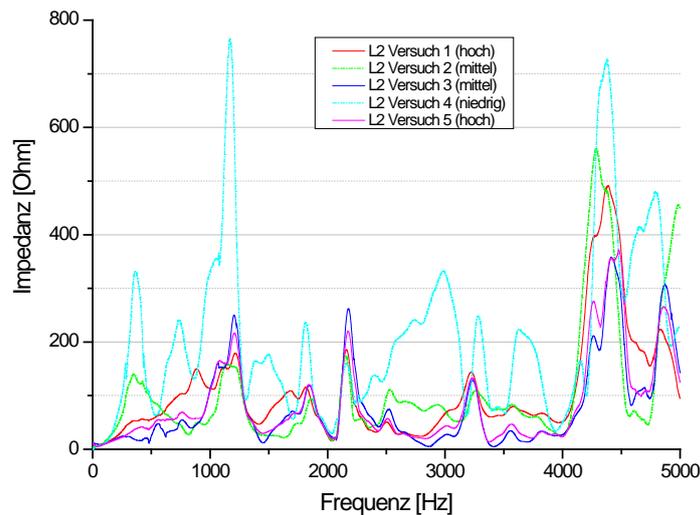


Abbildung 91: Abweichungen in der ermittelten Impedanz bei niedriger bis hoher Anregung

Bei Betrachtung lediglich der Fälle mit hoher Anregung unter allen Phasen ergibt sich ein etwas einheitlicheres Bild (Abbildung 92).

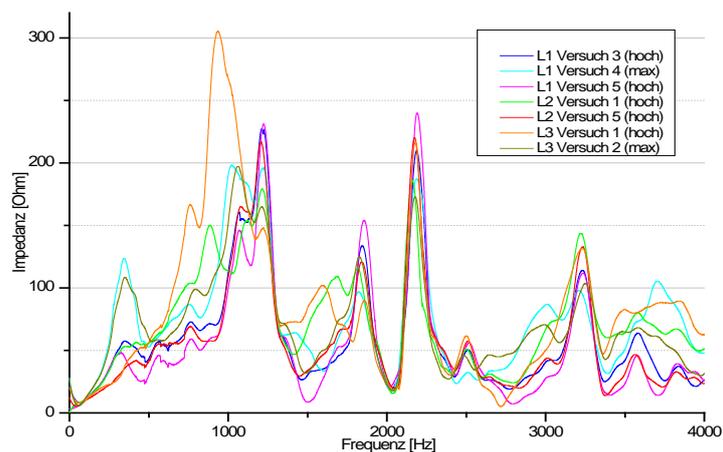


Abbildung 92: Impedanzverlauf über alle Phasen bei lediglich hoher Anregung

Auffällig ist der Bereich um etwa 2100 Hz. Wie auch aus Abbildung 93 und dem Signalspektrum der Spannungen in Abbildung 90 erkennbar ist, ist zu vermuten, dass bei dieser Frequenz eine Resonanzstelle der verwendeten Spannungswandler vorliegt.

Für die 110 kV Ebene sind die Ergebnisse in Abbildung 94 dargestellt. Bei Frequenzen größer als 1,5 kHz reicht die Anregung jedoch nicht mehr für eine zuverlässige Auswertung aus, selbst bei einer hohen Anregung im 380 kV Netz. Dies zeigt sich insbesondere auch in den Signalspektren der Stromsignale (Abbildung 95). Hier ist erkennbar, dass die Nutzsignale im Bereich der Bestimmungsgrenze liegen.

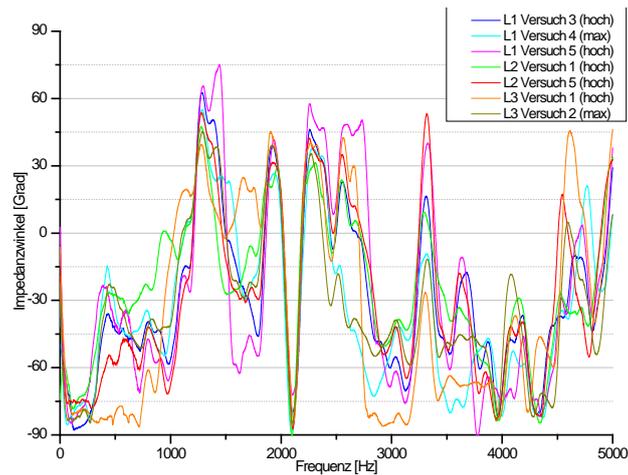


Abbildung 93: Darstellung des Phasengangs der ermittelten Impedanz

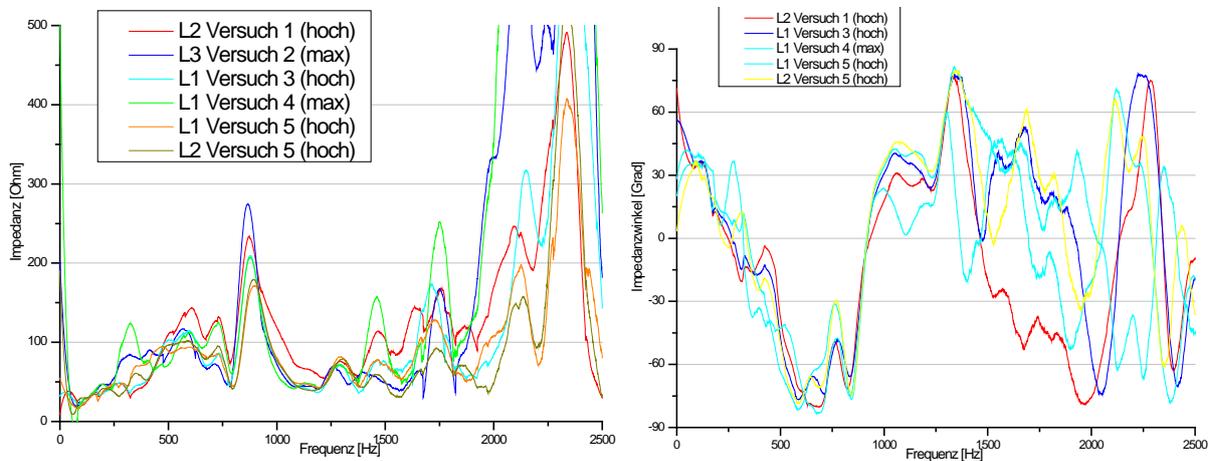


Abbildung 94: Ergebnisse der Impedanzbestimmung auf der 110kV Ebene

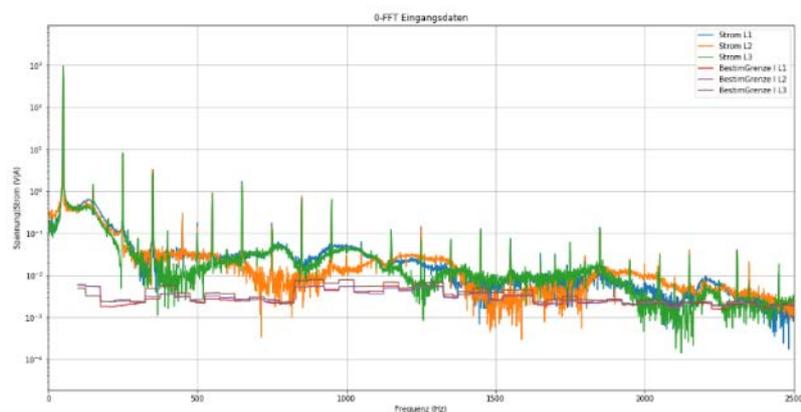


Abbildung 95: Signalspektren der Stromsignale auf der 110kV Ebene

Im Folgenden werden noch weitere Ergebnisse von bereitgestellten Messdaten der Projektpartner vorgestellt. In Abbildung 96 sind die Messdaten eines Zuschaltvorganges einer MSCDN-Anlage (250 Mvar) und der zugehörigen Signalspektren dargestellt. Insgesamt wurden fünf Zuschaltvorgänge in einem Zeitraum von 3 h aufgezeichnet. Die Spannungsmessung erfolgte mit Hilfe von kapazitiven Teilern,

weshalb in diesem Fall keine Messfehler durch Resonanzen wie bei konventionellen Spannungswandlern zu erwarten sind.

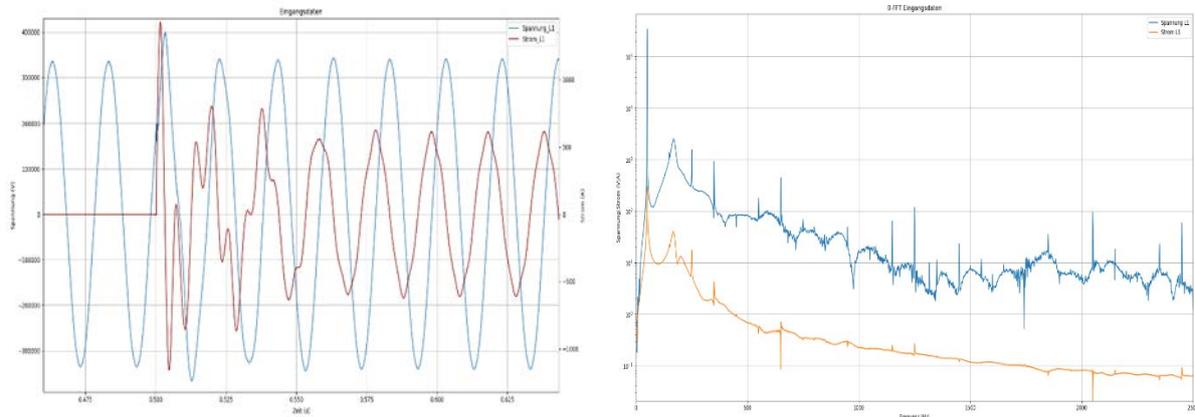


Abbildung 96: Eingangsdaten und zugehörige Signalspektren von bereitgestellten Messdaten eines Zuschaltvorgangs einer MSCDN-Anlage

Abbildung 97 zeigt die Ergebnisse der Impedanzbestimmung für den Standort der MSCDN-Anlage. Während der Verlauf bis etwa 500 Hz noch etwa konstant ist, treten über den Zeitraum von 3 h bei höheren Frequenzen einige Schwankungen auf. Dennoch ist grundsätzlich eine Parallelresonanz (Impedanzmaximum) bei 600 Hz und 2000 Hz zu erkennen. Eine Serienresonanz (Impedanzminimum) tritt bei etwa 1300 Hz auf.

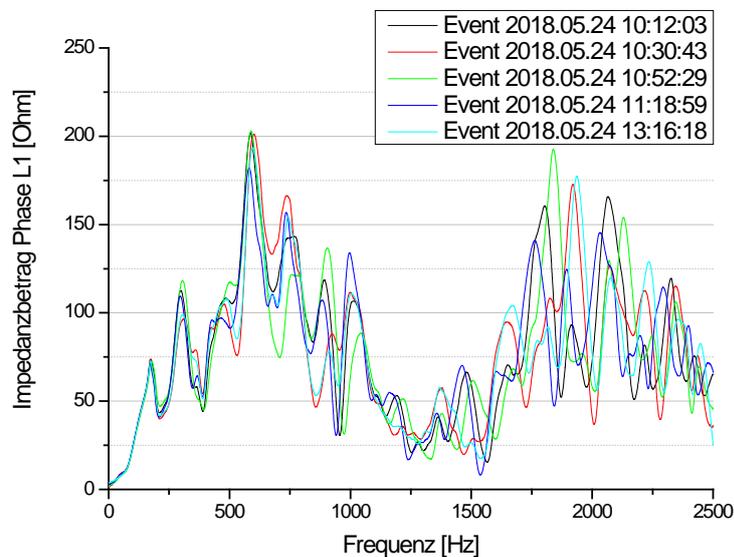


Abbildung 97: Impedanz der Phase L1 im zeitlichen Verlauf von 3h

Von einem weiteren Projektpartner wurden Messdaten von insgesamt 43 Zuschaltvorgängen einer MSCDN-Anlage zur Verfügung gestellt. Die Daten stammen aus Störschriebeaufzeichnungen der vorhandenen Schutzgeräte. Die Daten wurden im Jahr 2015 und in einem Zeitfenster von 3 Monaten im Jahr 2019 mit einer Abtastrate von 8 kHz aufgezeichnet. Die Spannungen wurden mit konventionellen Wandlern durchgeführt, weshalb mit Resonanzeffekten der Spannungswandler und entsprechenden Messfehlern zu rechnen ist.

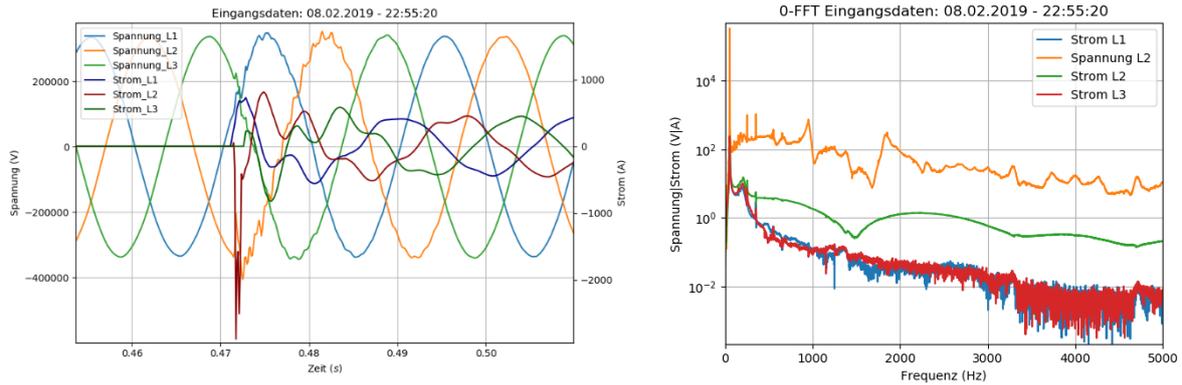


Abbildung 98: Eingangsdaten und Signalspektren von der Zuschaltung einer weiteren MSCDN-Anlage

Abbildung 98 zeigt die Eingangsdaten von einem Zuschaltvorgang der betreffenden MSCDN-Anlage. Es ist zu erkennen, dass insbesondere die Stromsignale (hier Phase L1 und L3) stark verrauscht sind. Daher muss davon ausgegangen werden, dass die Messbedingungen (Messbereich, Wandlerauflösung und Anregung) für eine Auswertung in diesem Fall nicht optimal sind. Eine Besonderheit ergibt sich in diesem Fall jedoch aufgrund eines Fehlers in der Schaltersteuerung der MSCDN-Anlage. Eigentlich sollte die Zuschaltung gesteuert erfolgen, um eine Zuschaltung im Spannungsmaximum zu vermeiden. Wie aus Abbildung 98 ersichtlich ist, war diese Funktion jedoch während des Zeitraums gestört und die Zuschaltung erfolgte in Phase L2 im Spannungsmaximum. Das betreffende Stromsignal ist deutlich stärker und ohne Rauschanteile. Da diese Fehlfunktion mehrfach aufgetreten ist, konnte dies genutzt werden, um eine Bestimmung der Impedanz für die betreffenden Phasen durchzuführen. Die Ergebnisse sind in Abbildung 99 dargestellt. Die rot gekennzeichneten Bereiche der Ergebnisse müssen aufgrund vermuteter Resonanzstellen der Spannungswandler ausgeklammert werden.

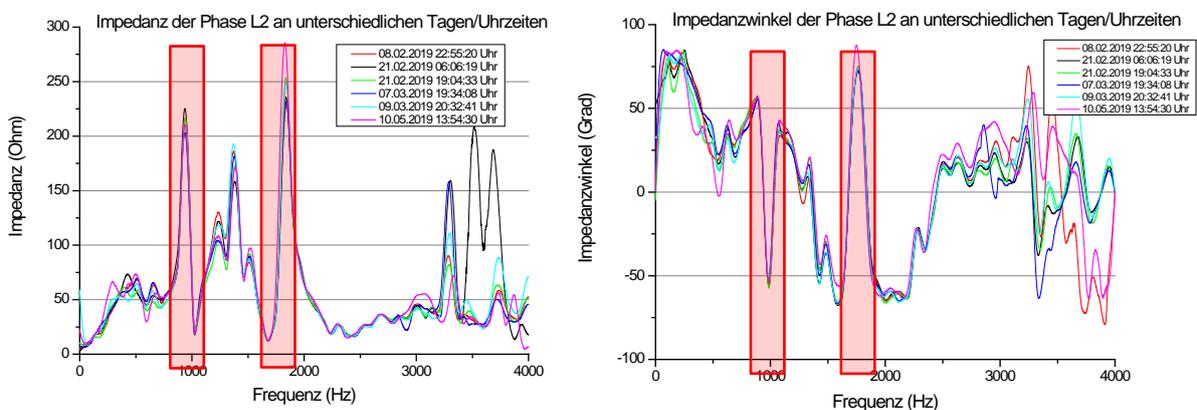


Abbildung 99: Impedanzbetrag und Phasenwinkel der Phase L2 bei Zuschaltung der MSCDN-Anlage im Spannungsmaximum

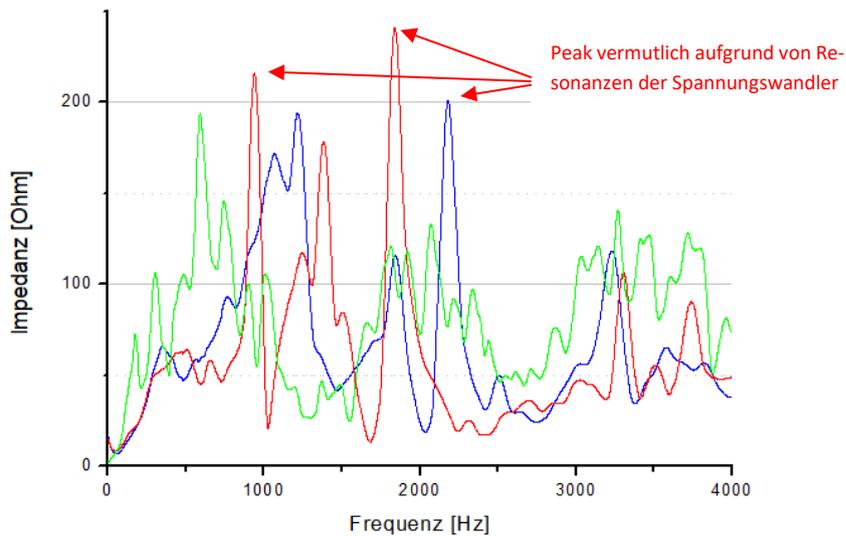


Abbildung 100: Vergleich der Ergebnisse der Impedanzbestimmung der drei MSCDN-Anlagen Standorte

Abbildung 100 zeigt insgesamt den Vergleich der Ergebnisse an den drei betrachteten Netzknoten (Standorte in ganz Deutschland verteilt), an denen Messdaten von Zuschaltvorgängen von MSCDN-Anlagen ausgewertet werden konnten. Bei der roten und der blauen Kurve müssen dabei bestimmte Frequenzbereiche aufgrund von Resonanzeffekten ausgeklammert werden.

Weiter konnten noch Messdaten vom Zuschaltvorgang eines 220 kV Inselnetzes ausgewertet werden. Der grundsätzliche Aufbau bei diesem Versuch ist in Abbildung 101 dargestellt. Betrieben wurde das Netz über einen Generator G mit angeschlossenem Kabelstück und Freileitung. Weitere Verbraucher waren nicht angeschlossen. Die Anregung erfolgte durch die Zuschaltung eines leerlaufenden 220 kV/380 kV Transformators.

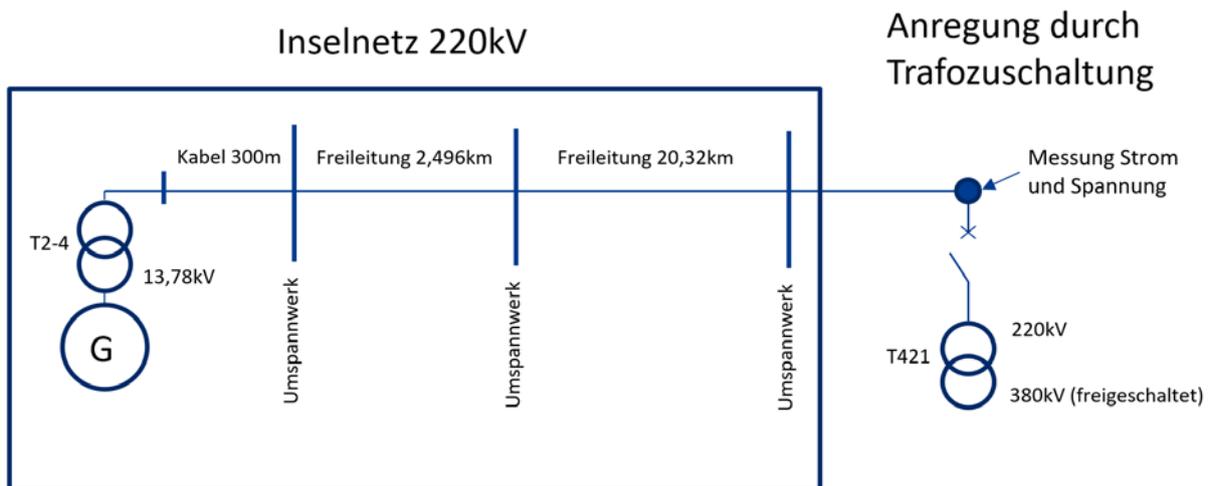


Abbildung 101: Zuschaltung eines 220kV Inselnetzes

Die Spannungen und Ströme bei Zuschaltvorgang des leerlaufenden Transformators sind in Abbildung 102 dargestellt. Der Verlauf der Ströme ist stark von der Sinusform abweichend und wie bereits in Abbildung 77 dargestellt, hauptsächlich durch Oberwellenströme verursacht. Die Anregung von Frequenzanteilen zwischen den Harmonischen fällt in diesem Fall grundsätzlich geringer aus.

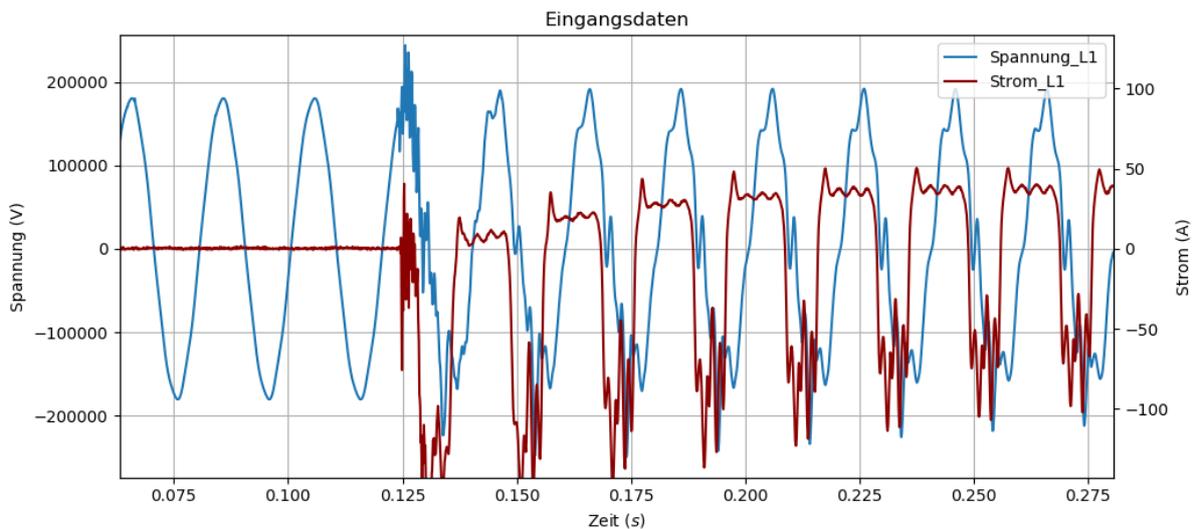


Abbildung 102: Spannung und Ströme beim Zuschaltvorgang des leerlaufenden Transformators

Die Ergebnisse der Impedanzbestimmung sind in Abbildung 103 dargestellt. Es sind zwei Polstellen bei 360 Hz und 1400 Hz zu erkennen.

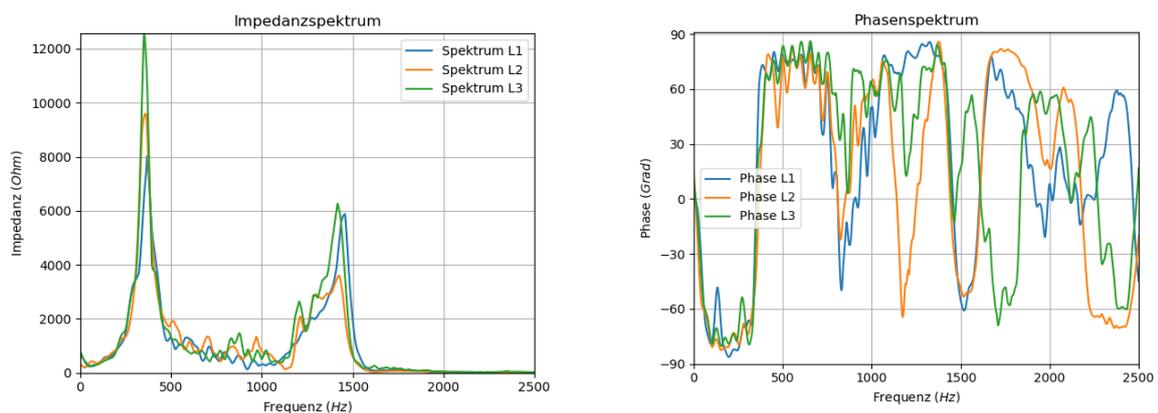


Abbildung 103: Auswertungsergebnisse der Impedanzbestimmung des Inselnetzes

Aufgrund der Einfachheit des Inselnetzes mit geringer Ausdehnung und wenigen Komponenten hat es sich angeboten, das Netz in EMTP nachzubilden und den Zuschaltvorgang zu simulieren. Die Netzparameter (Generator, Kabel, Freileitungen usw.) wurden dabei aus einem vorhandenen Netzdatensatz abgelesen und für die Erstellung des Simulationsmodells verwendet (Abbildung 104).

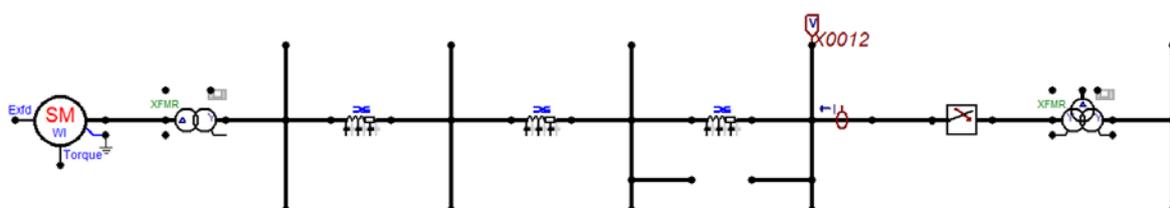


Abbildung 104: EMTP Modell des Inselnetzes mit leerlaufendem Transformator

Bei der Auswertung der so gewonnenen Daten konnte zwar der grundsätzliche Verlauf der Impedanz des Netzes mit zwei Polstellen rekonstruiert werden. Jedoch ergaben sich deutliche Abweichungen bei der Frequenz der beiden Polstellen mit Abweichungen von 100 Hz und 4,3 kHz (Abbildung 105). Eine entsprechende Simulation, welche beim Projektpartner durchgeführt wurde, ergab ebenfalls Abweichungen bei der Ermittlung der Polstellen von 100 Hz und 600 Hz.

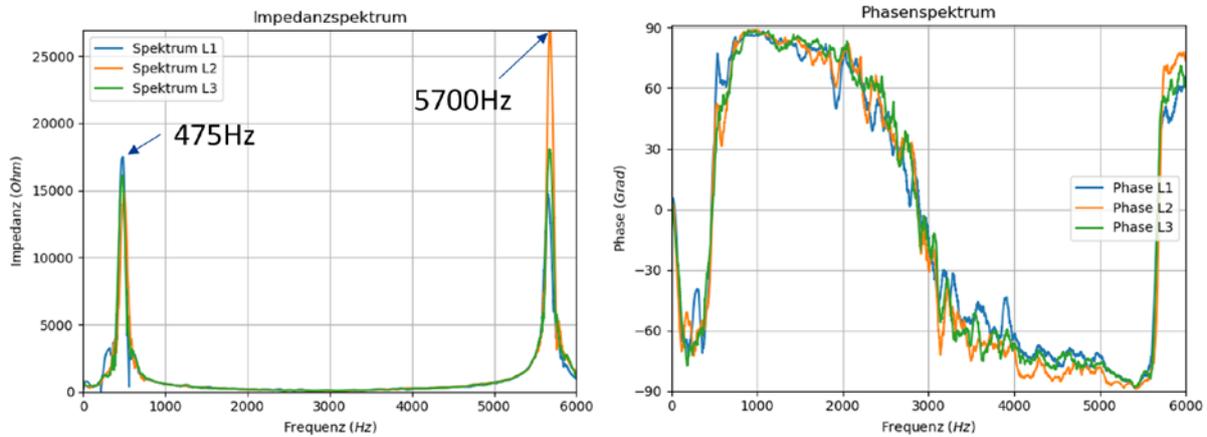


Abbildung 105: Ergebnisse der Impedanzbestimmung aus der Simulation

Diese Abweichungen zwischen Simulation und Messung verdeutlichen noch einmal klar die Schwierigkeiten, die sich bei der Nachbildung und Simulation von komplexen Netzen ergeben. Aufgrund der Vielzahl an Modellparametern, die beachtet werden müssen und teilweise auch nicht bekannt sind, zeigt sich die Wichtigkeit von vergleichenden Messungen zur Validierung von Simulationsdaten.

### II.3.5 AP3.4 - Messung von Oberschwingungsspannungen und -strömen

Oberschwingungen beeinträchtigen die Netzqualität durch eine Verzerrung der idealerweise sinusförmigen Versorgungsspannung. Ursache von Oberschwingungen sind nicht lineare Verbraucher, wie z.B. Transformatoren oder der in letzter Zeit vermehrte Einsatz von leistungselektronischen Betriebsmitteln. Die nicht sinusförmigen Verbraucherströme erzeugen an den Netzimpedanzen einen Spannungsabfall, wodurch es zu einer Verzerrung der Versorgungsspannung kommt.

Eine Verschiebung von Resonanzstellen der Netzimpedanz durch den vermehrten Ausbau mit Kabelstrecken kann dadurch zu veränderten Verhältnissen bezüglich der Spannungsverzerrung führen und somit auch die Netzqualität negativ beeinflussen. Ein hoher vorherrschender Oberschwingungsstromanteil bei einer bestimmten Frequenz würde bei einer Verschiebung einer Resonanzstelle in diesen Frequenzbereich hinein zu höheren Oberschwingungsspannungen führen.

In diesem Arbeitspaket wurde der aktuelle Belastungszustand durch Oberschwingungsströme im Höchstspannungsnetz untersucht. Um ein ganzheitliches Bild des Ist-Zustandes zu erhalten, soll an verschiedenen Punkten im Netz und kontinuierlich über einen längeren Zeitraum von einigen Wochen gemessen werden, um sämtliche Lastzustände abzudecken.

Aufgrund von internen Sicherheitsbestimmungen durften diese Messungen nicht durch die FGH selbst durchgeführt werden. Allerdings wurden aktuelle Messungen durch einen Projektpartner mit Hilfe von installierten Power Quality Störschreibern durchgeführt und die Messdaten zur Verfügung gestellt. Die Aufzeichnung erfolgte dabei über einen Zeitraum von 50 Wochen an einem Standort.

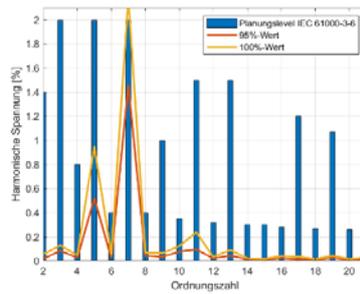


Abbildung 106: Oberschwingungspegel bereit gestellt durch Projektpartner (2019)

Abbildung 106 zeigt die Oberschwingungspegel bis zu Ordnungszahl 21 und die zugehörigen Planungspegel nach IEC 61000-3-6. Es ist zu erkennen, dass die 5. und 7. Harmonische am deutlichsten ausgeprägt ist. Weitere bedeutende Anteile sind bei der 3., 11. und 13. Harmonischen zu erkennen. In Abbildung 107 ist beispielhaft für die 5. und 11. Harmonische der Verlauf der Pegel über einen Zeitraum von 50 Wochen dargestellt.

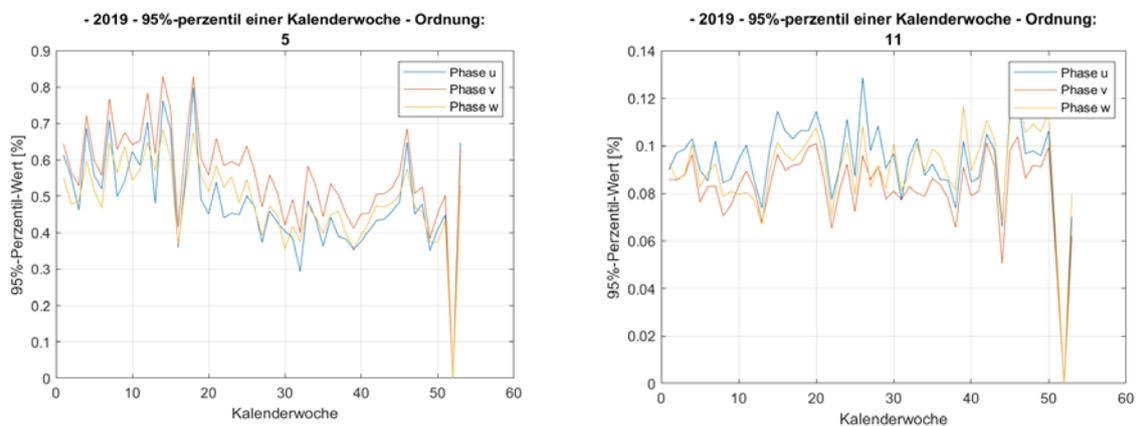


Abbildung 107: Verlauf der 5. und 11. Harmonischen über einem Zeitraum von 50 Wochen (bereitgestellt durch Projektpartner)

Zum Vergleich wurden eigene Messungen der FGH von Oberschwingungspegeln, welche im Jahr 2007 in insgesamt drei Umspannwerken im 380kV Netz gemessen wurden, herangezogen (s. Abbildung 108 bis Abbildung 110). Wie aus den Ergebnissen zu erkennen ist, haben sich die Pegel im Zeitraum von 2007 bis 2019 nicht wesentlich geändert. Die Oberschwingungspegel der 5. und 7. Harmonischen waren auch im Jahr 2007 bereits am stärksten ausgeprägt, die Pegel liegen im vergleichbaren Bereich.

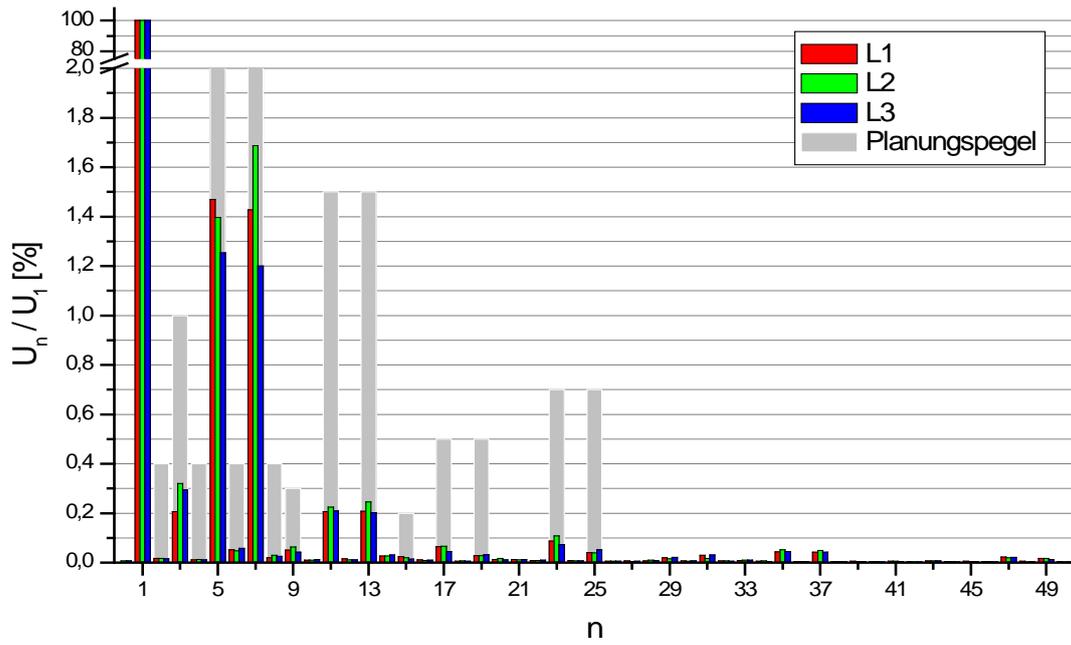


Abbildung 108: Oberschwingungspegel aus FGH Messung im Jahr 2007 (Station 1: 380kV)

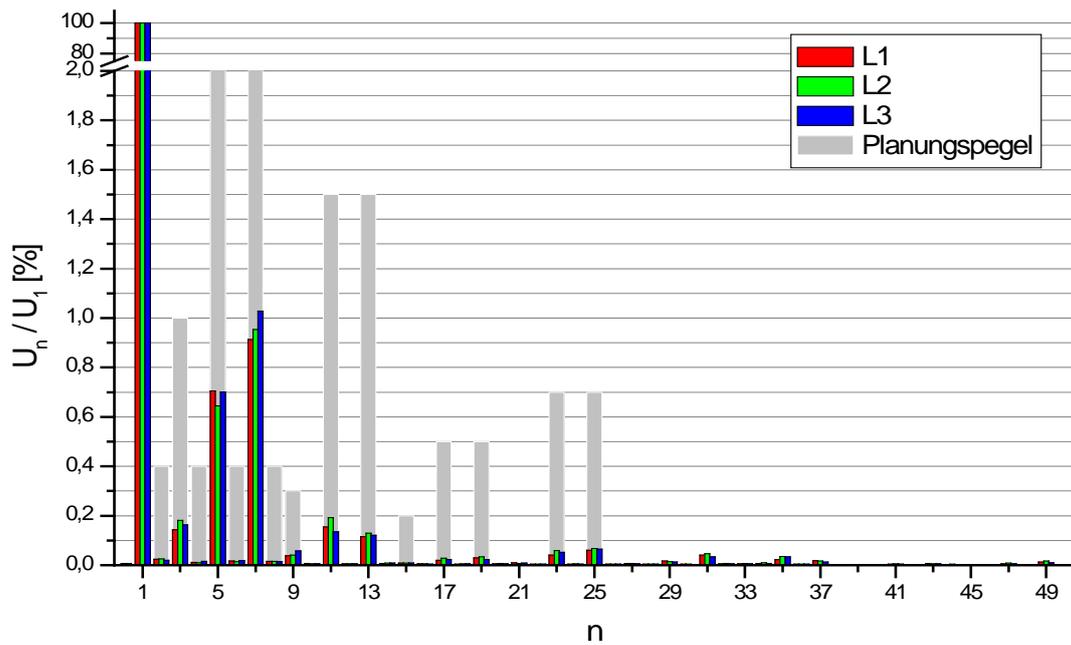


Abbildung 109: Oberschwingungspegel aus FGH Messung im Jahr 2007 (Station 2: 380kV)

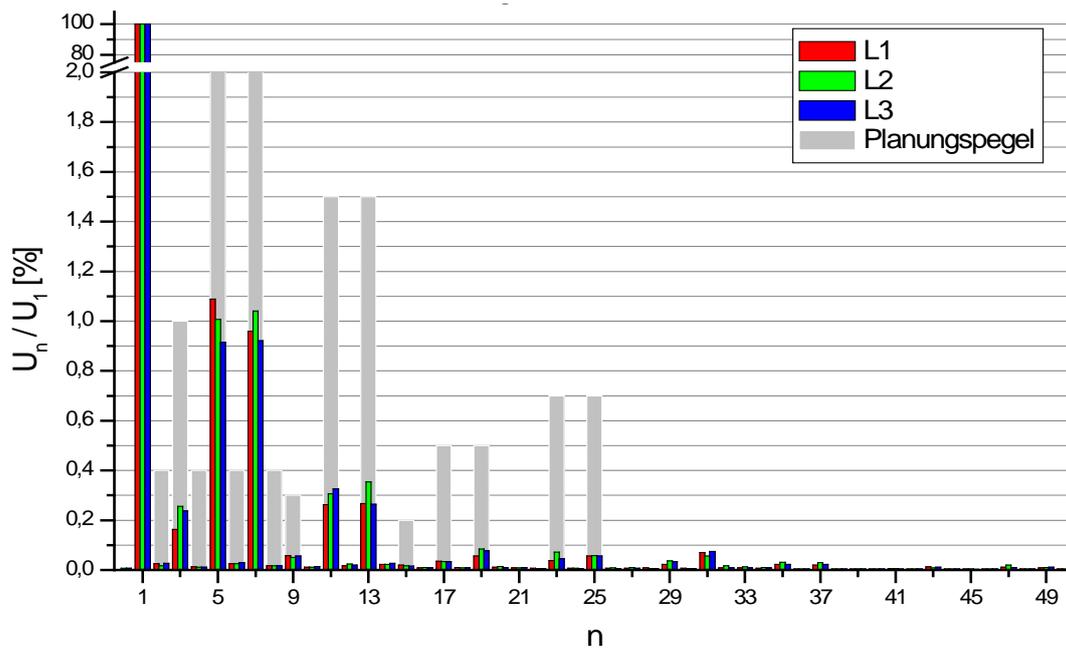


Abbildung 110: Oberschwingungspegel aus FGH Messung im Jahr 2007 (Station 3: 380kV)

### II.3.6 AP3.5 - Vermessung von bereits verlegten 380-kV Kabelstrecken

Die frequenzabhängigen Eigenschaften von Kabeln werden von den Kabelherstellern selbst während den Abnahmeprüfungen nicht detailliert vermessen. Diese Parameter sind jedoch essenziell für eine zuverlässige Abbildung der Kabel in den vorhandenen Netzsimulationsprogrammen.

In diesem Arbeitspaket wurde daher geplant Messungen an Kabelstrecken durchzuführen und so wertvolle Informationen für die Modellierung zu gewinnen, um zukünftig den Einfluss der Kabel auf die Netzimpedanz genauer modellieren zu können. Ein am Projekt beteiligter Übertragungsnetzbetreiber verfügt bereits über einige Kabelstrecken, welche für diese Untersuchung verwendet werden konnten (Abbildung 111). Da für die Messung spezialisierte Messhardware erforderlich ist, über welche die FGH selbst nicht verfügt, wurde diese Untersuchung in Zusammenarbeit mit einem externen Partner geplant. Zunächst wurde, wie bereits bei der Vermessung der frequenzabhängigen Netzimpedanz (Kapitel II.3.4), eine detaillierte Beschreibung des Ablaufs der Messung für den internen Genehmigungsprozess des Übertragungsnetzbetreibers erstellt.

Für die Untersuchung muss die Kabelstrecke zunächst freigeschaltet und von anderen Anlagenteilen abgetrennt werden. Parallele Leitungen sollten ebenfalls freigeschaltet und geerdet werden, um die Messungen am Kabel nicht zu beeinflussen. Aufgrund der linearen Spannungsabhängigkeit kann das spannungslose Kabel dann mit einem Prüfgerät mit niedriger Prüfspannung vermessen werden. Prüfspannungen können mit variabler Frequenz angelegt werden und aus den gemessenen Strömen der frequenzabhängige Impedanzverlauf ermittelt werden.

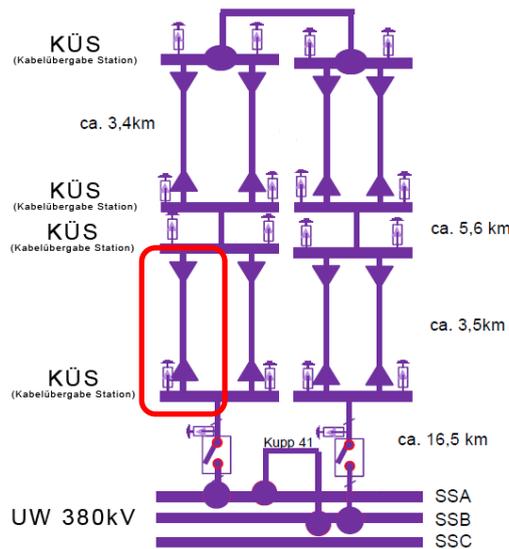


Abbildung 111: Übersicht zum Verlauf der 380kV Kabelstrecke mit 4 parallelen Systemen (rot: gemessene Kabelstrecke)

Alternativ kann mit Hilfe des Verfahrens der „Sweep Frequency Response Analysis“ (SFRA) die Übertragungsfunktion der Kabelstrecken bestimmt und daraus die frequenzabhängige Impedanz ermittelt werden (Abbildung 112). Dieses Verfahren wurde auch verwendet, um die Frequenzgangmessung an der 3,5 km langen 380 kV Kabelstrecke durchzuführen. Hierbei erfolgt zunächst eine Bestimmung der Spannungsübertragungsfunktion des Prüflings, woraus dann auch die Impedanz berechnet werden kann.

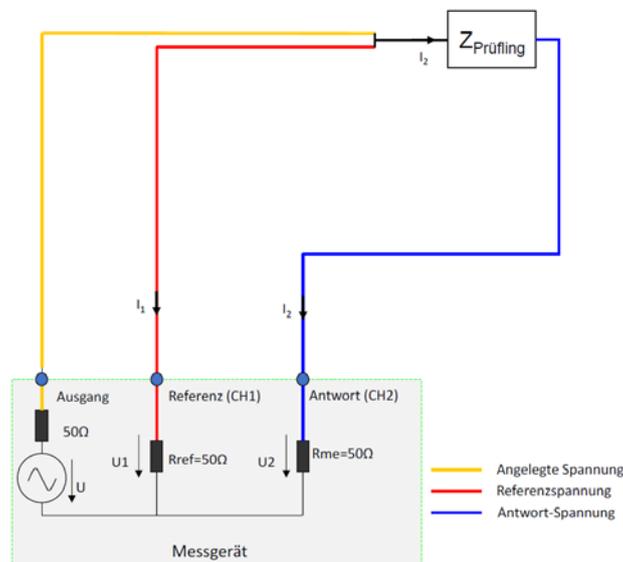


Abbildung 112: Messaufbau bei der Sweep Frequency Response Analysis (SFRA)

Aus den gemessenen Spannungen U1 und U2 werden sowohl der Betrag (m) als auch die Phasenwinkel (φ) für die Bode-Darstellung der Übertragungsfunktion berechnet.

$$m = 20 \log_{10} \left( \frac{|U2|}{|U1|} \right) \qquad \varphi = \angle U2 - \angle U1$$

Der Zusammenhang zwischen der gemessenen Übertragungsfunktion ( $G$ ) und der Impedanz des Prüflings kann folgender Gleichung entnommen werden.

$$G = \frac{U_2(f)}{U_1(f)} = \frac{R_{me}}{R_{me} + Z_{Prüfling}(f)}$$

Aus der Übertragungsfunktion und dem Eingangswiderstand des Messkanals ( $R_{me}$ ) kann über eine Umrechnung die Impedanz des Prüflings bestimmt werden.

Ähnlich wie bei Transformatoren ist für eine vollständige Messung des Frequenzganges eines Kabels die Durchführung von zwei unterschiedlichen Frequenzgangmessungen erforderlich (Leerlauf-Frequenzgangmessung und Kurzschluss-Frequenzgangmessung). Bei der Leerlauf-Frequenzgangmessung wird hauptsächlich die Querimpedanz (Kapazität und dielektrische Verluste) eines Kabels gemessen (Abbildung 113). Bei der Kurzschluss-Frequenzgangmessung dominiert die Längsimpedanz (Induktivität und Leiterwiderstand) des Kabels (Abbildung 114). Aus der Kombination der beiden Messungen besteht die Möglichkeit, eine vollständige Parameterbestimmung eines Kabels durchzuführen. Ergänzend zu den klassischen Leerlauf- und Kurzschlussmessungen wurde eine Messung der Abschirmung gegen Erde durchgeführt, um die frequenzabhängige Impedanz der Abschirmung bestimmen zu können.

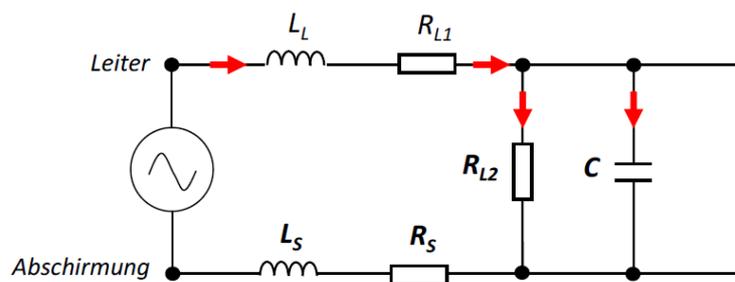


Abbildung 113: Vereinfachtes Ersatzschaltbild eines Kabels für eine Leerlauf-Frequenzgangmessung

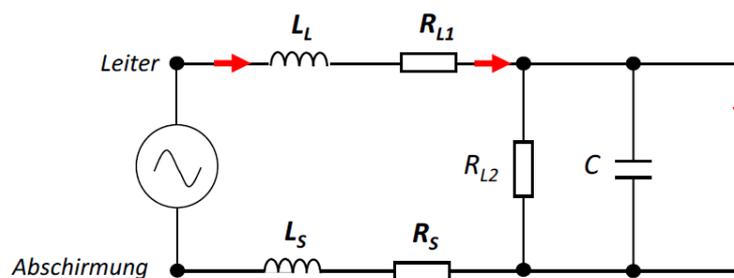


Abbildung 114: Vereinfachtes Ersatzschaltbild eines Kabels für eine Kurzschluss-Frequenzgangmessung

An die freigeschaltete Kabelstrecke wurde an einem Kabelende die Messtechnik angeschlossen (Abbildung 115). An der Gegenstation wurde das zu untersuchende Kabel einmal kurzgeschlossen und einmal offen betrieben und jeweils die Übertragungsfunktion bzw. die Impedanz bestimmt. Im Kurzschlussfall überwiegen dabei eher die Längsimpedanzen (Induktivität und Widerstand des Leiters) und im Leerlauf die Querkomponenten der Kabelimpedanz (Kapazität und Ableitwiderstand). Die benachbarten Phasen waren während der Messung an beiden Enden kurzgeschlossen und geerdet. Die Messung wurde für jede Phase wiederholt.



Abbildung 115: Messleitungen am Kabelendverschluss (links); Messsystem: Omicron FRANEO 800 (rechts)

Der Messaufbau und der ermittelte Impedanzverlauf für den Kurzschlussfall des Kabels sind in Abbildung 116 und Abbildung 117 dargestellt. Die Phasen U, V und W weisen trotz Fertigungstoleranzen sehr ähnlich Verläufe auf. Der Phasenverlauf zeigt, dass bei Frequenzen >100 Hz die Impedanz zunehmend einen induktiven Charakter annimmt. Die erste Resonanzstelle liegt bei ca. 3,75 kHz. Aufgrund eines lokalen Maximums im Betrag handelt es sich hierbei um eine Parallelresonanz.

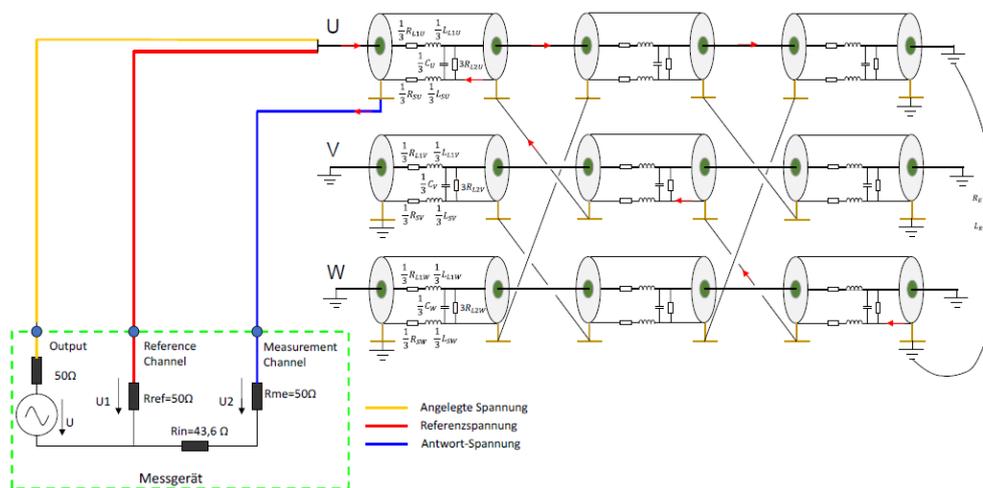


Abbildung 116: Messaufbau zur Messung der Übertragungsfunktion an Phase U bei kurzgeschlossenem (geerdetem) Kabel

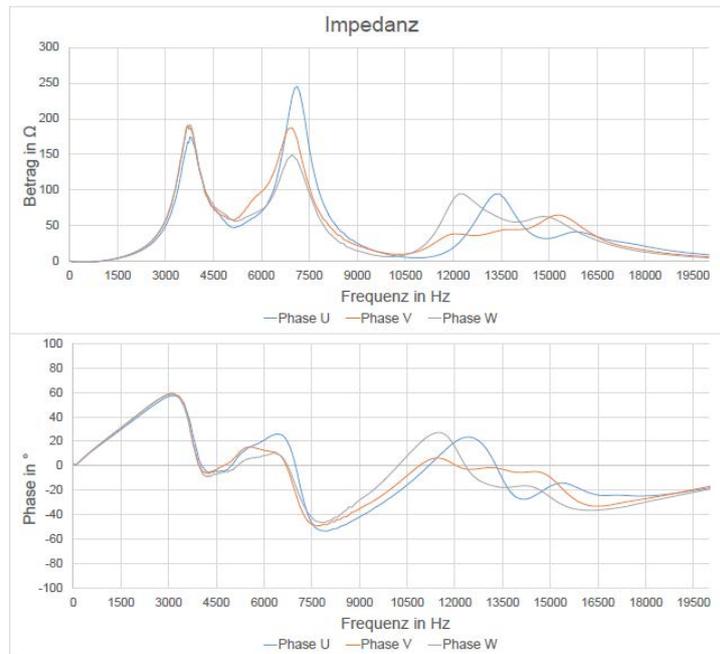


Abbildung 117: Impedanz des Kabels bei der Kurzschlussmessung (Leiter an Gegenstation geerdet)

Der Messaufbau und der ermittelte Impedanzverlauf für den Leerlauf des Kabels sind in Abbildung 118 und Abbildung 119 dargestellt. Zu sehen ist, dass die Impedanz in der Phase im niedrigen Frequenzbereich einen stark kapazitiven Charakter aufweist und dieser mit steigender Frequenz geringer wird. Ebenfalls wird der Betrag der Impedanz mit steigender Frequenz niedriger. Eine erste Resonanzfrequenz ist bei ca. 10 kHz festzustellen. Aufgrund eines lokalen Minimums im Betrag handelt es sich hierbei um eine Reihenresonanz.

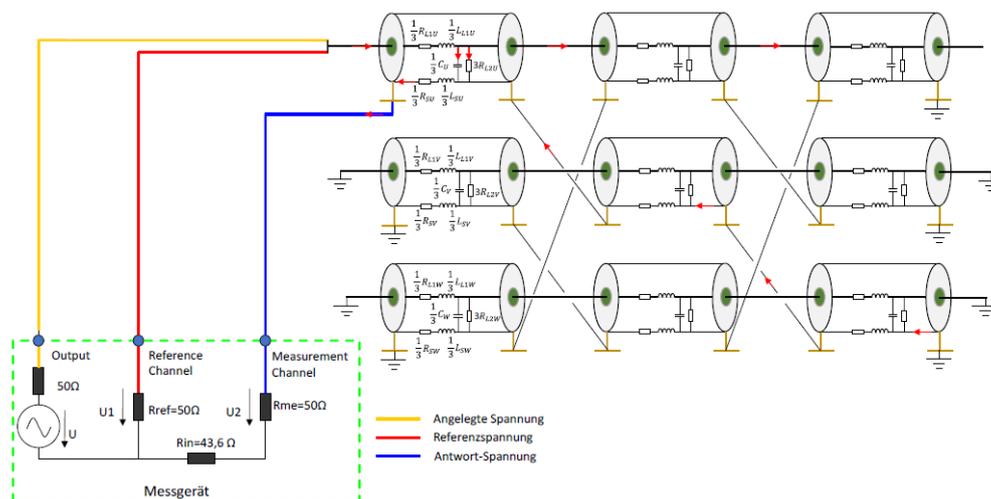


Abbildung 118: Messaufbau zur Messung der Übertragungsfunktion an Phase U bei leerlaufendem Kabel

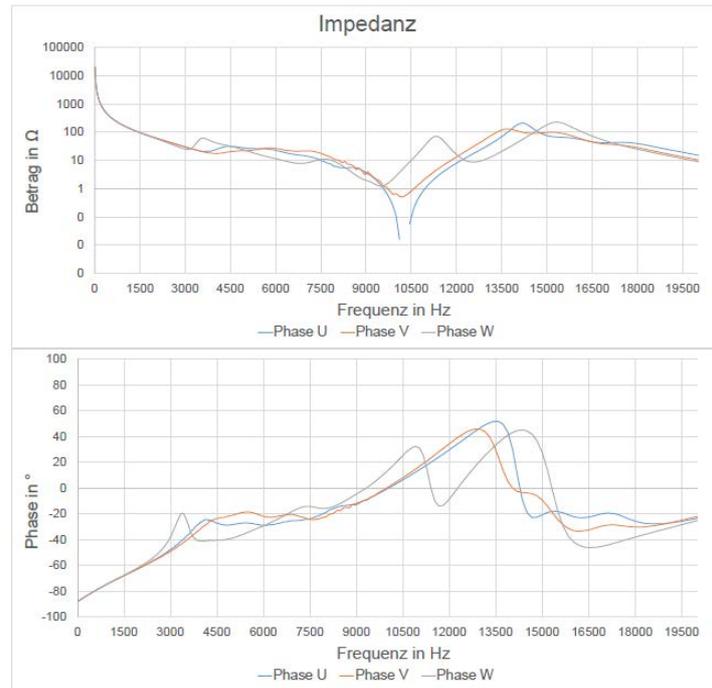


Abbildung 119: Impedanz des Kabels bei der Kurzschlussmessung

Gemäß Datenblatt des vermessenen Kabeltyps hat das Kabel eine Kapazität von  $0,247 \mu\text{F}/\text{km}$ . Da die vermessene Kabelstrecke eine Länge von  $3,5 \text{ km}$  aufweist, beträgt die Kapazität über die gesamte Länge  $0,8645 \mu\text{F}$ . Der Vergleich zwischen der aus dem Frequenzgang ermittelten Kapazität bei  $50 \text{ Hz}$  und dem Datenblatt ist ebenso wie die daraus resultierende Abweichung in der Tabelle 13 dargestellt. Es gilt zu beachten, dass aufgrund des Messaufbaus unter Berücksichtigung der Verdrillung der Kabelschirme eine direkte Vergleichbarkeit zwischen Datenblatt und Messdaten nicht eindeutig ist.

Tabelle 13: Vergleich der umgerechneten Kapazitäten mit den Kapazitäten gemäß Datenblatt

C [ $\mu\text{F}$ ]			
	Datenblatt	Ermittelt aus Messung	Abweichung [%]
U	0,8645	0,802	7,22
V	0,8645	0,805	6,88
W	0,8645	0,805	6,88

Tabelle 14 zeigt die Ergebnisse aus der Berechnung von  $R_{L2}$  aus dem Datenblatt und aus der Messung. Es ist eine deutliche Abweichung zwischen dem Datenblatt und der Messung erkennbar. Dadurch, dass die Kabel in drei Teilabschnitte unterteilt und die Schirme ausgekreuzt sind, stellt sich ein vom Datenblatt abweichendes Verhalten des Kabelsystems dar. Dies macht sich insbesondere im Ableitwiderstand bemerkbar. Durch die geometrisch höhere Distanz zwischen dem Leiter und dem Schirm im 2. und 3. Abschnitt, ergibt sich somit auch ein höherer Ableitwiderstand über die gesamte Länge des Kabels.

Tabelle 14: Vergleich der Ableitwiderstände  $R_{L2}$  zwischen dem Datenblatt und der Leerlaufmessung

$R_{L2} [\Omega]$			
	Datenblatt	Ermittelt aus Messung	Abweichung [%]
U	23304	265000	10,37
V	23304	271000	10,63
W	23304	268000	10,50

Aufgrund der Tatsache, dass die Kabelstrecke in 3 Teilabschnitte unterteilt und die Kabelschirme ausgekreuzt wurden, ist eine direkte Vergleichbarkeit mit den Parametern aus dem Datenblatt nicht eindeutig. Nichtsdestotrotz stellen die Messergebnisse eine sehr gute Grundlage dar, um Simulationsmodelle mit den Messdaten abzugleichen. Bei der Durchführung von Simulationen unter den gleichen Messaufbauten soll es möglich sein, die Erkenntnisse aus den durchgeführten Messungen zur Validierung von Simulationsmodellen zu verwenden.

### II.3.7 Gegenüberstellung der geplanten und erzielten Ergebnisse

**Ziel:** Identifizierung geeigneter Messstandorte für die weiteren Arbeitspakete und Untersuchung bereitgestellter Messdaten hinsichtlich einer Eignung zur Datenanalyse

Die Durchführung eigener Messungen durch die FGH konnte mit einem Übertragungsnetzbetreiber vereinbart werden. Aufgrund von Sicherheitsbedenken bei den anderen Partnern hat sich herausgestellt, dass in den Netzen dieser Partner keine Messungen durch die FGH möglich sind. Hierdurch ergibt sich eine deutliche Einschränkung der möglichen Messstandorte und der damit abdeckbaren Netzbereiche.

Weiter wurden mehrere existierende Messdatensätze von Zuschaltvorgängen durch die Projektpartnern bereitgestellt. Allerdings wurden die Daten teilweise nicht unter optimalen Bedingungen aufgezeichnet oder die eingesetzte Messtechnik konnte nicht mehr nachvollzogen werden. Hierdurch lassen sich die zu erzielenden Auswertegenauigkeiten kaum bestimmen. Auch lässt sich nicht mehr nachvollziehen, welche Frequenzbereiche beispielsweise durch vorhandene Resonanzstellen in den Spannungswandlern nicht auswertbar sind.

Durch die geringe Auswahl möglicher Messstandorte für eigene Messungen und durch die teilweise nicht mehr nachvollziehbaren Messbedingungen bei vorhandenen Messdatensätzen ergeben sich Einschränkungen hinsichtlich des Umfangs und der Qualität der zu erwartenden weiteren Ergebnisse.

Die Ergebnisse hierzu sind in II.3.2 detailliert beschrieben.

**Ziel:** Entwicklung eines Verfahrens zur Messung der frequenzabhängigen Netzimpedanz in der Höchstspannungsebene.

Es konnte ein bekanntes Mess- und Analyseverfahren aus der Mittelspannungsebene auf die Bedingungen in der Höchstspannungsebene übertragen werden. Dazu wurde zunächst der Auswertalgorithmus in Python implementiert. Zu Erprobung und Verifizierung wurden Datensätze zur Auswertung mit Hilfe des Electromagnetic Transients Program (EMTP) erzeugt und durch Messung an einem Labormodell gewonnen. Die Referenzkurven der frequenzabhängigen Impedanz der Modellnetze konnten nahezu fehlerfrei aus den synthetisch erzeugten Daten rekonstruiert werden.

Die Ergebnisse hierzu sind in II.3.3 detailliert beschrieben.

**Ziel:** *Messtechnische Bestimmung der frequenzabhängigen Netzimpedanz an den in AP1 ausgewählten Standorten.*

Es konnten Messungen der Zuschaltvorgänge von MSCDN Anlagen durchgeführt werden. Die gewonnenen Messdaten konnten erfolgreich ausgewertet und der frequenzabhängige Impedanzverlauf ermittelt werden.

Ursprünglich war geplant, die Spannungssignale über nicht konventionelle Spannungswandler zu erfassen, da diese ein ideales Übertragungsverhalten im gesamten Frequenzbereich aufweisen. Aus betrieblichen Gründen konnten diese Wandler jedoch kurzfristig am Tag der Messung nicht verwendet werden. Die Spannungsmessung musste daher alternativ mit Hilfe der konventionellen Spannungswandler erfolgen. Diese weisen insbesondere in der 380kV Ebene deutliche Resonanzstellen im Frequenzbereich auf. Eine Kompensation dieser zwangsläufigen Messfehler ist kaum möglich, weshalb die gewonnenen Ergebnisse in bestimmten Frequenzbereichen keine gültigen Ergebnisse aufweisen.

Die Ergebnisse hierzu sind in II.3.4 detailliert beschrieben.

**Ziel:** *Erfassung des Ist-Zustandes der Oberschwingungspegel im Höchstspannungsnetz.*

Die Oberschwingungspegel konnten über einen Zeitraum von 50 Wochen im Netz eines Übertragungsnetzbetreibers durchgeführt werden. Die Messung selbst erfolgte durch Messtechnik der Projektpartner.

Zusätzlich konnten die Messdaten mit eigenen Messdaten der FGH aus dem Jahr 2007 verglichen werden. Es hat sich gezeigt, dass sich die Belastung durch Oberschwingungen nicht bedeutend verändert hat.

Die Ergebnisse hierzu sind in II.3.5 detailliert beschrieben.

**Ziel:** *Bestimmung der frequenzabhängigen Impedanz und der Resonanzstellen von 380kV-Kabeln zur Optimierung der Simulationsmodelle.*

Die Messung der frequenzabhängigen Impedanz und der Resonanzstellen eines 380kV Kabelsystems konnte erfolgreich durchgeführt werden. Die Messung erfolgte in Zusammenarbeit mit einem externen Partner und unter Verwendung spezieller Messtechnik an einer Pilotkabelstrecke eines Projektpartners.

Die Ergebnisse hierzu sind in II.3.6 detailliert beschrieben.

## **II.4 Arbeitspaket 4: Simulation transienter Spannungsbeanspruchungen / Wanderwellenvorgänge**

### **II.4.1 Kurzbeschreibung**

In diesem Arbeitspaket sollte zusätzlicher Input für den Diagnose-Guide in Form eines Überblicks über durchgeführte Arbeiten im Bereich der transienten Spannungsbeanspruchungen und Wanderwellenvorgänge in teilverkabelten Netzen der HöS-Ebene und entsprechende Maßnahmen zur Risikovorsorge erarbeitet werden. Dazu wurde angestrebt zunächst eine Literaturrecherche zum Themenbereich transiente Spannungsbeanspruchung und Wanderwellenvorgänge durchzuführen und eine Zusammenfassung der bereits existierenden und relevanten Studien zu erstellen. Weiterhin sollte der mögliche zusätzliche Untersuchungsbedarf durch transiente Simulationen identifiziert und untersucht werden.

## II.4.2 Metastudie zu transienten Spannungsbeanspruchungen und Wanderwellenvorgängen

Durch den vermehrten Einsatz von Erdkabeln im deutschen Übertragungsnetz ist neben einer Verschiebung von Netzimpedanzen und Netzresonanzen auch mit einem geänderten Verhalten im Bereich der transienten Vorgänge im Netz zu rechnen. Einerseits besitzt ein Kabel im Vergleich zu einer Freileitung einen anderen Wellenwiderstand, weshalb an Übergangsstellen von Kabel zu Freileitung und umgekehrt zusätzliche Wanderwelleneffekte auftreten und zu Überspannungen führen können. Die Folgen dieser Überspannungen reichen von einer vorübergehenden Abschaltung der Leitung bis hin zur Zerstörung der elektrischen Betriebsmittel wie Kabel, Transformator oder Leistungsschalter. Andererseits können durch Schalthandlungen im Zusammenhang mit Kabelstrecken bestimmte transiente Beeinflussungen entstehen. So benötigen Kabelstrecken beispielsweise aufgrund ihres kapazitiven Blindleistungsbedarfs zusätzliche Kompensationseinrichtungen. Während eines Einschaltvorgangs einer solchen Leitung tritt bei ungünstiger Auslegung der Anlage ein abklingender Gleichanteil auf, der dazu führt, dass über mehrere Netzperioden hinweg kein Stromnulldurchgang existiert. Dieser wird zur sicheren Abschaltung des Stromes für die heute üblichen Leistungsschalter aber zwingend benötigt. Durch dieses „Zero-Missing-Phänomen“ kann im Fall der Zuschaltung auf einen Kurzschluss die Leitung nicht wieder abgeschaltet werden, was im schlimmsten Fall zur Zerstörung des Leistungsschalters und anderer Komponenten und somit zum Ausfall der Leitung führen würde. Weiterhin bilden die Kabelkapazitäten mit einer Transformatorinduktivität Resonanzkreise, welche durch Schalthandlungen angeregt werden und zu Überspannungen führen können. Eine Vorreiterrolle im Ausbau mit Erdkabeln nimmt speziell das Land Dänemark ein, wo bereits im November 2008 beschlossen wurde sämtliche bestehende Freileitungen bis 150 kV zurückzubauen und bis 2030 durch Erdkabel zu ersetzen. Weiterhin sollen neu zu errichtende 400 kV Leitung ebenfalls als Erdkabel auszuführen werden.

Zum Themenbereich der transienten Spannungsbeanspruchung und Wanderwellenvorgänge wurde eine umfangreiche Literaturrecherche durchgeführt und eine Zusammenfassung der relevanten Studien erstellt. Die Literaturrecherche wurde dabei allgemein gehalten und keine gezielten Schwerpunkte betrachtet, da weder durch Input der Projektpartner noch durch eigene Recherchen spezielle Themenschwerpunkte identifiziert werden konnten, welche besonders detailliert betrachtet werden mussten.

Insgesamt wurden 91 Dokumente mit relevanten Inhalten zum betrachteten Themenbereich identifiziert. Etwa ein Drittel der Dokumente sind über das Internet frei zugänglich, die restlichen Dokumente können nur über kostenpflichtige Zugänge (IEEE, Cigre, Springer usw.) eingesehen werden. In insgesamt 10 Lehrbüchern werden Themenschwerpunkte wie Zuschaltvorgänge verschiedener Komponenten, Abschaltvorgänge verschiedener Komponenten, Wanderwellenvorgänge, das „Zero-Missing“ Phänomen, Ferroresonanzen usw. beschrieben. Zu vielen der erwähnten Phänomene werden in der Literatur auch Maßnahmen beschrieben, mit denen das Auftreten der Effekte effektiv verhindert werden kann. Weiterhin gibt es einige Dokumente, die sich rein mit den verschiedenen Simulationstools befassen und z.B. Modellierungshinweise für den Anwender geben. Die Ergebnisse wurden mit Stichpunkten zu den Inhalten und einer Kurzzusammenfassung inklusive einer Referenz für den Dokumentzugriff im Internet in tabellarischer Form zusammengefasst.

### II.4.3 Simulationen

Berechnungen von transienten Vorgängen sind sehr komplex und reagieren sehr empfindlich auf kleinste Parameteränderungen der Netzgrößen. Auch kann die Wahl des zugrunde liegenden Modells der einzelnen Netzkomponenten einen großen Einfluss auf das Ergebnis der Berechnung haben. Die Abstimmung einer Vielzahl von Parametern ist notwendig, um zuverlässige Ergebnisse in Simulationen zu erhalten. Als Basis für diese Art von Berechnungen sollten daher immer reale Messdaten inklusive eines möglichst vollständigen Abbilds des zu Grunde liegenden Netzes vorliegen. Die Ergebnisse der Metastudie (II.4.2) zeigen ebenfalls, dass eine Kombination aus Messung und Simulationen bei der Untersuchung von transienten Vorgängen von entscheidender Bedeutung ist.

Durch den Abgleich der Simulationsergebnisse mit den Messdaten erfolgt zunächst eine Validierung des Simulationsmodells. Basierend auf dem validierten Modell können dann durch schrittweise Variation von Parametern und Plausibilitätsprüfungen verschiedene mögliche Szenarien transienter Beeinflussung untersucht werden.

Da von Seiten der Projektpartner jedoch keine zusätzlichen Personalkapazitäten für die Aufbereitung von geeigneten Themengebieten und die Bereitstellung von Messdaten transienter Vorgänge in den Übertragungsnetzen vorhanden war, war es im Projekt nicht möglich transiente Simulationsberechnungen durchzuführen. Die Berechnungsergebnisse von eigenen Untersuchungen wären durch die fehlende Validierung der Modelle nicht belastbar gewesen.

### II.4.4 Gegenüberstellung der geplanten und erzielten Ergebnisse

**Ziel:** *Zusammenfassung bereits durchgeführter Studien zum Themenbereich transiente Spannungsbeanspruchung und Wanderwellenvorgänge.*

Die Erstellung einer Metastudie zu transienten Spannungsbeanspruchungen und Wanderwellenvorgängen wurde durchgeführt und dabei über 90 Dokumente mit Relevanz zum betrachteten Themengebiet identifiziert.

Die Ergebnisse hierzu sind in II.4.2 detailliert beschrieben.

**Ziel:** *Identifizierung von möglichem zusätzlichem Untersuchungsbedarf durch transiente Simulationen von z.B. Sonderfällen, noch nicht untersuchten Anordnungen oder speziell das deutsche Übertragungsnetz betreffende Begebenheiten.*

Von Seiten der Projektpartner konnten leider keine konkreten Themenschwerpunkte hinsichtlich des Bedarfs an transienten Simulationen bereitgestellt werden, da zumindest bei einem Projektpartner die Behandlung dieses Themengebietes bereits mit einem anderen Partner erfolgt und der zusätzliche Arbeitsaufwand, welcher hierdurch bei den Projektpartnern entstehen würde, nicht abgedeckt werden konnte.

Aus dem gleichen Grund konnten auch keine Messdaten von transienten Vorgängen bereitgestellt werden. Diese dienen generell als Grundlage zur Verifikation eines transienten Simulationsmodells. Die Metastudie zeigte ebenfalls, dass nur eine Kombination aus Messung und Simulation in diesem Themengebiet sinnvoll sein kann. Ohne den Abgleich mit realen Messdaten war es daher auch nicht sinnvoll möglich eigenen Simulationen zu diesem Themenbereich durchzuführen. Ohne eine Validierung hätten die so gewonnenen Simulationsergebnisse keine belastbare Grundlage gehabt.

Die Ergebnisse hierzu sind in II.4.3 detailliert beschrieben.

## II.5 Arbeitspaket 5: Ableitung eines Diagnose-Guides für AC-Verkabelungsprojekte

### II.5.1 Beschreibung und Zielsetzung

In diesem Kapitel werden die zuvor abgeleiteten Erkenntnisse zusammengefasst. Hierbei werden explizit Handlungsempfehlungen und offene Fragen erörtert.

### II.5.2 Simulationen

#### II.5.2.1 Modellierung der Betriebsmittel

In diesem Abschnitt werden die Erkenntnisse der Modellierung der Betriebsmittel aus II.2.2 dargelegt.

##### II.5.2.1.1 Freileitungen

- *Ergebnisse im Detail in: II.2.2.1.1*

Grundsätzlich empfiehlt sich eine frequenzabhängige Berechnung der Leitungsparameter basierend auf der Freileitungsgeometrie, gerade wenn auch das Nullsystem analysiert werden soll. Für Betrachtungen lediglich im Mitsystem ist auch eine vereinfachte Berechnung denkbar, welche aber auf jeden Fall die Erhöhung des Widerstandsbelags durch den Skineneffekt abbilden sollte. In Tabelle 3 sind die untersuchten Einflussfaktoren mit einer qualitativen Einschätzung aufgelistet. Hierbei sei darauf hingewiesen, dass die Relevanz der Einflussfaktoren stets im Kontext der durchgeführten Studie beurteilt werden sollte. In Abhängigkeit der geforderten Güte können anschließend entsprechende Vereinfachungen getroffen werden.

##### II.5.2.1.2 Mögliche Folgearbeiten

Die Netzsimulationen zeigten, dass zumindest die umliegenden Freileitungen eine frequenzabhängige Berechnung der Leitungsparameter erfolgen sollte. Hieran schließt sich nun die Frage an, in welcher Detaillierungstiefe die geometrischen Daten vorhanden sein sollten. Die Analysen verschiedener Geometrien beruhten auf Standardmasttypen (vgl. Abbildung 6). Weitere Untersuchungen könnten den Einfluss von Abweichungen dieser Geometrien bzw. Variationen von bspw. dem Abstand der Phasenleiter oder der Höhe des Erdseils umfassen.

Weiterhin wurden die Simulationen in diesem Projekt unter der Annahme verdrehter Leitungen durchgeführt. Da in der Realität ein signifikanter Anteil unverdrillter Leitungen vorzufinden ist, könnten weitergehenden Untersuchungen deren Einfluss auf die Resonanzstellen quantifizieren.

##### II.5.2.1.3 Kabel

- *Ergebnisse im Detail in: II.2.4 und II.2.2*

Die Kabelparameter zeigten eine hohe Frequenzabhängigkeit. Deshalb sollten die Leitungsimpedanzen von Kabelstrecken immer durch ein frequenzabhängiges Modell berechnet werden.

Die durchgeführten Sensitivitätsuntersuchungen der Kabelparameter und -geometrie zeigten, dass die Kabeldaten möglichst genau bestimmt werden sollten. Änderungen von +/- 10 % der Isolationsdicke führten zu deutlichen Verschiebungen der Resonanzfrequenzen. Der Einfluss der halbleitenden Schichten sollte ebenfalls direkt im Modell oder über Korrekturfaktoren beachtet werden.

Geringere Auswirkungen ergaben sich hingegen durch Variationen von Schirm- und Ableitwiderstand. Neben den Parametern des Einzelkabels wurde die Leitungsimpedanz erheblich durch die Art der Verlegung und den Abstand der Kabel beeinflusst.

Die robuste Einschätzung des Einflusses von Kabelstrecken bedingt somit eine hohe Güte der verwendeten Kabelparameter sowohl für das Einzelelement als auch das Gesamtsystem.

#### **II.5.2.1.4 Transformatoren**

- *Ergebnisse im Detail in:* II.2.2.1.2

Bei der Modellierung von Transformatoren ergaben sich keine über die bisherigen Daten hinausgehenden Anforderungen. So zeigten sich nur geringe Unterschiede durch Vernachlässigung des Skineffekts. Falls eine möglichst genaue Berechnung angestrebt wird und dafür auch der Skineffekt modelliert werden soll, sollte bei der Auswahl des Modells die Größe des zu modellierenden Transformators beachtet werden.

#### **II.5.2.1.5 Kompensationselemente**

- *Ergebnisse im Detail in:* II.2.2.2.3

Kapazitive Kompensationsanlagen sollten nach Möglichkeit auf Basis der realen Topologie abgebildet und nicht aus Lastflussdaten parametrisiert werden. Insbesondere vorhandene MSCDN-Anlagen sollten möglichst genau nachgebildet werden.

Eine detaillierte Modellierung der Kompensationsdrosseln ist hingegen nicht zwingend erforderlich.

### **II.5.2.2 Ermittlung des Betrachtungsbereich**

#### **II.5.2.2.1 Verfahren zur Ermittlung der Netzausschnitte**

- *Ergebnisse im Detail in:* II.2.3

Um eine effiziente Ermittlung der Netzausschnitte zu ermöglichen, sollte ein solches Verfahren die Netztopologie einbeziehen. Auswahlkriterien anhand von Maschen/Knoten oder geographischer Distanz erscheinen daher ungeeignet. Das Verfahren basierend auf der elektrischen Distanz erzielte hierbei gute Ergebnisse.

#### **II.5.2.2.2 Horizontal**

- *Ergebnisse im Detail in:* II.2.5.2

Grundsätzlich hängt die Netzgröße von der verwendeten Metrik ab. In dieser Studie wurde hierfür die elektrische Distanz verwendet. Aus den Berechnungen wurde deutlich, dass keine allgemeingültige Empfehlung einer Distanz gemacht werden kann. Da alle ermittelten Netzausschnitte eine hohe Anzahl an Betriebsmitteln aufwiesen und damit zu aufwendigen Rechnungen führen, ist auch eine allzu konservative Abschätzung nicht empfehlenswert.

Die Wahl einer hinreichenden Netzgröße ist allgemein abhängig von

- der gewünschten Güte der Berechnungen
- dem relevanten Frequenzbereich
- der lokalen Betriebsmittel
- der lokalen Topologie

Es zeigt sich, dass für eine detaillierte Bestimmung der Dämpfung der Resonanzstellen größere Netzausschnitte notwendig sind, als wenn nur die Resonanzfrequenzen ermittelt identifiziert werden sollen.

Je größer dabei der relevante Frequenzbereich ist, desto größer muss auch der Netzausschnitt gewählt werden.

Es besteht weiterhin eine Abhängigkeit der umliegenden Betriebsmittel. Sehr nahe Kabelstrecken bestimmen die Netzimpedanz zumindest im niedrigen Frequenzbereich wesentlich, wodurch weiter entfernte Betriebsmittel an Einfluss verlieren und damit tendenziell kleinere Netzgrößen gewählt werden können.

Speziell bei der Verwendung der elektrischen Distanz ist der lokale Anschluss des zu untersuchenden Knotens relevant. Ein Knoten, welcher an einem Ausläufer angeschlossen ist, weist dabei einen gewissen Offset gegenüber direkt vermaschten Knoten auf. Dies muss in einer möglichen Weiterverarbeitung der elektrischen Distanzen z.B. zur Bestimmung eines Kerngebietes oder beim Vergleich notwendiger Netzgrößen berücksichtigt werden.

Ausgehend von diesen Erkenntnissen sollte die Ermittlung der notwendigen Netzgröße iterativ erfolgen, wobei sich für die hier behandelten Standorte mit angeschlossenen Kabelstrecken Richtwerte für die notwendige elektrische Distanz im Bereich von 20  $\Omega$  ergaben.

#### **II.5.2.2.3 Verwendung geometrischer Daten**

- *Ergebnisse im Detail in: II.2.4 und II.2.5.4*

Aus den Berechnungen konnte ein deutlicher Einfluss der frequenzabhängigen Berechnung der Freileitungsparameter unter Berücksichtigung der jeweiligen Geometrie gezeigt werden. Dieser Einfluss ergab sich vor allem durch die umliegenden Leitungen, während weiter entfernte Leitungen auch durch die betriebsfrequenten Parameter abgebildet werden können. Um den Modellierungsaufwand nicht unnötig zu erhöhen, sollte ein Kerngebiet definiert werden, in dem die Leitungen möglichst detailliert modelliert werden. Die Größe des Kerngebietes hängt dabei, wie schon die gesamte Netzgröße, wesentlich vom relevanten Frequenzbereich ab. Ein größerer Frequenzbereich führt dabei auch zu einer Erhöhung des Kerngebietes.

Die erforderliche Modellierungsgenauigkeit der Leitungen im Kerngebiet kann sich dabei an den in II.2.5.4 aufgelisteten Einflussfaktoren orientieren. Grundsätzlich konnte der Einfluss von bspw. spezifischen Masttypen aufgezeigt werden. Es empfiehlt sich also eine möglichst detaillierte Abbildung von zumindest der Leitungen in direkt umliegender Umgebung.

#### **II.5.2.2.4 Randnetzabbildung**

- *Ergebnisse im Detail in: II.2.4*

Die Abbildung des Randnetzes wurde mit einer RL-Reihenschaltung ausgeführt, welche durch eine angepasste Kurzschlussimpedanz parametrisiert wird. Es können die vorhandenen Daten der Kurzschlussberechnungen verwendet werden, wodurch eine einfache Parametrierung ohne großen Zusatzaufwand erlaubt wird. Durch die iterative Erweiterung der Netzausschnitte wird gewährleistet, dass der diese linearisierte Abbildung des abgeschnittenen Netzbereichs die Güte der Berechnungen nicht negativ beeinflusst.

Da die Parametrierung der Randnetzelemente aus den Daten der Kurzschlussberechnungen erfolgt, muss der verwendete Netzdatensatz für Kurzschlussberechnungen im Mitsystem und gegebenenfalls auch im Nullsystem geeignet sein.

#### **II.5.2.2.5 Vertikal**

- *Ergebnisse im Detail in: II.2.5.5*

Die detaillierte Modellierung unterlagerte Netze stellte heraus, dass aus Sicht des Übertragungsnetzes vor allem die Serienresonanzen zwischen den Kuppeltransformatoren und einem kapazitiv wirkenden, unterlagerten Hochspannungsnetz zu ermitteln sind. Falls diese sich im Bereich der Parallelresonanzen befinden und einen geringen Betrag aufweisen, konnte ein signifikanter Einfluss festgestellt werden. Der Querzweig aus Kuppeltransformator und unterlagertem Netz stellt dann einen niederohmigen Pfad dar, welcher vor allem die Dämpfung der Parallelresonanz aber auch deren Frequenz beeinflussen kann.

Die Analyse der zugrundeliegenden Gegebenheiten einer solchen Serienresonanz ermöglichte die Entwicklung eines möglichen Ansatzes zur Einschätzung, ob ein unterlagertes Netz detailliert modelliert werden muss. Hierfür wird ein Verfahren zur Ermittlung der Lage der ersten Parallelresonanz und ggf. eine Abschätzung des Verhaltens der unterlagerten Netzimpedanz im kapazitiven Bereich benötigt.

Eine detailliertere Modellierung sollte gegebenenfalls für den POI und elektrisch nahe Standorte erfolgen, wobei sich der Einfluss der unterlagerten Netzstrukturen mit zunehmend entfernteren Standorten deutlich verringerte, sodass eine detaillierte nicht mehr als die direkt umliegenden Standort umfassen sollte.

Weiterhin stellt sich heraus, dass auch das verwendete Lastmodell einen Einfluss auf die Dämpfung der Resonanzstellen haben kann. Da kein Abgleich mit Messwerten der Impedanz unterlagerte Netzstrukturen erfolgen konnte, kann auch keine Empfehlung für ein bestimmtes Modell ausgesprochen werden. Dessen Auswahl sollte folglich kritisch geprüft werden und im Idealfall anhand von Messergebnissen plausibilisiert werden. Allerdings zeigte sich auch, dass bei einer detaillierten Modellierung des HS-Netzes der Einfluss des Lastmodell geringer wird, da die nun zwischen POI und Lastmodell liegenden Betriebsmittel (Leitungen im Hochspannungsnetz) dessen Einfluss dämpfen.

Darüber hinaus konnten relevante Einflussfaktoren auf die Netzimpedanz von Hochspannungsnetzen identifiziert werden, anhand derer verschiedene Netzstrukturen eingeteilt werden könnten. Diese sind:

- Netzstruktur (z. B. ländlich oder städtisch)
- Lage des betrachteten UW im HS-Netz (Ausläufer oder zentral im Netz)
- NNF (vor allem Stark- und Schwachlastfall)
- Verkabelungsgrad sowie Positionierung der Kabel

Um die Rechenkomplexität zu reduzieren, bietet es sich hierbei an die detaillierten unterlagerten Netzstrukturen vorgelagert zu berechnen und als frequenzabhängige Netzäquivalente in die Simulationen einzubauen.

Die Auswertung verschiedener Kabelpositionen im unterlagerten Netz zeigten, dass vor allem die nahe am Umspannwerk gelegenen Betriebsmittel die Netzimpedanz aus Sicht des Übertragungsnetzes bestimmen. Weitere Untersuchungen könnten herausarbeiten, ob auch eine detaillierte Modellierung lediglich der umliegenden Leitungen aus Sicht des Umspannwerkes ausreichend genaue Ergebnisse

liefert. Hiermit könnte der Aufwand zu beschaffender Netzdaten der Hochspannungsnetze reduziert werden.

### II.5.2.3 Szenarien der Netznutzung

- *Ergebnisse im Detail in:* II.2.5.6

Um eine Einschätzung über die Bandbreite des Netzimpedanzverlaufs zu erhalten, sollten verschiedene Belastungsszenarien berechnet werden. Diese sollten einen Stark- und Schwachlastfall als Extremszenarien sowie einen Betriebsfall mit durchschnittlicher Belastung enthalten. Zu beachten ist hierbei, dass die Auswahl dieser Betriebsfälle sich stets auf die lokale Umgebung des betrachteten Standortes bzw. den ermittelten Netzausschnitt beziehen sollte.

Unterschiedliche Schaltzustände können zu erheblichen Verschiebungen der Resonanzstellen führen. Hierbei sollten alle möglichen Schaltungen der direkten Umgebung beachtet werden.

Die zu untersuchenden Szenarien sollten auch in Bezug auf den Schaltzustand relevanter Betriebsmittel ausgewählt werden. Nah gelegene MSCDN-Anlagen zeigten einen hohen Einfluss auf die Dämpfung, weshalb explizit Szenarien, in denen diese Anlagen zu- oder abgeschaltet sind, behandelt werden sollten. Auch in der Nähe befindliche Synchrongeneratoren beeinflussten die Dämpfung der Resonanzen und sollten analog beachtet werden. Dagegen zeigte der Schaltzustand von induktiven Kompensationsanlagen keine nennenswerten Auswirkungen.

### II.5.2.4 Einschätzung des Einflusses von Kabelstrecken

- *Ergebnisse im Detail in:* II.2.5.3

Durch die eingebauten TEV ergaben sich signifikante Änderungen der Netzimpedanz. Die Parallelresonanzen verschoben sich hierbei um mehrere Ordnungen und lagen im Extremfall nahe der 5. Ordnung, wodurch eine kritische Beeinflussung entstehen kann. Im Zuge von Projekten mit TEV sind deshalb umfangreiche Simulationen zur Erfassung potenzieller Risiken erforderlich.

Der Einfluss von teilverkabelten Leitungen auf die Netzimpedanz für einen bestimmten Standort hängt dabei maßgeblich davon ab, in welcher Entfernung die erste Kabelstrecke eingebaut ist. Je näher diese Kabelstrecke ist, desto höher ist auch der Einfluss der TEV. Für direkt am Standort installierte Kabelstrecken führten schon geringe Kabellängen zu einer deutlichen Verschiebung der Resonanzfrequenzen.

Generell zeigte sich eine hohe Sensitivität der Resonanzstellen durch die Kabellänge. Eine Erhöhung der Länge um 2,5 km führt in den meisten hier betrachteten Szenarien zu einer Verschiebung der ersten Parallelresonanz im Bereich von 10 Hz, wobei es im Einzelfall zu deutlichen Abweichungen hiervon kam. Eine möglichst genaue Identifikation der Netzresonanzen setzt dabei eine genaue Kenntnis der Kabellängen voraus. Falls die Kabellänge zum Zeitpunkt der Berechnungen noch nicht feststehen sollte oder anderweitigen Unsicherheiten unterliegt, sollten Simulationen für alle möglichen Längen als eigenständige Szenarien durchgeführt werden.

Der Einfluss der Kabelstrecken hängt somit in hohem Maße von der lokalen Ausgestaltung ab. Aufgrund dessen wurde kein allgemeingültiger Grenzwert von maximal tolerierbaren Kabelstrecken, bezogen auf die Einzellänge der Kabelabschnitte oder bezogen auf das Mischungsverhältnis von Freileitung und Kabel, erstellt. Es bleibt somit stets im Einzelfall zu prüfen, welche Auswirkungen sich durch TEV ergeben und ob diese tolerierbar sind.

Weiterhin ist für eine solche Beurteilung die Schärfung des Begriffes *kritisch* notwendig, im speziellen bei welcher Frequenz und welcher Höhe eine Parallelresonanz nicht mehr tolerabel ist.

- Einfluss durch umliegende Struktur (Vermaschung und lastnah)

## II.5.3 Gegenüberstellung der geplanten und erzielten Ergebnisse

### II.5.3.1 Zusammenfassen der bisherigen Erkenntnisse des AP 2 und AP 4

Die Untersuchungen und Ergebnisse aus AP 2 und AP 4 wurden in vollständig in einem Dokument beschrieben.

### II.5.3.2 Erstellen eines Diagnose-Guide

Das oben erwähnte Dokument enthält einen Abschnitt, welcher die wesentlichen Erkenntnisse der Einzeluntersuchungen zentral zusammenfasst. Aufbauend auf den Erkenntnissen werden Handlungsempfehlungen gegeben. Um eine höchstmögliche Transparenz und Nachvollziehbarkeit der getroffenen Aussagen zu ermöglichen, ist die Auswahl auf einen Schlussbericht als Gesamtdokument gefallen, welches sowohl die detaillierten Untersuchungen als auch den Diagnose-Guide enthält.

### II.5.3.3 Angestrebte Modellierungsempfehlungen

**Ziel:** *Empfehlung für die geeignete Abbildung von Randnetzen*

- Es wurde eine Methode zur Abbildung von Randnetzelementen erstellt (s. II.2.4).

**Ziel:** *Empfehlungen für die notwendige Größe des Betrachtungsbereichs unter Berücksichtigung der Ergebnisgüte sowie des Modellierungsaufwandes.*

- Es wurde ein Verfahren zur Ermittlung des horizontalen Betrachtungsbereich entwickelt. Es zeigte sich, dass die notwendige Größe in hohem Maße von den spezifischen Netzgegebenheiten und der gewünschten Ergebnisgüte abhängt. Eine individuell iterative Betrachtung zeigt sich bezüglich Rechen- und Modellierungsaufwand vorteilhaft. Deswegen wurde kein allgemeingültiger Distanzwert abgeleitet, wobei als Richtgröße eine Distanz von  $20 \Omega$  angenommen werden kann (s. II.2.3 und II.2.5.2).
- Detaillierte Untersuchungen des Einflusses unterlagerte Netzstruktur konnten hierbei den Einfluss des vertikalen Betrachtungsbereich auf die Ergebnisgüte spezifizieren und kritische Konfigurationen identifizieren, welche eine detaillierte Betrachtung der unterlagerten Netze empfehlenswert machen. (s. II.2.5.5).

**Ziel:** *Empfehlungen bzgl. Relevanter Betriebszustände zur Berechnung von Impedanzpolygonen*

- Aus Untersuchungen des Belastungszustand, Schalthandlungen und den eingesetzten Betriebsmitteln konnten relevante Merkmale zur Auswahl geeigneter Betriebszustände getroffen werden, um die Bandbreite der Netzimpedanz einschätzen zu können (s. II.2.5.6 und II.2.5.7).

### II.5.3.4 Angestrebte Handlungsempfehlungen

**Ziel:** *Analyse der bisherigen Ergebnisse im Kontext einer kritischen Länge von neu einzubringenden Kabelstrecken*

- Eine Erhöhung der Länge von 2,5 km führte in den meisten Fällen zu einer Verschiebung der ersten Parallelresonanz von 10 Hz. Eine kritische Länge hängt dabei allerdings explizit von der anfänglichen Lage der Parallelresonanz ab, welche maßgeblich durch die Entfernung der

Kabelstrecke vom Knoten bestimmt wird. Die Länge allein sollte somit nicht als Maß von Kritikalität herangezogen werden. Weiterhin ist für eine solche Beurteilung die Schärfung des Begriffes *kritisch* notwendig, im speziellen bei welcher Frequenz und welcher Höhe eine Parallelresonanz nicht mehr tolerabel ist (s. II.2.5.3).

**Ziel:** *Analyse der bisherigen Ergebnisse im Kontext eines kritischen Mischverhältnis von Freileitung und Kabeln*

- Höhere Anteile an Kabelstrecken im Leitungsverlauf führen zu einer stärkeren Verschiebung der Resonanzstellen. Die Verschiebung hängt aber noch stärker von der Position der Kabelstrecken im Leitungsverlauf ab. Dasselbe Mischverhältnis von Kabeln kann signifikant unterschiedliche Auswirkungen an einem Knoten erzeugen, je nachdem, ob die Kabel vor allem am Anfang oder Ende der Leitung installiert werden (s. II.2.5.3).

**Ziel:** *Analyse der bisherigen Ergebnisse im Kontext der topologischen Struktur der Netzumgebung (Vermaschungsgrad)*

- Eine geringere Vermaschung des betrachteten Knoten geht mit einem erhöhten Einfluss der Kabelstrecken einher, da insbesondere eine geringere Dämpfung erwartet werden kann (s. II.2.5.2).

**Ziel:** *Analyse der bisherigen Ergebnisse im Kontext der betrachteten Versorgungsaufgabe. Ein vorwiegend lastgetriebener Netzbereich hat einen größeren Einfluss auf die Dämpfung der Netzresonanzen als ein erzeugungsgetriebener Netzbereich*

- Standorte in der Nähe von Lastzentren zeigten eine deutlich erhöhte Dämpfung der Resonanzstellen und damit auch einen geringeren Einfluss durch die Kabelstrecken. Dies muss allerdings auch immer im Kontext des untersuchten Verkabelungsszenario betrachtet werden, insbesondere der Entfernung der Kabelstrecken vom betrachteten Knoten (s. II.2.5.2).

## II.6 Während der Durchführung des Vorhabens dem ZE bekannt gewordene Fortschritte auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen

Da die Installation von Kabelstrecken auch in ausländischen Übertragungsnetzen durchgeführt oder geplant wird, gab es in diesem Zuge weitere Veröffentlichungen mit ähnlichen Thematiken. Bei thematischen Überschneidungen sind die Studien eingehend untersucht und in den Arbeiten zu diesem Projekt berücksichtigt worden.

### II.6.1 Simulative Ermittlung der Netzimpedanz

Eine detaillierte Auseinandersetzung mit den dort vorgestellten Methoden und Ergebnissen zeigte jedoch, dass gerade in den Bereichen der notwendigen Ausdehnung horizontaler und vertikaler Netzbezüge in der Literatur noch keine verwertbaren Verfahren und Handlungsempfehlungen etabliert sind, womit das Ziel dieses Forschungsvorhabens nochmals bekräftigt wurde. Weiterhin basieren die abgeleiteten Ergebnisse andere Studien überwiegend auf vereinfachten Testnetzen, wodurch die Übertragung der Ergebnisse auf reale Netze kritisch zu bewerten ist. Die Verwendung eines realen Netzdatensatzes in diesem Forschungsprojekts stellte damit eine wesentliche Erweiterung der Erkenntnisse dar und ermöglicht damit auch eine praxisnahe Umsetzung und Bewertung der Ergebnisse.

## **II.7 Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen im Rahmen der Projektlaufzeit**

Über den Projektfortschritt wurde fortlaufend in den Jahresberichten der FGH e.V. berichtet. Der Schlussbericht wird auf der Homepage der FGH e.V. veröffentlicht.

## Literaturverzeichnis

- [1] K. Khalilnezhad, *Influence of long EHV AC underground cables on the resonance behavior of the Dutch transmission system*, 2016.
- [2] M. Bollen, *Harmonic resonances due to transmission-system cables*, 2014.
- [3] O. Lennehag und M. Bollen, *Power system impacts of decreasing resonance frequencies*.
- [4] P. Stanchev, *Influence of underground cable lines for high voltage on the behavior of electric power system*, 2018.
- [5] L. Hoffmann, *Einsatz von Erdkabeln und Freileitungen in Hochspannungs-Drehstrom und -Gleichstrom-Übertragungssystemen*, Hannover: Informationstag BNetzA, 2015.
- [6] H. Brakelmann, *Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel?*, Studie im Auftrag des Bundesverbandes WindEnergie e.V., 2004.
- [7] R. Oswald, *Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz*, Studie im Auftrag der Niedersächsischen Landesregierung, 2005.
- [8] F. Silva, *Analysis and simulation of electromagnetic transients in HVAC cable transmission grids*, 2011: Aalborg University.
- [9] F. Silva, *Methods to Minimize Zero-Missing Phenomenon*, Oktober 2010: IEEE Transactions on Power Delivery, Bd. Vol. 25, Nr. No. 4.
- [10] CIGRE, *400 kV AC new submarine cable links between Sicily and the Italian mainland*, Paris: Cigré Session, 2008.
- [11] CIGRE, *Network modelling for harmonic studies*, 2019.
- [12] Arrilaga, *Power System Harmonics*.
- [13] Das, *Power System Analysis: Short Circuit, Load Flow and Harmonics*, 2002.
- [14] K. Leuven, *Resonance and Transient Behaviour of Extensive Cable Grids*, 2020.
- [15] A. Oswald, *Elektrische Kraftwerke und Netze*.
- [16] G. Balzer, *Schalt- und Ausgleichsvorgänge*, 2005.
- [17] Y.-J. Wang und S.-J. Liu, *A Review of methods for Calculation of Frequency-dependent Impedance of Overhead Power Transmission Lines*.
- [18] A. Deri, *The Complex Ground Return Plane a Simplified Model for Homogeneous and Multi-Layer Earth Return*.
- [19] Ametani, *Cable System Transients*.

- [20] T. Ohno, *Derivation of Theoretical Formulas of Sequence Currents on Underground Cable System*, 2011.
- [21] G. Liu, *Analysis of Switching Transients during Energization in Large Offshore Wind Farms*, 2018.
- [22] Mitchell, *Modelling Power Transformers to Support the*, 2011.
- [23] F. Barakou, *Investigation of the impact of EHV underground power cables on the resonant and transient grid behavior*, 2018.
- [24] G. Ye, *Downstream Network Modeling With Generalized Distribution Networks for Harmonic Studies*, 2020.
- [25] A. Pihkala, *The Importance of Realistic Load Modeling in Power System Harmonic Resonance Analysis*, 2018.
- [26] A. Robert, *Guide for assessing the network harmonic impedance*, 1997.
- [27] SimBench, *Project SimBench—Simulation Data Base for a Consistent Comparison of Innovative Solutions in the Field of*.
- [28] I. Uglesic, *Transients Due to Switching of 400 kV Shunt Reactor*.
- [29] D. Klein, *Resistance distance*.
- [30] Arianos, *Power grids vulnerability: a complex network approach*.
- [31] P. Cuffe, *Visualizing the Electrical Structure of Power Systems*.
- [32] Tennet, *Ganderkesee–St. Hülfe*, 2022.
- [33] Bundesnetzagentur, *Ganderkesee - Wehrendorf*, 2022.
- [34] Amprion, *Dörpen West – Niederrhein*, 2022.
- [35] Tennet, *Dörpen West – Niederrhein*.
- [36] Bundesnetzagentur, *Dörpen West - Niederrhein*.
- [37] W. Xu, *Harmonic Resonance Mode Analysis*, 2005.
- [38] T. Tischbein, *Identifikation der Oberschwingungsimpedanz von Mittelspannungsnetzen*, Aachen: ABEV, 1996.
- [39] H. Köster, *Condenser bushings as capacitive high voltage dividers for measuring of over-voltages in 420-kV substations*, Fourth International Symposium On High Voltage Engineerings, Athens, Greece, September 1983.
- [40] Übertragungsnetzbetreiber, *Erfahrungsbericht zum Einsatz von Erdkabeln im Höchstspannungs-Drehstrombereich*, 2020.
- [41] J. Wasilewski, *Harmonic domain modeling of a distribution system using the DIgSILENT PowerFactory software*, 2005.