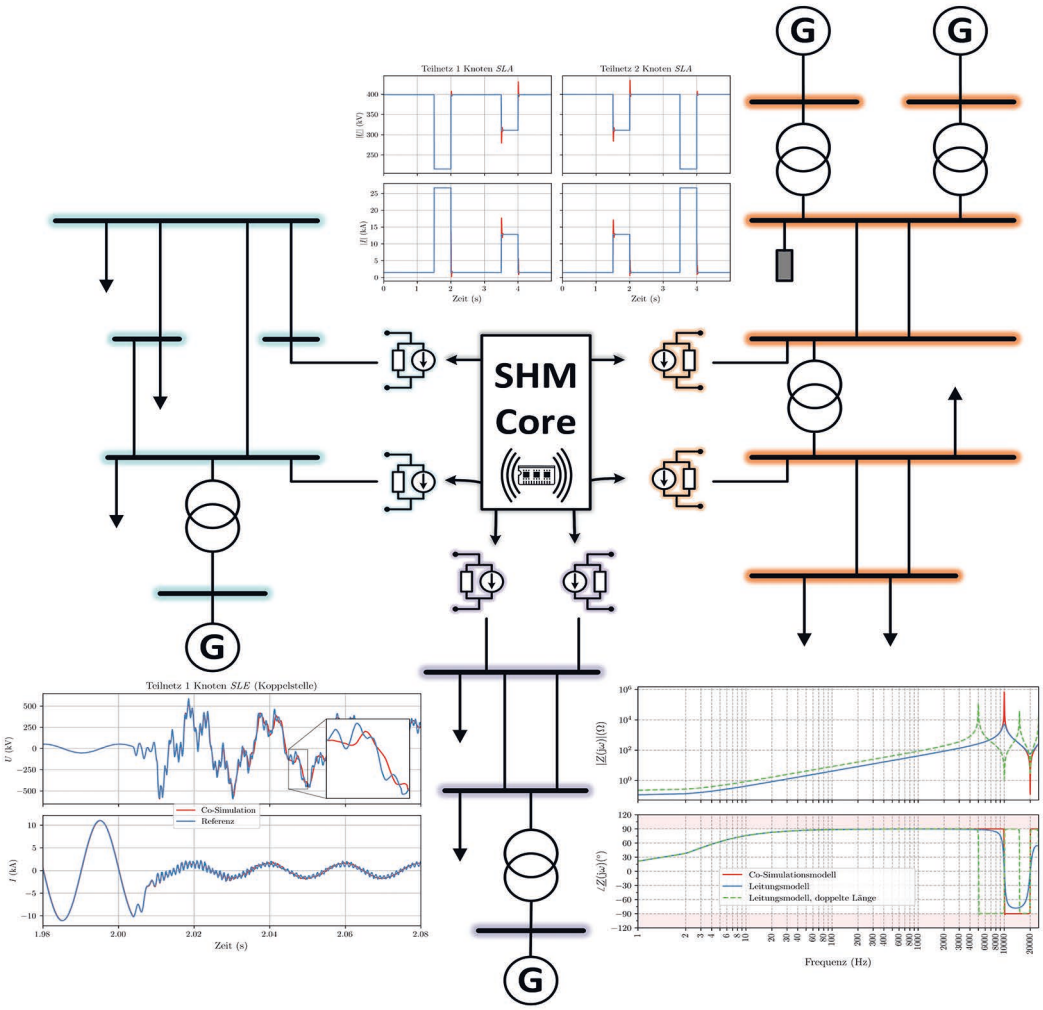

FAU Studien aus der Elektrotechnik 29

Christian Peter Scheibe

Co-Simulation elektrischer Energiesysteme mit kommerziellen Programmsystemen: Architektur, Methodik und Anwendungen

FAU University Press

Christian Peter Scheibe

Co-Simulation elektrischer Energiesysteme mit kommerziellen Programmsystemen: Architektur, Methodik und Anwendungen

FAU Studien aus der Elektrotechnik

Band 29

Herausgeber der Reihe:
Prof. Dr.-Ing. Bernhard Schmauß

Christian Peter Scheibe

Co-Simulation elektrischer Energiesysteme mit kommerziellen Programmsystemen: Architektur, Methodik und Anwendungen

Erlangen
FAU University Press
2025

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

Kontakt: Christian Peter Scheibe, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (https://ror.org/00f7hpc57), ORCID: 0000-0001-8781-6229

Bitte zitieren als
Scheibe, Christian Peter. 2025. *Co-Simulation elektrischer Energiesysteme mit kommerziellen Programmsystemen: Architektur, Methodik und Anwendungen.* FAU Studien aus der Elektrotechnik Band 29. Erlangen. FAU University Press. DOI: 10.25593/978-3-96147-805-7.

Das Werk, einschließlich seiner Teile, ist urheberrechtlich geschützt.
Die Rechte an allen Inhalten liegen bei ihren jeweiligen Autoren.
Sie sind nutzbar unter der Creative-Commons-Lizenz BY.

Der vollständige Inhalt des Buchs ist als PDF über OPEN FAU
der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg abrufbar:
https://open.fau.de/home

Verlag und Auslieferung:
FAU University Press, Universitätsstraße 4, 91054 Erlangen

Druck: docupoint GmbH

ISBN: 978-3-96147-804-0 (Druckausgabe)
eISBN: 978-3-96147-805-7 (Online-Ausgabe)
ISSN: 2363-8699
DOI: 10.25593/978-3-96147-805-7

Co-Simulation elektrischer Energiesysteme mit kommerziellen Programmsystemen: Architektur, Methodik und Anwendungen

Der Technischen Fakultät
der Friedrich-Alexander-Universität
Erlangen-Nürnberg

zur
Erlangung des Doktorgrades Dr.-Ing.

vorgelegt von

Christian Peter Scheibe

aus Frohburg

Als Dissertation genehmigt
von der Technischen Fakultät
der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg

Tag der mündlichen Prüfung:	26.06.2024
Gutachter:	Prof. Dr.-Ing. Matthias Luther Prof. Dr.-Ing. Thomas Dürbaum

Vorwort

Sowohl in der Fachgruppe für die Analyse elektromagnetischer Vorgänge in der Siemens-Netzplanung als auch im Team des Lehrstuhls für Elektrische Energiesysteme an der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg konnte ich mich mit aktuellen Themen rund um die Energienetzsimulation beschäftigen. Ein zentrales Anliegen der dortigen Forschungsgruppe besteht darin, technische Vorgänge aus der realen Welt so präzise wie möglich in einem Computerprogramm abbildbar und damit vorhersagbar zu machen. Dabei stehen die Anforderungen an hohen Detailgrad und gleichzeitig hohe Ausführungsgeschwindigkeit oft im Widerspruch zueinander. Diese Arbeit soll einen Beitrag zur Lösung dieses Dilemmas leisten.

Während meiner Zeit in der Netzplanung durfte ich lernen, praktische Vorgänge aus der elektrischen Energieversorgung mit theoretischem Wissen in Computersimulationen zu überführen. Dabei war es selbstverständlich, vom täglichen Umgang mit Experten sowohl aus dem Kollegenkreis als auch von Kunden und Drittherstellern gegenseitig zu profitieren. Es war gleichzeitig alltäglich, hochkomplexe Probleme auf pragmatische Weise zu lösen. Dieses Lösungsdenken hat mir in vielen Situationen helfen können. Mein besonderer Dank gilt allen Kollegen bei Siemens, insbesondere in der PTI. Besonders denjenigen, die mir täglich zur Seite standen und das Unmögliche möglich gemacht haben. Allen voran seien Holger Müller und Piero LaSeta erwähnt, sowie Kai Trunk und Gert Mehlmann, die allesamt einen besonderen Einfluss auf mich hatten und haben.

Mit dem Gang zum Lehrstuhl für Elektrische Energiesysteme eröffnete sich für mich eine Palette neuer Möglichkeiten und Aufgaben. Neu für mich war nicht nur die Ausbildung von Studenten durch Vorlesungen und Übungen, sondern auch das Begleiten von Seminar- und Abschlussarbeiten. Rückblickend jedoch, halte ich die Konzeptionierung des Echtzeitlabors in Nürnberg für eine meiner größten Herausforderungen im Lehrstuhlalltag. Darüber hinaus gab mir meine Zeit am Lehrstuhl die Mittel und Gelegenheit mein in dieser Arbeit beschriebenes Forschungsthema zu entwickeln. Ich konnte Forschung selbst gestalten und erleben, Ergebnisse frei diskutieren und präsentieren. Für die Gelegenheit dazu möchte ich mich bei Prof. Dr.-Ing. Matthias Luther bedanken. Ferner bedanke ich mich herzlich bei Prof. Dr.-Ing. Thomas Dürbaum für die Übernahme des Koreferats.

Außerdem möchte ich mich bei allen ehemaligen Kollegen des Lehrstuhls für Elektrische Energiesysteme für die Zusammenarbeit, den fruchtbaren Austausch und die mir zuteil gewordene Unterstützung bedanken. Den Studenten, mit denen sich zu dieser Zeit meine Wege kreuzten, gilt ebenfalls mein Dank für ihren Beitrag zu dieser Arbeit.

Für die Korrektur des Manuskripts dieser Arbeit danke ich besonders Gert Mehlmann, Ilya Burlakin, Alexander Raab, Julian Richter, Kai Trunk und Johannes Leugner. Mein besonderer Dank für die Unterstützung im Korrekturprozess gilt Anatoli Wellhöfer, der mir in schwierigen Zeiten eine helfende Hand reichte und Stefan Niessen, der die richtigen Worte zur richtigen Zeit parat hatte.

Zu guter Letzt gilt mein Dank meinen Eltern Petra und Peter, den Großeltern Rosemarie und Dieter sowie Großonkel Konrad sowie Janet und Holger. Etliche glückliche Zufälle haben dazu geführt, dass ich diese Zeilen schreiben durfte. An vielen davon wart ihr beteiligt. Nicht zu vergessen sei meine liebe Michaela. Du bist mir eine Stütze, wann immer ich eine brauche - danke für alles.

Erlangen im Juni 2024,

Christian Peter Scheibe

- Für Oma -

Kurzfassung

Die vorliegende Arbeit beschreibt die Entwicklung, Implementierung und Validierung von universellen Koppelmethoden für verschiedene Simulationsprogramme im Bereich der elektrischen Energiesysteme. Dabei besteht der Anspruch darin, die Co-Simulation als möglichst breit anwendbares Werkzeug zu etablieren. Es soll verlässliche Ergebnisse liefern und damit die Akzeptanz der alltäglichen Nutzung steigern. Dabei wird besonderer Wert auf die Präzision und numerische Stabilität der angewandten Methoden gelegt, während gleichzeitig eine universelle Nutzbarkeit in weit verbreiteten Energienetzberechnungsprogrammen gewährleistet wird.

Die Abhandlung zeigt zunächst den aktuellen Stand und Möglichkeiten der Energienetzsimulation auf. Statische Methoden wie die Lastflussanalyse werden hierfür am Rande, vor allem aber zur Bestimmung von Anfangswerten aufgegriffen. Die Analyse von zeigerbasierten Methoden (RMS-Simulationen) sowie momentanwertbasierten Verfahren (EMT-Simulationen) bildet dabei den Einstieg. Die Einsatzgebiete und Grenzen dieser Algorithmen werden herausgearbeitet und gegenübergestellt.

In der Arbeit wird ein auf Shared Memory basierender Algorithmus entwickelt. Dieser ermöglicht den Austausch von Daten zwischen den Programmen mittels standardisierter Interfaces mit sehr geringem Einfluss auf die Rechendauer. Sobald die Daten im Zielprogramm vorliegen, werden sie durch elektrische Äquivalente im Simulationsnetz dargestellt. Dies kann durch ideale Übertragermodelle oder mittels Norton- oder Thévenin-Netzäquivalente erreicht werden. Ihr theoretisches Konstrukt wird dabei erklärt und darauf basierend ihre Implementierung in die Netzmodelle vorgestellt.

Für die Zusammenführung von Programmen innerhalb der Momentanwertdomäne wird der Ansatz wanderwellenbasierter Leitungsmodelle verfolgt. Zum Überbrücken des Übergangs zwischen der Zeiger- und Momentanwertdomäne werden in der Arbeit Transformationen sowie Korrektur- und Filtermethoden realisiert, implementiert und analysiert.

Um die Verwendbarkeit, Präzision und Leistungsfähigkeit der Co-Simulation nachzuweisen, werden stufenweise komplexere Modelle in Szenarien aufgebaut und dazu Simulationen durchgeführt.

Initial werden die Koppelstellen in einem begrenzten Modell Störungen ausgesetzt. Der Einfluss von Netzeigenschaften auf die Koppelstellen wie beispielsweise Kurzschlussleistung und Impedanzverhältnis stellt dabei eine Analysebasis dar, um geeignete Möglichkeiten der Parametrierung für einen späteren Einsatz in einem ausgedehnten Netz zu finden. Dabei werden die Basisvarianten sowohl innerhalb der Domäne (also jeweils zeiger- und momentanwertbasiert) als auch domänenübergreifend beleuchtet. Darauf aufbauend werden die Modelle in einer zweiten Stufe komplexer nachgebildet. Dies beinhaltet auf der einen Seite die Nutzung mehrerer Koppelstellen und auf der anderen Seite die Verwendung verschiedener Domänen innerhalb des gekoppelten Simulationsmodells.

In einem dritten Schritt werden die bisher gewonnenen Erkenntnisse in einem ausgedehnten Simulationsnetz angewandt. Das dazu verwendete IEEE Nordic Test System wird in vier Zeitschritten mittels zweier Domänen und entsprechenden Programmen auf einem System abgebildet. Als Referenz werden dabei die bestehenden monolithischen Basisfälle herangezogen.

Die Auswertung der Rechenergebnisse des Modells zeigt dabei die numerische Stabilität der Koppelmethoden im Vergleich auf. Eine für die Art der Koppelmethode, der betrachteten Störung und der Domäne optimale Koppelstelle wird dann vorgeschlagen. Der Vergleich hinsichtlich der Präzision im numerischen Sinne ermöglicht die Abschätzung des Mehrwertes der Co-Simulation hinsichtlich der zu erwarteten Ergebnisse. Mittels der Co-Simulation ist auch die parallele Abarbeitung der Rechnungen und damit die Nutzung mehrerer Prozessoren möglich. Dies bewirkt eine Optimierung von Simulationszeiten bei gleichzeitiger Erweiterung des simulierten Netzes hinsichtlich der Detailtiefe oder Ausdehnung des Modells.

Die Arbeit zeigt, dass die Co-Simulation eine effektiv anwendbare Lösung für die bessere Ausnutzung limitierter Simulationsressourcen ist.

Abstract

The goal of this work is to describe the development, implementation and validation of universal coupling methods applicable for power system simulation tools. The aim is to transform the co-simulation methodology into a tool with a wide range of applications while at the same time achieving reliable results thus increasing the acceptance for everyday use. Therefore, special emphasis is being put on ensuring precision and numerical stability of the method while simplicity and universality for use in common tools of power system analysis play a major role.

Initially, the treatise briefly explains current capabilities and possibilities of power system analysis methods. Steady-state techniques such as power flow analysis play a marginal role, mostly in a sense of parameter initialization. An explanation of phasor based methods such as RMS simulation (root mean square) and instantaneous value based methods as EMT analysis (electromagnetic transients) form the introduction into the topic. Their strengths and weaknesses are being laid out with a focal point on their bandwidth and corresponding use cases. RMS methods are typically being used for geographically extensive grid sizes using larger time steps to evaluate power system interactions happening in a small frequency domain. On the other hand, EMT simulations enable instantaneous value analysis taking into account small grids in broad frequency ranges from DC to HF using smaller time steps. Coupling these methods using co-simulation may be a concept to overcome these limitations providing additional value for the simulation tool landscape.

An algorithm based on shared memory enables data exchange between programs using standardized interfaces while minimizing impact on computation time. A description of the data exchange crossing the boundaries of simulation platforms is given alongside. The electrical representation using Norton based, Thévenin based or sources based models is covered as well. Their fundamentals are therefore laid out and a proposed implementation concept is discussed. Within the instantaneous value domain, a coupling using Bergeron's method is introduced. The relevant numerics of transformation, correction and filter algorithms are worked out and their use for bridging the RMS and EMT domains.

To proof usability, precision and performance of the co-simulation, multiple network models are introduced step by step. Beginning with a small

scale model that still enables hand calculations, disturbances are being introduced to compare steady-state and dynamic behavior of the different interface concepts. This enables the determination of grid-size quantities such as short-circuit power and impedance ratio and their influence over the parameterization of coupling interfaces for later use in a larger scale. Starting with a basic variant within a single simulation domain (e.g. instantaneous value or phasors) and later in a multi-domain analysis, system reactions are being laid out. Following up, a more complex model using multiple coupling interfaces, multiple domains or multiple time steps in a single coupled model is investigated to show their influence over the analysis. The third step introduces a more realistic, more extensive, variable-frequency network model. Utilizing the IEEE Nordic Test System in four time-steps and two domains in multiple programs, a comparison is being made to point out differences and similarities to the referenced, monolithic model.

Evaluation of the results reveals the numeric stability of the methods. A proposal for a well-suited coupling interface is then laid out based on these results. Comparing the numeric precision and introducing parallel computation inherent to the method, the added value of co-simulation is discussed. The parallel computing capabilities allow usage of modern multicore processing units which in turn optimizes computation times.

Essentially, the co-simulation proofs itself to be an easily usable solution for better use of constrained simulation resources. Standard tools for power system analysis already support the method by providing standardized interfaces, that can be utilized with the shared memory core algorithms. The application and implementation of the aforementioned methods may be allowed in an easier fashion.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung . . . . . **v**

Abstract . . . . . **vii**

1 Einleitung **1**

1.1 Stand der Forschung und Entwicklung 3

1.2 Energienetzsimulation 5

1.3 Einordnung und Bedeutung der Netzberechnung 5

1.4 Ziele, Gliederung und Kernthemen der Arbeit 6

2 Grundlagen und Verfahren der Netzberechnung **9**

2.1 Stationäre Analyse mittels Lastflussberechnung 9

2.2 Ausgleichsvorgänge in Energienetzen 11

2.2.1 Elektromechanische Transienten 12

2.2.2 Elektromagnetische Transienten 13

2.3 Simulationsmethoden für elektrische Energiesysteme im Zeitbereich 14

2.3.1 Zeigerbasierte Simulation 16

2.3.2 Momentanwertbasierte Simulation 24

2.4 Grenzen und Erweiterung von Simulationsverfahren 27

3 Ansatz, Verfahren und Struktur von Co-Simulationen **29**

3.1 Datenaustausch zwischen Simulationsprogrammen 29

3.1.1 Prozesse und Programme 29

3.1.2 Interprozesskommunikation 30

3.1.3 Prozesssynchronisation 33

3.1.4 Die Co-Simulationsplattform Shared Memory Core 34

3.1.5 Anwendungsadapter und -interfaces (Wrapper) 40

3.1.6 Prozessablauf und Latenzen 41

3.1.7 Skalierung 43

3.2 Datenaustausch zwischen Simulationsplattformen 45

3.2.1 Anforderungen an Echtzeitsysteme 45

3.2.2 Synchronisation von Simulatoren 46

3.2.3 Datenübertragung 46

3.3 Elektrische Kopplungsmodelle 48

3.3.1 Idealer Übertrager 50

3.3.2 Thévenin- und Norton-Äquivalent 51

3.3.3 Kombination von Netzäquivalenten 52

3.3.4 Leitungsmodell 53

3.4 Numerik und Transformationen 58
3.4.1 Diskrete Fouriertransformation 58
3.4.2 Clarke- und Park-Transformation 62
3.4.3 Interpolationsmethoden 65
3.4.4 Grenzen und Bedingungen für die Nutzung der numerischen Methoden 68
3.5 Übersicht der Co-Simulationsmethoden 71

4 Anwendung, Implementation und Simulation 75
4.1 Basismodell 75
4.1.1 Kopplung mit Mitsystemzeigern 80
4.1.2 Kopplung mit Momentanwerten 87
4.1.3 RMS-EMT Interdomänenmodell 92
4.2 Erweiterte Simulationsmodelle 97
4.2.1 RMS-Impedanzuntersuchung 97
4.2.2 RMS-Kopplung verschiedener Zeitschritte 105
4.2.3 EMT-Impedanzuntersuchung 108
4.2.4 EMT-Kopplung verschiedener Zeitschritte 115
4.3 Hybridmodell 118
4.3.1 Das Nordic Test System 118
4.3.2 RMS-Kopplung des frequenzvariablen Netzes 121
4.3.3 RMS-EMT-Kopplung des frequenzvariablen Netzes 125

5 Auswertung und Einordnung der Ergebnisse 139
5.1 Numerische Stabilität 139
5.2 Präzision 140
5.3 Rechenzeit und Rechenleistung 142
5.4 Entwicklungen und Ausblick 143

6 Zusammenfassung 145

Anhang 149
A Programmatischer Ablauf der Co-Simulation 150
B Evaluierung der Koppelimpedanz 151
C Leitungsdaten des EMT-Modells 161
D Koppelstellenparameter 162
E Glossar verwendeter Betriebssystembegriffe 164

Formelzeichen- und Abkürzungsverzeichnis 165

Literaturverzeichnis 171

1 Einleitung

Wie der gesamte Energieversorungssektor steht zukünftig auch das Feld der Netzsimulation vor großen Herausforderungen. Mit dem Wandel der Energieversorgung von großen rotierenden Maschinen hin zu leistungselektronischen Einspeisern steigt auch der Bedarf nach Analysemöglichkeiten der durch sie hervorgerufenen Ausgleichsvorgänge.

Als Ausgleichsvorgänge werden Übergänge von einem Systemzustand in einen anderen bezeichnet. Im elektrischen System lassen sich diese Zustandsänderungen mit Differenzialgleichungen beschreiben. Das Energienetz koppelt dabei mechanische Systeme wie Gasturbinen mit dem elektrischen System bestehend aus Elementen wie Generatoren, Transformatoren und Leitungen. Die verschiedenen Energien der Systeme führen dabei zu besagten Ausgleichsvorgängen, die wiederum in sehr verschiedenen Größenordnungen der Frequenz liegen.

Durch die Dominanz von elektrischen Maschinen mit hohen in der rotierenden Masse gespeicherten Energien sind die durch sie hervorgerufenen Transienten im Netz häufig niederfrequent und damit als elektromechanische Ausgleichsvorgänge analysierbar. Dagegen werden elektromagnetische Transienten durch Betriebsmitteleigenschaften mit vergleichsweise geringen Energieinhalten wie die Kapazität von Kabeln und die Induktivität von Transformatoren beeinflusst. Zur Untersuchung von elektromechanischen Ausgleichsvorgängen im Zeitbereich werden durch ihre geringe Frequenz häufig vereinfacht zeigerbasierte Werkzeuge eingesetzt. Ein Vertreter ist die Simulation mittels Zeigern (RMS-Simulation).

Um einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb aufrechterhalten zu können, sind vor dem Kontext des Zubaus leistungselektronischer Elemente Netz- und Anlagenbetreiber mehr und mehr zur Betrachtung von Interaktionsphänomenen sowohl zwischen Umrichtern als auch zu anderen Betriebsmitteln im Netz gezwungen. Diese Phänomene liegen typischerweise im Frequenzbereich elektromagnetischer Transienten. Die Untersuchungen sind damit nicht mit herkömmlichen Methoden wie mitsystembasierten Stabilitätsanlysen machbar. Eine momentanwertbasierte Methode wie die Variante der elektromagnetischen Transienten (EMT-Simulation) würde die Analysen ermöglichen. Sie stößt allerdings mit zunehmender Detailschärfe der Modellierung und steigender Netzausdehnung sowohl an die Leistungsgrenzen klassischer

Simulationshardware als auch an die Grenzen der numerischen Stabilität. Diese Herausforderung verdeutlicht Bild 1.

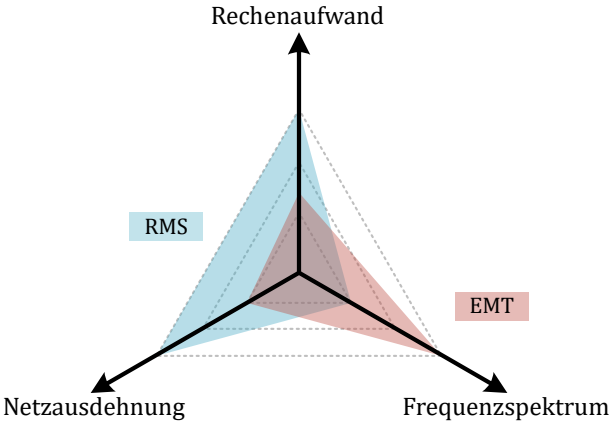

Bild 1: Performancedreieck der Energienetzsimulation

Die klassische Definition der Stabilitätsanalyse nach Kundur [1] wird aus diesen Gründen gegenwärtig vor dem Hintergrund zunehmender Durchdringung umrichterbasierter Betriebsmittel erweitert. Sie umfasst nicht mehr nur Rotorwinkel-, Spannungs- und Frequenzstabilität, sondern auch Resonanz- und konverterbasierte Stabilitätsbegriffe wie in Bild 2 dargestellt [2]. Damit wird der vormals fest mit dem Begriff der elektromechanischen Transienten verbundene Stabilitätsbegriff deutlich erweitert.

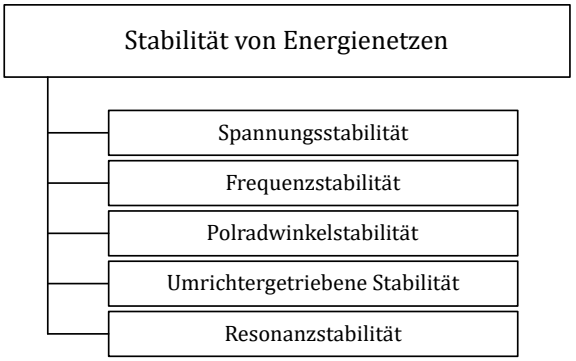

Bild 2: Erweiterter Stabilitätsbegriff nach [2]

Da Hardwareressourcen nur begrenzt skalierbar sind und Anwender eine bestimmte Simulationszeit erwarten, wurden in den vergangenen Jahren Mittel und Wege gesucht, diese Herausforderung zu lösen. Eine Lösung stellt die Co-Simulation dar. Dadurch werden Netzmodelle, die bisher auf einem

Computer in einer Simulationsumgebung und oftmals unter Nutzung eines Prozessorkerns in einer Domäne gerechnet wurden, auf mehrere Entitäten aufgeteilt. Dies umfasst die Aufteilung innerhalb derselben Domäne und des Simulators wie z.B. EMT-EMT-Kopplung mit einem Programm auf einem Rechner. Dabei sind auch Mehrdomänenansätze denkbar. Dasselbe gilt für Konzepte, die eine Rechnung über mehrere Maschinen erlauben.

1.1 Stand der Forschung und Entwicklung

Eine der ersten Methoden für die computerbasierte Zeitbereichsanalyse elektrischer Energiesysteme ist durch Dommel im Jahr 1969 beschrieben worden [3]. Der Algorithmus und seine Anwendung erfreuten sich großer Beliebtheit und wurden intensiv weiterentwickelt. Im Laufe der Zeit haben sich ganze Disziplinen und Arbeitsgruppen um Themen wie Modellierung verschiedener Betriebsmittel, Methodenverbesserung und -entwicklung gebildet.

In der Folge sind Werkzeuge im Bereich der Analyse von Energienetzen im Zeitbereich entstanden. Erwähnenswert ist das originale Electro-Magnetic Transients Program (EMTP), welches initial durch Dommel ausgearbeitet wurde und Ende der 1980er Jahre in Version 1.0 erschienen ist [4]. Basierend darauf entstand eine Abwandlung des Dommel-Algorithmus, speziell auf die Anwendung schnell schaltender Betriebsmittel durch den kanadischen Netzbetreiber Manitoba Hydro. Das Programm namens EMTDC (ausgesprochen Electromagnetic Transients Program including DC) ist heute besser bekannt als PSCAD/EMTDC (Power Systems Computer Aided Design), das Werkzeug zur Momentanwertanalyse von elektrischen Energiesystemen mit der breitesten Nutzerbasis der Welt [5].

Im deutschen Sprachraum hat die Siemens AG in Gestalt von NETOMAC (NEtwork TOrsion MAchine Controller) ein Werkzeug mit vergleichbaren Möglichkeiten geschaffen. Basierend auf den Arbeiten von Kulicke [6] entstand ein Programm, welches erstmals einen Übergang von momentanwertbasierter Methode hin zu zeigerbasierter Simulation und zurück lösen konnte [7].

Die Idee, Simulatoren mit physischen Betriebsmitteln wie Schutzgeräten oder Messeinrichtungen zu verbinden, erforderte Verbesserungen in der Leistungsfähigkeit der Rechenmaschinen und -algorithmen. Diese mündete in der Entwicklung von Simulatoren, die in der Lage waren, ihre Rechnungen schneller abzuschließen, als die real vergangene Zeit. Mit dem Aufkommen

dieser sogenannten Echtzeitsimulatoren und den dafür genutzten Mehrkernprozessoren seit den 1990er Jahren geht der Ansatz einher, Simulationsaufgaben auf zur Verfügung stehende Prozessoren und Rechenkerne aufzuteilen [8, 9]. Initiale Ansätze basieren auf der Trennung von EMT-Netzen mittels der Leitungstheorie nach Dommel (Bergeron-Leitungsmodell) [10, 11]. In den 2010er Jahren kamen dazu auch Möglichkeiten und Varianten basierend auf dem Modell eines idealen Übertragers, getrieben u.a. durch Mehrraten-Implementierungen innerhalb von Echtzeitsimulatoren wie dem RTDS Substep [12–14].

War der Mehrkernprozessor zuvor eher Spezialrechnern vorbehalten, so ist dieser spätestens seit den 2000er Jahren in der Breite der Endbenutzercomputer angekommen. Die für die Echtzeitsimulation entwickelten Netztrennungsalgorithmen fanden damit später wieder den Weg zurück in die allgemeine Energienetzsimulation. Seit den späten 2010er Jahren sieht das Themenfeld steigende Nutzerzahlen und wird nun auch von mehreren akademischen Einrichtungen deutlicher verfolgt [15–20].

Dementsprechend existieren zur Kopplung von Simulationen in jüngerer Vergangenheit eine steigende Zahl Veröffentlichungen. Aus der Reihe der Lehrbücher erwähnt Watson [5] die Co-Simulation in einem Teil.

Die Parallelisierung von Momentanwertrechnung ist in [21] eines der zentralen Themen. Ziel dabei ist es, monolithische Simulationen auf mehrere Rechenkerne aufteilen zu können und dabei präzise Ergebnisse zu erhalten. Darüber hinaus spielt die Arbeit von Plumier [22] in der Ausgestaltung dieser Arbeit eine zentrale Rolle. Dabei wurde die Kopplung von Netzen in zeiger- und momentanwertbasierten Simulatoren mithilfe teils selbst erstellter Lösungsalgorithmen untersucht.

Beim Vergleich von Netzberechnungsprogrammen sticht PSS®NETOMAC mit einem Ansatz zur hybriden Simulation heraus, in dem eine Stabilitätssimulation und ein momentanwertbasiertes Stromrichtermodell zusammen gelöst werden können. Auch PowerFactory von DigSILENT bietet seit einigen Jahren ein Modul zur Co-Simulation an, welches Hybridsimulationen ermöglichen soll [5, 7]. Die Entwicklung von Echtzeitsimulatoren beschleunigte auch die dafür nötigen parallelen Rechenkapazitäten [23]. Dabei versuchen Forscher die begrenzten, lokalen Ressourcen durch Kopplung und Co-Simulation von Echtzeitlaboren zu überwinden [24, 25].

1.2 Energienetzsimulation

Um das Verhalten eines Systems vorhersagen zu können, ist dessen präzise Kenntnis die Voraussetzung. Dafür kennt die Forschung Theorien und Experimente, um sie zu prüfen. Dem Stromnetz als einem der größten von Menschenhand erschaffenen künstlichen System obliegt dabei die Übertragung und Verteilung von elektrischer Energie mit einer sehr hohen Verfügbarkeit. Dem entgegen stehen Experimente, die zwar die Kenntnis des Netzes als solches verbessern, aber gleichzeitig dem obersten Gebot der Versorgungssicherheit zuwiderlaufen würden. Aus diesem Grund sind die Methoden zur Steigerung des Verständnisses des Netzes überwiegend simulativer Natur.

Frühe Simulatoren, vor Einzug der Digitaltechnik, waren als Analogcomputer und später als skalierte Modelle ausgeführt. Dabei verfügten die Analogrechner über die Fähigkeit, Differenzialgleichungen durch Baugruppen wie Addierer oder Integratoren zu lösen. Eine Visualisierung war mit Oszilloskopen möglich. Skalierte physische Modelle, aufgebaut mittels diskreten Bauelementen wie Widerständen, Kondensatoren und Drosselspulen, erlaubten eine maßstabsgetreue Untersuchung größerer Präzision als zuvor. Dabei wurden Spannungen und Ströme im Modellaufbau skaliert betrachtet. Frühe Begrenzungen wie fehlende Verlustbetrachtung oder Ungenauigkeiten in der Betrachtung von Leitungsmodellen konnten durch immer komplexere Aufbauten überwunden werden. Die Simulatoren fanden und finden teilweise immer noch Anwendung, da sie trotz ihrer Limitierungen auf physische Elemente inhärent Echtzeitcharakter aufweisen. Allerdings ist die Entwicklung echtzeitfähiger digitaler Netzberechnung im Laufe der Jahre auf einem Stand angekommen, der diese Art Simulatoren obsolet werden lässt [5].

Das Werkzeug der Netzsimulation bietet dabei verschiedene Varianten zur Lösung verschiedener Aufgaben. Diese reichen von statischen Analysemethoden wie der Lastflussanalyse bis hin zur Echtzeitsimulation und Power-Hardware-in-the-loop-Simulation mit dem Anschluss von realen Betriebsmitteln an simulierte Netze.

1.3 Einordnung und Bedeutung der Netzberechnung

Die Analyse und das Verständnis zum Verhalten des Energienetzes und seiner angeschlossenen Betriebsmittel sind die Grundlage für den sicheren und zuverlässigen Betrieb. Fragestellungen zur Netzberechnung waren und sind unter diesem Gesichtspunkt von größter Wichtigkeit. Aus diesem Grund hat sich das Feld der Netzanalyse entwickelt. Die dafür relevanten Werkzeuge wie

komplexe Wechselstromrechnung und Analyse von Schaltvorgängen mittels Differenzialgleichungen gelten heute als Basis für Lehrbücher und Vorlesungen.

Das methodische Fundament bildet dabei die statische Analyse. Dabei sollen auf Basis eines mathematischen Modells die stationären Vorgänge gelöst werden können. Betriebsmittel können dabei in Lasten, Übertrager oder Einspeiser gruppiert werden. Die Ergebnisse solcher Untersuchungen geben Aufschluss auf Spannungs- und Winkelverhältnisse, Ströme und Leistungsflüsse. Anwendung finden die Methoden im Rahmen der Netzplanung und -zustandsschätzung. Aber auch für weitergehende Analysen geben sie die Anfangswerte vor, von denen Zeitbereichsmethoden starten können. So verwenden dynamischen Simulatoren Lastflussrechnungen zur Initialisierung von Maschinengrößen und den zugehörigen Regleralgorithmen [26, 27].

Neben den für die stationäre Analyse relevanten Netzmodellen werden auch elektromechanische Interaktionen in die Betrachtungen einbezogen. Dazu ist die Kenntnis von Steuer- und Regeleinrichtungen von großer Bedeutung. Die Anwendung umfasst dabei Maschineninteraktion mit dem Netz, aber auch Aspekte der Netzschutz- und Leittechnik [1, 28].

Insbesondere zur Auslegung von Betriebsmitteln ist die Kenntnis von elektromagnetischen Interaktionen unabdingbar. Dabei ist die wissenschaftliche Basis dessen geprägt von Untersuchungen von Netzrückwirkungen wie sie beispielsweise durch Schaltvorgänge und Blitzeinschläge hervorgerufen werden. Die Kenntnis von elektromagnetischen Feldern und Wanderwellen steht im Zentrum der Betrachtung. Dazu drängen Themen wie Stromrichterinteraktion immer mehr in die Disziplin [29].

Die Lösung, Rechnungen zu den genannten Themenfeldern automatisiert, performant und zugänglich zu machen, ist dabei die Algorithmik und Simulation. Effektive Methoden zu entwickeln, diese anzuwenden und einer möglichst breiten Basis an Ingenieuren zur Verfügung zu stellen sind dabei die Ziele [5, 30].

Die genannten Disziplinen werden in den folgenden Abschnitten erörtert. Für den Kontext der Arbeit relevanten Themen werden dabei besonders betrachtet.

1.4 Ziele, Gliederung und Kernthemen der Arbeit

Aufbauend auf vorstehenden Veröffentlichungen aus dem Kreis der Wissenschaft und Technik sowie auf eigenen und von mir betreuten studentischen

Arbeiten, wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit eine neue Schnittstelle entwickelt, die verbreitete und etablierte Programme zur Energienetzsimulation miteinander koppelt. Lag in der Vergangenheit der Schwerpunkt von Forschenden in diesem Bereich auf der Interfaceerstellung und dem Nachweis der reinen Funktionsfähigkeit des Datenaustauschs und der elektrischen Implementierung, soll der Blickwinkel der Arbeit von der Netzplanung und -analyse her ausgehen. Das impliziert die Nutzung einer neu geschaffenen Schnittstelle anhand eines praxisnahen, etablierten Simulationsnetzes mit in der Industrie üblichen Simulationswerkzeugen für die Netzplanung und -analyse.

In Kapitel 2 liegt der Schwerpunkt auf der Methodik der Netzberechnung. Ausgehend von den zugehörigen Ausgleichsvorgängen werden Analysemöglichkeiten für stationäre, dynamische und transiente Situationen im Netz vorgestellt. Dazu zählen Lastflussrechnung sowie zeiger- und momentanwertbasierte Dynamiksimulation, einschließlich der dynamischen Zeigermethode.

Abschnitt 3 beschreibt die Komponenten, die für die Co-Simulation nötig sind. Initial wird eine Schnittstelle, die mit geringeren Latenzen als zuvor existieren Methoden eine Kopplung von Simulationsprogrammen möglich macht, aufgebaut und beschrieben. Ihre Bestandteile sowie die Anpassungen, die für die Implementation in die Programme nötig sind, stehen im Kapitel 3.1 im Vordergrund. Nach der Erklärung, wie Daten über die Grenzen von Simulatoren hinweg ausgetauscht werden können in Abschnitt 3.2, werden die Konzepte elektrischer Koppelmodelle in Abschnitt 3.3 und die dahinterliegende Numerik für Domänenübergänge in Kapitel 3.4 beschrieben.

Ausgehend von einem minimalistischen Netzmodell werden in Abschnitt 4 die Grenzen der Kopplung untersucht. Darauf aufbauend wird das Netzmodell graduell komplexer gestaltet, bis hin zu einem realitätsnahen Abbild eines Übertragungsnetzes. Es werden Vergleiche zu monolithischen Konfigurationen hinsichtlich numerischer Performance und Rechenleistung gezogen. Ziel ist es, Anwendung und Grenzen der Co-Simulation zu verorten, um zukünftig Unklarheiten hinsichtlich ihrer Präzision aufzulösen und Anwendungskonzepte zu verifizieren. Im Vordergrund stehen dabei die Programmsysteme PSS®NETOMAC und PSCAD/EMTDC, die im Nutzerkreis der Energienetzsimulation langjährige Anwender aufweisen.

Mit den Ergebnissen aus dem vorigen Abschnitt erfolgen in Kapitel 5 Aussagen zu Präzision, numerischer Stabilität und zur Rechenzeit.

So steht als Ziel der Arbeit, eine Möglichkeit der Kopplung von handelsüblichen Programmen zur Energienetzsimulation zu entwickeln, ihre Leistungsfähigkeit hinsichtlich numerischer Stabilität, Präzision und Rechenleistung zu bewerten und Möglichkeiten zur Parametrierung einer solchen Schnittstelle zu bieten.

2 Grundlagen und Verfahren der Netzberechnung

2.1 Stationäre Analyse mittels Lastflussberechnung

Die Leistungsflussanalyse oder auch Lastflussanalyse ermöglicht die Berechnung des Netzzustands unter stationären Bedingungen. Diese Methode findet ihre Nutzungsfälle besonders in der Netzausbauplanung sowie auch Netzsicherheitsrechnungen. Sie ermöglicht dabei die schnelle Ermittlung der Größen, die bestimmend für die Auslegung von Betriebsmitteln sind [26].

Die Basis der Rechnungen entstammt der Grundannahme, dass Netze in Knoten, also einer endlichen Anzahl Punkte gleichen Potenzials, zusammengefasst werden können. Eine Einteilung der Knotentypen in Last-, Generator- und Bilanzknoten (Slack) definiert die in der Rechnung gesuchten und gegebenen Größen. Bei Lastknoten stellen die Wirk- und Blindleistungsvorgaben als Eingabegrößen die resultierenden Spannungen. Dabei können die Charakteristika der Leistungen (Wirkleistung P_{Last} und Blindleistung Q_{Last}), abhängig vom Lasttyp, spannungsabhängig sein.

Mögliche Abhängigkeiten der Last von der momentanen Spannung U im Vergleich zur Bezugsspannung U_0 sind in Gl. (1) aufgetragen.

$$P_{\text{Last}} = P_0 \left(\frac{U}{U_0}\right)^p \qquad Q_{\text{Last}} = Q_0 \left(\frac{U}{U_0}\right)^q \tag{1}$$

Die Koeffizienten p und q stellen dabei die Parameter des Lastmodells nach Machowski [28] dar und definieren die Spannungsabhängigkeit als:

- $p, q = 0$: $\underline{S} = P_0 + \mathrm{j}Q_0$ (keine Abhängigkeit von der Spannung)
- $p, q = 1$: $\underline{S} = 3U\left(\frac{P_0}{3U_0} + \mathrm{j}\frac{Q_0}{3U_0}\right)$ (Konstantstromlast)
- $p, q = 2$: $\underline{S} = 3U^2\left(\frac{P_0}{3U_0} + \mathrm{j}\frac{Q_0}{3U_0}\right)$ (Last mit konstanter Impedanz)

Generatorknoten werden anhand des Betriebspunkts von Generatoren und zugehörigen Regelalgorithmen mit Spannungs- und Leistungsvorgaben charakterisiert. Schlussendlich ermöglichen Bilanzknoten die Lösung der Gleichungen insbesondere für iterative Verfahren, indem sie die Leistungsbilanz

ausgleichen. Durch deren Anwendung ist das Gleichungssystem nicht mehr überbestimmt. Der Bilanzknoten sorgt mittels eines Referenzzeigers mit einer festen komplexen Spannung dafür, dass die folgenden Lösungen möglich werden.

Mit der Kenntnis der Bedingungen an den Lastknoten lassen sich aus den Admittanzen $\underline{Y}_{ij}$ mithilfe der Knotengleichungen Admittanzmatrizen aufstellen, die den Zusammenhang zwischen den Strömen $\underline{I}_i$ und Spannungen $\underline{U}_i$ entsprechend für jeden Knoten i formulieren:

$$\underline{Y}_{ij}, \underline{U}_i, \underline{I}_i \; \forall \; i, j \in \{1, \dots, n\}$$

$$\begin{pmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & \cdots & \underline{Y}_{1n} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \cdots & \underline{Y}_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{Y}_{n1} & \underline{Y}_{n2} & \cdots & \underline{Y}_{nn} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \vdots \\ \underline{U}_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \vdots \\ \underline{I}_n \end{pmatrix} \tag{2}$$

Dabei gelten für die definierten Leistungsbeziehungen für Wirkleistung P_i und Blindleistung Q_i der Knoten, abhängig von ihrer definierten Knotenart nach [26]:

$$\begin{pmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \vdots \\ \underline{I}_n \end{pmatrix} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} \underline{U}_1^{-1*} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \underline{U}_2^{-1*} & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & \underline{U}_n^{-1*} \end{pmatrix} \left\{ \begin{pmatrix} P_1(U_1) \\ P_2(U_2) \\ \vdots \\ P_n(U_n) \end{pmatrix} - j \begin{pmatrix} Q_1(U_1) \\ Q_2(U_2) \\ \vdots \\ Q_n(U_n) \end{pmatrix} \right\} \tag{3}$$

Die Matrizen aus Gl. (2) und Gl. (3) geben damit die Zusammenhänge der Strom- und Spannungsbedingungen am Knoten wieder. Dabei definiert die Knotenadmittanzmatrix (im Verbraucherzählpfeilsystem) selbst die Beziehung von Knoten i und j untereinander in der Nebendiagonalen und die Summe der Elemente der jeweiligen Zeile mit negativen Vorzeichen in der Hauptdiagonalen [31] nach Gl. (4)

$$\underline{Y}_{ij} = \underline{Y}_{ji} \tag{4}$$

Die auf die Formulierung der Gleichung folgende Lösung erfolgt in iterativen Schritten. Mit gegebenen Anfangswerten aus dem Bilanzknoten sowie bekannten Werten aus anderen Knoten (z.B. der Netznennspannung) wird sie initialisiert. Daraus werden die Ströme nach Gl. (3) berechnet. Daraus werden wiederum Knotenspannungen abgeleitet. Dieser Prozess wird so lange wiederholt, bis sich keine Änderungen der Werte mehr ergeben oder diese einen gesetzten Grenzwert unterschreiten. Mit den gewonnenen Knotenspannungen können anschließend die Leistungsbedingungen des Bilanzknotens sowie anschließend die des restlichen Netzes berechnet werden. Dieses Verfahren wird als Gesamtschrittmethode oder auch Jacobi-Verfahren bezeichnet [27].

Eine Erweiterung des Jacobi-Verfahrens besteht in der Wiederverwendung in der Iteration bereits berechneter Spannungszeiger. Diese Methode ist als Gauß-Seidel-Algorithmus oder Einzelschrittverfahren bekannt. Damit können häufig Konvergenzbedingungen in weniger Iterationsschritten erreicht werden. Daneben existieren weitere Verfahren, deren Ziel bestimmte Optimierungen wie präzisere Ergebnisse in weniger Schritten und damit schnelle algorithmische Konvergenz sein können. Ein Beispiel dafür stellt die Newton-Raphson Methode dar [26, 27].

2.2 Ausgleichsvorgänge in Energienetzen

Als Kernaufgabe umfasst die Betriebsführung von Energienetzen die Umwandlung, Übertragung und den Austausch von elektromechanischer und elektromagnetischer Energie. Das Netz unterliegt in seinen Eigenschaften und seiner Struktur ständigen Veränderungen. Dazu zählen topologische Änderungen, wie das Abschalten eines Betriebsmittels, oder Störungsereignisse wie Erdschlüsse. Das Netz weist fast nie vollständig identische Verhältnisse in seinen Größen wie Spannungs- und Stromverläufen auf. Zur Wahrung der Versorgungssicherheit ist dabei die Kenntnis des Netzes unabdingbar. Dafür sind die Netzanalyse und -berechnung die Mittel der Wahl, denn bei einer großtechnischen Anlage wie dem Elektroenergienetz können experimentelle Untersuchungen nur sehr begrenzt durchgeführt werden, während gleichzeitig die Versorgungssicherheit an erster Stelle stehen soll [27].

Eine Gruppierung in eine begrenzte Anzahl von Zuständen wird nötig um eine Netzanalyse möglich zu machen. Diese Gruppe von Zuständen, die dabei nur minimale Änderungen im Zeitbereich aufweisen, werden *quasistationär* genannt. Zwischen zwei quasistationären Zuständen kommt es demnach zu Ausgleichsvorgängen (Transienten). Die Zustände reihen sich, wie in Bild 3 zu sehen, aneinander. An der Stelle t_1 springt ein Wert von einem, soweit

sichtbar, stabilen Niveau y_1 zum Zeitpunkt t_1 auf ein zweites Niveau y_2. Es folgt eine abklingende Oszillation, die zum Zeitpunkt t_2 nicht mehr sichtbar ist.

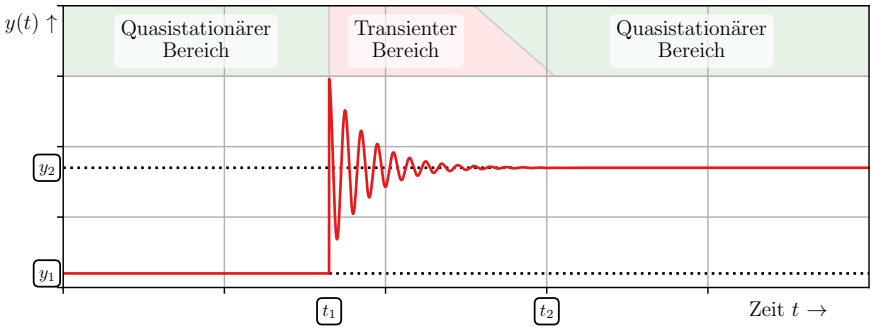

Bild 3: Transiente und quasistationäre Bereiche bei der Betrachtung von Größen im Energienetz

Dabei ist die Klassifikation, ab wann ein Vorgang als quasistationär deklariert werden kann, nicht immer fest umrissen und im Kontext seiner Auswirkungen zu sehen. So kann beispielsweise eine kleine Änderung in einem Spannungswert große Änderungen in einem angeschlossenen Regelsystem bedeuten, während davon andere Betriebsmittel kaum beeinflusst werden.

Ausgleichsvorgänge lassen sich im Netz aufgrund ihres Ursprungs klassifizieren, wie in Bild 4 verdeutlicht werden soll. Wird ein solcher Vorgang durch die Interaktion von Energien, die in elektromagnetischen Feldern gespeichert sind, dominiert, spricht man von elektromagnetischen Transienten. Die resultierenden Effekte sind vornehmlich durch die Dämpfungseigenschaften der Betriebsmittel lokal begrenzt und supersynchroner Natur.

Die durch die Feldgrößen vorgegebenen Zeitkonstanten elektromagnetischer Ausgleichsvorgänge bewirken dabei ein Abklingen innerhalb von einigen Netzperioden. Ist aber der Auslöser dieses Vorgangs auf die Interaktion des elektrischen mit dem mechanischen System zurückzuführen, entstehen elektromechanische Transienten. Dabei liegen die Ausgleichsfrequenzen typischerweise im subsynchronen Frequenzbereich und die Ausbreitung der Ausgleichsvorgänge ist überregional [31].

2.2.1 Elektromechanische Transienten

Interaktionen zwischen Maschinen und dem Energienetz treten durch Abweichung von Erzeugung und Verbrauch auf. Diese wiederum resultieren in Schwingungen, die als elektromechanische Transienten bezeichnet werden

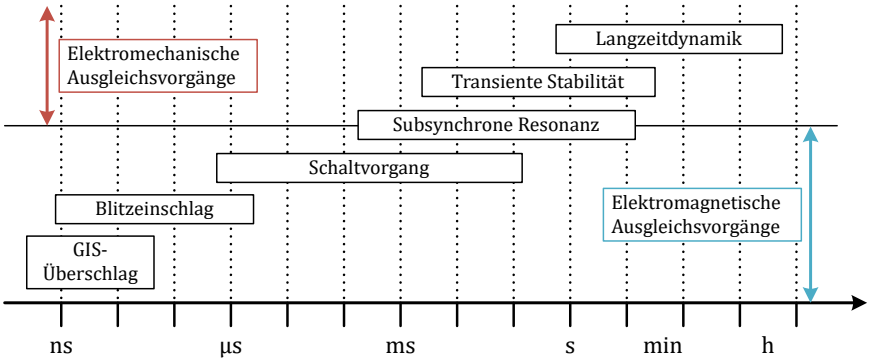

Bild 4: Klassifikation von Ausgleichsvorgängen im Energienetz nach [5] und [32]

[33]. Dabei tritt der dynamische Energieaustausch zwischen Maschine und Netz bei Grundfrequenz auf. Auf eine Einbeziehung elektromagnetischer Felddynamiken wird dabei verzichtet, da der dominante Ausgleichsvorgang mit deutlich niedrigerer Frequenz auftritt.

Die Analyse dieser Vorgänge erlaubt es dabei, konzentrierte Elemente zur Rechnung dieser Vorgänge heranzuziehen. Grund dafür ist die fehlende Betrachtung der elektromagnetischen Feldinteraktionen, welche die höchste zu betrachtende Frequenz sonst deutlich erhöhen würden [1, 31].

2.2.2 Elektromagnetische Transienten

Die Energieinhalte miteinander interagierender Netzelemente bedingen ihre zugrunde liegenden Interaktionsfrequenzen. Bei der Einbeziehung des elektrischen und mechanischen Energiespeichers von Maschinen liegen die Energien um Größenordungen höher als bei der Interaktion von elektromagnetischen Feldelementen wie der Kapazität einer Freileitung mit der Induktivität einer Drosselspule. Dies führt zu deutlich höheren Ausgleichsfrequenzen [34].

Die Interaktion elektromagnetischer Felder bewirkt zudem die Entstehung und Ausbreitung von Wanderwellen im Netz. Bei grundfrequenten sowie langsameren Vorgängen ($f \leq 50\,\mathrm{Hz}$) liegt die dominante Wellenlänge ($\lambda = c/f$) im Bereich von 6000 km und darüber. Daher kann an dieser Stelle die zwingende Einbeziehung von Wanderwellenvorgängen entfallen und eine reine Zeitabhängigkeit der Rechnung angenommen werden [29]. Dies ist für die Betrachtung von hohen Frequenzen nicht mehr möglich.

Spielen Faktoren wie Wellenausbreitung und verteilten Eigenschaften von Betriebsmitteln in der Betrachtung eine Rolle, so können sie nicht mehr mittels

konzentrierter Parameter abgebildet werden. Es muss nicht nur die Zeit-, sondern auch die Ortsabhängigkeit für die hinreichend präzise Nachbildung des Vorgangs in Betracht gezogen werden. Typische Beispiele sind dabei Schalt- und Blitzüberspannungen und die transiente wiederkehrende Spannung nach Fehlerabschaltung [29].

2.3 Simulationsmethoden für elektrische Energiesysteme im Zeitbereich

Die Größen im Energienetz wie Spannung, Strom oder Leistung sind in ihrer Natur kontinuierlich. Das heißt, dass wenn zwei Messungen einer solchen Größe vorgenommen werden, zwischen den Messaugenblicken eine unendlich große Anzahl an Zwischenwerten existiert. Digitale Simulatoren hingegen arbeiten mit diskreten Variablen. Dabei ist eine Reihe an Größen zwischen zwei Punkten mit endlich vielen Werten versehen. Daher ist einer der Hauptaufgaben für Simulationsprogramme, kontinuierliche Systeme diskret abbildbar zu machen und daraufhin entstehende algebraische und Differenzialgleichungen auf eine effiziente Art zu lösen. Zum Lösen dieser Aufgabe haben sich im Laufe der Zeit methodisch zwei Gruppen herausgebildet. Es ist die Klasse der numerischen Integration zu nennen sowie eine Methode, die auf Differenzengleichungen beruht [5].

Die Trapezregel ist dabei eine der möglichen numerischen Integrationsmethoden, die es erlauben, basierend auf einem Zustandswert $x(t)$ den Wert des Folgezustands $x(t + \Delta t)$ zu bestimmen. Die Integrationsmethoden lassen sich in explizite und implizite Varianten gliedern. Explizit wird die Methode bezeichnet, wenn die Integration der Funktion f zwischen dem aktuellen Zeitpunkt t und dem des Folgeschrittes $t + \Delta t$ ohne die Nutzung des Funktionswertes des Folgeschritts $f(t + \Delta t)$ erfolgt. Ein Beispiel ist das explizite Eulerverfahren [27]:

$$x(t + \Delta t) = x(t) + \Delta t f(x(t), t) \tag{5}$$

In einem impliziten Verfahren wie dem Rückwärts-Euler-Verfahren wird dagegen $f(x(t + \Delta t), t + \Delta t)$ als Wert benötigt, um den Folgezustand berechnen zu können:

$$x(t + \Delta t) = x(t) + \Delta t f(x(t + \Delta t), t + \Delta t) \tag{6}$$

Dasselbe gilt für die Trapezregel, die damit ebenfalls zu den impliziten Verfahren zählt:

$$x(t + \Delta t) = x(t) + \frac{\Delta t}{2} \left[f(x(t), t) + f(x(t + \Delta t), t + \Delta t) \right] \tag{7}$$

Nachteil der impliziten Verfahren ist dabei die fehlende Kenntnis des Funktionswertes im Folgezeitschritt $x(t + \Delta t)$, wenn Nichtlinearitäten auftreten. Praktische Lösungen dafür sehen Zusatziterationen der Berechnung durch Nutzung des Prädiktor-Korrektor-Verfahrens vor. Das explizite Verfahren bildet dabei den Prädiktor und das implizite Verfahren den Korrektor. Die Methode selbst ist robust gegen Zeitschrittänderungen und arbeitet mit einem im Vergleich einfachen Prinzip. Diese Einfachheit im Algorithmus zieht jedoch höheren Rechenaufwand nach sich [5].

Einer der ersten verbreiteten Algorithmen im Kontext elektrischer Energiesysteme geht auf die Gleichung nach Dommel [3] zurück. Dieser basiert auf dem Prinzip der Differenzengleichungen und wurde um die Grundannahmen nach Bergeron [35] erstellt. Letztere verwendet lineare Abhängigkeiten (sog. Charakteristika) und geht davon aus, dass sich ein Beobachter mit einer Welle bewegt, welche aus seiner Sicht invariant ist. Dabei ergibt sich allerdings durch den Einsatz in diskreten Systemen ein erheblicher Rundungsfehler, der in numerischer Instabilität münden kann. Das bedeutet, dass der Fehler in jedem Zeitschritt der Rechnung ansteigt, bis keine Rückschlüsse mehr auf das eigentliche Systemverhalten mehr möglich sind, sondern nur noch der Fehler selbst sichtbar ist. Diesen Fehlern kann der Einsatz der Trapezregel begegnen. Diese Kombination im Dommel-Algorithmus macht die Methode erst nutzbar und erlaubt damit den Einsatz als Simulator [5].

Die absolute numerische Stabilität der Methoden selbst lässt sich nur schwer berechnen [36]. Daher erfolgt die Bewertung mittels einer Analyse der linear zeitinvarianten Differenzengleichungen als Beispielfunktion [5]:

$$\dot{y} = f(y, t) = \lambda y \tag{8}$$

Demnach ist ein Algorithmus stabil, wenn er bei Annäherung an eine stabile Differenzialgleichung zu einer stabilen Differenzengleichung führt, die der Anfangsbedingung $y(0) = 1$ und den Eigenwerten λ unterliegt. Anders ausgedrückt, ist eine stabile Differenzialgleichung vorhanden, konvergiert eine stabile Methode gegen die korrekte Lösung [5]. Als Stabilitätsbedingung kann weiterhin nach [36] definiert werden, dass die Beträge der Eigenwerte der Differenzengleichung unter eins liegen müssen. Löst man die Stabilitätsfunktion

auf, ergibt sich für das explizite Eulerverfahren $R = 1 + \Delta t\lambda$ und für die Trapezregel $R = \left(1 + \frac{\Delta t\lambda}{2}\right) / \left(1 - \frac{\Delta t\lambda}{2}\right)$. Nach Anwendung der Stabilitätsregeln werden Areale sichtbar, in denen die Funktionen als numerisch stabil angesehen werden können. Diese sind in Bild 5 für das explizite Eulerverfahren und die Trapezregel aufgetragen.

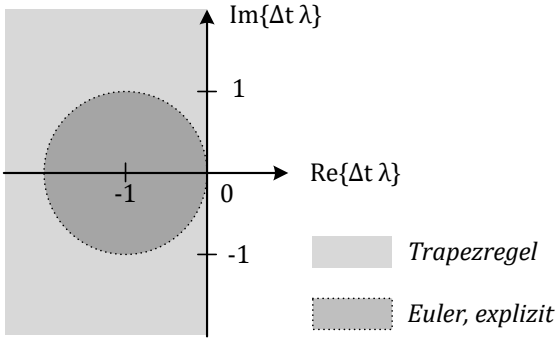

Bild 5: Stabilität von Integrationsmethoden nach [36]

An diesem Beispiel wird deutlich, dass das implizite Verfahren innerhalb weiterer Grenzen als stabiler angesehen wird als die explizite Methode. Dies gilt nach [5, 36] in der Regel allgemein für Integrationsmethoden.

Final finden die benannten Methoden in der Kombination mittels des Prädiktor-Korrektor-Verfahrens Anwendung. Ein expliziter Lösungsalgorithmus bildet dabei den Prädiktor, der Korrektor wird durch die Trapezregel realisiert. Ein Beispiel dessen ist das Differenzenleitwertverfahren [6, 37] und der Dommel-Algorithmus [3]. Die Methoden bilden die Basis für die Energienetzsimulation im Zeitbereich.

2.3.1 Zeigerbasierte Simulation

Viele Rechenmethoden für die Analyse elektromechanischer Ausgleichsvorgänge verwenden komplexe Zeiger für die Nachbildung der elektrischen Größen des Energiesystems und Differenzialgleichungen für die Berechnung des mechanischen Systems und der Dynamik im relevanten Frequenzbereich [5]. Dies ermöglicht, die komplexen Zusammenhänge in Drehstromsystemen übersichtlich darzustellen und zu vereinfachen. Der Vorteil komplexer Zeiger besteht darin, dass bei stationären, monofrequenten Größen die Differentialgleichungen der Netzgrößen wie Strom und Spannung durch algebraische Gleichungen ersetzt werden können. Dies liegt daran, dass die Ableitung

einer Exponentialfunktion einer Multiplikation mit $\mathrm{j}\omega$ entspricht, während die Integration einer Division durch $\mathrm{j}\omega$ gleichkommt. Dadurch können Netzberechnungen in Simulationsprogrammen effizient mit algebraischen Gleichungen durchgeführt werden. Durch die Transformation in ein rotierendes Koordinatensystem, das mit der Kreisfrequenz der Grundschwingung mathematisch positiv rotiert, erhält man einen in diesem Koordinatensystem ruhenden Grundschwingungszeiger (stationärer Zeiger). Dies bedeutet, dass die Wirk- und Blindleistungsflüsse allein durch die Winkel- und Amplitudenbeziehungen zwischen Zeigern eindeutig bestimmt werden können und unabhängig vom Simulationszeitschritt des Programms sind. Die Simulationszeiten werden damit primär von Zeitkonstanten der Differentialgleichungen von Maschinen und Regelsystemen bestimmt. Dies ist insbesondere für die Simulation von ausgedehnten elektrischen Netzen mit vielen Betriebsmitteln von Vorteil.

Die Rücktransformation in den Zeitbereich erfolgt durch die Multiplikation des ruhenden Zeigers mit dem Zeitfaktor $\mathrm{e}^{\mathrm{j}\omega t}$ und der anschließenden Bildung des Realteils des Zeigers. Damit kann von der mathematischen Zeigerdarstellung in die physikalisch beobachtbare Momentanwertdarstellung übergegangen werden [38].

Im monofrequenten, stationären Fall können Analysen mittels des zeitunabhängigen, komplexen Effektivwertzeigers $\underline{V} = V\mathrm{e}^{\mathrm{j}\varphi}$ mit dem Betrag V und dem Winkel φ durchgeführt werden. Für quasistationäre Vorgänge wie einer Laständerung muss der Zeiger um einen Zeitfaktor $\mathrm{e}^{\mathrm{j}\Delta\omega t}$ erweitert werden und als $\underline{v}(t)$ gemäß Gl. (9) formuliert werden. Als Folge dreht sich der Zeiger im rotierenden Koordinatensystem mit der Kreisfrequenz $\Delta\omega = \frac{\mathrm{d}\varphi}{\mathrm{d}t}$, wobei die Rotation mathematisch positiv oder negativ sein kann. Diese Darstellung bildet die Basis für die Untersuchung von elektromechanischen Ausgleichsvorgängen mittels Simulationsprogrammen [31].

$$\underline{v}(t) = \underline{V}\mathrm{e}^{\mathrm{j}\Delta\omega t} \tag{9}$$

Modaltransformation und Symmetrische Komponenten

Das dreiphasige Drehstromsystem weist durch die Kopplung von mehreren Leitergrößen eine hohe Komplexität auf. Der Einsatz von modalen Komponenten bietet eine Möglichkeit der Entkoppelung dieser Größen an, um die Berechnungen zu vereinfachen. Anstelle der phasenweisen Drehstromgrößen können die Analysen nun getrennt für die einzelnen modalen Komponenten

durchgeführt werden. Dies vereinfacht die Untersuchung von Phänomenen im Drehstromsystem erheblich, speziell wenn symmetrische Vorgänge zu betrachten sind [26, 39].

Allgemein beschreibt eine Modaltransformation die Umwandlung der Drehstromgrößen wie Spannungen oder Ströme in den Bildbereich. Zur Umwandlung der modalen Größen $\mathbf{g}_\mathrm{m}$ in die phasenweisen Größen $\mathbf{g}_\mathrm{L}$ und zurück wird unter Anwendung der Transformationsmatrix $\mathbf{T}_\mathrm{m}$ bzw. ihrer Inversen $\mathbf{T}_\mathrm{m}^{-1}$ folgende Vorschrift verwendet [26, 40]:

$$\mathbf{g}_\mathrm{L} = \mathbf{T}_\mathrm{m}\mathbf{g}_\mathrm{m} \quad \text{bzw.} \quad \mathbf{g}_\mathrm{m} = \mathbf{T}_\mathrm{m}^{-1}\mathbf{g}_\mathrm{L} \tag{10}$$

Die Größen $\mathbf{g}_\mathrm{L}$ sowie $\mathbf{g}_\mathrm{m}$ können Systemgrößen wie Spannungen und Ströme sein. Die Transformationsmatrix $\mathbf{T}_\mathrm{m}$ ist eine unitäre Matrix, die die Eigenschaft $\mathbf{T}_\mathrm{m}^{-1} = \mathbf{T}_\mathrm{m}^{*}$ erfüllt. Für die Anwendung der Modaltransformation auf Drehstromsysteme wird die Transformationsmatrix $\mathbf{T}_\mathrm{m}$ als Drehmatrix realisiert. Der dafür verwendete Drehoperator wird als $\underline{a} = \mathrm{e}^{\mathrm{j}\frac{2\pi}{3}}$ definiert und erfüllt die Bedingungen $\underline{a}^2 = \underline{a}^*$, $\underline{a}^{2*} = \underline{a}$ und $\underline{a}^3 = 1$ [40].

Symmetrische Komponenten stellen einen Sonderfall der Modalkomponenten dar, bei dem nur sinusförmige Signale mit der Grundfrequenz abgebildet und dafür Zeigergrößen verwendet werden. Durch die Transformation in Symmetrische Komponenten lassen sich die Zeigergleichungen in einem Drehstromsystem entkoppeln. Die symmetrischen Komponenten selbst sind ebenfalls Zeiger, die sich in die Nullkomponente $\underline{V}_{(0)}$, die Mitkomponente $\underline{V}_{(1)}$ und die Gegenkomponente $\underline{V}_{(2)}$ unterteilen [26, 41].

In Bild 6 sind die Phasenzeiger $\underline{V}_\mathrm{R}$, $\underline{V}_\mathrm{S}$ und $\underline{V}_\mathrm{T}$ eines beispielhaften unsymmetrischen Drehstromsystems aufgetragen. Diese entsprechen den in Gl. (9) definierten Effektivwertzeigern für jede Phase. Die Phasenzeiger weisen in diesem Beispiel unterschiedliche Längen auf und sind gegeneinander um verschiedene Winkel verschoben. Die Referenz für alle Transformationen bildet der Zeiger der ersten Phase $\underline{V}_\mathrm{R}$. Zur Ermittlung ihrer Symmetrischen Komponenten wird mit der Abtrennung der Nullsystemkomponente begonnen. Diese ist für alle drei Phasen gleich und wird als $\underline{V}_{(0)}$ bezeichnet:

$$\left(\underline{V}_\mathrm{R} - \underline{V}_{(0)}\right) + \left(\underline{V}_\mathrm{S} - \underline{V}_{(0)}\right) + \left(\underline{V}_\mathrm{T} - \underline{V}_{(0)}\right) = \underline{V}'_\mathrm{R} + \underline{V}'_\mathrm{S} + \underline{V}'_\mathrm{T} = 0 \tag{11}$$

Damit ergibt sich die Nullsystemkomponente umgestellt zu:

$$\underline{V}_{(0)} = \frac{1}{3}\left(\underline{V}_\mathrm{R} + \underline{V}_\mathrm{S} + \underline{V}_\mathrm{T}\right) \tag{12}$$

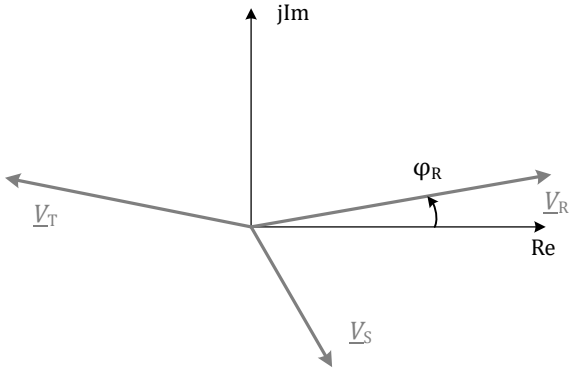

Bild 6: Zeigerabbildung eines beispielhaften, unsymmetrischen, Drehstromsystems nach [40, 41]

Wird diese Vorschrift für das in Bild 6 dargestellte System angewendet, ergibt sich die Nullsystemkomponente $\underline{V}_{(0)}$ wie in Bild 7 zu sehen. Es handelt sich

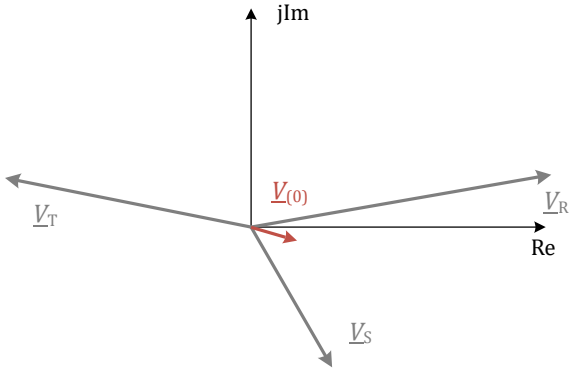

Bild 7: Bildung der Nullsystemkomponente nach [40, 41]

bei der Nullsystemkomponente um den Summenzeiger der Phasen, beaufschlagt mit dem Faktor $\frac{1}{3}$. Durch diesen Zusammenhang ist der alleinige Bezug auf eine Phase ausreichend, um die Nullsystemkomponente zu bestimmen. Typischerweise wird dafür Phase R verwendet.

Die Mitsystemkomponente setzt sich mit der Phasenfolge des Originalsystems aus der Anwendung des Drehoperators $\underline{a}$ bezogen auf die individuellen Phasenzeiger folgendermaßen zusammen:

$$\begin{aligned}
\underline{V}_{(1)\mathrm{R}} &= \frac{1}{3}\left(\underline{V}_{\mathrm{R}} + \underline{a}\underline{V}_{\mathrm{S}} + \underline{a}^2\underline{V}_{\mathrm{T}}\right) = \underline{V}_{(1)} \\
\underline{V}_{(1)\mathrm{S}} &= \frac{1}{3}\left(\underline{a}^2\underline{V}_{\mathrm{R}} + \underline{V}_{\mathrm{S}} + \underline{a}\underline{V}_{\mathrm{T}}\right) = \underline{a}^2\underline{V}_{(1)} \\
\underline{V}_{(1)\mathrm{T}} &= \frac{1}{3}\left(\underline{a}\underline{V}_{\mathrm{R}} + \underline{a}^2\underline{V}_{\mathrm{S}} + \underline{V}_{\mathrm{T}}\right) = \underline{a}\ \underline{V}_{(1)}
\end{aligned} \tag{13}$$

Werden die Mitsystemzeiger aus dem in Bild 6 dargestellten System gebildet, ergeben sie sich wie in Bild 8 dargestellt. Auch für die Berechnung der

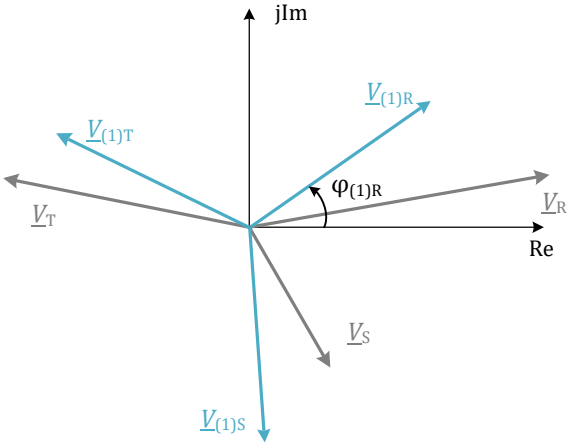

Bild 8: Bildung der Mitsystemkomponente nach [40, 41]

Mitsystemkomponenten ist durch die Symmetrie der Zeiger eine einphasige Betrachtung ausreichend. Daher wird für die weitere Betrachtung die Komponente auf die Phase R bezogen und als $\underline{V}_{(1)}$ bezeichnet. Die Zeiger der beiden anderen Phasen lassen sich durch Rotation unter Anwendung des Drehoperators $\underline{a}$ ermitteln.

Das Gegensystem stellt eine weitere Komponente dar. Die Phasenfolge des Gegensystems ist entgegengesetzt zu der des Originalsystems. Aus den Zeigern

des Originalsystems lassen sich die Zeiger des Gegensystems folgendermaßen ermitteln:

$$\begin{aligned}
\underline{V}_{(2)\mathrm{R}} &= \frac{1}{3}\left(\underline{V}_{\mathrm{R}} + \underline{\mathrm{a}}^2\underline{V}_{\mathrm{S}} + \underline{\mathrm{a}}\underline{V}_{\mathrm{T}}\right) = \quad \underline{V}_{(2)} \\
\underline{V}_{(2)\mathrm{S}} &= \frac{1}{3}\left(\underline{\mathrm{a}}\underline{V}_{\mathrm{R}} + \underline{V}_{\mathrm{S}} + \underline{\mathrm{a}}^2\underline{V}_{\mathrm{T}}\right) = \underline{\mathrm{a}}\ \underline{V}_{(2)} \\
\underline{V}_{(2)\mathrm{T}} &= \frac{1}{3}\left(\underline{\mathrm{a}}^2\underline{V}_{\mathrm{R}} + \underline{\mathrm{a}}\underline{V}_{\mathrm{S}} + \underline{V}_{\mathrm{T}}\right) = \underline{\mathrm{a}}^2\underline{V}_{(2)}
\end{aligned} \tag{14}$$

Analog zum Mitsystem wird auch das Gegensystem in Bild 9 aus dem gleichen Referenzsystem dargestellt. Es gelten die eingangs erwähnten Symmetriebe-

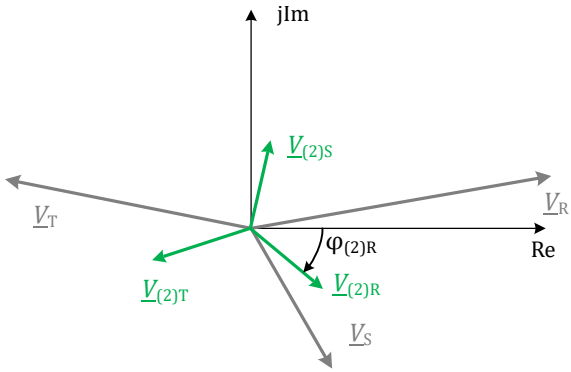

Bild 9: Bildung der Gegensystemkomponente nach [40, 41]

dingungen, sodass die Ableitung der Phasenzeiger S und T aus dem Zeiger R durch Rotation mit dem Drehoperator $\underline{\mathrm{a}}$ erfolgen kann. Gut zu erkennen, ist dass die Winkel der Mitsystemzeiger in Bild 8 und der Gegensystemzeiger in Bild 9 an der Abszisse gespiegelt sind. Der Grund dafür liegt im gegensätzlichen Drehsinn des Gegensystems.

Eine Rücktransformation in die drei Phasenzeiger ist durch die Addition der Komponentenzeiger folgendermaßen möglich:

$$\begin{aligned}
\underline{V}_{\mathrm{R}} &= \underline{V}_{(0)} + \underline{V}_{(1)\mathrm{R}} + \underline{V}_{(2)\mathrm{R}} = \underline{V}_{(0)} + \underline{V}_{(1)} + \underline{V}_{(2)} \\
\underline{V}_{\mathrm{S}} &= \underline{V}_{(0)} + \underline{V}_{(1)\mathrm{S}} + \underline{V}_{(2)\mathrm{S}} = \underline{V}_{(0)} + \underline{\mathrm{a}}^2\underline{V}_{(1)} + \underline{\mathrm{a}}\underline{V}_{(2)} \\
\underline{V}_{\mathrm{T}} &= \underline{V}_{(0)} + \underline{V}_{(1)\mathrm{T}} + \underline{V}_{(2)\mathrm{T}} = \underline{V}_{(0)} + \underline{\mathrm{a}}\underline{V}_{(1)} + \underline{\mathrm{a}}^2\underline{V}_{(2)}
\end{aligned} \tag{15}$$

Zusammengefasst ergeben die Zeiger der Symmetrischen Komponenten das in Bild 10 dargestellte System. Durch Aufsummieren der Komponentenzeiger lässt sich das ursprüngliche System rekonstruieren [40].

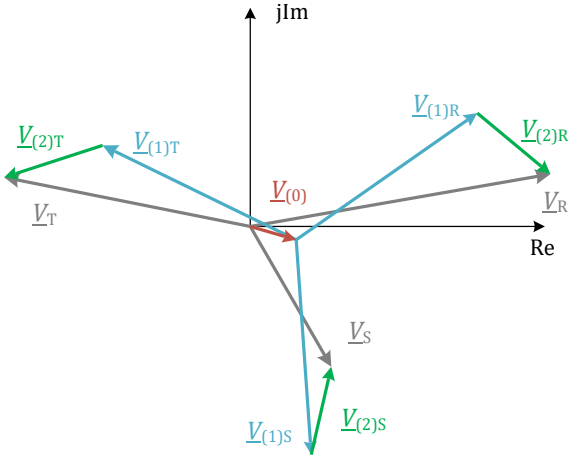

Bild 10: Zusammengesetztes Dreiphasensystem nach [40, 41]

Unter Berücksichtigung der Vorschriften aus Gl. (10) lassen sich die symmetrischen Komponenten in Matrixform darstellen. Die Transformationsmatrix $\mathbf{T}_\mathrm{m}$ bzw. ihre Inverse $\mathbf{T}_\mathrm{m}^{-1}$ ergeben sich zu:

$$\mathbf{T}_\mathrm{m} = \frac{1}{3}\begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{pmatrix} \quad \text{und} \quad \mathbf{T}_\mathrm{m}^{-1} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{pmatrix} \tag{16}$$

Damit lautet die Transformationsvorschrift für die symmetrischen Komponenten in Matrixform:

$$\begin{pmatrix} \underline{V}_{(0)} \\ \underline{V}_{(1)} \\ \underline{V}_{(2)} \end{pmatrix} = \frac{1}{3}\begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{pmatrix}\begin{pmatrix} \underline{V}_\mathrm{R} \\ \underline{V}_\mathrm{S} \\ \underline{V}_\mathrm{T} \end{pmatrix} \tag{17}$$

Die Rücktransformation ergibt sich damit zu:

$$\begin{pmatrix} \underline{V}_{\mathrm{R}} \\ \underline{V}_{\mathrm{S}} \\ \underline{V}_{\mathrm{T}} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \underline{V}_{(0)} \\ \underline{V}_{(1)} \\ \underline{V}_{(2)} \end{pmatrix} \tag{18}$$

Der Einsatz der Methode der symmetrischen Komponenten hat sich als Werkzeug zur Modellierung und Analyse quasistationärer Vorgänge in elektrischen Energiesystemen über viele Jahre etabliert. Während die Methode häufig für manuelle Rechnungen verwendet wurde, findet sie sie auch heute noch in digitalen Simulationsprogrammen Anwendung. Einer der Gründe dafür ist das Vorliegen bestehender Netzdaten in Form von Symmetrischen Komponenten. So werden Betriebsmitteldaten wie beispielsweise Kapazitätsbeläge für Freileitungen als Mit- und Nullsystemkapazitäten angegeben. Rechentechnisch ist allerdings auch eine phasenweise Modellierung möglich und vom Aufwand vergleichbar.

Für die digitale Netzberechnung ist eine Verbesserung im Sinne der Rechendauer nur dann möglich, wenn eine Vereinfachung der Rechnung selbst realisiert werden kann. Eine mögliche Vereinfachung stellt die Nutzung von reinen Mitsystemrechnungen und Vernachlässigung von Gegen- und Nullsystemgrößen dar. Diese kann realisiert werden, wenn sowohl elektrische Größen (wie Spannung und Strom) als auch die Topologie und die Fehler- bzw. Störungsverschaltung des zu untersuchenden Netzes symmetrisch sind. Das Resultat einer solchen Vereinfachung ist dann das Entfallen von Gegen- und Nullsystem in der Rechnung, da diese keine Erregung und gleichzeitig auch keine Speisung aufweisen, was eine erhebliche Zeitersparnis bedeutet.

Diese Methode findet typischerweise dann Anwendung, wenn die Ausgleichsvorgänge von Wechselstromgrößen Interaktionen geringer Frequenzen hervorrufen. Durch die Anwendung dieser Methode lässt sich die Komplexität von Drehstromsystemen reduzieren und die Analyse quasistationärer Vorgänge vereinfachen, die durch eine annähernde Konstanz der Systemzustandsgrößen über mehrere Perioden des Wechselstroms gekennzeichnet sind. Infolgedessen werden im Vergleich zur Analyse von Momentanwerten die Zeitschritte der Simulation deutlich vergrößert. Dadurch wird es möglich, ausgedehnte Netzgebiete mit geringem Zeitaufwand zu simulieren.

Die Vergrößerung der Zeitschritte wird dadurch möglich, dass die verbleibenden Differentialgleichungen größere Zeitkonstanten aufweisen sowie die Netzgleichungen nun algebraische Gleichungen darstellen. Letztere können mit beliebigen Schrittweiten gerechnet werden, da sie unabhängig vom Zeitschritt sind. Dieser Umstand trägt ebenfalls einen Aspekt zur Effizienzsteigerung der Netzberechnungen bei.

Im Rahmen der Arbeit werden Symmetrische Komponenten in der Stabilitätsimulation eingesetzt. Dort bilden quasistationäre Mitsystemrechnungen die Basis eines Netzsegments. Ein zweites, im Momentanwertteil gerechnetes Segment, wird mit Hilfe von Co-Simulation daran gekoppelt. Dieser Vorgang ist in Abschnitt 4.3.3 detailliert beschrieben.

2.3.2 Momentanwertbasierte Simulation

Differenzenleitwertmethode

Eine Möglichkeit der Lösung von Gleichungen in der Netzberechnung bietet die Differenzenleitwertmethode. Diese Methode ermöglicht es, das dynamische Verhalten von Netzelemente in einem Simulationsprogramm nachvollziehbar zu machen. Dabei werden Netzzweige durch Parallelschaltung mit einer Stromquelle mit einem komplexen Leitwert wie in Bild 11 gezeigt, oder Serienschaltung einer Spannungsquelle mit einer Impedanz abgebildet. Da die Nutzung der Spannungsquelle die Knotenzahl erhöhen und damit die Rechenintensität pro Zeitschritt durch Vermehrung der Matrixelemente erhöhen würde, wird das Stromquellenmodell mit Paralleladmittanz $\underline{Y}$ bevorzugt [7].

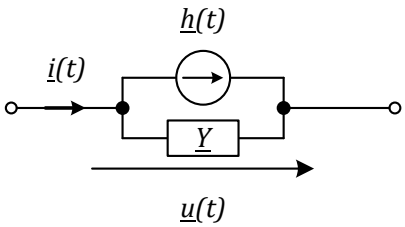

Bild 11: Differenzenleitwertelement mit Spannungs- und Stromverhältnissen

Zur Berechnung wird wieder das zweistufige Prädiktor-Korrektor-Verfahren angewandt. Die explizite Integration erfolgt dabei zur Berechnung des Quellenstroms des folgenden Zeitschritts $\underline{h}(t + \Delta t)$ aus den Strömen des aktuellen Zeitschritts $\underline{h}(t)$ und $\underline{i}(t)$ in der folgenden Weise:

$$\underline{h}(t + \Delta t) = \underline{K}_{\mathrm{h}} \cdot \underline{h}(t) + \underline{K}_{\mathrm{i}} \cdot \underline{i}(t) \tag{19}$$

Darauf folgt ein Schritt, der die Einhaltung der Knotenregel nach Kirchhoff sicherstellt:

$$\underline{h}(t) = \underline{Y} \cdot \underline{u}(t) - \underline{i}(t) \tag{20}$$

$$\underline{h}(t + \Delta t) = \underline{Y} \cdot \underline{u}(t + \Delta t) - \underline{i}(t + \Delta t) \tag{21}$$

Die Faktoren $\underline{K}_{\mathrm{h}}$ und $\underline{K}_{\mathrm{i}}$ stellen die Schrittkoeffizienten dar. Diese sind unter Wahrung der expliziten Form der Gesamtgleichung Gl. (19) aufzustellen und zeitschrittabhängig. Gleiches gilt für den Differenzenleitwert $\underline{Y}$. [6, 37]

Um den Differenzenleitwert eines Elements zu bestimmen, muss die zugehörige Differenzialgleichung gelöst werden. Für eine einzelne Induktivität L ergibt sich:

$$u(t) = L \frac{\mathrm{d}i(t)}{\mathrm{d}t} \tag{22}$$

Wird darauf die Trapezregel angewendet, kann die Differenzialgleichung mit Differenzen ausgedrückt werden:

$$\underline{u}(t + \Delta t) - \underline{u}(t) = \frac{2L}{\Delta t} \cdot \left(\underline{i}(t + \Delta t) - \underline{i}(t)\right) \tag{23}$$

Nach Umstellung von Gl. (23) ergibt sich eine zusammengefasste Form nach Gl. (24). Dabei kann bei angenommenen kleinen Änderungen die Admittanz als Kehrwert der Impedanzen folgendermaßen gelöst werden:

$$\frac{\underline{u}(t + \Delta t) - \underline{u}(t)}{\underline{i}(t + \Delta t) - \underline{i}(t)} = \frac{2L}{\Delta t} \rightarrow \frac{\underline{u}(t)}{\underline{i}(t)} = \frac{1}{\underline{Y}} \rightarrow |\underline{Y}| = \frac{\Delta t}{2L} \tag{24}$$

Dies ist nur eine Anwendung für die Ermittlung der Leitwerte. Weitere Faktoren zur Bestimmung der Differenzenleitwerte sind in der einschlägigen Literatur zu finden [6, 7, 37].

Dommel-Algorithmus

Für einen EMT-basierten Algorithmus, wie er z.B. in Programmsystemen wie EMTP oder EMTDC genutzt wird, gestaltet sich die iterative Lösung der Netzgleichungen in einer vergleichbaren Weise wie zuvor im Kapitel 2.3.1 beschrieben. Dabei werden jedoch Momentanwerte anstatt Zeiger zur Berechnung herangezogen. Um die Verhältnisse an einer Induktivität zu erhalten, wird analog zu Gl. (23) die Differenzialgleichung der Induktivität angewendet [4]:

$$u(t + \Delta t) - u(t) = \frac{2L}{\Delta t} \cdot (i(t + \Delta t) - i(t)) \tag{25}$$

Anschließend bildet der Algorithmus einen als *History Term* benannten Strom $i_\mathrm{h}(t)$, der die Verhältnisse am Knoten im vorigen Zeitschritt abbildet.

$$i(t + \Delta t) = \frac{\Delta t}{2L} u(t + \Delta t) + i_\mathrm{h}(t) \tag{26}$$

Die Gleichungen sind dabei umgewandelte Terme aus der zeigerbasierten Simulation, da beiden Methoden dasselbe Prinzip zugrunde liegt [4, 7, 37].

Im Rahmen der Modellierung elektromagnetischer Ausgleichsvorgänge ist die korrekte Auswahl der Nachbildung eines Netzelements für den jeweiligen Einsatzzweck essentiell. Diese Ausgleichsvorgänge können zeitlich über mehrere Größenordnungen reichen, angefangen bei sehr schnellen Vorgängen, die sich beispielsweise in gasisolierten Schaltanlagen abspielen, bis hin zu Maschineninteraktionen bei Stromrichteranlagen, die sich im Minutenbereich abspielen [32]. Gleiches gilt für die Wahl des Integrationszeitschritts. Dieser muss klein genug gewählt werden, um relevante Frequenzbereiche adäquat nachbilden zu können.

Als Beispiel sei die Modellierung einer Freileitung genannt. Im quasistationären Fall ist die Modellierung mit konzentrierten Elementen wie z.B. nach dem Pi-Ersatzschaltbild [42] ausreichend. An dieser Stelle sind statische Effekte relevant, wie die zur Ermittlung einer Spannungsüberhöhung nach dem Ferranti-Effekt bei unbelasteten Leitungen oder temporäre Überspannungen durch Netzunsymmetrien.

Untersuchungen von Schaltvorgängen in Frequenzbereichen von 50 Hz bis etwa 20 kHz erfordern ein aufwändigeres Modell. Je nach Leitungslänge müssen nun Wanderwellenphänomene oder auch Frequenzabhängigkeiten berücksichtigt werden. Ist die Leitung zu kurz um sie mittels Wanderwellenmodellen abzubilden, kann ein Modell mit verketteten Pi-Gliedern eine

hinreichend präzise Abbildung liefern. Dabei sind Kopplungen unter den Leitern sowie der Erde besonders zu berücksichtigen.

Ist die Modellierung schnellerer Vorgänge wie Blitzüberspannungen in Frequenzbereichen über 10 kHz gefragt, muss eine Abwägung hinsichtlich des stationären Verhaltens getroffen werden. Vorgänge in diesen Bereichen sind so schnell abgeklungen, dass stationäre Phänomene häufig vernachlässigt werden können. Die Wahl der Modellierung der Leitung wird dabei rein auf Basis ihrer Wanderwelleneigenschaften wie Ausbreitungsgeschwindigkeit und Wellenimpedanz getroffen. Kopplungen werden dabei meist vernachlässigt, eine einphasige Nachbildung zeigt sich als ausreichend [7].

2.4 Grenzen und Erweiterung von Simulationsverfahren

Weltweite Entwicklungen im Energienetz der letzten Jahre gehen mit dem zunehmenden Einsatz umrichterbasierter Erzeuger, Übertrager und Lasten einher. Diese ermöglichen den großflächigen Anschluss von Gleichspannungsquellen wie Solarmodulen oder Batteriesystemen und können Lasten wie elektrische Maschinen mit nicht grundfrequenten Spannungen versorgen. Stromrichteranlagen vereinfachen zudem die Steuerung von Lastflüssen im Netz, effiziente Übertragung über lange Strecken, dynamische Blindleistungsbereitellung und viele weitere Systemdienstleistungen. [43]

Der Rückbau konventioneller Erzeuger und ungeregelter Verbraucher bedingt gleichzeitig den Ausbau umrichtergespeister Anlagen. Dies ist auch notwendig, um die gestiegenen Anforderungen an Dekarbonisierung und Nachhaltigkeit der Betriebsmittel zu erfüllen. Durch die Veränderung der Betriebsmitteltypen ändern sich die Netzcharakteristika, wodurch Phänomene auftreten, die zuvor nicht relevant waren. Herkömmliche Methoden der Netzanalyse sind zunehmend weniger in der Lage, diese Phänomene vorherzusagen.

Damit wird eine der wichtigsten Aufgaben der Netzanalyse, die zuverlässige Vorhersage und Berechenbarkeit kritischer Zustände deutlich schwieriger gemacht. Aus diesem Grunde wurden die klassischen Stabilitätsbegriffe nach Kundur [1] um stromrichterbedingte Stabilitätsbegriffe erweitert [2, 44].

So zeigt [45], dass Netzstudien mit zeigerbasierten Analysemethoden insbesondere beim vermehrten Einsatz von Umrichtern nicht mehr adäquat sind. Es müssen demnach mehr Momentanwertuntersuchungen weiterer Netzgebiete unter Einsatz von spezifischen wie auch standardisierten generischen Modellen für Stromrichteranlagen durchgeführt werden. Dies führt allerdings

aktuelle Rechentechnik und Methodik an ihre Grenzen. Daher geht die Forderung nach dafür besser passenden Simulationsmethoden einher mit der nach besseren Modellierungsmöglichkeiten [45].

Eine potenzielle Lösung ist die Nutzung neuer Simulationsmethoden. Eine davon ise die Methode der dynamischen Zeiger (engl. dynamic phasor). Dabei wird das zu untersuchende System mit Phasoren verschiedener Ordnungszahlen abgebildet. Diese beinhalten eine Gleichkomponente ($f = 0$) sowie grundfrequente Anteile und Harmonische der Grundfrequenz. Die Nutzung von Zeigerabbildungen erlaubt dabei die Verwendung größerer Zeitschritte durch die spektrale Verschiebung von Frequenzanteilen bei gleichzeitiger Einhaltung des Nyquist-Kriteriums während gleichzeitig eine höherfrequente Abbildung möglich ist als bei reinen Grundfrequenzzeigern. Die Methode erlaubt deutliche Einsparungen von Rechenressourcen. [33]

Ein weiterer Lösungsansatz liegt in der Fragmentierung von Netzmodellen. Diese werden getrennt simuliert und an Koppelstellen wieder miteinander verbunden. An dieser Stelle spricht man von Co-Simulation. Es ergeben sich dabei Möglichkeiten sowohl innerhalb einer Domäne (also Momentanwerte oder Zeiger) zu rechnen oder aber auch das zu analysierende Netz in verschiedene methodisch getrennte Domänen zu teilen und durch Fokussierung auf einen Kernbereich nur diesen detailliert zu betrachten. Diese Möglichkeiten werden in den folgenden Kapiteln aufgezeigt.

3 Ansatz, Verfahren und Struktur von Co-Simulationen

In diesem Kapitel werden einige Grundlagen der Betriebssystemtechnik erläutert, mit dem Ziel, diese im weiteren Verlauf zum Aufbau eines Koppelalgorithmus für den Datenaustausch zwischen Simulationsprogrammen zu nutzen. Elektrische Kopplungsmodelle werden anschließend mithilfe dieses Algorithmus verwendet, um eine Co-Simulation zwischen Netzmodellen zu ermöglichen. Ebenfalls wird die Basis für den Austausch zwischen Simulationsdomänen und verschiedenen Zeitschritten in Form von numerische Transformationen gelegt, bevor die vorgenannten Komponenten zusammen als Co-Simulation angewendet werden.

3.1 Datenaustausch zwischen Simulationsprogrammen

3.1.1 Prozesse und Programme

Computerprogramme wie die in dieser Arbeit verwendeten Simulationswerkzeuge sind in Hochsprachen wie z.B. C++ oder FORTRAN erstellt. Diese nutzen dabei das Betriebssystem als Mittler zwischen dem Programm, anderen Programmen und der zugrunde liegenden Hardware wie Prozessoren, Speicher oder Eingabegeräten. Das Betriebssystem erfüllt dabei koordinative Aufgaben, wie [46]:

- Prozessverwaltung
- Speicherverwaltung
- Interprozesskommunikation
- Eingabe-Ausgabe-Steuerung
- Energiemanagement
- Sicherheit

Die Abwägung der vorgenannten Aufgaben untereinander führte zur Entwicklung verschiedener Konzepte von Betriebssystemarchitekturen. Alle Programme, die in dieser Arbeit verwendet wurden, arbeiten unter dem Betriebssystem Microsoft® Windows. Dieses Betriebssystem unterscheidet in seinem Kern zwischen einem Benutzermodus (*User-Mode*) und einem Kernelmodus

(*Supervisor-Mode*). Der Benutzermodus erlaubt einem Prozess ausschließlich die ihm zugewiesenen Ressourcen wie Speicher und einem begrenzten Befehlssatz des Prozessors zu nutzen. Der Supervisor-Mode erlaubt dagegen direkten Zugriff auf Geräteressourcen sowie den Betriebssystemkern und unbeschränkten Zugang auf den Prozessor und Speicher. Dies führt bei einem Aufruf über die Grenzen des eigenen Prozesses hinweg zu einem Übergang vom Benutzer- zum Kernelmodus. Wird beispielsweise eine Anfrage für das Speichern einer Datei gestellt, wird das Betriebssystem mittels einer Anwendungsschnittstelle (Application Programming Interface, API) dazu angerufen, dies für den Nutzerprozess zu erledigen [46, 47].

3.1.2 Interprozesskommunikation

Zwei voneinander getrennte Prozesse können durch ihre getrennten Speicherbereiche nicht direkt miteinander kommunizieren. Dies ist ein grundlegendes Sicherheitskonzept des Betriebsssystems. Um eine solche Kommunikation zu ermöglichen, bedarf es daher eines API-Aufrufs eines Befehls, der auf den Kernelmodus zugreift. Zur Kommunikation innerhalb und außerhalb von Prozessen haben sich im Laufe der Zeit verschiedene Konzepte etabliert, welche Vor- und Nachteile in verschiedenen Aspekten aufweisen. Die Anforderungen an ein Kommunikationskonzept, welches für den Einsatz zwischen Energienetzsimulationsprogrammen optimal ist, sind im Folgenden dargestellt [48]:

Prozessübergreifend: Es muss eine Kopplung zwischen Programmen auf einem Rechner mit eindeutiger Adressierung möglich machen.

Latenzarm: Die Simulationsgeschwindigkeit soll möglichst wenig beeinflusst werden. Ein Datenaustauschvorgang muss daher deutlich schneller als ein Simulationszeitschritt durchgeführt werden können.

Synchronisiert: Programme müssen aufeinander warten, besonders wenn die Ausführung von Aufgaben verschieden lang dauert.

Kollisionsfrei: Verschiedene Schnittstellen müssen parallel arbeiten können, ohne sich gegenseitig zu beeinflussen.

Mandl [48] unterscheidet die Konzepte dabei zwischen *nachrichtenbasierter* und *speicherbasierter* Kommunikation. Erstere nutzen ein überlagertes Protokoll, welches sowohl den Datenaustausch als auch die Signalisierung bzw. Synchronisation von Kommunikationsteilnehmern übernimmt. Diese Werkzeuge ermöglichen dabei Kommunikation über die Grenzen des Prozesses hinaus, bringen durch die zusätzlichen Funktionen allerdings auch

zusätzlichen Ballast mit, der die Rechenzeit verlängern kann. Beispiele dafür sind Pipes, Sockets und Queues. So sind Pipes (abgekürzt für Pipelines) in aller Regel unidirektionale Datenströme zwischen zwei Prozessen, wie auch in Bild 12 deutlich wird. Ein teilnehmender Prozess (*Prozess 1*) agiert lediglich schreibend, während der andere (*Prozess 2*) ausschließlich lesend auf die Pipe zugreift. Werden zwei Pipes kombiniert, kann damit eine bidirektionale Kommunikation ermöglicht werden. Der erwähnte Zusatzaufwand entsteht dabei durch den Kontextwechsel vom Anwendungs- in den Kerneladressraum und zurück.

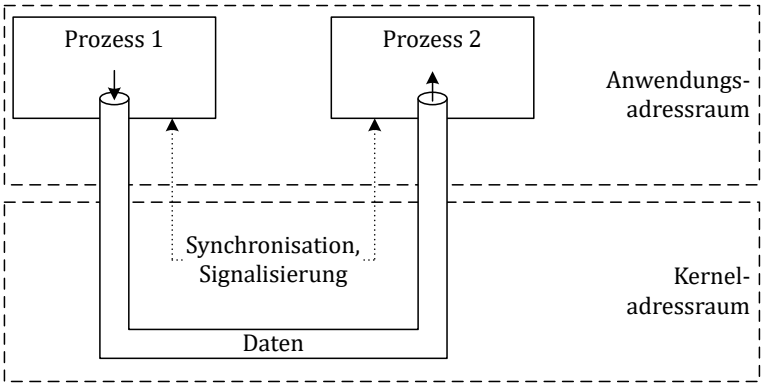

Bild 12: Interprozesskommunikation mit Pipes frei nach [48]

Speicherbasierte Kommunikation gestaltet sich über die Freigabe von Daten für verschiedene Elemente. Dabei werden inhärent keine Kopiervorgänge angestoßen, ein Teil des Speichers eines Prozesses kann direkt von einem zweiten gelesen werden. Allerdings fehlen bei vielen Konzepten die Möglichkeiten zur Synchronisation oder Signalisierung von Datenänderung. Diese müssen zusätzlich bereitgestellt werden. Beispiele für diese Konzepte sind Shared Data (in einem Prozess), Shared Memory (zwischen Prozessen) und Shared Files. Shared Data ist, wie auch in Bild 13 sichtbar wird, ausschließlich innerhalb eines Prozesses aktiv und kann diesen aufgrund der Betriebssystemgrenzen nicht überschreiten [48].

Das Konzept der Shared Files nutzt geteilte Dateien, die von einem Prozess lesend und von einem anderen Prozess schreibend verwendet werden können. Dabei kommt zusätzlich zu der durch den Kontextwechsel zwischen Kernel- und Anwendungsadressraum ausgelösten Latenz noch die Latenz des Datenspeichers hinzu. Die resultierenden Zugriffszeiten können je nach Art des Speichers deutlich höher ausfallen als bei den vergleichbaren Varianten [48].

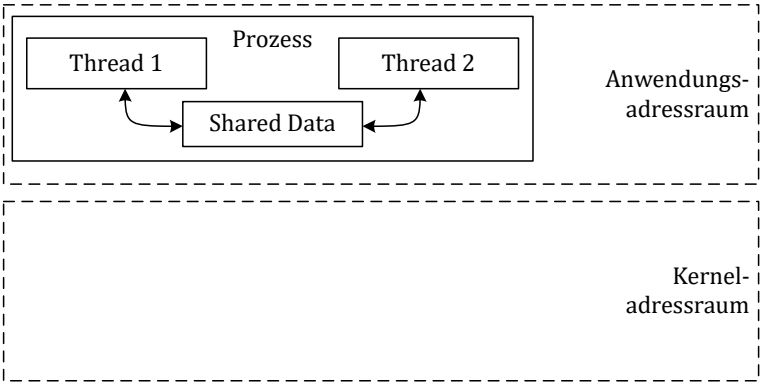

Bild 13: Interprozesskommunikation mit Shared Data nach [48]

Um sowohl über Prozessgrenzen hinweg als auch mit geringen Zugriffszeiten arbeiten zu können, wird Shared Memory, also geteilter Speicher, verwendet. Dabei wird ein Teil des Hauptspeichers vom Betriebssystem so freigegeben, dass die Programme diesen wie ihren eigenen Anwendungsspeicher verwenden können. Es ist dabei nicht von Bedeutung, wo genau der Speicher verortet ist. Bild 14 zeigt das Prinzip der Methode auf. Wie auch bei den anderen speicherbasierten Varianten muss eine zusätzliche Synchronisation bereitgestellt werden [48].

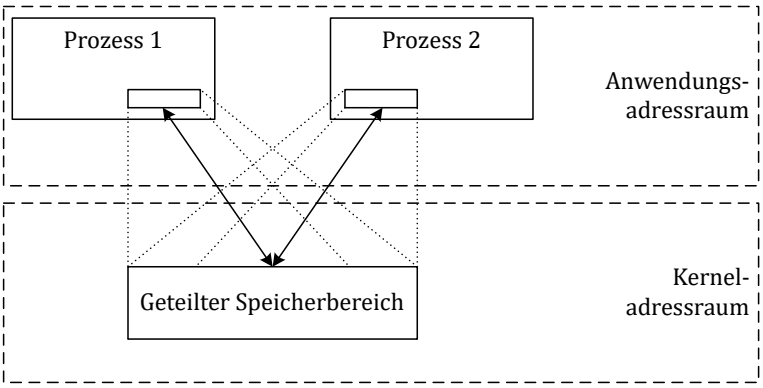

Bild 14: Interprozesskommunikation mit Shared Memory nach [48]

3.1.3 Prozesssynchronisation

Gleichzeitigkeit

Wenn verschiedene Programme, Prozesse oder Threads versuchen, die gleiche Ressource zur gleichen Zeit zu beanspruchen spricht man von einer Wettlaufsituation (engl. *Data Race*). Wenn das Ergebnis einer Operation durch die zeitlich verschränkte Ausführung von anderen Operationen abhängt, wird von *Race Conditions* gesprochen. Besonders in der parallelen Programmierung kann diese Situation auftreten. Beide Situationen können zu unvorhersehbaren Problemen führen, die mitunter erst sehr spät beobachtbar sind und aus scheinbar unbekannten Gründen auftreten [48].

Bild 15 macht dies in einem Beispiel deutlich. Zwei Prozesse sollen eine gemeinsame Variable um den Wert eins erhöhen. Das erwartete Ergebnis wäre $3 + 1 + 1 = 5$. Da die Vorgänge Lesen (L), Addieren (+1) und Schreiben (S) unabhängig nacheinander ablaufen, kann die Variable von Prozess 2 gelesen werden, bevor sie in aktualisierter Form von Prozess 1 geschrieben werden kann [48].

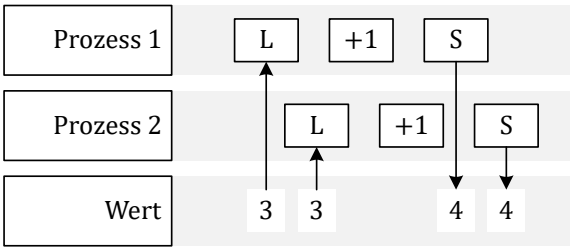

Bild 15: Unvorhergesehenes Ergebnis durch Data Race

Um dieser Situation zu begegnen, können die Vorgänge Lesen, Addieren und Schreiben atomar (ununterbrechbar) durchgeführt werden oder Sperren (engl. *Locks*) eingesetzt werden. Ein Vorgang ist dann atomar, wenn keine anderen Aktionen während dessen Durchführung stattfinden kann. Für einige Befehle gibt es vom Betriebssystem bereitgestellte APIs, die einen Satz an Instruktionen atomar ausführen können. Gibt es diese nicht, müssen kritische Sektionen, also die Teile, die atomar ausgeführt werden sollen, mit Sperren nachgerüstet werden.

Sperren und Signalisierung

Um die einfache Nutzung kritischer Sektionen zu ermöglichen, haben sich verschiedene Ebenen von Sperren etabliert. Die für diese Arbeit wichtigsten Elemente werden als *Semaphore* und als *Mutex* bezeichnet [48].

Eine *Semaphore*, frei übersetzt Signalmast oder Flaggenmast, besteht im Kern aus einer Verwaltungsarchitektur für Prozesse, die einen kritischen Abschnitt zu betreten versuchen. Dabei weist sie einen Zähler auf, der beim Betreten eines kritischen Abschnitts (engl. *Critical Section*) verringert und beim Verlassen des Prozesses wieder erhöht wird. Der Anfangswert des Semaphorenzählers gibt damit gleichzeitig die Anzahl der möglichen Prozesse im kritischen Abschnitt an. Dabei muss die Semaphorenaktion selbst wiederum atomar implementiert sein. Ein Mutex, englisch für Mutual Exclusion, also gegenseiter Ausschluss, bedeutet dabei eine einfache (binäre) Semaphore. Bei Zulassung eines einzelnen Prozesses ist die Verwendung eines Mutex ausreichend. Dieser besteht dann aus den Zuständen *locked* und *unlocked*.

Ein weiteres Konzept dazu stellt der *Spinlock* dar. Hierbei wird innerhalb einer Schleife (engl. *Spin*) wiederholt getestet, ob ein Prozess eine Sperre erhalten kann. Währenddessen ist der Vorgang, die Sperre zu testen und zu erhalten, atomar zu halten. Vorteil dabei ist, dass die Methode sehr schnell reagiert und nur wenig Latenz pro Iteration der Schleife aufweist. Dabei werden allerdings alle Ressourcen des Prozessors (bzw. Rechenkerns) für den Test, der dann so schnell wie möglich abläuft, aufgewendet. Auch kann sich in der aktiven Zeit kein Prozess in eine Warteschlange für die Ressource einreihen.

Allerdings sind für parallele Verarbeitungstechniken nicht nur Sperren relevant. Häufig müssen über Prozess- und Thread-Grenzen hinweg Signale gegeben werden. Dies kann in Windows mittels eines Events geschehen [49]. Event-Objekte sind dabei vom Kernel mittels einer API bereitgestellte Mechanismen, die ähnlich wie Mutex einen Prozess warten lassen können. Dazu ermöglichen sie es, extern signalisiert zu werden. Ein Mutex kann dagegen nur durch das Verlassen einer kritischen Sektion in einen signalisierten Zustand versetzt werden.

3.1.4 Die Co-Simulationsplattform Shared Memory Core

Überblick

Im Rahmen dieser Arbeit wurde die Plattform Shared Memory Core (SHM) entwickelt. Sie erlaubt die latenzarme Kopplung von Simulationsprogrammen auf einem Rechner untereinander mittels ihrer nativen Interfaces. Dabei

besteht die Plattform aus einem für alle Programme gleichen Kernmodul, das für verschiedene Programme identisch aufgebaut ist und einem Anwendungsinterface oder auch Adapter (engl. *Wrapper*), welches jeweils auf die Spezifika der unterschiedlichen Simulationsprogramme angepasst ist.

Kernmodul

Das Kernmodul der Shared Memory Core Plattform ist in C++ erstellt und kompiliert. Hauptbestandteile sind die Elemente *Benaphore*, *CachedEvent* und *SharedMemoryCore*, die an dieser Stelle erläutert werden sollen.

Benaphore

Das Prinzip von Sperren über Mutex und Semaphoren ist in Windows mit Zugriffslatenzen verbunden, da diese aufwändige Kernelaufrufe bedeuten [50]. Aus diesem Grund werden im Shared Memory Core Sperren als hybride Semaphoren, sogenannte Benaphoren [51] verwendet. In Bild 16 ist der strukturelle Ablauf der Benaphore-Sperre abgebildet. Diese verwenden den bereits vorhandenen Shared Memory-Bereich, um vor der Nutzung der Semaphore eine Sperre des Shared Memory abzufragen. Wenn ein Prozess versucht, Daten auf den Shared Memory zu schreiben, fragt dieser in einer atomaren Interaktion gleichzeitig den Status (*locked* oder *unlocked*) bei der Benaphore an. Ist die Antwort *unlocked*, kann der Prozess ohne weiteren Aufwand auf den Shared Memory zugreifen und hat gleichzeitig den exklusiven Zugang. Ist der Status *locked*, dann wird eine auf der Windows-API basierende Semaphore aktiviert und der Prozess reiht sich in eine Warteschlange ein. Da die meisten dieser Vorgänge kollisionsfrei, also *unlocked* geschehen, wird dadurch deutlich Zeit eingespart, die alternativ in Kontextwechseln verbracht werden würde. Dies stellt eines der Kernelemente dar, durch den der Prozessablauf so viel schneller als durch bisherige Verfahren möglich ist.

CachedEvent

Die von der Windows API bereitgestellten Event-Typen erfüllen im Kern die Funktion der Signalisierung zwischen oder auch innerhalb von Prozessen [49]. Wenn ein Thread auf die Signalisierung des Events warten muss, wird dieser in eine Art Ruhezustand versetzt und andere Threads können die frei gewordenen Ressourcen nutzen [47]. Dabei erfolgt ein Kontextwechsel von einem Thread auf den anderen. So müssen Daten vom Hauptspeicher in den Prozessorcache und zurück geladen werden. Das Betriebssystem muss dabei vom User- in den Kernel-Mode und zurück wechseln. Dies bringt eine Latenz

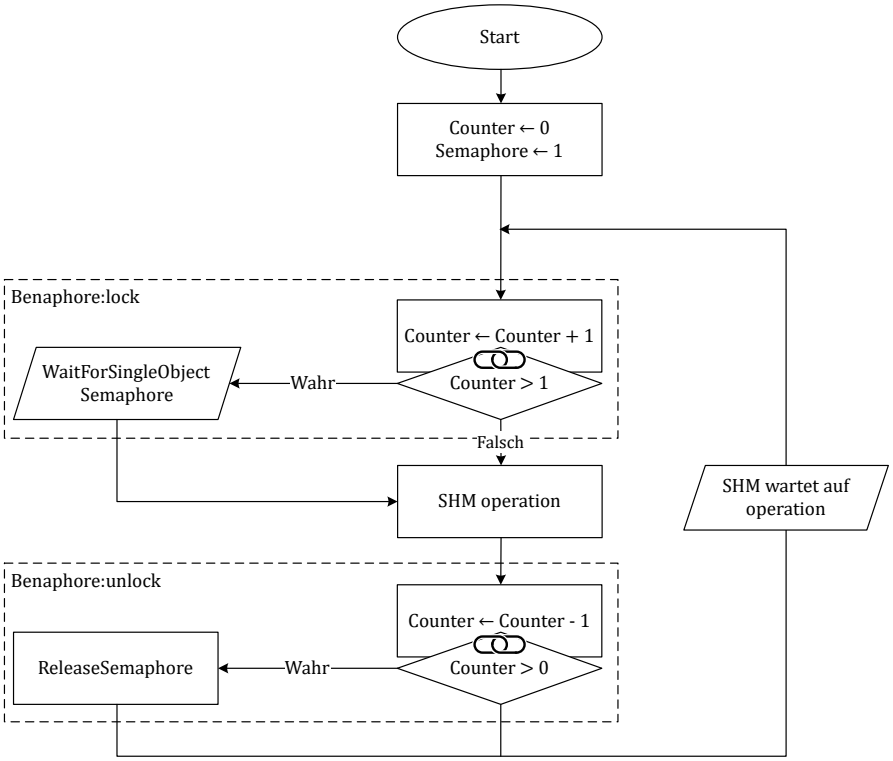

Bild 16: Programmablauf der Benaphore-Sperre nach [51]

bei jedem Kontextwechsel mit sich, ohne rechnerischen Mehrwert für die Zeit des Kontextwechsels.

Betrachtet man parallele, gekoppelte Simulationsprozesse, beenden typischerweise die Modelle zu verschiedenen Zeitpunkten ihren jeweiligen Rechenschritt und warten anschließend auf den Kommunikationspartner. Das führt zu sehr vielen, sehr kurzen Wartemomenten. Wenn diese anschließend durch zusätzlichen Aufwand von Kontextwechseln aufgebläht werden, führt das zur merklichen Verlängerung von Simulationszeiten.

Um dem zu begegnen, wird das Event der Windows API mit der Klasse CachedEvent um einen Spinlock erweitert. Dieser kann eine festgelegte Anzahl an Iterationen im Anwendungsadressraum absolvieren. Wird diese Grenze überschritten, ohne das der Kommunikationspartner seinen aktualisierten Zustand signalisiert, wird der Spinlock beendet und zum Windows-Event übergegangen. Bild 17 zeigt dabei den strukturellen Ablauf des Events:

Wenn die Kommunikationspartner nahe beieinander liegende Ausführungszeiten pro Zeitschritt aufweisen, wird das Event übergangen und die Wartezeit im Anwendungsadressraum ohne Kontextwechsel mittels eines Spinlocks verbracht. Haben die Kommunikationspartner jedoch deutlich unterschiedliche Ausführungszeiten, wird der Thread in den Ruhemodus versetzt. Dies spart Ressourcen und wirkt sich zeitlich kaum aus, da die Simulationsroutine bereits länger für die eigentliche Simulation benötigt. Durch den Einsatz des CachedEvents wird ein wesentlicher Geschwindigkeitszuwachs im Vergleich zu herkömmlichen Verfahren erzielt. Damit wird ein weiterer elementarer Aspekt, neben der zuvor erwähnten Benaphore, zur Beschleunigung der Datenaustauschprozesse implementiert.

Kernmodul: SharedMemoryCore

Das Kernmodul SharedMemoryCore beinhaltet alle relevanten Funktionen für Datenaustausch, Synchronisation und Signalisierung. Die dahinterstehende Routine verwendet dazu die Windows-API-Funktion zur Erstellung eines FileMappings. Das FileMapping stellt einen festgelegten Speicherbereich mit eindeutigem Namen bereit, der je nach den gegebenen Rechten von verschiedenen Prozessen nutzbar ist. Der strukturelle Aufbau des FileMappings ist in Bild 18 aufgezeigt und soll in dieser Sektion beschrieben werden.

Die gesamte Shared Memory-Struktur gliedert sich in eine Statussektion und je eine Datensektion für Aus- und Eingangskanäle. Der Statusteil enthält die Variablen für die Sperrfunktion `pLock`, Signalisierung (für Primär- und Sekundärprozess `pPrimär` bzw. `pSekundär`) und den globalen Kommunikationsszustand `pStatus`. Ihnen folgt die Sektion mit den Daten aus den Simulationsprogrammen für die Ein- und Ausgänge des Moduls. Beim Sekundärprozess sind Ein- und Ausgangskanäle umgekehrt, da der Eingang des Primärprozesses dem Ausgang des Sekundärprozesses entspricht. Auf diese Weise wird unnötiges Kopieren von Daten vermieden.

Die Initialisierungsfunktion der Datenstruktur beginnt mit dem Aufruf der FileMapping-Funktion. Ihre Parameter sind dabei Größe des angeforderten Speicherbereichs und die Kanalbezeichnung. Letztere kann als auch als menschenlesbare Adresse des geteilten Speicherbereichs interpretiert werden. Ist am angeforderten Bereich bereits Speicher reserviert, ermöglicht es die Funktion, sich daran anzuhängen. In diesem Fall wird der aufrufende Prozess zum Mitnutzer des geteilten Speichers und damit als Sekundärprozess bezeichnet. Im ersteren Fall, also wenn der Prozess selbst der Ersteller der Speichersektion ist, spricht man vom Primärprozess.

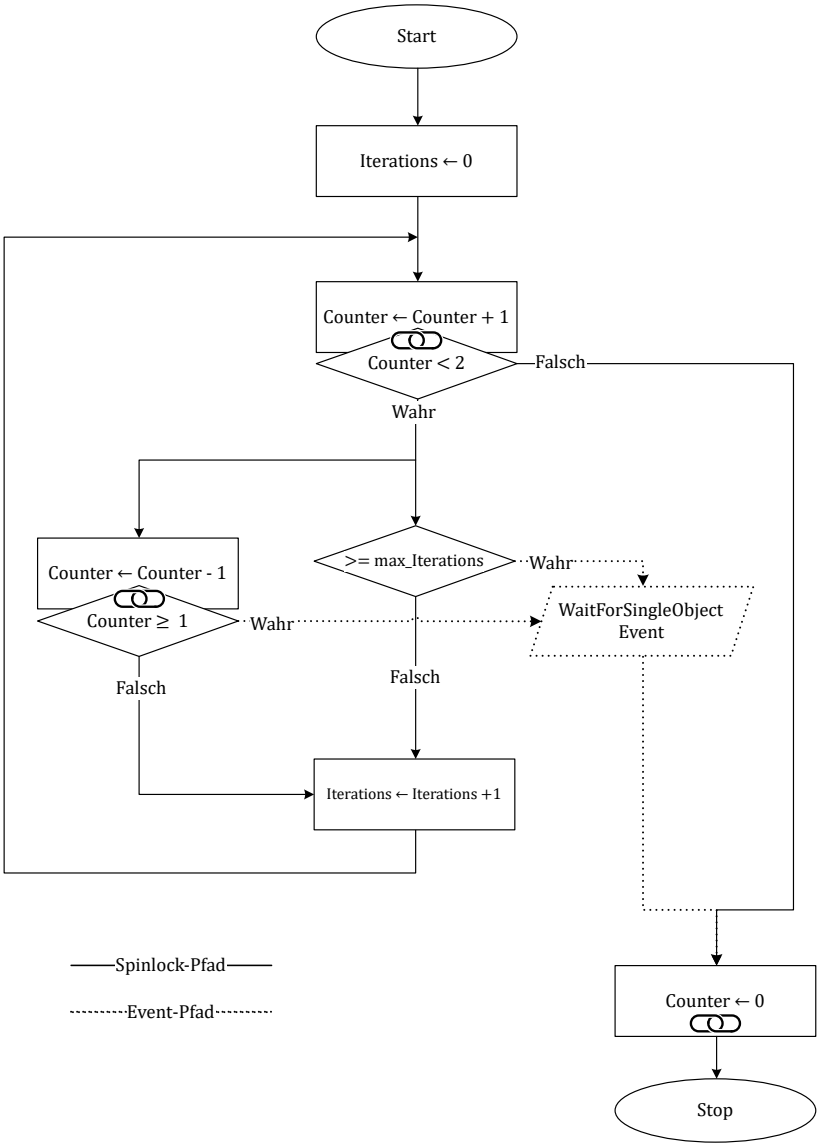

Bild 17: Programmablauf CachedEvent

Versucht eine dritte Partei sich an den SharedMemory anzuhängen, wird eine Fehlermeldung zurückgegeben, da der Algorihmus ausschließlich für zwei Teilnehmer ausgelegt ist. Die Aufruffunktion ist dabei in der Lage, den SharedMemory-Bereich zu lesen. Die Statussektion enthält an der Stelle `pStatus` die Information über die Anzahl der Teilnehmer.

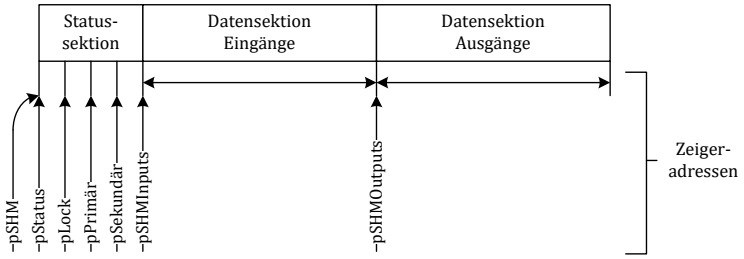

Bild 18: Innerer Aufbau und Zeigeradressen der SharedMemoryCore Datenstruktur

Nach der Speicherinitialisierung erzeugt die Aufruffunktion die nötige Sperre, um einen gleichzeitigen Schreibzugriff zu verhindern. Diese ist als Benaphore implementiert. Die Sperrvariable der Benaphore selbst liegt dabei im geteilten Speicherbereich. Ihr Mutex ist mittels einer vorher festgelegten globalen Adresse vonseiten der Windows-API erreichbar. Für den primären und sekundären Prozess werden Instanzen der Klasse CachedEvent angelegt, die wiederum global erreichbar sind, sowie eine Sperrvariable im Shared Memory aufweisen.

Prozessablauf der Co-Simulation

Werden zwei Simulationen zu einer Co-Simulation mittels Shared Memory Core zusammengeschlossen, ergibt sich ein Ablauf, wie er in Bild 91 (Bild zur Erhaltung des Leseflusses im Anhang unter A) dargestellt ist. Der erste Teilnehmer ruft in seiner Initialisierungsroutine den Konstruktor der Klasse SharedMemoryCore auf. Damit wird der Speicher reserviert und adressiert sowie Events und Methoden initialisiert. Anschließend wird der Teilnehmer in einen Ruhezustand versetzt und wartet auf das Verbinden des zweiten Kommunikationspartners. Dieser muss sich lediglich an die bestehende Struktur anhängen und den Speicher entsprechend seiner eigenen Struktur abbilden. Darauf folgt eine Schleife, die für jeden Simulationsschritt wiederholt wird. Die aus der Simulationsiteration gewonnenen Messergebnisse werden in den Shared Memory als Eingang abgelegt, die Signalisierung für den Partnerprozess aktiviert und nach dem Abwarten der Signalisierung der Gegenseite die Daten gelesen und wiederum in der eigenen Simulation weiterverwendet. Dabei werden bei jedem Schreibzugriff Sperren nach dem Benaphore-Prinzip verwendet und die Synchronisation mittels CachedEvents ausgeführt.

Fällt dabei einer der Teilnehmer aus, kommt es nach einer parametrierbaren Zeit zum Timeout. Dabei wird die oben beschriebene Routine umgangen und

die Simulation mit den letzten validen Daten fortgesetzt. Ebenso wird das Timeout für das Simulationsprogramm als Statuswert signalisiert.

Darüber hinaus wird der Datenaustausch übergangen, wenn einer der Kommunikationspartner die Simulation bereits abgeschlossen hat. Signalisiert einer der Prozesse das Ende seiner Simulationslaufzeit, wird dies zusätzlich über den Shared Memory dem Partnerprozess mitgeteilt. Abschließend beenden beide die Kommunikation und geben vormals beanspruchte Speicherbereiche frei.

3.1.5 Anwendungsadapter und -interfaces (Wrapper)

Viele Simulationswerkzeuge verfügen über ein Interface für Fremdcode oder kompilierte Modelle, die in der Regel spezifisch für jedes Simulationsprogramm sind. Im Gegensatz dazu muss der Datenaustauschkern, wie in Kapitel 3.1.4 beschrieben, in eine für das jeweilige Programm nutzbare Umgebung integriert werden. Um dabei robusten und wiederverwendbaren Programmcode zu erzeugen, der für eine Vielzahl an Simulationsprogrammen nutzbar ist, sind Adapterfunktionen erforderlich. Das zugrunde liegende Konzept ist in Abbildung19 dargestellt.

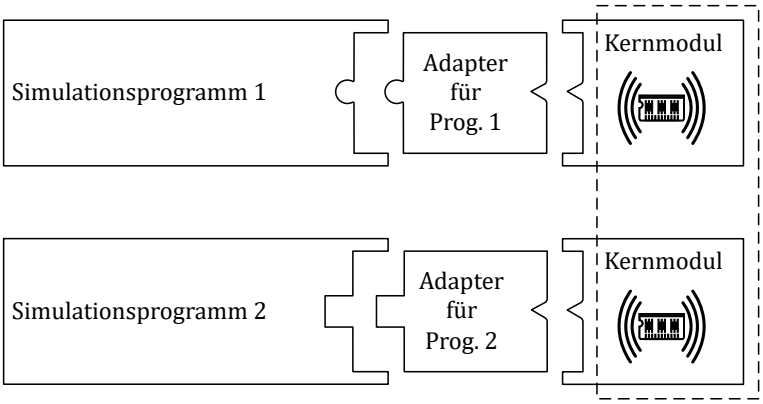

Bild 19: Wiederverwendbarkeit des Kernmoduls durch Anwendungsadapter (Wrapper)

Im Rahmen der Arbeit wurden für die Kopplung der nachfolgend genannten Werkzeuge untereinander erstellt.

- PSS®Sincal / PSS®NETOMAC
- PSS®E
- PowerFactory

- PSCAD/EMTDC
- Matlab/Simulink
- Python / C#
- Statische Bibliothek für die direkte Nutzung unterstützter Sprachen (z.B. Fortran, C++)

Weitere Adapter sind denkbar und würden den Anwendungsbereich weiter vergrößern.

3.1.6 Prozessablauf und Latenzen

Die Ausführung der Co-Simulation gliedert sich in Phasen der Berechnung und Phasen des Datenaustauschs. Sind die Ausführungszeiten der Simulationsiterationen zwischen den Programmen verschieden, so kommt dazu noch eine Wartezeit. Um den Einfluss der Co-Simulationsschnittstelle auf die Simulations- und Ausführungszeiten untersuchen zu können, wurde eine Analysemethode entworfen. Dabei werden zwei Teilnehmer (hier als Threads bezeichnet) innerhalb des gleichen Programms mittels der Shared Memory-Schnittstelle gekoppelt. Jeder Datenaustausch wird in seiner Ausführungszeit gemessen und anschließend der Mittelwert der Datenaustauschzeiten berechnet.

Der erste Fall beschreibt die synchrone Ausführung der verschiedenen Prozesse ohne implizierte Wartezeiten. Dabei liegen, wie in Bild 20 zu sehen, die Rechenzeiten beider Prozesse gleich auf.

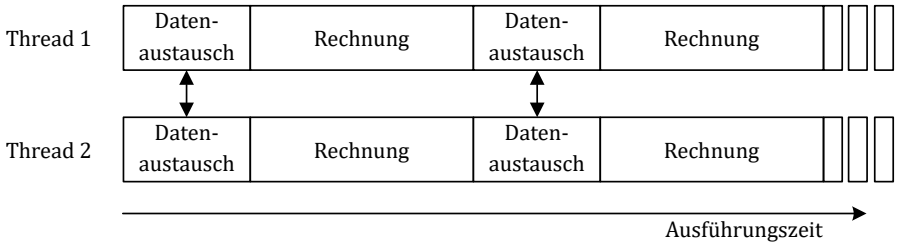

Bild 20: Bestandteile der Ausführungszeiten im synchronen Fall

Zum Vergleich soll in einem zweiten Fall mittels einer künstlichen Latenz die unterschiedlichen Ausführungszeiten, die typischerweise zwischen bei Ausführung der Simulationsprogramme auftreten, nachbilden. Diese, in Bild 21 dargestellten, künstlichen Wartezeiten werden in Thread 1 zwischen den Datenaustauschoperationen eingebracht. Damit steigt in diesem Thread die

Rechenzeit um die Wartezeit an. Im nicht betroffenen Thread greift die CachedEvent-Routine und versetzt den wartenden Thread zuerst mittels eines Spinlocks in einen Wartezustand. Später, wenn eine vorgegebene Anzahl an Iterationen des Spinlocks erreicht ist, wird der Thread mithilfe des Events in einen Ruhemodus versetzt. Die Zeit von der Signalisierung neuer Daten bis zur Aktivierung der Datenaustauschroutine wird daraufhin gemessen.

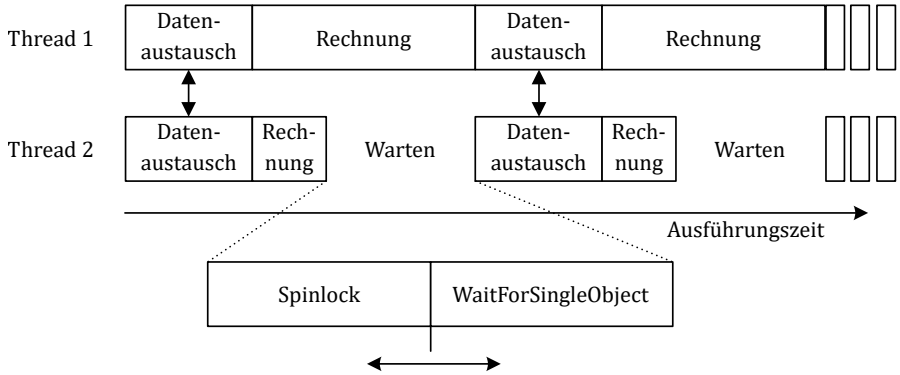

Bild 21: Bestandteile der Ausführungszeiten im Fall unterschiedlicher Rechenzeiten der Programme

Die Ergebnisse dieser Untersuchung sind in Bild 22 aufgetragen. Dabei wurde für eine konstante Anzahl von 1000 Ein- und Ausgangswerten des Shared Memory eine Analyse mit variierenden Wartezeiten vorgenommen. Die Stichprobe[1] zeigt, dass im Mittel die Zeit eines Datenaustauschs bei geringen aufgezwungenen Wartezeiten etwas unter 4 µs liegt. Steigt die Wartezeit an, steigt ebenfalls die Anzahl der Spinlock-Iterationen. Ist die Grenze erreicht und werden Events genutzt, verdoppelt sich die Zeit für den Datenaustausch. Bild 22 zeigt dazu, dass eine Erhöhung der Spinlock-Iterationszahl ebenfalls eine Erhöhung der maximalen Wartezeit bis zum Springen in diese Methode nach sich zieht.

Bei sehr langen Wartezeiten und werden die Ergebnisse inkonsistent. Dies begründet sich mit dem zufälligen Prozesshandling des Betriebssystems. So ist mit steigender Zeit die Wahrscheinlichkeit höher, dass das Betriebssystem einen anderen Prozess innerhalb des Wartezeitraums eine Operation durchführen lässt. Würde das Betriebssystem immer nur einen Prozess abarbeiten, würden alle anderen ins Stocken geraten und wie eingefroren auf den Nutzer

[1] Die hier gezeigten Ergebnisse sind ausschließlich für einen einzelnen Rechner und in einer einzelnen Umgebung gültig. Sie können in ihrem Betrag bei Nutzung anderer Hardware abweichen. Daher sind sie lediglich als Tendenz zueinander zu sehen.

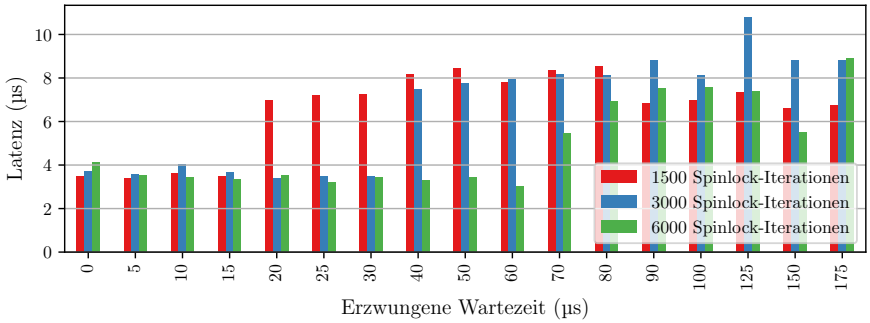

Bild 22: Latenzmessung des Datenaustauschs

wirken. Dies soll aber vermieden werden und daher werden Prozesse der Reihe nach für eine bestimmte Zeit ausgeführt und wieder gestoppt.

Die Messung zeigt, dass durch die Verwendung des Spinlocks eine Halbierung der individuellen Latenzen möglich wird. Da die Ausführung der Prozesse eine Vielzahl solcher Spinlocks braucht, kann mit ihrer Verwendung der Grundstein für die effiziente Kopplung von Simulationsprogrammen gelegt werden. Nur eine latenzarme Kopplung ermöglicht eine schnellere Simulation und rechtfertigt damit den Zusatzaufwand, der durch die Teilung eines möglichen Simulationsnetzes entsteht. Damit steigt die direkte Nutzbarkeit des Algorithmus im praktischen Anwendungsfall.

3.1.7 Skalierung

Nachdem das Grundprinzip der Schnittstelle überprüft und das Funktionsprinzip nachgewiesen wurde, wird nun der Aspekt ihrer korrekten Anwendung in den Simulationsprogrammen untersucht. Es besteht zum einen die Möglichkeit, die Anzahl der Shared Memory Instanzen gering zu halten, um dafür die Anzahl der Kanäle pro Instanz zu maximieren. Zum anderen ist es bei der gleichen Anzahl der zu übertragenen Datenpunkte ebenfalls möglich, die Größe der Instanz zu verringern während mehr Instanzen zu benutzen sind.

Für die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Überlegungen ist die erstere Variante zu bevorzugen. Dies hat folgende Gründe: Zum einen bringt jede Shared Memory Instanz durch die benötigten Steuerelemente einen festen Aufwand in Form von Latenzen mit sich, die mit der Anzahl Aufrufe linear skalieren. Die Sperren um gleichzeitiges Schreiben zu verhindern, sowie die Signalisierung benötigen Ressourcen, die für jedes aufgerufene Modul erneut zu implementieren sind. Der zweite Grund liegt in der Art und Weise des

Speicherzugriffs. Sequenzielles Lesen, also die Verarbeitung von Daten, die hintereinanderliegen, ist deutlich schneller als die Verarbeitung fragmentierter Datenstücke.

Um diese Annahme zu belegen, wurden im Rahmen eines synthetischen Tests die Zeiten für den Datenaustausch bei verschiedenen Kanalbreiten untersucht. Das Ergebnis der Untersuchung ist in Bild 23 aufgetragen. Es sei bemerkt, dass die gezeigten Daten auf einer anderen Maschine als die im vorigen Kapitel aufgenommenen ermittelt wurden und daher nicht direkt miteinander vergleichbar sind. Dabei wird die Zugriffslatenz t_{it} ermittelt, die ein Datenaustauschvorgang im Mittel pro Iteration in das System abhängig von der Kanalbreite induziert. Bis hin zu einer Grenze von 200 Kanälen liegt diese in der Stichprobe im Bereich unterhalb von 2 µs. Darüber steigt die Latenz deutlich an.

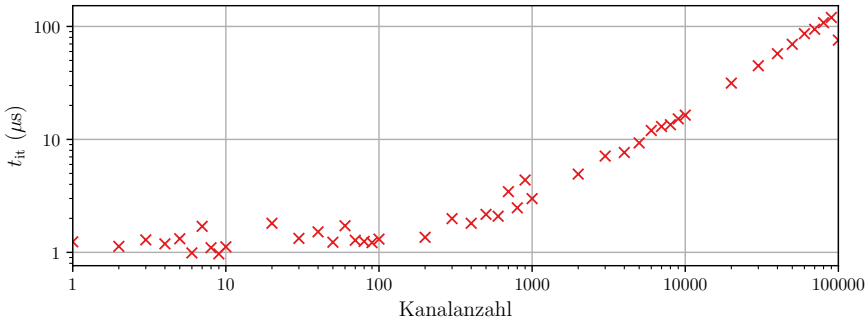

Bild 23: Induzierte Latenz durch die Co-Simulationsschnittstelle bei verschiedenen Kanalbreiten

Damit bestätigt das Bild die zuvor getroffene Annahme. Das Datenaustauschmodul induziert eine Latenz, die bis hin zu einer gewissen Grenze deutlich größer ist, als die Zugriffszeit auf den Speicher. Darüber hinaus ist ein linearer Zusammenhang zu sehen, der allerdings selbst mit der Dopplung der Anzahl ausgetauschter Werte keine Dopplung der Zugriffszeiten erwarten lässt. Daher lässt sich direkt ableiten, dass möglichst viele Datenpunkte in ein einzelnes Modul integriert werden sollten und die Anzahl der Koppelmodule dafür zu reduzieren ist. Da der Datenaustauschkern auf zwei Teilnehmern basiert, soll es so pro zu koppelnden Simulationssystem genau eine Shared Memory Instanz geben, um optimale Rechenzeiten zu erreichen.

Darüber hinaus ist in der Untersuchung in Bild 23 klar zu sehen, dass die Zugriffszeiten über eine breite Kanalanzahl bis hin zu 1000 Kanälen in einem

konstanten Bereich unter 5 µs liegen. Für die Kopplung von Simulationsprogrammen ist diese Kanalanzahl üblich. Die im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Co-Simulationsplattform zeigt sich damit wiederum als effizient und hinreichend optimiert für ihren Einsatzzweck.

3.2 Datenaustausch zwischen Simulationsplattformen

Während mit den zuvor eingeführten Methoden die Kommunikation auf eine einzelne Rechenmaschine beschränkt ist, soll in diesem Abschnitt die Möglichkeit eruiert werden, wie über die Rechnergrenzen hinaus eine Kopplung hergestellt wird. Dabei wird besonders auf die Interaktion von Echtzeitsystemen [52] eingegangen, da diese von steigender Bedeutung für die Netzberechnung sind. Der Blick wird dabei auf verschiedene Kommunikationsmethoden gerichtet, und ihre Eignung zum Überbrücken der physischen Gerätegrenzen diskutiert.

3.2.1 Anforderungen an Echtzeitsysteme

Ein gegebenes Hardwaresystem kann, da es mit limitierten Ressourcen ausgestattet ist, lediglich eine begrenzte Anzahl Operationen in einem gegebenen Zeitraum durchführen. Im Kontext von Simulationen ist das dergestalt beobachtbar, dass eine aufwändigere Rechnung eine vergleichsweise längere Rechendauer erfordert als eine weniger komplexe Rechnung. Definiert man die korrekte Ausführung einer Operation nicht nur am Wert des Ergebnisses, sondern auch an einem Zeitpunkt, bis zu dem sie erfolgt sein muss, spricht man von Echtzeitsystemen. Es müssen dabei Rechenergebnisse in mathematisch und logisch korrekter Form zu einem vorgegebenen Zeitpunkt vorliegen.

Die oben genannte Bedingung wird als harte Echtzeitanforderung bezeichnet (engl. Hard real-time requirement). Können gelegentlich Abweichungen der Ausführungszeit durch das System kompensiert werden, ist dabei die Rede von einer weichen Echtzeitanforderung (engl. Soft real-time requirement). Die Anforderungen müssen wiederum während des Betriebs von einer von der Simulation selbst unabhängigen Instanz geprüft werden. Der dafür zuständige Algorithmus wird als Watchdog bezeichnet. Stellt dieser eine Abweichung fest und wird das Echtzeitsystem in einen definierten Zustand versetzt, so wird das System als *fail-safe* bezeichnet. Dies ist im Kontext der Echtzeitsimulation meist mit harten Echtzeitanforderungen verbunden. Im Gegensatz dazu kann ein System unter dem Einfluss von weichen Echtzeitanforderungen in Betrieb

bleiben, beispielsweise durch das Überspringen von Rechenschritten, ist damit ein *fail-operational* System definiert [52].

3.2.2 Synchronisation von Simulatoren

Da es sich bei den Plattformen um verschiedene Einheiten handelt, sind die darin verwendeten Taktgeber statistischen Streuungen unterworfen. Dies führt zu einer Abweichung des Taktsignals und damit des Signals der inneren Uhren der Systeme in Relation zueinander. Eines der Systeme läuft dem Anderen dabei z.B. vor und das zweite System entsprechend nach. Bei einem einzelnen, monolithischen System ist das als Drift bekannte Phänomen selbst meist nicht problematisch, solange keine Echtzeitanforderungen gelten. Im Falle der Interaktion von zeitkritischen Operationen verschiedener Systeme miteinander ist dies allerdings eine Aufgabe, ohne deren Lösung die Geräte zu fehlerhaften Ergebnissen kommen [52].

Daher existieren Synchronisationskonzepte, die eine gleichzeitige Berechnung ohne den Drift der Taktgeber untereinander möglich machen. Eine der gängigsten Methoden ist dabei die Verwendung einer präzisen gemeinsamen externen Zeitvorgabe. Realisiert wird diese häufig durch eine Quarzuhr, welche selbst robust gegenüber Abweichungen des Takts aufgrund von äußeren Einflüssen sein muss. Die Uhr kann wiederum mittels externen Methoden, wie dem Global Positioning System (GPS) oder auch dem DCF-77 Zeitzeichensender korrigiert und ausgerichtet werden, um ihren eigenen Drift zu kompensieren.

Die Verteilung des Zeitsignals ist dabei wiederum Latenzen unterworfen, welche Abweichungen der Systeme untereinander möglich machen können. Um dieser zu begegnen, haben sich internationale Übertragungsstandards etabliert, wie beispielsweise IEEE 1588 PTP, IRIG-B oder 1PPS.

3.2.3 Datenübertragung

Zur Klassifikation der digitalen Datenübertragungstechniken hat sich das nach dem Open Systems Interconnection model benannte OSI-Schichtenmodell etabliert [53]. Das Modell ist in Bild 24 schematisch abgebildet. Dort untergliedert sind sieben Schichten, die aufeinander aufbauend ein System zur Deklaration von Kommunikationsmethoden und -protokollen von der physischen Ebene (Leitung, Glasfaser, Funk) bis hin zur Anwendungsebene (HTTP, DNS, FTP) erlauben. Die Abstraktion, also die Trennung zwischen Konzept und Umsetzungsart, nimmt dabei mit jeder Schicht zu. Sie sind damit durch

einfacher verwendbare Methoden simpler ansprechbar, verwenden aber auch durch die Schichten mehr Overhead, der nicht der Ausführung der gewünschten Tätigkeit gilt [54]. Die Signale der unteren Ebenen werden daher für

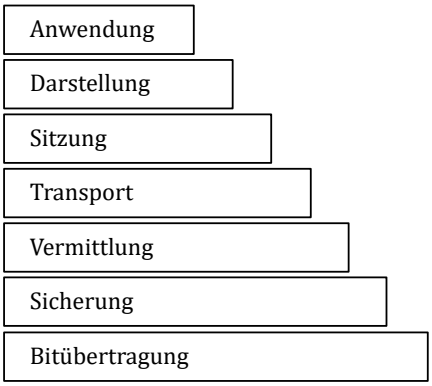

Bild 24: OSI-Schichtenmodell nach [53]

Datentransfer mit geringen Latenzen und hohen Übertragungsraten bei Echtzeitumgebungen verwendet. Ein Beispiel ist der von der Firma Xilinx entwickelte Protokollstandard Aurora, welcher auf der zweiten Ebene arbeitet und für die Kopplung von FPGAs[2] entwickelt wurde. Dieser ist mittlerweile ein Standard, der häufig im Umfeld von Echtzeitsimulatoren in der Elektro- und Energietechnik Einsatz zum Anschluss von Echtzeitsystemen findet, aber auch für die Co-Simulation verwendet wird [P1].

Weiter abstrahierte Protokolle werden ebenfalls häufig für den Zweck der Echtzeitsimulation eingesetzt. Zu nennen sei an der Stelle UDP, welches mittels Sockets unter anderem in Koppelalgorithmen wie VillasNode Verwendung findet [25, P2].

Weiterhin ist der Datenaustausch auch über die Übertragung von Analogwerten möglich, dies bedeutet die Wandlung der digitalen Signale in analoge, deren Übertragung über Leitungen und Rückwandlung in digitale Signale, die das Simulationssystem lesen kann. Diese Methode ist durch die Wandel- und Übertragungsverluste im Allgemeinen weniger präzise und wird daher an dieser Stelle nicht weiter behandelt [54].

[2] Field-Programmable Gate Array

3.3 Elektrische Kopplungsmodelle

Um Netzmodelle koppeln zu können, ist neben Datenaustausch und der numerischen Behandlung der Größen zwischen Rechendomänen auch ein elektrisches Äquivalent nötig. Dieses Äquivalent stellt dabei den per Co-Simulation angeschlossenen Netzausschnitt der Gegenseite dar. Es ist direkt für das Verhalten der gekoppelten Netzteile verantwortlich. Die grundsätzliche Struktur einer Netzkopplung zeigt dabei Bild 25.

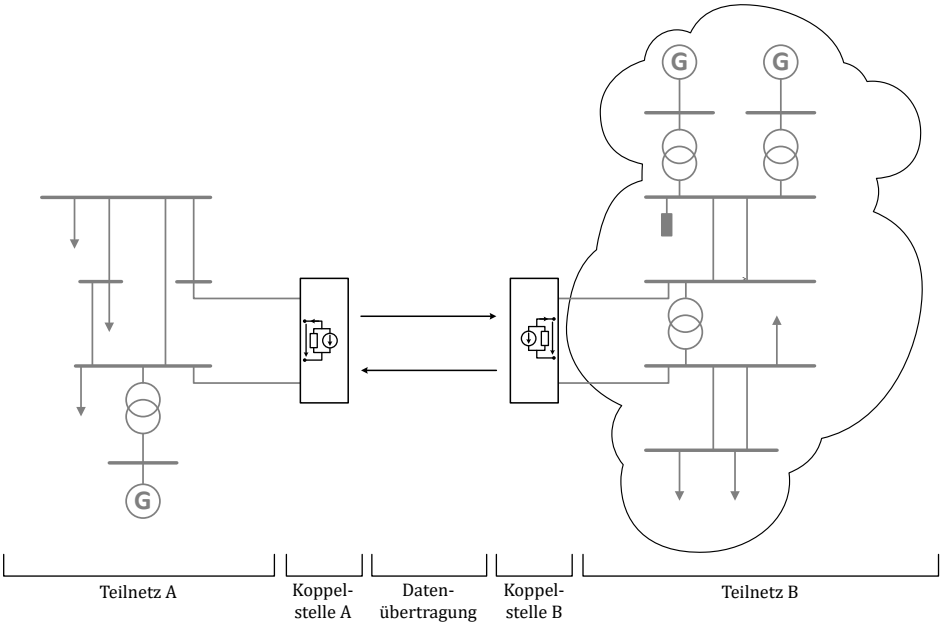

Bild 25: Struktur und Komponenten der Netzkopplung zur Co-Simulation

Die Grundannahme für die Erstellung einer Netzkopplung besteht darin, Elemente der Knotenadmittanzmatrix $\underline{\mathbf{Y}}$ gruppieren zu können. Dies mündet dann in einer Diagonalstruktur der einzelnen Matrixelemente:

$$\underline{\mathbf{Y}} = \begin{pmatrix} \underline{\mathbf{Y}}_1 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{\mathbf{Y}}_2 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{\mathbf{Y}}_3 \end{pmatrix} \tag{27}$$

Die Diagonalelemente $\underline{\mathbf{Y}}_1$, $\underline{\mathbf{Y}}_2$ sowie $\underline{\mathbf{Y}}_3$ stellen dabei wiederum Matrizen dar. Kopplungen zwischen den gruppierten Elementen werden durch Netzäquivalente wie Norton- oder Thévenin realisiert. Die algorithmische Lösung

der resultierenden Netzgleichungen ist nun individuell und damit parallel möglich [5].

Einen großen Einfluss auf die Simulationsergebnisse gekoppelter Netze hat die Wahl der Orte für Koppelstellen. Durch den kausalen Zusammenhang des Simulationsalgorithmus (Messung-Rechnung-Implementation in die Knotenadmittanzmatrix) können gemessene Größen wie Spannung und Strom erst im nächsten Zeitschritt der Simulation realisiert werden. Durch die daraus resultierende Totzeit entsteht eine Flanke, wenn sich Bedingungen an den Koppelstellen ändern. Es ist jedoch vorteilhaft, eine Koppelstelle an einem Ort mit nur geringen Änderungen dieser Größen während der Laufzeit zu wählen. Denkbar ist hierbei beispielsweise die Wahl von Spannungen an Kapazitäten oder Strömen an Induktivitäten, da diese definitionsgemäß keine sprunghaften Änderungen aufweisen [5].

Bei Nutzung von kommerziellen Simulationswerkzeugen ist dabei der Einblick in die Admittanzmatrizen nur teilweise oder gar nicht möglich. Aus diesem Grund ist die Wahl eines geeigneten Koppelmodells mitunter sehr komplex und nur empirisch möglich.

Zur Modellkopplung bieten sich Möglichkeiten des direkten Datenaustauschs oder die Nutzung von Betriebsmitteleigenschaften, die inhärent eine Latenz aufweisen an. Die Koppelstellen können auf dem Austausch verschiedener Größen des Energienetzes basieren [22]:

- Spannung $u(t)$ durch Messung an der Koppelstelle und Einbringen in eine Spannungsquelle in das andere Teilnetz
- Strom $i(t)$ durch Messung an der Koppelstelle und Einbringen in eine Stromquelle in das andere Teilnetz
- Impedanz Z durch Messung der Netzverhältnisse $(u(t), i(t))$ und Einbringen des Verhältnisses $u(t)/i(t)$ in das andere Teilnetz
- Thévenin oder Norton-Äquivalent durch Messung der Netzverhältnisse $(u(t), i(t))$ an der Koppelstelle und Analyse des Kurzschlussverhaltens an der Koppelstelle

Das dynamische Verhalten von Netzgrößen wie Strom und Spannung and den Netzäquivalenten kann dabei deutlich unterschiedlich ausfallen. Bild 26 zeigt denkbare Charakteristika. Bei Verwendung von Spannungs- oder Stromquellen werden Vorgaben und Sollwerte direkt umgesetzt. Kommt eine Änderung von Bedingungen wie durch eine Zwischeniteration aufgrund einer Schalthandlung in das Netz, so können die Quellen in Form von Sollwertänderungen

nicht darauf reagieren. Man spricht dabei von Grenzbedingungen nullter Ordnung [55].

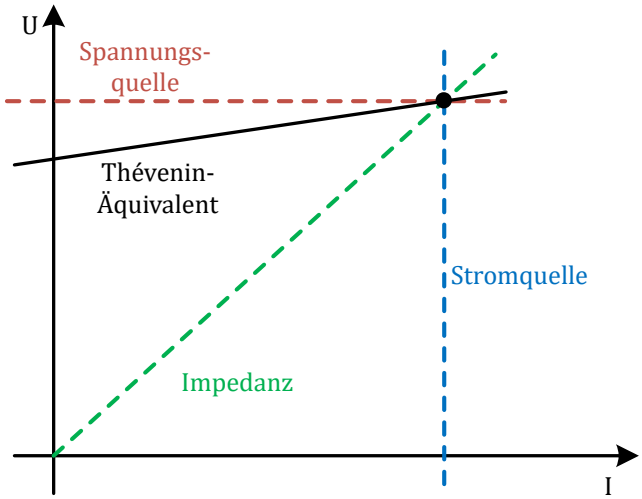

Bild 26: Strom-Spannungs-Beziehungen von Netzäquivalenten nach [22]

Impedanzbasierte Koppelmethoden erlauben mehr Flexibilität für die Netzintegration, erfordern dabei aber mehr Rechenaufwand durch die Übertragung von sowohl Spannung als auch Strom. Die Nutzung von Thévenin- oder Norton-Äquivalenten ermöglicht die noch präzisere Nachbildung von Netzen an der Koppelstelle. Dabei wird es möglich, durch die Berechnung von Koppelstellenimpedanzen, das Verhalten mit mehr Freiheitsgraden zu beeinflussen. Diese muss dafür allerdings gesondert bestimmt werden und kann zwischen Koppelstellen des gleichen Netzes deutlich verschieden ausfallen [22]. Die folgenden Abschnitte zeigen das Verhalten und Charakteristika verschiedener Koppelmodelle auf.

3.3.1 Idealer Übertrager

Eines der einfachsten Modelle zur Kopplung von Netzpartitionen stellt das ideale Übertragermodell dar. Dabei werden Spannungs- und Stromquellen in den Äquivalenten verwendet, wie in Abbildung 27 verdeutlicht. An der Stromquelle wird eine Spannungsmessung $\underline{u}(t)$ vorgenommen, deren Ergebnis in die Spannungsquelle eingespeist wird. Dies wird an der Seite der Spannungsquelle mittels der Strommessung $\underline{i}(t)$ gespiegelt wiederholt.

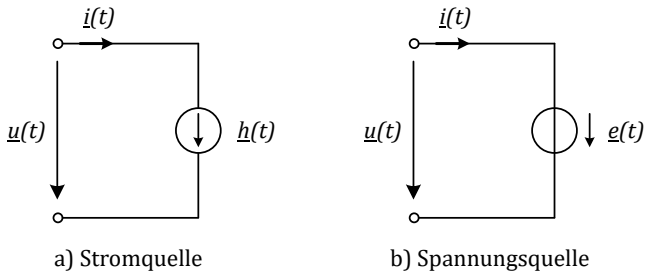

Bild 27: Idealer Übertrager

Ein idealer Übertrager ist zwar mit nur wenigen Elementen aufgebaut, kann aber schnell an die Stabilitätsgrenzen geführt werden. Als Basis für Echtzeituntersuchungen mit simulierten Netzen und physischen Betriebsmitteln (Hardware-in-the-Loop) wurden Untersuchungen durchgeführt und Vorschläge für die Lösung von numerischen Stabilitätsproblemen mit dem Interface veröffentlicht [56].

In der Anwendung der Methode werden durch die direkte, unmittelbare Kopplung der Systeme Störungen nahe der Koppelstelle direkt übertragen. Ereignet sich ein Fehler niedriger Impedanz auf der Spannungsquellenseite, kann der Lösungsalgorithmus überfordert werden. Der Versuch, die geforderte Spannung in der Spannungsquelle einzuprägen scheitert durch den Kurzschluss. Das Ergebnis ist dabei zumindest eine numerische Instabilität, die dann zu einem Abbruch der Rechnung führen kann. Dasselbe gilt dabei für Längsfehler, also sehr hohe Impedanzen, an der Stromquellenseite.

Eine naheliegende Lösung wäre, eine Zusatziteration im Rechenalgorithmus einzufügen. Dies ist allerdings bei nicht offen zugänglichen Simulationswerkzeugen nicht ohne weiteres möglich, da diese die Funktion in aller Regel nicht anbieten. Daher ist die Entwicklung von Alternativen und Erweiterungen zur elektrischen Kopplung von Simulationsprogrammen nötig. Eine solche kann die Nutzung von Äquvialenten sein, wie sie im folgenden Abschnitt behandelt wird.

3.3.2 Thévenin- und Norton-Äquivalent

Eine Erweiterung der Kopplung mittels Quellen besteht in der Berücksichtigung einer Serienimpedanz bzw. Paralleladmittanz. Bei einer Spannungsquelle mit Serienimpedanzen spricht man von Thévenin-Äquivalenten. Die elektrischen Größen berechnen sich dabei, wie in Bild 28 zu sehen, aus der

Thévenin-Impedanz $\underline{Z}_{\mathrm{TH}}$, der Quellspannung $\underline{e}(t)$ und den resultierenden Netzgrößen wie Spannung $\underline{u}(t)$ und Strom $\underline{i}(t)$ [5].

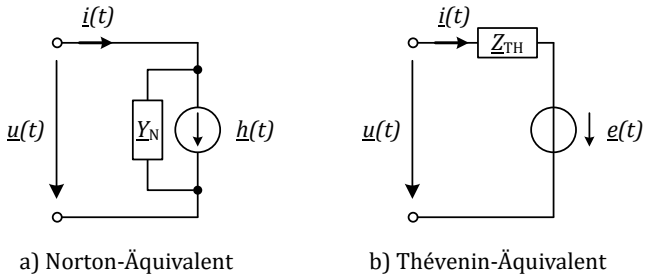

Bild 28: Ersatzschaltbild der Netzäquvialente

Bei Verwendung der Stromquelle mit einer parallelen Admittanz $\underline{Y}_{\mathrm{N}}$ wird von einem Norton-Äquivalent gesprochen. Der Quellstrom $\underline{h}(t)$ teilt sich dabei nach der Knotenregel in eine Netzkomponente $\underline{i}(t)$ und eine Komponente durch die Paralleladmittanz auf. Damit ergeben sich die Verhältnisse der Quelle zu:

$$\underline{i}(t) = \underline{h}(t) + \underline{u}(t) \cdot \underline{Y}_{\mathrm{N}} \tag{28}$$

Bei einem Thévenin-Äquivalent agiert die Serienimpedanz als Spannungsteiler zur Quelle. Der Strom durch die Längsimpedanz verursacht einen Spannungsfall, der zur Quellspannung addiert werden muss. Es gilt analog zum Norton-Äqivalent:

$$\underline{u}(t) = \underline{e}(t) + \underline{i}(t) \cdot \underline{Z}_{\mathrm{TH}} \tag{29}$$

Das Aufstellen der Gleichungen verdeutlicht, dass die Impedanzen der Koppelstellen definiert werden müssen. Diese Größen beeinflussen maßgeblich das spätere dynamische Verhalten des gekoppelten Netzes und müssen korrekt ausgelegt werden. Das Vorgehen dazu wird ausführlich in Abschnitt 4 aufgezeigt.

3.3.3 Kombination von Netzäquivalenten

Zur Netzkopplung werden zwei Koppelstellen benötigt. Dabei ist die Wahl des Typs dem Anwender überlassen. Verschiedene Möglichkeiten ergeben unterschiedliche Vor- und Nachteile.

In [22] hat Plumier die relevanten Möglichkeiten gegenübergestellt. Im Ergebnis ist eine Kopplung von nur Spannungs- oder auch nur Stromquellen miteinander aufgrund der direkten Interaktion von Netz- und Äquivalent nicht möglich. Dies würde erfordern, zugleich eine Größe zu stellen und zu messen, was dem Kausalitätsprinzip widerspricht. Daher ergibt sich mittels des idealen Übertragermodells (Kombination aus Spannungs- und Stromquelle) eine erste Methode der Netzkopplung, die einen minimalen Datenaustausch vorsieht. Dieser Vorteil ist allerdings auch gleichzeitig ein Nachteil, da nicht alle Informationen ausgetauscht werden, die für die Netzkopplung relevant sein können. Wie in Bild 26 deutlich wird, sind die Quellen dabei starr und können sich nicht an mögliche Netzänderungen anpassen.

Wird eine der beiden Seiten durch ein Norton- oder auch Thévenin-Äquivalent ausgedrückt, kann sich diese dagegen flexibler an Netzänderungen anpassen. Im Gegensatz zum idealen Übertragermodell wird es möglich, die Koppelstelle näher an Punkte mit hoher Änderungsraten der Netzgrößen (wie bspw. Störungs- und Fehlerstellen) zu legen, ohne die Präzision und numerische Stabilität der Simulation zu stark einzuschränken.

Der Einsatz von Äquivalenten auf beiden Seiten der Kopplung ermöglicht einen noch breiteren Einsatz. Durch die Kombination von Quellen und Impedanzen können selbst bei konstanten Quellengrößen Änderungen der Netzgrößen kompensiert werden. Aus diesem Grund werden diese Arten von Äquivalenten in der Arbeit bevorzugt eingesetzt. Ein Vergleich des Verhaltens der verschiedenen Implementierungen folgt in Abschnitt 4.2.1.

3.3.4 Leitungsmodell

Während Koppelstellen nach den bisherigen Methoden eine Trennung des Netzes von außen implementieren müssen, gibt es Betriebsmittelmodelle, die eine Trennung bereits von sich aus unterstützen. Ein Beispiel dafür ist ein Leitungsmodell, welches hier gezeigt werden soll.

Um die Ausbreitung einer Wanderwelle auf einer Leitung zu beschreiben, werden unter Annahme einer verlustlosen Leitung mit homogen verteilten Belägen der Induktivität L' und Kapazität C' die Leitungsgleichungen verwendet [5]:

$$-\frac{\partial u(x,t)}{\partial x} = L' \frac{\partial i(x,t)}{\partial t} \tag{30}$$

$$-\frac{\partial i(x,t)}{\partial x} = C' \frac{\partial u(x,t)}{\partial t} \tag{31}$$

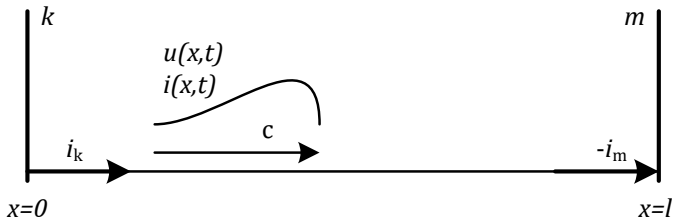

Bild 29: Wellenausbreitung einer verlustlosen, homogenen Leitung zwischen zwei Orten k und m nach [5]

Nachfolgend sollen die Leitungsgleichungen allgemein gelöst werden. Die Verläufe von Spannung und Strom entlang der Leitung sind dabei nach Gl. (32) und Gl. (33) definiert [5].

$$i(x,t) = f_1(x - ct) + f_2(x + ct) \tag{32}$$

$$u(x,t) = Z_W \cdot f_1(x - ct) - Z_W \cdot f_2(x + ct) \tag{33}$$

Die Welle f_1 bewegt sich in Vorwärtsrichtung mit der Ausbreitungsgeschwindigkeit c und die Welle f_2 führt dieselbe Bewegung in entgegengesetzter Richtung mit gleicher Geschwindigkeit durch. Die Wellenimpedanz Z_W und die Ausbreitungsgeschwindigkeit ergeben sich dabei als Betriebsmittelgrößen mittels: [21]

$$Z_W = \sqrt{\frac{L'}{C'}} \tag{34}$$

$$c = \frac{1}{\sqrt{L'C'}} \tag{35}$$

Wird Gl. (32) mit Z_W multipliziert und für die Vorwärtsrichtung der Welle mit Gl. (33) addiert bzw. für die Rückwärtsrichtung von Gl. (33) abgezogen ergibt sich:

$$u(x,t) + Z_W \cdot i(x,t) = 2Z_W \cdot f_1(x - ct) \tag{36}$$

$$u(x,t) - Z_W \cdot i(x,t) = -2Z_W \cdot f_2(x + ct) \tag{37}$$

Dabei sei aus Gl. (36) angemerkt, dass bei konstantem $u(x,t) + Z_W \cdot i(x,t)$ auch der Term $(x - ct)$ konstant sein muss. Ausgehend von einer Länge der

Leitung l, benötigt die Wanderwelle die Zeit τ, um vom Beginn k zum Ende m zu gelangen:

$$\tau = \frac{l}{c} = l\sqrt{L'C'} \tag{38}$$

Damit ergibt sich eine Möglichkeit der Entkopplung der Spannungen und Ströme der Seiten k und m. Es gilt der Zusammenhang zwischen den Bedingungen des gegenüberliegenden Leitungsendes zum Zeitpunkt $t - \tau$ mit den Bedingungen des eigenen Leitungsendes zum aktuellen Zeitschritt t:

$$u_\mathrm{k}(t-\tau) + Z_\mathrm{W} \cdot i_\mathrm{k}(t-\tau) = u_\mathrm{m}(t) - Z_\mathrm{W} \cdot i_\mathrm{m}(t) \tag{39}$$

Umgeformt in Zweitorgleichungen für das Ersatzschaltbild aus Bild 30 mit den eingesetzten Quellenströmen I_m und I_k ergeben sich die Verhältnisse der Ströme an beiden Seiten zu:

$$i_\mathrm{m}(t) = \frac{1}{Z_\mathrm{W}} u_\mathrm{m}(t) + I_\mathrm{m}(t-\tau) \tag{40}$$

$$i_\mathrm{k}(t) = \frac{1}{Z_\mathrm{W}} u_\mathrm{k}(t) + I_\mathrm{k}(t-\tau) \tag{41}$$

Um die Quellengrößen für das Modell zu erhalten, muss nur noch eine Umformung durchführt werden:

$$I_\mathrm{m}(t-\tau) = -\frac{1}{Z_\mathrm{W}} u_\mathrm{k}(t-\tau) - i_\mathrm{k}(t-\tau) \tag{42}$$

$$I_\mathrm{k}(t-\tau) = -\frac{1}{Z_\mathrm{W}} u_\mathrm{m}(t-\tau) - i_\mathrm{m}(t-\tau) \tag{43}$$

Es ergibt sich ein Zweitor mit den zugehörigen Gleichungen für beide Seiten. Dieses Zweitor kann nun mittels zweier Stromquellen und Paralleladmittanzen als doppeltes Norton-Äquivalent aufgebaut werden. Wie im Schema in Bild 30 zu erkennen ist, ist der aktuelle Zustand der eigenen Seite nur abhängig vom Zustand der Gegenseite zum Zeitpunkt $t - \tau$.

Damit wird die Leitung als Entkoppelungspunkt von Netzen nutzbar. Die Zustände der Gegenseiten werden in der Simulation gespeichert und in einem der Folgezeitschritte als Basis der Rechnung verwendet. Simulationsprogramme setzen daher voraus, dass der Zeitschritt geringer ist als die Ausbreitungszeit τ einer Wanderwelle durch die Leitung. Ist das Verhältnis zwischen Laufzeit der Welle und Simulationszeitschritt des Programms dabei nicht ganzzahlig, so werden die Ergebnisse üblicherweise interpoliert [5].

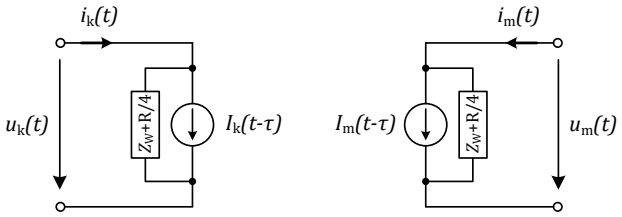

Bild 30: Zweitoräquivalent für eine verlustlose Leitung

Sollen auch Verluste berücksichtigt werden, können diese durch Serienwiderstände R in das Modell eingebracht werden. Unter der Bedingung, dass $R \ll Z_W$ kann das Modell in vielen Frequenzbereichen verwendet werde. Anwendungsgebiete für das in Bild 31 gezeigte Modell liegen dabei typischerweise unterhalb von Hochfrequenzinteraktionen. Dieser Ansatz wird als Bergeron-Leitungsmodell bezeichnet [5].

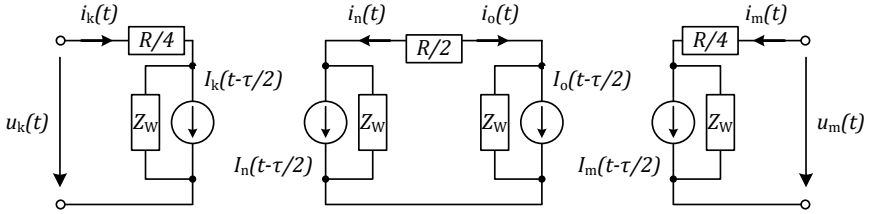

Bild 31: Zweitoräquivalent mit konzentrierten Verlusten

Die Mittelpunktwiderstände können dabei auch in die Norton-Admittanz integriert werden. Durch die Knotenreduktion wird das Modell dabei insgesamt vereinfacht. Es ergibt sich wie auch in Bild 32 verdeutlicht:

$$i_k(t) = \frac{1}{Z_W + \frac{R}{4}} u_k(t) + I_k(t - \tau/2) \tag{44}$$

Umgeformt ergibt sich der Quellenstrom I_k zu:

$$I_k(t - \tau/2) = \frac{-1}{Z_W + \frac{R}{4}} u_m(t - \tau/2) - \frac{Z_W - \frac{R}{4}}{Z_W + \frac{R}{4}} i_m(t - \tau/2) \tag{45}$$

Der Quellenstrom I_m ergibt sich durch Austausch der Seitenbestimmenden Indizes k und m in Gl. (45).

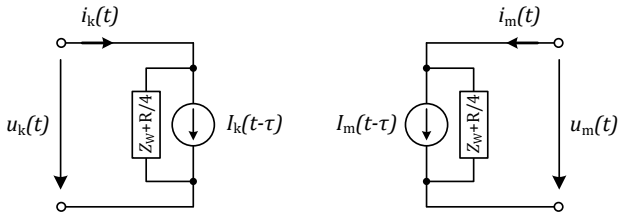

Bild 32: Hälfte eines Zweitoräquivalents mit eingearbeiteten Verlusten nach [5]

Die beiden Teile können zu einem einzigen Element zusammengefasst werden, wenn der Mittelpunkt nicht betrachtet werden muss. Das resultierende Modell ist das Leitungsmodell nach Bergeron. Dessen Ersatzschaltbild ist in Bild 33 aufgetragen. Die resultierenden Gleichungen lassen sich folgendermaßen vereinfachen:

$$\begin{aligned} I'_{\mathrm{k}}(t-\tau) = & \frac{-Z_{\mathrm{W}}}{(Z_{\mathrm{W}}+\frac{R}{4})^2}\left(u_{\mathrm{m}}(t-\tau)+(Z_{\mathrm{W}}-\frac{R}{4})i_{\mathrm{m}}(t-\tau)\right) \\ & + \frac{-\frac{R}{4}}{(Z_{\mathrm{W}}+\frac{R}{4})^2}\left(u_{\mathrm{k}}(t-\tau)+(Z_{\mathrm{W}}-\frac{R}{4})i_{\mathrm{k}}(t-\tau)\right) \end{aligned} \tag{46}$$

Der Quellenstrom I'_{k} ergibt sich durch Austausch der seitenbestimmenden Indizes k und m in Gl. (46).

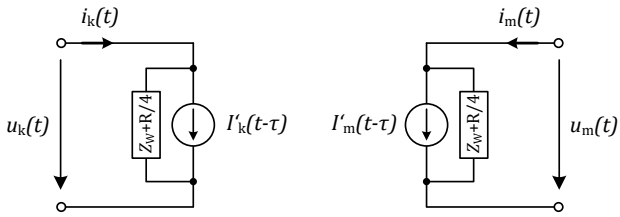

Bild 33: Bergeron-Leitungsmodell nach [5]

Der Quellenstrom I'_{k} (bzw. I'_{m} für die Gegenseite) setzt sich zusammen aus einem Term, der abhängig vom Zustand der eigenen Seite zum Zeitpunkt $(t-\tau)$ ist und dem Zustand der Gegenseite zum selben Zeitpunkt. Dieser Umstand macht das Modell verwendbar zur Co-Simulation.

Ablaufbedingt können Größen im Netzberechnungsprogramm nicht im selben Iterationsschritt sowohl gelöst als auch gemessen werden. Dazu sind Zwischenschritte und möglicherweise auch iterative Methoden nötig. Dadurch entstehen in der Simulation selbst Latenzen, die die Länge eines Zeitschritts

der Simulation aufweisen. Diese können durch die Kompensationsmöglichkeit der Leitungsmodelle ausgeglichen werden. Der Zeitschritt der Simulation muss dabei größer sein als die Laufzeit τ der Wanderwelle über die Leitung. Dabei wird eines der beiden Norton-Äquivalente in jedes Teilnetz als Koppelstelle integriert.

3.4 Numerik und Transformationen

Die Kenntnis von Transformationsmethoden ist nötig, um zwischen Zeiger- und Momentanwertdomäne valide Größen auszutauschen und Zeitschrittunterschiede sowie Latenzen kompensieren zu können. In diesem Teil der Arbeit werden Effekte, die beim Übergang zwischen den Domänen und Simulatoren auftreten, vorgestellt und diskutiert sowie Wandlungs- und Kompensationsmethoden aufgezeigt.

3.4.1 Diskrete Fouriertransformation

Die Fourieranalyse bildet in breiten Bereichen der Natur- und Ingenieurswissenschaften die Basis für viele Analyseverfahren. Ihr bedeutendster Einsatzzweck ist die Zerlegung von zeitlich veränderlichen Signalen in ihre Frequenzkomponenten. Damit eröffnet sich die Möglichkeit, einzelne Frequenzanteile und ihre Eigenschaften aus einem gemischten Signal herauszufiltern [57].

Für ein periodisches Signal $f(t)$ konstanter Frequenz wird damit eine Überführung vom Zeitsignal hin zu einer Frequenzfunktion $F(\omega)$ möglich. Die Umwandlung ist nach [58] definiert als:

$$F(\omega) = \int_{-\infty}^{+\infty} f(t)\mathrm{e}^{-\mathrm{j}\omega t}\mathrm{d}t \tag{47}$$

Dadurch lassen sich die Spektralbestandteile $F(\omega)$ des Signals $f(t)$ herausfinden. Die entsprechende Gegenoperation, um aus den Spektralbestandteilen eine Zeitfunktion zu erhalten, ist gegeben mit:

$$f(t) = \frac{1}{2\pi}\int_{-\infty}^{+\infty} F(\omega)\mathrm{e}^{+\mathrm{j}\omega t}d\omega \tag{48}$$

Zur Verdeutlichung soll in diesem Abschnitt eine Transformation an einem konkreten Beispiel durchgeführt werden. Angenommen, ein Signal setzt sich aus den folgenden Bestandteilen zusammen:

$$\begin{aligned} f_n(t) =& \frac{1}{4}\cos(\omega_n t) \\ \text{mit } \omega_n =& 2\pi \cdot [0\,\text{Hz}, 50\,\text{Hz}, 100\,\text{Hz}, 150\,\text{Hz}] \end{aligned} \tag{49}$$

So würde die Summe der Funktionen $f(t) = \sum_{n=0}^{3} f_n(t)$ dann den in Bild 34 dargestellten Zeitverlauf aufweisen. Wird das Signal $f(t)$ beispielsweise mit der konstanten Frequenz $f_a = 10\,\text{kHz}$ abgetastet, ist das resultierende Signal diskret. Ein solches Signal ist mit Mitteln der Datenverarbeitung erfassbar. Das Signal ist dabei allerdings ausschließlich an den Abtastpunkten gültig, Werte dazwischen sind nicht bekannt. Damit wird die in Gl. (47) dargestellte kontinuierliche Fouriertransformation als diskrete Fouriertransformation (DFT) ausführbar. Diese basiert darauf, dass sich das untersuchte Signal periodisch fortsetzt und an das betrachtete Intervall anschließt.

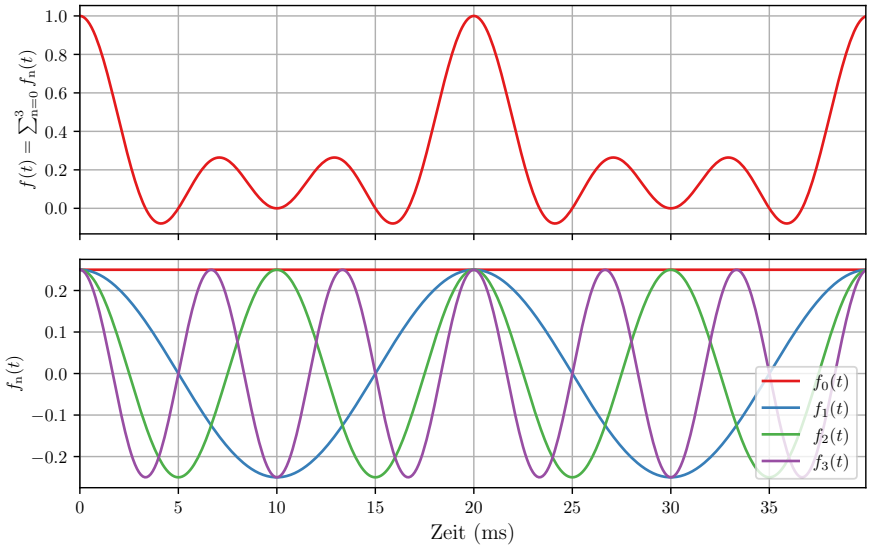

Bild 34: Aus verschiedenen Frequenzbestandteilen zusammengesetzte Funktion und ihre Einzelanteile

Für 2π-periodische Signale mit der Periodendauer T lässt sich der Fourierkoeffizient der k-ten Harmonischen der Grundfrequenz mittels Gl. (50) bestimmen [57, 58].

$$c_k = \frac{1}{T} \int_{-T/2}^{+T/2} f(t) \mathrm{e}^{-2\pi \mathrm{j} k t/T} \mathrm{d}t \tag{50}$$

Damit kann bei Übergang vom kontinuierlichen zum diskreten Signal mit N Elementen die Fourierreihe mittels einer Summenfunktion folgendermaßen ausgedrückt werden:

$$c_k = \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} f_\mathrm{k} \mathrm{e}^{-2\pi \mathrm{j} k/N} \tag{51}$$

Die Verschiebung der Grenzen in den positiven Bereich ist dabei möglich, da die Integration über eine Periode T der gleichzeitig periodisch angenommenen Funktion $f(t)$ erfolgt. Die obere Grenze von $N-1$ ergibt sich aufgrund des Erreichens der Intervallgrenze im nächsten Schritt. Es ergibt sich nach [57, 58] die Transformationsvorschrift für die DFT:

$$F_k = \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} f_\mathrm{k} W_\mathrm{N}^{-ki} \mathrm{d}t \quad \text{mit} \quad W_\mathrm{N} = \mathrm{e}^{2\pi \mathrm{j}/N} \tag{52}$$

Die Rücktransformation ist mittels der inversen DFT möglich:

$$f_k = \sum_{i=0}^{N-1} F_\mathrm{k} W_\mathrm{N}^{+ki} \mathrm{d}t \quad \text{mit} \quad W_\mathrm{N} = \mathrm{e}^{2\pi \mathrm{j}/N} \tag{53}$$

Wird nun der Algorithmus auf die vorgenannten Funktionen aus Gl. (49) angewendet, ist der Frequenzinhalt ersichtlich. Die Basis für eine effiziente Berechnung bildet dabei die Fast Fourier Transformation (FFT) nach Cooley und Tukey [59]. Es ergibt sich das in Bild 35 aufgezeigte Ergebnis.

Die Ausschläge für die eingeprägten Frequenzen sind im Betrag deutlich zu sehen. Das Signal ist im positiven und negativen Frequenzbereich gespiegelt. Die Frequenzwerte sind gleichmäßig auf die Frequenzen 50 Hz, 100 Hz und 150 Hz verteilt mit einer Dopplung bei 0 Hz aufgrund vorgenannter Spiegelung. Um die ursprünglichen Amplituden zu errechnen, muss durch die Anzahl der

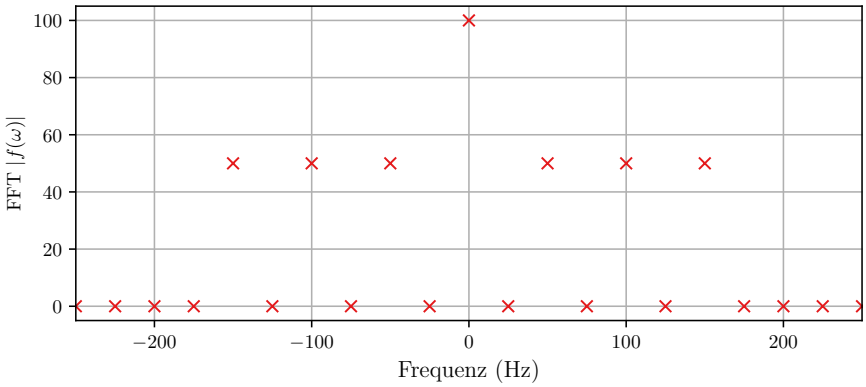

Bild 35: Ergebnis der FFT der zusammengesetzten Funktion $f(t)$

Werte pro Periode geteilt werden. Es ergibt sich eine Amplitude von 0,25 pro Schwingung.

Die Fouriertransformation kann auf ganze Zeitreihen von Signalen angewendet werden oder auch auf Ausschnitte davon. Wird letztere Variante gewählt, spricht man von einem Wertefenster. Nur Anteile, die innerhalb des Bereichs liegen, der analysiert werden soll, werden durch die Transformation betrachtet. Die bisherige Betrachtung geht von einer gleichmäßigen Gewichtung von Werten im Fenster, welches eine Periodendauer der Grundschwingung beinhaltet, aus. Dies ist ein Rechteckfenster mit einer Fenstergröße von einer Periode. Die Transformation mittels Stufenfunktionen, wie sie die Rechteckfunktion ist, kann allerdings zu unerwünschten Ergebnissen führen [58]. Daher sind Alternativen eingeführt worden, die eine Bewertung abhängig von der Position innerhalb des Fensters machen.

Die Fensterfunktionen erlauben, einen Einfluss der DFT bei Abweichungen der angenommenen Frequenz sichtbar zu machen. Die spektrale Darstellung der Dreieck- und Rechteckfensterfunktion sind Bild 36 zu entnehmen. Am Beispiel eines Fensters für die Funktion mit einer Periode von 20 ms ist die Antwort der DFT logarithmisch aufgetragen.

Eine kleinere Abweichung in der Frequenz wie z.B. durch einen Regelungseingriff im Netz kann dabei ohne nennenswerte Störungen mit der DFT abgebildet werden.

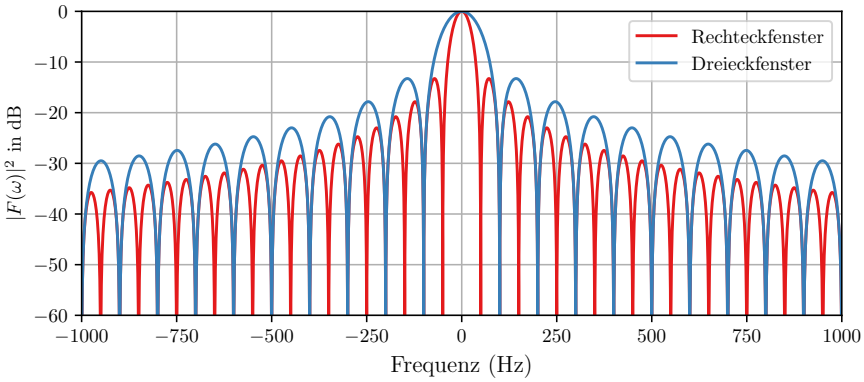

Bild 36: Frequenzverhalten der FFT bei verschiedenen Fensterfunktionen

Wird mehr Robustheit des Algorithmus bei Frequenzabweichungen gefordert, ist eine Anpassung des Fensters möglich. Ein Dreiecksfenster zeigt dabei geringere Dämpfung in breiteren grundfrequenten Bereichen.

Für die Anwendung in der Co-Simulation von Zeiger- und Momentanwertsimulationen ist dieses Verhalten relevant, da häufig simulierte Netze mit Frequenzabweichungen versehen sind, die bei Lastsprüngen oder Störungen auftreten. Selbige sind ein zentrales Element und müssen daher korrekt erfasst werden können. Zur Betrachtung bei dieser Art der Kopplung kommen daher DFT-Algorihmen infrage. Diese werden als grundfrequenten DFT beispielsweise für die Kopplung zwischen zeiger- und momentanwertbasierten Analysedomänen wie RMS und EMT-Simulation verwendet. Dabei schließt sich der Transformation meist noch eine Nachverarbeitung z.B. mit der Methode der Symmetrischen Komponenten an. Aber auch für dynamische Zeigersimulationen kommt das Verfahren regelmäßig zum Einsatz. Im Rahmen der Arbeit bilden die Verfahren die Basis für die Analyse, die in Abschnitt 4.1.3 vorgestellt wird.

3.4.2 Clarke- und Park-Transformation

Eine Möglichkeit zur Generierung von Zeigerdarstellungen ist eine Serie an Transformationen, die nach ihren Erfindern Edith Clarke [60] und Robert H. Park [61] benannt sind.

Ist ein dreiphasiges Signal v mit den Momentanwertgrößen v_R, v_S und v_T gegeben, kann mittels der Clarke- oder auch $\alpha\beta 0$-Transformation ein Zeiger

mit den orthogonalen Koordinaten v_α und v_β sowie der Summenkoordinate v_0 gebildet werden. Die Transformationsvorschrift stellt sich dergestalt dar [26]:

$$\begin{pmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \\ v_0 \end{pmatrix} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} 2 & -1 & -1 \\ 0 & \sqrt{3} & -\sqrt{3} \\ 1 & 1 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} v_R \\ v_S \\ v_T \end{pmatrix} \tag{54}$$

Die Rücktransformation von $\alpha\beta 0$-Größen in das dreiphasige RST-System ist über die folgende Gleichung möglich [26]:

$$\begin{pmatrix} v_R \\ v_S \\ v_T \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 1 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \\ v_0 \end{pmatrix} \tag{55}$$

Das Resultat der Transformationen beinhaltet ein System, dass im stationären Fall mit der Kreisfrequenz des Systems ω rotiert. Der Zusammenhang mit dem Raumzeiger $\underline{w}$ lässt sich daraus mittels folgender Beziehungen ableiten [39]:

$$\underline{w} = v_\alpha + \mathrm{j} v_\beta \tag{56}$$

$$v_\alpha = \mathrm{Re}\{\underline{w}\} \tag{57}$$

$$v_\beta = \mathrm{Im}\{\underline{w}\} \tag{58}$$

Gleichzeitig ist der Raumzeiger über die Symmetrischen Komponenten definierbar:

$$\underline{w} = \underline{v}_{(1)} + \underline{v}^*_{(2)} = v_\alpha + \mathrm{j} v_\beta \tag{59}$$

Geht man von einem konstant mit der Kreisfrequenz ω rotierenden System aus, so kann daraus ein ruhender Zeiger unter der Annahme gebildet werden, dass das Koordinatensystem mit derselben Frequenz rotiert und der Momentanwert des Rotationswinkels als ϑ definiert sei. Es ergibt sich der Zeiger nach Park mit der Realkomponente v_d und der imaginären Komponente v_q. Die

Summenkoordinate v_o bleibt von den vorigen Transformationen erhalten. Die Transformationsvorschrift stellt sich dabei folgendermaßen dar:

$$\begin{pmatrix} v_d \\ v_q \\ v_o \end{pmatrix} = \frac{2}{3} \begin{pmatrix} \cos(\vartheta) & \cos(\vartheta - 120°) & \cos(\vartheta + 120°) \\ -\sin(\vartheta) & -\sin(\vartheta - 120°) & -\sin(\vartheta + 120°) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} v_R \\ v_S \\ v_T \end{pmatrix} \tag{60}$$

Die Rücktransformation ergibt sich damit analog:

$$\begin{pmatrix} v_R \\ v_S \\ v_T \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos(\vartheta) & -\sin(\vartheta) & 1 \\ \cos(\vartheta - 120°) & -\sin(\vartheta - 120°) & 1 \\ \cos(\vartheta + 120°) & -\sin(\vartheta + 120°) & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} v_d \\ v_q \\ v_o \end{pmatrix} \tag{61}$$

Die Generierung der Parkkomponenten v_d und v_q ist dabei nicht nur aus den RST-Größen, sondern auch, mit deutlich einfacheren Mitteln, aus dem um den Drehwinkel ϑ rotierten Raumzeiger möglich:

$$\underline{v}_{dq} = v_d + jv_q = \underline{w} \cdot e^{-j\vartheta} \tag{62}$$

Als Matrixoperation wird dies durch die Implementierung einer Drehmatrix gelöst:

$$\begin{pmatrix} v_d \\ v_q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cos(\vartheta) & \sin(\vartheta) \\ -\sin(\vartheta) & \cos(\vartheta) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{pmatrix} \tag{63}$$

Durch die Implementierung der ruhenden Zeiger sind nunmehr Kopplungen wie die Co-Simulation möglich. Entscheidend ist dabei die Ermittlung sowie dynamische Nachführung des Drehwinkels ϑ. Für ein rein grundfrequentes, symmetrisches, dreiphasiges Signal ist das Ergebnis der Berechnunng der Clarke- und Parkkomponenten in Bild 37 aufgetragen.

Die Ermittlung des Winkels kann dabei basierend auf der Vorgabe, dass die reelle Achse (d-Achse) auf dem Mitsystemzeiger und dieser wiederum auf dem Zeiger der ersten Phase liegen muss, realisiert werden. Ein Beispiel basiert auf der Winkelbeziehung:

$$\vartheta = \arctan\left(\frac{v_\beta}{v_\alpha}\right) \tag{64}$$

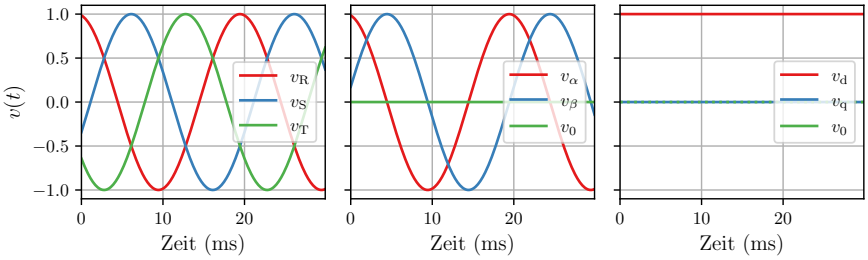

Bild 37: Signalverlauf von Momentanwerten in RST-, $\alpha\beta 0$- und $dq0$-Größen

Damit wird der Zusammenhang für die Kopplung von auf Momentanwerten und auf Symmetrischen Komponentenzeigern basierenden Methoden prinzipiell nutzbar. Allerdings muss auch die Zeitkonstante der Effekte zwischen den Domänen Beachtung finden. Zeigerbasierte Simulatoren bilden nur Bereichen sehr niedriger Frequenzen ab, während EMT-Phänomene ein sehr breites Spektrum aufweisen können. Außerdem müssen Gleichanteile eliminiert werden. Aus diesem Grund ist ein diskretes Filter, das nur die niederfrequenten elektromechanischen Ausgleichsvorgänge passieren lässt, nötig. Denkbar dazu ist die Auslegung eines IIR-Filters oder die Nutzung von Curve-Fitting Methoden [22].

Die beschriebenen Transformationsmethoden bilden die Basis für die Impedanzanalysemethoden, die in den Abschnitten 4.2.1 und 4.2.3 beschrieben und angewendet werden.

3.4.3 Interpolationsmethoden

Muss ein Signal von einem Zeitschritt zu einem Zeitschritt mit höherer Abtastrate mit dem Abtastverhältnis $N = {}^{\Delta t_1}/_{\Delta t_2}$ transformiert werden, ist eine Anpassung nötig. Ohne diese Interpolation zwischen den abgetasteten Werten ergäbe sich ein sample-and-hold-Verhalten wie in Bild 38 abgebildet. Dies führt zu einer fehlerhaften Frequenzabbildung. Ausgleichsvorgänge würden um den Faktor der Zeitschrittänderung erhöht werden und Simulationsergebnisse unbrauchbar machen.

Eine Gegenmaßnahme ist die Anwendung der linearen Interpolation, deren Prinzip in Bild 39 verdeutlicht wird. Ein Signal wird mit dem Zeitschritt Δt im Simulator a abgetastet. Werte zwischen den Schritten sind nicht definiert, werden aber von Simulator b benötigt. Zu jedem Zeitschritt t_n werden Daten y_n von Simulator a zu b gesendet.

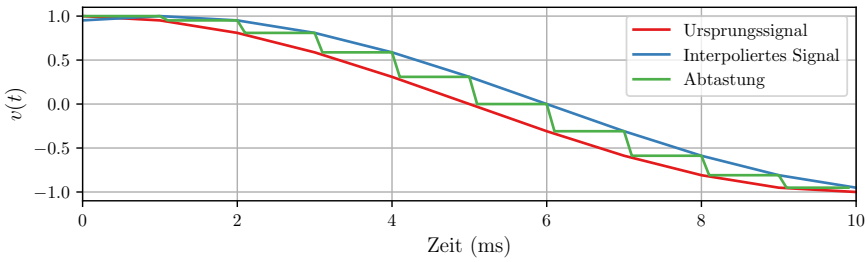

Bild 38: Lineare Interpolation eines Signals von einer geringeren zu einer höheren Abtastrate

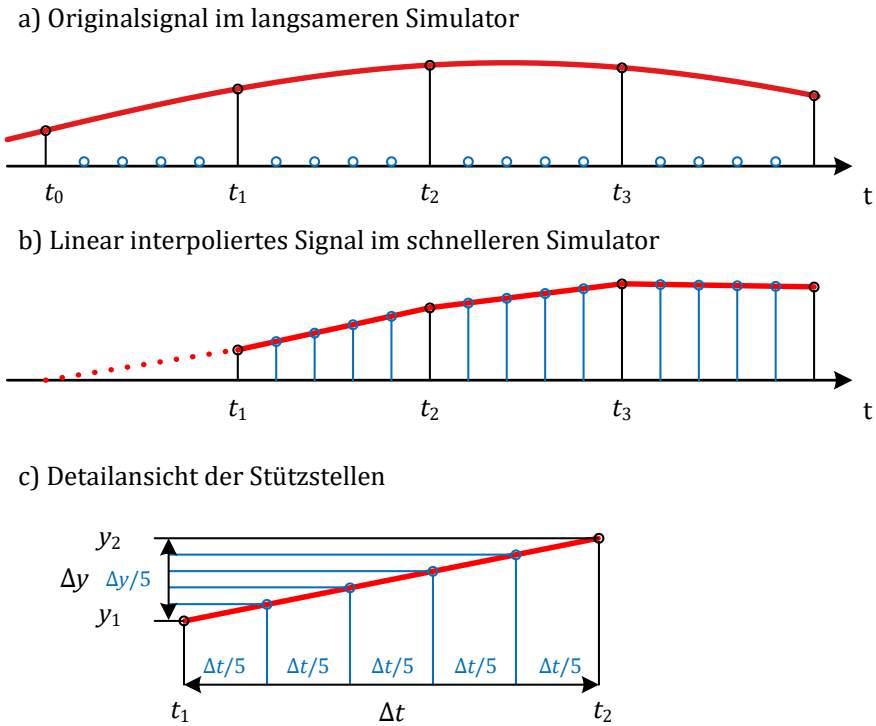

Bild 39: Schema einer linearen Interpolation

Um Funktionswerte der äquidistanten Stützstellen zwischen zwei Zeitschritten t_{n-1} und t_n zu erhalten, wird dabei die lineare Interpolation nach Newton angenommen:

$$y(t) = y_{n-1}(t_{n-1}) + \frac{y_n(t_n) - y_{n-1}(t_{n-1})}{t_n - t_{n-1}} \tag{65}$$

Die Interpolation geschieht ausschließlich auf Basis vergangener Werte. Dadurch wird eine Latenz von einem Zeitschritt des langsameren Simulators induziert. Dieser Latenz muss für die korrekte Nutzung in der Co-Simulation durch externe Maßnahmen begegnet werden.

Während der Vorteil der Methode der linearen Interpolation in ihrer einfachen Implementierung liegt, weist sie Nachteile im Bereich der Kontinuitätsbedingungen der Stützstellen auf. Dies ist in Form von Änderungen im Anstieg der Werte in Bild 39 zu erkennen. Durch die lineare Neurechnung pro Intervall ergibt sich zwar ein konstanter Anstieg innerhalb des Intervalls, jedoch ändert sich dieser zwischen den Stützstellen sprunghaft. Die Quantifizierung dieses Fehlers ist durch den Vergleich der Übertragungsfunktionen des interpolierten Signals $H_{\mathrm{lin}}(\mathrm{e}^{\mathrm{j}\omega})$ mit der des idealen Signals $H_{\mathrm{i}}(\mathrm{e}^{\mathrm{j}\omega})$ möglich. Die Analyse dieser Auswirkungen lässt sich mit dem Vergleich der Reaktion einer Sprungfunktion realisieren. Diese sei definiert mit [62]:

$$H_{\mathrm{lin}}(\mathrm{e}^{\mathrm{j}\omega}) = \frac{1}{N}\left(\frac{\sin(\omega N/2)}{\sin(\omega/2)}\right)^2 \tag{66}$$

Überführt man die Gleichung in eine Grafik wie in Bild 40, so wird das angesprochene Verhalten sichtbar.

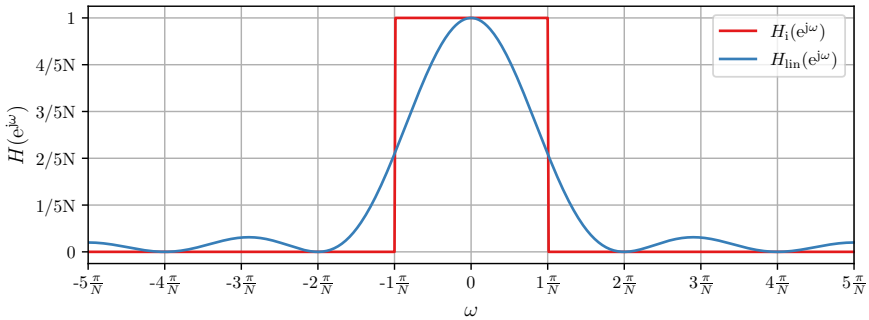

Bild 40: Visualisierung der Übertragungsfunktion für die lineare Interpolation

Wünschenswert wäre die in der Grafik erkennbare Rechteckform, wie sie im roten Verlauf sichtbar ist. Darin sind ausschließlich Werte des betrachteten Frequenzbereichs enthalten. Durch die Interpolation werden allerdings Nebenspitzen induziert. Dabei handelt es sich um Werte, die nicht ideal null sind wie in der Rechteckabbildung des Signals $H_{\mathrm{i}}(\mathrm{e}^{\mathrm{j}\omega})$ in Bild 40 sichtbar. Dieses Sprungstellenproblem kann durch hohe Abtastraten vermindert

werden. Dabei ergeben sich durch die Verringerung des Zeitschritts automatisch geringere Änderungen des Anstiegs und damit geringere Abweichungen insgesamt. Allerdings ist dies in der Praxis aufgrund von Limitierungen der Rechenkapazität nicht immer möglich.

Eine weitere Möglichkeit, dem Sprungstellenproblem zu begegnen, ist die Wahl einer alternativen Methode zur Interpolation der Signale. Unter der Bedingung konstanter Ableitung der interpolierten Funktion an der Sprungstelle ist die Nutzung von kubischen oder bilinearen Splines denkbar. Auch die Anwendung von Bèzier-Polynomen stellt eine Möglichkeit dazu dar. Beispiele derer Implementierungen sind in der Literatur zu finden [36, 63].

Die Methoden stellen die Basis für Zeitschrittübergänge in der Co-Simulation dar und werden in den Abschnitten 4.2.2 und 4.2.4 intensiv genutzt.

3.4.4 Grenzen und Bedingungen für die Nutzung der numerischen Methoden

Die vorgenannten Möglichkeiten der numerischen Bewertung und Umwandlung weisen Effekte auf, deren Kenntnis nötig für die korrekte Nutzung ist. Werden beispielsweise verschiedene Frequenzbereiche gekoppelt, müssen numerische Fehler am Übergangspunkt nach besten Wissen eliminiert werden. Dazu stellt die diskrete Wertebehandlung ihre eigenen Anforderungen an die methodische Herangehensweise, die in den folgenden Teilen kurz umrissen werden sollen.

Abtasttheorem und Nyquist-Kriterium

Um kosinusförmige Signale in diskret abgetasteten Umgebungen korrekt identifizieren zu können, muss die Abtastfrequenz wenigstens der doppelten zu identifizierenden Frequenz entsprechen. Diese Frequenz Ω_{Ny} bis zu der eine solche Identifikation möglich ist, wird durch Claude E. Shannon nach Harry Nyquist als Nyquist-Frequenz bezeichnet [64].

Von entsprechend bandbreitenlimitierten Signalen ausgehend, lässt sich das nach Shannon benannte Abtasttheorem entwickeln [62]:

$$f(t) = \sum_{k=-\infty}^{+\infty} f(k\Delta t) \frac{\sin(\Omega_{\mathrm{Ny}}(t - k\Delta t))}{\Omega_{\mathrm{Ny}}(t - k\Delta t)} \tag{67}$$

Damit ist es möglich, für alle Zeitpunkte t aus den diskreten Zeitwerten $k\Delta t$ die entsprechenden Funktionswerte zu ermitteln. Voraussetzung dafür ist

die erwähnte Bandbreitenlimitierung. Die Lösung der Annäherung, also $f(t)$, besteht dabei aus Termen in der Struktur $\frac{\sin x}{x}$ an den Stellen $k\Delta t$ mit der Amplitude $f(k\Delta t)$, die aufsummiert werden [57].

Aliasing

Wird das Nyquist-Kriterium nicht eingehalten und treten Signale oberhalb von Ω_{Ny} auf, so ergeben sich spektrale Reflexionen. Sie lassen Werte außerhalb des Intervalls der Nyquist-Frequenz fälschlicherweise wirken, als würden sie innerhalb des Bereichs liegen. Dies wird an einem Beispiel, wie in Bild 41 zu sehen, deutlich. Ein kosinusförmiges Signal mit einer Frequenz von $f = 100\,\text{Hz}$ soll mit einem Sampler von nur etwas mehr als der halben Nyquist-Freqenz Ω_{Ny} abgetastet werden. Der Sampler tastet mit $f_s = 120\,\text{Hz}$ ab. Das resultierende ermittelte Signal tritt mit $f = 20\,\text{Hz}$ deutlich zu niedrig auf. Eine spektrale Verschiebung von $f = 2\Omega_{\text{Ny}}$ hin zu $f = 0$ hat damit stattgefunden [62].

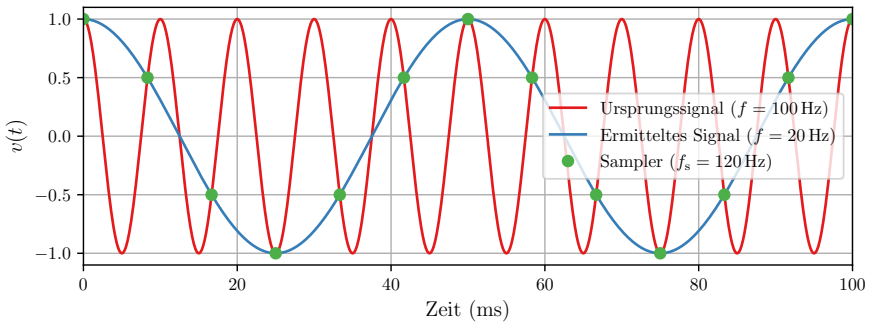

Bild 41: Aliasing-Fehler durch Missachtung der Nyquist-Frequenz

Mittelwertfilter

Damit wird ersichtlich, dass den Aliasing-Effekten begegnet werden muss, um korrekte Abbildungen der relevanten Frequenzen und damit korrekte Simulationen zu erhalten. Dies kann durch eine Bandbreitenbegrenzung mittels Tiefpassfilter erreicht werden. Eine Möglichkeit, dies zu realisieren, stellt ein gleitender arithmetischer Mittelwertfilter dar [65]. Basierend auf

einer Anzahl N Werte stellt sich der arithmetische Mittelwert $\bar{f}$ der diskret abgetasteten Funktionswerte f_i folgendermaßen dar:

$$\bar{f} = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} f_i = \frac{f_1 + f_2 + \cdots + f_N}{N} \tag{68}$$

Zur Verbesserung des Dämpfungsverhaltens sind weitere Optimierungen möglich. Aus diesem Grund wird das Konzept des mehrstufigen Mittelwertbildners aufgegriffen. Dieser besteht aus einer Anreihung von identischen Mittelwertfenstern, die das Signal der Reihe nach durchläuft. Wie in Bild 42 zu sehen ist, kann ein einzelner Filter mitunter nicht ausreichend sein.

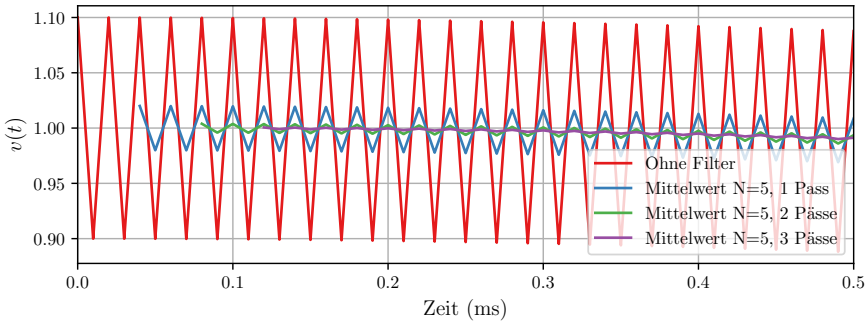

Bild 42: Zeitverlauf des gleitenden Mittelwerts bei verschiedenen Passiergraden

In diesem Fall wurde eine mit 10 µs Zeitschritt abgetastete Schwingung von 50 Hz mit einer zweiten Oszillation von 50 kHz überlagert. Die überlagerte Frequenz liegt genau auf der Nyquist-Frequenz und ist damit eben noch darstellbar. Eine reine Übertragung in ein langsameres System hätte Abtastfehler zur Folge. Wird ein Filter mit einer Fensterbreite von $N = 5$ angesetzt, verringern sich die überlagerten Schwingungen deutlich, sind aber noch zu sehen. Der kaskadierte mehrstufige Mittelwertfilter (engl. Multiple Pass Moving Average, MPMA) mit drei Ebenen kann dagegen diese Oszillationen fast unsichtbar machen.

Noch deutlicher wird dieser Effekt beim Blick auf die Fouriertransformierte der Filterfunktionen, wie sie in Bild 43 dargestellt sind.

Die arithmetische Mittelwertfunktion weist bei gewissen Frequenzen noch Signalanteile auf, die unrealistisch weit außerhalb des Originalbandes liegen. Der Abfall der Hauptfunktion ist dagegen bei Nutzung einer oder mehrerer Stufen signifikant stärker. Bei vier bis fünf Pässen des MPMA liegen kaum noch Werte außerhalb des dargestellten Frequenzbereichs. Das macht die

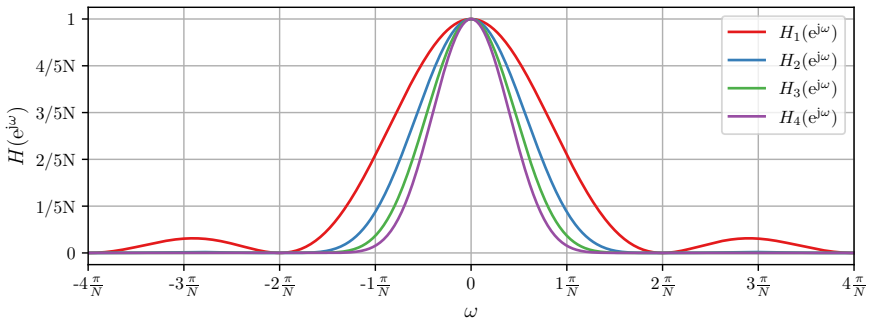

Bild 43: Verlauf der Gewichtsfunktionen des gleitenden Mittelwerts bei verschiedenen Passiergraden

Abbildung in kürzeren Zeitbereichen möglich und sorgt für eine korrekte Implementation.

Die Filterfunktionen werden in der Arbeit an allen Stellen, wo eine Bandbreitenbegrenzung nötig ist, genutzt. Beispielsweise ist das in 4.2.4 der Fall.

3.5 Übersicht der Co-Simulationsmethoden

In den vergangenen Kapiteln wurden mehrere Methoden und Möglichkeiten vorgestellt, diskrete Simulationssysteme verschiedener Zeitschritte und Rechendomänen zu transformieren. An dieser Stelle sollen diese Methodiken kurz aufgezeigt, verglichen und für eine spätere Anwendung evaluiert werden.

Als Datenaustauschplattformen zwischen Programmen ergeben sich u.a.:

- Sockets
- Pipes
- Shared Memory

Während die socketbasierte Kommunikation ein einfache nutzbares Interface ermöglicht, bringt Shared Memory eine Optimierung der Latenzen und damit einen schnelleren Datenaustausch mit sich. Die Datenaustauschvariante bietet darüber hinaus noch bessere Werte im Sinne der Zugriffszeitenoptimierung.

Um über Rechnergrenzen hinaus zu kommunizieren, ist die Nutzung folgender Methoden möglich:

- TCP
- UDP
- Aurora

Ethernetbasierte Protokolle wie TCP und UDP weisen auf der einen Seite eine breitere Nutzbarkeit auf, da sie mit annähernd jedem Rechner kompatibel sind. Allerdings bedeutet jede Station, die eines der Kommunikationspakete durchqueren muss eine zusätzliche Latenz. Daher eignen sie sich im Allgemeinen nur für den nicht zeitkritischen Datenaustausch. Der Austausch mittels Xilinx Aurora umgeht Zwischenstationen und ermöglicht die direkte FPGA-Kommunikation. Dabei ist das Protokoll sehr performant aber auch unflexibel.

Für die elektrische Kopplung der simulierten Modelle stehen folgende Methoden zur Verfügung:

- Thévenin-Äquivalente
- Norton-Äquivalente
- Idealer Übertrager
- Leitungsmodelle

Während klassische Äquivalente, wie das nach Norton benannte, in mehr Anwendungsfällen nutzbar sind, können Leitungsmodelle aufgrund der inhärent nötigen Wanderwelleneigenschaften in aller Regel nur in EMT-basierten Simulatoren angewendet werden. Die Stabilität der Methoden kann allerdings begrenzt sein.

Um die diskreten Daten nutzbar zu machen, wurden die Transformations- und Filtermethoden aufgezeigt:

- Diskrete Fouriertransformation
- Clarke- und Park-Transformation
- Interpolation
- Signalfilterung

Die DFT als ein grundlegendes Werkzeug zur Momentanwertanalyse bietet einige Vorteile hinsichtlich ihrer Implementation und ist in vielen Werkzeugen bereits effizient realisiert. Allerdings sind weitere Schritte für die Signalbehandlung nötig. Diese beinhaltet Filterung, Interpolation und Kompensation.

Die genannten Methoden werden im folgenden Kapitel angewendet. Sie bilden die Basis für die Netzkopplung, deren Stabilität und Leistungsfähigkeit untersucht werden soll.

4 Anwendung, Implementation und Simulation

In den folgenden Abschnitten wird schrittweise ein hybrides, gekoppeltes Simulationsmodell für die RMS- und EMT-Domäne sowie für den Übergang zwischen verschiedenen Zeitschritten erstellt. In erster Linie liegt der Fokus auf der Entwicklung und Anwendung der zuvor diskutierten Methoden zur Netzauftrennung und -kopplung. Anschließend werden dazu Untersuchungen hinsichtlich der numerischen Stabilität, Rechenleistung und Genauigkeit vorgenommen. Dies wird anhand eines einfach herleitbaren Netzmodells und später an einem komplexeren, ausgedehnteren Modell aufgezeigt.

4.1 Basismodell

Basis für die Vergleichbarkeit und Nachvollziehbarkeit der Co-Simulation stellt ein gemeinsames Netzmodell dar. Dieses sollte einfach genug sein, um es mit grundlegenden Bauelementen zu implementieren, dabei gleichzeitig den Anwendungsfall der Energienetzsimulation berücksichtigen aber auch eine Flexibilität aufweisen, um später Koppelstellen aufnehmen zu können.

Das Ergebnis der Überlegungen wird als Basismodell bezeichnet und ist schematisch in Bild 44 zu sehen. Dieses Netzmodell besteht aus den drei Knoten SLA, SLM und SLE.

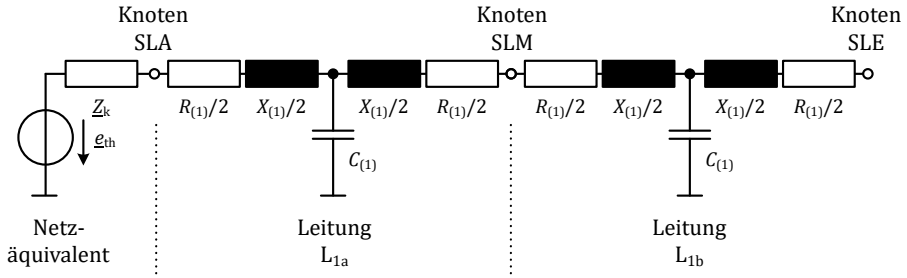

Bild 44: Einphasiges Ersatzschaltbild des Basisnetzes zur Entwicklung der Co-Simulation

Am Einspeiseknoten SLA ist eine Spannungsquelle S_1 mit eingeprägter Kurzschlussimpedanz als frequenzstarre Einspeisung angeschlossen. Die Quelle, wie in Bild 45 dargestellt, wird mittels ihrer komplexen inneren Spannung $\underline{e}_{th}$ (in Betrag und Winkel) definiert. In den meisten Fällen ist zur Definition

die Quellenspannung mit der Spannung des Äquivalents vorbelegt. Der Spannungsfall über die Kurzschlussimpedanz kann dabei berücksichtigt werden. Zur Vereinfachung der Berechnungen des Modells wird jedoch hier darauf verzichtet und die Quellspannung $\underline{u}$ und die innere Spannung $\underline{e}_{\mathrm{th}}$ gleich gesetzt. Durch den geringen Stromfluss (es ist an dieser Stelle nur die kapazitive Ladeleistung der Leitung vorhanden) ist die Vernachlässigung des Spannungsfalls über der Kurzschlussimpedanz möglich.

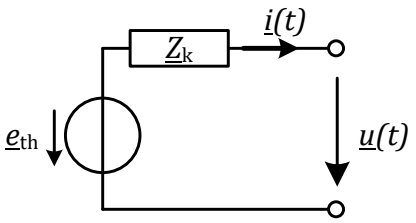

Bild 45: Frequenzstarre Einspeisung mit Kurzschlussimpedanz

Die Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{\mathrm{k}}$ ist über die Netzkurzschlussleistung S_{k} am Einspeisepunkt folgendermaßen definiert:

$$\left|\underline{Z}_{\mathrm{k}}\right| = \frac{c_1 U_{\mathrm{N}}^2}{S_{\mathrm{k}}} \tag{69}$$

Dabei ist U_{N} die Nennspannung am Netzanschlusspunkt. Aus dem Betrag von $\underline{Z}_{\mathrm{k}}$ können die Komponenten der Kurzschlussimpedanz schließlich mit dem Impedanzverhältnis R/x berechnet werden:

$$X_{\mathrm{k}} = \frac{\left|\underline{Z}_{\mathrm{k}}\right|}{\sqrt{1 + (R/x)^2}} \tag{70}$$

$$R_{\mathrm{k}} = R/x \cdot X_{\mathrm{k}} \tag{71}$$

$$\underline{Z}_{\mathrm{k}} = R_{\mathrm{k}} + \mathrm{j}X_{\mathrm{k}} \tag{72}$$

Ausgehend vom Knoten SLA verläuft die Leitung L_{1a}, die den Endknoten SLE in zwei Teilen über den Mittelpunktknoten SLM verbindet. Die Zweiteilung eröffnet die Möglichkeit, Störungen und Fehler an diesem Ort nachzubilden. Die Modellierung der Leitung basiert, wenn keine Feldeffekte berücksichtigt werden müssen, auf einem T-Glied. Dieses besteht, wie in Bild 46 dargestellt, aus Serienimpedanzen, die in der Mitte geteilt sind um dort die Leitungskapazität nachzubilden. Die Abbildung zeigt die in den Mitsystemsimulationen verwendete Variante. Die Wahl eines T-Modells erfolgt aufgrund rechnerischer

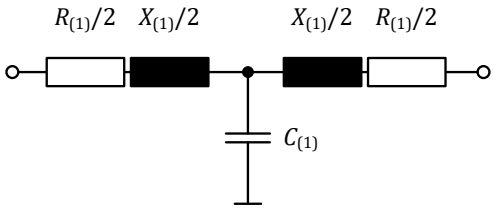

Bild 46: T-Leitungsmodell (Mitsystemdarstellung)

Tabelle 1: Parameter des Basismodells

Beschreibung	Formelzeichen	Wert
Nennspannung	U_N	400 kV
Nennfrequenz	f_N	50 Hz
Kurzschlussleistung	S_k	40 GVA
Impedanzverhältnis	R/X	0,1
Ausnutzungsfaktor	c_1	1
Wenn Nullsystem nachgebildet:		
Nullsystemkopplung resistiv	$R_{(0)}/R_{(1)}$	5
Nullsystemkopplung induktiv	$X_{(0)}/X_{(1)}$	5

Vereinfachungen. So wird die niederohmige Kopplung einer Spannungsquelle an eine Kapazität, wie es bei einem π-Modell der Fall wäre, verhindert. Die Co-Simulationsschnittstelle kann schnelle Spannungsänderungen herbeiführen, die bei Interaktion mit der Kapazität, an der die Spannung definitionsgemäß nicht springen kann, problematisch wären. Für die Fälle, die elektromagnetische Ausgleichsvorgänge mit in Betracht ziehen, wird ein Leitungsmodell mit verteilten Parametern, wie das zuvor beschriebene (s. Abschnitt 3.3.4) Bergeron-Leitungsmodell verwendet.

Die Nenndaten des Netzäquivalents und die Leitungsparameter sind in Tabellen 1 und 2 zusammengefasst. Sie basieren auf einem Höchstspannungssystem mit hoher Kurzschlussleistung. Der Ursprung der Daten liegt in eigenen Schätzungen und Projekterfahrungen aus der Netzplanung und ist mit gängiger Literatur wie [26, 42] abgeglichen.

Tabelle 2: Leitungsparameter

Beschreibung	Formelzeichen	Wert
Nennspannung	U_N	400 kV
Leitungslänge	l	15 km
Ohmscher Widerstandsbelag Mitsys.	$R'_{(1)}$	0,01588 Ω/km
Induktiver Widerstandsbelag Mitsys.	$X'_{(1)}$	0,31046 Ω/km
Kapazitätsbelag Mitsys.	$C'_{(1)}$	13,84 nF/km
Wenn Nullsystem nachgebildet:		
Ohmscher Widerstandsbelag Nullsys.	$R'_{(0)}$	0,15740 Ω/km
Induktiver Widerstandsbelag Nullsys.	$X'_{(0)}$	0,92849 Ω/km
Kapazitätsbelag Nullsys.	$C'_{(0)}$	13,84 nF/km

Die Modelle bilden ein Freileitungssystem nach, welches an Umspannwerke angeschlossen ist. Der Detailgrad soll Fehler wie Kurzschlüsse an den Leitungsmittelpunkten händisch berechenbar lassen, um im Rahmen der weiteren Modellentwicklung Abweichungen erkennen zu können.

Koppelt man zwei Basismodelle[1] an der Stelle SLE, entsteht ein manuell berechenbares Modell. Die Leistungsübertragung wird über die Stellung der Spannungswinkel δ_1 und δ_2 an den beiden Netzäquivalenten realisiert. Die Modellverifikation kann unter Annahme einiger Vereinfachungen rechnerisch vorgenommen werden. Nach Machowski [28] lässt sich die Wirkleistung einer als vereinfacht rein induktiv angenommenen Leitung mittels dieses Winkelunterschieds unter Kenntnis der Spannungen der beiden Seiten $|\underline{U}_1|$ und $|\underline{U}_2|$ folgendermaßen berechnen:

$$P = \frac{|\underline{U}_1||\underline{U}_2|}{X} \sin(\delta_2 - \delta_1) \tag{73}$$

[1] Die Kopplung ist an dieser Stelle noch nicht über die Co-Simulation realisiert.

Wird von einem Spannungswinkel von $\delta_1 = -5°$ und $\delta_2 = 5°$ ausgegangen, lässt sich unter Beachtung der oben genannten Netzkenndaten einsetzen:

$$P = \frac{|\underline{U}_1||\underline{U}_2|}{4l \cdot X_{(1)} + 2 \cdot X_k} \sin(\delta_2 - \delta_1) = 1044{,}98\,\mathrm{MW} \tag{74}$$

$$I_{\mathrm{load}} = \frac{P}{\sqrt{3}|\underline{U}_1|} = 1{,}508\,\mathrm{kA} \tag{75}$$

Das Modell soll nicht nur im statischen Fall, sondern auch unter Fehlerbedingungen untersucht werden. Dabei sind die stationären dreipoligen Fehlerstrombeiträge der beiden Netzäquivalente I_{k1} und I_{k2} abhängig vom Fehlerort berechenbar. Tritt im gekoppelten Modell am Knoten SLM ein dreipoliger Fehler auf, ergeben sich die Fehlerströme gemäß der Impedanzen der Leitung und der Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_k$:

$$I_{k1} = \frac{1}{\sqrt{3}} \left| \frac{\underline{U}_1}{\underline{Z}_k + \underline{Z}_l} \right| = 26{,}67\,\mathrm{kA} \tag{76}$$

$$I_{k2} = \frac{1}{\sqrt{3}} \left| \frac{\underline{U}_1}{\underline{Z}_k + 3\underline{Z}_l} \right| = 12{,}84\,\mathrm{kA} \tag{77}$$

Werden vorgenannte Daten in ein RMS-Simulationsmodell überführt, kann damit die Korrektheit des Modells verifiziert und mögliche Abweichungen einfacher gefunden werden. Dies erfolgt unter Nutzung des Rechenprogramms PSS® NETOMAC. Bild 47 zeigt die Ergebnisse (Knotenspannungen und -ströme am Knoten SLA für jede der beiden Seiten) einer Simulation mit einer Dauer von 5 s. Zum Zeitpunkt $t = 1{,}5$ s wird für die Dauer von 0,5 s ein dreipoliger Fehler am Knoten SLM im ersten Teilnetz angelegt. Dies wird zum Zeitpunkt $t = 3{,}5$ s mit dem zweiten Netzteil wiederholt.

Es zeigt sich deutlich ein Spannungseinbruch aufgrund des Fehlers am Knoten SLA. Dieser ist abhängig vom Fehlerort und Messort. Ist der Fehler physisch näher am jeweiligen Netzäquivalent, ist der Spannungsfall durch die geringere Serienimpedanz höher. Es ist klar eine Symmetrie der Netzteile vom ersten zum zweiten Fehler erkennbar. Die Spannungsbeträge sind dadurch ebenfalls identisch zwischen den Teilnetzen, wenn der Fehlerort gewechselt wird.

Vergleichbare Bedingungen ergeben sich bei der Analyse der Fehlerströme. Der in Gl. (75) berechnete Laststrom ist annähernd gleich mit dem aus der Simulation resultierenden Wert mit einer Abweichung von 0,18 %. Die Abweichung kann dabei durch die fehlende Beachtung der kapazitiven Anteile des

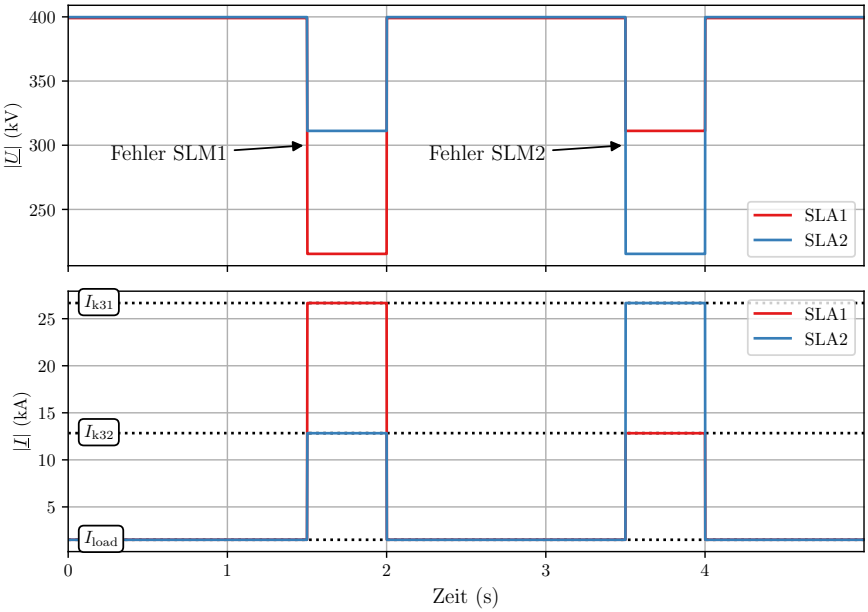

Bild 47: Zeitverlauf Spannungen und Ströme am Knoten SLA bei zwei gekoppelten Basismodellen

Laststroms erklärt werden. Die in Gl. (76) und Gl. (77) berechneten Fehlerströme sind noch näher an den erwarteten Werten mit Abweichungen von weniger als 0,01 %. Der Fehlerstrom ist deutlich weniger abhängig von kapazitiven Elementen, daher ist an der Stelle die Abweichung deutlich geringer.

Damit kann das entwickelte Modell als verifiziert angenommen werden. Die folgenden Untersuchungen können mit diesen Werten weitergeführt werden.

4.1.1 Kopplung mit Mitsystemzeigern

Das RMS-Koppelmodell besteht aus zwei Basismodellen, die mittels eines Koppelinterfaces zusammengeführt und mit Zeigersimulationen berechnet werden. Im diesem Fall ist die Simulationsbasis PSS®NETOMAC. Der Zeitschritt liegt bei 1 ms. Das Programm rechnet mit Mitsystemzeigern.

Der Aufbau der Kopplung zwischen den Basismodellen wird in Bild 48 sichtbar. Die Modelle werden dabei in verschiedenen, voneinander unabhängigen Instanzen des Programms geöffnet und simuliert. Außer dem Datenaustauschmodul besteht keine Interaktion. Dies kommt dem Test einer Kopplung verschiedener Programme gleich. Für die Kopplung an den Knoten SLE wird

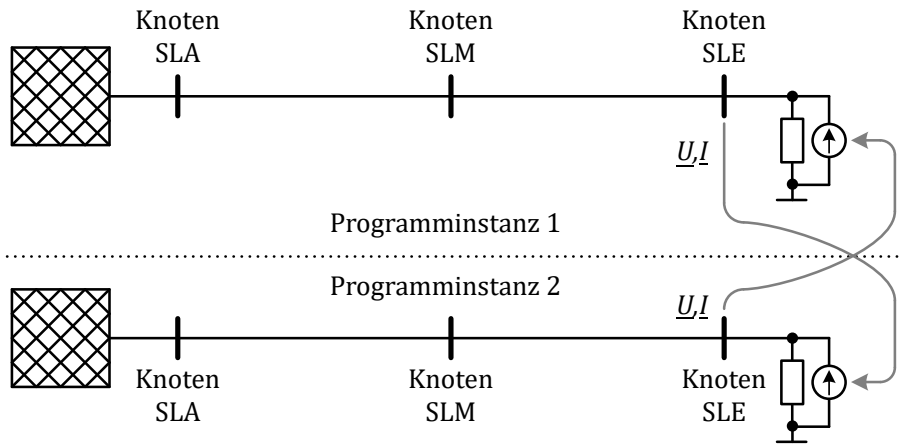

Bild 48: Zwei Basisnetze mit Koppelinterface

das im Abschnitt 3.1.4 gezeigte Datenaustauschmodul Shared Memory Core verwendet. Das Koppelstellenmodell eröffnet dabei die Möglichkeit, zwischen den elektrischen Modellen, wie in Abschnitt 3.3 aufgezeigt, zu wechseln und diese zu vergleichen. Folgende Modelle können dazu verwendet werden:

- Spannungsquelle
- Stromquelle
- Norton-Äquivalent
- Thévenin-Äquivalent

Es besteht die Möglichkeit die ersten beiden Quellenmodelle zu einem idealen Übertragermodell zusammenzufügen oder eines der beiden mit einem Norton- oder Thévenin-Äquivalent zu koppeln. Auch die Verwendung von Äquivalenten untereinander ist möglich.

Der für den Austausch nötige Signalfluss beinhaltet, wie in Bild 49 gezeigt, die Messung der Spannungszeiger. Weitergehend muss die Interaktionsbandbreite begrenzt werden. Dies ist durch Einsatz eines PT1-Gliedes mit einer Zeitkonstanten von $T = 10\,\mathrm{ms}$ implementiert. Es folgt der Datenaustausch und die Synchronisation der Programme durch den Shared Memory Core. Nach Erhalten der ausgetauschten Datensätze werden die Größen der Äquivalente berechnet und die zugehörigen Quellen mit Daten versorgt. Resultierend aus der anschließenden Rechnung der Netziteration wird wiederum die Spannung und der Strom an den Koppelstellen gemessen und der Prozess startet erneut für den neuen Zeitschritt.

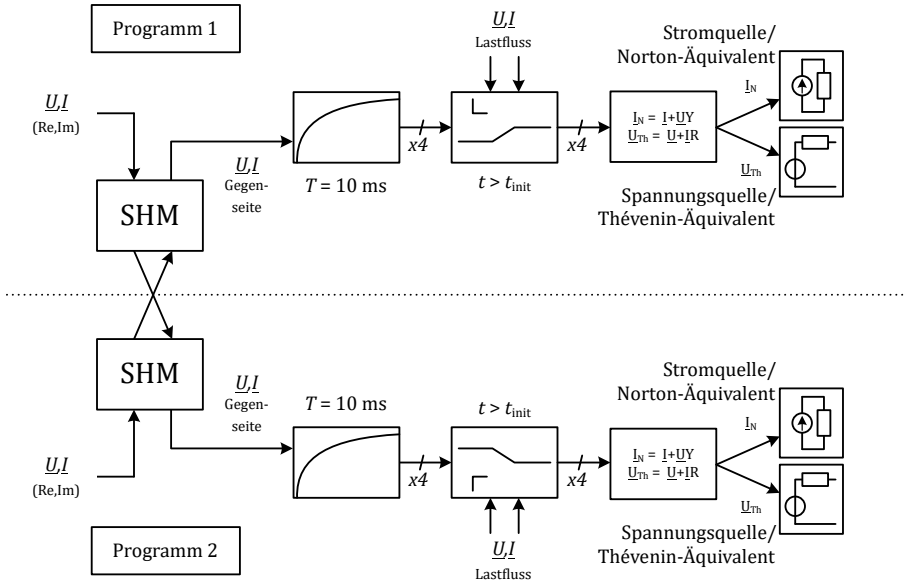

Bild 49: Signalfluss der gekoppelten Netze

Das Modell unterstützt die Verwendung von Initialwerten. Diese können aus der Lastflusslösung des gekoppelten Modells gewonnen werden und ermöglichen den Start der Co-Simulation von stationären Werten und vermeiden einen Start von 0. Nach einer Umschaltzeit t_{init} kann entweder direkt von Initial- auf Co-Simulationswerte umgeschaltet oder eine Rampe dazu verwendet werden. Letztere Möglichkeit ist besonders dafür geeignet, wenn sich kleinere Abweichungen zwischen den Simulationsnetzen, wie sich bspw. durch die Verwendung von verschiedenen Lösungsalgorithmen ergeben, ohne Überschwingen zu kompensieren.

Idealer Übertrager

Das in Abschnitt 4.1 vorgestellte Modell wird nun unter Zugrundelegung der beschriebenen Bedingungen denselben Netzfehlern ausgesetzt wie in Bild 47 aufgezeigt. Der Übersicht halber wird die Teilung in ein linkes und rechtes Teilmodell in der Grafik und den Zeitverläufen eingefügt. Die Kopplung ist wie in Bild 50 gezeigt, aufgebaut. Teilnetz 2 wird als Stromquelle in Teilnetz 1 dargestellt während Teilnetz 1 als Spannungsquelle in Teilnetz 2 repräsentiert ist.

Bei Verwendung von Quellenmodellen zur Kopplung ergibt sich ein Zeitverlauf wie in Bild 51 gezeigt.

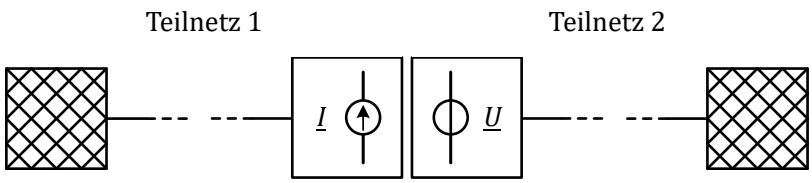

Bild 50: Kopplung mit dem idealen Übertrager

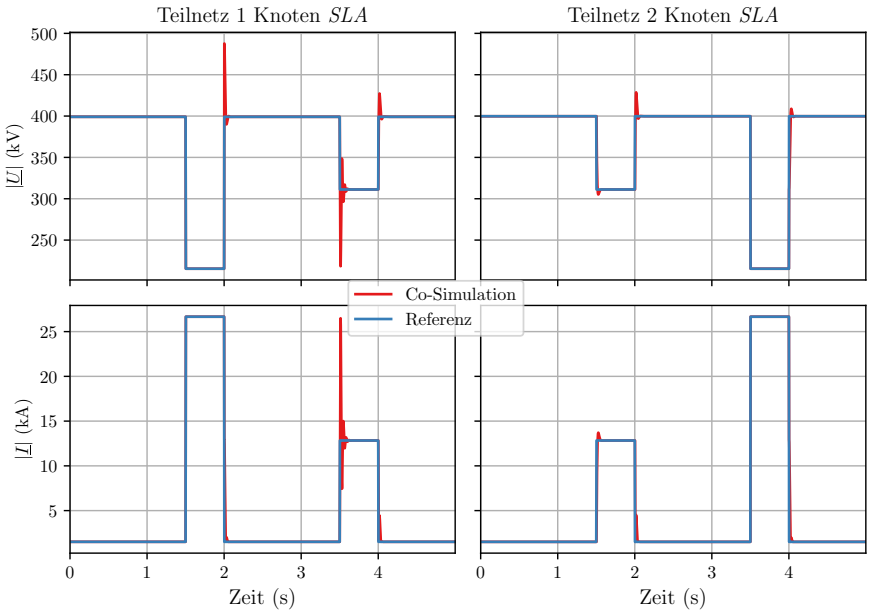

Bild 51: Spannung und Strom am Knoten SLA bei Co-Simulation mit Spannungs- und Stromquellen als Koppeläquivalente

Die Abbildung zeigt die Spannungen und Ströme an den beiden Slackknoten der durch Co-Simulation gekoppelten Teilnetze. Sowohl im Fehlerfall als auch im stationären Betriebsfall sind Ströme und Spannungen beider Seiten identisch zu denen des Referenznetzes.

Bei Eintritt einer größeren Störung wie des bezeichneten dreipoligen Fehlers, sind Abweichungen erkennbar, die an dieser Stelle erklärt werden sollen. Tritt eine Diskontinuität in einem Simulationsprogramm auf, durch den sich die Knotenadmittanzmatrix deutlich ändert, sieht der Algorithmus häufig eine oder mehrere Zusatziterationen vor. Diese ermöglichen eine präzise Lösung, benötigen allerdings einen Auslöser, der das Programm zur Ausführung der Iteration zwingt. Die Co-Simulationsschnittstelle ist selbst nicht dazu in der

Lage, diese zusätzliche Iteration auszulösen. Daher tritt im Teilnetz, in dem der Fehler ausgelöst ist, diese Iteration auf während das nicht betroffene Teilnetz keine solche Zusatzrechnung durchführt. Eine deutliche Spannungs- bzw. Stromflanke ist sichtbar. Bedingt durch ihre Ablaufkausalität ist die Co-Simulation nicht im selben Zeitschritt in der Lage, Messung, Datenübertragung und Implementation des neuen Wertes in die Quellen auszuführen. Daher fällt, abhängig davon, ob der Fehler im Teilnetz mit Spannungs- oder Stromquelle auftritt, die Reaktion des Systems unterschiedlich aus. Dies zeigt sich bei näherer Ansicht der Verläufe am Koppelknoten sehr deutlich, wie in Bild 52 ersichtlich ist.

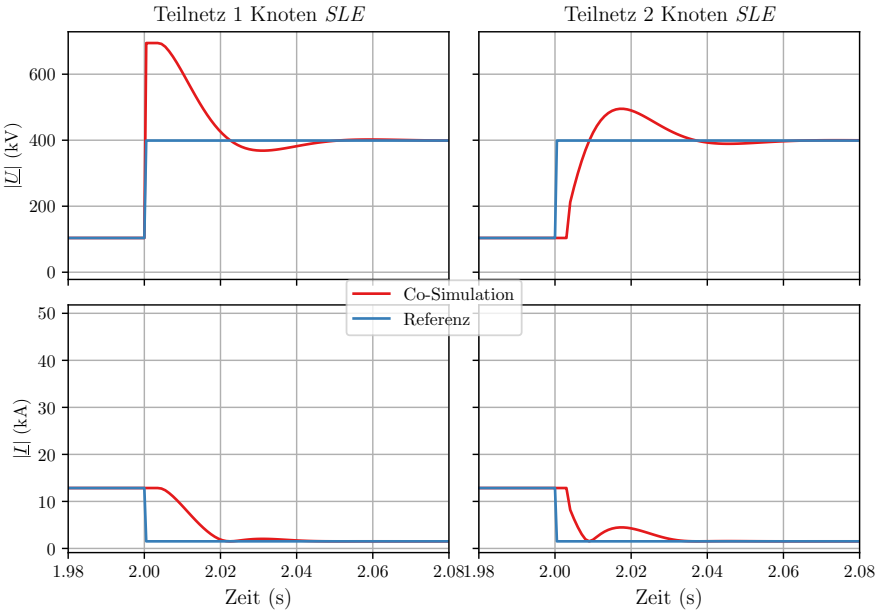

Bild 52: Spannung und Strom am Koppelknoten SLE, Detailansicht

Die Stromquellenseite behält nach Fehlerlöschung ($t = 2\,\mathrm{s}$) den letzten Wert des Stroms (links unten) für einen weiteren Zeitschritt bei. Das resultiert in einer Spannungsspitze, die rein numerischer Natur ist. Die Werte klingen anschließend schnell ab. Dasselbe geschieht für die Spannungsquellenseite mit dem letzten Spannungswert, wie im rechten oberen Teil in Bild 52 sichtbar ist. Dieser wird beibehalten und erst zum folgenden Zeitschritt aktualisiert. Der Effekt verstärkt sich durch die Nutzung eines Tiefpasselements, welches allerdings zur Filterung von hohen Ausgleichsfrequenzen nötig ist.

Bilder 49 und 52 machen Funktionsweise sowie Vor- und Nachteile der Kopplung mit idealen Übertragern sichtbar. Durch die Kausalität des Ablaufs (Datenübertragung, Netzberechnung, Messung) der Co-Simulation im Netz eines Simulationsprogramms entstehen Abweichungen, die bei der Nutzung dieser Äquvialente besonders deutlich werden. Dagegen stehen ein geringerer Aufwand sowohl bei der Implementation der Quellen (es sind lediglich Spannungs- und Stromquellenmodelle zu verwenden) als auch bei der Messung und dem Datenaustausch. Um Abweichungen und Überschwingen zu reduzieren, müssen auf dem idealen Übertrager basierende Koppelstellen weit entfernt von Orten hoher Dynamik (z.B. Fehlerorte) implementiert werden, sodass Rückwirkungen zwischen den Systemen möglichst mininmal sind.

Alternativen zur Kopplung mit Strom- und Spannungsquellen können das Überschwingverhalten und damit die Präzision optimieren. Daher stellen diese in den folgenden Abschnitten einen Schwerpunkt dar.

Norton- und Thévenin-Äquivalent

Werden die Koppelelemente mit Serienimpedanzen bzw. Paralleladmittanzen erweitert, so ergeben sich Thévenin- und Norton-Äquivalente. Ihre Implementation in das Basisnetz ist in Bild 53 gezeigt. Diese erweiterten Äquivalente

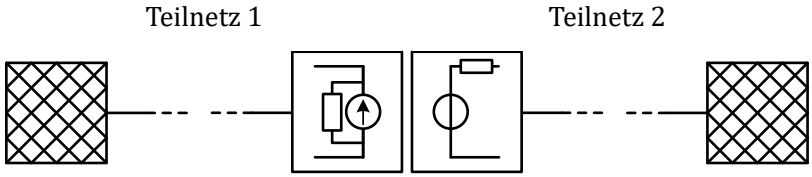

Bild 53: Kopplung mit dem Norton- und Thévenin-Äquivalent

beziehen, im Gegensatz zu den zuvor behandelten idealen Übertragermodellen, sowohl Spannung als auch Strom der Gegenseite mit ein. Während Quellen mit konstanten Werten für Spannung bzw. Strom im Falle einer Störung behalten, bis sie einen neuen Wert als Reaktion vom gekoppelten Netz erhalten haben, können die Äquivalente bereits ein Netzverhalten darstellen. Den Zeitverlauf der bereits beschriebenen Störung ist in Bild 54 dargestellt. Die Koppelimpedanzen (Norton- oder Thévenin-Impedanz) sind in diesem Beispiel zu 12 Ω gewählt[2]. Die Ströme und Spannungen sind im stationären Fall wiederum identisch mit denen des monolithischen Basismodells. Wie zuvor ist im nicht direkt vom Fehler betroffenen Netzteil ein Überschwingen

[2] Es handelt sich dabei um einen Anfangswert für die Impedanz. Die genauere Untersuchung des Einflusses verschiedener Koppelimpedanzen werden in Abschnitt 4.2.1 diskutiert.

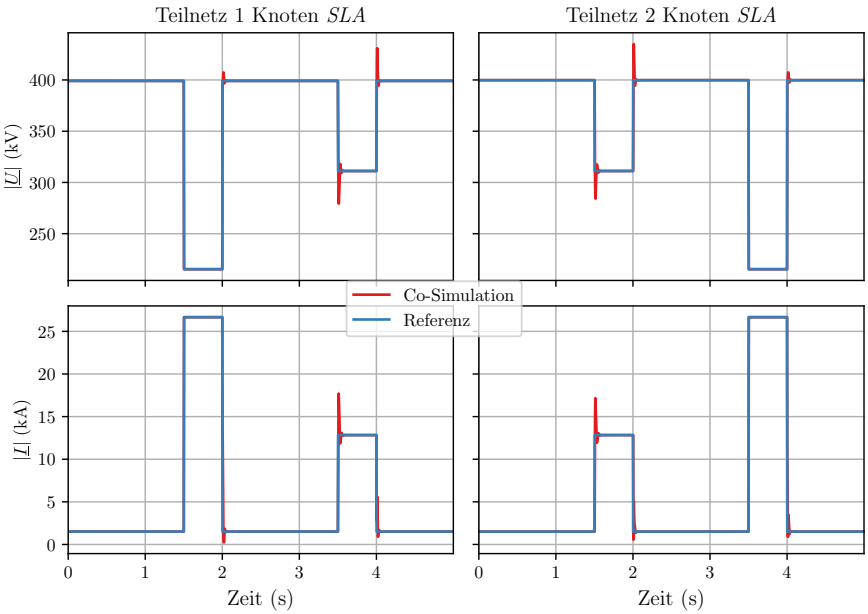

Bild 54: Spannung und Strom am Knoten SLA bei Co-Simulation mit Norton- und Thévenin-Äquivalent

in den Verläufen zu erkennen. Dieses stellt sich jedoch deutlich geringer dar. Beide Seiten verhalten sich dabei identisch und symmetrisch. Die Störung in Teilnetz 1 führt zur selben Reaktion in Teilnetz 2 wie die Störung in TN 2 bei TN 1. Es zeigt sich in der Simulation, dass das Verhalten der Thévenin- und Norton-Quellen identisch und austauschbar ist. Beim Blick in die Detailansicht in Bild 55 wird deutlich, dass das Überschwingverhalten bei der Fehlerklärung deutlich zurückgegangen ist.

Das Verhalten der nicht vom Fehler betroffenen Seite ist dabei ähnlich wie in der zuvor gezeigten Variante des idealen Übertragermodells. Die Bandbreite der übertragenen Größen kann durch die Nutzung der Äquivalente vergrößert werden. Der Einsatz eines PT1-Gliedes mit einer Zeitkonstanten von $T = 5\,\mathrm{ms}$ sorgt für eine beschleunigte Interaktion während zu hohe Frequenzen herausgefiltert werden.

Die Fehlerreaktion der Koppelstelle kann maßgeblich durch die angepasste Wahl der Koppelimpedanz beeinflusst werden. In den benutzten Modellen bleibt diese Impedanz konstant, die Literatur gibt allerdings Hinweise darauf, dass eine Anpassung ein verbessertes Verhalten zur Folge hätte [5, 22]. Dies erfordert allerdings direkte Information aus der Knotenadmittanzmatrix des

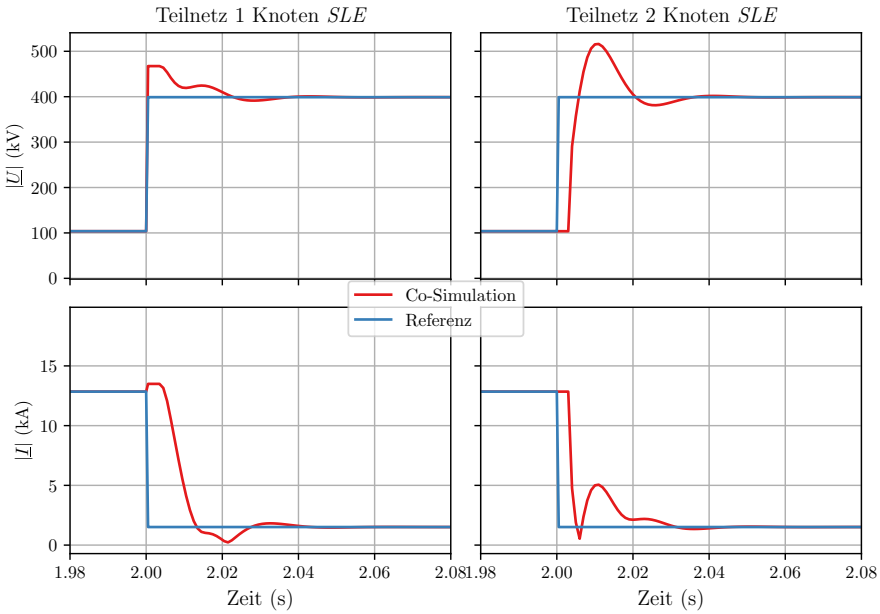

Bild 55: Spannung und Strom am Koppelknoten SLE, Detailansicht

gegenüberliegenden Netzes. Solche Informationen sind im stationären Fall durch Lastflussrechnungen zu erhalten, allerdings im dynamischen Fall ist das nur durch direkten Einblick in den Rechenkern der Programme realisierbar. Das wiederum verhindern kommerzielle Simulationsprogramme in den meisten Fällen.

Die Verwendung von Äquivalenten zeigt damit Vorteile gegenüber der Nutzung des idealen Übertragermodells. Durch Einführung der Koppelimpedanz wird eine neue Stellgröße eingeführt, welche im Abschnitt 4.2.1 näher untersucht werden soll. Sowohl Spannung als auch Strom sind Eingangsgrößen der Äquivalente, was sie damit universeller einsetzbar macht.

4.1.2 Kopplung mit Momentanwerten

Basis für die Kopplung von Momentanwertmodellen mittels Co-Simulation bildet das Leitungsmodell nach Bergeron wie es in Abschnitt 3.3.4 beschrieben wurde. Während prinzipiell auch die anderen vorgenannten Methoden für die Kopplung zum Einsatz kommen können, birgt diese Möglichkeit das Potenzial für die größte Präzision. Der Schlüssel darin liegt in der Verwendung von Modellen, wie sie auch in Simulationsprogrammen selbst zum Einsatz

kommen. Die Leitung selbst ermöglicht mit der Wellencharakteristik die Kompensation der Totzeit, die durch die Nutzung der Quellen entstehen.

Das gekoppelte Modell selbst ist, wie in Bild 56 angedeutet, folgenden Veränderungen unterworfen. Anstatt einem einzelnen T-Leitungsmodell wird das Modell nach Bergeron verwendet. Für die EMT-Simulation werden darüber hinaus ebenfalls nicht nur Mit-, sondern auch Nullsystemdaten zur Leitungsmodellierung und zur Nachbildung der Kurzschlussimpedanzen verwendet. Dies wird nötig, da die Fehlerklärung nicht mehr als symmetrisch angesehen werden kann. Zur Kopplung kommen Bergeron-Leitungsmodelle zum Einsatz, bei denen dreiphasige Momentanwerte für Strom und Spannung ausgetauscht werden, anstatt der komplexen Größen, die zuvor im RMS-Koppelmodell verwendet wurden.

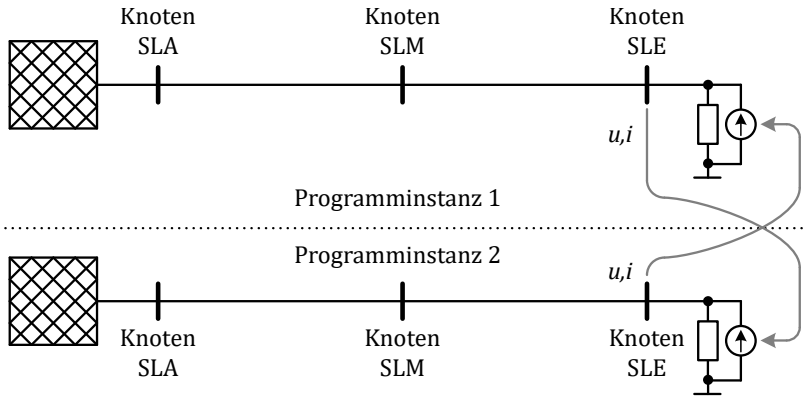

Bild 56: Aufbau des gekoppelten EMT-Basisnetzes

Die Koppelmodelle repräsentieren nun einen Abschnitt der Leitung. Aus diesem Grund muss entweder die Leitung komplett durch das Koppelmodell ersetzt werden oder um die Länge des repräsentierten Modells gekürzt werden. Für die Modellentwicklung wird an dieser Stelle die letztere Variante verwendet. Dabei wird der Leitungsabschnitt zwischen den Knoten SLM und SLE um die Länge Δl in beiden beteiligten Simulationsnetzen verringert.

Der Vorteil der Methode ist, dass bei abweichenden Leitungsmodellen dadurch der Eingriff in das originale Netz minimal wird. Die zu kürzende Länge muss dabei mindestens nach der in Gleichung Gl. (35) hergeleiteten Beziehung den Betrag aufweisen, den die Wanderwelle durch ihre Ausbreitungsgeschwindigkeit in einem Zeitschritt des Simulationsprogramms zurücklegt. Da dies auf

beiden Seiten der Koppelstelle erfüllt sein muss, gilt für die Leitungsreduktion Δl die Beziehung:

$$\Delta l > c \cdot \Delta t_{\text{sim}} \tag{78}$$

Im vorliegenden Fall wird die Leitung um 3 km in jedem Simulationsmodell gekürzt. Dies entspricht bei einem Simulationszeitschritt von 10 µs und einer angenommenen Ausbreitungsgeschwindigkeit der Spannungswanderwelle auf einer Freileitung von 300 000 km/s der vorgenannten Bedingung.

Der Signalfluss und die Berechnung der Größen für das Netzäquivalent sind in Bild 57 dargestellt. Zur Berechnung der für die Koppelstelle nötigen Größen

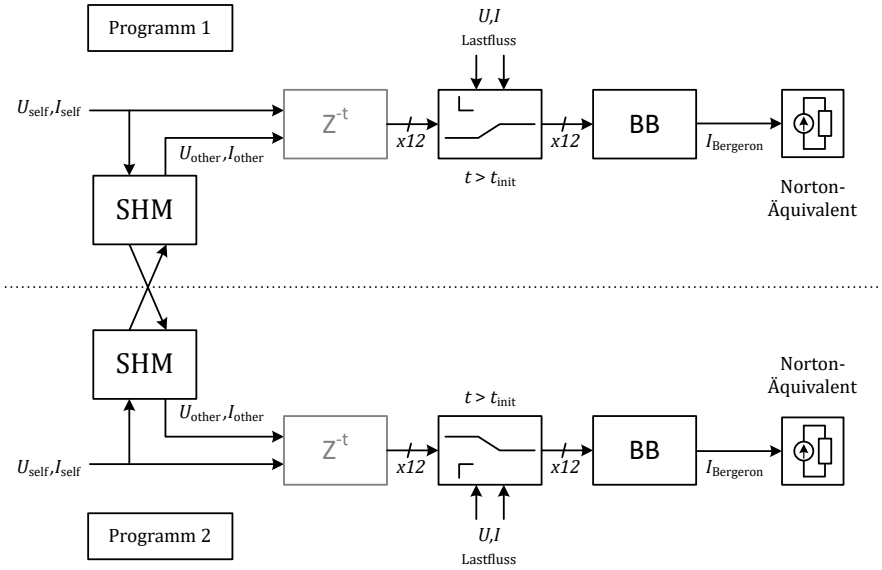

Bild 57: Signalfluss der EMT-Leitungskopplung

tauscht der Shared Memory Block (*SHM*) die Momentanwerte für Strom und Spannung U_{other}, I_{other} des gekoppelten Teilnetzes mit den eigenen Werten U_{self}, I_{self} aus. Damit stehen Messwerte von beiden Teilnetzen zur Verfügung. Diese können, bedingt durch die Algorithmen des Simulationsprogramms, mit einem Zeitschritt Verzögerung in die Lösung der Netzgleichungen eingebracht werden. Daher ergibt sich die minimale Totzeit (und über Gl. (78) damit auch die minimale Länge), die eine Koppelstelle aufweisen kann, zu einem Zeitschritt t_{sim} der Simulation. Das Modell ermöglicht es aber auch, größere Totzeiten und damit größere Leitungslängen als diese zu realisieren. Wird diese Möglichkeit benötigt, folgt Messung und Datenaustausch in Bild 57 ein Totzeitglied Z^{-t}. Der Parameter t des Totzeitgliedes lässt sich aus der

abzubildenden Leitungslänge l und der Ausbreitungsgeschwindigkeit c von Wanderwellen der betrachteten Leitung damit über Gl. (79) bestimmen.

$$t = \frac{l}{c} - t_{\text{sim}} \tag{79}$$

Wenn die berechnete Zeit $t = 0$ entspricht, kann auf das Totzeitglied verzichtet werden.

Das in der Arbeit entwickelte Modell erlaubt eine Initialisierung des Anfangswertes mit stationären Werten. Dazu ist ein Block mit einer Umschalteinrichtung zwischen gekoppelten Werten und vorher identifizierten Lastflussergebnissen vorgesehen. Bis zu einem zu wählenden Koppelzeitpunkt werden dabei diese Werte als stationäre Anfangswerte verwendet, danach erfolgt die Co-Simulation. Dies ermöglicht die Initialisierung von Simulationsprogrammen ohne Beeinträchtigung des anderen Teilnetzes.

Bevor der Strom I_{Bergeron} in die Koppelstelle eingebracht werden kann, wird dieser mittels des Blocks *BB* nach dem in Gl. (38) aufgezeigten Verfahren berechnet. Anschließend folgt die Netzberechnung mittels Lösung der Knotenadmittanzmatrix durch das Simulationsprogramm und der Vorgang beginnt wieder von vorn.

Wie in den vorigen Modellen wird auch hier wieder ein Fehler nacheinander in jedem der beiden gekoppelten Netzsegmente betrachtet, um die stationär korrekte Abbildung nachweisen zu können. Das Resultat ist in Bild 58 zu sehen.

Die Werte für Spannung und Strom sind zur besseren Vergleichbarkeit mit den zuvor aufgezeigten Modellen als dreiphasiger quadratischer Mittelwert aus allen drei Phasen über eine Netzperiode aufgetragen. Der Effektivwert ist mit einem PT1-Tiefpass bei einer Zeitkonstanten von $T = 20\,\text{ms}$ geglättet. Für die Berechnung kommt PSCAD/EMTDC zum Einsatz. Das Simulationsprogramm initialisiert seine Quellen nicht wie PSS®NETOMAC im Arbeitspunkt, sondern beginnt bei null. Daher ist anfangs eine Rampe zu erkennen. Stationäre Kurzschlussströme und Spannungen des gekoppelten Modells stimmen wiederum mit denen des Referenzmodells überein. Die zuvor angestellten Überschlagsrechnungen für Last- und Kurzschlussstrom werden ebenfalls getroffen. Bei Fehlereintritt und -klärung ist ein Schwingen im gemittelten Strom bemerkbar. Das EMT-Programm schaltet Fehlerströme realitätsgemäß in ihren Nullpunkten ab. Dies gilt auch für das im Programm verwendete Fehlerglied. Daraus ergibt sich eine phasenindividuelle Fehlerklärung, die um 120° auseinander liegt. Vergleicht man das Modell mit dem Referenzmodell,

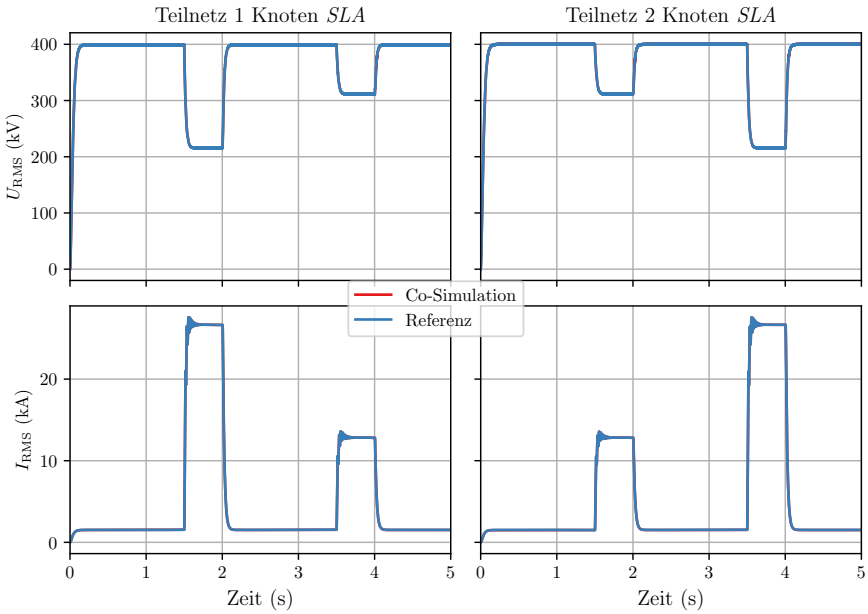

Bild 58: Spannung und Strom am Knoten SLA bei Co-Simulation mittels Bergeron-Leitungsmodellen

so sind diese Effekte auch dort zu beobachten und die Ergebnisse wiederum deckungsgleich.

Durch seinen Aufbau und die verwendete Rechendomäne (EMT) ist das Rechenmodell in der Lage, elektromagnetisch transiente Phänomene abbilden zu können. Bild 59 zeigt ein solches Phänomen. Konkret wird der Fehler zum Zeitpunkt $t = 2\,\mathrm{s}$ abgeschaltet.

Der Fehlerstrom erlischt im Stromnulldurchgang. Durch die wiederkehrende Spannung wird eine Oszillation angeregt, die als Wanderwelle durch die Leitung läuft. Diese weist am Leitungsende beim Übergang zwischen verschiedenen Wellenimpedanzen Brechung, Beugung und Reflexion auf. Diese Interaktion sind wiederum als transiente wiederkehrende Spannungseffekte (engl. transient recovery voltage, TRV) bekannt [32]. Bei genauem Hinsehen wird besonders deutlich, dass diese Oszillation eine identische Frequenz wie bei der Referenzleitung aufweisen. In der Dämpfung sind jedoch Unterschiede sichtbar.

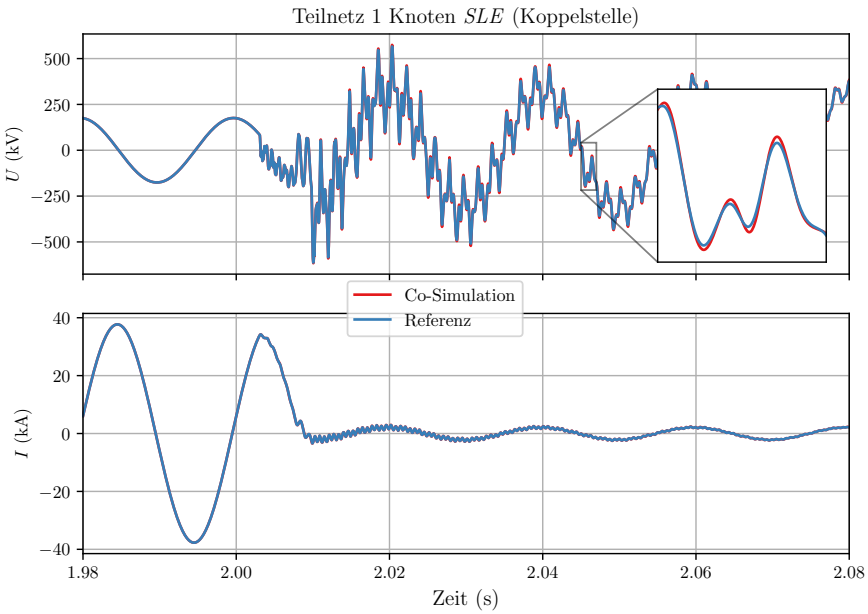

Bild 59: Spannung und Strom am Koppelknoten SLE, Vergleich mit monolithischem Basismodell; Detailansicht ohne Glättung

Dieses Koppelmodell zeichnet sich durch eine hohe Präzision aus und stimmt im Hinblick auf das stationäre Verhalten mit den im Programm implementierten Leitungsmodellen überein. Es generiert außerdem bei transienten Ereignissen Resultate, die denen des Basismodells annähernd entsprechen. Obgleich die Abweichungen gering ausfallen, lassen sie sich mit konventionellen Methoden nur schwer deuten. Daher wurde eine Vergleichsmethode für die elektromagnetisch transiente Untersuchung entwickelt und in Abschnitt 4.2.3 dargestellt.

4.1.3 RMS-EMT Interdomänenmodell

Basierend auf den RMS-Untersuchungen und der Co-Simulation im Momentanwertteil wird nun die Kopplung zwischen der RMS- und EMT-Domäne mittels des Basismodells untersucht. Die Palette der möglichen Koppelmodelle erstreckt sich wiederum auf der Nutzung von Leitungsmodellen sowie dem idealen Übertragermodell wie auch Thévenin- und Norton-Äquivalenten. Aus Gründen der Zuverlässigkeit der Äquvialente wurden sie auch für diese Kopplung verwendet. Das ideale Übertragermodell bringt eine starre Kopplung der EMT-Simulation an die auf Mitsystemgrößen basierende RMS-Simulation mit

sich. Die Kopplung mittels Bergeron-Modellen im Zeigerbereich ist dagegen theoretisch möglich, aber praktisch aufgrund der fehlenden Möglichkeiten der Abbildung von Wellenlaufzeiten im zeigerbasierten Simulationsrahmen noch nicht zum Einsatz gekommen.

Das Prinzip des Aufbaus ist daher vergleichbar zur Kopplung im RMS-Teil wie in Bild 60 gezeigt. Anleihen der EMT-Modellierung wurden bei der Nachbildung des Äquivalents und der Leitung genommen. Als Koppelmodelle kommen im EMT-Teilnetz ein Norton- und im RMS-Teilnetz ein Thévenin-Äquivalent zum Einsatz. Der Simulationszeitschritt der EMT-Simulation ist mit $\Delta t_{\mathrm{EMT}} = 50\,\mu\mathrm{s}$ festgelegt. Die RMS-Simulation taktet auf Basis von $\Delta t_{\mathrm{RMS}} = 1\,\mathrm{ms}$.

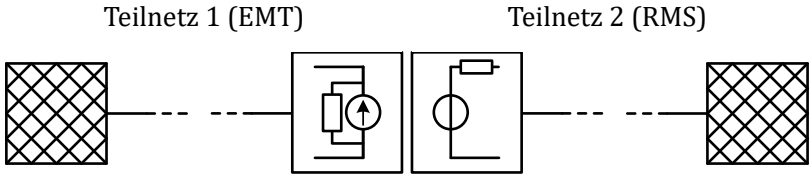

Bild 60: Elektrischer Aufbau des gekoppelten RMS-EMT-Basisnetzes

Um zwischen den Simulationsdomänen und den verschiedenen Zeitschritten zu vermitteln, werden die im Abschnitt 3.4 gezeigten Transformationen angewendet. Einen Überblick dazu gibt Bild 61.

Um die im EMT-Teil gemessenen Momentanwerte in Zeiger zu überführen, kommt die Diskrete Fouriertransformation zum Einsatz. Die so resultierenden phasenweisen grundfrequenten Momentanwertzeiger werden in Symmetrische Komponenten transformiert und damit in das für die RMS-Simulation nötige Mitsystemzeigerformat gewandelt.

Die Datenübertragung erfolgt auf Basis von Shared Memory. Es folgt eine Bandbreitenlimitierung beim Durchgang vom 'schnellen' EMT-Teil in den 'langsamen' RMS-Teil, ausgeführt als PT1-Element. Diese ist mit 10 ms parametriert und folgt im RMS-Simulator direkt auf den Datenaustausch. Die Berechnung der Größen für die Äquvialente macht diese im Anschluss direkt im RMS-Netzmodell nutzbar.

Um die nötigen Werte für den EMT-Teils des Netzes zu erhalten, erfolgt im RMS-Modell die Messung der komplexen Ströme und Spannungen an der Koppelstelle. Diese werden wiederum mittels Shared Memory in das EMT-Modell überführt. Es folgt die lineare Signalinterpolation, um die schnellere Datenrate einzubeziehen. Die so gewonnenen Werte könnten in das Netzäquivalent

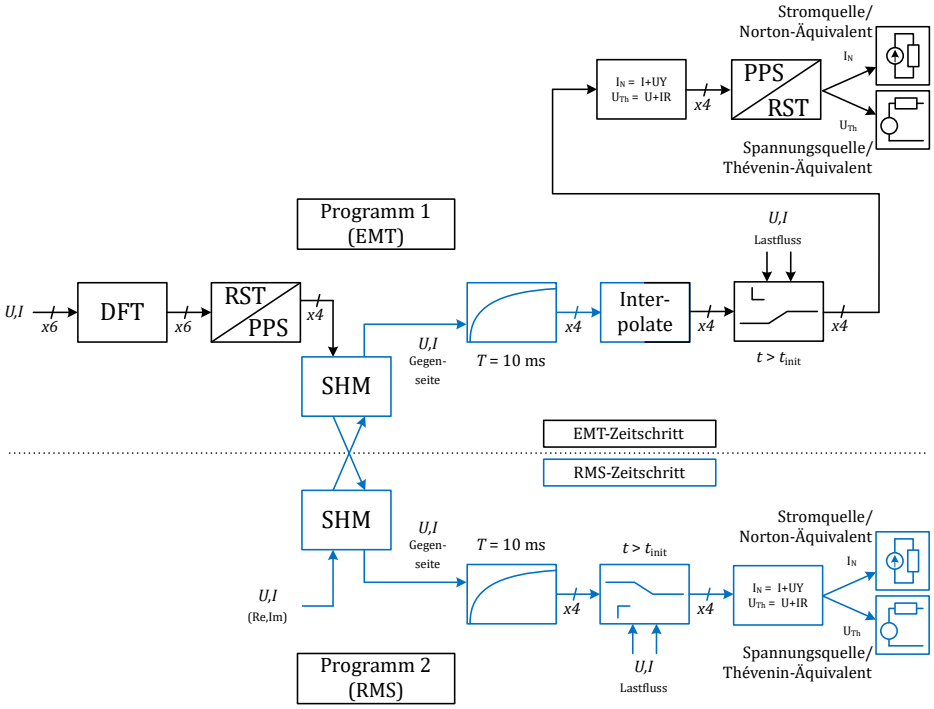

Bild 61: Signalfluss der RMS-EMT-Kopplung

eingesetzt werden, nachdem die Rücktransformation der Mitsystemzeiger in Momentanwertgrößen erfolgt ist. An der Stelle wird auch eine Kompensation der Zeitschrittunterschiede durch Anpassung der Winkel möglich. Diese entsteht durch den impliziten Ablauf des Programms. Quellendaten müssen eingegeben werden, darauf folgt die Recheniteration des Simulators und anschließend die Ausgabe. Der dafür nötige Korrekturwinkel ϑ_c ergibt sich aus der Rotation eines Zeigers mit der Nennfrequenz f_n, die in einem EMT-Zeitschritt Δt_{EMT} erfolgt:

$$\vartheta_c = 360° \cdot f_n \Delta t_{EMT} \tag{80}$$

Die Korrektur kann im Rahmen der Messung nach der Zeigergenerierung im EMT-Teil oder bei der Rücktransformation im Phasengrößen erfolgen. Im vorliegenden Fall wurde erstere Variante benutzt. Nichtbeachtung des Korrekturwinkels führt zu Abweichungen, die sich als Leistungswinkeldifferenzen in der komplexen Scheinleistung $\underline{S}$ manifestieren.

Auch das vorliegende RMS-EMT-Koppelmodell soll nach den beschriebenen Kriterien stationär geprüft werden. Das Ergebnis ist in Bild 62 zu sehen.

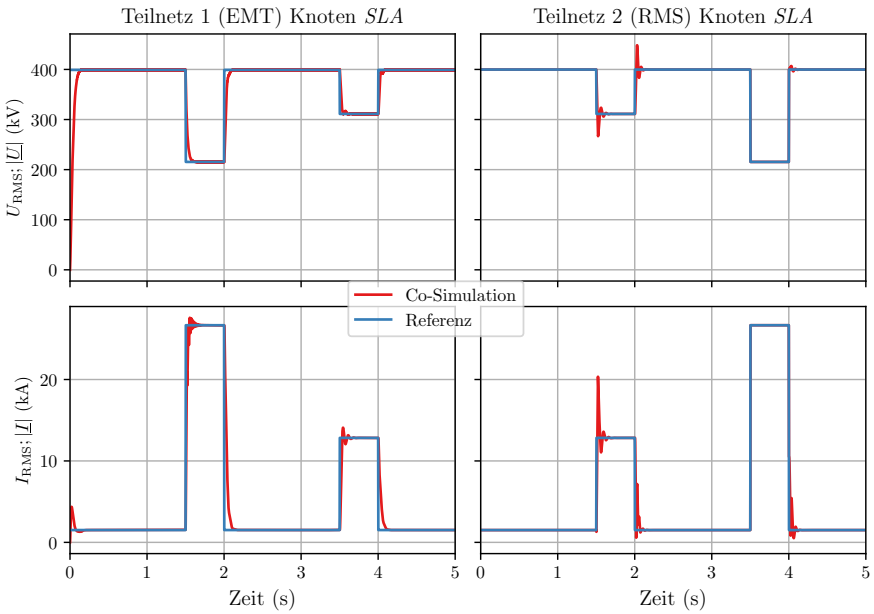

Bild 62: Spannung und Strom am Knoten SLA bei Co-Simulation in der EMT- und RMS-Domäne

Aufgetragen sind Spannungs- und Stromverhältnisse am Knoten SLA. Für die RMS-Simulation ist der Betrag des komplexen Mitsystemzeigers dargestellt. Im EMT-Teil ist der Effektivwert aufgetragen. Die Skalierung erfolgt für bessere Vergleichbarkeit. Die beiden Modelle weisen wiederum gleiches Verhalten im stationären Fall auf und treffen die zuvor berechneten Kurzschluss- und Lastströme. Ebenso sind sie mit denen im monolithischen Basismodell identisch.

Im RMS-Teil erinnert der Verlauf an den der Kopplung zwischen den zeigerbasierten Simulatoren aus Abschnitt 4.1.1. Leichtes Überschwingen ergibt sich bei Fehlern in der Gegenseite während bei Störungen der eigenen Domäne keine Rückwirkungen sichtbar sind.

Vergleicht man die Ergebnisse der EMT-Seite in dieser Simulation mit der aus der Momentanwertkopplung in Abschnitt 4.1.2, so sind hier deutlich weniger Oszillationen zu erkennen. Grund dafür ist die Übertragung von ausschließlich grundfrequenten Mitsystemgrößen durch die Koppelschnittstelle. Eine supersynchrone Oszillation wird daher nicht extern eingeprägt und muss dem EMT-System inhärent sein.

Bei genauerer Betrachtung der Koppelstellen ergibt sich das Bild 63. Gezeigt sind die Effektivwerte für Strom und Spannung an der Koppelstelle im EMT-Bereich sowie die Beträge der komplexen Mitsystemzeiger im RMS-Bereich im Vergleich mit denen des Referenznetzes. Dazu sind die auf die Zeigergrößen skalierten Momentanwerte im EMT-Teil abgebildet.

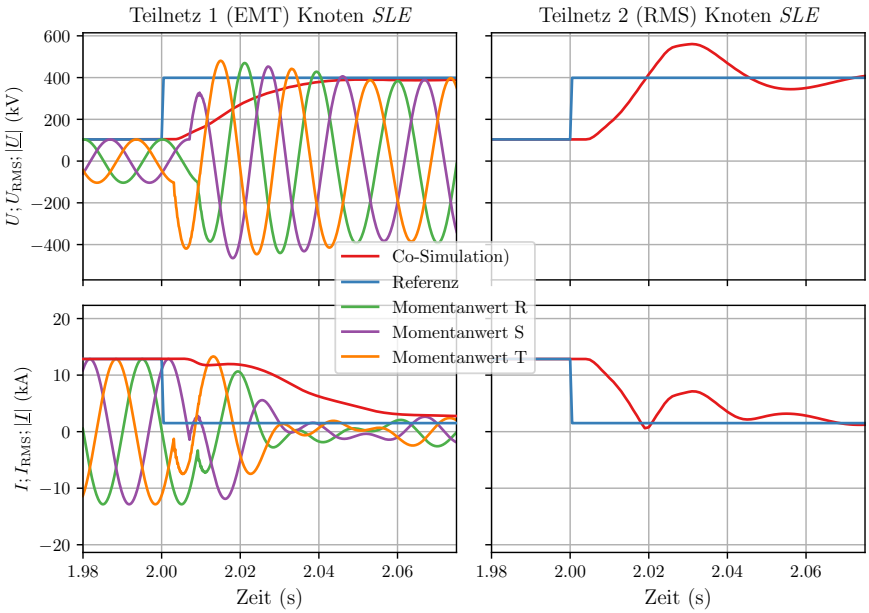

Bild 63: Spannung und Strom am Koppelknoten SLE, Detailansicht

Die Fehlerlöschung im EMT-Bereich verursacht Effekte, die nicht mit Mitsystemzeigern nachbildbar sind wie Gleichkomponenten oder unsymmetrische Fehlerstromlöschung. Die Effekte werden durch die DFT und Mitsystemtransformation zuverlässig unterdrückt. Im Bild ist deutlich die Verzögerung durch die Transformation und Implementation im Netz zu sehen. Werte für Spannung und Strom werden dadurch noch einen Zeitschritt auf dem vorigen Niveau gehalten. Die wiederkehrende Spannung wird schnell in das RMS-Netz eingespeist. Resultierende Überschwinger sind dabei berechenbar und durch die Wahl der Äquivalenzimpedanz steuerbar.

Das Beispiel verdeutlicht: Eine Kopplung zwischen RMS- und EMT-Netzen sollte nicht direkt am Untersuchungsort im EMT-Netz stattfinden. Die Nachbildung bestimmter Vorgänge ohne Mitsystemzeiger ist nicht möglich. Daher erfordert die Wahl der Kopplungspunkte einen gewissen Abstand. Die Einbeziehung von Gegen- und Nullsystemkomponenten könnte eine Lösung sein.

Diese ist aber mit der aktuell verwendeten Software-Kombination noch nicht umsetzbar. Grund dafür ist, dass Quellenmodelle (Strom- und Spannungquellen) in PSS® NETOMAC im Stabilitätsteil ausschließlich mit Mitsystemgrößen gespeist werden können.

Die Kopplung stellt sich allerdings als veritable Erweiterung einer reinen Mitsystembetrachtung dar. Eine Mischung der beiden Methoden unter Nutzung von klassischen, leicht angepassten Modellen wird dadurch ermöglicht. Sie kommt wieder beim Hybridmodell in Abschnitt 4.3 zum Einsatz.

4.2 Erweiterte Simulationsmodelle

Wurde im vorigen Abschnitt die Basis für die Kopplung gelegt, soll nunmehr eine Möglichkeit der Parametrierung und Quantisierung von Abweichungen durch die Nutzung von Co-Simulation vorgestellt und diskutiert werden. Dazu müssen neue Methoden für die Bewertung entwickelt werden, die über den Vergleich stationärer Arbeitspunkte hinausgehen und auch transiente Effekte betrachten.

4.2.1 RMS-Impedanzuntersuchung

Die Einführung eines Netzäquvialents zur Kopplung erlaubt nicht nur die Übertragung von sowohl Spannungen als auch Strömen, sondern auch die Einführung eines neuen Freiheitsgrades, der Koppelimpedanz. Impedanzbasierte Kopplung vereint die Charakteristika eines Netzäquivalents mit der Interaktionsmöglichkeit, die die Co-Simulation bietet. Damit kann, schon bevor ein Datenaustausch neue Werte in die Koppelstelle bringt, eine realistische Systemreaktion (wie ein Abfall der Spannung durch einen Fehler) generiert werden. Bei Kopplung mit einem idealen Übertrager wäre das durch die starren Quellen nicht möglich.

Bei einem Kurzschluss, wie in Bild 64 abgebildet, tritt in kurzer Folge eine deutliche Änderung der äquivalenten Netzimpedanz ein. Im gezeigten Fall geht die Netzimpedanz auf die Leitungsimpedanz zurück.

Ausgehend vom Nennfall mit der in Gleichung Gl. (75) angenommenen Last ergibt sich eine äquivalente Impedanz aus Sicht der Quelle von:

$$|\underline{Z}_{\mathrm{N}}| = \frac{U_{\mathrm{load}}}{I_{\mathrm{load}}} = 265{,}25\,\Omega \tag{81}$$

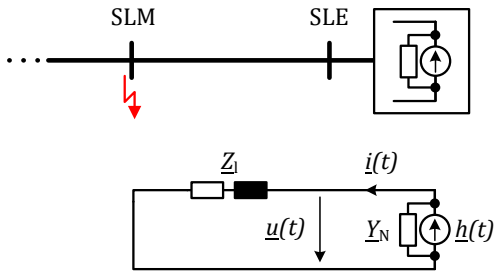

Bild 64: Netzäquvialent bei Kurzschluss

Diese verringert sich im Kurzschlussfall deutlich. Die Spannung am Netzäquvialent fällt ab und der Strom steigt zu den in Gl. (77) berechneten Werten. Die Impedanz errechnet sich daraus:

$$|\underline{Z}_k| = \frac{U_{k32}}{I_{k32}} = 10{,}25\,\Omega \tag{82}$$

Zwischen den Impedanzwerten besteht ein Unterschied im Faktor von mehr als 25. Watson empfiehlt in [5], dass die Koppelimpedanz bei der Auftrennung von Admittanzmatrizen nach der Netzimpedanz gewählt werden sollte. Dazu verwendet Plumier [22] in seinem selbst entworfenen Rechenalgorithmus eine zeitveränderliche Koppelimpedanz.

Die Implementation der Methoden erfordert direkten Zugriff auf die Knotenadmittanzmatrix und damit in den Rechenalgorithmus der Simulationswerkzeuge selbst. Dies ist im Spektrum dieser Arbeit ausgeschlossen. Vielmehr ist es das Ziel, mit handelsüblichen Werkzeugen eine Lösung für eine breite Variante an Simulationen zu finden. Daher scheidet die Laufzeitanpassung der Impedanz aus. Die Wahl einer geeigneten konstanten Impedanz ist daher besonders wichtig.

Aus diesem Grund werden Versuche zur Bestimmung des Einflusses der Koppelimpedanz durchgeführt. Die Basis der Klassifikation des Einflusses bildet das gekoppelte Basismodell. Fehler an den beschriebenen Stellen führen resultierend zu simulationsbedingten Ausgleichsvorgängen, die wiederum deutlich an den Koppelstellen sichtbar sind. Dort werden die Spannungs- und Stromverläufe mit denen monolithischen Referenzmodells verglichen. Die Werte für die Abweichung des Verlaufs y_n vom Referenzwert y_{ref} werden mittels

des gemittelten quadratischen Fehlerintegrals (engl. mean square error, kurz MSE) bewertet:

$$\mathrm{MSE} = \int_{t_0}^{t_1} (y_n(t) - y_{\mathrm{ref}}(t))^2 dt \tag{83}$$

Für diskrete Zeitreihen konstanter Schrittweite, wie die hier vorliegenden, ist eine Darstellung über eine Summenfunktion naheliegender:

$$\mathrm{MSE} = \sum_{t=t_0}^{t_1} (y_n(t) - y_{\mathrm{ref}}(t))^2 \tag{84}$$

Der mittlere quadratische Fehler (MSE) dient dazu als Bewertungsmaßstab, da dieser die Beträge der Abweichungen stärker einbezieht als deren Dauer. Für die Koppelstellen sollen so geringe Überschwinger wie möglich auftreten und deren Bewertung wird damit sichergestellt. Bild 65 zeigt ein Beispiel für diesen Algorithmus auf.

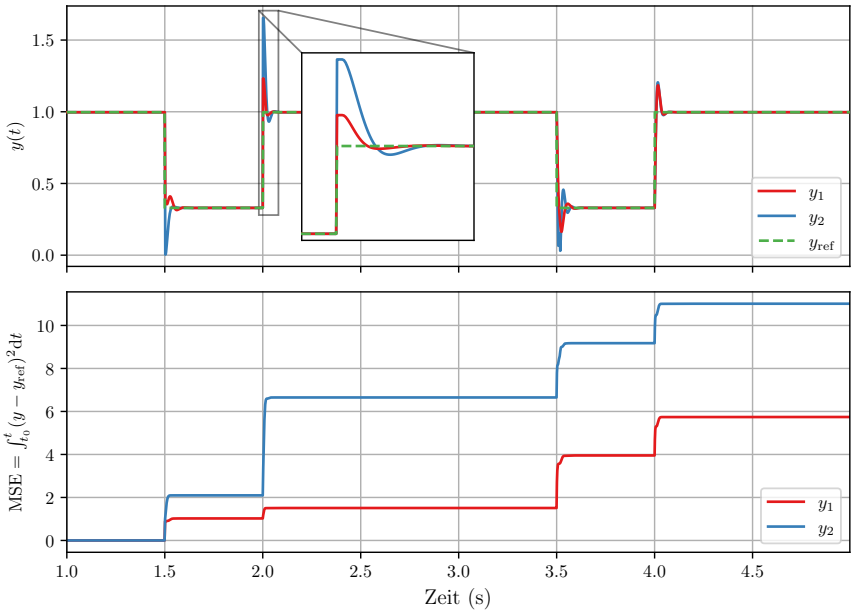

Bild 65: Generierung des MSE am Beispiel zweier Spannungsverläufe an der Koppelstelle

Das Bild zeigt beispielhafte (auf die Nennspannung bezogene) Spannungsverläufe am Punkt SLE der gekoppelten Basismodelle bei Wahl verschiedener

Koppelimpedanzen. Es werden, wie zuvor beschrieben, Fehler in den Teilnetzen angelegt. Die Verläufe y_1 und y_2 der beiden Varianten zeigen sehr ähnliches Verhalten. Einschwingzeiten sind annähernd gleich während die betragsmäßigen Differenzen deutlicher sind. y_2 schwingt deutlich stärker über. Auch der Spannungsfall bei Fehlereintritt ist deutlich ausgeprägter. Würde an der Stelle nur eine lineare Abweichung aufgegriffen werden, wäre der Unterschied in der Auswertung kaum sichtbar. Nachteilig kann dabei allerdings die schlechtere Bewertung geringerer, dafür länger andauernder Abweichung sein. Darauf muss in der Folge besonders geachtet werden.

Der Algorithmus erfasst dabei nicht nur den MSE im Vergleich der Spannungen an der Koppelstelle. Die Erweiterung auf mehrere Größen auf beiden Seiten der Kopplung soll in Betracht gezogen werden. Dies wird durch die Summation der MSE folgender Größen erreicht:

- Spannung am Punkt SLE linkes Teilnetz
- Strom am Punkt SLE linkes Teilnetz links
- Spannung am Punkt SLE rechtes Teilnetz
- Strom am Punkt SLE rechtes Teilnetz

Als Zielgröße optimaler Impedanzen sind per Definition Spannungs- und Stromabweichungen beidseits der Koppelstellen minimal.

Zur Untersuchung des Einflusses der Impedanz werden nunmehr Varianten verschiedener Koppelstellen im Rahmen einer Reihenuntersuchung gegenübergestellt und mit dem MSE bewertet. Folgende Koppelimpedanzen werden, basierend auf dem Bereich der zuvor berechneten Netzäquivalenzen angenommen:

- $[1\,\Omega, 5\,\Omega]$ in Schritten von $1\,\Omega$
- $[6\,\Omega, 10\,\Omega]$ in Schritten von $2\,\Omega$
- $[20\,\Omega, 50\,\Omega]$ in Schritten von $10\,\Omega$
- $[60\,\Omega, 100\,\Omega]$ in Schritten von $20\,\Omega$
- $[200\,\Omega, 500\,\Omega]$ in Schritten von $100\,\Omega$

Dies wird für beide Seiten der Koppelstellen wiederholt, sodass $19 \cdot 19 = 361$ Kombinationen entstehen. Ein Verlauf dieser Ergebniskombinationen ist in Bild 66 abgebildet.

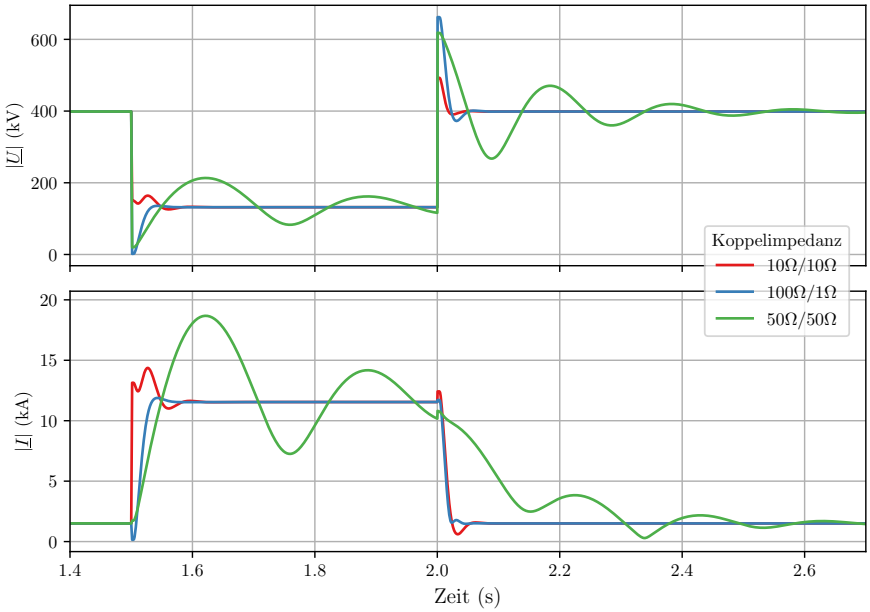

Bild 66: Varianten für Koppelimpedanzen bei verschiedenen Fehlern

Zu erkennen sind die Verhältnisse von Spannung und Strom an der linken Koppelstelle SLE in ausgewählten Impedanzkombinationen bei beidseitiger Einspeisung mit starren Quellen. Die Variante 100 Ω/1 Ω zeigt einen starken Einbruch sowohl bei Spannung als auch bei Strom im Fehlereintritt, schwingt allerdings nicht nennenswert über. Zum Zeitpunkt der Fehlerklärung zeigt der Strom einen annähernd idealen Verlauf während die Spannung ähnlich wie beim Fehlereintritt agiert. Wird die Impedanz zu 10 Ω/10 Ω gewählt, zeigt sich ein geringerer Einbruch und ein geringerer Überschwinger. Bei Erhöhung auf 50 Ω/50 Ω ist die Grenze der numerischen Stabilität annähernd erreicht. Es treten Oszillationen auf, die vermutlich die Ergebnisse einer Simulation unbrauchbar machen würden, da numerische Störungen in der Simulation (durch die Kopplung) nicht mehr von simulierten elektromechanischen Effekten unterscheidbar sind.

Da die Menge der Daten nicht mehr manuell auswertbar sind, wird die zuvor beschriebene Methode der MSE-Bewertung verwendet. Zur besseren Gruppierung wird außerdem eine logarithmische Abbildung $\log_{10}(\text{MSE})$ eingeführt. Diese erlaubt Abweichungen über mehrere Größenordnungen besser einzuschätzen. Damit kann eine Tendenz für die optimale Impedanzwahl abgeleitet werden. Das Ergebnis einer Simulationsreihe ist in Bild 67 dargestellt.

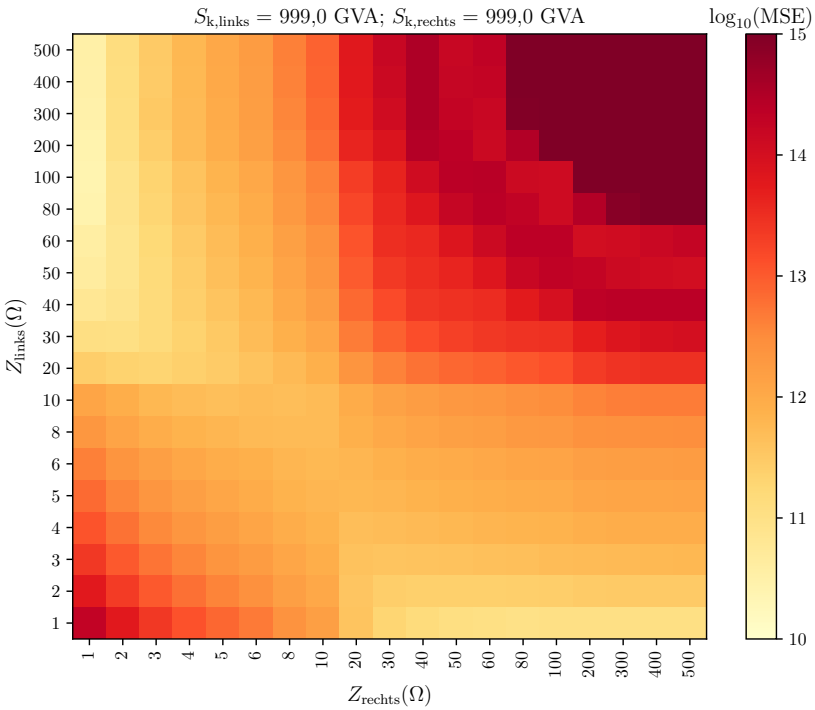

Bild 67: MSE der Koppelimpedanz bei der Kopplung von zwei starren Netzen

Bild 67 zeigt das Ergebnis der MSE-Berechnungen für die Kombination von starren Quellen mit Thévenin- und Norton-Äquivalenten. Dunklere Schattierungen deuten in der Darstellung auf einen höheren MSE und damit höhere Störungen bzw. Oszillationen der Koppelstellen während helle Stellen geringere Abweichung zur Referenz aufweisen.

Ergebnisse für Norton- und Thévenin- und Norton-Äquivalenten sind dabei deckungsgleich. Es spielt also keine Rolle für das Verhalten der Koppelstelle, welche der beiden verwendet werden. In der Schattierung ist eine Achsensymmetrie der Werte in der Diagonalen zu erkennen. Grund dafür ist der ebenfalls symmetrische Aufbau der Netzäquivalente. Im untersuchten Fall sind beide Seiten mit gleichen Netzen sowie gleichen Koppelimpedanzen versehen. Die pauschal hohe oder geringe Wahl der Impedanzen (z.B. 500 Ω für beide Seiten der Kopplung) führt zu Instabilität, wie an der dunkelroten Schattierung zu erkennen ist, und ist damit nicht zu empfehlen. Optimale Werte der Impedanz für starre Quellen mit geringen Kurzschlussimpedanzen liegen in einer Kombination aus hohen Impedanzen auf der einen Seite und niedrigen Impedanzen auf der anderen Seite der Kopplung. Ein Norton-Äquivalent

mit geringer Paralleladmittanz kann, da der Strom durch die Admittanz selbst gegen null geht, als Stromquelle gesehen werden. Gleichzeitig bedeutet eine hohe Paralleladmittanz eine Spannungsquelle im Netz. Die Rechnung der Werte für Stromquellen wird dabei von der Spannung nach $h = i + Y \cdot u$ dominiert und für den Anteil des Stroms gilt dann $i \ll Y \cdot u$.

Ergo ist die Wahl von Strom- und Spannungsquellen für die Kopplung starrer Netze zu bevorzugen. Sollen allerdings Äquivalente verwendet werden, bietet sich eine Möglichkeit, dies mit minimalen Abweichungen zu tun, an. Es ist im Bild 67 in Form einer hellen Diagonalen auch ein lokales Minimum des MSE bei einer Kombination von 8 Ω/8 Ω bis 20 Ω/20 Ω zu sehen. Dies liegt in der Nähe der zuvor errechneten Kurzschlussimpedanz an der Koppelstelle aus Gl. (82). Damit bestätigt sich die zuvor getroffene Annahme, dass die Wahl der Kurzschlussimpedanz als Koppelimpedanz eine gute erste Wahl darstellt.

Diese Aussage muss durch weitere Untersuchung der Koppelimpdedanzen verifiziert werden. Daher wird eine Variantenuntersuchung für verschiedene Kurzschlussleistungen durchgeführt. Tabelle 3 zeigt eine Übersicht der untersuchten Fälle und bietet eine Referenz der dazu erstellten Bilder. Die Abbildungen, die aus den Variantenuntersuchungen resultieren, sind zur Wahrung des Leseflusses im Anhang B zu finden.

Die folgenden Untersuchungen beinhalten die schrittweise, symmetrische Reduktion der Kurzschlussleistung und zeigen den daraus resultierenden MSE. Die Ergebnisse sind im Anhang unter Abschnitt B.1 zu finden. In Bild 93 bildet die erste Variante basierend auf 40 GVA Kurzschlussleistungen in beiden Teilnetzen. Ein deutlicher Unterschied zum starren Netz ist dabei noch nicht zu sehen, lediglich die Reduktion der Breite der optimalen (sehr hellen) Bereiche. Erst bei einer Kurzschlussleistung von 10 GVA (zu sehen in Bild 94) ist die Reaktion deutlicher. Stabile Bereiche werden kleiner, die Wahl der korrekten Koppelimpedanz damit immer weiter eingeschränkt. Erstmals bei einem Modell auf Basis von 5 GVA (Bild 95) wird die Nutzung von den zuvor beschriebenen extremen Werten (sehr klein bzw. sehr groß) für die Koppelimpedanzen suboptimal im Vergleich zu Äquivalenten im mittleren Bereich. Es bildet sich ein Bereich in der Mitte des Graphen heraus, der geringere Beträge für den MSE und damit Ergebnisse mit weniger Schwingungen liefert. Günstige Impedanzen liegen nunmehr im Bereich von 30 Ω bis 60 Ω und damit deutlich höher als zuvor mit starren Quellen. Der Effekt verstärkt sich bei weiterer Reduktion so weit, dass es zu numerischer Instabilität bei falscher Impedanzwahl kommt, was als weiße Flächen in Bild 96 und 97 sichtbar wird. Diese weißen Flächen führen zu keiner stabilen Simulation und sind daher

Tabelle 3: Variantenkombination für Netze verschiedener Kurzchlussleistungen

Kurzschlussleistung S_k		Bildreferenz
Linkes Teilnetz	Rechtes Teilnetz	
Starres Netz	Starres Netz	Bild 92
40 GVA	40 GVA	Bild 93
10 GVA	10 GVA	Bild 94
5 GVA	5 GVA	Bild 95
1 GVA	1 GVA	Bild 96
0,5 GVA	0,5 GVA	Bild 97
Passive Last	Starres Netz	Bild 98
Passive Last	40 GVA	Bild 99
Passive Last	10 GVA	Bild 100
Passive Last	5 GVA	Bild 101
Passive Last	1 GVA	Bild 102
Passive Last	0,5 GVA	Bild 103
Starres Netz	40 GVA	Bild 104
10 GVA	40 GVA	Bild 105
5 GVA	40 GVA	Bild 106
1 GVA	40 GVA	Bild 107
0,5 GVA	40 GVA	Bild 108

durch das Programm vor Ablauf der Simulationszeit abgebrochen worden. Die gewonnenen Ergebnisse werden verworfen.

Eine weitere Untersuchung wird mit der Kombination eines Teilnetzes, welches rein passiv als Last konfiguriert ist, durchführt. Die Bilder dazu sind im Anhang unter Abschnitt B.2 abgelegt. Bei Betrachtung eines Teilnetzes ohne eigenen Kurzschlussbeitrag zeigt sich ein vergleichbares Verhalten wie zuvor im symmetrischen Fall. Die Tendenz geht dabei eher zur Wahl hoher Impedanzen auf der Einspeiseseite und niedriger Impedanzen auf der Lastseite, was die zuvor aufgestellte These im Rahmen der Koppelimpedanzen stützt. Die Abbildungen sind dabei nicht mehr symmetrisch wie zuvor, da auch die Teilnetze nicht symmetrisch aufgebaut sind. In den Grenzfällen, die nahe der

mit weiß markierten instabilen Fälle liegen, zeigen sich noch Bereiche mit hohen MSE. Diese gelten dabei als gerade noch stabil. Wenn Werte für die Koppelimpedanz unterhalb einer Diagonalen durch den Koordinatenursprung liegen, sollten sie daher nicht verwendet werden.

Abschließend wird im Abschnitt B.3 die asymmetrische Konfiguration untersucht. Dabei werden Teilnetze hoher und niedriger Kurzchlussleistungen kombiniert. Zuvor im symmetrischen Teil und im Abschnitt der Lastkonfiguration aufgezeigte Tendenzen bestätigen sich dabei. Die Symmetriebedingungen sind identisch.

Die Untersuchung bestätigt den Zusammenhang der Koppelimpedanzen auf die stabile Kopplung. Kurzschlussleistung des abzubildenden Netzes gibt dabei optimalerweise die Impedanz vor. Eine Nutzung von Quellenmodellen ist möglich, sollte jedoch mit Hinblick auf präzise Ergebnisse und gutes Einschwingverhalten auf starre und starke Netzmodelle beschränkt sein. Bei Anwendung der Methoden in schwachen oder passiven Netzen stellen Äquivalente die stabilere Lösung dar. Diese liefern zwar in einzelnen Simulationen stärkere Schwingungen (und damit höheren MSE), bieten dagegen allerdings einen breiteren Bereich korrekter Abbildungen über größere Kurzschlussverhältnisse und sind robuster bei abweichender Wahl der Impedanzen selbst.

Die Analyse der Koppelstellen ist bisher ausschließlich für rein ohmsche Kopplungen im Mitsystem erfolgt. Der Literaturstand schlägt vor, Kopplungen mittels komplexer Impedanzen zu erweitern. Implementationen für Spezialanwendungen existieren dazu beispielsweise für HGÜ-Anlagen [5] mit dominant kapazitivem (Umrichterkapazität) und dominant induktivem (Umrichtertransformator) Verhalten. Eine breitere Anwendung für die allgemeine Energienetzsimulation wäre denkbar. Ebenso die Erweiterung auf Null- und Gegensystem, die dadurch eine Untersuchung unsymmetrischer Phänomene über die Koppelstelle hinaus möglich machen würde.

4.2.2 RMS-Kopplung verschiedener Zeitschritte

In diesem Abschnitt werden basierend auf den zuvor etablierten Kopplungen auf RMS-Basis eine Verbindung der Netzmodelle unter Nutzung verschiedener Zeitschritte realisiert werden. Um einen Multiratenübergang zu schaffen, werden die zuvor beschriebenen Koppelstellen um eine Interpolation und ein Signaltiefpass erweitert. Die Basis des Datenaustausches muss dabei kompatibel mit allen beteiligten Datenraten sein. Im konkreten Beispiel soll ein Simulator mit einer Zeitbasis von 10 ms mit einem zweiten, der mit 1 ms getaktet ist, gekoppelt werden.

Dies wird durch die Einführung der Signalübergänge, wie in Bild 68 gezeigt, möglich.

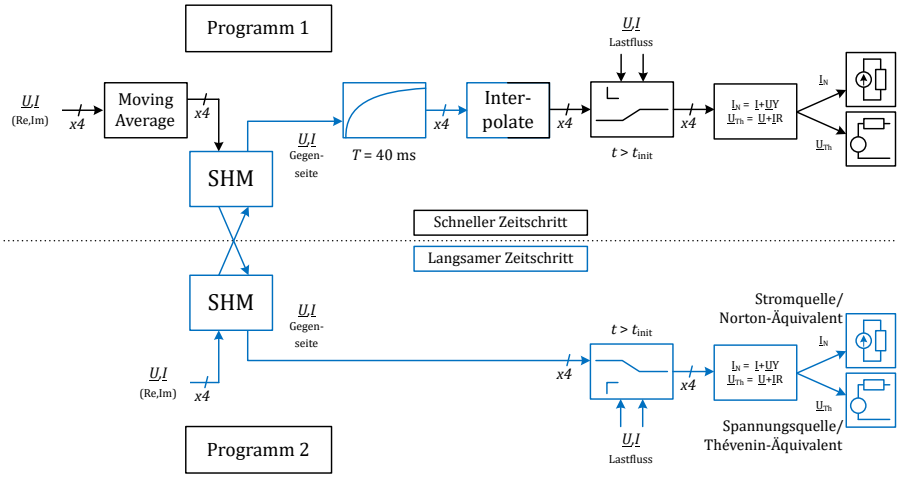

Bild 68: Signalfluss der Mehrraten-RMS-Kopplung

Die Messung der Verhältnisse von Strom und Spannung des Programms, welches im schnelleren Zeitschritt arbeitet, wird durch einen Mittelwertfilter auf die Verhältnisse des langsamen Zeitschrittes abgebildet. Dabei wird ein nicht weiter bewertetes Fenster (Rechteckfenster) mit wenigstens der Fensterbreite, die der Zeitschrittdifferenz $t_1/t_2 = 10$ entspricht verwendet. Größere Fensterbreiten sind möglich, kleinere können zu Aliasing-Effekten führen. Die Mittelwertfensterfunktion nimmt dabei gleichzeitig die Rolle ein, die zuvor ein PT1-Element gespielt hat. Daher kann das Element in der Signalkette entfallen. Der aufgenommene Wert kann nun über Shared Memory ausgetauscht und in das Netz über die Äquivalentenberechnung implementiert werden.

Um Werte vom langsamen Simulator auf den schnelleren übertragen zu können, kommt wiederum der Shared Memory zum Einsatz. In der Folge des sich anschließenden Tiefpasses sorgt eine lineare Interpolation für die Füllung von Werten zwischen den Stützpunkten. Auch auf dieser Seite folgt auf die entsprechende Berechnungen der Äquvialente das Einbringen ins Netz.

Die Datenaustauschfrequenz kann dabei im Vergleich zu den vorigen Modellen reduziert werden. Vorteilhaft ist die Wahl des ganzzahligen Vielfachen zwischen den Zeitschritten, nur dann ist der beschriebene Aufbau nutzbar. Ist das nicht möglich, müssen die Datenwerte von beiden Seiten interpoliert werden.

In der Simulation wird das Resultat der verschiedenen Zeitschrittkombinationen in Bild 69 deutlich.

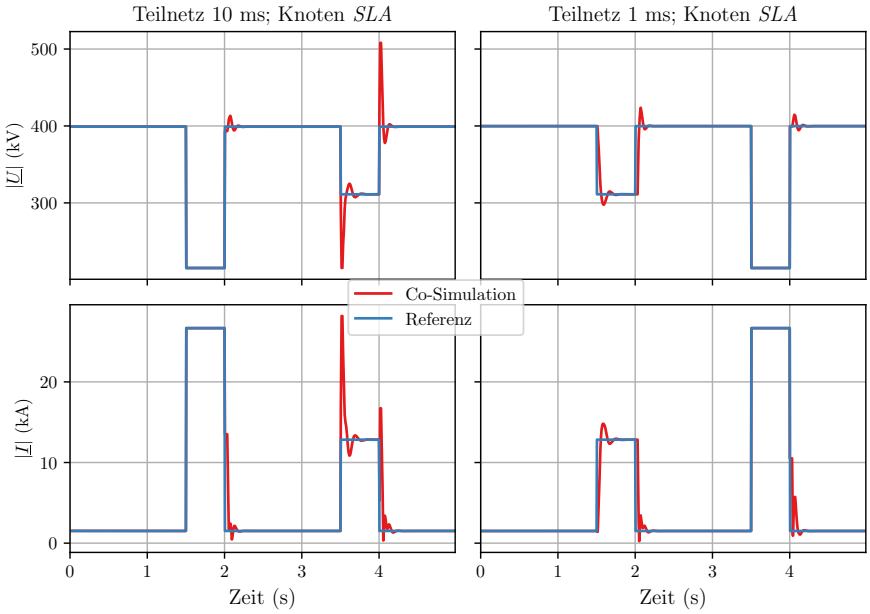

Bild 69: Spannung und Strom am Knoten SLA bei Co-Simulation in RMS mit verschiedenen Zeitschritten

Zu sehen ist der Verlauf von Strömen und Spannungen am Knoten SLE des Basismodells, welches mittels eines Norton- und eines Thévenin-Äquivialents gekoppelt wird. Wie in den Versuchen zuvor sind Fehler in beiden der Netzteile angelegt worden. Beide Netzteile sind im stationären Bereich identisch mit dem Referenznetz, sowohl im Kurzschluss- als auch im störungsfreien Fall.

Im Fall von Störungen im eigenen Netz weist der mit 10 ms getaktete Netzteil kaum Rückwirkungen auf, wie sie in vorigen Koppelmodellen gesehen wurden. Grund dafür ist die Tatsache, dass bei einem neuen Zeitschritt das in dem Falle schneller getaktete Netz bereits alle relevanten Ausgleichsvorgänge durchlaufen hat. Gegenteilig ist das Verhalten des Netzteils bei großen Störungen außerhalb des eigenen Netzteils. Die Zeitverschiebung verstärkt, durch die fehlenden Reaktionen, Ausgleichsvorgänge. Besonders gut ist der Effekt bei Fehlereintritt im schnellen Netz zu sehen. Der Spannungseinbruch im nicht direkt vom Fehler betroffenen langsamen Netzteil ist sehr deutlich. Dasselbe gilt für die Reaktion des Stroms.

Die mit einem Zeitschritt von 1 ms schneller getaktete Netzseite weist dagegen ein vergleichbares Verhalten wie die zuvor untersuchten, gleich getakteten Netze auf. Selbst bei Störungen außerhalb des eigenen Netzbereichs sind die Rückwirkungen im Form von Oszillationen und Überschwingern vergleichsweise gering.

Die Untersuchungen lassen damit den Schluss zu, dass die Koppelstelle auch für Mehrratenuntersuchungen bedingt geeignet ist. Der Kern der Betrachtungen sollte sich, wenn möglich, im schneller getakteten Netz abspielen während das langsamere Netz als Randmodellierung eine Erweiterung des Kernnetzes darstellt. Um starkes Überschwingen zu vermeiden, sollten sich Störquellen (z.B. Fehlerorte) wenn möglich elektrisch in einiger Entfernung von der Koppelstelle befinden.

4.2.3 EMT-Impedanzuntersuchung

Zur Analyse von elektromagnetischen Transienten werden große Frequenzbereiche untersucht. Während es für die Entwicklung eines Koppelverfahrens zweckmäßig ist, stationäre Fälle und ihren Übergang zu untersuchen, lässt die Methode, insbesondere im Kontext elektromagnetischer Transienten, breite Bereiche ungeklärt. Konstante Abweichungen zwischen Koppelstellen können beispielsweise durch Fehlannahmen bei Multiplikatoren hervorgerufen werden. Aber wie lässt sich die Abweichung in der Frequenz der transient wiederkehrenden Spannung zwischen einem Co-Simulationsmodell und einem monolithischen Leitungsmodell erklären? Aus diesem Grund ist es erforderlich, ein Analyseverfahren heranzuziehen, das Abweichungen im Bereich der Momentanwerte verständlich macht.

Dies wird mit dem frequenzabhängigen Impedanzgang möglich. Kernidee des Analyseverfahrens ist dabei, dass die Spannung als Eingang und Strom als Ausgang eines Systems von Übertragungsfunktionen gesehen werden kann, wie Bild 70 schematisch aufzeigt.

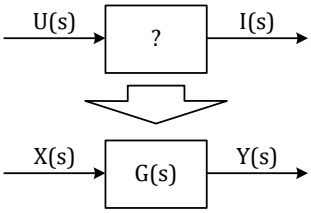

Bild 70: Annahme des untersuchten Systems als Übertragungsfunktion

Unter dieser Annahme, kann eine Übertragungsfunktion $G(\mathrm{s})$ als Verhältnis von Ausgangswert $Y(\mathrm{s})$ zu Eingangswert $X(\mathrm{s})$ ausgedrückt werden:

$$G(\mathrm{s}) = \frac{Y(\mathrm{s})}{X(\mathrm{s})} \tag{85}$$

Betrachtet man das elektrische System nun als Übertragungsfunktion mit dem Eingangswert Spannung und dem Ausgangswert Strom, so ist die Übertragungsfunktion identisch mit der Admittanz:

$$G(\mathrm{s}) = \frac{I(\mathrm{s})}{U(\mathrm{s})} = Y(\mathrm{s}) = \frac{1}{Z(\mathrm{s})} \tag{86}$$

Dieser Zusammenhang macht Signalanalysemethoden für den hier vorliegenden Fall nutzbar.

Dabei wird das zu untersuchende System mit einer Spannung oder einem Strom angeregt, der aus einem grundfrequenten und einem nicht grundfrequenten (offsetfrequenter) Anteil besteht. Der grundfrequente Anteil ist nötig, wenn das System diesen zum Erreichen seines Arbeitspunkts benötigt, wie das bspw. bei einem Stromrichtermodell der Fall sein kann. Über die Zeit wird der offsetfrequente Anteil in seiner Frequenz f_1 variiert. Dies entspricht dem Eingangssignal X:

$$\begin{aligned} X &= \sqrt{2}x_0 \cdot \cos(\omega_0 + \varphi_0) + \sqrt{2}x_1 * \cos(\omega_1 + \varphi_1) \\ \omega_0 &= 2\pi f_0 \cdot t \\ \omega_1 &= \omega_1|_{t-\Delta t} + 2\pi f_1 \cdot \Delta t \end{aligned} \tag{87}$$

Der konstante grundfrequente Phasenwinkel ω_0 kann aus der konstanten Grundfrequenz f_0 ermittelt werden. Der Momentanwert des Phasenwinkels der offsetfrequenten Größe ω_1 erfolgt zur Vermeidung von Sprüngen, die aus der wechselnden Frequenz herrühren, auf Basis des Wertes aus dem vorigen Zeitschritt $\omega_1|_{t-\Delta t}$. Für dreiphasige Systeme muss der Phasenunterschied von 120° in die Anfangswinkel φ_0 und φ_1 eingebracht werden. Es resultieren die dreiphasigen Signale $x_\mathrm{R}, x_\mathrm{S}, x_\mathrm{T}$, die als Spannungs- oder Stromquelle in ein System eingebracht werden können.

Die Verwendung von Spannungsquellen bietet sich für die Analyse einzelner Komponenten an. Dabei folgt das Betriebsmittel, beispielsweise ein Stromrichter, der vorgegebenen Spannung und 'antwortet' mit einem Strom. Durch die vorbestimmte Spannung können operative Limits der Betriebsmittel besser eingehalten werden. Für systemische Betrachtungen sind meist Stromquellen

zielführender. Die Auswirkungen der eingeprägten Ströme sind einfacher kalkulierbar. Fehler durch Spannungsabweichungen würden in der Betrachtung zu sehr hohen Strömen führen, welche möglicherweise Betriebsmittel zum Abschalten aufgrund des Eigenschutzes zwingen könnten. Damit wäre die Impedanzmessung nicht machbar. Stromquellen würden als Systemantwort die Spannung generieren.

Um diese Systemantwort zu analysieren, ist die Messung der entsprechenden Ausgangsgröße als dreiphasige Momentanwerte möglich. Diese sind in ihrer Natur mischfrequent. Enthalten sind möglicherweise nicht nur Grund- und Offsetfrequenz, sondern auch harmonische Anteile. Von Interesse ist allerdings nur die Antwort im identischen Frequenzbereich wie das Eingangssignal. Daher ist eine Fourierzerlegung der Signale nötig.

Der Prozess dazu ist in Bild 71 an einem mischfrequenten Signal aufgezeigt.

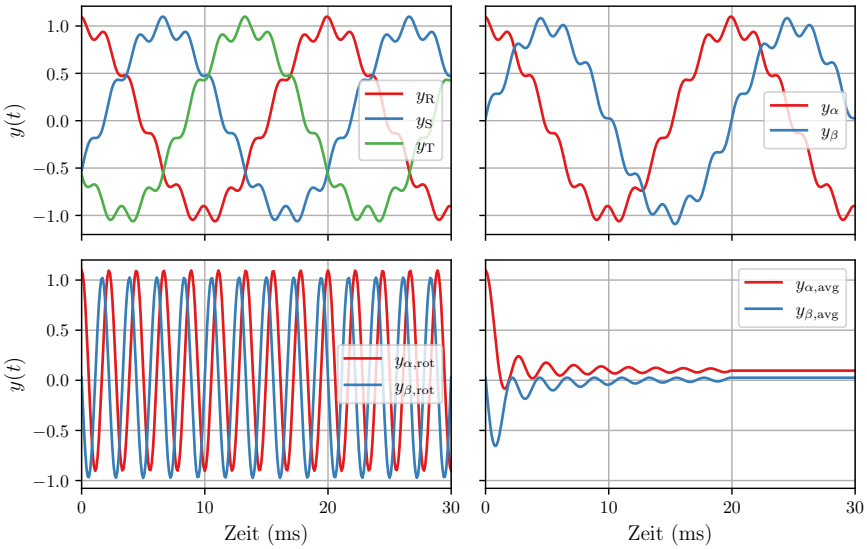

Bild 71: Zeitverläufe der Signalgenerierung für die Impedanzanalyse

Er beginnt mit der Clarke-Transformation der Messgrößen y_R, y_S und y_T. Der daraus resultierende komplexe Zeiger mit dem Realteil y_α und Imaginärteil y_β wird um den Momentanwert der eingeprägten Größe ω_1 rotiert. Man erhält damit ein Signal bestehend aus den komplexen Komponenten $y_{\alpha,\mathrm{rot}}$ sowie $y_{\beta,\mathrm{rot}}$, welches mit der Offsetfrequenz f_1 oszilliert und einen Mittelwert aufweist, der identisch mit dem Scheitelwert des offsetfrequenten Anteils der Schwingung ist. Nach Anlegen eines Mittelwertfilters sind die Größen als ruhende, komplexe Zeiger $y_{\alpha,\mathrm{avg}}$ und $y_{\beta,\mathrm{avg}}$ darstellbar. Dieser enthält die

Betrags- und Winkelinformationen der Größe bei der entsprechenden Frequenz. Die Berechnung der Impedanz bzw. Admittanz ist in der Folge durch die Division der berechneten Ausgangs- durch die bekannte Eingangsgröße möglich.

Wird das Verfahren schrittweise für verschiedene Frequenzen wiederholt, ergibt sich ein Amplituden- und Phasengang. Mit diesem Verfahren wurden und werden Stromrichtermodelle sowohl in der Simulation als auch in der Anlage auf mögliche Resonanzstellen geprüft. Es ermöglicht auch die Impedanzanpassung eines solchen Geräts, um Resonanzprobleme proaktiv zu vermeiden [66].

Die Methode wird in das Simulationsprogramm PSCAD/EMTDC implementiert und soll mittels eines einfachen Aufbaus verifiziert werden. Dabei kommen, gemäß dem Aufbau aus Bild 72, eine Reihe von Serienschwingkreisen zum Einsatz, die an die harmonische Quelle i_f angeschlossen sind. Die Nutzung dieser Schwingkreise ermöglicht einen simplen Vergleich zwischen dem theoretisch errechneten Impedanzverlauf mit dem aus der Simulation ermittelten Größen. Dabei sind die abgestimmten Resonanzfrequenzen leicht als Nullpunkte in der Phasenlage sichtbar. Die Beträge reduzieren sich am Resonanzpunkt auf die ohmschen Widerstände.

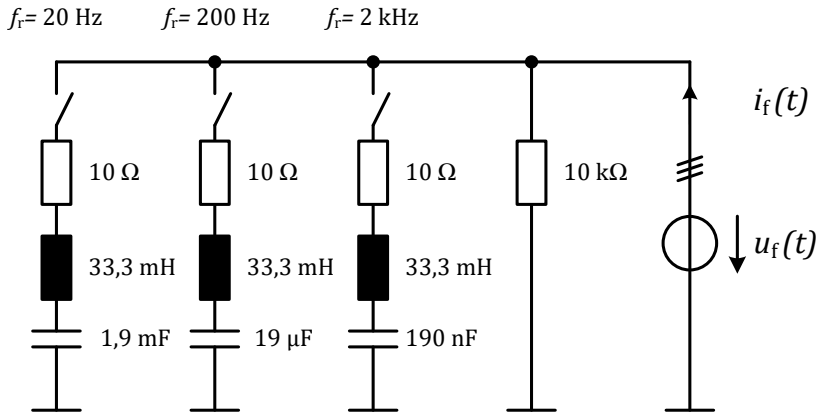

Bild 72: Einlinien-Ersatzschaltbild des Testaufbaus zur Verifikation des Impedanzscan-Algorithmus

Die Eingangsgröße des Algorithmus stellt in diesem Fall die Spannung dar. Gemessen wird der Strom. Die Serienschwingkreise sind auf Frequenzen von 20 Hz, 200 Hz und 2000 Hz ausgelegt und werden einzeln nacheinander durch Schließen der entsprechenden Schalter analysiert. Ein Parallelwiderstand bedämpft sehr hohe Frequenzen. Die Impedanz eines Serienschwingkreises

ist berechenbar als Summe der Impedanzen seiner Komponenten Widerstand, Drossel und Kapazität:

$$\underline{Z}(f) = R + \underline{X}_{\mathrm{L}}(f) + \underline{X}_{\mathrm{C}}(f) = R + \mathrm{j}2\pi f L - \frac{\mathrm{j}}{2\pi f C} \tag{88}$$

Kombiniert man Rechnung (unter Beachtung des parallelen Dämpfungswiderstands) und Simulation, so ergibt sich der in Bild 73 dargestellte Verlauf.

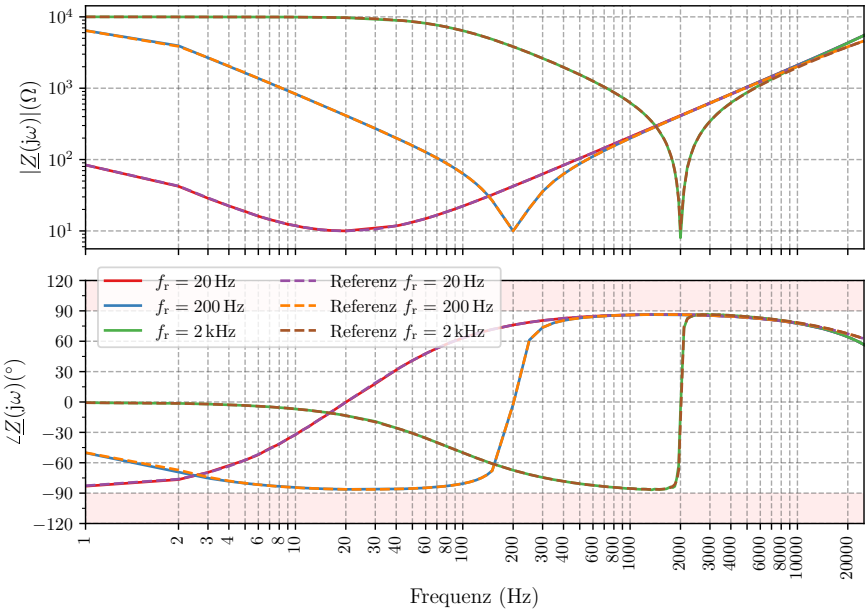

Bild 73: Frequenzgang des Testaufbaus für den Impedanzscan-Algorithmus

Wie zu erwarten, ist die Resonanzfrequenz deutlich zu erkennen. Der Betrag entspricht dabei dem des ohm'schen Anteils des Schwingkreises und der Winkel weist einen Nulldurchgang auf. Unterhalb der Frequenz verhält sich der Schwingkreis dominant kapazitiv während oberhalb die induktiven Eigenschaften dominieren. Die theoretisch berechnete Linie deckt sich in weiten Frequenzbereichen mit dem in der Simulation über den Algorithmus synthetisierten Verlauf. Vor allem sind die Frequenzen der Nulldurchgänge identisch. Abweichungen treten in kleinem Maße am oberen Rand der Analysefrequenz auf. Ein Grund dafür liegt in der Wahl des Fensters für die Mittelwertbildung, welches dort an die Grenze der Abbildbarkeit kommt. Die Ergebnisse bestätigen damit die korrekte Implementierung des Algorithmus.

Um die korrekte Implementierung und Nutzbarkeit des Koppelmodells nachweisen zu können, wird daran eine Impedanzanalyse im zuvor beschriebenen Verfahren durchgeführt. Das Referenzmodell dazu ist das in PSCAD/EMTDC implementierte Modell nach Bergeron. Leitungsdaten entsprechen denen aus dem Modell in Abschnitt 4.1.2. Die Länge der Leitung soll der minimalen Länge, die noch berechenbar ist, entsprechen. Das führt bei einem Zeitschritt von 10 µs und einer Ausbreitungsgeschwindigkeit von 300 000 $^{\mathrm{km}}/_{\mathrm{s}}$ zu einer Länge von 3 km. Da zwei Seiten für die Kopplung im Modell berechnet werden müssen, verdoppelt sich die Mindestlänge auf 6 km. Ziel der Analyse ist es, ein dem Original möglichst gleichwertiges Koppelmodell aufzubauen und Abweichungen einordnen zu können. Dabei wurden Scans zwischen zwei getrennten Instanzen des Simulationsprogramms, die über Shared Memory gekoppelt sind, durchführt. Der Aufbau ist in Bild 74 dargestellt.

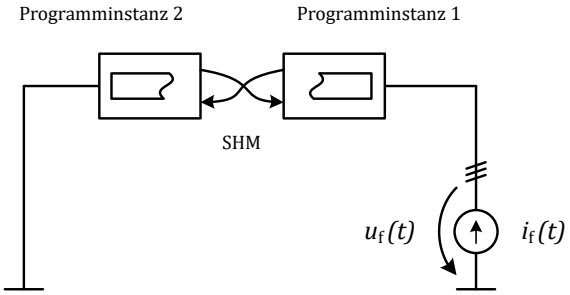

Bild 74: Aufbau des gekoppelten Leitungstests

Das Leitungsmodell ist an einem Ende mit der Impedanzquelle verbunden. Die Gegenseite ist kurzgeschlossen. Das monolithische Gegenstück in Form des PSCAD-Leitungsmodells ist ebenso kurzgeschlossen, die Simulation findet jedoch monolithisch in einer Programminstanz statt.

Der Versuch stellt einen Kurzschluss der wanderwellenfähigen Leitung dar. Es ist zu erwarten, dass sich eine stehende Welle bei der Eigenfrequenz der Leitung bildet. Dies bedeutet eine Reduktion der Impedanz auf den ohm'schen Anteil sowie einen Nulldurchgang im Winkel, ähnlich wie im Serienschwingkreis.

Das Ergebnis des Vergleichs ist in Bild 75 aufgetragen.

Deutlich zu sehen ist, dass die Leitungsmodelle in weiten Teilen übereinanderliegende Verläufe aufweisen. Die charakteristischen Punkte liegen an den absehbar korrekten Stellen bei 10 kHz und 20 kHz deckungsgleich. Bei sinkender Frequenz nähert sich das Modell dem Gleichstromwiderstand R_{DC} von ca. 900 mΩ an. Da die Darstellung und der Algorithmus die Untersuchung bei

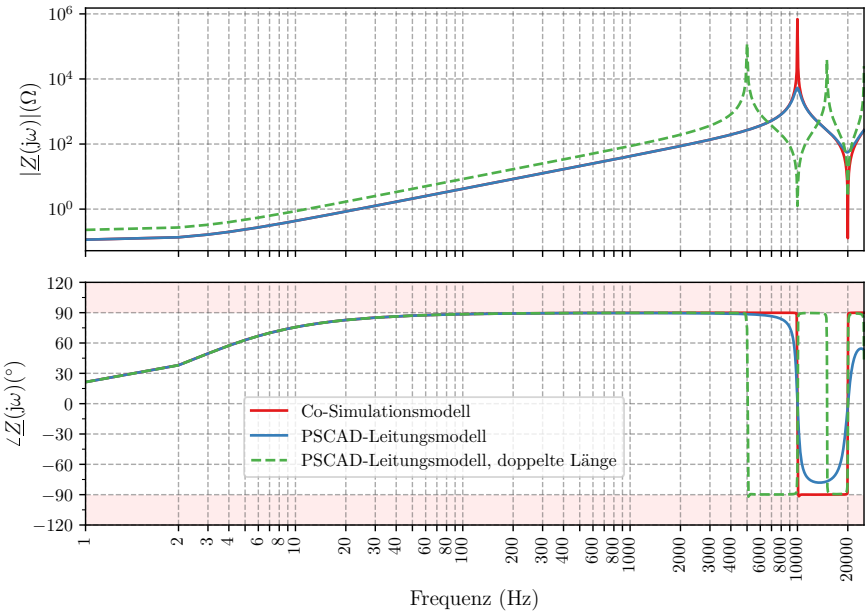

Bild 75: Frequenzgang der Leitungsmodelle im Vergleich

Gleichstrombedinungungen nicht unterstützten, wird dies manuell geprüft. Die Ergebnisse sind identisch. Die Phasenlage beginnt beim Impedanztest bei nahe null (bei angenommenen 0 Hz) und steigt anschließend, aufgrund des dominant induktiven Verhaltens der kurzgeschlossenen Leitung, auf 90° an.

Zum Vergleich ist ein zweiter, in den Belagdaten identischer, allerdings in der Länge verdoppelter Leitungsabschnitt eingebracht. Deutlich zu erkennen ist der doppelte Gleichstromwiderstand und die halbierte Resonanzfrequenz. Der Frequenzgang wirkt damit als 'nach links verschoben'. Das zeigt, dass die Methode selbst geeignet ist, Längen- und Impedanzfehler bei der Modellierung der Leitungen aufzudecken und diese damit gegeneinander und gegen theoretische Annahmen zu verifizieren.

Da die Analyse erklärbare Verläufe, die identisch mit denen des zuvor theoretisch berechneten sowie vergleichbar mit denen des Simulationsprogramms selbst sind, erzeugt, kann das Koppelmodell damit über ein breites Frequenzsprektrum hinaus als verifiziert angesehen werden. Zur weiteren Analyse ausgedehnter Netze kann diese Methode den Vergleich für verschiedene Leitungsmodelle ermöglichen.

4.2.4 EMT-Kopplung verschiedener Zeitschritte

Auch der Momentanwertteil erlaubt einen Durchgang verschiedener Zeitschritte bei der Kopplung von Simulationen, ähnlich wie das bereits bei der zeigerbasierten Simulation gezeigt wurde. Die dazu notwendigen Werkzeuge sind ebenfalls vergleichbar. Im vorliegenden Fall soll eine Simulation mit einem Zeitschritt von $\Delta t_1 = 10\,\mu s$ mit einer zweiten Simulation mit $\Delta t_2 = 50\,\mu s$ gekoppelt werden.

Der Signalfluss gestaltet sich, wie in Bild 76 aufgezeigt, ähnlich wie bereits in Abschnitt 4.1.2 erläutert.

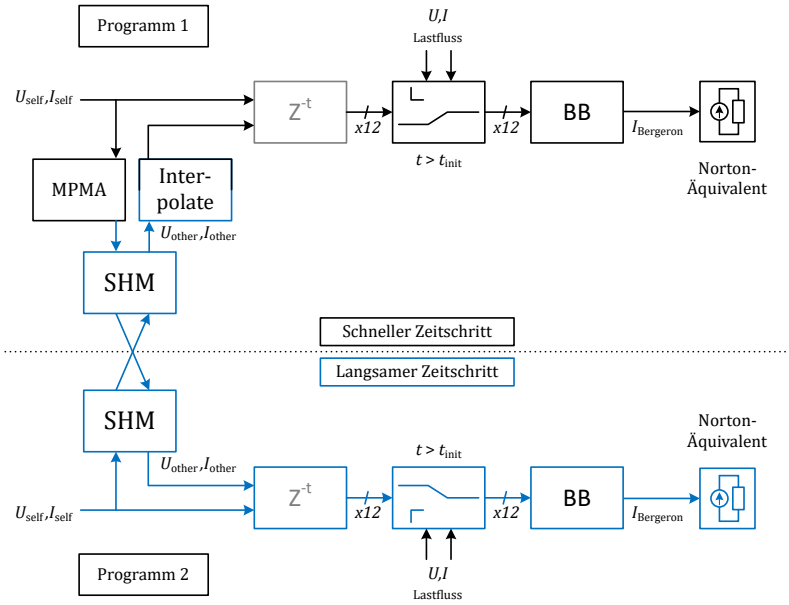

Bild 76: Signalfluss der Mehrraten-EMT-Kopplung

Die Nachbildung der Bergeron-Leitungsmodelle sind identisch, abweichend ist dabei der Zeitschritt des Lösungsalgorithmus im langsamen Simulator. Die Messung im schnellen Zeitschritt muss dahingehend gefiltert werden, dass Anteile oberhalb der Nyquist-Frequenz des langsamen Zeitschritts zuverlässig eliminiert werden. Dies wird durch einen speziellen gleitenden Mittelwertfilter (Mehrstufiger gleitender Mittelwertbildner, engl. Multi-Pass Moving Average oder MPMA) erreicht, der durch mehrere Durchgänge eine engere Abschneidefrequenz bei gleichzeitiger Erhaltung der Phasen- und Betragstreue des Signals erreicht. Darauf folgt der Datenaustausch via Shared Memory. Im Simulator mit langsamem Zeitschritt angekommen, folgt das Signal dem Totzeitdurchgang. Dieser sorgt für die korrekte Abbildung der Leitungslänge,

falls diese länger ist als die durch den Simulationsschritt und die Ausbreitungsgeschwindigkeit implizierte Leitungslänge. Die folgenden Bergeron-Berechnungen erlauben die Kalkulation der Äquivalentgrößen, die dann in das Norton-Äqivialent gespeist werden.

Auf die Signalmessung im langsamen Zeitschritt folgt ohne weitere Transformation der Datenaustausch mit demselben Shared Memory wie zuvor benutzt. Zur Anpassung der Datenrate wird eine lineare Interpolationsfunktion verwendet. Auch in diesem Simulationsteil kann an der Stelle ein Totzeitglied zur Längenanpassung folgen. Es folgen die Berechnungen und die Implementierung der Größen in das Äquvialent selbst. Beide Seiten verfügen über die Möglichkeit, mittels Lastflussdaten zu starten, um Anfangswertprobleme zu umgehen. Während das im EMT-Simulator selbst nicht unbedingt problematisch ist, er startet seine Quellen bei null und rampt dann hoch, kann die Kopplung mit anderen Programmen damit besser realisiert werden.

Bei Betrachtung der Signalflüsse muss beachtet werden, dass Effekte oberhalb der Nyquist-Frequenz nicht aus dem langsameren Netz übertragen werden können. Die Koppelstelle sollte also weit genug dafür entfernt gesetzt werden, falls diese Frequenzbereiche in der Simulation zu betrachten sind.

Im Rahmen der Implementation und Auslegung der Leitung bildet wiederum ein Impedanzgang die Basis, um Aussagen zur präzisen Modellierung treffen zu können. Da es sich um ein Mehrratenmodell handelt, sind von beiden Seiten also für $\Delta t_1 = 10\,\mu s$ und $\Delta t_2 = 50\,\mu s$ Vergleichswerte zu nehmen. Das Ergebnis der Analyse ist dabei in Bid 77 sichtbar.

Das gekoppelte Modell ähnelt bei der Betrachtung des Ergebnisses der Kurzschlussuntersuchung in Teilen dem langsamen und in anderen Teilen im schnellen Zeitschritt. Identisch sind diese insbesondere im niederfrequenten Bereich. Das monolithische 10 µs-Leitungsmodell zeigt deutlichere Ausschläge im Bereich des Auftretens der stehenden Wellen. Die gemessene Impedanz sinkt nicht bis zum Gleichstromwiderstand hin ab. Grund dafür ist, dass die Frequenz, an dem dies auftritt, nicht exakt von der Analysefrequenz getroffen wurde. Letztere tastet in Schritten von 100 Hz ab. Der Wert liegt an dieser Stelle dazwischen. Bemerkenswert ist allerdings der Nulldurchgang in der Phase an den entsprechenden Stellen. Diese geben einen Hinweis auf die korrekte Abbildung des Modells.

Die Nyquist-Frequenz ist im vorliegenden Fall bei 10 kHz erreicht. Deutlich zu erkennen ist bei deren Überschreitung ein Minimum im 50 µs-Verlauf aus Bild 77. Dies ist keine reale Abbildung, sondern ein Alias-Effekt, der aus einem höheren Frequenzbereich gespiegelt wurde und damit nicht mehr korrekt. Das

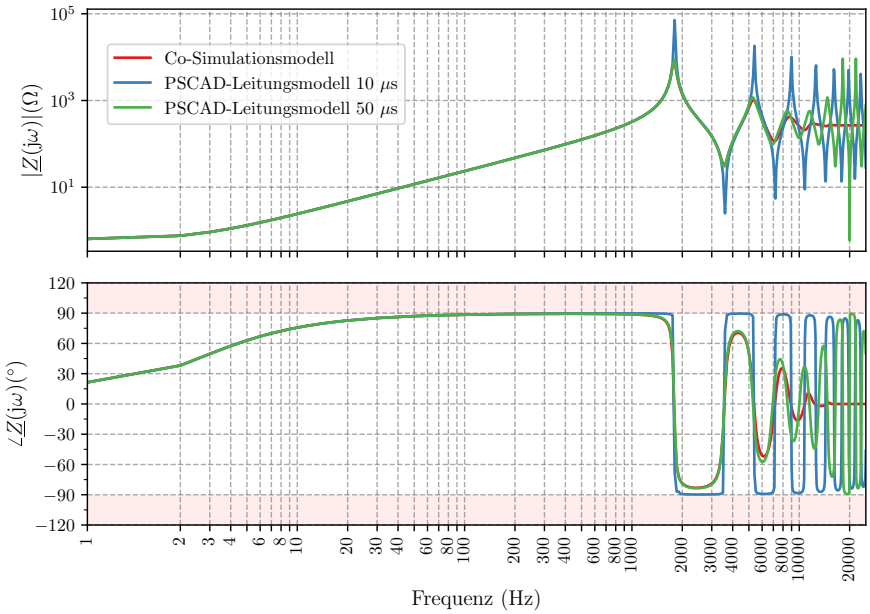

Bild 77: Frequenzgang der Leitungsmodelle im Vergleich

10 µs-Modell liefert einen guten Indikator, wie der Verlauf korrekt aussehen würde.

Das gekoppelte Modell zeigt dagegen eine Annäherung an einen Widerstandswert. Dies ist der Wellenwiderstand der Leitung, der rein ohmscher Natur ist. Grund für die Annäherung ist neben dem Aufbau des Leitungsmodells auch die Filterung mittels des MPMA. Bei hohen Frequenzen gehen also die Impedanzwerte der Leitungsmodelle in die Region des Wellenwiderstandes.

Mit dem Kontext wird es nun auch möglich, die in den vorigen Teilen durchgeführten Kurzschlussuntersuchungen mit dem Multiratenmodell zu wiederholen und die Ergebnisse einzuordnen. Abweichend von den vorigen Varianten wurde die Länge der Leitung an der Koppelstelle etwas erhöht, um dem nötigen Zeitschritt Rechnung zu tragen. Daher ändern sich die stationären Verläufe etwas. Das monolithische Vergleichsnetz ist auf identische Weise angepasst worden und bildet daher einen soliden Rahmen. Bild 78 zeigt den Moment der Fehlerklärung.

Die stationären Verläufe sind identisch mit denen des Referenznetzes. Im Falle der Fehlerklärung ist ebenfalls eine weitgehende Übereinstimmung der

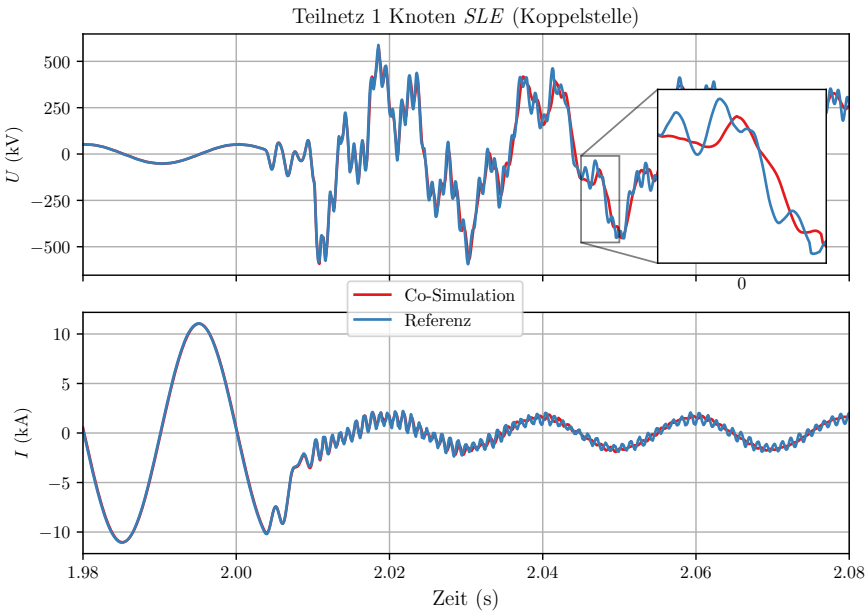

Bild 78: Zeitverlauf der Kopplung der Basismodelle im Falle verschiedener Zeitschritte

Netzteile zu erkennen. Das Co-Simulationsmodell weist, wie zuvor analysiert, eine höhere Dämpfung im hochfrequenten Bereich durch Einsatz des MPMA-Filters auf. Die relevanten Größen, die im Frequenzbereich darunter liegen, sind jedoch identisch. Charakteristische Oszillationsfrequenzen sind unverfälscht und identisch.

4.3 Hybridmodell

Nachdem unter Zuhilfenahme des Basismodells das Prinzip der Co-Simulation entwickelt wurde, soll in diesem Abschnitt der Schwerpunkt auf der Anwendung liegen. Dabei ist das Ziel, mittels möglichst weniger Änderungen und Anpassungen ein möglichst präzises Koppelmodell in einem möglichst ausgedehnten Netzmodell zu integrieren.

4.3.1 Das Nordic Test System

Die Basis für die Anwendungsuntersuchungen soll ein Modell bilden, welches zum einen bereits existiert und nicht neu geschaffen werden muss. Grund ist, dass der Schwerpunkt der Arbeit in der Anwendung der Co-Simulation

liegen soll, nicht in der Modellierung des zu Grunde liegenden Netzmodells. Zum anderen soll es eine physische Ausdehnung besitzen, die dem eines Übertragungsnetzes gleich kommt, um dazu Schwerpunktlagen in größerem Detail abbilden zu können. Es muss frequenzvariabel, also nicht mit starren Einspeisungen, sondern Generatoren und Stromrichteranlagen mitsamt der zugehörigen Regelungen aufgebaut sein, um einen Mehrwert gegenüber klassischen EMT-Analysen aufzeigen zu können. Die Detailgenauigkeit soll eine Mitsystemabbildung möglich machen während die Option zur Erweiterung auf Unsymmetrien gegeben sein muss, da dies für spätere EMT-Analysen gebraucht wird. Schlussendlich muss das Netzmodell noch eine hinreichende Dokumentation aufweisen, um seine Nutzbarkeit zu sichern.

All das trifft auf das Nordic Test System zu, welches aus den Arbeiten der IEEE unter dem Power System Dynamic Performance Committee hervorgegangen ist [67, 68]. Das Modell liegt in verschiedenen Programmen vor, wo es ursprünglich für Spannungsstabilitätsuntersuchungen eingeführt wurde. Ziel war es, mit dem Netz einen kaskadierenden Spannungskollaps nachzubilden, der sich in Nordeuropa ereignete.

Im Ursprung umfasst das Modell die Nachbildung von 74 Umspannwerken, die über 50 Leitungen und 52 Transformatoren mehr als 11 GW Leistung übertragen. Diese Leistung fließt zwischen 19 Generatoren und 22 Lasten. Um die Spannungsstabilität bei der Nennfrequenz von 50 Hz im stationären Betrieb zu gewährleisten, sind 11 Kompensationsanlagen und ein rotierender Phasenschieber vorgesehen. Die Simulation der Generator-Kennlinien inklusive Drehzahl- und Spannungsregelungen sowie die Ausstattung der Transformatoren mit Stufenstellern und entsprechenden Steuerungen ermöglichen es, die Langzeitdynamik zu beobachten. Das Netzmodell setzt sich größtenteils aus Elementen mit einer Nennspannung von 400 kV zusammen. Es enthält jedoch auch Teile untergeordneter Netzebenen mit 220 kV und 130 kV. Die Lastmodellierung ist mit Impedanz- und Konstantstrommodellen realisiert. Es ergibt sich eine von der Spannung U abhängige Lastkurve basierend auf den Lastkoeffizienten $p = 1$ (Konstantstrom) und $q = 2$ (Impedanzlast) nach Gl. (89) mit den Anfangswerten der Leistungen P_0 und Q_0 nach [68].

$$P_{\text{Last}} = P_0 \left(\frac{U}{U_0}\right)^p \qquad Q_{\text{Last}} = Q_0 \left(\frac{U}{U_0}\right)^q \tag{89}$$

In Bild 79 ist der Aufbau des Netzes vereinfacht aufgezeigt. Dabei wurde auf die Abbildung von Stufenstellern und Kompensationsanlagen aus Übersichtsgründen verzichtet.

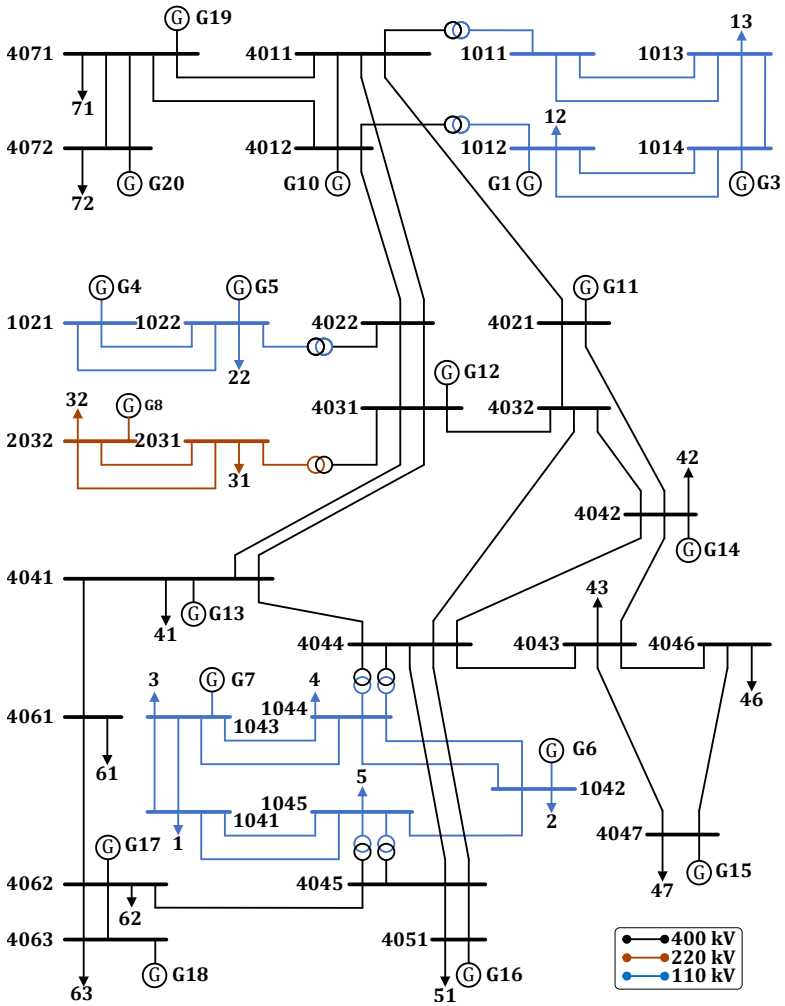

Bild 79: Überblick über das Nordic Test System

Es zeigt das Netz mit einem Erzeugerzentrum im oberen, von Wasserkraftanlagen dominierten Teil und ein Verbrauchszentrum im unteren Teil. Die Verbindungsleitungen weisen nachgebildete Längen in Bereichen teils jenseits von 100 km auf. Sie sind sehr stark ausgelastet, bis hin zum Punkt von verletzten Ausfallsicherheitskriterien (n-1-Sicherheit).

Im Netzmodell ist ein Szenario nachgebildet, dass die Klärung eines dreipoligen Erdfehlers nahe dem Knoten 4032 und die dauerhafte Abschaltung der Verbindungsleitung L34, die zwischen Knoten 4032 und 4044 liegt, nachbildet. Die Leitung leistet einen maßgeblichen Beitrag zur Durchleitung des

simulierten Nord-Süd-Lastflusses. Daraufhin bilden sich elektromechanische Ausgleichsvorgänge, die sich durch Schwingungen im System manifestieren. Diese sind stark genug bedämpft um im Bereich von 20 s abzuklingen. Wie Bild 80 zeigt, folgt ein kurzzeitiger quasistationärer Betrieb, bevor, getrieben durch Spannungsfälle aufgrund des Leitungsausfalls, Stufensteller aktiv eingreifen.

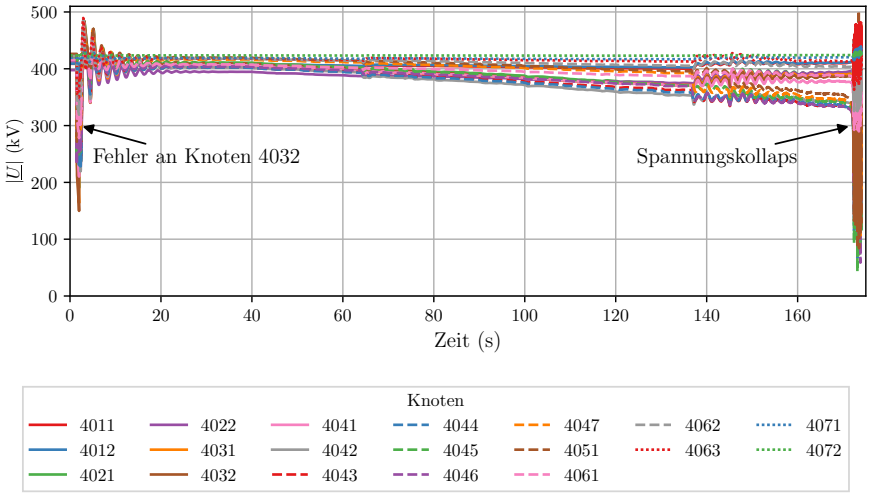

Bild 80: Spannungsverlauf im Fehlerfall im RMS-gekoppelten Nordic Test System

Diese sorgen für eine Spreizung der minimalen und maximalen Spannungen im System. Während in einem Teil die Spannung dadurch weiter absinkt, wird in einem anderen, dem äußeren Teil des Netzes die Spannung normalisiert. Zusätzlich greifen Erregungsbegrenzungen in den Reglern der Maschinen, die diese Spannungslücke weiter verstärken, während sie eine Normalisierung des Spannungspegels im mittleren Netzteil anstreben. Dieses Zusammenspiel von Reglern und Stufenstellern sorgt für einen Verstärkungseffekt, der das System in den Spannungskollaps treibt.

4.3.2 RMS-Kopplung des frequenzvariablen Netzes

In einem ersten Schritt soll das vorliegende Nordic Test System mittels zweier Programme im RMS-Bereich gekoppelt über Co-Simulation nachgebildet werden. Dazu wurden identische Kopien des Netzmodells, reduziert um die jeweils anderen Teilnetze zusammen mit den Koppelstellenmodellen eingebracht. In Bild 81 ist die Aufteilung des Netzes in der finalen Version (erweitert um das später folgende EMT-Teilnetz) abgebildet.

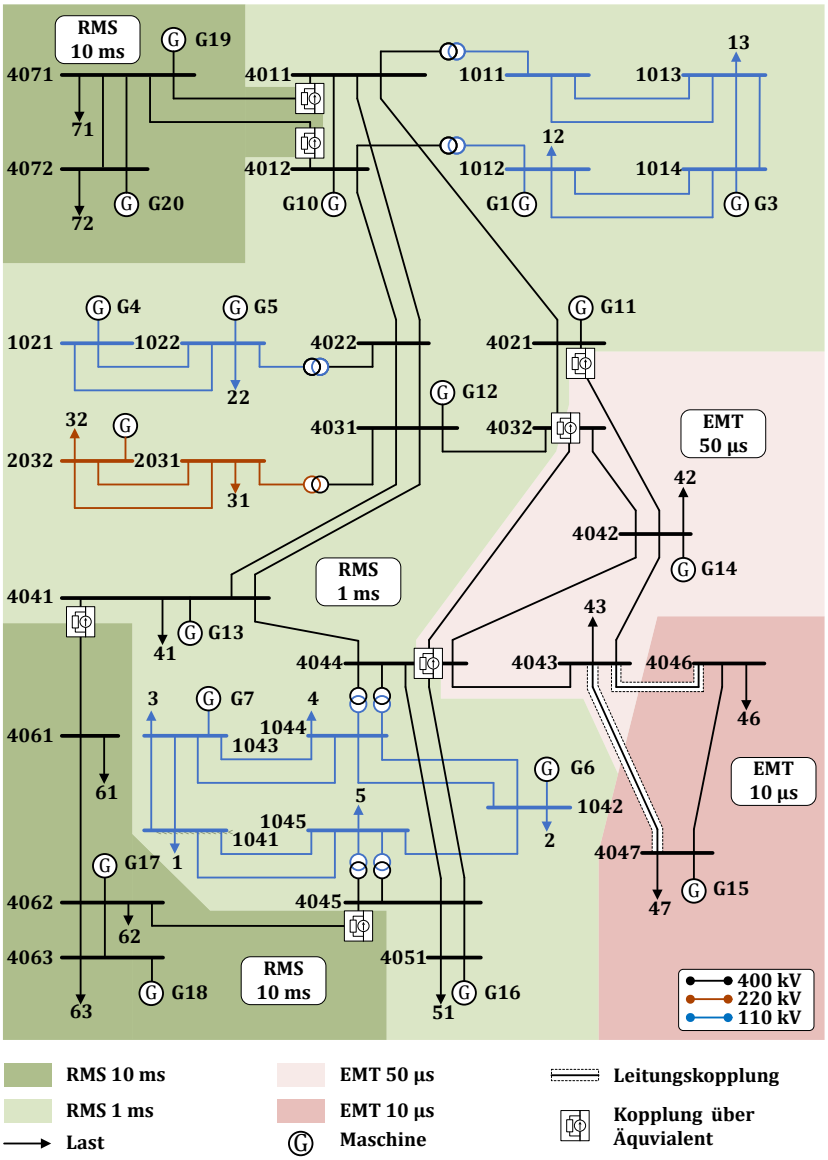

Bild 81: Nordic Test System mit Koppelstellen

Während die Vorbereitung der EMT-Ankopplung im Netzmodell bereits erfolgt ist, kommt sie an dieser Stelle noch nicht zum Tragen. Die als EMT-Teilnetze eingetragenen Komponenten sind vorerst in RMS mit einem Zeitschritt von 1 ms nachgebildet.

Während das originale, monolithische Netzmodell mit einem Zeitschritt von 10 ms arbeitet, soll für eine spätere detailliertere Analyse und Einbringung von EMT-Koppelstellen die Schrittweite im Kernbereich des Netzes etwas reduziert werden. Die Störung verbleibt im Netzmodell am Knoten 4032. Es soll der Einfluss der Co-Simulation auf ein größeres Netzmodell untersucht werden.

Das Verhalten des Netzmodells soll mittels eines Kurzschlussversuchs aufgezeigt werden. Dazu sind in Bild 82 die Spannungsverläufe der relevanten 400 kV-Knoten aufgetragen.

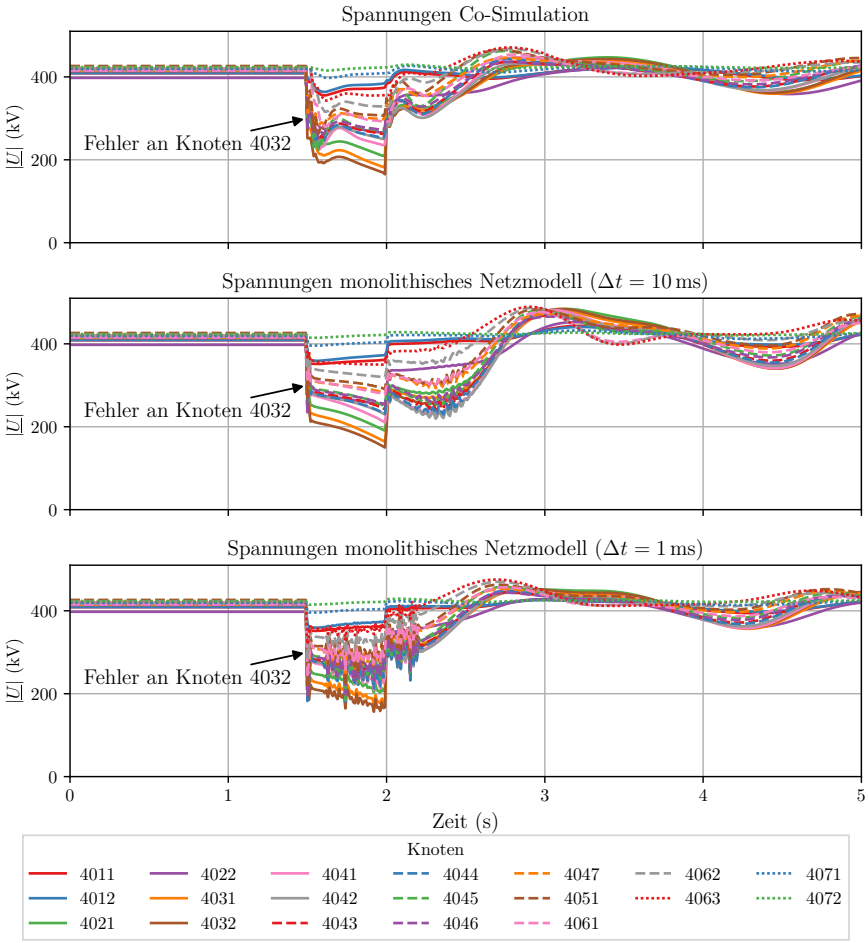

Bild 82: Spannungsverlauf im Fehlerfall im Nordic Test System

Im Vergleich mit den monolithischen Netzmodellen bei einem Zeitschritt von einer und zehn Millisekunden wird deutlich, dass die Einbrüche der Spannung im Fehlerfall bei der Co-Simulation initial etwas durch die Datenübertragung und Einbringung in das Netz abweichen. Dies ist nach einem bis zwei Datenaustauschvorgängen abgeklungen und die Verläufe sind identisch. Im Moment der Fehlerklärung treten marginale Spitzen in der Spannung auf. Diese sind im Betrag deutlich geringer als die im Basismodell betrachteten Fälle. Grund ist die günstigere Lage der Koppelstellen mit vergleichsweise großer Distanz zum Fehlerort.

Beim Vergleich der Spannungen zwischen den 10 ms und 1 ms-Netzen wird ein Unterschied deutlich. Im Fehlerfall sieht man eine deutliche, für RMS-Verhältnisse hochfrequente Oszillation der Spannungen im mittleren Bereich des Netzmodells. Diese rühren vom Schlüpfen eines Generators her und hängen mit der Interaktion der Generatorregler mit dem Zeitschritt selbst ab und sind daher als numerische Fehler im Netzmodell selbst einzuordnen. Der Generator fängt sich nach der Störungsklärung wieder. Daher kann das Netzmodell, mit Ausnahme dieser Oszillation als valide angenommen werden. In der Folge der Fehlerklärung kommt es daraufhin auch zu einem unterschiedlichen Verhalten der Modelle.

Ein genauerer Blick auf die Verlaufsabweichungen, wie er in Bild 83 dargestellt ist, zeigt die Lage der Verläufe der Kopplung im Vergleich der beiden Netzmodelle.

Stationär verhalten sich die Modelle identisch. Im Fehlerfall folgen die Spannungen des Koppelmodells den erwarteten Verläufen aus dem 10 ms-Netzteil mit der Ausnahme der Anfangsspitze. Nach Fehlerklärung folgen die Spannungen dagegen denen des 1 ms-Netzteils. Grund dafür ist nicht die Kopplung, sondern das abweichende Verhalten des Netzes selbst.

Beim Vergleich des folgenden Spannungskollapses wird deutlich, dass das zuvor beschriebene Verhalten identisch auch im co-simulierten Netz auftritt. Die zugehörigen Verläufe der Spannungen in Bild 84 machen das deutlich.

Bis hin zur Sekunde 150 ist ein identischer Verlauf sichtbar. In der Folge ergeben sich durch kleinere Spannungsunterschiede ein abweichendes Verhalten eines Stufenstellers. Die Beträge der Spannungen im zentralen Bereich des Netzmodells sind daher noch etwas länger auf höherem Niveau. Die Schalthandlung des zugehörigen Stufenstellers ist noch einige Zeit geblockt und erfolgt einige Sekunden später, was zu einem etwas späteren Spannungskollaps als im Referenznetz führt.

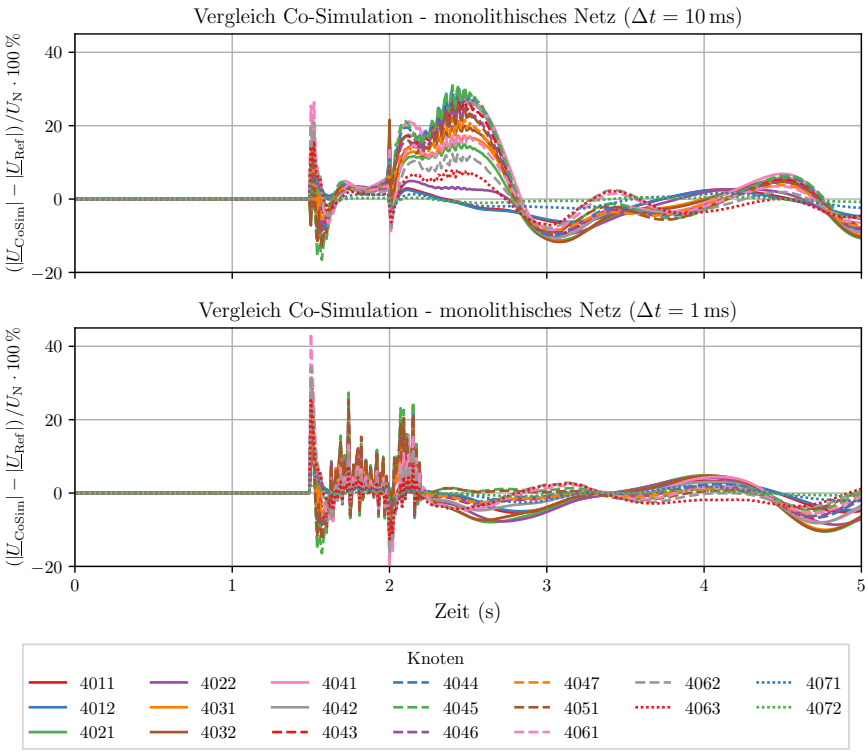

Bild 83: Vergleich der Spannungsverläufe im Fehlerfall

Der Fall macht deutlich, dass die Co-Simulation für ausgedehnte Netzelemente eine nutzbare Variante darstellt. Ergebnisse sind vergleichbar und Abweichungen erklärbar. Im vorliegenden Fall sind diese durch die Netzmodelle selbst und nicht durch die Schnittstelle entstanden. Das Einbringen der Kopplung ist leicht möglich und benötigt lediglich die Lastflussanalyse zur Bestimmung der Initialwerte. Stationär verhalten sich die Netzteile absolut identisch. Sowohl während des Fehlers als auch davor stellt die Kopplung keine Abweichung dar. Elektromagnetische Ausgleichsvorgänge wurden in diesem Fall nicht detailliert betrachtet. Die Störung verursacht vergleichbare Spannungsverhältnisse und ein vergleichbares Resultat, den Spannungskollaps.

4.3.3 RMS-EMT-Kopplung des frequenzvariablen Netzes

Um alle beschriebenen Komponenten der entwickelten Koppelmechanismem testen zu können, dient das Hybridmodell. Es besteht, basierend auf dem

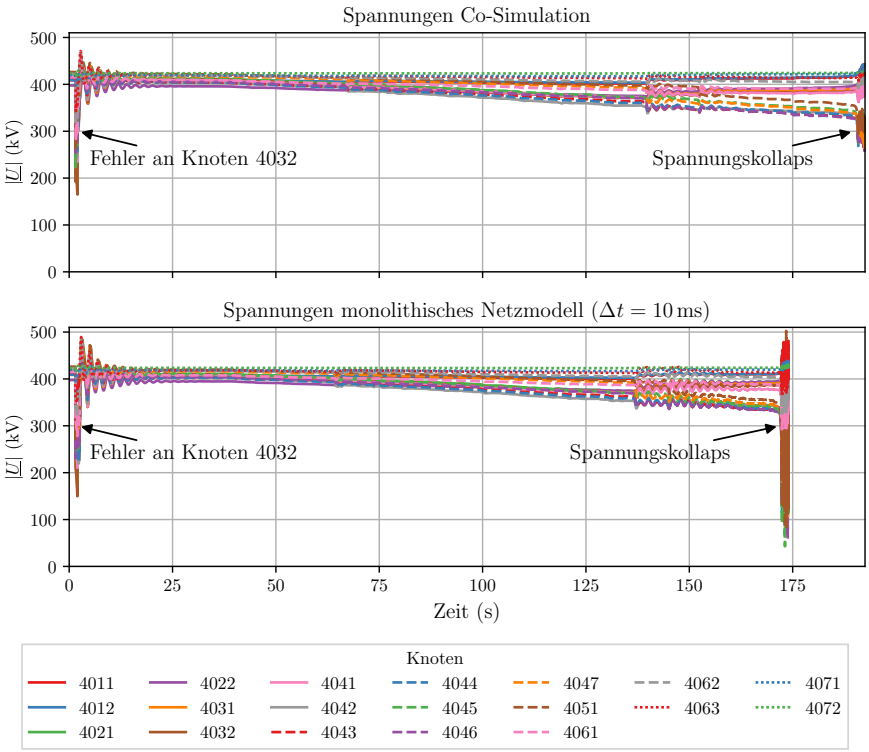

Bild 84: Spannungskollaps im Nordic Test System

Nordic Test System, aus zwei Netzteilen im RMS-Simulationsbereich und zwei Teilen im EMT-Bereich. Die RMS-Teile sind in PSS®NETOMAC nachgebildet und entsprechen denen des im vorigen Abschnitt beschriebenen Modells mit den Kopplungen wie sie in Bild 81 dargestellt sind. Sie werden in Zeitschritten von 1 ms und 10 ms simuliert. Die Rechnung der Netzkomponenten in EMT übernimmt PSCAD/EMTDC, analog zu den Teilen des Basismodells. Die Zeitkonstante des Programms beträgt 50 µs für den Netzteil, der mit der RMS-Sektion verbunden ist und 10 µs für den detaillierten EMT-Teil.

Leitungsnachbildung und -anpassung

Eine EMT-Simulation, also die Rechnung von elektromagnetischen Transienten, fußt auf der korrekten Nachbildung der elektromagnetischen Interaktionen. Dabei sind präzise Eingangsdaten die Mindestvoraussetzung für die genaue Modellbildung. Dies gilt für alle beteiligten Betriebsmittel, besonders aber für Leitungen, die den Großteil an schalthandlungsbedingten (und weiteren) Wanderwellen übertragen.

Das Leitungsmodell im Nordic Test System besteht, wie bei RMS-Simulationen üblich, aus reinen Mitsystemgrößen. Diese sind noch dazu als konzentrierte Elemente, also ohne Längenangabe, ausgeführt. Zur präzisen Synthese von Leitungsmodellen ist das Wissen um die Geometrie der Leitungen optimal. Daraus können Daten für alle gängigen Leitungsmodellen berechnet werden. Frühere Konzepte haben direkt Nullsystemdaten aus den Mitsystemgrößen extrahiert [22]. Um die präzisere Nachbildung zu gewährleisten, wird an dieser Stelle eine Alternative vorgeschlagen.

Diese basiert auf der Rückrechnung von Leitungsdaten existierender Mastbildkonfigurationen und ist in [P3] beschrieben. Man verwendet den ohmschen Anteil des Leitungswiderstandes als Anhaltspunkt zur Ermittlung der Länge einer Leitung. Dabei ist die Unterscheidung von gängigen Bündelleiterkonfigurationen denkbar. Anschließend können die bezogenen Induktivitäten und Kapazitäten ermittelt werden. Diese werden wiederum mit denen von gängigen Mastkonfigurationen, die sich in Lehrbüchern finden, verglichen. Die Auswahl kann z.B. durch Hinweise, wo sich das angenommene Modell befindet, getroffen werden.

Nun liegt ein Mastbild und eine Länge vor. Die meisten Simulationsprogramme für elektromagnetische Transienten bieten einen Lösealgorithmus für die Berechnung von Leitungsdaten aus der Geometrie heraus an. Der Vergleich des synthetisierten Modells unter Annahme seiner Geometrie und den resultierenden Leitungsdaten mit den vorliegenden Daten offenbart das beste passende Modell.

Wenn gewünscht, lassen sich auch frequenzabhängige Leitungsmodelle daraus ableiten. Es hat sich bei der Auswahl gezeigt, dass während die ohmschen Anteile der Leitungsdaten, bedingt durch die Art und Weise ihrer Synthese, identisch sind, es Abweichungen bei induktiven und kapazitiven Daten gibt. Dies stellt einen Widerspruch zu den Lehrbuchmodellen dar. Wenn die Wahl zwischen den im Originalmodell angegebenen Leitungsdaten und den physisch möglichen bestand, sind letztere bevorzugt worden. Dies führt im Modell stationär zu einer Abweichung der Blindleistung. Die Auswirkung der Blindleistungsabweichung ist eine stationäre Spannungsabweichung des Testnetzes.

Die im Modell genutzten Leitungsdaten sind im Anhang unter Abschnitt C zu finden.

Wahl der Koppelstellen und Domänenübergänge

Der im schnellsten Zeitschritt gerechnete Bereich dient dabei als Fokusareal, der detaillierte Aussagen über elektromagnetische Transienten erlaubt. Das umgebende Netzgebiet dient als Pufferzone, die auf der einen Seite performante Rechnungen erlaubt, aber auf der anderen Seite auch noch hinreichende Bandbreite besitzt, um Wanderwelleneffekte beobachtbar zu machen. Direkt angrenzend ist der RMS-EMT-Übergang angesiedelt. Der RMS-Teil, der dabei mit 1 ms taktet, bildet den Großteil des Netzes ab, während der 10 ms-Abschnitt eine Verbindung zu Nachbarnetzen als Äquivalent repräsentiert.

Die Nachbildung von durch Schalthandlungen induzierter Überspannungen erfordert typischerweise die Abbildung von Reflexionen und anderer Wanderwelleneffekte. Diese treten bei Übergängen von einem Wellenwiderstand zu einem anderen auf. In diesem Fall wird daher die Modellierung einer Leitung bis hin zum benachbarten Umspannwerk oder Kabelübergang vorgenommen [69]. Das vorliegende Netzmodell soll bspw. einen Fehler auf Leitung 4046-4047 nachbilden. Die Co-Simulation mittels (wanderwellenbasierten) Leitungsmodellen ermöglicht dabei die Minimierung des präzise nachzubildenden Bereichs. Bereits die an die Knoten 4046 und 4047 angeschlossenen Leitungen können mit Koppelstellen in Form von Bergeron-Modellen verwendet werden.

Die Verbindung zwischen dem daran angeschlossene System muss nun wiederum mindestens eine Leitungsektion umfassen. Daher befinden sich die Koppelstellen zu den mitsystembasierten RMS-Netzteil an den Knoten 4044, 4032 und 4021. Aufgrund der starken Verbindung wird auch Knoten 4042 in das EMT-Modell mit einbezogen.

Parameterbestimmung der Koppelstellen

Äquivalente Für die dynamische Analyse, besonders bei der Verwendung von Reglern in Maschinen ist die korrekte Annahme von Anfangsbedingungen aufgrund der hohen Einschwingzeiten äußerst wichtig. Die als Äquivalente modellierten Koppelstellen sind daher mit Anfangswerten aus der Lastflussanalyse ausgestattet, die sie bis zu einem angegebenen Zeitpunkt halten können. Details zu den Lastflusswerten sind im Anhang unter Abschnitt D notiert. Der Übergang zwischen den Anfangswerten und den in der Co-Simulation verwendeten Werten ist mit einer Rampe ausgestattet. Diese mischt die beiden Komponenten graduell (Anfangs mit 0 %, am Ende der Initialisierungsphase mit 100 %) mit einem steigenden Anteil der Werte aus dem gekoppelten Netz.

Die Initialisierung ist nach 1 s abgeschlossen und die Kopplung etabliert. Der EMT-Simulator PSCAD unterstützt keinen Start aus Lastflusswerten und rampt Quellen intern ab null. Um die resultierende Abweichung zu umgehen, wird dem Simulator Vorlaufzeit gegeben, bis alle Netzelemente initialisiert sind, anschließend wird die Kopplung realisiert. Dies benötigt wiederum 1 s Simulationszeit.

Leitungsmodelle Die Kopplung über Bergeron-Leitungen basiert auf den Leitungsdaten des EMT-Modells, wie sie in Abschnitt C des Anhangs dargestellt sind. Eine Leitung entsprechender Werte dient dabei als Referenz der Modellierung. Das in Abschnitt 4.2.4 beschriebene Vorgehen findet auch an dieser Stelle Anwendung. Die Leitungsmodelle der monolithischen 10 µs- und 50 µs-Modelle werden mit dem der Koppelleitung verglichen. Bei hinreichend präziser Übereinstimmung der Frequenzgänge können sie im Gesamtmodell verwendet werden. Die Analyse des Leitungsmodells von Leitung 4043-4047 zeigt dabei Bild 85.

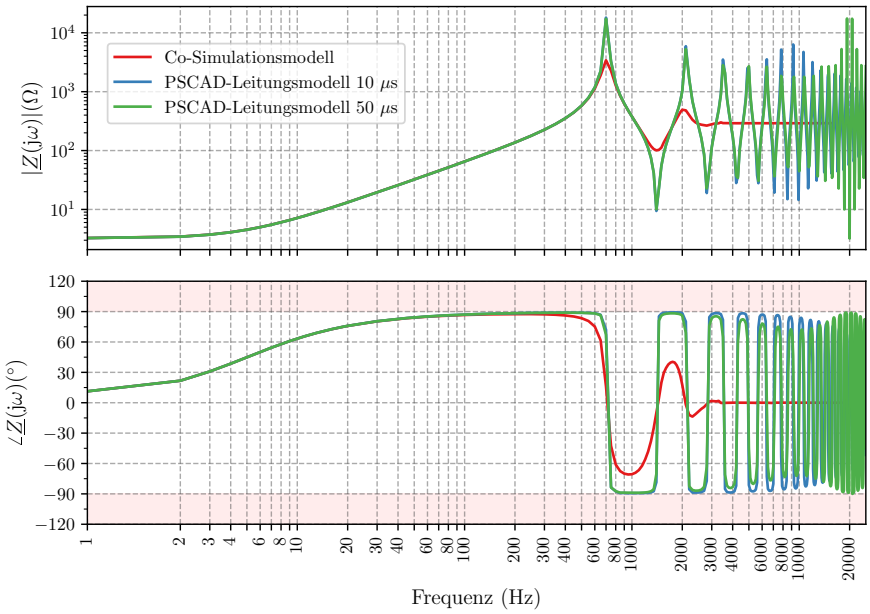

Bild 85: Frequenzgang von Leitung 4043-4047 im Vergleich mit der Koppelleitung

Im Gegensatz zu den zuvor verwendeten Ansätzen soll diesmal die gesamte Leitung im Koppelmodell abgebildet werden. Dies hat den Vorteil weniger Knoten und damit weniger Rechnungen zu benötigen, kann aber auch zu höheren Abweichungen zum Referenzmodell führen. Die Länge der Leitung,

die die Totzeit kompensieren muss, ist dabei zu reduzieren. Im vorliegenden Fall ist die Reduktion von 103,6 km auf 76,6 km erfolgt. Dies entspricht bei einer angenommenen Ausbreitungsgeschwindigkeit von 300 000 $^{km}/_{s}$ einer leitungsbedingten Totzeit von 90 µs. Anzunehmen wäre durch die Simulationsschrittweiten eine Totzeit von 50 µs + 10 µs = 60 µs. Während die finale Erklärung dafür beim Simulatorhersteller liegt, liegt die Vermutung nahe, dass es sich dabei um die Iteration oder Interpolation von Zeitschritten handelt. Diese Methoden liefern, wenn Totzeiten nicht exakt im Bereich eines Vielfaches der Simulationsschrittweiten liegen, Zwischenwerte zu diesen. Die Annahme liegt nahe, dass die im Leitungsmodell vom Hersteller verwendeten Interpolationsfunktionen anders geartet sind als die offen im Reglerteil des Programms verfügbaren Funktionen und möglicherweise Dämpfungsfunktionen innehaben.

Nichtsdestotrotz bleibt zu bemerken, dass die Koppelmodelle im Verhalten den Leitungen im Programm selbst hinreichend nahe kommen, um eine Co-Simulation zu erlauben.

Stationäre und dynamische Analyse

Für die Analyse im quasistationären Fall wird das gekoppelte Netz ohne Störungen betrachtet. Das Ergebnis des Vergleichs der Spannungen im gekoppelten mit dem monolithischen Netzteil sind in Tabelle 4 aufgetragen. Abweichungen betragen dabei deutlich unter einem Prozent der Nennspannung U_N. Die Spannungswerte liegen dabei allgemein etwas über denen der Referenz, was seinen Ursprung in der Modellierung des EMT-Netzes hat. Die abweichende Leitungsmodellierung sorgt für etwas höhere Blindleistungswerte, die wiederum das Spannungsniveau anheben. Um dem zu begegnen, werden im Netz induktive Kompensationsanlagen (Drosselmodelle) eingesetzt. Dazu kommt eine nicht identische Abbildung von Generatorreglern, insbesondere Spannungsreglern im EMT-Netz. Die verwendeten Reglertypen im RMS-Netz sind im EMT-Netz nativ nicht vorhanden. Daher werden dazu generische Regler mit identischen Werten verwendet. Ein weiterer Grund für Abweichungen liegt in der Abwesenheit von Steuerungen für die Laststufensteller. Diese wurden nicht in das Modell eingebracht, was für konstante Übersetzungsverhältnisse der Transformatoren sorgt. Dies erschwert wiederum die Analyse von Spannungskollapsen. Die Spannungsabweichung wird in der Folge als hinreichend für eine weitere Betrachtung angesehen. Das Ziel der Untersuchungen ist die Eruierung der Koppelmöglichkeiten. Die Analyse des Spannungseinbruchs ist mit klassischen Mitteln wie dem zuvor beschriebenen zeigerbasierten Analysemethoden möglich. Aus diesem Grund wurde das

Tabelle 4: Stationäre Spannungsunterschiede des Hybridnetzes und des Referenznetzes

Knoten	$(U - U_{\mathrm{ref}})/U_{\mathrm{N}}(\%)$	Netzteil
4061	0,073	NETOMAC 10 ms
4072	0,015	
4071	0,045	
4062	0,066	
4063	0,084	
4022	0,125	NETOMAC 1 ms
4011	0,105	
4051	-0,038	
4031	0,048	
4041	0,066	
4012	0,103	
4045	-0,078	
4032	0,015	PSCAD 50 µs
4043	0,010	
4042	-0,273	
4044	-0,077	
4021	0,006	
4046	-0,383	PSCAD 10 µs
4047	0,290	

Simulationsnetz in Ausschnitten mit den physikalischen Größen der Betriebsmittel, nicht aber mit den detaillierten Regeleinrichtungen übertragen.

Zu dynamischen Vergleichsanalyse der Netze wird derselbe Fehler wie bereits im Referenznetz in das Hybridmodell eingebracht. Spannungsverläufe dazu sind in Bild 86 zu erkennen.

Zu sehen sind die Beträge der Spannungszeiger der zeigerbasierten Simulation sowie die Effektivwerte der EMT-Simulation. Bei Fehlereintritt stellt sich im Vergleich ein langsameres Abfallen der Spannungen dar. Der Grund dafür ist nicht nur die Zeitkonstante der RMS-Filterung, sondern auch die neu hinzugekommene Ortsabhängigkeit der Simulation. Durch Einfügen von laufzeitbasierten Leitungsmodellen ergibt sich aufgrund der Wellenausbreitung eine Dämpfung, die bei reinen Zeigersimulationen vernachlässigt wird. RMS-Simulationen nehmen eine Gleichzeitigkeit an allen Orten des Netzmodells an.

Die Fehlerverläufe der Spannungen liegen etwas über denen des Referenzmodells. Erklärung dafür bietet sich aus derselben Tatsache wie zuvor in der

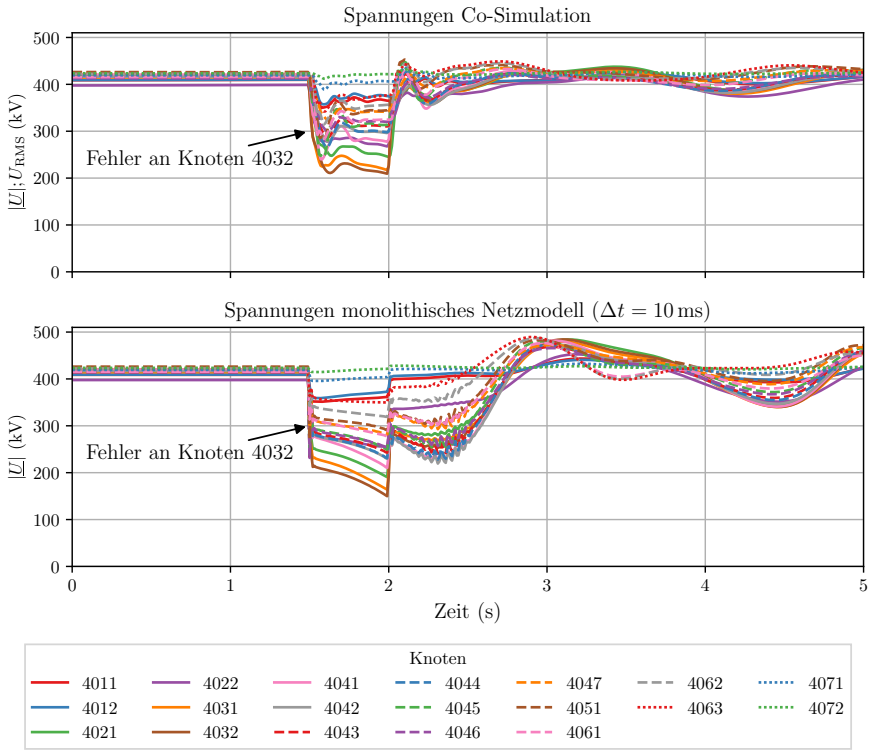

Bild 86: Fehlerklärung an Knoten 4032

stationären Analyse. Das EMT-Modell bietet eine höhere Blindleistungsbereitstellung und dämpft damit einen Spannungsfall im Fehler. Verläufe im bzw. nahe dem EMT-Modell sind daher betragsmäßig etwas höher angesiedelt als die des Referenzmodells. Je weiter die Betrachtung vom EMT-Teil entfernt ist, desto näher kommen sich die Werte wiederum.

Nach Fehlerklärung zeigt das Hybridmodell eine deutlich schnellere Wiederkehr der Spannung als zuvor beobachtet. Während Oszillationsfrequenzen, bedingt durch Generatoreigenschaften, vergleichbar beieinander liegen, ist die schnellere Wiederkehr vor allem durch anders geartete Spannungsregler und deren Begrenzungen zu begründen. Das Nordic Test System basiert auf strengen Übererregungsbegrenzern, die im Falle einer Störung eingreifen können und die Spannung der Erregerwicklung limitieren. Diese fehlen im EMT-Teil, was die schnellere Wiederkehr der Spannung durch ausbleibende Limitierung begründet.

Bei Betrachtung der Ströme an verschiedenen Betriebsmitteln des im EMT-Teil abgebildeten Netzes wird die Wellenausbreitung deutlich, wie es in Bild 87 zu sehen ist.

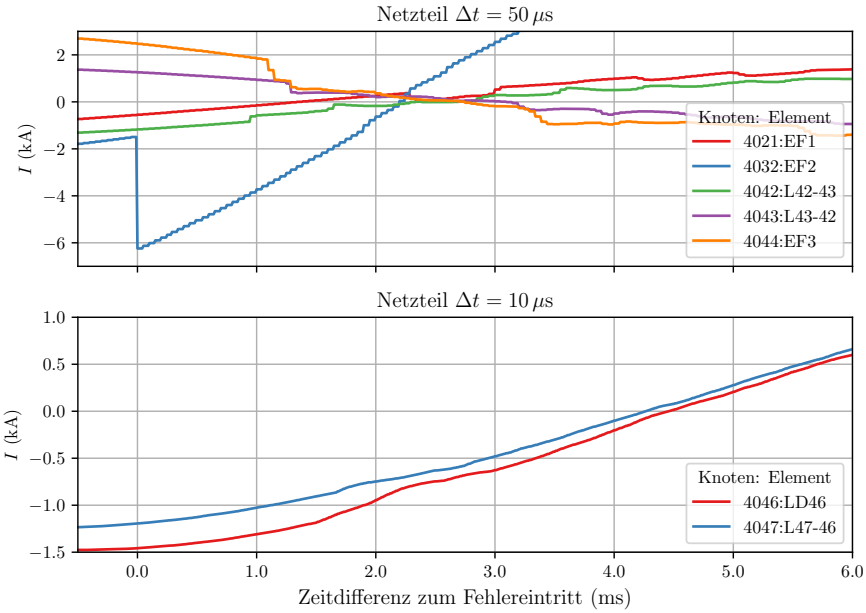

Bild 87: Systemreaktion auf die Netzstörung

Die Abbildung zeigt in den beiden momentanwertbasierten Netzteilen die Verläufe des Stroms verschiedener Betriebsmittel in ihrer ersten Phase (R). Gut zu erkennen ist dabei die Zeit- und Ortsabhängigkeit der Stromverläufe. Bei einer Ausbreitungsgeschwindigkeit von 300 000 $^{km}/_{s}$ legt eine Spannungswelle in 1 ms eine Entfernung von 300 km zurück. Die Entfernung vom Fehlerort schlägt sich im Verlauf des Stroms damit deutlich nieder. Sichtbar wird das durch einen Sprung, bis zu dem der Strom sinusförmig verläuft.

In der Langzeitbetrachtung nähert sich das Modell in seinem Verhalten in vergleichbarer Weise denselben Arbeitspunkten wie das Referenzmodell. Der Spannungskollaps bleibt aus den zuvor bemerkten Gründen jedoch aus.

Transiente Analyse

Ein Anwendungsbeispiel der Co-Simulation ist die gemeinschaftliche Analyse des dynamischen Verhaltens zusammen mit elektromagnetischen Ausgleichsvorgängen. Zur Verdeutlichung soll an dieser Stelle die Analyse eines fehlerbedingten Ausfalls des Abgangs 46 an Knoten 4046 herangezogen werden. Um

die Effekte anschaulicher zeigen zu können, sind kleinere Anpassungen am Netzmodell nötig. Abgang 46, der Wirkleistung in Höhe von über 600 MW aufnimmt, wird als eine Stadt angenommen, die aus dem 230 kV-Netz versorgt wird. Daher wird der Abgang mit einem Transformator von 400 kV zu 230 kV ausgestattet. Stoßkapazitäten der Transformatoren werden modelliert und ein entsprechender Leistungsschalter eingefügt.

Als transiente wiederkehrende Spannung (engl. transient recovery voltage, kurz TRV) wird ein Effekt beschrieben, in dem durch die Abschaltung eines nahen Fehlers die Spannung auf der nicht vom Fehler betroffenen Seite schneller wiederkehrt als es die Verfestigung des Schalters zulässt. Dies führt im Leistungsschalter, dessen Schaltkammer vom Fehlerstrom noch ionisiert ist, zu Rückzündungen. Die Folge ist ein katastrophaler Ausfall des Schalters und eine Wiederzündung des Fehlerstroms.

Die Steilheit des Anstiegs der Spannung wird dabei durch die Netzimpedanzverhältnisse (Sternpunktbehandlung, Kurzschlussleistung, etc.) und Bedingungen am Fehlerort bestimmt. Dazu zählen Einflüsse, die den Energieaustausch der resultierenden Schwingung beeinflussen wie Streukapazität des Transformators, Längsimpedanz von Sammelschienen und mögliche Daten der Leitung, die betroffen ist. Details dazu finden sich in der einschlägigen Literatur wie [70] und sollen an dieser Stelle der Kürze wegen als gegeben angesehen werden.

Die Anwendung der Effekte auf Leistungsschalter ist in den entsprechenden Standards und Empfehlungen festgeschrieben [71, 72] und soll, da die Untersuchung beispielhaft erfolgt, nicht vertieft werden.

Das wie oben beschrieben angepasste Netz wird nun einem Fehler niedriger Impedanz (z.B. metallischer Fehler) ausgesetzt. Das Resultat ist in Form eines Zeitverlaufs in Bild 88 aufgetragen.

Es ist ein Fehlereintritt bei 1,5 s zu sehen. Die Nennspannung bricht ein und der Strom, bestehend aus einer Gleich- und einer Wechselkomponente steigt auf sein Kurzschlussniveau an. Exakt 100 ms nach Fehlereintritt wird dem zugehörigen Leistungsschalter ein Auslösebefehl zuteil. Dieser öffnet seine Kontakte und ein Lichtbogen formt sich zwischen ihnen. Der Lichtbogen wird im folgenden Stromnulldurchgang gelöscht und der fehlerbehaftete Netzteil ist damit vom fehlerfreien Abschnitt getrennt. Die Spannung am Knoten regeneriert sich wieder mit einem folgenden, durch die Maschinen bedingen elektromechanischen Ausgleichsvorgang.

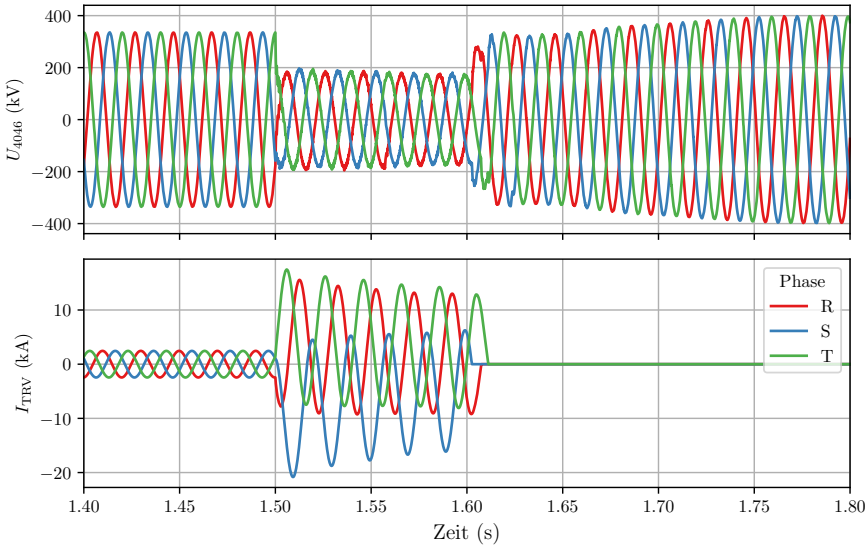

Bild 88: Spannung am Knoten 4046 und Stromverlauf durch das Schaltelement

Nach Abschaltung bildet sich, bei genauerem Hinsehen erkennbar, eine Oszillation mit hoher Frequenz in der Spannung über den Schalterpolen aus. Dies ist die TRV, die sich in diesem Fall als Schwingung zwischen induktiven und kapazitiven Elementen des 400 kV / 230 kV Transformators etabliert. Der Effekt ist in Bild 89 im Verlauf zu sehen.

Nach Fehlerklärung beim Stromnulldurchgang im Schalterpol beginnt die Spannung auf den doppelten stationären Wert anzusteigen und oszilliert in einer gedämpften Schwingung in (im Vergleich zur Netzfrequenz) hoher Frequenz weiter. Das Abklingen wird durch Dämpfungseigenschaften der beteiligten Betriebmittel, hier der ohmsche Anteil des Transformators, bestimmt. Die Frequenz ergibt sich aus Induktivität und Kapazität der Betriebsmittel.

Durch die Co-Simulation wird diese Analysemöglichkeit innerhalb des Netzes möglich, während gleichzeitig die durch die Abschaltung der Last bedingten Folgen ersichtlich werden. Die Auswirkungen auf das Netz im Ganzen sind in Bild 89 zu sehen.

Eine monolithische EMT-Untersuchung würde dies zu großen Teilen ignorieren, insbesondere durch die Nachbildung mittels frequenzstarrer Äquivalente. Hier jedoch sind die Auswirkungen auf transiente Stabilität und Spannungsstabilität direkt im Modell ersichtlich während gleichzeitig eine feingliedrige Untersuchung auf Basis von elektromagnetischen Transienten erfolgt, ohne

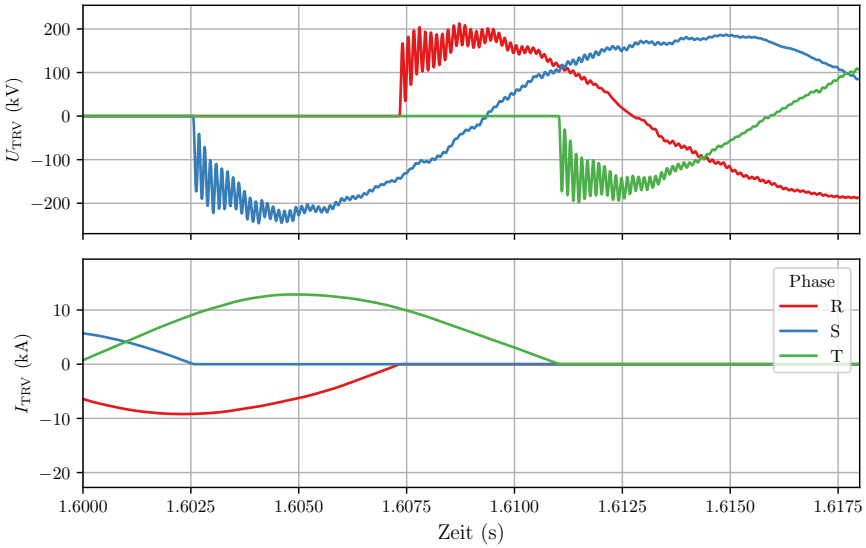

Bild 89: Transiente wiederkehrende Spannung am Abgang zu L46

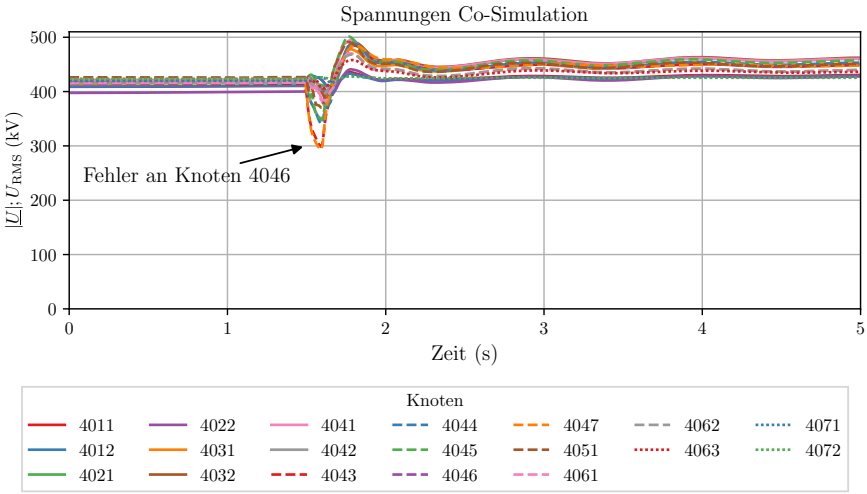

Bild 90: Systemreaktion auf den Ausfall

das Netz nennenswert anpassen zu müssen. Deutlich wird, durch den Wegfall der Last nach Fehlerklärung, eine Anhebung des Spannungsniveaus insgesamt. Der Spannungseinbruch während des Fehlers ist vergleichsweise gering,

bedingt durch die große Entfernung des untersuchten Netzteils von den anderen Teilen. Das Netz ist anschließend wieder dazu in der Lage, in einen stabilen Zustand zurückzukehren.

Das Beispiel zeigt, was die Co-Simulation ermöglicht und was in dieser Form zuvor nicht machbar war. Konkret bedeutet dies die Beobachtung

- langsamer und schneller Phänomene gleichzeitig
- in einem gekoppelten Netzmodell
- ohne Transfer der Netzdaten
- mit hoher Genauigkeit.

Möglich wird das Verfahren für weit verbreitete Simulationsprogramme durch die in dieser Arbeit entwickelte Methode zum Datenaustausch Shared Memory und für die Kopplung der elektrischen Modelle wie Äquivalente und Bergeron-Modelle.

Durch die Anwendung der in der Arbeit entwickelten Parametrierungs- und Vergleichslogik wird es nunmehr möglich, die Einflüsse der Co-Simulation auf die Ergebnisse abzuschätzen und zu minimieren. Das wird für RMS-EMT-Kopplungen mittels der Abschätzung des MSE verschiedener Konfigurationen möglich und für die Kopplung mittels Leitungsmodellen über harmonische Impedanzanalyse. Ebenfalls ist es durch die dargelegten Methoden möglich geworden, die dargestellten Kopplungen über mehrere Zeitschritte zu realisieren ohne signifikante Einschränkungen in der Präzision hinnehmen zu müssen.

5 Auswertung und Einordnung der Ergebnisse

Dieses Kapitel dient der Zusammenführung der Entwicklungsprozesse und der gewonnenen Erkenntnisse aus den vorausgehenden Sektionen. Im Fokus steht dabei die Evaluierung des Mehrwerts, den eine beschleunigte Simulation generiert. Dabei wird die Genauigkeit der Methode als fundamentaler Faktor für ihre Zuverlässigkeit herausgestellt. Diese entscheidende Verlässlichkeit, ebenso bedingt durch numerische Stabilität, ist Gegenstand der anschließenden Diskussion. Simulationsverfahren, die nicht praktisch realisierbar sind, entbehren schließlich jeglicher Anwendbarkeit in der Praxis.

5.1 Numerische Stabilität

Numerische Verfahren werden als stabil bezeichnet, wenn kleine Störungen der Eingangswerte keinen derart signifikanten Einfluss auf das Ergebnis nehmen, dass es als falsch angesehen werden würde. Für die dynamische Netzsimulation kann das eine numerische Oszillation sein, die nicht mit elektrischen Effekten, sondern nur mittels des Algorithmus erklärt werden kann. Eine Koppelstelle zur Co-Simulation bringt genau diese Art Störung in ein Simulationsmodell ein. Während ein Programm in einem monolithischen Modell Zusatziterationen der Berechnung zur Kompensation von Netzänderung einfügen kann, ist dies mit durch Co-Simulation gekoppelten Netzen nicht ohne weiteres möglich.

Im Rahmen der Arbeit wurden verschiedene Varianten von Kopplungsmodellen für Simulationsprogramme entwickelt und auf ihre numerische Stabilität hin untersucht. Eine Basis stellten dabei Spannungs- und Stromquellen (ideales Übertragermodell) dar. Dieses Modell hat sich, wie in Abschnitt 4.1.1 gezeigt, als potenziell instabil erwiesen. Ein niederohmiger Querfehler nahe der Spannungsquelle oder ein Längsfehler an der Stromquelle können zur Überschreitung der Iterationsgrenzen und damit zum Simulationsabbruch führen.

Als Alternative dazu wurden Kopplungen über Netzäquvialente realisiert. Die dafür in Abschnitt 4.1.1 untersuchten Äquivalenzmodelle (Norton- oder Thévenin-Äquivalente) zeigten sich durch ihren AUfbau von den vorstehenden Effekten weniger stark betroffen, da sie einen parallelen bzw. seriellen

Impedanzpfad aufweisen. Die Wahl der Impedanz eröffnet einen neuen Freiheitsgrad, der in Abschnitt 4.2.1 genauer untersucht wurde. Wie sich dabei zeigte, ermöglicht die korrekte Wahl der Impedanz eine stabile Co-Simulation.

Für eine momentanwertbasierte Simulation kommt eine Kopplung über wandewellenbasierte Leitungsmodelle in Betracht, wenn die Leitungslänge ausreicht. Die in der Arbeit dazu entstandenen Modelle zeigten sich in Abschnitt 4.1.2 als numerisch stabil. In keiner der Untersuchungen konnte eine Instabilität gefunden werden.

Die Anwendung der vorausgehend entwickelten Methoden zur Co-Simulation in einem Hybridnetz, die in Abschnitt 4.3 unter Verwendung verschiedener Zeitschritte sowohl in RMS- als auch in EMT-Segmenten erfolgt, belegt, dass eine stabile Co-Simulation selbst in umfangreichen Netzmodellen realisierbar ist.

5.2 Präzision

Das in der Arbeit entwickelte Koppelmodul ist dazu in der Lage, Datenaustausch und -umwandlung ohne einen bemerkenswerten Verlust der Genauigkeit zu erledigen. Die Präzision der Datenübertragung via Shared Memory wird dabei von der Präzision der verwendeten Datentypen selbst bestimmt. Die Einbindung der Modelle ist der Punkt an dem, vor allem bedingt durch die Lösungsalgorithmen der Simulationsprogramme selbst, Abweichungen zu monolithischen Rechnungen auftreten.

Bei der Kopplung von offenen Reglermodellen mit Netzmodellen sind Unterschiede im Verhalten der Modelle in aller Regel nicht existent wie in [P4] nachgewiesen wurde. Die Einbindung eines externen Algorithmus wie z.B. einer Stromrichtersteuerung geschieht in der Praxis mittels diskret aufgebauten kompilierten Modellen. Da die Einbindung der Co-Simulationsschnittstelle nach demselben Prinzip funktioniert, sind die Ergebnisse gleich.

In allen in Abschnitt 4 betrachteten Fällen ist die Übereinstimmung im Falle stationärer Werte mittelbar und unmittelbar identisch. So ist das Resultat einer Lastflussrechnung in einem monolithischen Netzmodell identisch zu den Fällen mit Co-Simulation. Dies gilt für Spannungen und Ströme sowohl in den ungestörten Betriebsfällen als auch in den Fehlerfällen.

Die dynamischen und transienten Systemreaktionen bei gekoppelten Netzen unterscheiden sich in ihrem Verhalten je nach Art und Parameter ihrer Koppelmodelle. Koppelt man Netzmodelle mittels Spannungs- und Stromquellen, ergibt sich in einem Zeitschritt nach einer Störung automatisch ein

Überschwingverhalten wie Abschnitt 4.1.1 gezeigt hat. Bei Netzen mit hohen Kurzschlussleistungen sind die Rückwirkungen dieser Totzeit auf das Netzmodell geringer als bei Netzen geringerer Kurzschlussleistung. Damit ist der Einsatz des idealen Übertragers für die Co-Simulation auf starre Netze bzw. Netze hoher Kurzchlussleistungen limitiert.

Besser geeignet ist dagegen die Kopplung mit Netzäquivalenten (Norton- oder Thévenin-Äquivalente), die zwar auch ein Überschwingverhalten aufweisen, das allerdings durch die Parallel- bzw. Serienelemente gedämpft wird. Die Äquivalente erfordern dazu Analysen für die korrekte Auslegung ihrer Koppelimpedanzen. Ein falscher Wert kann zu instabilem Verhalten führen oder Oszillationen in das untersuchte System bringen, die später nicht mehr von Netz-inhärenten Schwingungen unterscheidbar sind und damit die Rechnungen verfälschen würden. Die aus der in Abschnitt 4.2.1 entwickelten Analysemethode resultierenden Ergebnisse bieten dabei eine Handreichung zur Wahl optimaler Impedanzparameter für die Koppelstellenwahl.

Eine weitere Koppelmethode stellt die Nutzung von wanderwellenbasierten Leitungsmodellen wie dem Leitungsmodell nach Bergeron dar wie es in Abschnitt 4.1.2 entwickelt und getestet wurde. Vergleicht man die Ergebnisse, die die Co-Simulation im Vergleich mit Herstellermodellen dieser Leitungen aufweisen, so liefert dieses Modell die besten Ergebnisse. Der Grund dafür ist die inhärente Kompensation von Totzeiten durch die Welleneigenschaften des Modells. Ungenauigkeiten sind dabei im Vergleich zum Verhalten eines monolithischen Netzes nur durch eine abweichende (undokumentierte) Modellierung seitens der Hersteller von Simulationsprogrammen zu begründen. Der Nachteil der Methode ist ihre Verwendbarkeit ausschließlich in wanderwellenbehafteten Netzmodellen und damit in der Regel auch auf momentanwertbasierte Methoden. Dazu kommt, dass Abweichungen im Vergleich zu Herstellermodellen nicht ohne weiteres interpretierbar sind. Um dies zu ermöglichen, wurde in Abschnitt 4.2.3 eine neue Methode dazu verwendet, eine spektrale Analyse mittels der harmonischen Impedanz durchzuführen. Dabei zeigt sich, dass in breiten Frequenzbereichen die Leitungsmodelle identisch sind und Unterschiede in hohen Frequenzbereichen liegen, die nicht Gegenstand der Untersuchungen sind.

Durch die Kopplung verschiedener Zeitschritte wie in Abschnitten 4.2.2 und 4.2.4 vorgestellt, bzw. Domänen wie RMS und EMT-Simulationen, werden wiederum Abweichungen im dynamischen Verhalten im Vergleich deutlich.

Klassische RMS-Simulationen betrachten nur elektromechanische, EMT-Simulationen jedoch auch elektromagnetische Ausgleichsvorgänge. Die Kopplung der beiden im Vergleich zu einer monolithischen zeigerbasierten Simulation hat daher Abweichungen inne. Bedingt durch die größere Bandbreite der nun angekoppelten EMT-Simulation sind die dabei gesammelten Ergebnisse allerdings als präziser anzusehen.

Zusatziterationen im Lösungsalgorithmus kompensieren die benannten Abweichungen. Diese sind allerdings außerhalb der für diese Arbeit definierten Möglichkeiten, da sie einen direkten Eingriff in das Rechenprogramm erfordern. Die Betrachtung der Co-Simulation erfolgte ausschließlich mit Programmen, die in der Energieversorgung weit verbreitet sind und als Stand der Technik gelten, nicht mit eigenen Lösungen.

Die Positionierung der Koppelstellen im Netzmodell spielt darüber hinaus ebenfalls eine maßgebliche Rolle für die Betrachtung der Systemreaktion. Da die Simulation selbst ein vereinfachtes Abbild eines real beobachtbaren Verhaltens darstellt, muss dem Anwender klar sein, mit welcher Methode die Modellierung stattfindet. Das Modell muss zur korrekten Nachbildung des zu betrachtenden Effektes zugeschnitten sein. Dies muss, wie bei jeder anderen Berechnung auch, bei Nutzung von Co-Simulation bedacht werden.

5.3 Rechenzeit und Rechenleistung

Durch die Verteilung von Ressourcen auf mehrere Recheneinheiten sowie Fokusbildung mit abgestuften Detailgraden in der Modellierung ist die Co-Simulation in der Lage, Berechnungen zu beschleunigen. Zeitersparnis in der Simulation kommt allerdings, wie in Abschnitt 3.1 dargelegt nicht ohne Abstriche. So muss das Simulationsprogramm selbst mehrfach aufgerufen werden, typisch einmal pro zu rechnendem Netzmodell. Das Shared Memory Modul verursacht darüber hinaus Mehraufwand, da es in jedem Zeitschritt mit Datenaustausch mitgerechnet werden muss. Würde also alles auf einem Rechenkern ablaufen und Rechnungen sequenziell ablaufen, ist mit einer deutlichen Verlängerung der Simulation zu rechen.

Es ergibt sich ein Punkt, an dem die Zeitverkürzung der Rechnung deutlicher ins Gewicht fällt als der Mehraufwand, der durch die Implementation des Koppelmoduls entsteht. Dieser variiert in Abhängigkeit der Ausdehnung des zu rechnenden Netzes, der Rechenmethode (RMS oder EMT) und ist von der Maschine, die die Rechnung durchführt abhängig. Je größer die Ausdehnung

des Netzgebiets, desto stärker kann sich die Co-Simulation als Beschleuniger bemerkbar machen. Wie in Abschnitt 3.1.7 gezeigt, kann mit wenigen Interfaces ein positiver Effekt erzielt werden.

Um Aussagen über den Zeitaufwand der Simulationsarten zu ziehen, ist die Analyse der Ausführungszeiten ein Werkzeug der Wahl. Vergleicht man die Zeiten der in Abschnitt 4.3.2 verwendeten detaillierten Modelle sowie dem Basismodell, ergibt sich das in Tabelle 5 gezeigte Bild.[1]

Tabelle 5: Ausführungszeit der Simulation bis t = 120 s, ohne Lastflussiteration

Netzmodell		Dauer gesamt	Dauer Zeitschritt
Nordic Test System	monolith. 10 ms	2,69 s	224,23 µs
	monolith. 1 ms	18,05 s	150,44 µs
	gekoppelt 1 ms	18,48 s	154,06 µs
Basismodell (RMS)	monolith. 1 ms	0,045 s	8,49 µs
	gekoppelt 1 ms	0,196 s	39,28 µs

Darin aufgezeigt ist die Ausführungsdauer verschiedener monolithischer und gekoppelter Modelle. Das Nordic Test System ist damit gerade an der Grenze, an der es durch die Co-Simulation einen Geschwindigkeitsvorteil erhalten kann. Einen Vorteil gibt es demnach dann, wenn die Rechenzeit pro Zeitschritt groß ist im Vergleich zu der Zeit für den Datenaustausch. Typischerweise liegt die Dauer eines Datenaustauschs im Bereich von 5 µs bis 15 µs. Damit ist ein Faktor von über 1:10 zwischen Datenaustausch- und Rechenzeit erreicht. Bei kleinen Netzmodellen, wie dem Basismodell, ist diese bei weitem noch nicht erreicht. Die Co-Simulation wirkt an dieser Stelle sogar nachteilig, was die Simulationsdauer angeht. Daher ist von der Verwendung von Co-Simulation bei sehr kleinen Netzmodellen abzusehen.

5.4 Entwicklungen und Ausblick

Im Rahmen der Arbeit wurde ein neuartiger Co-Simulationsalgorithmus entwickelt. Durch die Kombination von geteilten Speicherbereichen mit hybriden

[1] Es handelt sich bei der Betrachtung nur um eine einzelne Untersuchung mit einem einzelnen Programmsystem auf einem einzelnen Rechner. Daher sind die Ergebnisse lediglich als Tendenz in Relation zueinander zu sehen.

Sperren- und Signalisierungsfunktionen ist ein schnellerer und effizienterer Datenaustausch als zuvor zwischen Programmen möglich. Dieser als Shared Memory Core bezeichnete Datenaustauschalgorithmus wurde für die Kopplung von Standardwerkzeugen zur Energienetzsimulation im Zeitbereich verwendet. Um die ausgetauschten Daten als elektrische Modelle in die Simulationsprogramme zu implementieren, wurden verschiedene Koppelmethoden realisiert und ihre Stabilität und die Präzision der Ergebnisse verglichen und Empfehlungen zur Parametrierung und Nutzung ausgesprochen.

Damit liegt der wissenschaftliche Mehrwert der Arbeit in einer Kombination von latenzarmen Datenaustausch mit zuverlässig parametrierbaren elektrischen Modellen. Während der erste Punkt in der Informationstechnologie zu verorten ist, liegt der letztgenannte im Fachbereich der Elektroingenieure. Die Arbeit in dieser Kombination an Disziplinen ermöglicht es, sich ändernde Rahmenbedingungen seitens des Netzes durch genauere, schnellere Simulationen Rechnung zu tragen.

Es sind darüber hinaus allerdings noch weitere Arbeiten im Gebiet notwendig und angebracht. Insbesondere die Präzision von Koppelmodellen könnte von einer teilweisen Öffnung der Schnittstellen der Simulationsprogramme profitieren. Wie bereits diskutiert, bietet die Steuerung der Iterationen des Programms eine Möglichkeit, Abweichungen vollständig zu kompensieren. Dem entgegen steht jedoch die Initiative der Programmhersteller, ihren Rechenalgorithmus geheim zu halten.

Ein zweiter wichtiger Punkt betrifft die Netzrepräsentation. Der Schritt vom idealen Übertrager hin zu äquivalentenbasierten Koppelstellen bringt einen großen Gewinn für Stabilität und Präzision der Simulation wie die Arbeit zeigt. Eine zusätzliche Maßnahme zur Steigerung der Präzision besteht darin, das im gekoppelten Netzteil vorliegenden Netzäquivalent mit neuen Methoden zu modellieren. Denkbar wäre hierbei die Nachbildung einer komplexen Impedanz, die sich aus den ohmschen und induktiven Kurzschlusscharakteristika am Koppelpunkt ableitet oder auch eine Nachbildung einer Netzreduktion, die sich aus der Knotenadmittanzmatrix berechnen ließe.

Stellt die Co-Simulation einen Domänenübergang beispielsweise zwischen RMS und EMT dar, so kann durch die Verwendung frequenzabhängiger Koppelimpedanzen (engl. *Frequency-Dependent Thevenin Equivalent*) ein weiterer Beitrag zur stabilen, präzisen Co-Simulation geleistet werden. Dies gilt genauso für die Nutzung von frequenzabhängigen Leitungsmodellen anstatt des Leitungsmodells nach Bergeron für die EMT-Kopplung.

6 Zusammenfassung

Angesichts der durch die Energiewende induzierten Transformation gewinnt die Analyse elektrischer Energiesysteme als Forschungsgebiet zunehmend an Bedeutung. Die hierbei eingesetzten Methoden müssen im Einklang mit dieser Transformation stehen, um ihre Relevanz zu bewahren. Es ist erforderlich, aus Berechnungen zunehmend detaillierte Ergebnisse zu extrahieren, zumal Experimente nur begrenzt Einblicke bieten können und selbst dort, wo sie durchführbar sind, einen unverhältnismäßigen Ressourceneinsatz erfordern würden.

Im Fokus der Zeitbereichsanalyse elektrischer Energiesysteme steht die Untersuchung von Vorgängen, wie sie bei elektromechanischen und elektromagnetischen Transienten auftreten. Welche Analysemethoden angewandt werden, hängt vom dahinterliegenden Phänomen ab und welche Energie dabei übertragen wird. Bei Wechselwirkungen elektromagnetischer Felder, bekannt als elektromagnetische Transienten, treten typischerweise nur geringe Energiemengen auf, was bedingt durch die resultierenden hohen Interaktionsfrequenzen detaillierte Modellierung erforderlich macht. Für elektromechanische Vorgänge hingegen sind oft vereinfachte Modelle, meist in Form von Mitsystemsimulationen, ausreichend. Präzise Analysen in diesem Bereich erfordern die Betrachtung großer Netze und niedriger Frequenzen, da hier größere Energiemengen eine Rolle spielen.

Der Wandel der Netzstruktur von großen elektrischen Maschinen, zu leistungselektronischen Einspeisern und Verbrauchern begrenzt die Aussagekraft einzelner Analysemethoden. Wenn die zeigerbasierte Mitsystemnachbildung ohne Berücksichtigung von elektromagnetischen Ausgleichsvorgängen nicht mehr ausreichend ist oder eine Momentanwertnachbildung aus anderen Gründen nötig wird, müssen detaillierte Simulationen auf Basis von EMT-Analysen verwendet werden. Dabei erfordern die Lösungsalgorithmen einen schon in der Basis kleinen Zeitschritt. Im Rahmen von EMT-Simulationen sind aufgrund der erforderlichen Auflösung elektromagnetischer Transienten deutlich kleinere Zeitschritte erforderlich, oftmals im Mikrosekundenbereich, was im Vergleich zur zeigerbasierten Simulation zu einem erheblich höheren Rechenaufwand führt.

Um den Veränderungen zu begegnen und den dargestellten Entwicklungen gerecht zu werden, bieten sich verschiedene Ansätze an. Ein Ansatz

ist die Erweiterung von Zeigerrechnungen über die Mitsystemdarstellung hinaus. Man spricht hier von dynamischen Zeigerdarstellungen. Der Vorteil der Methode liegt in ihrer Eignung zur Analyse höherfrequenter und unsymmetrischer Ausgleichsvorgänge. Dabei ist die Darstellung auf die Frequenzbereiche der Zeigerkomponenten beschränkt und erfordert eine Vorauswahl der zu betrachtenden Frequenzbereiche. Eine andere Möglichkeit ist die Netzpartitionierung und -kopplung mit dem Ziel der parallelen Abarbeitung der Simulationsaufgaben. Diese Co-Simulation hat das Potenzial, die Entwicklungen der Rechentechnik, der Algorithmen mit den steigenden Anforderungen durch den Wandel des Energienetzes zusammenzubringen.

Durch das Wissen um die Kopplung sowie adäquate Methoden für die Nachbildung von Netzbereichen mit verschiedenen Anforderungen und final die Ressourcenausnutzung durch Verteilung auf unterschiedliche Rechenkerne kann eine Entwicklung vonstattengehen, die die Simulationslandschaft nachhaltig beeinflusst. Die Kopplung der Simulationsprogramme und -modelle bildet damit den Kernaspekt der Arbeit. Das Fehlen eines leistungsfähigen Algorithmus stellt den Anlass für die Erstellung der Arbeit dar.

In dieser Arbeit wird ein effizienter Koppelalgorithmus entwickelt, der aus der detaillierten Analyse von Simulationsprogrammen und deren Anwendung auf elektromechanische und elektromagnetische Ausgleichsvorgänge resultiert. Dieser ermöglicht eine Kopplung, die sowohl softwaretechnisch als auch physikalisch-mathematisch fundiert ist.

Die für die Steuerung des Datenaustauschs benötigten Methodiken und Einschränkungen wie Interprozesskommunikation, Sperren und Signale sowie der Datenaustausch mit geteilten Speicherbereichen ermöglichen die Realisierung eines schlanken und schnellen Koppelinterfaces. Während der in der Arbeit benutzte Shared Memory einen Vorteil hinsichtlich des schnellen Ablaufs aufweist, fehlt der Methode ein intrinsischer Synchronisationsalgorithmus. Damit erfordert der Algorithmus externe Synchronisation, die den Datenaustausch verlangsamt.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein neues Synchronisationskonzept entwickelt. Die Performance und Geschwindigkeit dieses Konzepts wurde durch synthetische Tests überprüft. Die Ergebnisse zeigen, dass der Algorithmus im Vergleich zu alternativen Methoden signifikant niedrigere Latenzzeiten erreicht und dabei eine stabile sowie sichere Datenübertragung gewährleistet. Die Übertragungsdauer liegt spürbar unter der Zeitspanne, die das Simulationsprogramm für einen Berechnungsschritt benötigt. Dadurch erlaubt der neu entwickelte Algorithmus eine Co-Simulation, die erheblich schneller

und ressourceneffizienter ist als die bisher in der Fachliteratur beschriebenen Methoden.

Zur Kopplung der Modelle elektrischer Energiesysteme ist neben dem Datenaustausch ein elektrisches Modell nötig. Das Modell ermöglicht die Transformation von Zeiger- und Momentanwertgrößen, Zeitschritten und die elektrische Repräsentanz in Form von Netzäquivalenten. Die Implementation von Äquivalenten wird durch die Verwendung eines idealen Übertragers, sowie von Norton- und Thévenin-Äquivalenten in der Arbeit vergleichend realisiert. Als Spezialfall ist für Momentanwertrechnungen, die das Wanderwellenverhalten nachbilden, auch die Kopplung über das Bergeron-Leitungsmodell für die in der Arbeit verwendeten Simulationsprogramme entwickelt worden. Die Numerik erfordert dabei Methoden zum Übergang zwischen verschieden großen Zeitschritten in Form von Interpolations- und Mittelwertverfahren. Um den Übergang zwischen Zeiger- und Momentanwertrechnungen zu ermöglichen, ist eine diskrete Fouriertransformation implementiert worden.

Zur Verifikation der elektrischen und numerischen Koppelmodelle erfolgt die Simulation mit schrittweise komplizierteren Modellen. Initial wird ein Basisnetz verwendet, welches aus frequenzstarren Einspeisern mit Kurzschlussimpedanz besteht, die mit Leitungsmodellen verbunden sind. Diese werden zum Vergleich analytisch berechnet und später simulativ in einem monolithischen Netz analysiert.

Der Vergleich des Basismodells zeigt im Rahmen einer RMS-, EMT- und einer Multidomänenanalyse mit beiden Methoden die Möglichkeiten und Grenzen der Koppelmodelle auf. Dabei stellen sich Modelle wie Norton- und Thévenin-Äquvialente als vorteilhaft gegenüber dem idealen Übertragermodell, welches aus Strom- und Spannungsquellen besteht, heraus. Die Nutzung dieser Äquivalente mit Impedanz bringt den Vorteil verbesserter numerische Stabilität mit sich. Die Leitungskopplung mittels des Bergeron-Verfahrens ist bei reinen EMT-Rechnungen zu bevorzugen, da hier das Verfahren zum Einsatz kommt, was auch die Simulationsprogramme intrinsisch zur Leitungsmodellierung verwenden. Es beinhaltet die Wellencharakteristik und kompensiert die durch die Übertragung inhärente Totzeit.

Anschließend folgt die Parameteranalyse für die äquivalenzbasierte Kopplung. Sie zeigt optimale Werte für eine möglichst präzise Co-Simulation auf. Das Modell wurde auf seine Kopplungstauglichkeit mit unterschiedlichen Zeitschritten untersucht. Es erwies sich sowohl im EMT- als auch im RMS-Bereich als umsetzbar. Unterschiede zwischen monolithischen und partitionierten

Netzmodellen zeigen sich nur im dynamischen Verhalten, das auf die unterschiedlichen Zeitschritte zurückzuführen ist.

Die für die Kopplung von EMT-Simulatoren verwendeten Leitungsmodelle nach Bergeron müssen vor ihrer Verwendung ebenfalls parametriert werden. Die Verkürzung der modellierten Leitung, welche die Kompensation der intrinsischen Totzeit der Kopplung ausgleicht, muss errechnet und validiert werden. Dies stellt sich insbesondere bei der Nutzung der Kopplung verschiedener Zeitschritte als komplex dar. Um die Werte zu erhalten und die Modelle zur Kopplung zu validieren wurde in der Arbeit ein Verfahren entwickelt. Das Verfahren basiert auf der harmonischen Impedanzanalyse und macht mit Frequenzgraphen Fehler in der Modellierung sichtbar und somit korrigierbar. Damit werden Abweichungen, die zwischen dem Referenz- und Koppelmodell auftreten, im Zeitbereich und Frequenzbereich interpretierbar und die Modelle können optimiert werden.

Das Netzmodell Nordic Test System dient in der Folge als Simulationsmodell zur praktischen Anwendung aller Methoden in Kombination. Das Modell repräsentiert ein Übertragungsnetz in Nordeuropa mit verschiedenen Spannungsebenen, Kraftwerks- und Transformatormodellen. Die Co-Simulation erfolgt dabei in einer ersten Iteration in einem zweigeteilten RMS-Netz. Zur Verifikation wird dabei das monolithische Gesamtnetz herangezogen. Die Analyse eines Störungsfalls im Netz zeigt, dass die beiden Netzvarianten vergleichbare Ergebnisse im Verhalten liefern und dabei die Ausführungsdauer der Simulation nicht leidet. Final ist die Unterteilung des Nordic Testsystem in vier Netzsegmente, zwei in der Momentanwertdomäne, zwei in RMS, jeweils unter Nutzung von verschiedenen Zeitschritten erfolgt. In der Untersuchung werden die neuen Möglichkeiten der Co-Simulation deutlich. Eine Analyse der transienten wiederkehrenden Spannung durch den Kurzschluss einer Leitung ist gleichzeitig mit der Untersuchung der Arbeitspunktverschiebung und Generatoranpassung, die darauf folgt, in einem Modell möglich. Die Co-Simulation erhöht dabei die Präzision der Ergebnisse, da die Betrachtung sowohl elektromagnetischer als auch elektromechanischer Transienten in einem gekoppelten Modell möglich ist.

Die in der Arbeit entwickelten Methoden zur Programmkopplung zeichnen sich durch eine gesteigerte numerische Stabilität aus und ermöglichen darüber hinaus kürzere Ausführungszeiten als die bisherigen Verfahren. Dabei ermöglicht die gesteigerte Präzision der Rechnung, neue Analysen aus mehreren Simulationsdomänen aus einem gekoppelten Modell zu extrahieren. Auch der Nachweis einer beschleunigten Rechnung ist im Rahmen der Arbeit erbracht

worden. Durch die Nutzung mehrerer Kerne ist dafür ein hohes Potenzial vorhanden, die Wahl des optimalen Netzumfangs dafür ist allerdings nötig.

Damit erbringt die Arbeit den Nachweis, dass auch mit herkömmlichen Simulationsprogrammen eine Co-Simulation möglich ist und dazu kein eigenes Simulationsprogramm entwickelt werden muss. Die Auseinandersetzung mit den Interfaces der Programme wird dabei jedoch zur Voraussetzung. Auch ist das Wissen um Numerik und Transformationen sowie dem Verhalten diskreter Systeme essenziell. Die Grenzen der Algorithmen und veritable Einsatzzwecke wurden angerissen.

Anhang

A Programmatischer Ablauf der Co-Simulation

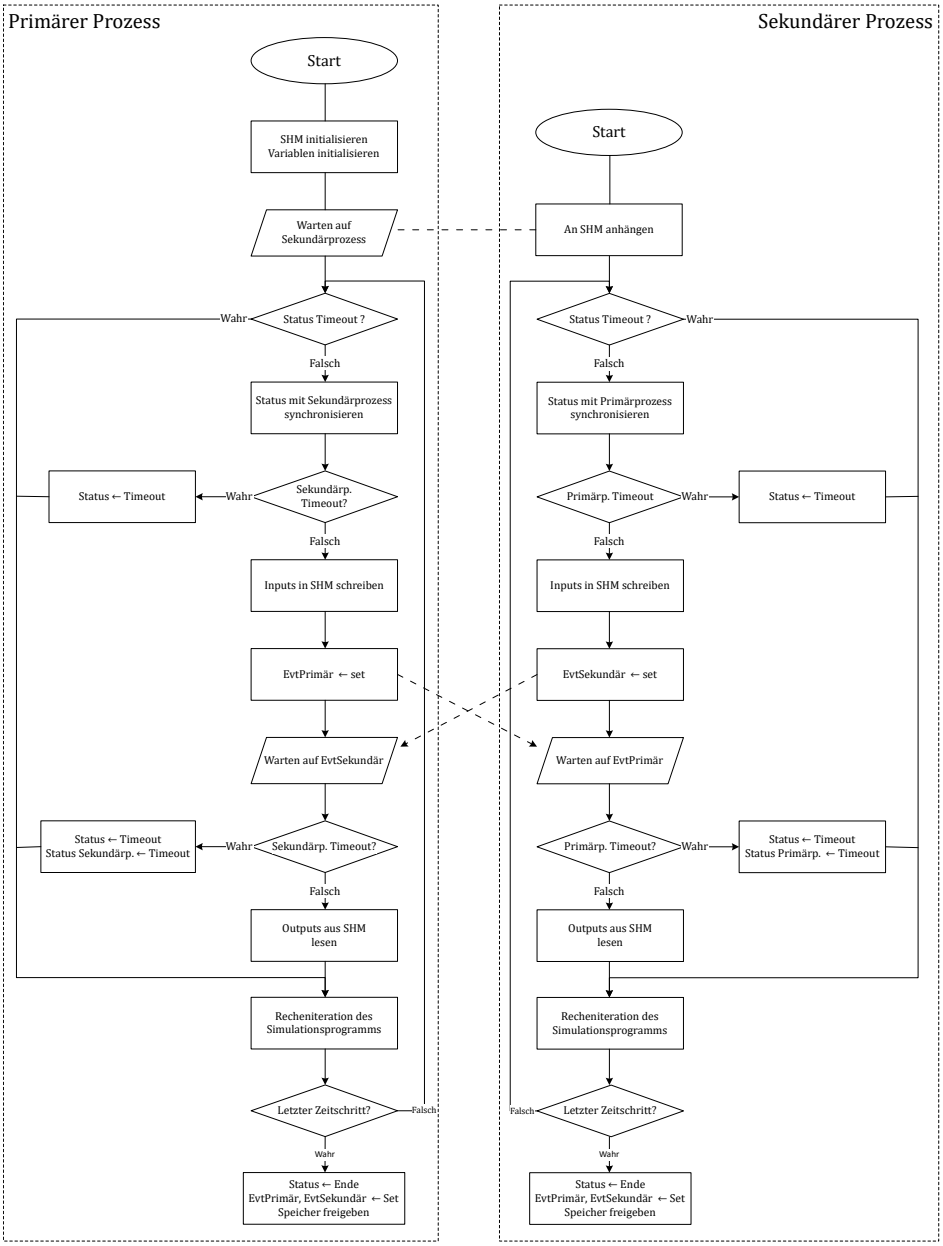

Bild 91: Programmatischer Ablauf der Co-Simulation

B Evaluierung der Koppelimpedanz

In Abschnitt 4.2.1 wurde eine RMS-Impedanzuntersuchung zur Bestimmung der Stabilität von Koppelstellenimpedanzen durchgeführt. Die dabei entstandenen Bilder sind in diesem Kapitel zusammengefasst. Die Bilder sind gegliedert in symmetrische Konfiguration in Abschnitt B.1, Lastkonfigurationen in Abschnitt B.2 und unsymmetrische Konfiguration in Abschnitt B.3. Eine zusammenfassende Übersicht der Bilder bietet Tabelle 6.

Tabelle 6: Verzeichnis der untersuchten Netzkombinationen

Kurzschlussleistung S_k		Bildreferenz
Linkes Teilnetz	Rechtes Teilnetz	
Starres Netz	Starres Netz	Bild 92
40 GVA	40 GVA	Bild 93
10 GVA	10 GVA	Bild 94
5 GVA	5 GVA	Bild 95
1 GVA	1 GVA	Bild 96
0,5 GVA	0,5 GVA	Bild 97
Passive Last	Starres Netz	Bild 98
Passive Last	40 GVA	Bild 99
Passive Last	10 GVA	Bild 100
Passive Last	5 GVA	Bild 101
Passive Last	1 GVA	Bild 102
Passive Last	0,5 GVA	Bild 103
Starres Netz	40 GVA	Bild 104
10 GVA	40 GVA	Bild 105
5 GVA	40 GVA	Bild 106
1 GVA	40 GVA	Bild 107
0,5 GVA	40 GVA	Bild 108

B.1 Symmetrische Konfigurationen

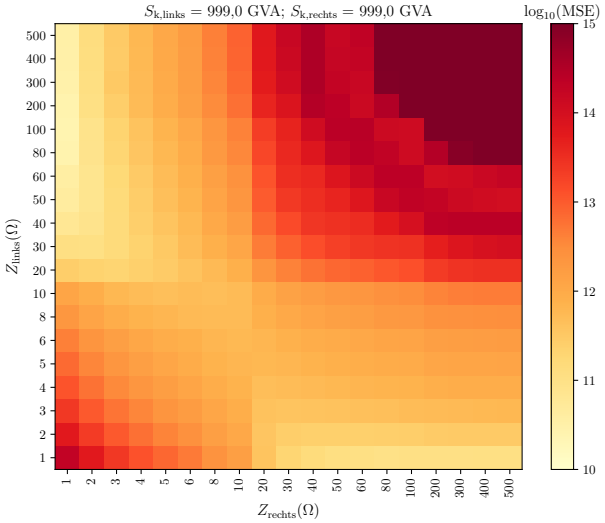

Bild 92: MSE der Koppelimpedanz bei der Kopplung von zwei starren Netzen

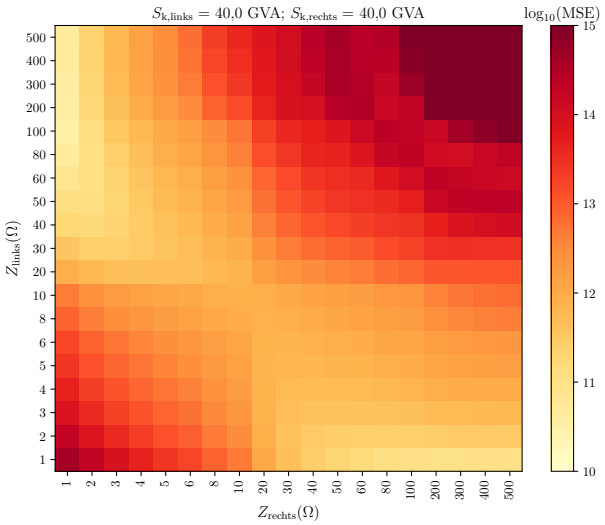

Bild 93: MSE der Koppelimpedanz bei der Kopplung von zwei Netzen mit einer Kurzschlussleistung von 40 GVA

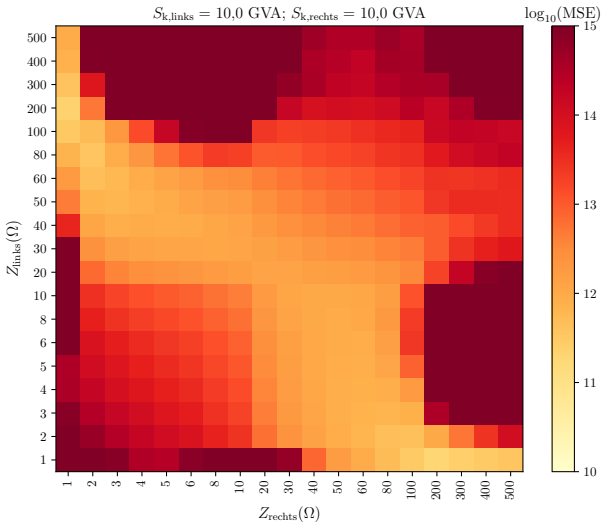

Bild 94: MSE der Koppelimpedanz bei der Kopplung von zwei Netzen mit einer Kurzschlussleistung von 10 GVA

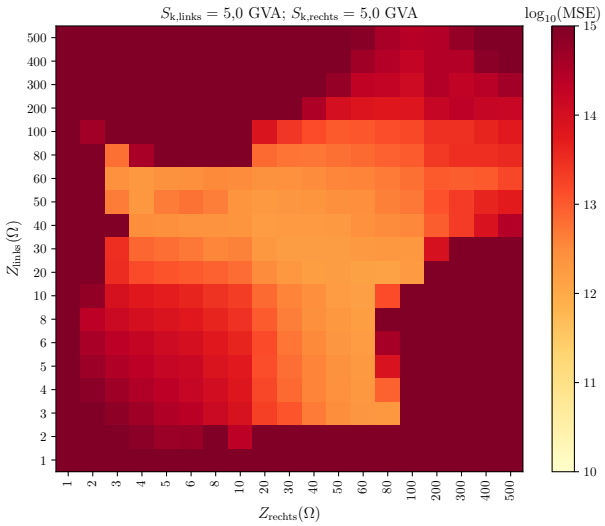

Bild 95: MSE der Koppelimpedanz bei der Kopplung von zwei Netzen mit einer Kurzschlussleistung von 5 GVA

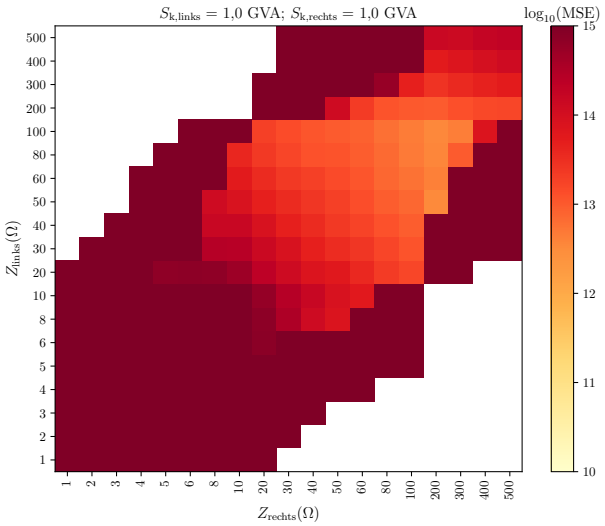

Bild 96: MSE der Koppelimpedanz bei der Kopplung von zwei Netzen mit einer Kurzschlussleistung von 1 GVA

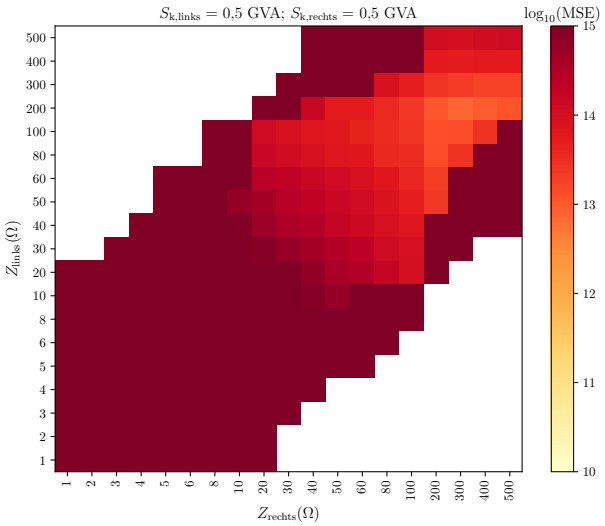

Bild 97: MSE der Koppelimpedanz bei der Kopplung von zwei Netzen mit einer Kurzschlussleistung von 0,5 GVA

B.2 Lastkonfigurationen

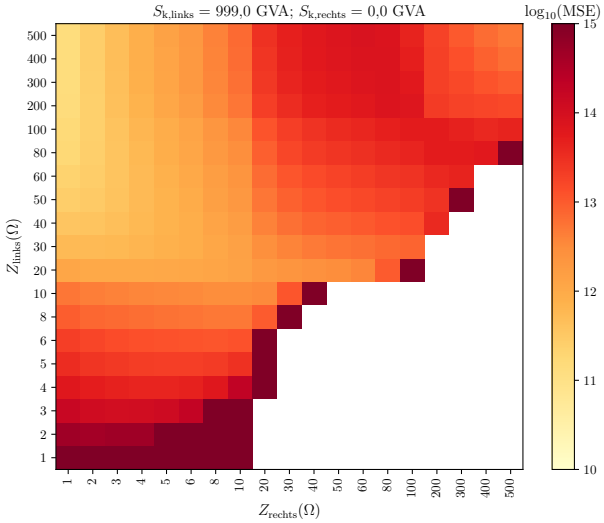

Bild 98: MSE der Koppelimpedanz bei der Kopplung einer Last mit einem starren Netz

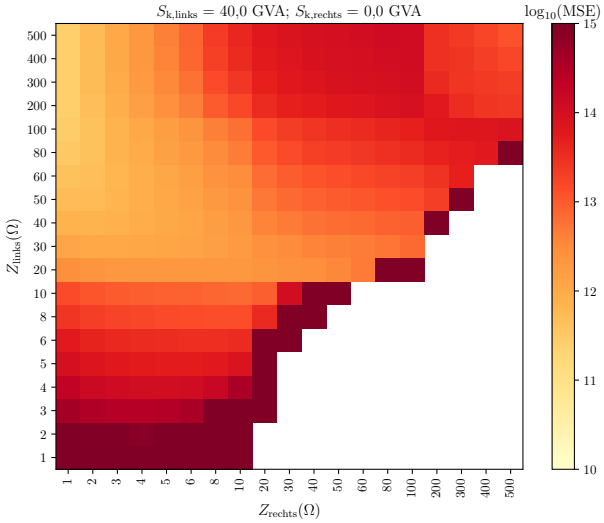

Bild 99: MSE der Koppelimpedanz bei der Kopplung einer Last mit einem Netz mit einer Kurzschlussleistung von 40 GVA

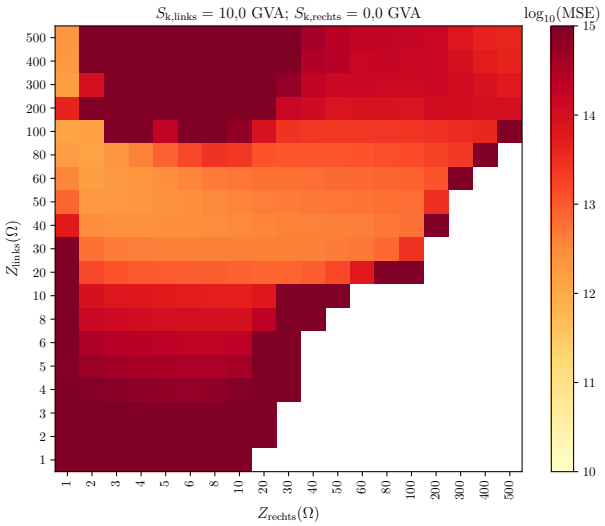

Bild 100: MSE der Koppelimpedanz bei der Kopplung einer Last mit einem Netz mit einer Kurzschlussleistung von 10 GVA

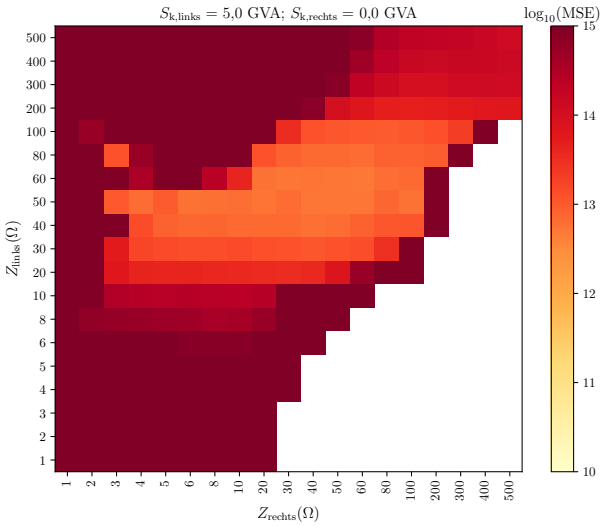

Bild 101: MSE der Koppelimpedanz bei der Kopplung einer Last mit einem Netz mit einer Kurzschlussleistung von 5 GVA

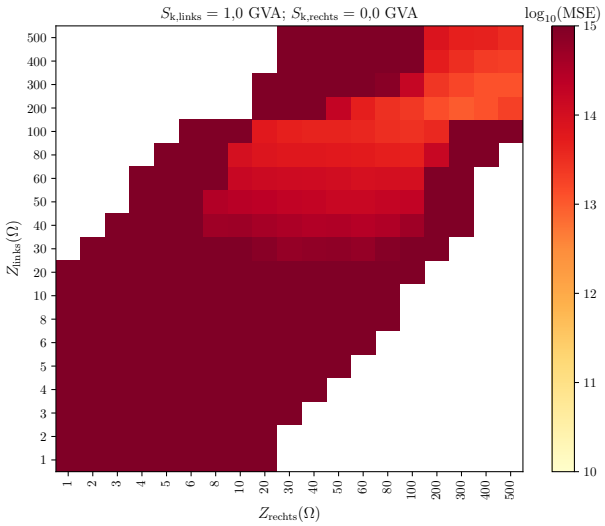

Bild 102: MSE der Koppelimpedanz bei der Kopplung einer Last mit einem Netz mit einer Kurzschlussleistung von 1 GVA

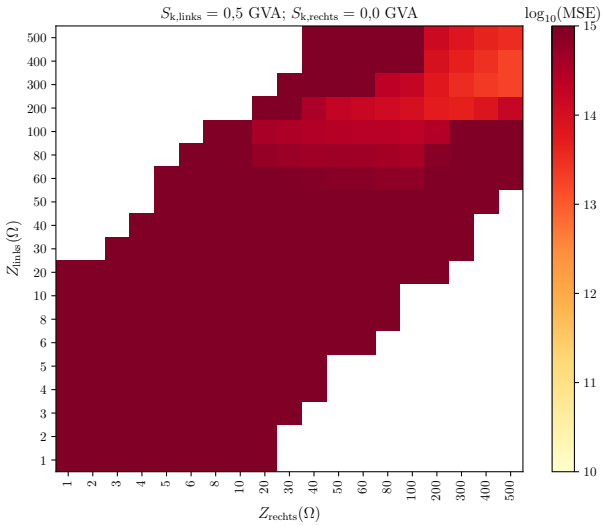

Bild 103: MSE der Koppelimpedanz bei der Kopplung einer Last mit einem Netz mit einer Kurzschlussleistung von 0,5 GVA

B.3 Asymmetrische Konfigurationen

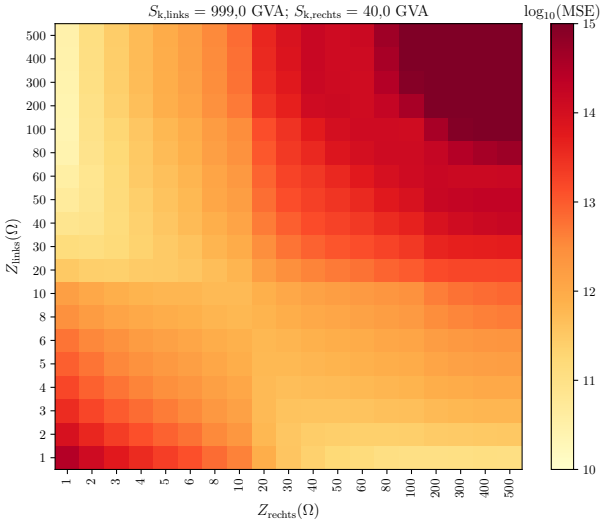

Bild 104: MSE der Koppelimpedanz bei der Kopplung eines starken und eines schwächeren Netzes

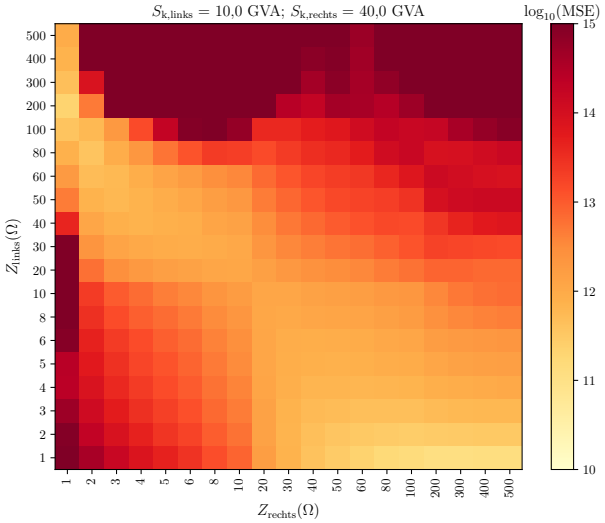

Bild 105: MSE der Koppelimpedanz bei der Kopplung eines starken und eines schwächeren Netzes

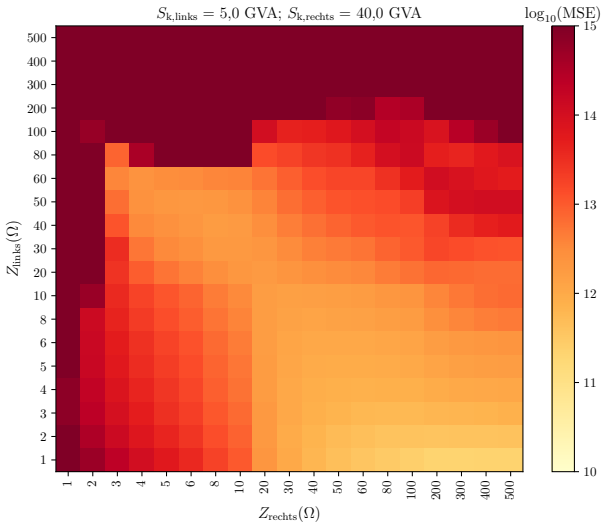

Bild 106: MSE der Koppelimpedanz bei der Kopplung eines starken und eines schwächeren Netzes

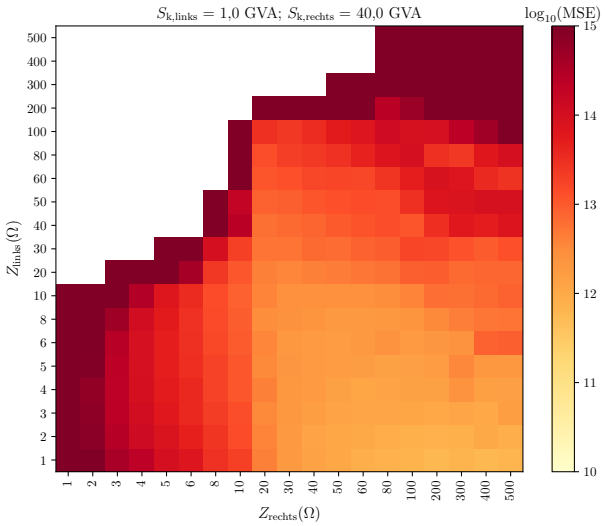

Bild 107: MSE der Koppelimpedanz bei der Kopplung eines starken und eines schwächeren Netzes

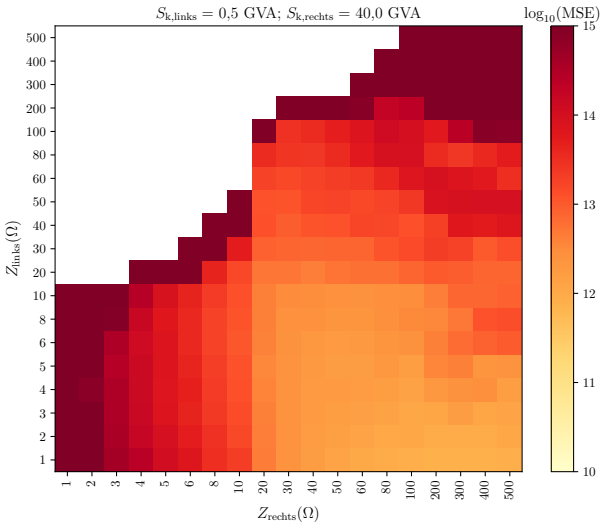

Bild 108: MSE der Koppelimpedanz bei der Kopplung eines starken und eines schwächeren Netzes

C Leitungsdaten des EMT-Modells

Tabelle 7: Leitungsparameter des angepassten EMT-Modells

Knoten	l km	R_1' $\frac{m\Omega}{km}$	X_1' $\frac{\Omega}{km}$	C_1' $\frac{nF}{km}$	R_0' $\frac{m\Omega}{km}$	X_0' $\frac{\Omega}{km}$	C_0' $\frac{nF}{km}$
1011-1013	50,1	16,9	0,13	27,8	100	0,508	13,8
1012-1014	54,5	21,7	0,139	26,3	117	0,42	14,1
1013-1014	35	16,9	0,13	27,8	100	0,508	13,8
1021-1022	117	21,7	0,139	26,3	117	0,42	14,1
1041-1043	39,3	21,5	0,132	27,3	105	0,51	13,7
1041-1045	75	16,9	0,13	27,8	100	0,508	13,8
1042-1044	190	16,9	0,13	27,8	100	0,508	13,8
1042-1045	196	43	0,265	13,6	209	1,02	6,44
1043-1044	50,1	16,9	0,13	27,8	100	0,508	13,8
2031-2032	158	18,4	0,139	26	92,9	0,476	13,9
4011-4012	53,5	29,9	0,239	15,2	183	0,939	6,83
4011-4021	311	30,9	0,308	11,9	208	0,816	6,67
4011-4022	207	30,9	0,308	11,9	208	0,816	6,67
4011-4071	230	34,7	0,312	11,7	212	0,821	6,63
4012-4022	184	34,7	0,312	11,7	212	0,821	6,63
4012-4071	259	30,9	0,308	11,9	208	0,816	6,67
4021-4032	207	30,9	0,308	11,9	208	0,816	6,67
4021-4042	518	30,9	0,184	11,9	208	0,816	6,67
4022-4031	207	15,5	0,154	23,7	104	0,408	13,3
4031-4032	51,8	30,9	0,308	11,9	208	0,816	6,67
4031-4041	419	11,5	0,0758	23,9	86	0,489	13,3
4032-4042	372	43	0,172	12,1	196	1	6,13
4032-4044	419	22,9	0,19	11,9	172	0,978	6,33

Knoten	l km	R_1' $\frac{m\Omega}{km}$	X_1' $\frac{\Omega}{km}$	C_1' $\frac{nF}{km}$	R_0' $\frac{m\Omega}{km}$	X_0' $\frac{\Omega}{km}$	C_0' $\frac{nF}{km}$
4041-4044	155	30,9	0,308	11,9	208	0,816	6,67
4041-4061	303	31,7	0,238	15,2	185	0,939	6,84
4042-4043	101	31,7	0,238	15,2	185	0,939	6,84
4042-4044	104	30,9	0,308	11,9	208	0,816	6,67
4043-4044	51,8	30,9	0,308	11,9	208	0,816	6,67
4043-4046	51,8	30,9	0,308	11,9	208	0,816	6,67
4043-4047	104	30,9	0,308	11,9	208	0,816	6,67
4044-4045	104	15,5	0,154	23,8	104	0,408	14,4
4045-4051	207	15,5	0,154	23,8	104	0,408	14,4
4045-4062	409	43	0,3	12,1	196	1	6,13
4046-4047	79,9	20	0,305	12	197	0,813	6,73
4061-4062	104	30,9	0,308	11,9	208	0,816	6,67
4062-4063	155	15,5	0,154	23,8	104	0,408	14,4
4071-4072	155	15,5	0,154	23,8	104	0,408	14,4

D Koppelstellenparameter

Die Konfiguration der Koppelstellen im Modell erlaubt eine Initialisierung mittels Lastflussanalyse. Diese wurde mit dem in PSS®NETOMAC eigenen Gauß-Seidel Lösungsverfahren mit dem monolithischen Simulationsmodell des Nordic Test Systems durchgeführt. In den Fällen, wo Kopplungen über Knoten hinweg erfolgen müssen, werden die Knoten geteilt mit einem idealen ($R = 0$) Längselement wieder verbunden.

Die daraus resultierenden komplexen Spannungen und Ströme können dann direkt in den Koppelmodellen als Anfangswerte für die dynamische Rechnung herangezogen werden. Die Anfangswerte von zwei Äquivalenzmodellen sind, bis auf das Vorzeichen der Ströme, identisch.

Für die RMS-Koppelmodelle ergeben sich die in Tabellen 8, 9 und 10 angegebenen Werte. Die Indizes beginnend mit IF verweisen dabei auf eine Koppelstelle

innerhalb der RMS-Domäne. Kopplungen, die mit EF bezeichnet sind, deuten auf eine Verbindung RMS-EMT hin. Winkelangaben sind absolut, im Vergleich zum Referenzzeiger des Netzmodells.

Tabelle 8: Lastflussparameter der Koppelstellen im Hybridmodell RMS 10 ms

Interface	Knoten	$\lvert\underline{U}\rvert$ (pu)	$\angle\underline{U}$ (°)	$\lvert\underline{I}\rvert$ (kA)	$\angle\underline{I}$ (°)
IF 1	4011	1,022	−7,576	0,230	125,842
IF 2	4012	1,023	−5,562	0,18	95,85
IF 3	4041	1,05	−54,400	0,229	−33,239
IF 4	4045	1,053	−69	0,466	103,223

Tabelle 9: Lastflussparameter der Koppelstellen im Hybridmodell RMS 1 ms

Interface	Knoten	$\lvert\underline{U}\rvert$ (pu)	$\angle\underline{U}$ (°)	$\lvert\underline{I}\rvert$ (kA)	$\angle\underline{I}$ (°)
IF 1	4011	1,022	−7,576	0,23	−54,158
IF 2	4012	1,023	−5,562	0,18	−84,150
IF 3	4041	1,05	−54,4	0,229	146,761
IF 4	4045	1,053	−69,0	0,466	−76,777
EF 1	4021	1,048	−36,158	0,938	155,789
EF 2	4032	1,048	−44,627	1,868	−34,079
EF 3	4044	1,039	−64,345	2,067	−58,939

Tabelle 10: Lastflussparameter der Koppelstellen im Hybridmodell EMT 50 µs

Interface	Knoten	$\lvert\underline{U}\rvert$ (pu)	$\angle\underline{U}$ (°)	$\lvert\underline{I}\rvert$ (kA)	$\angle\underline{I}$ (°)
EF 1	4021	1,048	−36,158	0,938	−36,16
EF 2	4032	1,048	−44,627	1,868	145,921
EF 3	4044	1,039	−64,345	2,067	121,061

Für alle Koppelstellen wurde die Koppelimpedanz mit 25 Ω angenommen und nicht variiert. Das EMT-Modell besitzt keine Regelungsalgorithmen für die

Stufensteller und behält daher stationäre Werte während der Simulationszeit bei.

E Glossar verwendeter Betriebssystembegriffe

Dieser Abschnitt dient der Übersicht einiger in der Elektrotechnik selten verwendeter Begriffe, die jedoch essenziell für das Verständnis dieser Arbeit sind.

Begriff	**Beschreibung**
Spinlock	Sperre für die Nutzung gemeinsam genutzter Ressourcen, hier als Abfrage im Rahmen einer sich ständig wiederholende Schleife
Shared Memory	Von verschiedenen Prozessen gemeinsam nutzbarer Speicherbereich
Instanz	Verwendung hier identisch zu Prozess
Event	Ereignis im Programmablauf
Thread	Teil eines Programmprozesses
Prozess	Ein Computerprogramm während seiner Ablaufzeit
Mutex	engl. Mutual Exclusive (sich gegenseitig ausschließend); Sperre für die Nutzung gemeinsam genutzter Ressourcen
Userspace	Adressraum im Speicher eines Rechensystems, der dem Programm frei zur Verfügung steht
Kernelspace	Adressraum im Speicher eines Rechensystems, der durch das Betriebssystem verwaltet wird und dem Programm nur mit begrenzten Rechten zur Verfügung steht

Formelzeichen- und Abkürzungsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Beschreibung
1PPS	Ein-Puls-pro-Sekunde System
API	Application Programming Interface
BB	Bergeron-Berechnungsmatrix
C	Programmiersprache
C++	Programmiersprache
DFT	Diskrete Fouriertransformation
DLL	Dynamic Link Library
DNS	Domain Name System
EMT	Electromagnetic Transients (Elektromagnetische Transienten)
EMTDC	Electromagnetic Transients Program including DC (Simulationsprogramm für Transiente Analysen im Energienetz)
EMTP	Electro-Magnetic Transients Program (Simulationsprogramm für Transiente Analysen im Energienetz)
FAU	Friedrich-Alexander-Universät Erlangen-Nürnberg
FFT	Fast Fourier Transformation (Algorithmus zur Fourierreihenberechnung)
FORTRAN	FORmula TRANslation (Programmiersprache optimiert für numerische Berechnungen)
FPGA	Field Programmable Gate Array
FTP	File Transfer Protocol
GPS	Global Positioning System (Satellitennetzwerk zur Bestimmung von Zeit- und Ort eines Objekts)
HTTP	Hyper Text Transfer Protocol

Abkürzung	Beschreibung
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers, Berufsverband der Elektro- und Elektronikingenieure
IRIG-B	Inter Range Instrumentation Group Timecode mit 100 Pulsen pro Sekunde
ITM	Ideal Transformer Model; Idealer Übertrager
MPMA	Multiple Pass Moving Average (Mittelwertfilter mit mehreren Passierstufen)
MSE	Mean square error (mittleres Fehlerquadrat)
NETOMAC	NEtwork TOrsion MAchine Controller (Simulationsprogramm für Transiente Analysen im Energienetz)
OSI	Open Systems Interconnection model
PPS	Positive Phase System (Mitsystem)
PSCAD	Power Systems Computer Aided Design (Simulationsprogramm für Transiente Analysen im Energienetz)
RMS	Root Mean Square (Quadratischer Mittelwert)
SHM	Shared Memory (geteilter Speicherbereich)
TN	Teilnetz
TRV	Transient recovery voltage (transiente wiederkehrende Spannung nach Fehlerklärung)
UDP	User Datagram Protocol

Formelzeichenverzeichnis

Symbol	Einheit	Beschreibung
$\underline{a}$		Komplexer Drehoperator
c	$\frac{\mathrm{m}}{\mathrm{s}}$	Ausbreitungsgeschwindigkeit, Ausnutzungsfaktor
C'	$\frac{\mathrm{F}}{\mathrm{m}}$	Kapazität, Belag pro Längeneinheit

Symbol	**Einheit**	**Beschreibung**
c		Fourier-Reihe
d	m	Längeneinheit bezogen auf die Laufzeit
Δ		Unterschied, Schrittweite
$\underline{e}$	V	Quellenspannung eines Äquivalentes
f		Funktionswert, Ergebniswert
f	Hz	Frequenz
F		Fourier-Transformierte von f
$\bar{f}$		Mittelwert eines Funktionswertes
$\underline{h}$	A	Quellenstrom eines Äquivalentes
H		Übertragungsfunktion
I	A	Strom
$\underline{I}$	A	Strom, komplex
i	A	Strom, zeitabhängig
$\underline{K}$		Schrittkoeffizient
l	m	Längeneinheit
L	H	Induktiviät
λ		Eigenwert
L'	$\frac{\mathrm{H}}{\mathrm{m}}$	Induktivität, Belag pro Längeneinheit
N		Fenstergröße, Abtastverhältnis
ω	$\frac{1}{\mathrm{s}}$	Kreisfrequenz
p		Charakterisierung der Wirkleistung eines Knotens
P	W	Wirkleistung
φ	°	Winkel
q		Charakterisierung der Blindleistung eines Knotens
Q	var	Blindleistung
R	Ω	Ohmscher Widerstand
s		Laplace-Operator
S	VA	Scheinleistung, Kurzschlussleistung

Symbol	Einheit	Beschreibung
t	s	Zeiteinheit
τ	s	Laufzeit einer Welle
ϑ	°	Korrekturwinkel
U	V	Spannung
$\underline{U}$	V	Spannung, komplex
u	V	Spannung, zeitabhängig
x	./m	Eingangsgröße, Ort
X	Ω	Induktiver/kapazitiver Widerstand
X'	$\frac{\Omega}{\mathrm{m}}$	Induktiver/kapazitiver Widerstand, Belag pro Längeneinheit
Y	$\frac{1}{\Omega}$	Admittanz
$\underline{Y}$	$\frac{1}{\Omega}$	Admittanz, komplex
$\underline{\mathbf{Y}}$	$\frac{1}{\Omega}$	Admittanz, Matrix
$\underline{Z}$	Ω	Impedanz

Verzeichnis der Indizes

Index	Beschreibung
(0)	Nullsystemgröße
0	Anfangswert, Ausgangsgröße
0	Summengröße aus Clarke- oder Park-Transformation
(1)	Mitsystemgröße
(2)	Gegensystemgröße
C	Kapazität, kapazitiv
EMT	Größe aus Momentanwertrechnung
L	Induktivität, induktiv
N	Nenngröße, Nominalwert
N	Nortongröße
Ny	Nyquist-Größe

Index	**Beschreibung**
R	Phasenbezeichnung, erste Phase des dreiphasigen Wechselstromsystems
RMS	Größe aus Mitsystemzeigerrechnung, Effektivwert
S	Phasenbezeichnung, erste Phase des dreiphasigen Wechselstromsystems
T	Phasenbezeichnung, erste Phase des dreiphasigen Wechselstromsystems
TH, th	Theveningröße
TRV	Transient wiederkehrende Spannung
W	Wellenimpedanz
α	Realteil im Alpha-Beta-Koordinatensystem
α, avg	Mittelwert des Realteils des offsetfrequent rotierten Koordinatensystems
α, rot	Realteil des offsetfrequent rotierten Koordinatensystems
β	Imaginärteil im Alpha-Beta-Koordinatensystem
β, avg	Mittelwert des Imaginärteils des offsetfrequent rotierten Koordinatensystems
β, rot	Imaginärteil des offsetfrequent rotierten Koordinatensystems
c	Korrektur
d	Realteil im dq-Koordinatensystem
dq	Komplexe Größe im Park-Koordinatensystem
h	Schrittkoeffizient der Differenzenleitwertmethode, History Term im Dommelalgorithmus
i	Schrittkoeffizient der Differenzenleitwertmethode
init	Initialisierung
k	Größe der Seite k, Kurzschlussgröße
k	Laufvariable, Zählung (ganzzahlig)
lin	Linear Interpoliertes Signal
m	Größe der Seite m

Index	**Beschreibung**
n	Laufvariable, Zählung (ganzzahlig)
other	Größe mit Bezug auf das fremde System
q	Imaginärteil im dq-Koordinatensystem
r	Resonanz
ref	Referenz, Sollwert
self	Größe mit Bezug auf das eigene System

Literaturverzeichnis

[1] Balu, N. J., Lauby, M. G., Kundur, P. S., Hrsg.: *Power system stability and control*. The EPRI power system engineering series. Chennai u. a.: Mc Graw Hill Education (India) Private Limited, 1994.

[2] Hatziargyriou, N. u. a.: Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 36.4 (2021), 3271–3281.

[3] Dommel, H.: Digital Computer Solution of Electromagnetic Transients in Single-and Multiphase Networks. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* PAS-88.4 (1969), 388–399.

[4] Dommel, H. W.: *EMTP Theory Book*. 2. Auflage. 1985.

[5] Watson, N. R.; Arrillaga, J.: *Power systems electromagnetic transients simulation*. Second edition. IET energy engineering. Stevenage: Institution of Engineering and Technology, 2019.

[6] Kulicke, B.: Numerische Berechnung der Momentanwerte Elektromagnetischer Ausgleichsvorgänge von Drehfeldmaschinen im Verbundbetrieb. Dissertation. Darmstadt: Technische Hochschule Darmstadt, 1975.

[7] Kulicke, B.: NETOMAC - Theorie-Buch: Skript zur Vorlesung Digitale Simulation elektromagnetischer und –mechanischer Ausgleichsvorgänge. Berlin, 2003.

[8] Falcao, D. M.; Kaszkurewicz, E.; Almeida, H.: Application of parallel processing techniques to the simulation of power system electromagnetic transients. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 8.1 (1993), 90–96.

[9] Semlyen, A.; Leon, F. de: Computation of electromagnetic transients using dual or multiple time steps. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 8.3 (1993), 1274–1281.

[10] Barros, H.; Castro, A.; Fontoura-Filho, R.; Santos, M.; Soares, C.: *Efficient Application of Parallel Processing with Standard Tools for Electromagnetic Transients Simulation*. In: *2013 IPST International Conference on Power Systems Transients*. 2013.

[11] Singh, R.; Gole, A. M.; Graham, P.: *Using Local Grid and Multi-core Computing in Electromagnetic Transients Simulation*. In: *2013 IPST International Conference on Power Systems Transients*. 2013.

[12] Jalili-Marandi, V.; Ayres, F.; Dufour, C.; B'elanger, J.: *Real-time Electromagnetic and Transient Stability Simulations for Active Distribution Networks*. In: *Proceedings of the International Conference for Power System Transients (IPST)*. Bd. 11. 2013.

[13] Montplaisir-Gonçalves, S.; Mahseredjian, J.; Saad, O.; Legrand, X.; El-Akoum, A.: *A Semaphore-based Parallelization of Networks for Electromagnetic Transients*. In: *2015 IPST International Conference on Power Systems Transients*. 2015.

[14] Abusalah, A.; Saad, O.; Mahseredjian, J.; Karaagac, U.; Gerin-Lajoie, L.; Kocar, I.: CPU based parallel computation of electromagnetic transients for large power grids. In: *Electric Power Systems Research* 162 (2018), 57–63.

[15] Shu, D.; Xie, X.; Jiang, Q.; Guo, G.; Wang, K.: A Multirate EMT Co-Simulation of Large AC and MMC-Based MTDC Systems. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 33.2 (2018), 1252–1263.

[16] Fabián Espinoza, R.; Justino, G.; Otto, R. B.; Ramos, R.: Real-time RMS-EMT co-simulation and its application in HIL testing of protective relays. In: *Electric Power Systems Research* 197 (2021), 107326.

[17] Barbierato, L. u. a.: Stability and Accuracy Analysis of a Distributed Digital Real-Time Co-simulation Infrastructure. In: *IEEE Transactions on Industry Applications* (2022), 1.

[18] Amarasinghe, C.; Kroeker, N.; Woodford, D.; Irwin, G. D.: *Parallel processing and hybrid simulation for HVDC/VSC PSCAD studies*. In: *10th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2012)*. Institution of Engineering and Technology, 2012, 61.

[19] Jayasekara, B.; Jayasinghe, R.; Muthumuni, D.; Pielahn, M.; Silva, J. de; Singh, R.: *Parallel EMT simulation of electrical networks on multiple processors*. In: *2018 IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI)*. [S.l.]: IEEE, 2018, 1–5.

[20] Zhou, Z.; Dinavahi, V.: *Parallel massive-thread electromagnetic transient simulation on GPU*. In: *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*. IEEE, 2015, 1.

[21] Uriarte, F. M.: *Multicore simulation of power system transients*. Bd. 67. IET power and energy series. London United Kingdom: The Institution of Engineering and Technology, 2013.

[22] Plumier, F.: Co-simulation of Electromagnetic Transients and Phasor Models of Electric Power Systems. Dissertation. Liège, Belgium, 2015.

[23] Bélanger, J.; Venne, P.; Paquin, J.-N.: *The What, Where and Why of Real-Time Simulation*. In: *Planet RT*. 2010, 37–49.

[24] Stevic, M.; Vogel, S.; Monti, A.; D'Arco, S.: *Feasibility of geographically distributed real-time simulation of HVDC system interconnected with AC networks*. In: *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*. IEEE, 2015, 1–5.

[25] Monti, A. u. a.: A Global Real-Time Superlab: Enabling High Penetration of Power Electronics in the Electric Grid. In: *IEEE Power Electronics Magazine* 5.3 (2018), 35–44.

[26] Oswald, B. R.: *Berechnung von Drehstromnetzen*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2017.

[27] Schäfer, K. F.: *Netzberechnung*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2020.

[28] Machowski, J.; Bialek, J. W.; Bumby, J. R.: *Power System Dynamics // Power system dynamics: Stability and control*. 2. ed. Chichester: Wiley, 2008.

[29] van der Sluis, L.: *Transients in power systems*. Chichester: Wiley, 2001.

[30] Press, W. H.: *Numerical recipes in C: The art of scientific computing*. 2. ed., reprinted with corr. to software version 2.10. Cambridge: Univ. Press, 2002.

[31] Semerow, A.: Ein Beitrag zur Beschreibung elektromechanischer Ausgleichsvorgänge in elektrischen Energiesystemen und Ursachenidentifikation mittels Weitbereichsmessungen. Dissertation. 2018.

[32] IEC TC 99: Insulation co-ordination - Part 4: Computational guide to insulation co-ordination and modelling of electrical networks. 2004.

[33] Henschel, S.: Alaysis of Electromagnetic Transients and Electromechanical Power System Transients with Dynamic Phasors. Dissertation. Vancouver: University of British Columbia, 1999.

[34] Pundt, H.: *Berechnung von Ausgleichsvorgängen in Elektroenergiesystemen: Mit 18 Tabellen*. 1. Aufl. Leipzig und Weinheim: Dt. Verl. für Grundstoffindustrie und Wiley-VCH, 2001.

[35] Bergeron, L.: *Du coup de bélier en hydraulique au coup de foudre en électricité: méthode graphique générale*. Dunod, 1949.

[36] Schwarz, H. R.; Köckler, N.: *Numerische Mathematik*. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag, 2011.

[37] Linnert, U.: Neue Differenzenleitwertverfahren zur Simulation dynamischer Ausgleichsvorgänge mit großen Schrittweiten. In: *Archiv für Elektrotechnik* 76.1 (1992), 101–110.

[38] Albach, M.: *Grundlagen der Elektrotechnik 1 Erfahrungssätze, Bauelemente, Gleichstromschaltungen*. Pearson Deutschland, 2011, 352.

[39] Crastan, V.: *Elektrische Energieversorgung 1*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2015.

[40] Herold, G.: *Drehstromsysteme, Leistungen,Wirtschaftlichkeit*. 3. Auflage. Bd. 1. Elektrische Energieversorgung. Schlembach, 2011.

[41] Mahr, F.; Henninger, S.; Biller, M.; Jäger, J.: *Elektrische Energiesysteme: Wissensvernetzung von Stromrichter, Netzbetrieb und Netzschutz*. 1st ed. 2021. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden und Imprint: Springer Vieweg, 2021.

[42] Oeding, D.; Oswald, B. R.: *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2016.

[43] van Hertem, D.; Gomis-Bellmunt, O.; Liang, J.: *HVDC Grids*. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc, 2016.

[44] IEEE PES: PES-TR77: Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies. In: *Power System Dynamic Performance Committee* (2020).

[45] CIGRE: Electromagnetic transient simulation models for large-scale system impact studies in power systems having a high penetration of inverter-connected generation. 2022.

[46] Ernst, H.; Schmidt, J.; Beneken, G.: *Grundkurs Informatik: Grundlagen und Konzepte für die erfolgreiche IT-Praxis - eine umfassende, praxisorientierte Einführung*. 7., erweiterte und aktualisierte Auflage. Springer eBook Collection. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2020.

[47] Yosifovich, P.; Ionescu, A.; Russinovich, M. E.; Solomon, D. A.: *Windows Internals: Band 1: Systemarchitektur, Prozesse, Threads, Speicherverwaltung, Sicherheit und mehr*. Developer Reference. Heidelberg: dpunkt.verlag, 2018.

[48] Mandl, P.: *Grundkurs Betriebssysteme: Architekturen, Betriebsmittelverwaltung, Synchronisation, Prozesskommunikation, Virtualisierung*. 5., aktualisierte Auflage. Lehrbuch. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2020.

[49] White, S.; Djeffal, S.; Sharkey, K.; Batchelor, D.; Coulter, D.; Satran, M.: Verwenden von Ereignisobjekten (Synchronisierung). 2022.

[50] Preshing, J.: Roll Your Own Lightweight Mutex. 2012. URL: https://preshing.com/20120226/roll-your-own-lightweight-mutex/ (besucht am 02. 02. 2023).

[51] Schillings, B.: Be Engineering Insights: Benaphores. 1995. URL: https://www.haiku-os.org/legacy-docs/benewsletter/Issue1-26.html (besucht am 02. 02. 2023).

[52] Kopetz, H.; Steiner, W.: *Real-time systems: Design principles for distributed embedded applications*. 3rd ed. Cham: Springer, 2022.

[53] International Electrotechnical Commission: ISO/IEC 7498-1:1994: Data networks, open system communications and security. Norm. Genf, Schweiz, 1994.

[54] Tanenbaum, A. S.: *Computernetzwerke*. 5., aktualisierte Auflage. München: Pearson Higher Education, 2012.

[55] Plumier, F. J.; Geuzaine, C.; van Cutsem, T.: *On the convergence of relaxation schemes to couple phasor-mode and electromagnetic transients simulations*. In: *2014 IEEE Power & Energy Society general meeting*. Piscataway, NJ: IEEE, 2014, 1–5.

[56] Ren, W.; Steurer, M.; Baldwin, T. L.: Improve the Stability and the Accuracy of Power Hardware-in-the-Loop Simulation by Selecting Appropriate Interface Algorithms. In: *IEEE Transactions on Industry Applications* 44.4 (2008), 1286–1294.

[57] Butz, T.: *Fouriertransformation für Fußgänger*. 7., aktualisierte Aufl. Studium. Wiesbaden: Vieweg + Teubner, 2011.

[58] Plonka, G.; Potts, D.; Steidl, G.; Tasche, M.: *Numerical Fourier Analysis*. 1st ed. 2018. Applied and Numerical Harmonic Analysis. Cham: Springer International Publishing und Imprint: Birkhäuser, 2018.

[59] Brigham, E. O.; Morrow, R. E.: The fast Fourier transform. In: *IEEE Spectrum* 4.12 (1967), 63–70.

[60] Clarke, E.: *Circuit Analysis of A-C power systems*. 6. print. General electric series. New York: Wiley, 1958.

[61] Park, R. H.: Two-reaction theory of synchronous machines generalized method of analysis-part I. In: *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers* 48.3 (1929), 716–727.

[62] Oppenheim, A. V.; Schafer, R. W.: *Zeitdiskrete Signalverarbeitung*. Berlin, Boston: DE GRUYTER, 1998.

[63] Schüßler, H. W.: *Analyse diskreter Signale und Systeme*. 5., neu bearb. und erg. Aufl. Bd. 1. Digitale Signalverarbeitung / Hans W. Schüßler. Berlin: Springer, 2008.

[64] Shannon, C. E.: Communication In The Presence Of Noise. In: *Proceedings of the IEEE* 86.2 (1998), 447–457.

[65] Smith, S. W.: *The scientist and engineer's guide to digital signal processing*. 1. ed. San Diego, Calif.: California Technical Publ, 1997.

[66] Sun, J.: *Passive Methods to Damp AC Power System Resonance Involving Power Electronics*. In: *2018 IEEE 19th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL)*. IEEE, 2018, 1–8.

[67] IEEE Power System Dynamic Performance Committee: Test Systems for Voltage Stability Analysis and Security Assessment. Hrsg. von IEEE PES Task Force on Test Systems for Voltage Stability Analysis and Security Assessment. 2015.

[68] van Cutsem, T. u. a.: Test Systems for Voltage Stability Studies. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 35.5 (2020), 4078–4087.

[69] CIGRE: Guidelines for Representation of Network elements when calculating transients. 1990.

[70] Schramm, H.-H.: *Schalten im Hochspannungsnetz*. Berlin und Offenbach: VDE-Verl., 2015.

[71] *IEEE standard for AC high-voltage circuit breakers rated on a symmetrical current basis–preferred ratings and related required capabilities for voltages above 1000 V*. New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2009.

[72] ITC 17/SC 17A [Switching devices]: IEC 62271-100:2021 High-voltage switchgear and controlgear - Part 100: Alternating-current circuit-breakers. 2021.

Verzeichnis promotionsbezogener, eigener Publikationen

[P1] Scheibe, C.; Kuri, A.; Graf, L.; Venugopal, R.; Mehlmann, G.: Real Time Co-Simulation of Electromechanical and Electromagnetic Power System Models. In: *2022 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*. IEEE, 2022, 1–6.

[P2] Scheibe, C. u. a.: Interfacing real-time and offline power system simulation tools using UDP or FPGA systems. In: *Electric Power Systems Research* 212 (2022), 108490.

[P3] Schweinshaut, B.; Scheibe, C.; Mehlmann, G.; Luther, M.: Transformation, Comparison and Co-Simulation of a RMS-EMT Multi-Domain Test Network. In: *NEIS 2022; Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems 2022*. 2022.

[P4] Raab, A.; Scheibe, C.; Wellhoefer, A.; Nguyen, T.; Frauenknecht, D.; Mehlmann, G.: *Converter-based Control using Co-Simulation with a Power System Simulation Tool*. In: *NEIS 2021; Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems*. 2021, 1–6.

[P5] Kordowich, G.; Jaworski, M.; Lorz, T.; Scheibe, C.; Jäger, J.: A hybrid Protection Scheme based on Deep Reinforcement Learning. In: *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*. 2022.

[P6] Scheibe, C.; Leugner, J.; Mehlmann, G.; Luther, M.: A Multi-Instance, Multi-Timestep Co-Simulation Approach for Power System Simulation Tools. In: *2022 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)*. 2022.

[P7] Scheibe, C.; Richter, M.; Raab, A.; Stopfer, B.; Mehlmann, G.: Integration of an EMT HVDC model into a Transient Stability Study using Co-Simulation. In: *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*. 2022.

[P8] Scheibe, C. u. a.: *A Novel Co-Simulation Concept using Interprocess Communication in Shared Memory*. In: *2019 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*. IEEE, 2019, 1–5.

[P9] Wagner, T.; Richter, J.; Scheibe, C.; Resch, S.; Mehlmann, G.; Luther, M.: *Analysis of Different Latencies and Time Delays in a Coupled Power-Hardware-in-the-Loop Laboratory*. In: *2022 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*. IEEE, 2022, 446–451.

[P10] Mehlmann, G. u. a.: The Kopernikus ENSURE Co-Demonstration Platform. In: *IEEE Open Journal of Power Electronics* 4 (2023), 987–1002.

[P11] Feng, Y.; Xiong, X.; Scheibe, C.; Wang, H.; La Seta, P.; Müller, H.: Co-Simulation of real-time and offline power system models: An application example. In: *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*. 2023.

Verzeichnis promotionsbezogener, studentischer Arbeiten*

[S1] Menke, J.; Scheibe, C.; Raab, A.; Luther, M.: Kosimulation im EMT- und RMS-Bereich über Shared Memory am Beispiel eines ausgedehnten Netzes in PSS®NETOMAC. Masterarbeit. Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), 2019, 98 Seiten.

[S2] Stopfer, B.; Richter, M.; Scheibe, C.; Raab, A.; Luther, M.: Untersuchung der Netzverstärkung ausgedehnter Netze mit HGÜ-Systemen unter Einbeziehung von Co-Simulation. Masterarbeit. Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), 2020, 116 Seiten.

[S3] Leugner, J.; Scheibe, C.; Luther, M.: Untersuchung von Schaltüberspannungen in einem ausgedehnten Netz unter Einbeziehung von Co-Simulation. Masterarbeit. Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), 2021, 91 Seiten.

[S4] Schweinshaut, B.; Scheibe, C.; Luther, M.: Co-Simulation von ausgedehnten Netzen im RMS- und EMT-Bereich. Masterarbeit. Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), 2021, 126 Seiten.

[S5] Li, Z.; Scheibe, C.; Luther, M.: Co-Simulation im EMT- und RMS- Bereich mit PowerFactory. Masterarbeit. Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), 2021, 78 Seiten.

[S6] Hild, M.; Scheibe, C.; Luther, M.: Untersuchung von Schaltüberspannungen unter Einbeziehung von Co-Simulation. Masterarbeit. Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), 2021, 87 Seiten.

[S7] You, J.; Scheibe, C.; Luther, M.: Automatisierte Erstellung eines kompilierten Stromrichtermodells aus Simulink zur Verwendung in einem Netzplanungsprogramm. Masterarbeit. Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), 2021, 83 Seiten.

[S8] Wang, S.; Scheibe, C.; Luther, M.: Entwicklung und Implementation eines Co-Simulationsmoduls für einen Echtzeitsimulator. Masterarbeit. Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), 2021, 94 Seiten.

[S9] Sun, Y.; Scheibe, C.; Luther, M.: Simulative Untersuchungen von Blitzüberspannungen bei verschiedenen Netzkonfigurationen. Masterarbeit. Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), 2022, 95 Seiten.

* Der Autor an zweiter (und ggf. dritter) Stelle bezeichnet den bzw. die Betreuer der studentischen Arbeit und an letztgenannter Stelle den/die Lehrstuhlinhaber/in.

[S10] Müller, L.; Scheibe, C.; Luther, M.: Frequenznachführung einer diskreten Fouriertransformation zur Co-Simulation im Zeitbereich. Bachelorarbeit. Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), 2020, 60 Seiten.

[S11] Messaadi, M. H.; Scheibe, C.; Luther, M.: EMT-Kopplung von Simulationstools am Beispiel PSS®NETOMAC. Bachelorarbeit. Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), 2020, 64 Seiten.

[S12] Zeiler, M.; Scheibe, C.; Luther, M.: Co-Simulation von Stabilitäatsrechnungen in PSS®NETOMAC. Bachelorarbeit. Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), 2020, 75 Seiten.

[S13] Dursun, H.; Scheibe, C.; Luther, M.: EMT-Kopplung von Simulationstools am Beispiel PSCAD. Bachelorarbeit. Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), 2020, 63 Seiten.

[S14] Schönnagel, C.; Porst, J.; Scheibe, C.; Luther, M.: Co-Simulation zwischen MATLAB-Simulink und PowerFactory am Beispiel einer netzspeisenden Umrichterregelung. Bachelorarbeit. Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), 2021, 49 Seiten.

[S15] Tschumak, D.; Scheibe, C.; Luther, M.: Design und Auslegung eines Modularen Multilevel-Umrichters (MMC). Bachelorarbeit. Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), 2021, 46 Seiten.

[S16] Tenishev, R.; Scheibe, C.; Pruckner, M.: Tests for Simulation Tools. Bachelorarbeit. Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), 2021, 59 Seiten.

[S17] Bjelic, B.; Scheibe, C.; Luther, M.: Design und Auslegung von Schutzfunktionen für eine HGÜ auf Basis eines Modularen Multilevel-Umrichters (MMC). Bachelorarbeit. Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), 2021, 91 Seiten.

[S18] Joshevski, F.; Scheibe, C.; Luther, M.: Parallel Computing von Stabilitätssimulationen in PSS®NETOMAC. Bachelorarbeit. Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), 2021, 82 Seiten.

[S19] Birkner, L.; Scheibe, C.; Luther, M.: FPGA-basierte Echtzeitsimulation von HGÜ mit Modularen Multilevel-Umrichtern (MMC). Bachelorarbeit. Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), 2021, 82 Seiten.

Die Arbeit beschreibt die Entwicklung, Implementierung und Validierung universeller Koppelmethoden für verschiedene Simulationsprogramme im Bereich elektrischer Energiesysteme. Ziel ist es, die Co-Simulation als breit anwendbares Werkzeug zu etablieren, das verlässliche Ergebnisse liefert und die alltägliche Nutzung fördert. Besondere Aufmerksamkeit wird auf die Präzision und numerische Stabilität der Methoden gelegt, bei gleichzeitiger universeller Nutzbarkeit in gängigen Energienetzberechnungsprogrammen.

Zunächst wird der aktuelle Stand der Energienetzsimulation aufgezeigt. Statische Methoden wie die Lastflussanalyse werden zur Bestimmung von Anfangswerten genutzt. Die Analyse von RMS- und EMT-Simulationen bildet den Einstieg. Die Stärken und Schwächen dieser Algorithmen werden herausgearbeitet. RMS-Simulationen untersuchen Netze großer geografischer Ausdehnung mit großen Zeitschritten, während EMT-Simulationen Netze in großen Frequenzbereichen mit kleineren Zeitschritten analysieren. Die Kopplung dieser Methoden über die Co-Simulation soll diese Grenzen überwinden.

Ein auf Shared Memory basierender Algorithmus ermöglicht den Datenaustausch zwischen den Programmen mit minimalem Einfluss auf die Rechendauer. Die Integration der Werte erfolgt mittels elektrischer Äquivalente wie idealen Übertragermodellen oder Norton- und Thévenin-Netzäquivalenten. Transformationen sowie Korrektur- und Filtermethoden werden realisiert, implementiert und analysiert. Um die Verwendbarkeit, Präzision und Leistungsfähigkeit der Co-Simulation nachzuweisen, werden stufenweise komplexere Modelle in Szenarien aufgebaut und Simulationen durchgeführt. Die Arbeit zeigt, dass die Co-Simulation eine effektiv anwendbare Lösung für die bessere Ausnutzung limitierter Simulationsressourcen ist. Marktübliche Simulationsprogramme ermöglichen diese Methode durch die Bereitstellung eines standardisierten Interfaces.

ISBN 978-3-96147-804-0

9 783961 478040

FAU UNIVERSITY PRESS 2025