



Martin Meixner, BSc

Einfluss von umrichterbasierten Serienkompensationen auf den Distanzschutz

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

Masterstudium:

Elektrotechnik

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Betreuer

Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner

Institut für Elektrische Anlagen

Graz, März 2024



© fotopro

Einfluss von umrichterbasierten Serienkompensationsanlagen auf den Distanzschutz

Masterarbeit von
Martin Meixner, BSc

Betreuer
Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner

Reviewer
Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner

März 2024

Graz University of Technology
Institute of Electric Power Systems
Inffeldgasse 18/1
8010 Graz
Austria

Institutsleiter

Univ.-Prof. DDipl.-Ing. Dr.techn. Robert Schürhuber

Betreuer

Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner

Reviewer

Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner

Masterarbeit von
Martin Meixner, BSc

März 2024

Statutory Declaration

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources / resources, and that I have explicitly marked all material which has been quoted either literally or by content from the used sources.

Graz, 08.03.2024

Martin Meixner

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am 08.03.2024

Martin Meixner

Danksagung

Hiermit möchte ich mich bei Herrn Prof. Dr. Renner für die Betreuung dieser Arbeit bedanken. Seine fachliche Expertise und die wertvollen Ratschläge trugen maßgeblich zum Erfolg dieser Masterarbeit bei.

Weiters bedanken möchte ich mich bei allen StudienkollegInnen und Freunden die mich durch das Studium begleitet haben. Durch die gegenseitige Unterstützung und Motivation waren auch die schwierigen Phasen erträglich.

Abschließend gilt auch meinen Eltern Petra und Rupert, stellvertretend für die gesamte Familie, ein besonderer Dank. Durch ihre seelische und finanzielle Unterstützung haben sie mir dieses Studium überhaupt erst ermöglicht.

Abstract

The expansion of renewable energies leads to a change in load flows compared to the planning basis at the time the grids were built. In order to be able to continue operating existing grids until they are expanded, there are ways of controlling the load flow and preventing overloading of the lines. An example for these technologies are Static Synchronous Series Compensations, or SSSCs for short, which can change the load flow across a line by feeding in a series voltage. This additional voltage harbours the risk that protection systems, especially distance protection, will behave incorrectly. This interaction between SSSCs and distance protection devices is analysed in this thesis. To begin with, a model of an SSSC is created and verified on the basis of an existing system in DIgSILENT Powerfactory 2023. In the second step, the influence of this model on the protection system of a test grid under different operating and fault conditions is investigated and the results analysed.

Kurzfassung

Durch den Ausbau von erneuerbaren Energien kommt es zu einer Änderung von Lastflüssen gegenüber der Planungsgrundlage zum Zeitpunkt der Errichtung der Netze. Um bestehende Netze bis zum Ausbau weiterbetreiben zu können gibt es Möglichkeiten den Lastfluss zu steuern und ein Überlasten der Leitungen zu verhindern. Eine dieser Technologien sind die Static Synchronous Series Compensations, kurz SSSCs, welche durch Einspeisen einer Serienspannung den Lastfluss über eine Leitung ändern können. Diese zusätzliche Spannung birgt die Gefahr, dass Schutzsysteme, insbesondere der Distanzschutz, sich fehlerhaft verhalten. Diese Wechselwirkung zwischen SSSCs und Distanzschutzgeräten wird in dieser Arbeit untersucht. Dazu wird zu Beginn ein Modell einer SSSC auf Basis eines bestehenden Systems in DIgSILENT Powerfactory 2023 erstellt und verifiziert. Im zweiten Schritt wird der Einfluss dieses Modells auf das Schutzsystem eines Versuchsnetz unter verschiedenen Betriebs- und Fehlerbedingungen untersucht und die Ergebnisse ausgewertet.

Symbolverzeichnis

a	Vektor (allgemein)
A	Matrix (allgemein)
<u>a</u> , <u>A</u>	Komplexe Größe (allgemein)
A'	Transformierte Größe (allgemein)
a_1, a_2, a_0	Größe im Mit-, Gegen- und Nullsystem (allgemein)
a_d, a_q	Größen im dq-System (allgemein)
A_{max}	Maximalwert, Obergrenze (allgemein)
A_{min}	Minimalwert, Untergrenze (allgemein)
A_n	Nenngröße (allgemein)
A_{prim}	Primärgröße (allgemein)
A_{sek}	Sekundärgröße (allgemein)
a_α, a_β	Größen in $\alpha\beta$ -System (allgemein)
C	Kapazität
I	Strom
L	Induktivität
P	Wirkleistung
Q	Blindleistung
R	Widerstand
S	Scheinleistung
s_{neg}	Schaltersignal für negative Halbwelle
s_{post}	Schaltersignal für positive Halbwelle
T	Thyristor
T	Zeitkonstante (allgemein)
t	Simulationszeit
T_{trip}	Auslösezeit eines Schutzrelais
U, V	Spannung
U_{inj}	Eingespeiste Spannung

U_k	Spannung an Knoten k
U_{ref}	Referenzspannung
X	Reaktanz
Y	Admittanz
Z	Impedanz
α	Steuerwinkel
δ	Übertragungswinkel
Δa	Differenz (allgemein)
θ	Kennlinienwinkel
φ	Phasenwinkel zwischen Spannung und Strom
ψ	Impedanzwinkel

Abkürzungsverzeichnis

DMC	Differential Mode Choke
DSGOI	double second-order generalized integrator
DSL	DlgSILENT Simulation Language
EMT	Electromagnetic Transients
FACTS	Flexible AC Transmission System
IGBT	insulated-gate bipolar transistor
MOV	Metaloxide Varistor
M-SSSC	Modular Static Synchronous Series Compensation
PLL	Phase Locked Loop
POTT	Permissive Overreach Trip Transfer
PUTT	Permissive Underreach Trip Transfer
RMS	Root mean square
SRF	Synchronous reference frame
SSSC	Static Synchronous Series Compensation
STATCOM	Static Compensation
SVC	Static Var Compensation
TCSC	Thyristor Controlled Series Compensation
UMZ	Unabhängiger Maximalstromzeitschutz
UPFC	Unified Power Flow Controller
VSC	Voltage Source Converter

Inhaltsverzeichnis

Eidesstattliche Erklärung	III
1 Einführung	1
1.1 Aufgabenstellung	2
1.2 Gliederung der Arbeit.....	2
2 Lastflusssteuernde Elemente	3
2.1 Klassische Serienserienkompensation.....	5
2.2 Phasenschiebertransformator	6
2.3 FACTS	8
2.4 M-SSSC.....	11
3 Distanzschutz	14
3.1 Staffelprinzipien	14
3.2 Anregung	15
3.3 Impedanzmessung	16
4 Modellierung des SSSC-Systems.....	19
4.1 Grundstruktur.....	19
4.2 Betriebsmittelmodelle	20
4.2.1 SSSC-Element.....	20
4.2.1.1 Serielle Spannungsquelle.....	21
4.2.1.2 2-Stufen-Umrichter	22
4.2.1.3 Netzberechnungsfunktionen.....	23
4.2.2 Strommessung.....	23
4.2.3 PLL-Element.....	24
4.3 Dynamische Modelle	24
4.3.1 Signalverarbeitung der Strommessung.....	25
4.3.2 SmartValve	25
4.4 Messblock.....	32
4.5 Validierung.....	33

4.5.1	Netzmodell.....	33
4.5.2	Kurvenform.....	33
4.5.3	Einspeisewinkel.....	35
4.5.3.1	Einstufiges Modell.....	36
4.5.3.2	Zweistufiges Modell.....	38
4.5.4	Kurzschlussstrom.....	40
4.5.5	Diskussion.....	42
5	Simulation.....	43
5.1	Netzmodell.....	43
5.2	Schutzeinstellungen.....	44
5.3	Simulationen.....	46
6	Ergebnisse.....	48
6.1	Bewertung der Selektivität.....	48
6.2	Auswertung der Auslösezeit.....	48
6.3	Anpassung des Bypass-Einstellwerts.....	56
7	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen.....	58
8	Literatur.....	60

1 Einführung

In einem Netz bestehend aus Erzeugungsanlagen, Verbrauchern, Leitungen, Transformatoren etc. stellt sich der stationäre Lastfluss zwischen Erzeugern und Verbrauchern aufgrund der Netztopologie, Leitungsimpedanzen und Transformator-Stufenstellungen ein. Maßnahmen zur Vermeidung überlasteter Betriebsmittel können durch lastflusststeuernder Elemente oder unter entsprechenden hohen wirtschaftlichen Aufwand durch die Netzführung gesetzt werden (Redispatch). Auch besteht die Möglichkeit des Netzausbaus, dieser geht aber ebenfalls mit hohen Investitionskosten und Projektlaufzeiten von über 10 Jahren einher. Besonders durch den Ausbau der regenerativen Energieerzeugung kommt es zum Energietransport über weite Strecken da sich die Erzeugungskapazitäten nicht mehr zwangsläufig in der Nähe der Lastschwerpunkte befinden. Weiters ändern sich die Erzeugungszentren im Laufe des Tages bzw. über das Jahr. Diese Tatsachen führen bisher ausreichend dimensionierte Netze an ihre Belastungsgrenze und erfordern das Setzen von Maßnahmen.

Ein weiterer Aspekt ist die Stabilität des Netztes bei dynamischen bzw. transienten Vorgängen wie Ausfällen von Betriebsmitteln und Netzfehlern. Hierbei kann es unter Umständen zum Verlust des Synchronismus oder zum Spannungszusammenbruch kommen. Speziell in ausgedehnten Netzen stößt die Regelung in den Erzeugungsanlagen an ihre Grenzen.

Ein Teil dieser angesprochenen Probleme lassen sich durch Elemente zur Netzregelung beherrschen beziehungsweise ihre Auswirkungen minimieren. Ein klassisches Beispiel für ein solches Element ist der Phasenschiebertransformator. Dieser weist jedoch hohe Zeitkonstanten bedingt durch den mechanischen Stufenschalter auf. Um dynamische Vorgänge besser zu regeln haben sich leistungselektronische Anlagen etabliert. Diese werden unter den Begriff FACTS zusammengefasst. Eine Form dieser Anlagen ist der Static Synchronous Series Compensation, kurz SSSC. Wie durch den Namen suggeriert, handelt es sich hierbei um eine Serienkompensation, welche es ermöglicht, durch Einspeisung einer Spannung den Lastfluss durch eine Leitung zu regeln. Eine Sonderform eines SSSC ist der Modular SSSC (M-SSSC), hierbei wird die Spannung des Umrichters direkt und ohne zwischenliegenden Transformator eingespeist.

Beide Formen ermöglichen durch Einspeisung einer stromabhängig gesteuerten Spannung verschiedene Regelkonzepte. So lässt sich beispielsweise der Strom bzw. die übertragene Leistung begrenzen. Weiters lässt sich auch eine Impedanz emulieren, was wiederum als virtuelle Änderung der Leitungslänge interpretiert werden kann. Dies führt zu der Annahme, dass Schutzeinrichtungen wie der Distanzschutz in Extremfällen wie Netzfehler beeinflusst werden und die ordnungsgemäße Funktion nicht mehr sichergestellt ist. Dieser Einfluss wird im Zuge der Arbeit untersucht.

1.1 Aufgabenstellung

Aus Sicht der Aufgabenstellung lässt sich die Masterarbeit in 2 Themenbereiche aufteilen:

1. Erstellung eines Modells eines M-SSSC für Electro-Magnetic-Transients-Simulationen (kurz EMT-Simulationen)
2. Untersuchung des Einflusses dieses Modells auf die Distanzschutzeinrichtungen verschiedener Netzmodelle

1.2 Gliederung der Arbeit

Anhand der Aufgabenstellung lässt sich folgende Gliederung ableiten: Eine theoretische Einführung in die Lastflussregelung mittels Netzregelelementen sowie in die Funktionsweise von Distanzschutzrelais einschließlich grundlegender Schutzkonzepte.

Anschließend folgen die beiden Hauptabschnitte, welche sich mit den zwei beschriebenen Aufgabenstellungen beschäftigen mit anschließender Auswertung der Ergebnisse.

Abgeschlossen wird die Arbeit mit einer Zusammenfassung und Ausblick auf weitere mögliche Forschungsthemen.

2 Lastflusssteuernde Elemente

Um die Möglichkeiten der Einflussnahme auf den Lastfluss zu verstehen, wird mit einer Herleitung der Gleichung für die übertragene Wirkleistung anhand eines Ersatzvierpols begonnen.

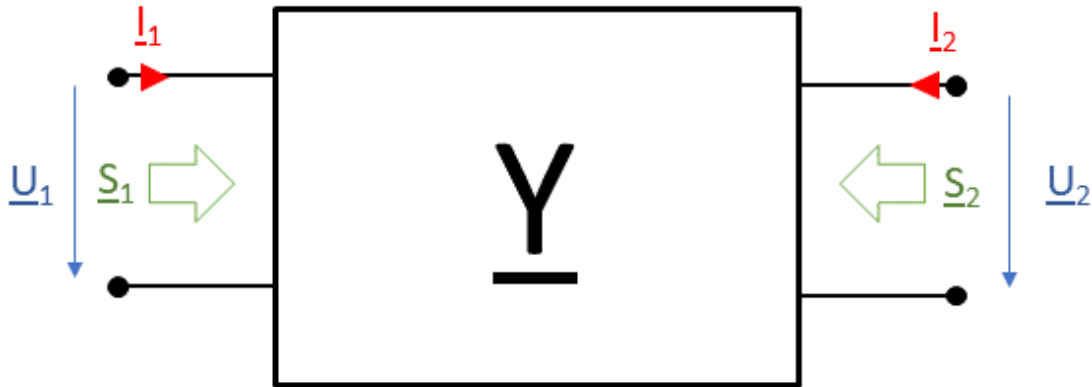


Abbildung 1 Ersatzvierpol

$$\underline{U}_1 = U_1 \angle \delta_1$$

$$\underline{U}_2 = U_2 \angle \delta_2$$

$$\underline{Y} = \begin{bmatrix} Y_{11} & -Y_{12} \\ -Y_{21} & Y_{22} \end{bmatrix}$$

$$\underline{Z} = \frac{1}{Y} \angle \Psi$$

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \underline{Y} \cdot \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} S_1 \\ S_2 \end{bmatrix} = \underline{U} \cdot \underline{I}^* = \begin{bmatrix} U_1 & 0 \\ 0 & U_2 \end{bmatrix} \underline{Y}^* \cdot \begin{bmatrix} U_1^* \\ U_2^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U_1 & 0 \\ 0 & U_2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_1^* \cdot Y_{11}^* - U_2^* \cdot Y_{12}^* \\ -U_1^* \cdot Y_{21}^* + U_2^* \cdot Y_{22}^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U_1^* \cdot U_1 \cdot Y_{11}^* - U_2^* \cdot U_1 \cdot Y_{12}^* \\ -U_1^* \cdot U_2 \cdot Y_{21}^* + U_2^* \cdot U_2 \cdot Y_{22}^* \end{bmatrix}$$

$$S_1 = U_1^2 \cdot \frac{1}{Z_{11}} \angle \Psi_{11} - U_1 \cdot U_2 \cdot \frac{1}{Z_{12}} \angle \delta_1 - \delta_2 + \Psi_{12}$$

$$S_2 = U_2^2 \cdot \frac{1}{Z_{22}} \angle \Psi_{22} - U_1 \cdot U_2 \cdot \frac{1}{Z_{21}} \angle \delta_2 - \delta_1 + \Psi_{21}$$

$$P_1 = U_1^2 \cdot \frac{1}{Z_{11}} \cos(\Psi_{11}) - U_1 \cdot U_2 \cdot \frac{1}{Z_{12}} \cos(\Delta\delta + \Psi_{12})$$

$$P_2 = U_2^2 \cdot \frac{1}{Z_{22}} \cos(\Psi_{22}) - U_1 \cdot U_2 \cdot \frac{1}{Z_{21}} \cos(-\Delta\delta + \Psi_{21})$$

$$\Delta\delta = \delta_1 - \delta_2$$

Lastflusssteuernde Elemente werden überwiegend in Hoch- und Höchstspannungsnetzen eingesetzt. Dadurch lassen sich folgende Vereinfachungen anwenden:

$$U_1 \approx U_2$$

$$\Psi \approx 90^\circ$$

So vereinfacht sich die Gleichung für die übertragene Wirkleistung, hier beispielhaft für P_1 , zu:

$$P_1 = \frac{U_1^2}{Z_{12}} \sin(\Delta\delta)$$

Betrachtet man nun die 3 Parameter, welche die übertragende Leistung bestimmen, ist die Spannung U_1 durch die Nennspannung des Netzes festgelegt und die Koppelimpedanz Z_{12} durch die Betriebsmittel, z.B. einer Leitung zwischen zwei Netzknoten, gegeben. Diese Impedanz kann durch Kompensationsanlagen wie beispielsweise Kondensatorbänke oder Drosseln beeinflusst werden. Diese Kompensation ist in ihrer klassischen Ausführung jedoch weitestgehend statisch. Eine dynamische Kompensation ist durch FACTS möglich.

Diese Winkeländerung erfolgt über die Einspeisung einer seriellen Zusatzspannung. In Abbildung 2 ist das grundlegende Prinzip abgebildet. Unter Annahme konstanter Spannungsamplituden von \underline{U}_1 und \underline{U}_2 wird die Zusatzspannung \underline{U}_{inj} der Spannung \underline{U}_1 addiert. Durch die richtige Wahl des Einspeisewinkels von \underline{U}_{inj} wird nur der Winkel δ verändert. Dadurch ändert sich auch der Leistungsfluss zwischen den Knoten 1 und 2. Dieses Prinzip wird hauptsächlich durch Phasenschiebertransformatoren angewandt.

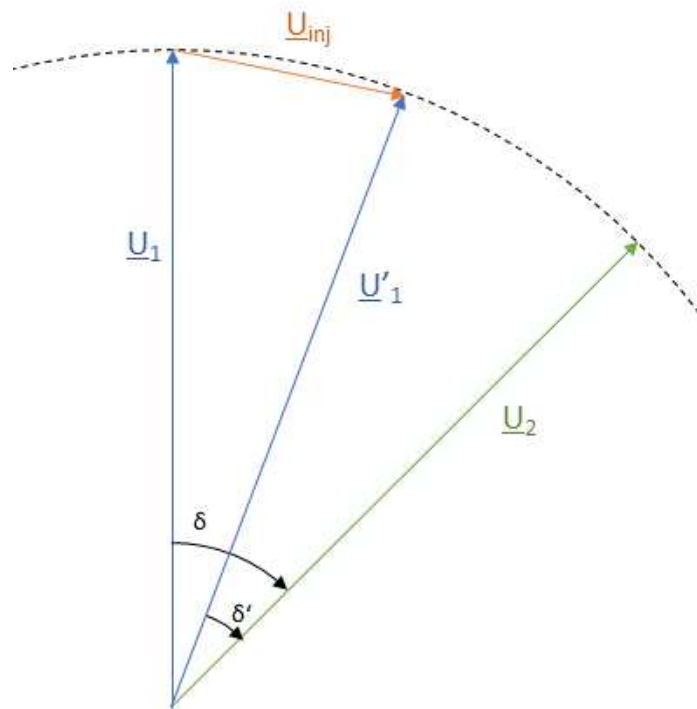


Abbildung 2 Zeigerdiagramm mit Zusatzspannung

Möglichkeiten wie eine solche Spannungseinspeisung realisiert werden kann werden auf den folgenden Seiten vorgestellt.

2.1 Klassische Serienserienkompensation

Eine Möglichkeit den Lastfluss zu beeinflussen sind feste Serienserienkompensationen. Dabei werden entweder (Luft-) Drosseln oder Leistungskondensatoren in Serie mit einer Leitung geschaltet. Die Variante der Drossel ist hierbei die häufiger Eingesetzte.

Für stark belastete Leitungen kann hierbei die Leitungsreaktanz durch eine serielle Induktivität erhöht werden. Dies begünstigt das Verschieben der übertragenen Leistung auf benachbarte Leitungen. Diese Spulen sind in der Regel als Luftspulen, zu sehen in Abbildung 3, ausgeführt, um eine Sättigung des Eisenkerns im Falle eines Kurzschlusses zu verhindern. Daneben kommen auch ölsolierte Spulen in Kesselbauweise zum Einsatz.

Neben Drosseln mit fester Induktivität, existieren auch Spulen mit variabler Reaktanz. Diese wird über Stufenschalter eingestellt. Die Einstellung ist jedoch nur in diskreten Werten möglich und auf einen induktiven Betriebsbereich beschränkt. Zudem ist es nicht möglich auf transiente Ereignisse zu reagieren und somit ist nur eine quasi-dynamische Beeinflussung des Lastflusses möglich.



Abbildung 3 Luftdrosseln (Quelle: [1])

2.2 Phasenschiebertransformator

Im Gegensatz zu Kompensationen, steuern Phasenschiebertransformatoren den Lastfluss durch Einflussnahme auf den Spannungswinkel. Diese Transformatoren werden auch Querregeltransformatoren genannt, da sie eine Zusatzspannung „quer“, das bedeutet mit einer Phasenverschiebung von $\pm 90^\circ$, über eine Zusatzwicklung einspeisen. Durch einen Stufenschalter ist es möglich die Spannungsamplitude anzupassen.

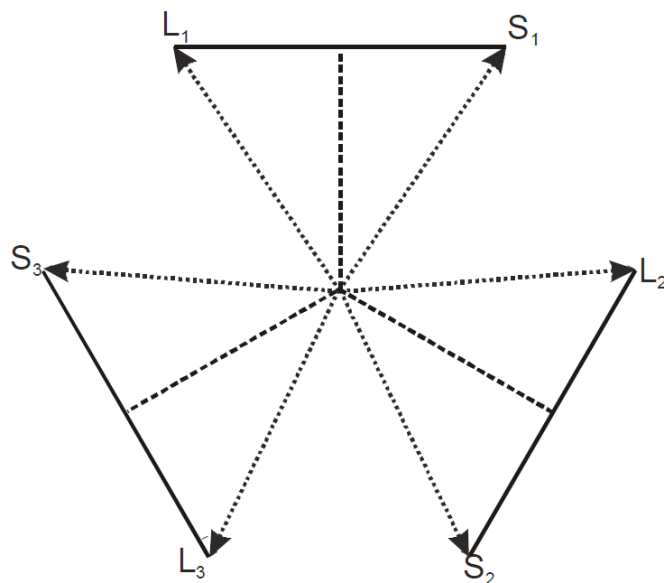


Abbildung 4 Zeigerdiagramm eines Phasenschiebertransformators (Quelle [2])

Es können zwei grundsätzliche Bauformen unterschieden werden. Bei der einfachen Bauform (Abbildung 5) wird über eine Dreieckswicklung eine Spannung in der (verstellbaren) Serienwicklung induziert. Die eingespeiste Spannung ist in ihrer Phasenlage auf eine Richtung begrenzt.

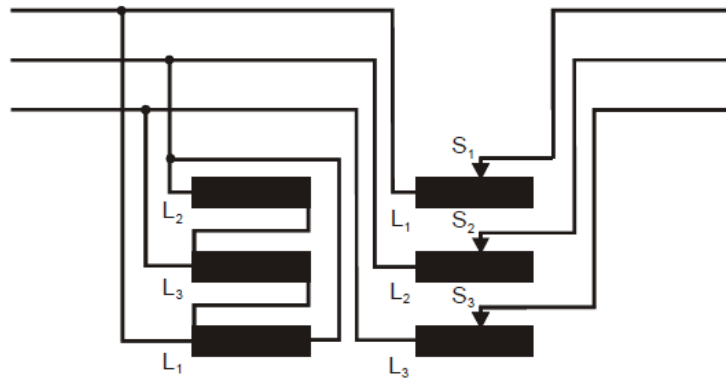


Abbildung 5 Phasenschieber in einfacher Ausführung (Quelle [2])

Durch einen separat ausgeführten Erregertransformator (Abbildung 6) ist es möglich, Spannungen mit $+90^\circ$ als auch -90° Phasenverschiebung einzuspeisen. Dies wird durch eine Umpolung der Injektionswicklung erreicht.

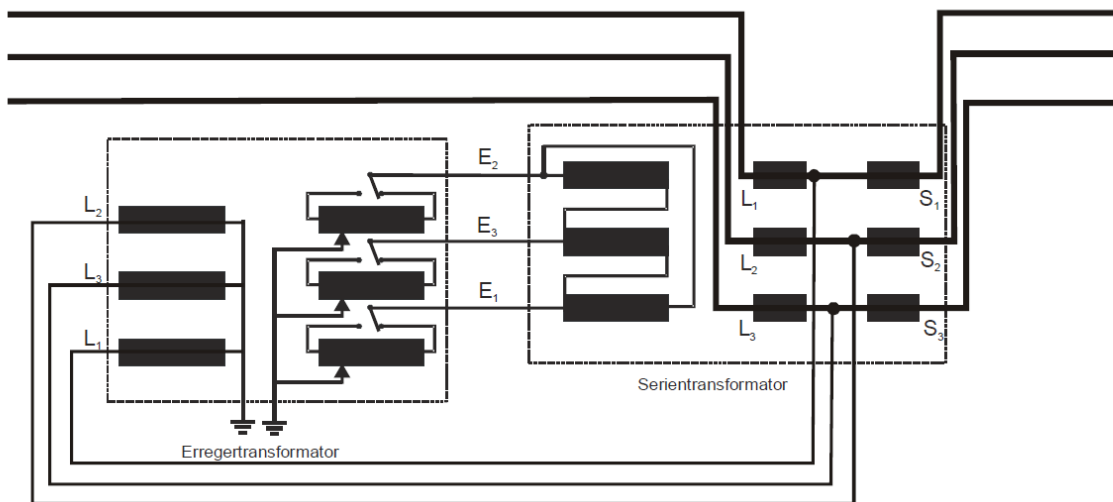


Abbildung 6 Phasenschiebertransformator mit Erregertransformator (Quelle [2])

Wie bei der Kompensation durch Drosseln beziehungsweise Kapazitäten, ist hier die Möglichkeit nicht gegeben auf transiente Ereignisse zu reagieren. Wieder ist nur die quasidynamische Lastflusssteuerung möglich.

2.3 FACTS

FACTS steht für Flexible AC Transmission Systems. Unter diesem Begriff werden leistungselektronische Anlagen zur Regelung in Energiesystemen zusammengefasst. Übliche Anwendungsbereiche sind hierbei beispielsweise:

- Lastflussregelung
- Steigerung der Übertragungskapazität
- Spannungsregelung
- Blindleistungskompensation
- Verbesserung der Stabilität

Ausschlaggebend für die Entwicklung von FACTS war die steigende Leistungsfähigkeit von Leistungselektronik. Durch den Einsatz dieser leistungselektronischen Elemente und Anlagen lassen sich Reaktionszeiten von unter einer Sekunde realisieren. Diese Zeitkonstanten liegen weit unter jenen klassischen Kompensationen und Regelanlagen (wie zum Beispiel Regeltransformatoren). Hinsichtlich der Ausführung der Leistungselektronik lassen sich FACTS in Systeme mit Thyristoren und Systeme mit selbstgeführtem Stromrichter (Voltage Source Converter VSC) unterteilen. Eine weitere Klassifizierung ist die Unterscheidung zwischen Serien- und Parallelkompensationen beziehungsweise die Kombination. Eine Übersicht von FACTS in den genannten Klassifizierungen ist in Tabelle 1 ersichtlich. [3]

	Stromrichtertechnologie	
	thyristorbasiert	VSC
Parallelkompensation	Static Var Compensation (SVC)	Static Synchronous Compensator (STATCOM)
Serienkompensation	Thyristor Controlled Series Compensator (TCSC)	Static Synchronous Series Compensation (SSSC)
kombiniert		Unified Power Flow Controller (UPFC)

Tabelle 1 FACTS Übersicht (vgl. [3] Abb. 1.2)

Für diese Arbeit weiter relevant sind Serienkompensationen. Die erste Entwicklungsstufe nach den fixen Kompensationen (Kondensatoren und Drosseln) sind die Thyristor Controlled Series Compensations, kurz TCSC. Die grundlegende Architektur ist in Abbildung 7 dargestellt. Dabei wird eine Serienkapazität durch einen parallelen Zweig mit einer Thyristorschaltung ergänzt. Durch den Ansteuerwinkel der Ventile lässt sich in weiterer Folge die effektive Kapazität steuern und somit der Lastfluss regulieren. Durch eine serielle Induktivität im Thyristor-Zweig lassen sich auch induktive Betriebspunkte realisieren. Die Betriebsgrenzen sind durch die feste Kapazität und den thermischen Grenzen der Thyristoren gegeben. [3]

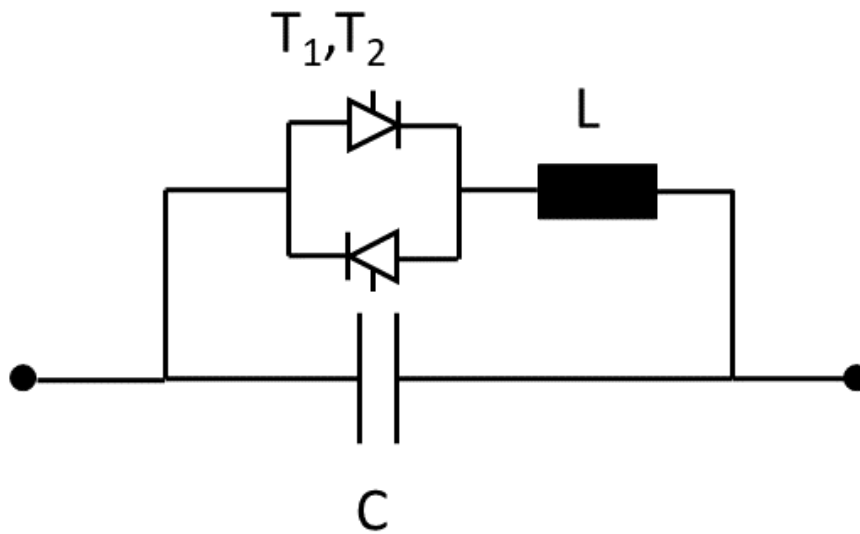


Abbildung 7 Struktur eines TCSC

Die Static Synchronous Series Compensation besteht aus einem selbstgeführten Stromrichter, welche über einen Serientransformator mit einer Übertragungsleitung verbunden ist. Der prinzipielle Aufbau wird in Abbildung 8 gezeigt. Je nach Energiespeicher auf der Gleichspannungsseite des Stromrichters ist der Austausch von Blind- als auch Wirkleistung möglich. In der Praxis beschränkt sich die Funktion meist jedoch auf die Kompensation der Reaktanz, wodurch sich die notwendige Speicherkapazität reduziert.

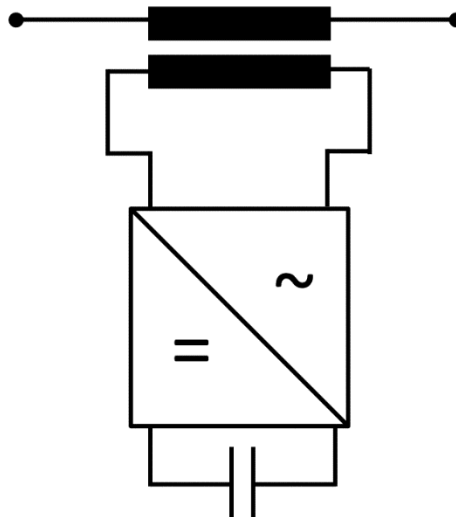


Abbildung 8 Struktur einer klassischen SSSC

Die Kompensation der Reaktanz wird erreicht, indem eine serielle Spannung mit 90° Phasenverschiebung zum Strom durch die Leitung eingespeist wird (siehe Abbildung 10). Dadurch verhält sich die SSSC wie eine beliebige Reaktanz wobei sich die scheinbare Reaktanz der SSSC durch

Änderung der Amplitude der eingespeisten Spannung im Rahmen der Nennleistung beliebig verändern lässt.

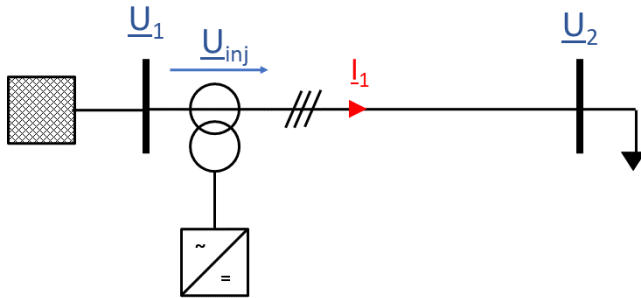


Abbildung 9 Beispielnetz

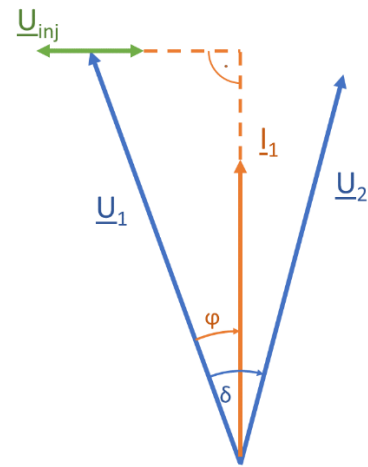


Abbildung 10 Zeigerdiagramm einer SSSC im Netz in Abbildung 9

Für den Betrieb weitere begrenzende Parameter sind üblicherweise eine minimal einzuspeisende Spannung $U_{inj,min}$ sowie die maximal mögliche Spannung $U_{inj,max}$. Der Strom muss außerdem ein Mindestmaß betragen, um den Zwischenkreis mit genug Energie zu versorgen, sodass eine Spannung eingespeist werden kann. Der Maximalwert für den Strom ist durch die thermische Belastbarkeit festgelegt. So können beispielsweise ein Wert für den kontinuierlichen Betrieb, ein Wert für einen zeitlich begrenzten Betrieb (z.B. für 2 Stunden) sowie ein Maximalwert für zulässige Fehlerströme gegeben sein. Anlageninterne Schutzmechaniken überbrücken zudem den Umrichter im Fehlerfall, um eine Beschädigung beziehungsweise eine Zerstörung der Anlage zu verhindern. Diese Schutzsysteme sprechen ab einen Wert I_{fault} an. Fasst man diese Grenzen zusammen, lässt sich in einem Diagramm der Betriebsbereich einer SSSC darstellen, so geschehen in Abbildung 11.

Die zu Grunde liegenden Betriebsparameter sind in Tabelle 2 gelistet.

Q_n	U_{max}	U_{min}	I_{max}	I_{min}
10 MVar	5 kV	0,5 kV	2 kA	0,5 kA

Tabelle 2 Exemplarische Betriebsparameter für Betriebsgrenzen

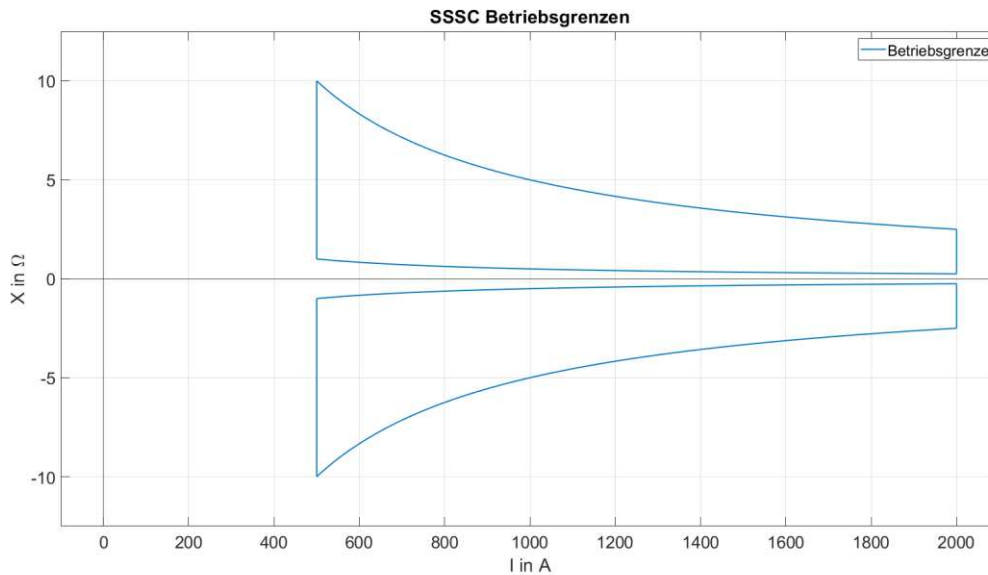


Abbildung 11 Betriebsgrenzen

Auf der Abszisse ist der Strom durch die SSSC und auf der Ordinate die scheinbare Reaktanz für den induktiven Betrieb (oben) und den kapazitiven Betrieb (unten) aufgetragen. Die obere Grenze wird durch die maximal einspeisbare Spannung definiert. Die untere durch den Mindestwert der einzuspeisenden Spannung. Die Grenzen links bzw. rechts sind durch den minimal notwendigen beziehungsweise höchstmöglichen Strom definiert. Innerhalb dieser dargestellten Betriebsgrenzen kann die Reaktanz beliebig verändert werden. Die Grenzen können durch mehrere SSSCs in Serie ausgeweitet werden. Der Betriebsbereich ist dabei unabhängig von der Spannungsebene des Netzes in dem die SSSC installiert wurde.

Durch die Fähigkeit des Stromrichters, schnell den Betriebspunkt anzupassen beziehungsweise zu ändern, lassen sich auch transiente Probleme behandeln. So wie etwa subsynchrone Schwingungen. Aktuelle M-SSSCs erreichen hier Änderungsraten der Spannung von bis zu $25 \frac{kV}{s}$ [4].

2.4 M-SSSC

Fortschritte in der Halbleitertechnologie machen es möglich, auf den Serientransformator eines SSSCs zu verzichten. Diese Entwicklung nennt sich Modular-SSSC (kurz M-SSSC). Durch den Wegfall des Transformators reduziert sich das Gewicht und die Größe der Anlagen drastisch. Damit erleichtert sich die Installation in bestehende Anlagen. Die Installation auf Hochspannungsmasten ist dadurch ebenso möglich unter der Voraussetzung, dass dieser statisch ausreichend dimensioniert ist. Auch der mobile Einsatz ist möglich, um auf Störungen und Ausfälle im Netz schnell und flexibel reagieren zu können.

Ein kommerzielles Beispiel für eine solche Anlage ist das SmartValve 10-1800 von Smart Wires (zu sehen in Abbildung 12).

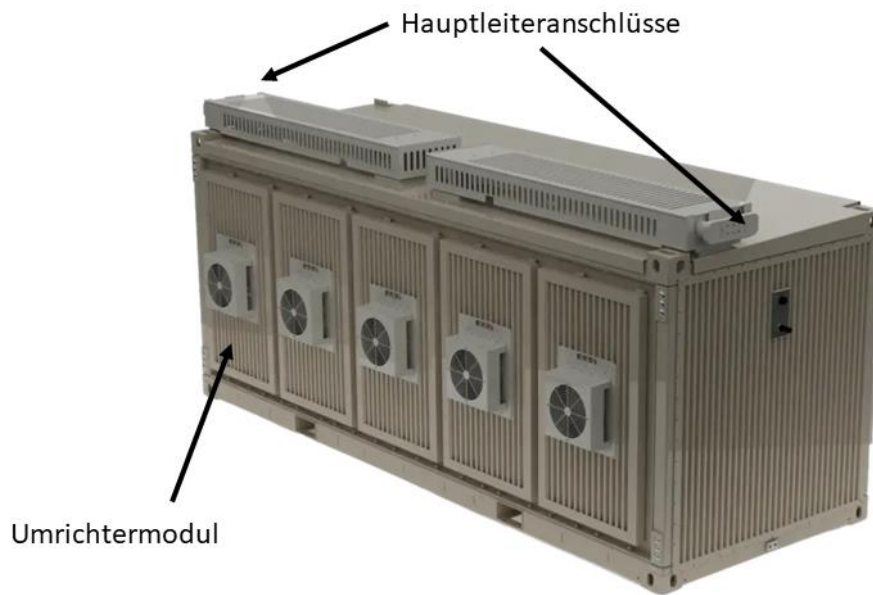


Abbildung 12 SmartValve 10-1800, Modul für eine Phase (Quelle: [5], Anmerkungen durch Autor)

Den Kern des SmartValves bilden Selbstgeführte Stromrichter mit IGBTs. Ergänzt wird das System durch Mess-, Steuer- und Schutzeinrichtungen. Dies ist exemplarisch für ein SmartValve 5-1800i in Abbildung 13 dargestellt.

Der oberste Pfad bildet das interne Schutzsystem ab. Dieses besteht aus einem Überspannungsschutz (MOV) und einem Bypass für Kurzschlussströme. Dieser Bypass wird im Kern aus einem Thyristorschalter gebildet, welcher (im Falle eines SmartValves) innerhalb von 0,5 ms nach Fehlereintritt aktiviert wird und innerhalb von 1 ms den Fehlerstrom über den Bypass-Zweig führt [6].

Der Mittlere Zweig implementiert die Monitoring-Funktion. Bei aktivem Monitoring wird von den Stromrichtern keine Spannung injiziert. Der Schalter VSL ist geschlossen und der Betriebsstrom fließt über den mittleren Zweig.

Im aktiven Einspeisebetrieb ist der Schalter VSL geöffnet und die Stromrichter speisen die gewünschte Spannung ein. Dazu wird durch die Stromwandler und dem Steueralgorithmus die Phase ermittelt und die Steuersignale für die IGBTs generiert.

Die Induktivitäten DMC dienen als Filter.

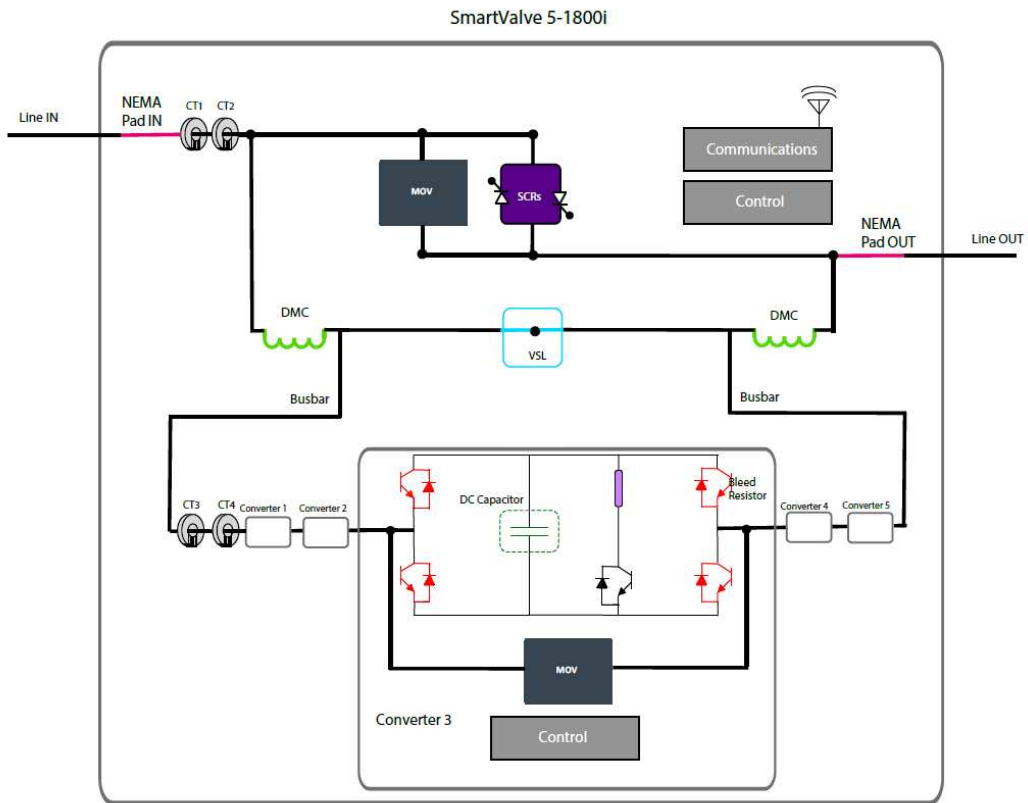


Abbildung 13 Interne Struktur eines SmartValve 5-1800i (Quelle: [6])

3 Distanzschutz

Ein Schutzsystem hat die Aufgabe, Fehler (vor allem Kurz- und Erdschlüsse) in einem Netz zu erkennen und die betroffenen Anlagenteile vom restlichen Netz zu trennen, um Sach- und besonders Personenschäden zu verhindern. Die Sicherstellung der höchstmöglichen Versorgungssicherheit hat dabei ebenfalls eine hohe Priorität. Dies ist nur durch ein schnelles, selektives und zuverlässiges Schutzsystem möglich. Neben den technischen Anforderungen kommen jedoch auch wirtschaftliche Interessen hinzu. Die wirtschaftlichen Anforderungen stehen dabei oft in Konflikt mit der technisch-optimalen Lösung und erfordern eine Kompromissbildung. Unter diesen Voraussetzungen haben sich unterschiedliche Herangehensweise für Schutzgeräte entwickelt. Eine davon ist das Distanzschutzrelais, welches vor allem zum Schutz von Leitungsabschnitten eingesetzt wird.

Die Impedanz einer Übertragungsleitung ist bekannt und proportional zu ihrer Länge. Durch Messung von Strom und Spannung am Leitungsbeginn lässt sich mithilfe eines geeigneten Relais anhand des ohm'schen Gesetzes die Impedanz berechnen. Diese setzt sich im fehlerfreien Betrieb aus der Impedanz des Netzes sowie der Lastimpedanzen zusammen. Das Distanzrelais ist ausgelegt, so dass es nur für Fehler zwischen den Einbauort und einer eingestellten Reichweite aktiv wird. Die Reichweite definiert den Schnittpunkt der Leitungsgerade mit dem Rand der Charakteristik dargestellt in einem R/X-Diagramm.

Der Vorteil des Distanzschutzes gegenüber dem UMZ-Schutz ist die Unabhängigkeit von der Quellimpedanz. Dies impliziert eine hohe Selektivität auch unter geänderten Schaltzuständen. Im Vergleich zum Leitungsdifferentialschutz entfällt bei Verwendung eines Distanzschutzgeräts für den Leitungsschutz die Kommunikationsstrecke zwischen den beiden Leitungsende, was wiederum ökonomische Vorteile mit sich bringt. [7]

3.1 Staffelprinzipien

Zur Sicherstellung der Selektivität und der Implementierung eines Reserveschutz, können mehrere Zonen für das Distanzschutzgerät eingestellt werden. Die Anzahl der möglichen Zonen ist dabei vom Gerät abhängig und kann bei modernen Relais bis zu 16 Stufen (Beispiel: Siemens 7SA82 [8]) betragen. Für die meisten Anwendungen sind jedoch 3 Zonen ausreichend.

Die Zone 1 wird dabei üblicherweise auf 80% der Leitung bei elektromechanischen bzw. analogen Relais beziehungsweise 85 % bei numerischen/digitalen Geräten eingestellt. Die Sicherheit von 15% bzw. 20% stellt dabei sicher, dass das Schutzgerät nicht bei Fehlern außerhalb der Leitung auslöst. Die Auslösezeit für die Zone 1 wird so niedrig wie möglich eingestellt.

Die Zone 2 stellt den Schutz für den Rest der Leitung sicher. Übliche Regeln für die Reichweite der Zone 2 sind mindestens 120% der geschützten Leitung und maximal 100% Leitungslänge + 50 % der kürzesten nachfolgenden Leitung. Für die Verzögerung wird in der Regel ein Wert zwischen 200 ms und 500 ms gewählt.

Der Reserveschutz wird durch die Zone 3 implementiert. Dabei ist die Reichweite in Vorwärtsrichtung 120% der Summe aus der geschützten Leitung und der längsten folgenden Leitung. In Rückwärtsrichtung beträgt die Reichweite 20% der geschützten Leitung. [7]

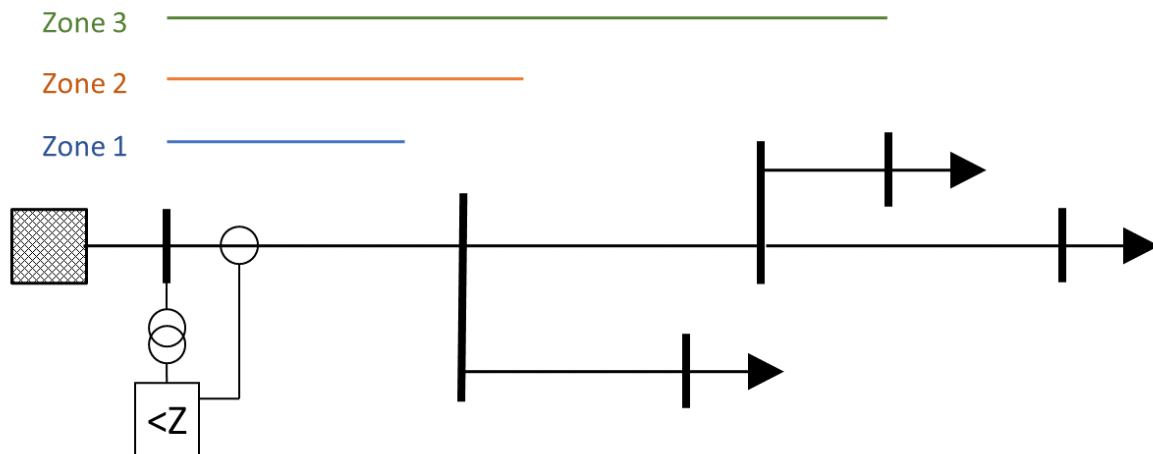


Abbildung 14 Visualisierung der Staffelprinzipien anhand einer verzweigten Stickleitung

3.2 Anregung

Die Anregung hat die Aufgabe die Fehlerart zu erkennen und daraus die betroffene Fehlerschleife zu ermitteln, um in weiterer Folge die richtigen Messwerte zur Impedanzmessung heranzuziehen. Grundsätzlich werden drei Arten der Anregung unterschieden.

Die Überstromanregung zieht ein Vielfaches des Nennstromes (meist 1.2 bis $2 \cdot I_n$) als Fehlerbedingung heran. Diese Art der Anregung kann eingesetzt werden, wenn der minimale Fehlerstrom größer als der höchst zu erwartende Fehlerstrom ist.

Die Unterimpedanzanregung wird eingesetzt, wenn der kleinste Fehlerstrom den höchsten Betriebsstrom unterschreitet. Dies ist vor allem in Hochspannungsnetzen der Fall. Neben dem Strom wird auch die Spannung als Kriterium herangezogen. Die Kennlinie ist in der Regel zweistufig bestehend aus der Unterimpedanzanregung bei Spannungen $<0,95 \cdot U_n$ und einer Überstromanregung im Bereich der Nennspannung.

Bei der winkelabhängigen Anregung wird zudem die Phasenverschiebung zwischen Spannung und Strom gemessen. Somit lassen sich eindeutige Lastbereiche auf der komplexen Ebene definieren. Wird dieser Bereich verlassen kann verlässlich von einem Fehler ausgegangen werden. [9]

Erdfehler werden anhand des Stromes im Nullsystem I_0 erkannt.

3.3 Impedanzmessung

Anmerkung: Abbildung 16, Abbildung 17, Abbildung 18, Abbildung 19 und Abbildung 20 sind an [7] angelehnt und beziehen sich auf das Netz in Abbildung 15

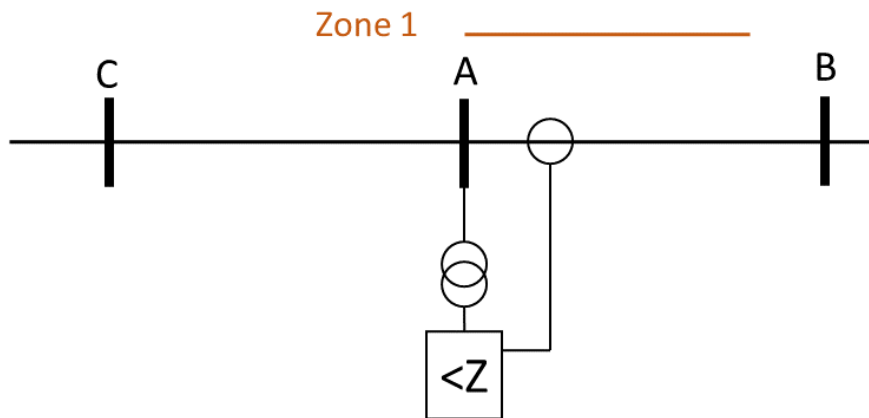


Abbildung 15 Beispielnetz für Darstellung der Impedanz-Charakteristiken

Den Beginn der Entwicklung von Distanzschutzgeräten machten elektromechanische Relais. Diese messen nach dem Drehspulenprinzip die gleichgerichtete Spannung und Strom. Daraus ergibt sich eine kreisförmige Charakteristik, welche nur die Amplitude der Impedanz berücksichtigt. Durch ein Richtungsglied kann zwischen Fehler in Vorwärtsrichtung und rückwärtige Fehler unterschieden werden. Daraus resultiert eine Charakteristik in Form eines Halbkreises. Zu beachten gilt jedoch bei Einsatz mehrerer Komponenten, dass es aufgrund von unterschiedlichen Signallaufzeiten nicht zu Fehlauflösungen komme („contact race“). Zur Berücksichtigung von Lichtbogenwiderständen kann der Kreismittelpunkt noch zusätzlich nach rechts verschoben werden.

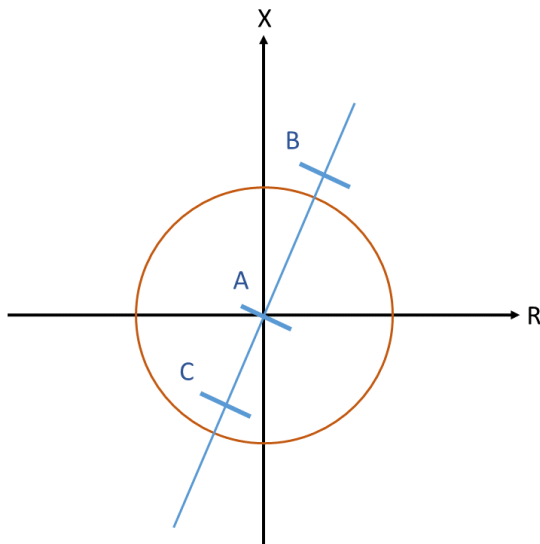


Abbildung 16 Kreischarakteristik ohne Richtungsglied

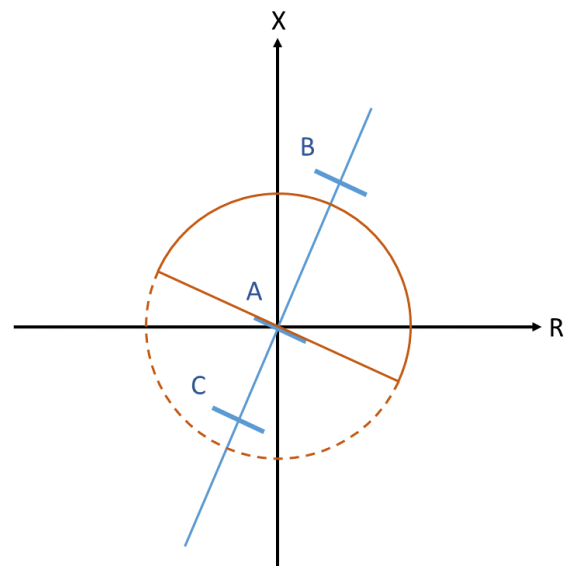


Abbildung 17 Kreischarakteristik mit Richtungsglied

Durch ein polarisierendes Signal lässt sich die Kreischarakteristik der elektromechanischen Relais zu einer Mho-Charakteristik erweitern. Dabei wird der Ursprung des R/X-Diagrammes durch den Kreis der Charakteristik durchschnitten. Definiert wird die zu schützende Impedanz sowie der Leitungswinkel. Zur Realisierung einer Lichtbogenreserve kann die Charakteristik um den Kennlinienwinkel θ gekippt werden.

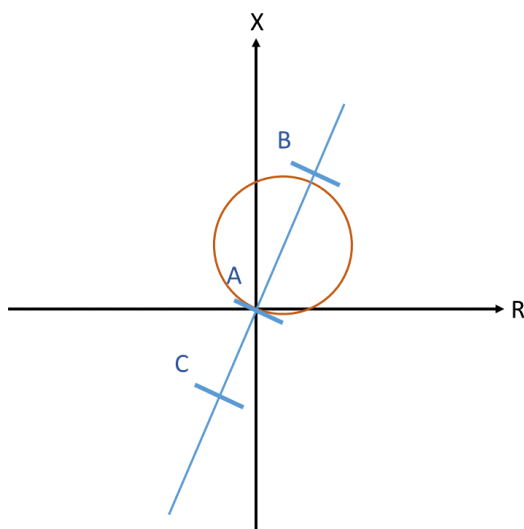


Abbildung 18 Mho-Charakteristik

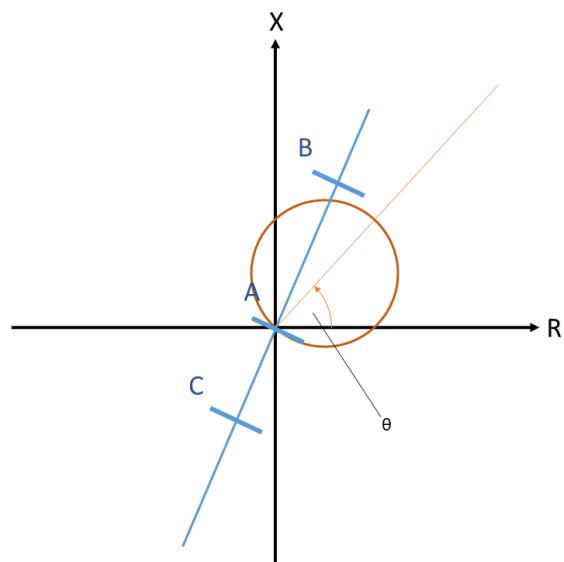


Abbildung 19 Mho-Charakteristik mit Lichtbogenreserve

Elektronische beziehungsweise digitale Distanzschutzgeräte können zusätzlich den Phasenwinkel messen und ermöglichen eine polygonale Auslösecharakteristik. Diese wird durch eine Reaktanzgerade und eine Widerstandsgerade definiert. Dadurch werden stark resistive Fehlerfälle besser abgedeckt,

was sich in einem besseren Verhalten bei Erdfehlern mit Lichtbögen und hohen Fehlerresistenzen niederschlägt. Neben der polygonalen Charakteristik lassen sich auch Kreis- beziehungsweise Mho-Charakteristiken emulieren. Dies dient zur Sicherstellung der Selektivität in Netzen mit alten Relais. [7], [9]

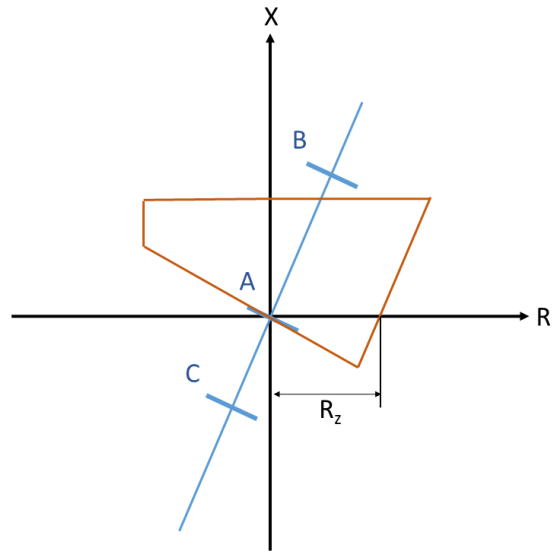


Abbildung 20 Polygoncharakteristik

4 Modellierung des SSSC-Systems

In diesem Kapitel das verwendete Modell eines SSSC für EMT-Simulationen beschrieben. Das Modell basiert dabei auf den in Abschnitt 2.4 beschriebenen SmartValve. Beginnend werden die Rahmenbedingungen und Voraussetzungen sowie die daraus abgeleitete Grundstruktur erklärt. Der zweite Abschnitt beschreibt die verwendeten Elemente des Netzberechnungsprogramm. Anschließend wird die Überprüfung des Modells erläutert.

Die dynamischen Modelle werden in Powerfactory mithilfe von DSL (DigSILENT Simulation Language) implementiert.

4.1 Grundstruktur

Das SSSC-Netzelement wird in Powerfactory 2023 für diese Arbeit als serielle Spannungsquelle modelliert. Dies erfordert die genaue Vorgabe der einzuspeisenden Spannungssignale. Diese Spannungssignale charakterisieren sich wiederum durch Amplitude, Kurvenform und Phasenlage. Wobei die Phasenlage abhängig vom Strom durch die Serienkompensation und die Kurvenform abhängig von der technischen Ausführung der Kompensation sind. Die Amplitude kann konstant vorgegeben werden oder auch zur Lastflussregelung variiert werden.

Aus diesen Bedingungen und der Struktur in Abbildung 13 konnten die untenstehenden Folgerungen abgeleitet werden:

1. Es ist ein Element zur Messung des Stromes als Referenzzeiger notwendig
2. Die Steuerung muss den Phasenwinkel und die Kurvenform der einspeisenden Spannung sicherstellen. Zudem soll es möglich auch mehrstufigen Anlagen zu simulieren
3. Eine Bypass-Funktionalität für Überbrückung von Kurzschlussströmen soll implementiert werden
4. Auf eine Regelung der Spannungsamplitude wird verzichtet
5. Zur Überprüfung der Funktionalität wird ein zusätzlicher Block eingeführt, welcher die erforderlichen Messungen zusammenfasst

Daraus ergibt sich folgende grundlegende Struktur:

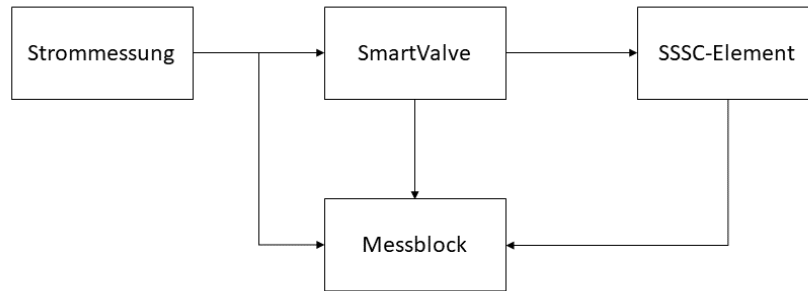


Abbildung 21 Grundstruktur des SSSC-Modells

Der Block "SmartValve" fasst hierbei die Funktionalitäten Steuerung, Signalgenerator und Bypass zusammen. Die schematische Struktur ist in Abbildung 22 dargestellt. Die genaue Beschreibung erfolgt in Abschnitt 4.3.

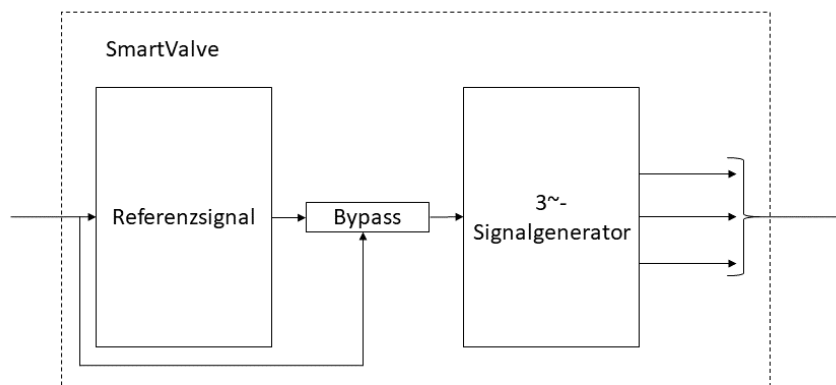


Abbildung 22 Grundstruktur des SmartValve-Blocks

4.2 Betriebsmittelmodelle

Für die Modellierung des SSSC-Systems kommen drei bereits integrierte Modelle zum Einsatz:

1. Das SSSC-Modell (ElmSSSC)
2. Strommessung (Stalmea)
3. PLL-Element (StaPLL)

4.2.1 SSSC-Element

In Powerfactory 2023 stehen für das SSSC-Element 2 Grundmodelle zur Verfügung:

- Serielle Spannungsquelle
- 2-Stufen-Umrichter mit Boostertransformator

Hinsichtlich der eingespeisten Spannung wurde die Konvention festgelegt, dass eine positive Spannung ein induktives und eine negative ein kapazitives Verhalten bewirkt.

4.2.1.1 Serielle Spannungsquelle

Die Modellierung der seriellen Spannungsquelle wird mit folgenden Einliniendiagramm beschrieben:

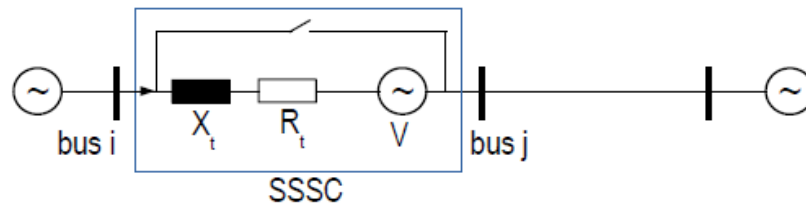


Abbildung 23 Einliniendiagramm des SSSC [1]

Die Spannungsquelle kann wahlweise symmetrisch nur im Mitsystem oder auch phasenweise gesteuert werden, um somit auch unsymmetrische Betriebszustände zu simulieren. Die Impedanz bleibt in Mit-, Gegen- und Nullsystem gleich.

Für die phasenweise Ansteuerung gilt das Ersatzschaltbild in Abbildung 24.

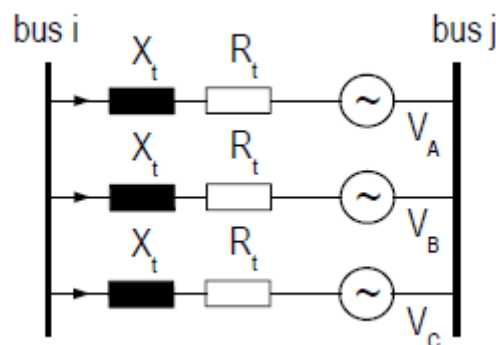


Abbildung 24 3-phasiges Ersatzschaltbild [1]

Für die Durchführung von RMS-Simulationen kann zwischen 3 Parameter(-sätzen) gewählt werden:

- Reaktanz
- Spannungseffektivwert
- Spannungszeiger (Real- und Imaginärteil)

Durch die vorgegebene Reaktanz bzw. Spannungseffektivwert wird die Spannung in einen Winkel von genau 90° gemäß der Konvention in Abschnitt 4.2.1 eingespeist. Durch die Vorgabe des Spannungszeigers können auch andere Winkel realisiert werden, um z.B. Verluste zu simulieren. Neben den symmetrischen Betrieb ist hier auch die phasenweise Vorgabe möglich.

Verwendet man dieses Modell für EMT-Simulationen, müssen die Spannungssignale der einzelnen Phasen durch ein externes Modell vorgegeben werden.[1]

Aufgrund der Flexibilität dieses Modell wurde im Zuge dieser Arbeit auf diese Variante zurückgegriffen.

4.2.1.2 2-Stufen-Umrichter

Dieses Modell wird nicht verwendet, daher werden in diesem Abschnitt nur die Grundzüge erläutert. Eine genaue Modellbeschreibung findet sich in[1]

Das Modell des SSSC mit Umrichter und Transformator lässt sich mittels Einliniendiagramm in Abbildung 25 beschreiben. Im Gegensatz zur seriellen Spannungsquelle ist die Winkeldifferenz zwischen Strom und eingespeister Spannung nicht genau 90°, um die Verluste im Umrichter zu kompensieren. Des Weiteren können durch dieses Modell nur symmetrische Betriebszustände simuliert werden.

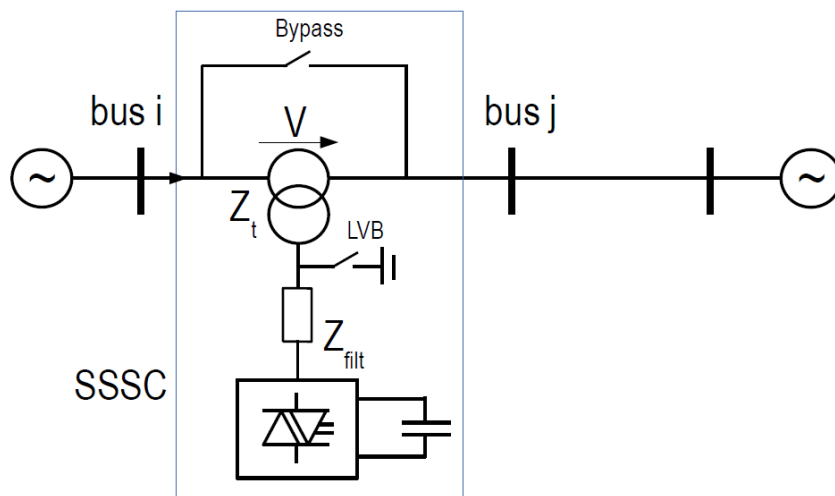


Abbildung 25 Einliniendiagramm des SSSC mit Umrichter [1]

Die Steuerung der eingespeisten Spannung erfolgt über den Modulationsindex P_m wobei für $|P_m| < 1$ die Beziehung zwischen der Zwischenkreisspannung U_{DC} und der eingespeisten Spannung U_{AC} durch folgende Gleichung beschrieben wird:

$$\underline{U}_{AC} = K_0 \cdot \underline{P}_m \cdot U_{DC}$$

mit

$$K_0 = \frac{\sqrt{3}}{2 \cdot \sqrt{2}} \approx 0,61$$

Für $|P_m| > 1$ treten Sättigungseffekte auf, was ein Ansteigen von Oberschwingungen niedriger Ordnung bewirken. Durch Einspeisung der 3. Harmonischen lässt sich dieser Effekt abschwächen. Dazu stehen 4 Optionen zur Verfügung:

- Keine Einspeisung
- Sinusförmig, 1/6-Amplitude
- Sinusförmig, 1/4-Amplitude
- Äquivalent zur Raumzeigermodulation

4.2.1.3 Netzberechnungsfunktionen

Zur Berechnung von Lastflüssen ist zwischen 6 Regelmodi wählbar:

- Wirkleistung
- Stromsollwert
- Wirksame Reaktanz
- Spannungssollwert
- Stromstatik
- Überwachung

Zudem können Spannungs- und Stromgrenzen definiert werden bei deren Über- bzw. Unterschreitung der Bypass des Elements aktiviert wird.

Eine genaue Beschreibung der Regelfunktionen im Zuge der Lastflussrechnung findet sich in der technischen Referenz [10].

Zur Kurzschlussberechnung wird das SSSC-Element entweder kurzgeschlossen (Bypass) oder als konstante Reaktanz betrachtet. Die Grenze, ab der der Bypass aktiv wird kann definiert werden. Die Reaktanz kann ebenfalls gesondert angegeben oder aus der Lastflussberechnung übernommen werden. Diese Einstellungen sind jedoch nicht Teil der IEC 60909 Norm.

Zur Untersuchung von Harmonischen wird der SSSC als Spannungsquelle modelliert und die Spannungen für jede Ordnung gesondert angegeben. [10]

4.2.2 Strommessung

Dieses Element misst die Ströme durch die Zelle an, die es angebunden wird. Das Vorzeichen der gemessenen Ströme ist abhängig vom angebundenen Element. Für passive Elemente (Lasten, Leitungen, Transformatoren) kommt das Verbraucherbezugssystem und für Quellen (Generatoren, Spannungsquellen, externe Netze) das Erzeugerbezugssystem zum Einsatz.

Je nach Bedarf können Phasengrößen als auch transformierte Größen in kA oder p.u. für 3-phasige, 2-phasige oder einphasige Systeme gemessen werden.

Für die Implementierung im zu modellierenden SSSC-System wird auf die Funktion der transformierten Größen in kA zurückgegriffen. Diese werden im Element entsprechend der Clarke-Transformation mit folgender Gleichung aus den Phasengrößen berechnet: [11]

$$\begin{bmatrix} I_\alpha \\ I_\beta \\ I_\gamma \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix}$$

4.2.3 PLL-Element

Mithilfe einer Phase-locked-loop (PLL) lassen sich Frequenz und Phase eines Spannungssignals messen. Diese Informationen werden für Synchronisationsanwendungen oder Regelzwecke herangezogen. Im Zuge des implementierten SSSC-Modells, wird die PLL zur Messung des Phasenwinkels der Ausgangsspannung der SSSC verwendet.

Für die Anwendung in EMT-Simulationen stehen in Powerfactory zwei PLL-Typen zur Auswahl (SRF und DSGOI). Im Zuge dieser Arbeit wird der Typ SRF-PLL verwendet, wobei SRF für *synchronous reference frame* steht.[12].

Eine genaue Beschreibung des Modells findet sich in der Technischen Referenz [12] des Elements welche über Powerfactory verfügbar ist.

4.3 Dynamische Modelle

Die Grundstruktur in Abbildung 21 Grundstruktur des wird um die Modelle in Abschnitt 4.2 ergänzt. Dadurch verfeinert sich die Modellverschaltung und zusammen mit der Struktur aus Abbildung 22 ergibt sich dadurch folgende Verschaltung.

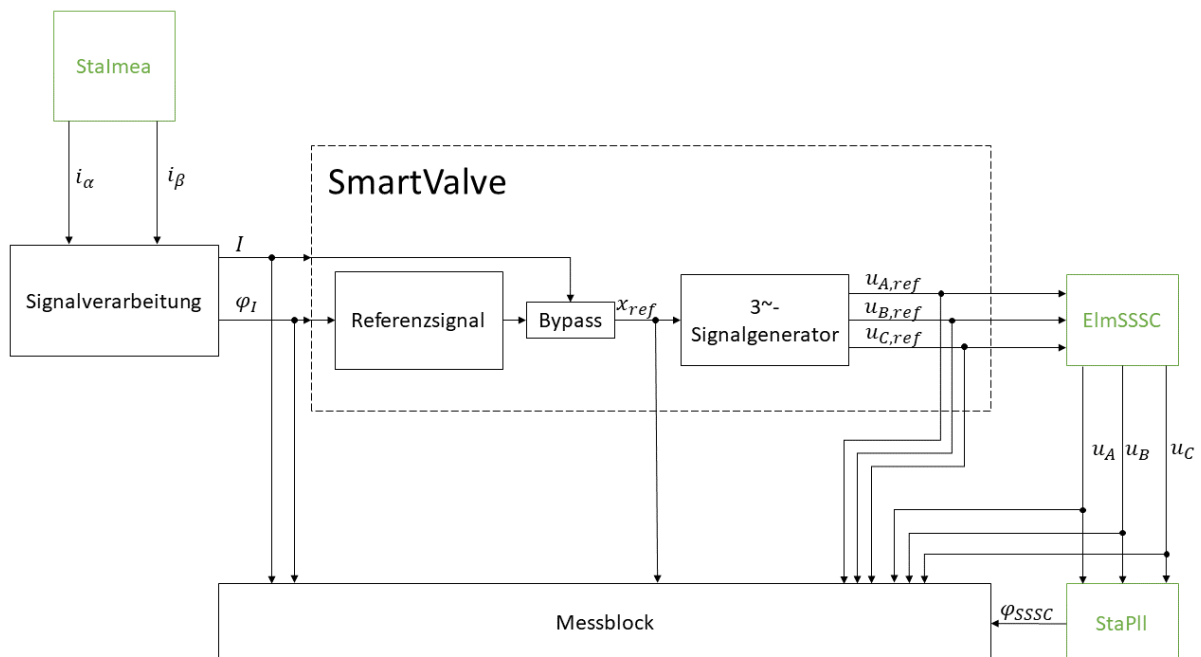


Abbildung 26 Ergänzte Grundstruktur

Daraus lassen sich wiederum folgende notwendige dynamische Modelle ableiten:

- Signalverarbeitung der Strommessung
- SmartValve
 - Referenzsignal
 - Erzeugung der Spannungssignale

- Bypass-Funktion
- Zusammenfassung der Messwerte

Zu beachten ist, dass die Größe des Referenzsignals noch nicht konkret definiert ist. Daher ist die Größe x_{ref} noch allgemein gehalten und wird in den folgenden Abschnitten weiter definiert.

4.3.1 Signalverarbeitung der Strommessung

Die aus dem Block für die Strommessung kommenden alpha- und beta-Komponenten werden in die Polardarstellung konvertiert. Die zugehörigen Gleichungen lauten:

$$I_{mag} = \sqrt{i_{\alpha}^2 + i_{\beta}^2}$$

$$\varphi_I = \arg(i_{\alpha} + j \cdot i_{\beta})$$

Zusätzlich wurde ein PT1-Glied mit der Zeitkonstante T verschalten um den Winkel φ_I gegebenenfalls filtern zu können. T kann hierbei bei Bedarf als Parameter frei gewählt werden.

4.3.2 SmartValve

Bei Entwurf des Modells wurde auf eine hohe Modularität Wert gelegt um auch die Simulation mehrstufiger Anlagen, die Realisierung von Reglern und die Integration von detaillierten Umrichter-Modellen zur ermöglichen.

Dadurch ergeben sich wie in Abbildung 22 dargestellt 2 getrennte Modellblöcke:

1. Steuerung
2. Signalerzeugung

Als Eingangsgröße für den Modellblock der Steuerung kommt einzig der Stromzeiger definiert durch I_{mag} und φ_I zur Anwendung. Weiteres wird der Betriebspunkt durch die Parameter U_{inj} , I_{min} , I_{fault} , T_{pick} und T_{drop} . U_{inj} gibt hierbei die Amplitude der eingespeisten Spannung an. Die Einstellung der Bypass-Funktion erfolgt über I_{fault} , der Maximalwert des durchzulassenden Stromes, die Auslöseverzögerung T_{pick} und die Rückfallzeit T_{drop} .

Ziel der Steuerung ist es, einen Spannungszeiger \underline{U}_{ref} zu erzeugen, welche orthogonal zum Stromzeiger am Eingang steht. Dieser Spannungszeiger dient wiederum als Referenz-beziehungsweise Eingangssignal für den Signalgenerator.

Dazu wird zuerst ein Zeiger \underline{U}'_{ref} in einen d/q-Koordinatensystem wie folgt definiert:

$$\underline{U}'_{ref} = U'_{d,ref} + jU'_{q,ref} = jU_{ref,mag}$$

Anschließend erfolgt die Transformation vom d/q-System in das α/β -System. Als Referenzvektor fungiert hierbei der Stromvektor.

$$\begin{bmatrix} U_{\alpha,ref} \\ U_{\beta,ref} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\varphi_I) & -\sin(\varphi_I) \\ \sin(\varphi_I) & \cos(\varphi_I) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ U_{ref,mag} \end{bmatrix}$$

$$\underline{U}_{ref} = U_{\alpha,ref} + jU_{\beta,ref} = U_{ref} \angle \varphi_{ref}$$

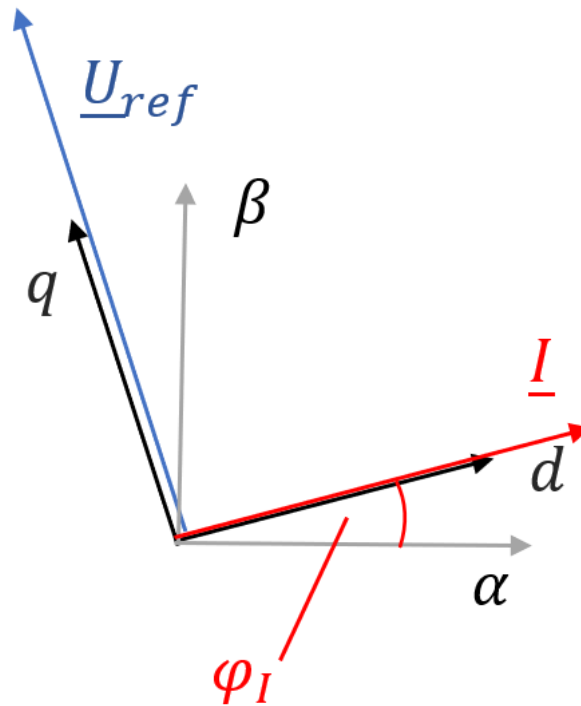


Abbildung 27 Zeigerdiagramm

Die Bypass-Funktion im Fehlerfall wirkt auf den Wert $U_{ref,mag}$ und setzt den Spannungswert auf 0 V. Unterschreitet I_{mag} den definierten Wert I_{min} wird die Spannungsamplitude ebenfalls auf 0 V gesenkt. Zusammengefasst sind diese Funktionen wie folgt definiert

$$U_{ref,mag} = \begin{cases} U_{inj} & \text{bei } I_{mag} < I_{fault} \wedge I_{mag} > I_{min} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases}$$

Das Blockschaltbild des DSL-Modell der SmartValve-Steuerung ist in der untenstehenden Abbildung 28 zu sehen.

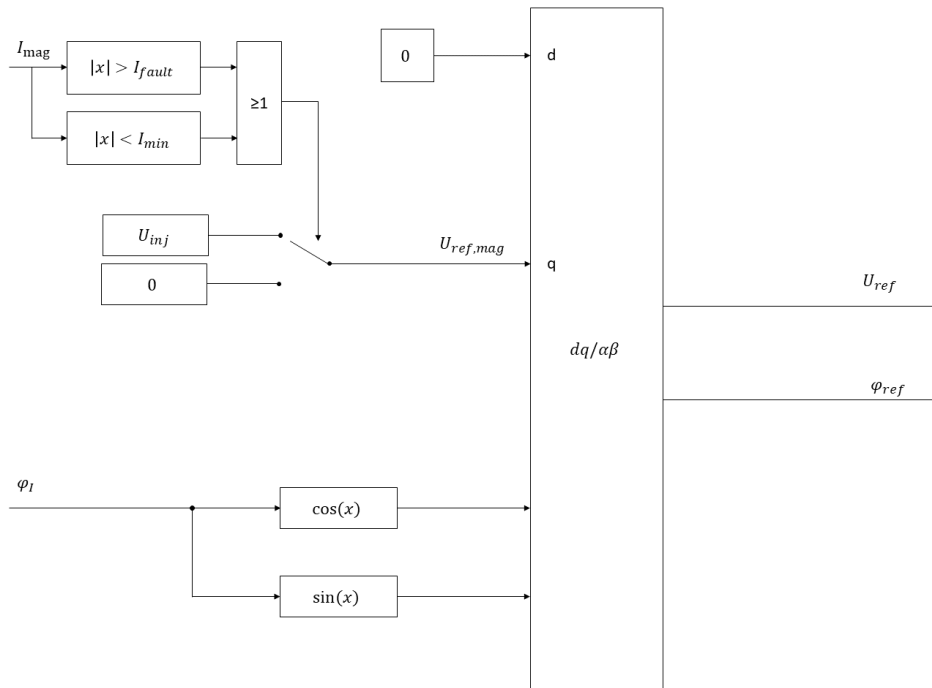


Abbildung 28 Blockschaltbild der SV-Steuerung (SV_Control) mit fester Spannungsvorgabe

Das somit erzeugte Referenzsignal wird als Eingangssignal für die Signalerzeugung weitergeführt. Dieser Modellblock repräsentiert die Hardware des SmartValve und ist in mehrere Ebenen gegliedert. Diese sind in Abbildung 29 hierarchisch dargestellt.

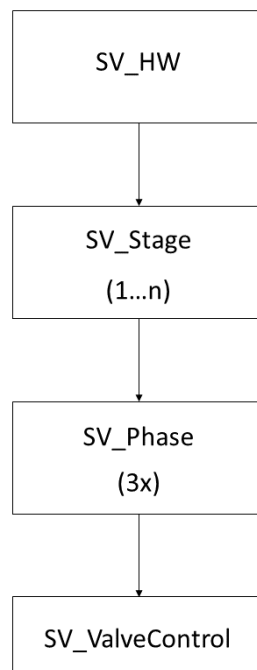


Abbildung 29 Hierarchie der Signalerzeugung

Der oberste Block SV_HW dient zur Koordinierung der einzelnen Stufen (Stages). Dies geschieht vor allem durch die Parameter in α .

$$\boldsymbol{\alpha} = \begin{pmatrix} \alpha_1 \\ \alpha_2 \\ \dots \\ \alpha_n \end{pmatrix}$$

Der Vektor $\boldsymbol{\alpha}$ beinhaltet die Einschaltwinkel der einzelnen Stufen, wodurch die Kurvenform beeinflusst werden kann. Dabei ist zu beachten, dass die Vektordarstellung hier nur zur Vereinfachung verwendet wird, in der konkreten Implementierung sind die Komponenten jeweils separate Parameter.

Zudem wird die Amplitude der zu einzuspeisende Spannung auf die einzelnen Stufen gleichmäßig gemäß folgender Gleichung aufgeteilt.

$$U_{ref,stage} = \frac{U_{ref}}{n}$$

Wobei n die Anzahl der Stufen der Anlage angibt.

Die Ausgangsspannungen der einzelnen Stufen addieren sich zur Gesamt-Ausgangsspannung der Anlage. Exemplarisch für die Phase 1 wäre dies

$$U_A = U_{A1} + U_{A2} + \dots + U_{An}$$

Im Zuge dieser Arbeit wurde ein Modell für eine einstufige beziehungsweise eine zweistufige Anlage implementiert deren Modellverschaltungen in Abbildung 30 und Abbildung 31 zu sehen sind.

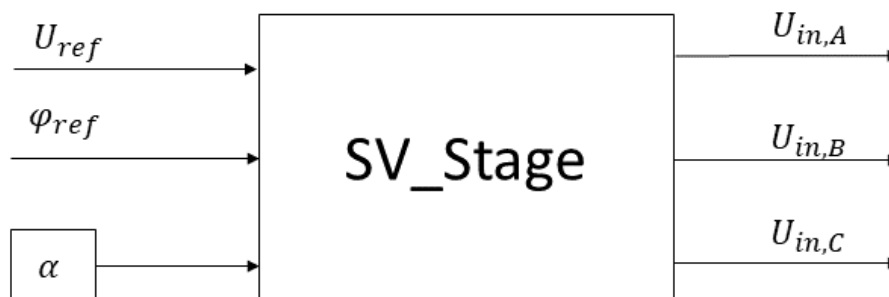


Abbildung 30 Blockschaltbild eines einstufigen Modells

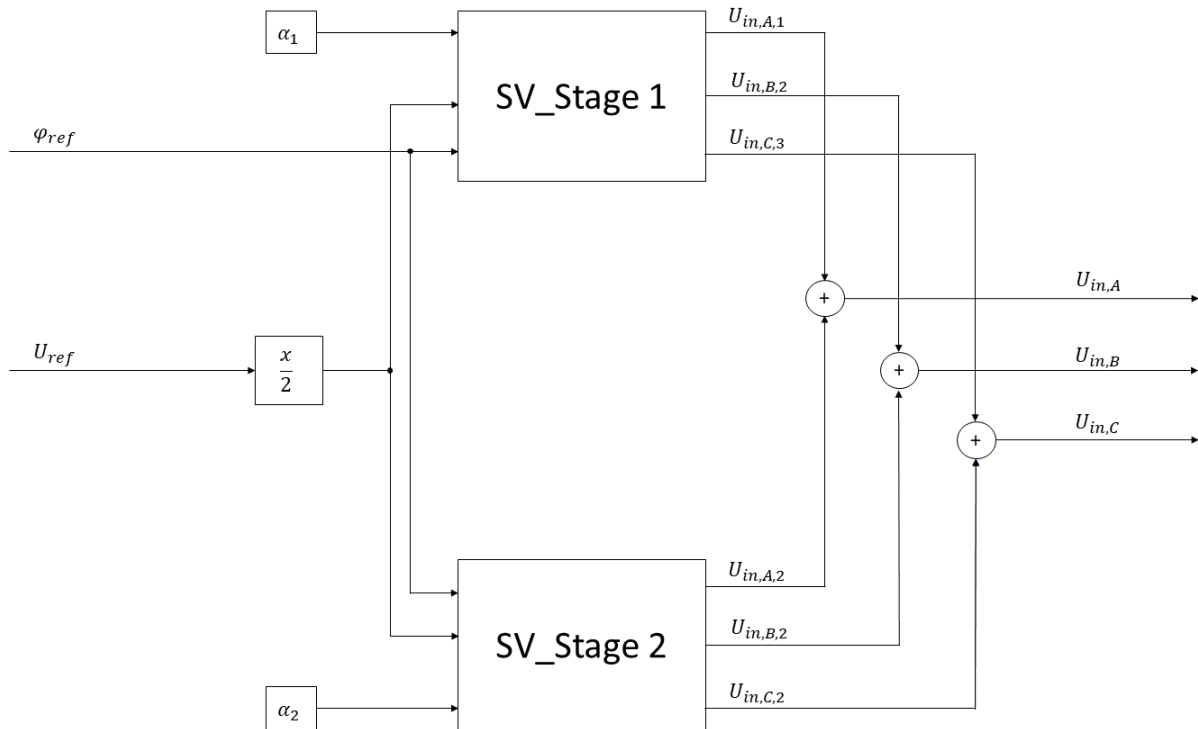


Abbildung 31 Blockschaltbild eines zweistufigen SV Modells

In einer SV_Stage, die einzelne Stufe, wird aus dem bisher einphasigen Referenzsignal ein Drehstromsystem erzeugt. Zudem wird durch den Parameter U_{max} die Grenze der Spannungseinspeisung einer solchen Stufe festgelegt.

Die Referenzvektoren der einzelnen Phasen $\underline{U}_{ref,A}$, $\underline{U}_{ref,B}$, $\underline{U}_{ref,C}$ errechnen sich aus dem Referenzvektor \underline{U}_{ref} wie folgt:

$$\underline{U}_{ref,A} = \underline{U}_{ref}$$

$$\underline{U}_{ref,B} = \underline{a}^2 \cdot \underline{U}_{ref}$$

$$\underline{U}_{ref,C} = \underline{a} \cdot \underline{U}_{ref}$$

mit $\underline{a} = e^{j \cdot 120^\circ}$.

Diese Phasenreferenzvektoren werden mit U_{max} den jeweiligen der 3 SV_Phase Blöcke zugeführt.

Die Verschaltung der SV_Stage ist in Abbildung 32 dargestellt.

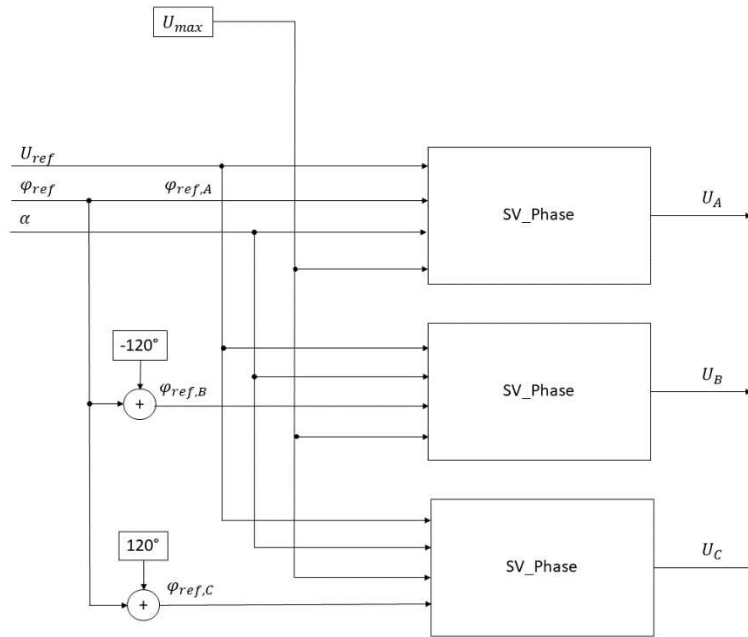


Abbildung 32 Blockschaltbild von SV_Stage

Im Modell SV_Phase wird die Leistungselektronik eines mSSSC vereinfacht implementiert. Die Umsetzung erfolgt durch eine ideale Vollbrücke. Dabei sind die IGBTs zu idealem Schalter und die Zwischenkreiskapazität zu einer idealen Spannungsquelle vereinfacht. Die Schalter dieser Brücke werden durch den Block SV_ValveControl gesteuert. Das Ausgangssignal wird zudem auf den Grenzwert U_{max} limitiert.

Die Struktur von SV_Phase ist der Abbildung 33 zu entnehmen.

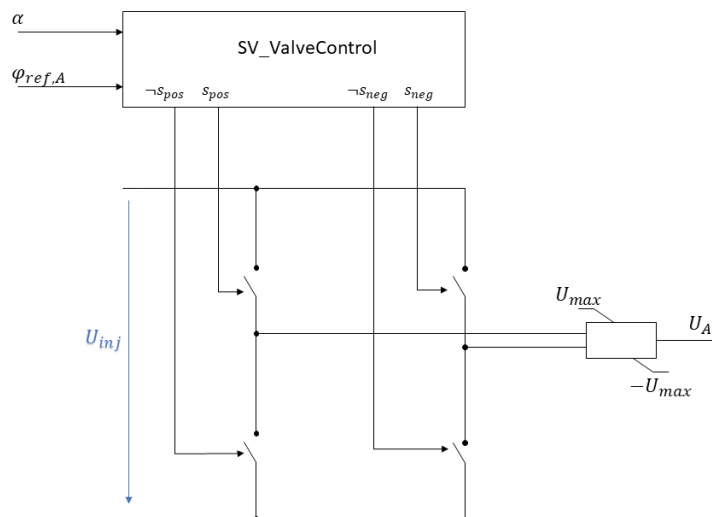


Abbildung 33 Blockschaltbild von SV_Phase

Die Steuersignale für die Schalter der Brücke werden gemäß folgendem Prinzip generiert.

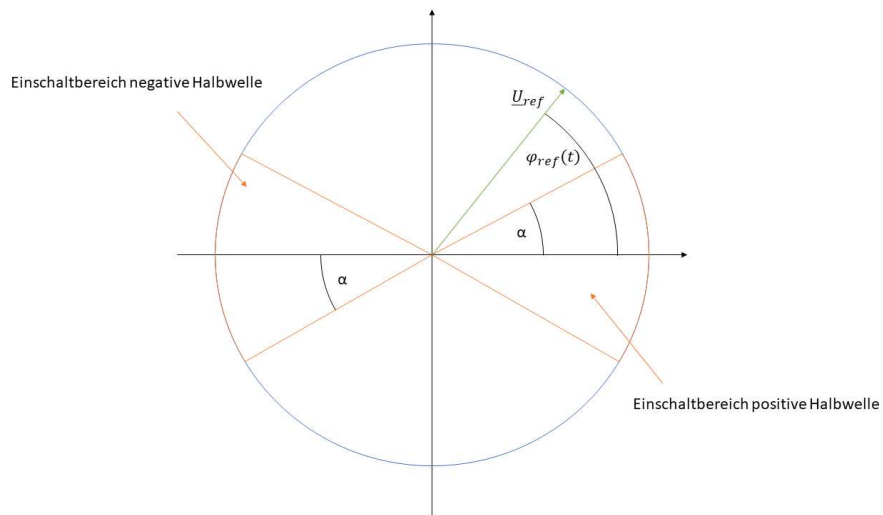


Abbildung 34 Prinzip der Ventilsteuerung

Dazu erfolgt am Eingang eine Anpassung des Eingangsreferenzwinkels. Dieser wird von Radianen in Grad konvertiert und anschließend auf einen Winkel zwischen 0° und 360° begrenzt. Danach wird, wie in Abbildung 34 bereits dargestellt, überprüft ob sich der Zeiger in einen der Einschaltbereiche befindet und daraus das Steuersignal abgeleitet.

4.4 Messblock

Der Messblock dient zur Zusammenfassung der Messwerte. Darüber hinaus finden eine Transformation und Filterung ausgewählter Signale statt.

Folgende Signale werden erfasst:

- Die Ausgangsspannungen des dynamischen Modells $u_{in,A}$, $u_{in,B}$, $u_{in,C}$
- Die Ausgangsspannungen des SSSC-Elements u_A , u_B , u_C
- Der Spannungswinkel des SSSC-Elements in dargestellt in $\sin(\varphi_{SSSC})$ und $\cos(\varphi_{SSSC})$
- Der Stromzeiger bestehend aus I und φ_I
- Der Referenzzeiger bestehend aus U_{ref} und φ_{ref}
- Der Spannungswinkel an der Sammelschiene dargestellt in $\sin(\varphi_{BB})$ und $\cos(\varphi_{BB})$

Zur besseren Darstellung der Winkel φ_{SSSC} , φ_I und φ_{ref} werden die zugehörigen Zeiger einer d/q-Transformation unterzogen. Als Referenzwinkel dient φ_{BB} . Weiters werden die transformierten Winkel φ_I' und φ_{ref}' durch ein Tiefpassglied mit der Zeitkonstante $T = 0.01$ s gefiltert.

An den Ausgängen für die Zeiger sind jeweils Betrag und Winkel aufgelegt.

Da Signalnamen innerhalb einer Modelldefinition eindeutig sein müssen. Sind die Ein- und Ausgänge der Ausgangsspannungen über ein Verstärkungsglied mit Verstärkungsfaktor $K = 1$ miteinander verbunden.

4.5 Validierung

Zur Überprüfung und Verifikation des dynamischen Modells werden 3 Kriterien herangezogen:

1. Qualitative Bewertung der Kurvenform
2. Einspeisewinkel in verschiedenen Last- und Betriebspunkten
3. Beeinflussung des Kurzschlussstromes

4.5.1 Netzmodell

Für die Simulationen zur Modellüberprüfung wird das in Abbildung 35 dargestellte, einfache Netzmodell herangezogen.

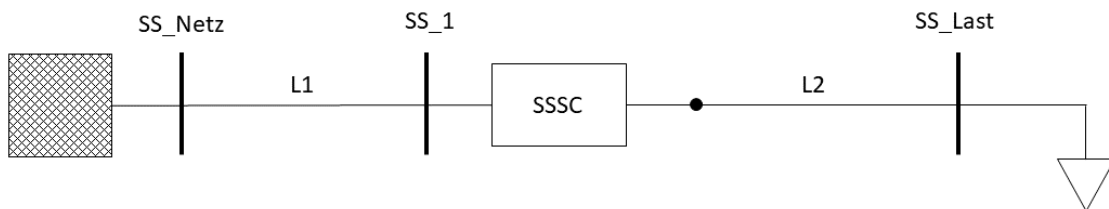


Abbildung 35 Versuchsnetz zur Modellvalidierung

Die Nennspannung ist $U_n = 380 \text{ kV}$ und die Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt $S_K = 10 \text{ GVA}$.

Die Leitungen L1 und L2 sind jeweils Freileitungen mit den Impedanzbelägen für Mit- und Nullsystem:

$$Z'_{L,1} = 0,027 + j0,17 \Omega$$

$$Z'_{L,0} = 0,242 + j1,34 \Omega$$

Die Leitungslänge beträgt für L1 $l_1 = 100 \text{ km}$ und für L2 $l_2 = 150 \text{ km}$. Daraus ergeben sich folgende Leitungsimpedanzen im Mitsystem:

$$Z_{L1} = 2,7 + j24,2 \Omega$$

$$Z_{L2} = 4,05 + j36,3 \Omega$$

Für die Last wird als Standardwert eine Leistung von $S_L = 250 \text{ MVA}$ bei $\cos(\varphi) = 0,8$ definiert.

4.5.2 Kurvenform

Als Referenzkurvenform wird auf eine Darstellung in der TB371, veröffentlicht von Cigre ([4]), zurückgegriffen. Diese ist in Abbildung 36 dargestellt.

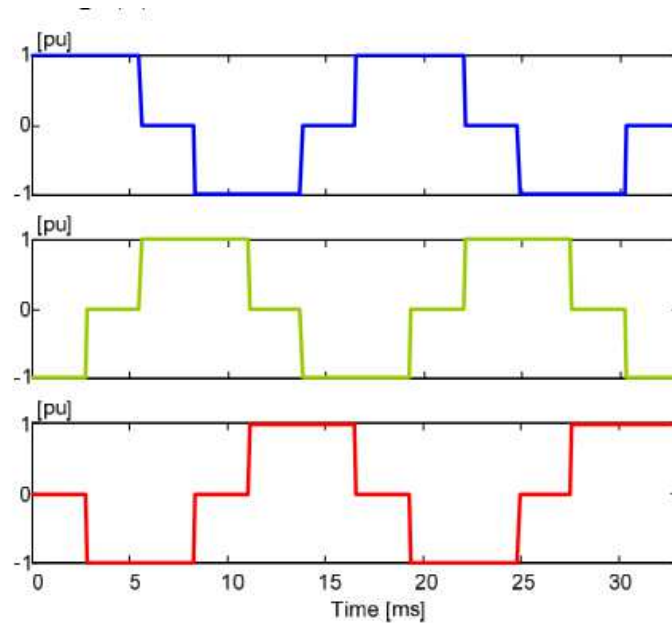


Abbildung 36 Spannungen eines VSC [4]

Gegenübergestellt sieht man in Abbildung 37 die Kurvenform des modellierten SSSC in einstufiger Ausführung. Beide Kurvenformen stimmen qualitativ überein.

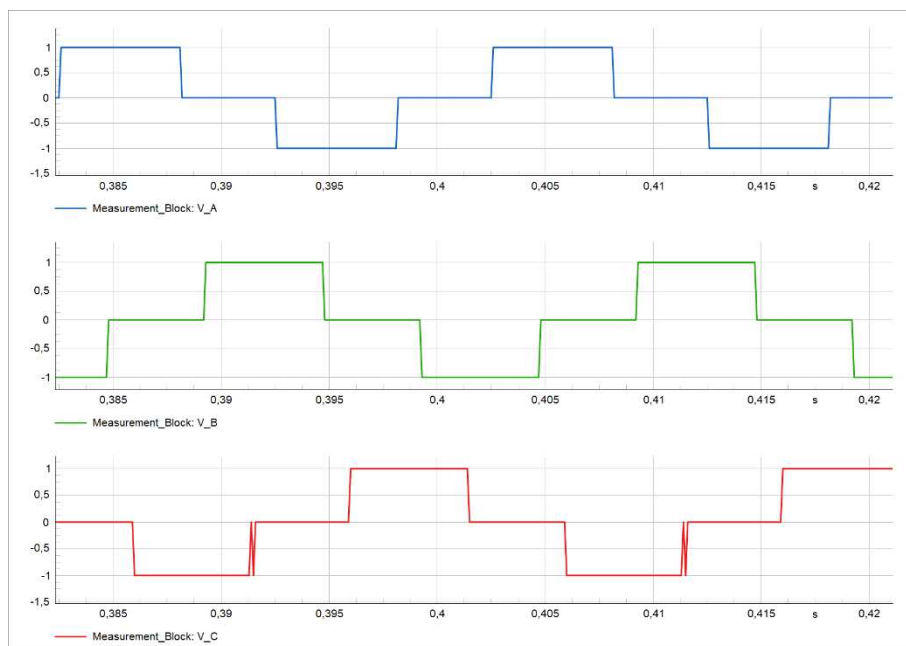


Abbildung 37 Kurvenform einstufiges SSSC-Modell ($\alpha = 50^\circ$)

Für 2 oder mehr Stufen in Serie gilt das Superpositionsprinzip und es addieren sich die Ausgangsspannungen. Die einzelnen eingespeisten Spannungen weisen jedoch eine Form wie in Abbildung 37 auf. Das Ausgangssignal eines zweistufigen SSSCs ist in Abbildung 38 zu sehen.

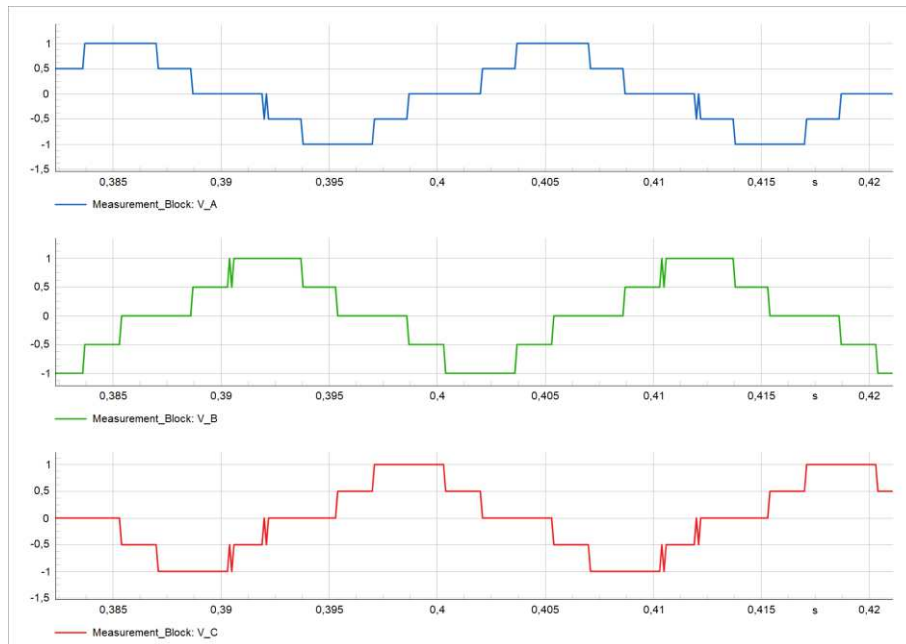


Abbildung 38 Kurvenform eines zweistufigen SSSC-Modells ($\alpha_1 = 60^\circ, \alpha_2 = 30^\circ$)

In Abbildung 39 ist der Spannungsverlauf bei zweistufiger, kapazitiver Einspeisung im Moment eines Schaltvorganges (Zuschalten einer induktiven Last) dargestellt. Dabei ist erkennbar, dass die Sollkurvenform nach 1-2 Perioden wieder vorhanden ist.

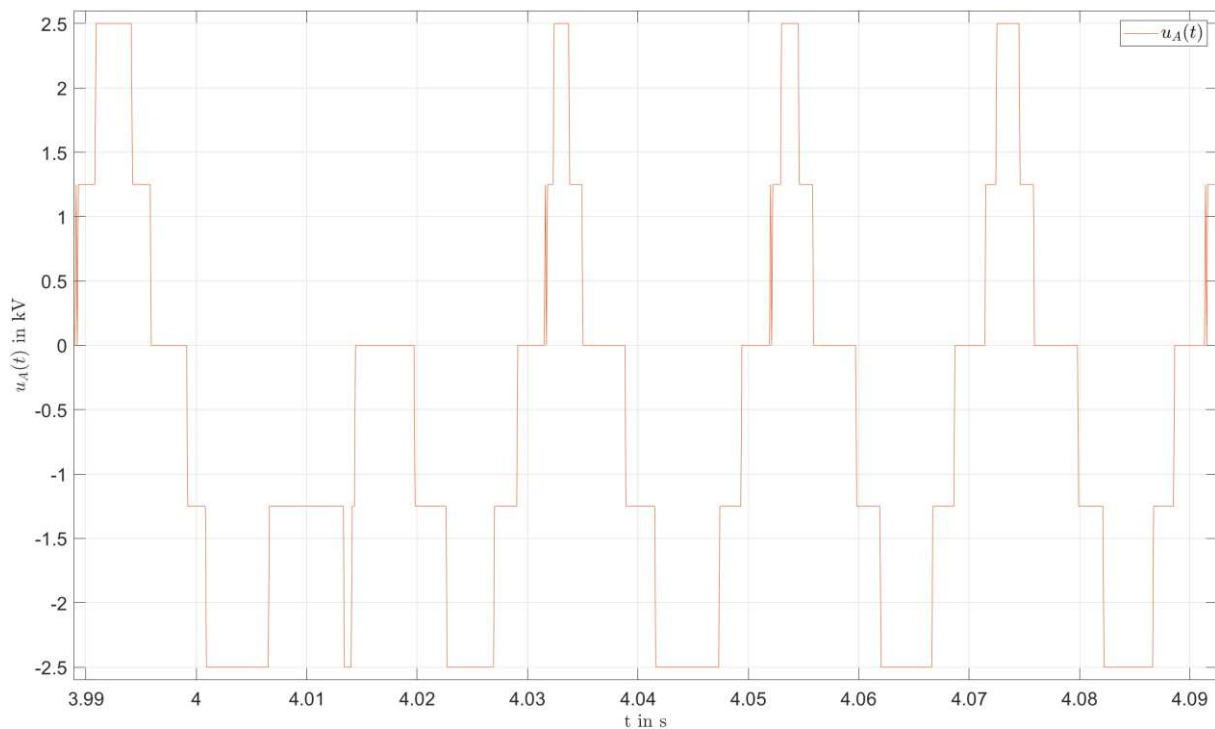


Abbildung 39 Verlauf von U_{inj} während eines Schaltvorganges

4.5.3 Einspeisewinkel

Durch den Block SV_Control wird sichergestellt, dass die eingespeiste Spannung stets um 90° dem Strom durch den SSSC nach- bzw. vor eilt. Dies wird für beide Betriebszustände (kapazitiv und induktiv)

überprüft. Dazu wird ausgehend von dem Netzzustand beschrieben in 4.5.1 das in Tabelle 3 Simulationsprogramm für $U_{inj} = \pm 2,5 \text{ kV}$ abgearbeitet, der Winkel der Grundschiwingung der eingespeisten Spannung, gemessen durch das PLL-Element am SSSC-Ausgang aufgezeichnet und mit dem gemessenen Winkel des Stromes verglichen. Die Überprüfung wird sowohl für das einstufige als auch für das zweistufige Modell durchgeführt. Der Einschaltwinkel, wie in Abschnitt 4.3.2 beziehungsweise Abbildung 34 beschrieben, des einstufigen Modells ist mit $\alpha=50^\circ$ gegeben. Die Schaltwinkel der zweistufigen Antworten sind $\alpha_1=30^\circ$ und $\alpha_2 = 60^\circ$.

Laständerungen werden durch Zu- und Wegschalten von Lasten an der Sammelschiene simuliert.

Tabelle 3 Simulationsablauf

Zeitpunkt	Ereignis
t = 1 s	Last +385 MVar
t = 2 s	Last -1146 MVar
t = 4 s	Last +385 MVar
t = 5 s	Kurzschluss an SS_Last ($Z_F = 0 \Omega$)

4.5.3.1 Einstufiges Modell

In Abbildung 40 und Abbildung 41 sind die zeitlichen Verläufe der gemessenen bzw. errechneten Phasenwinkel zu sehen. Besonders in Abbildung 40 ist bei t=5s, den Moment des Kurzschlusses, eine signifikante Abweichung von φ_{ref} vom erwarteten Wert zu erkennen. Diese Tatsache lässt sich auch in Abbildung 43 sehr gut sehen. Der Grund für diese Abweichung stammt aus dem Signal vor dem Filter im Messblock. Dabei kann es zu Sprüngen zwischen $\pm 180^\circ$ kommen, welche technisch gesehen kein Problem darstellen, jedoch in der Darstellung der Signale ungewünschte Effekte hervorrufen. Der induktive Betriebsmodus ist hierbei anfälliger als der Kapazitive, da im normalen Betrieb primär induktive Ströme auftreten, welche den Winkel der einzuspeisenden Spannung in diesen problematischen Bereich treiben.

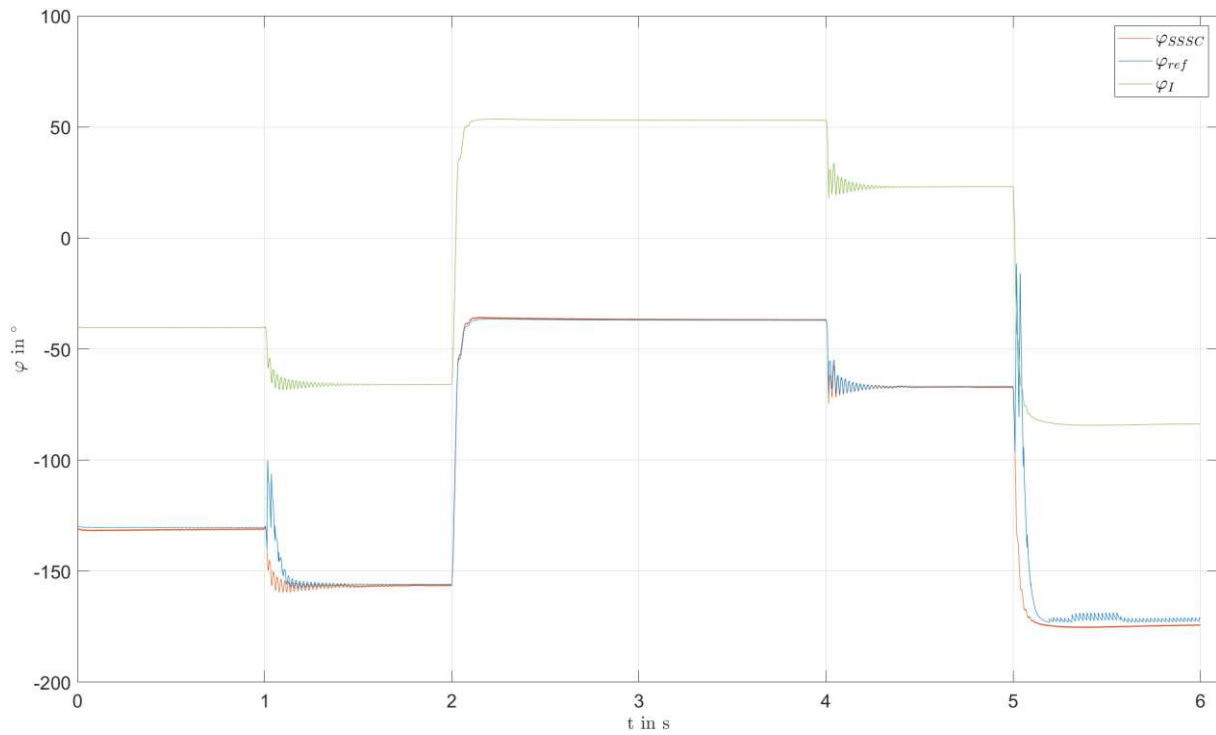


Abbildung 40 Verlauf der Phasenwinkel bei $U_{inj}=-2,5$ kV

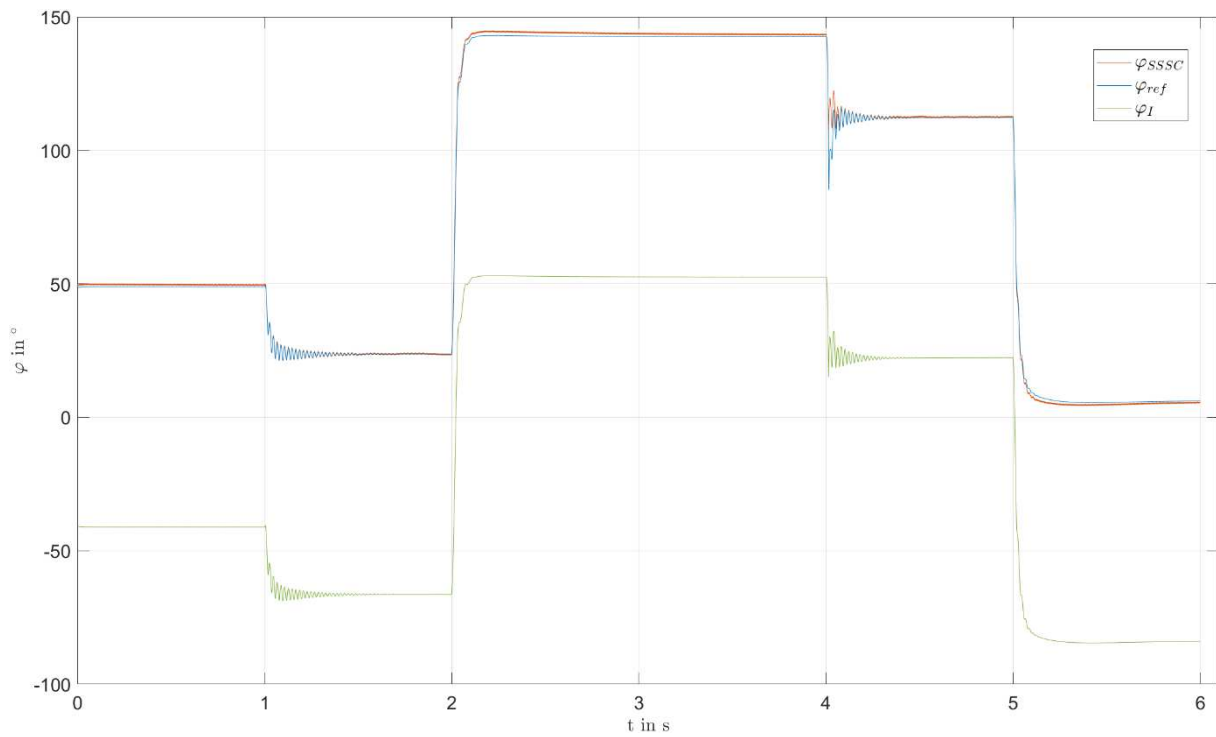


Abbildung 41 Verlauf der Phasenwinkel bei $U_{inj}=2,5$ kV

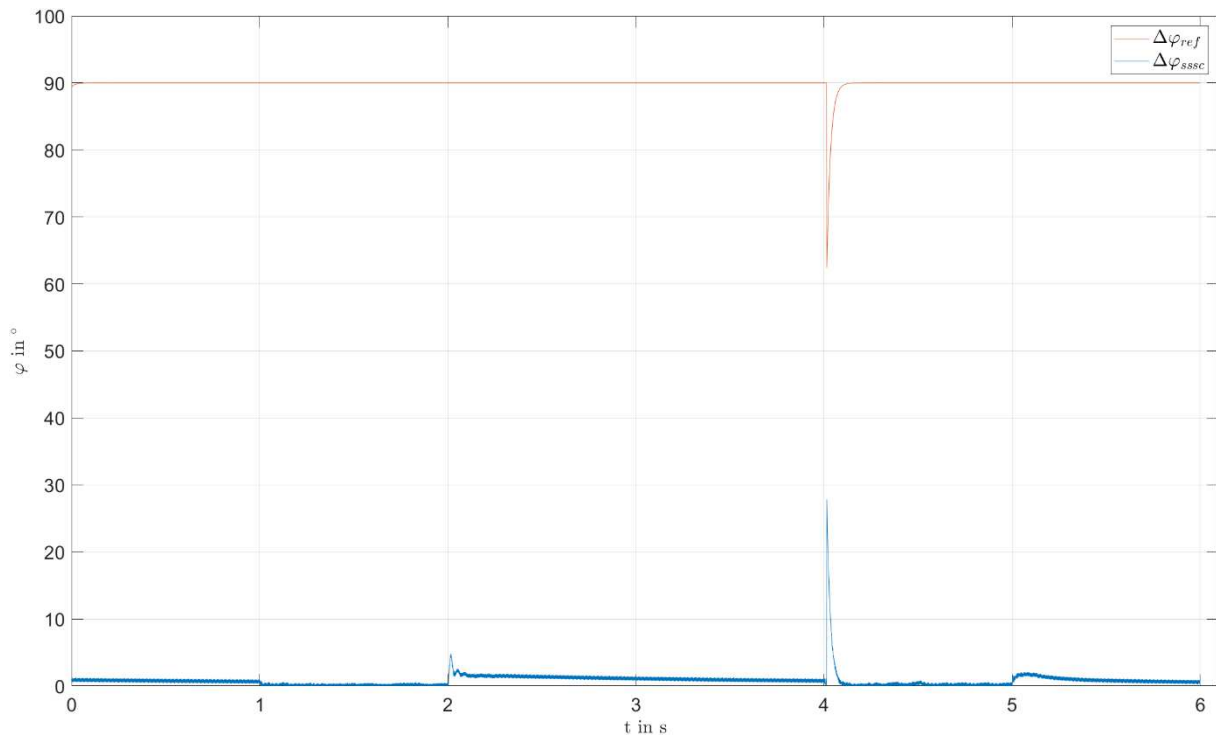


Abbildung 42 Abweichungen bei kapazitiver Einspeisung

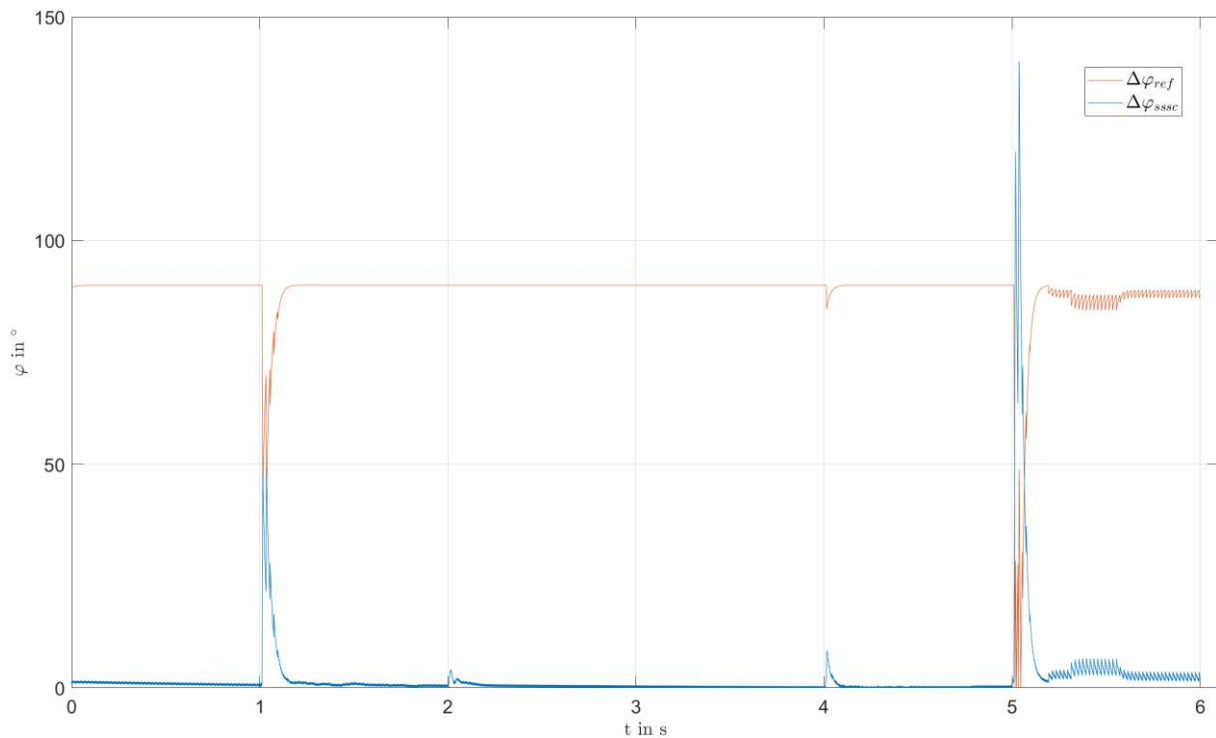


Abbildung 43 Abweichungen bei induktiver Einspeisung

4.5.3.2 Zweistufiges Modell

Wie schon im vorherigen Abschnitt beschrieben treten auch hier im induktiven Betrieb Probleme in der Darstellung des Referenzwinkels φ_{ref} auf (siehe Abbildung 45 und Abbildung 47). Die Begründung ist auch hier das wechselnde Vorzeichen zwischen $\pm 180^\circ$.

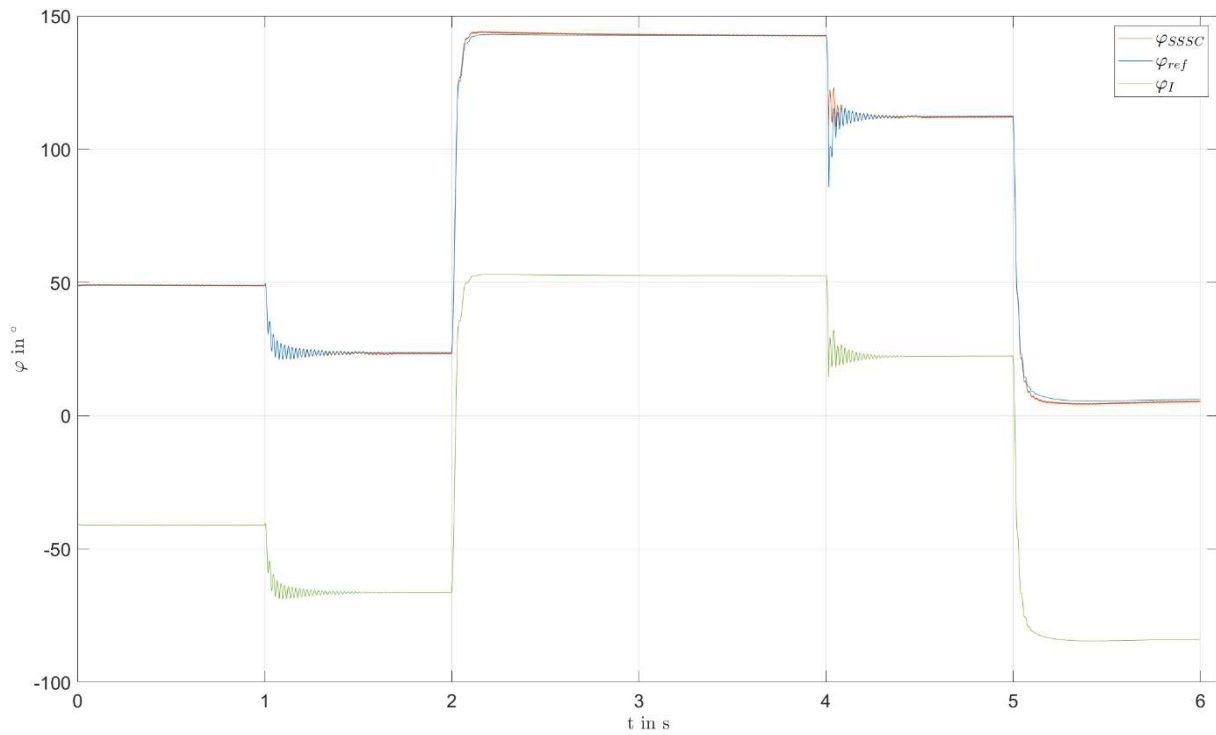


Abbildung 44 Verlauf der Phasenwinkel bei kapazitiver Einspeisung

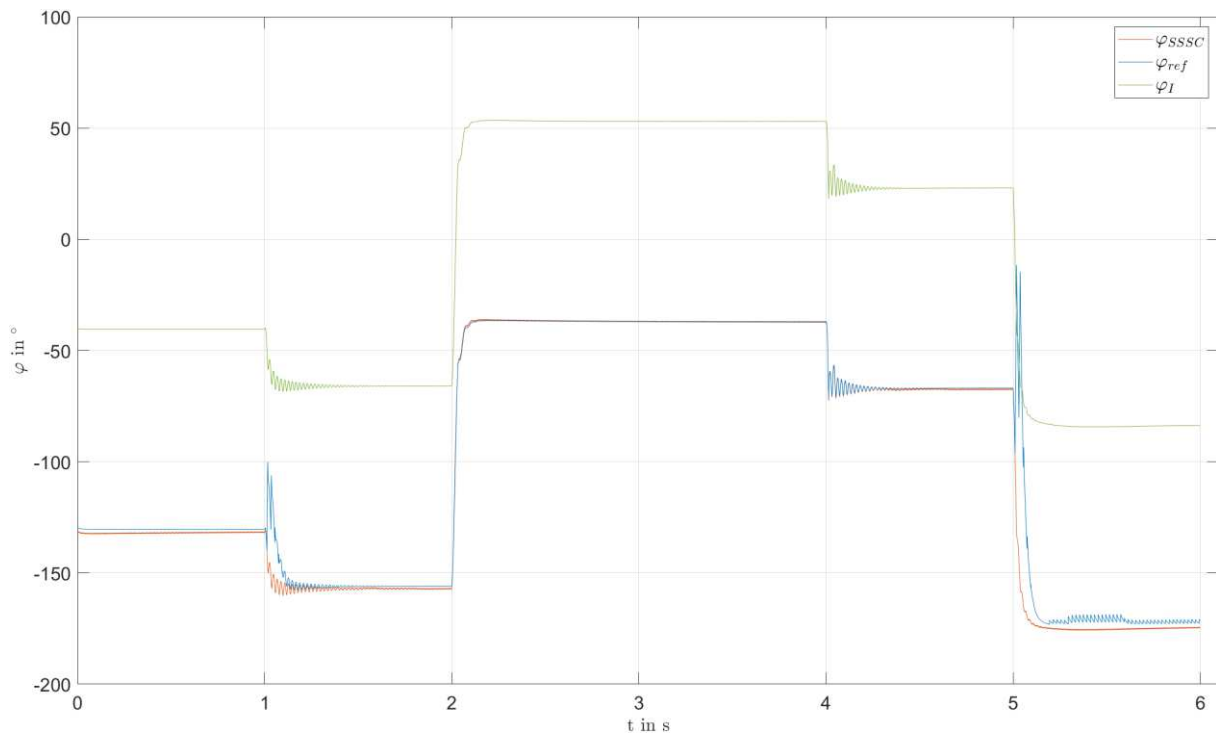


Abbildung 45 Verlauf der Phasenwinkel bei induktiver Einspeisung

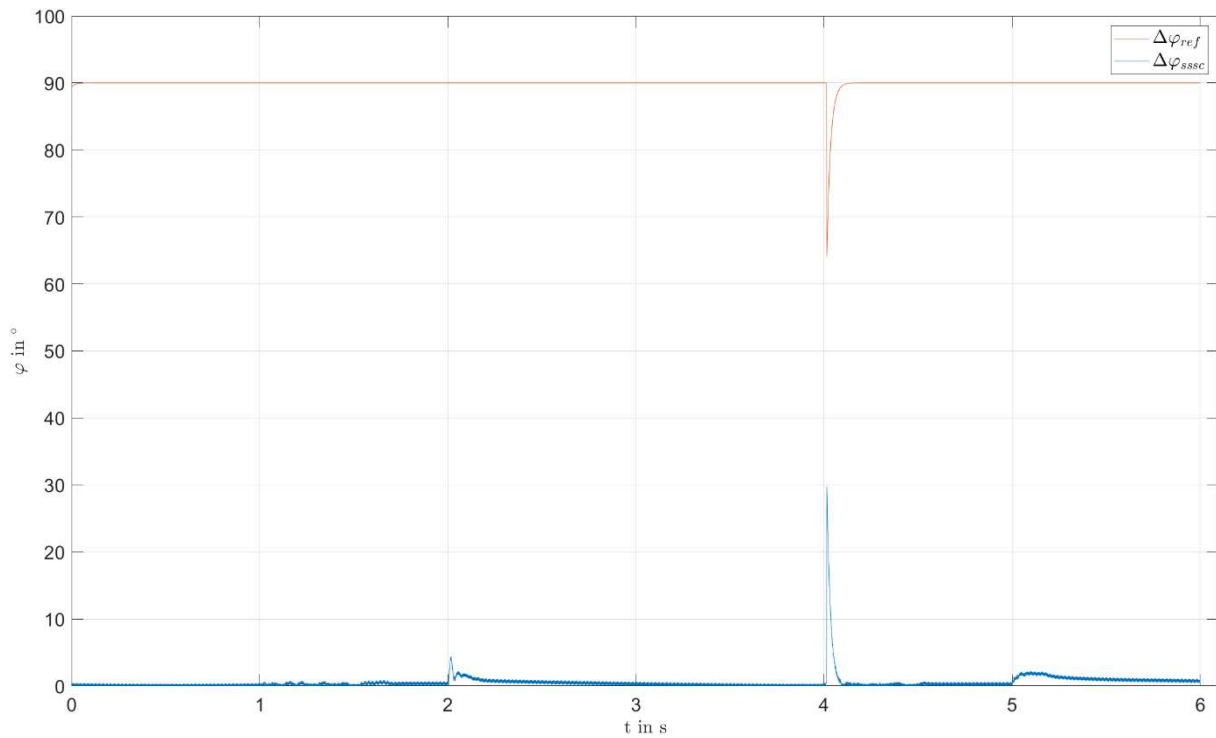


Abbildung 46 Abweichungen bei kapazitiver Einspeisung

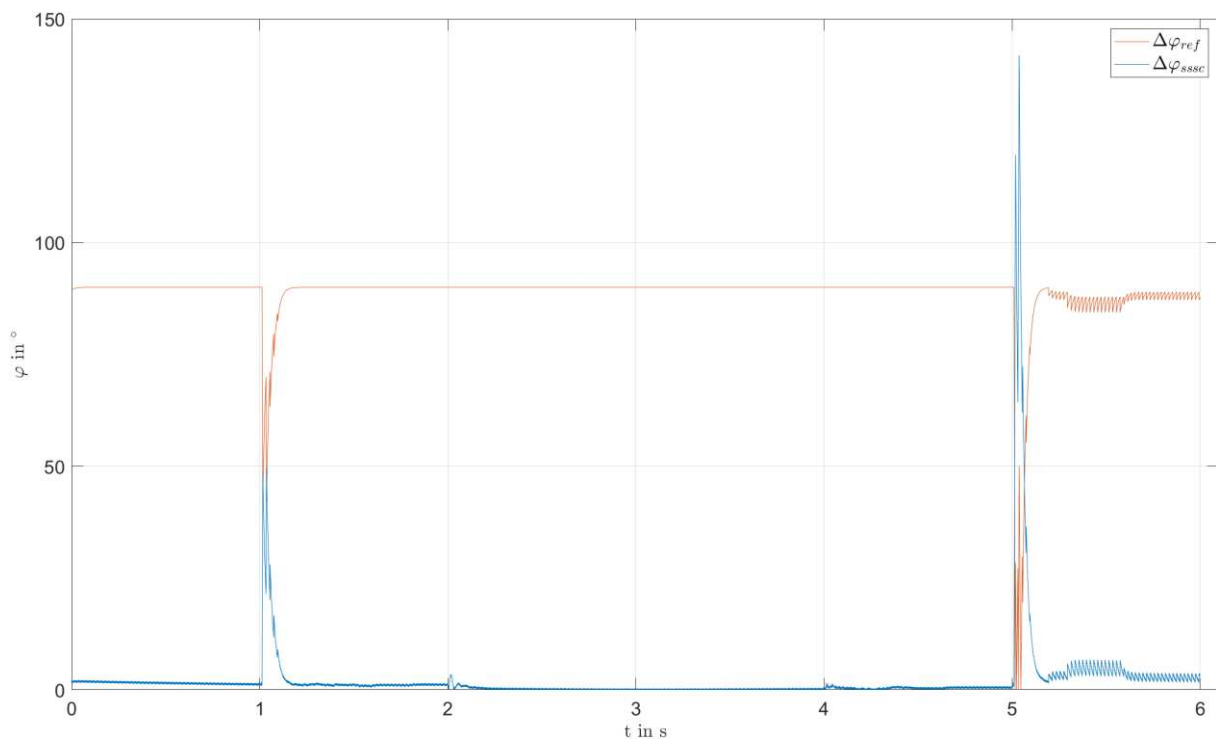


Abbildung 47 Abweichungen bei induktiver Einspeisung

4.5.4 Kurzschlussstrom

Ausgangspunkt für die Betrachtung der Beeinflussung des Kurzschlussstromes ist das Netz in 4.5.1. Als Vergleichswerte dienen Ergebnisse einer RMS-Simulation unter Anwendung eines SmartValve-

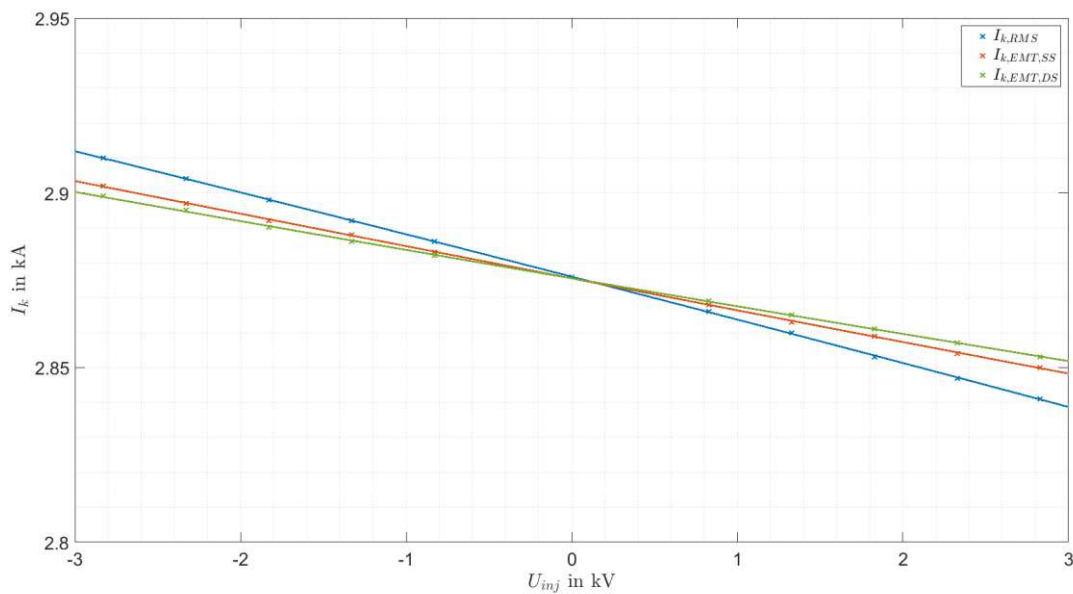
Modells von SmartWires in Powerfactory 2022. Dieses Modell stellt in SSSC als serielle Spannungsquelle dar. Die RMS-Simulationen wurden an einem identischen Netz durchgeführt.

Die Simulationsdauer beträgt 2s. Der berechnete Kurzschluss zum Zeitpunkt $t_{KS} = 1s$ ist ein dreipoliger Kurzschluss mit der Fehlerimpedanz $Z_F = 0 \Omega$. Als Kurzschlussort wird die Sammelschiene SS_LAST gewählt.

Die Ergebnisse sind in Tabelle 4 aufgelistet und in Abbildung 48 grafisch dargestellt. Die Werte für I_k sind RMS-Werte durch die Leitung L2 nach einer Kurzschlussdauer von $T = 1s$.

Nr.	U_{inj} in kV	$I_{k, RMS}$ in kA	$I_{k, EMT, SS}$ in kA	$I_{k, EMT, DS}$ in kA
1	-2,83	2,910	2,902	2,899
2	-2,33	2,904	2,897	2,895
3	-1,83	2,898	2,892	2,89
4	-1,33	2,892	2,888	2,886
5	-0,83	2,886	2,883	2,882
6	0	2,876	2,876	2,876
7	0,83	2,866	2,868	2,869
8	1,33	2,860	2,863	2,865
9	1,83	2,853	2,859	2,861
10	2,33	2,847	2,854	2,857
11	2,83	2,841	2,85	2,853

Tabelle 4 Simulationsergebnisse

Abbildung 48 Kurzschlussstrom in Abhängigkeit von U_{inj}

Im Diagramm der Abbildung 48 lässt sich sehr gut ein linearer Zusammenhang zwischen dem Kurzschlussstrom und der eingespeisten Spannung amplitudenerkennen. Der größte Einfluss ist bei

den Ergebnissen der RMS-Simulation zu sehen. Das zweistufige EMT-Modell beeinflusst den Strom wiederum am geringsten. Anhand der linearen Interpolation lassen sich folgende Gradienten, welche den Einfluss auf den Kurzschlussstrom abhängig der eingespeisten Spannung beschreiben, ablesen:

$$k_{RMS} = -12,19 \frac{A}{kV}$$

$$k_{EMT,SS} = -9,19 \frac{A}{kV}$$

$$k_{EMT,DS} = -8,13 \frac{A}{kV}$$

Die Differenz zwischen dem einstufigen und dem zweistufigen Modell ist mit $\Delta I_k = 3 A$ bei $U_{inj} = \pm 2,83 kV$ wiederum vernachlässigbar. Die Abweichung zum RMS-Modell kann aufgrund der Idealbedingungen der Kurzschlussberechnung vorerst ebenfalls vernachlässigt werden.

4.5.5 Diskussion

Anhand der überprüften Kriterien Kurvenform, Einspeisewinkel, Winkelstabilität und die Beeinflussung des Kurzschlussstroms im Vergleich mit dem zur Verfügung stehenden RMS-Modells konnte die Funktion des EMT-Modells eines modularen SSSC festgestellt werden.

5 Simulation

5.1 Netzmodell

Das Netzmodell wurde unter Rücksichtnahme mehrerer Gesichtspunkte erstellt. Einerseits sollte ein Anwendungsfall für eine Serienkompensation gegeben sein, weiters sollen Sonderfälle hinsichtlich der Schutzauslegung darstellbar sein und abschließend soll das Modell so einfach gehalten sein, so dass auch ohne aufwändige Simulation das Verhalten der Schutzrelais nachvollziehbar ist. Die Nennspannung des Netztes ist $U_n = 380 \text{ kV}$.

Aus diesen Forderungen wurde das Netzmodell in Abbildung 49 abgeleitet, welches in unterschiedlichen Schaltzuständen für alle Simulationen herangezogen wurde.

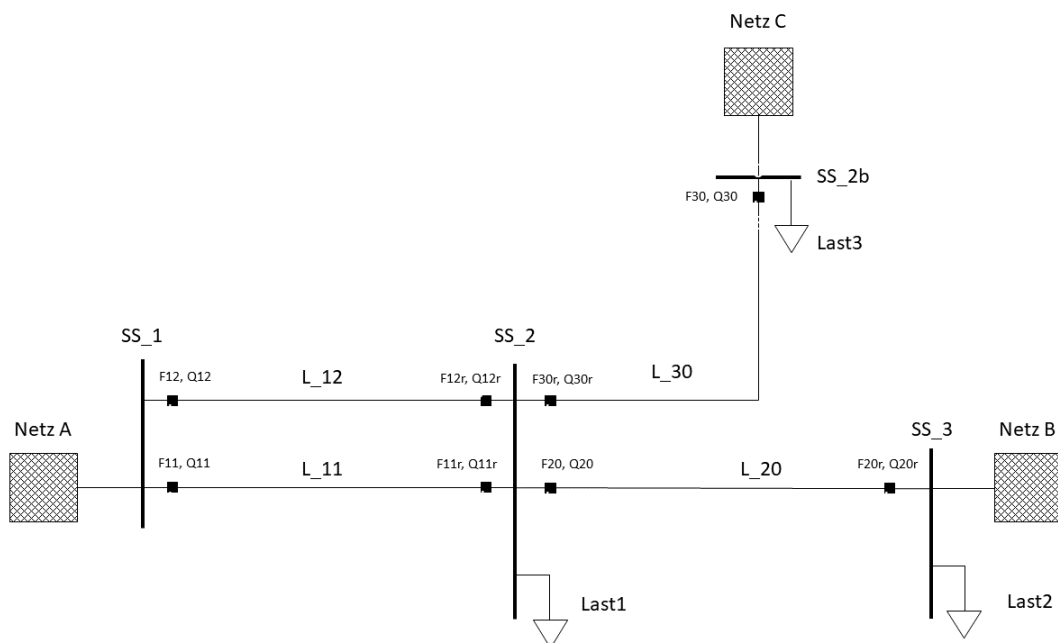


Abbildung 49 Simuliertes Netz

Die wichtigsten Betriebsmitteldaten sind in Tabelle 5, Tabelle 6 und Tabelle 7 gelistet.

Bezeichnung	Impedanzbelag	Länge	Impedanz
L_11	$0,2435 \angle 83,63^\circ \Omega/\text{km}$	100 km	$24,35 \angle 83,63^\circ \Omega$
L_12			
L_20			
L_30		50 km	$12,175 \angle 83,63^\circ \Omega$

Tabelle 5 Leitungsdaten

Bezeichnung	S_n	Leistungsfaktor
Last 1	658 MVA	0,9 (ind.)
Last 2	263 MVA	0,9 (ind.)
Last 3	263 MVA	1

Tabelle 6 Lasten

Bezeichnung	Knotentyp	$S_{k,max}$	$S_{k,min}$	P	u
Netzanschluss A	Slack	1 GVA	0,8 GVA		
Netzanschluss B	PV			0 MW	1 p.u.
Netzanschluss C	PV			0 MW	1 p.u.

Tabelle 7 externe Netze

Zur Überprüfung von Sonderfällen hinsichtlich der Schutzeinstellungen wurden die notwendigen Schaltzustände in Tabelle 8 definiert.

Schaltzustand	Q20r	Q30
Stich	offen	offen
Ring	geschlossen	offen
Zwischeneinspeisung	geschlossen	geschlossen

Tabelle 8 Schaltzustände

Die Serienkompensation wird wahlweise am Anfang (SS_1) oder am Ende (SS_2) der Leitung L_11 platziert.

Die Taxonomie der Netzkonfigurationen erfolgt anhand der Kombination aus Netzform und SSSC-Position. Als Beispiel: Das Netz im Schaltzustand Stich mit der SSSC an SS_1 wird als „Stich-Anfang“ bezeichnet.

5.2 Schutzeinstellungen

Der Netzschutz wurde auf den Schutz der Leitungen durch Distanzschutzrelais beschränkt. Für alle Geräte wurde das „F21 Generic Distance Mho Relay“ Modell von DigSilent Powerfactory 2023 verwendet, eine detaillierte Modellbeschreibung dazu findet sich in [1]

Jede Leitung wird durch 2 Relais überwacht, einen in Vorwärts-Richtung und einen in Rückwärts-Richtung. Die Definition der Richtungen erfolgt hierbei anhand der jeweiligen primären Leistungsrichtung der jeweiligen Leitung, welcher arbiträr in Richtung SS3 gelegt wurde. Die Bezeichnung der Schutzrelais erfolgt anhand folgender Nomenklatur:

$$FXY(r)$$

Hierbei steht XY für die jeweilige Leitungsnummer. Erfolgt die Überwachung in Rückwärts-Richtung, wird ein „r“ angehängt.

Für die Strom- und Spannungssignale kommen ideale Kombiwandler zum Einsatz. Die Übersetzungsverhältnisse betragen 1000/1 A bzw. 380/0,1 kV.

Für jeden Schaltzustand kommt der gleiche Einstellungssatz zur Anwendung, damit eine Vergleichbarkeit der Simulationen gegeben ist. Die Einstellwerte für die Zonen anhand der Schleifenimpedanz Phase-Phase sind in Tabelle 9 Tabelle 10 und Tabelle 11 gegeben. Eine Gesamtübersicht ist zudem im Anhang zu finden.

Schutzgerät	Impedanz	Auslösezeit
-	Ω_{prim}	ms
F11	19,494	0
F11r		
F12		
F12r		
F20		
F20r		
F30	9,766	
F30r		

Tabelle 9 Einstellungen Zone 1

Schutzgerät	Impedanz	Auslösezeit
-	Ω_{prim}	ms
F11	34,101	300
F11r	21,926	200
F12	34,101	300
F12r	21,926	200
F20	29,222	200
F20r	21,926	300
F30	14,630	200
F30r	12,198	200

Tabelle 10 Einstellungen Zone 2

Schutzgerät	Impedanz	Auslösezeit
-	Ω_{prim}	ms
F11	73,074	500
F11r	26,790	400
F12	73,074	500
F12r	26,790	400
F20		
F20r	29,222	500
F30		
F30r		

Tabelle 11 Einstellungen Zone 3

Die Einstellwerte für die Schleife Ph-E entsprechen die der Schleife Ph-Ph. Der k_0 -Faktor wird für alle Schutzgeräte auf $k_0 = 1,52$ gesetzt. Der k_0 -Faktor wird auch Erdfaktor genannt und beschreibt das Verhältnis zwischen Leitungs- und Erdimpedanz.

Die Anregung erfolgt für die Relais F11, F12, F20, F20r, F30 und F30r durch ein Überstromglied ab $I_{\text{Start}} = 1,1 \cdot I_{n, \text{Leitung}}$. Für jede Schutzgerät entspricht dies $I_{\text{Start}} = 2200 A_{\text{prim}}$. Die Anregung für Erdfehler erfolgt anhand des Stromes im Nullsystem bei $I_{\text{Start,E}} = 3 \cdot I_0 = 200 A$.

Die Relais F11r und F12r werden im zweiten Simulationsdurchgang durch Unterimpedanzanregung angeregt. Die Überstromstufe entspricht auch hier $I_{\text{Start,I}>} = 1,1 \cdot I_{n, \text{Leitung}}$ und die Impedanzstufe wird auf $I_{\text{I}} = 500 A_{\text{prim}}$ und $U = 50000 V_{\text{prim}}$. Damit wird auch die Anregung im Falle eines Erdfehlers an <80% der Leitungen L_11 bzw. L_12 sichergestellt.

5.3 Simulationen

In Anlehnung an [2] werden für die Simulationen mehrere Parameter variiert. Eine Übersicht der Parameter mit den verwendeten Werten ist in Tabelle 12 und Tabelle 13 aufgestellt.

Fehlerart	Fehlerzeitpunkt	Fehlerbehaftete Leitung	Fehlerort
3p	0°	L_11	15 %
1p (L1)	90°	L_12	20 %
	270°	L_20	50 %
		L_30	80 %
			90 %

Tabelle 12 Fehlerparameter

Position der Kompensation	Stufen	Bypass	U_{inj}
SS_1	einstufig	aktiv (3,3 kA)	+30 kV
SS_2	zweistufig	inaktiv	0 kV
			- 30 kV

Tabelle 13 SSSC-Betriebsparameter

Für jede Parameterkombination wurde eine EMT-Simulation mit einer Dauer von $T_{sim}=1,1$ s ($t_{start} = -0,1$ s, $t_{stop} = 1$ s) durchgeführt.

Die Auslösezeit wurde von jedem Schutzgerät für die quantitative Auswertung aufgezeichnet und gespeichert.

6 Ergebnisse

Im ersten Schritt werden die Simulationen beschrieben unter 5.3 statistisch ausgewertet. Dabei wird zuerst die Selektivität beurteilt und anschließend die Auswirkungen auf die Auslösezeiten. Das Ziel dabei ist es, eine Beeinflussung des Schutzsystems durch die SSSC zu erkennen und kritische Betriebspunkte zu identifizieren. Des Weiteren werden die Ergebnisse mit [2] verglichen.

6.1 Bewertung der Selektivität

Als Kriterium für die Selektivität wird die Tabelle 14 Selektivität herangezogen. Dabei wird die jeweilige Netzkonfiguration berücksichtigt. Für jede Leitung sind die Relais gekennzeichnet, welche für einen Fehler auf der genannten Leitung auslösen müssen, so dass eine selektive Fehlerklärung vorliegt.

Netzkonfiguration	Leitung	F11	F11r	F12	F12r	F20	F20r	F30	F30r
Stich	L_11	X	X						
	L_12			X	X				
	L_20					X			
	L_30								X
Ring	L_11	X	X						
	L_12			X	X				
	L_20					X	X		
	L_30								X
Einspeisung	L_11	X	X						
	L_12			X	X				
	L_20					X	X		
	L_30							X	X

Tabelle 14 Selektivität

Von 8640 Simulationen konnte bei jeder Berechnung eine selektive Fehlerklärung beobachtet werden. Dies stimmt auch mit den Ergebnissen aus [13] überein, da in dieser Veröffentlichung nur die Selektivität beurteilt wurde.

6.2 Auswertung der Auslösezeit

Zur Bewertung der Auslösezeit werden die Differenzen zwischen den Auslösezeiten bei kapazitiver beziehungsweise induktiver Einspeisung und den Auslösezeiten ohne Einspeisung berechnet.

Um eine erste Übersicht zu erlangen, werden in Tabelle 15 die maximalen Abweichungen für jedes Relais in jeder Netzkonfiguration dargestellt. Die höchste Abweichung tritt dabei am Relais F11r bei der

Netzkonfiguration „Stich-Ende“ auf. Grundsätzlich lässt sich feststellen, dass die Abweichung für jenes Schutzgerät am höchsten ist, welches sich am nächsten an der SSSC befinden. Somit sind für die Konfigurationen an der die SSSC an SS_1 angeschlossen ist, F11 am höchsten beeinflusst und für Netze mit SSSC an SS_2 F11r.

Position	Netz	F11	F11r	F12	F12r	F20	F20r	F30	F30r
Anfang	Stich	0,258	0,017	0,022	0,036	0,148			0,127
Anfang	Ring	0,213	0,087	0,023	0,026	0,034	0,002		0,027
Anfang	Einspeisung	0,213	0,013	0,018	0,016	0,022	0,003	0,123	0,110
Ende	Stich	0,047	0,344	0,018	0,162	0,148			0,127
Ende	Ring	0,020	0,323	0,023	0,021	0,034	0,002		0,027
Ende	Einspeisung	0,222	0,313	0,038	0,008	0,022	0,003	0,123	0,110

Tabelle 15 Maximale Abweichungen $\Delta T_{trip,max}$ in Sekunden nach SSSC-Position, Netz und Relais

Ziel des nächsten Schrittes ist es, die Sensitivität der Simulationsparameter zu ermitteln. Dadurch wird die Häufigkeit der signifikanten Abweichungen nach den Parametern getrennt dargestellt. Als signifikante Abweichung wird jede Abweichung größer 0,02 s gewertet.

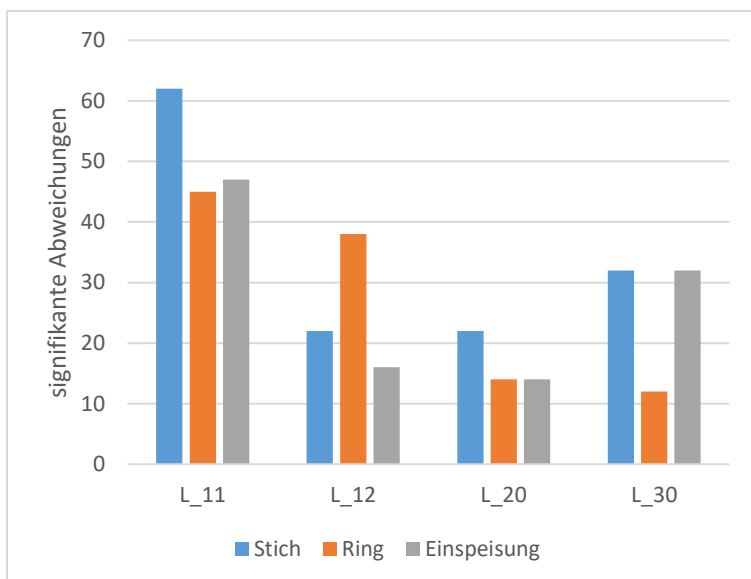


Abbildung 50 Abweichungen je Leitung (Anfang)

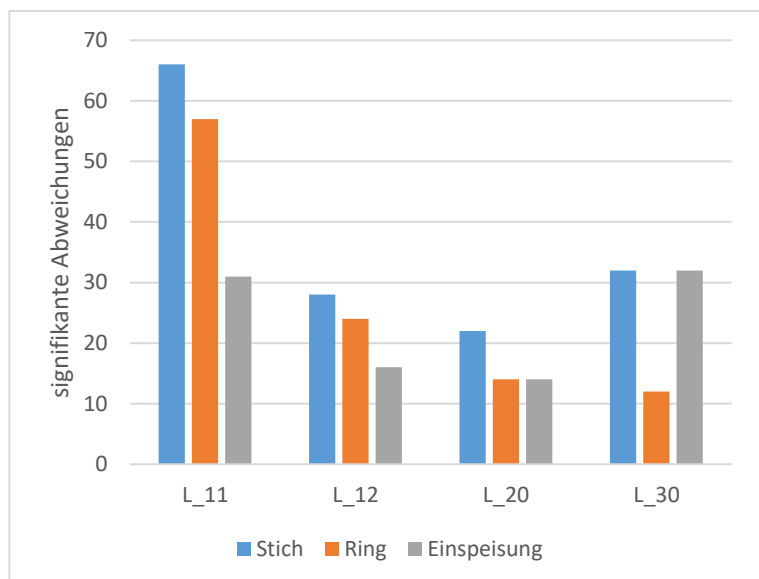


Abbildung 51 Abweichungen je Leitung (Ende)

In Abbildung 50 und Abbildung 51 lässt sich gut erkennen, dass besonders die Auslösungen für Fehler auf Leitung L_11 beeinflusst werden. Auffällig ist auch die vermehrten Abweichungen für Fehler auf L_12 bei der Netzkonfiguration Ring-Anfang. Darauf wird an späterer Stelle noch weiter eingegangen.

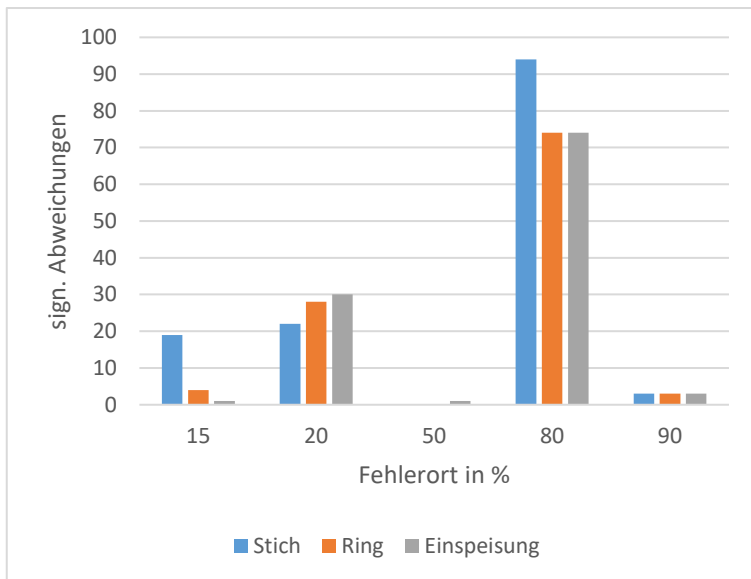


Abbildung 52 Abweichungen je Fehlerort (Anfang)

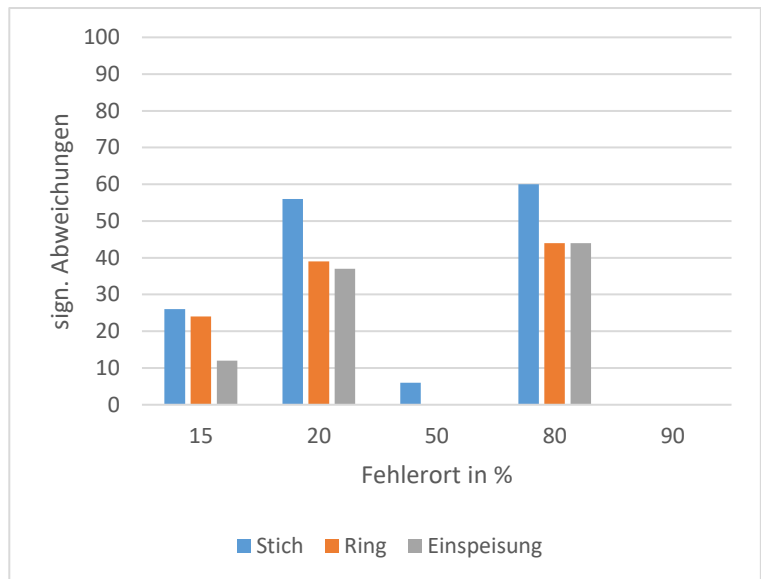


Abbildung 53 Abweichungen je Fehlerort (Ende)

Die Verteilung nach Fehlerort an den Leitungen in Abbildung 52 und Abbildung 53 lässt sich durch die Zoneneinstellungen der Schutzgeräte erklären. Die Grenzen liegen, je nach Schutzgerät, bei 80% und 20% der Leitung. Eine zusätzliche Reaktanz in der Fehlerschleife bewirkt ein Verschieben des, durch das Relais gemessenen, Fehlerort über die Fehlergrenze und bewirkt somit eine verzögerte Auslösung.

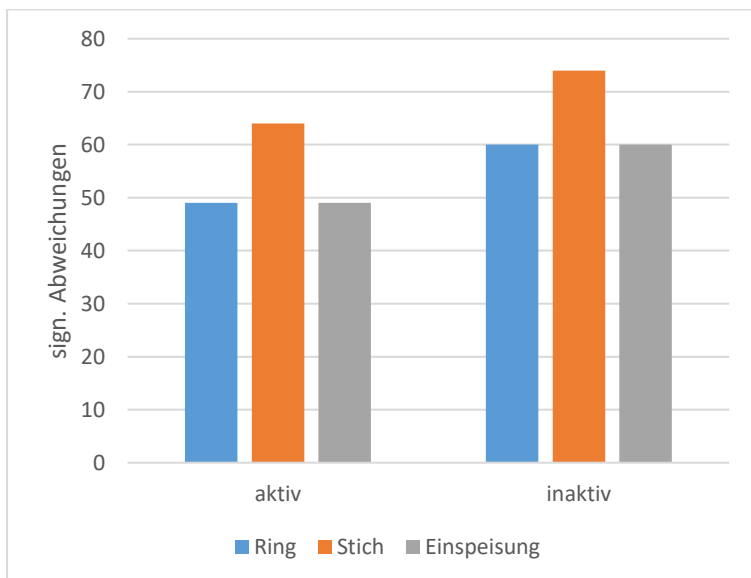


Abbildung 54 Einfluss der Bypass-Funktion (Anfang, $\Delta T_{trip,min} = 0,02\text{ s}$)

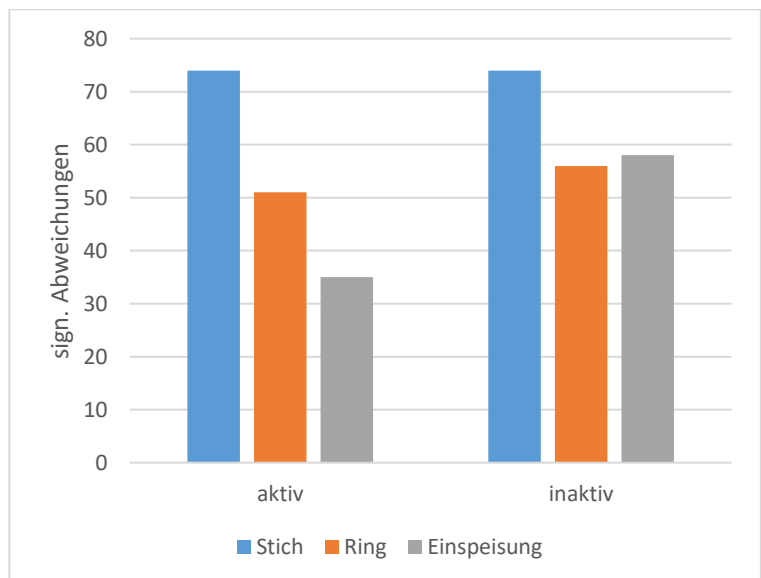


Abbildung 55 Einfluss der Bypass-Funktion (Ende, $\Delta T_{trip,min} = 0,02\text{ s}$)

Unerwartet gering zeigt sich der Einfluss der Bypass-Funktion. Für die Simulationen mit der SSSC am Beginn von L_11 (Abbildung 54) zeigt sich eine leichte Reduktion der Abweichungen $>0,02\text{s}$. Das Gleiche lässt sich für die Ergebnisse mit der SSSC am Leitungsende beobachten (Abbildung 55). Die Abweichungen für die Netzkonfiguration Stich-Ende bleiben jedoch gleich. Erhöht man die Toleranz für

die Abweichung auf $\Delta T_{\text{trip},\text{min}} = 0,1$, ist ein deutlicher Effekt zu erkennen (Abbildung 56 und Abbildung 57). Die Häufigkeit der Abweichungen für die Netzkonfiguration Stich-Ende bleibt jedoch unbeeinflusst.

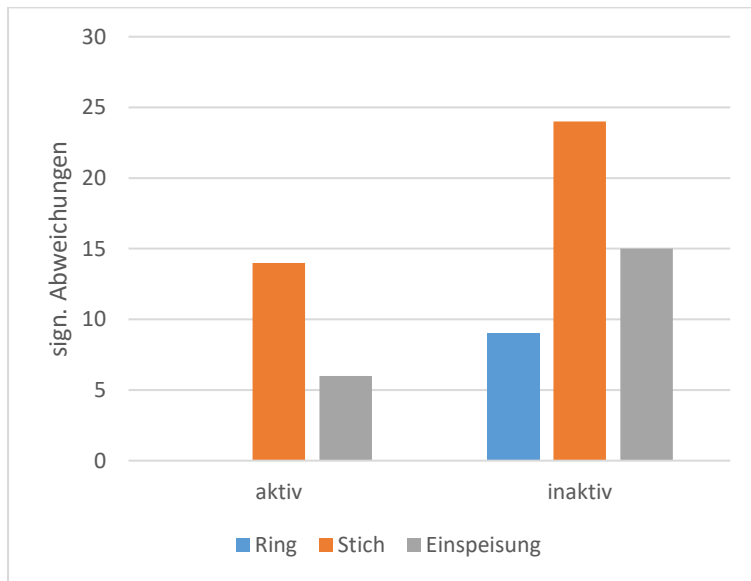


Abbildung 56 Einfluss der Bypass-Funktion (Anfang, $\Delta T_{\text{trip},\text{min}} = 0,1$ s)

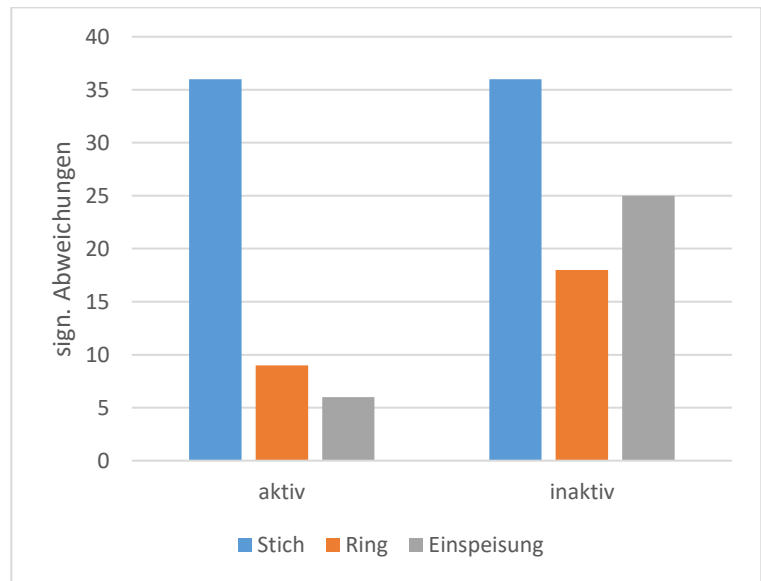


Abbildung 57 Einfluss der Bypass-Funktion (Ende, $\Delta T_{\text{trip},\text{min}} = 0,1$ s)

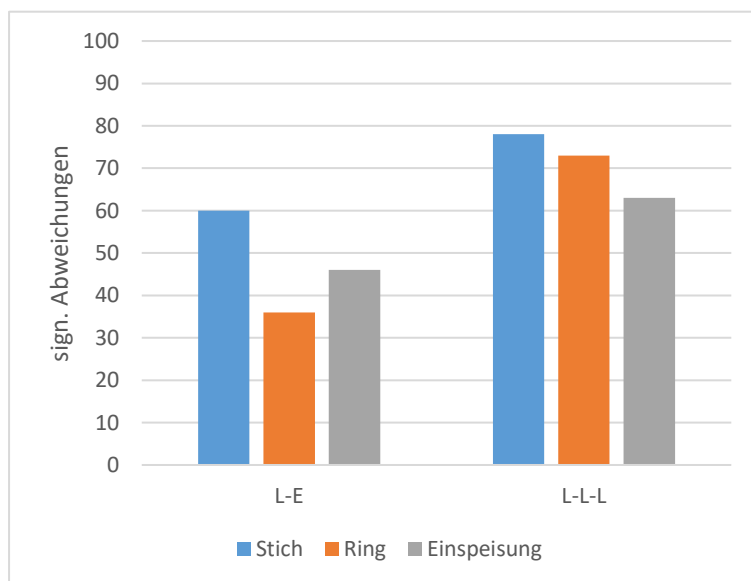


Abbildung 58 Einfluss der Fehlerart (Anfang)

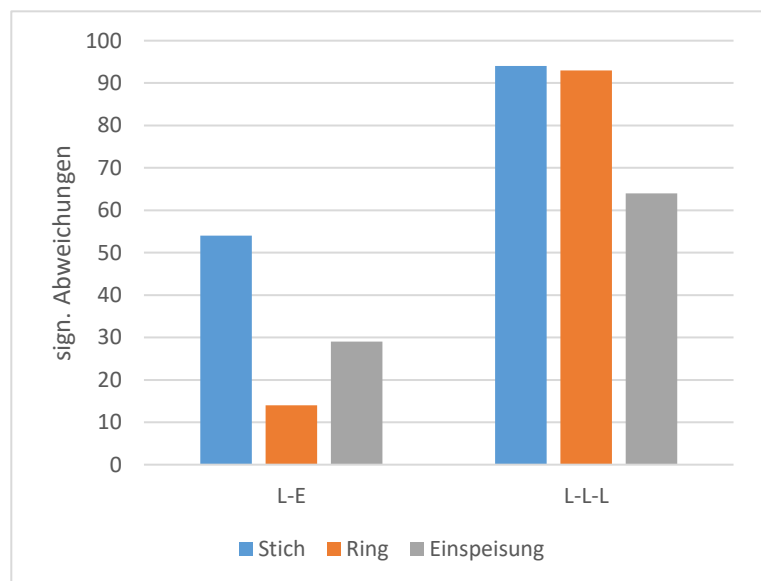


Abbildung 59 Einfluss der Fehlerart (Ende)

Bei Vergleich der Fehlerarten lässt sich feststellen, dass der 3 polige Kurzschluss häufiger eine Abweichung der Auslösezeit bedingt. Die Differenz zwischen den Fehlerarten ist weniger ausgeprägt, wenn sich die SSSC am Beginn der Leitung L_11 befindet.

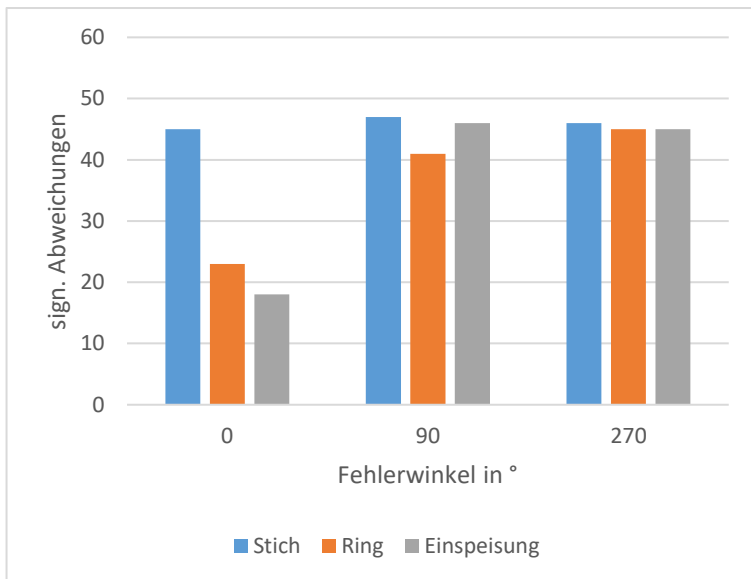


Abbildung 60 Einfluss des Fehlerwinkels (Anfang)

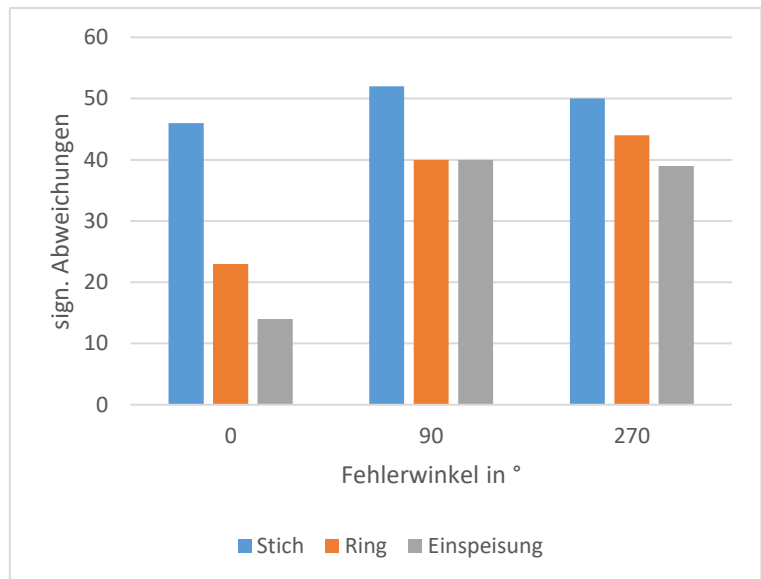


Abbildung 61 Einfluss des Fehlerwinkels (Ende)

Zwischen den Fehlerwinkeln 90° und 270° lässt sich kaum ein Unterschied in der Häufigkeit der Abweichungen feststellen. Auch zwischen der SSSC-Position zeigt sich keine relevante Differenz.

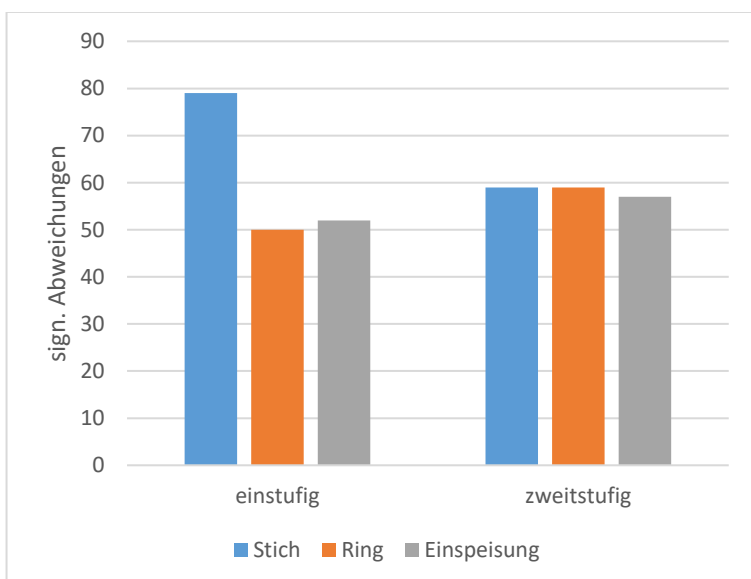


Abbildung 62 Auswirkung der Umrichterstufen (Anfang)

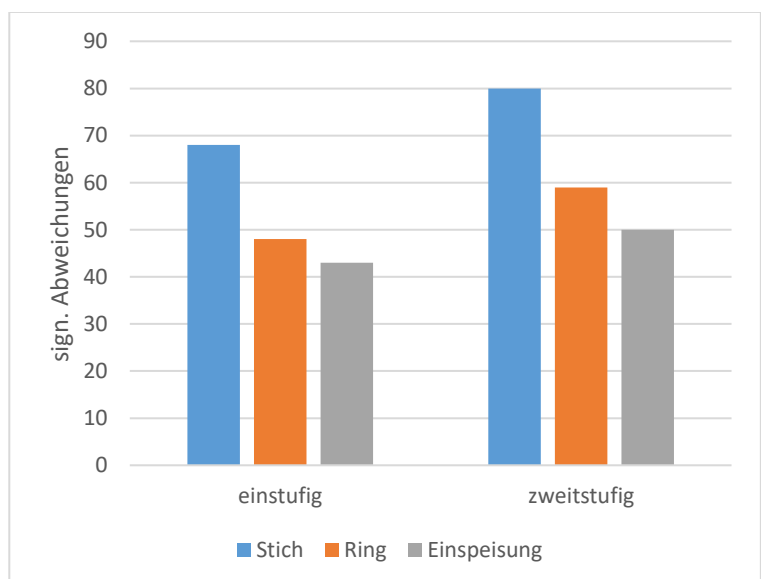


Abbildung 63 Auswirkung der Umrichterstufen (Ende)

In Abbildung 62 und Abbildung 63 sind die Häufigkeiten von Abweichungen für die einstufige und für die zweistufige SSSC-Architektur dargestellt. Ein gravierender Einfluss auf die Verteilung ist auch hier nicht sichtbar. Für das Ringnetz und das Netz mit der Zwischeneinspeisung ist ein leichter Rückgang der Abweichungen bei Verwendung der einstufigen Architektur beobachtbar. Dieser Rückgang ist jedoch so schwach ausgeprägt, dass eine Aussage nicht möglich ist. Für das Stichnetz ist das zwischen den SSSC-Positionen „Anfang“ und „Ende“ jedoch nicht konsistent, was wiederum Folgerungen erschwert.

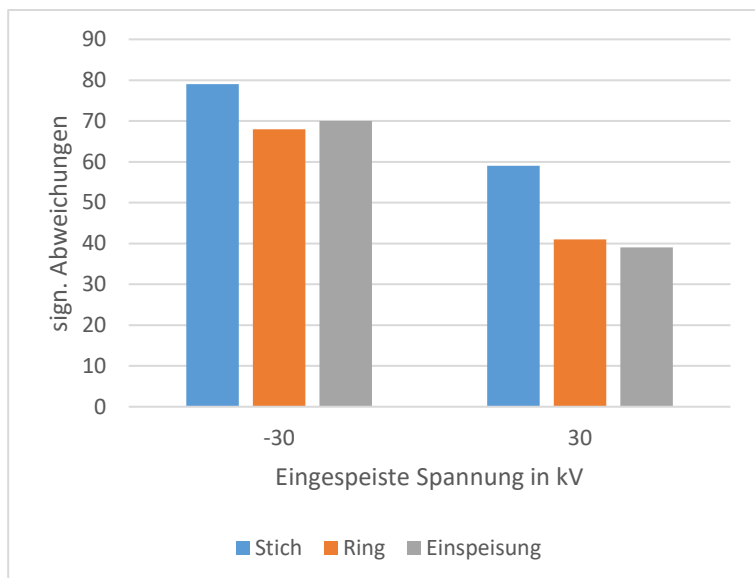


Abbildung 64 Einfluss der eingespeisten Spannung (Anfang, $\Delta T_{trip,min} = 0,02\text{ s}$)

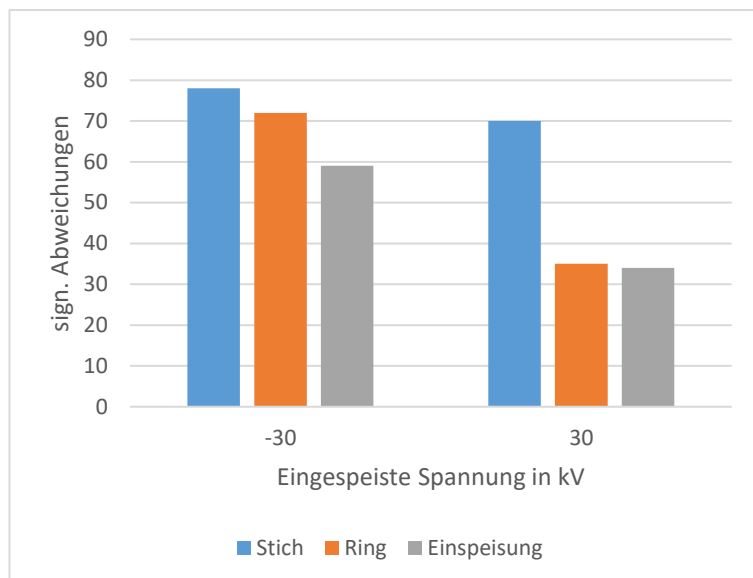


Abbildung 65 Einfluss der eingespeisten Spannung (Ende, $\Delta T_{trip,min} = 0,02\text{ s}$)

Mit einer Toleranz von $\Delta T_{trip,min} = 0,02\text{ s}$, kann man bei kapazitiver Einspeisung mehr Abweichungen feststellen. Erhöht man die Toleranz auf $\Delta T_{trip,min} = 0,1\text{ s}$, verschiebt sich das Schwergewicht jedoch zur induktiven Einspeisung. Dies ist vor allem in Abbildung 67 gut zu erkennen. Die Häufung bei kapazitiver Einspeisung für das Anfang-Stich-Netz in Abbildung 66, ergibt sich durch einen hohen Beitrag durch das Relais F12r (12 von 33 Abweichungen). Ansonsten ist auch hier eher die induktive Einspeisung für Abweichungen verantwortlich.

Die vermehrten Abweichungen bei induktiver Einspeisung lassen sich durch die Fehler auf 80 % beziehungsweise 20 % der Leitungen erklären. Aufgrund der virtuellen Erhöhung der Impedanz kommt es zu einer Verschiebung des gemessenen Fehlerorts durch das Schutzgerät von Zone 1 in Zone 2.

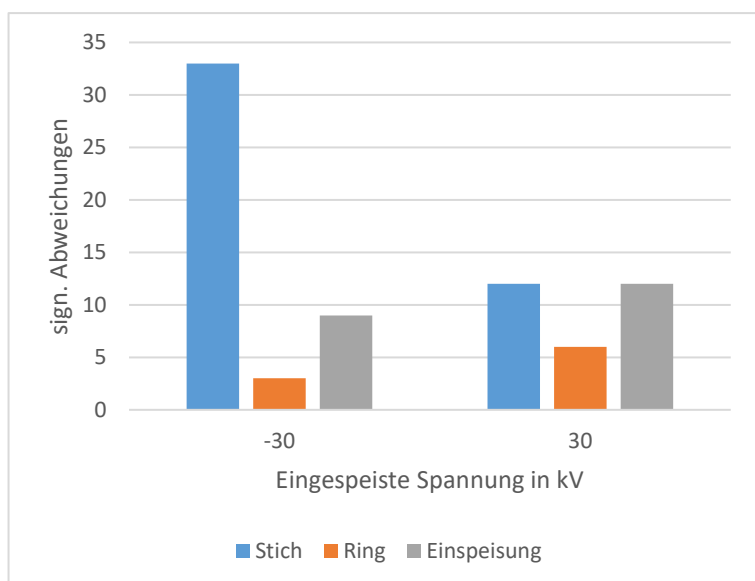


Abbildung 66 Einfluss der eingespeisten Spannung (Anfang, $\Delta T_{trip,min} = 0,1\text{ s}$)

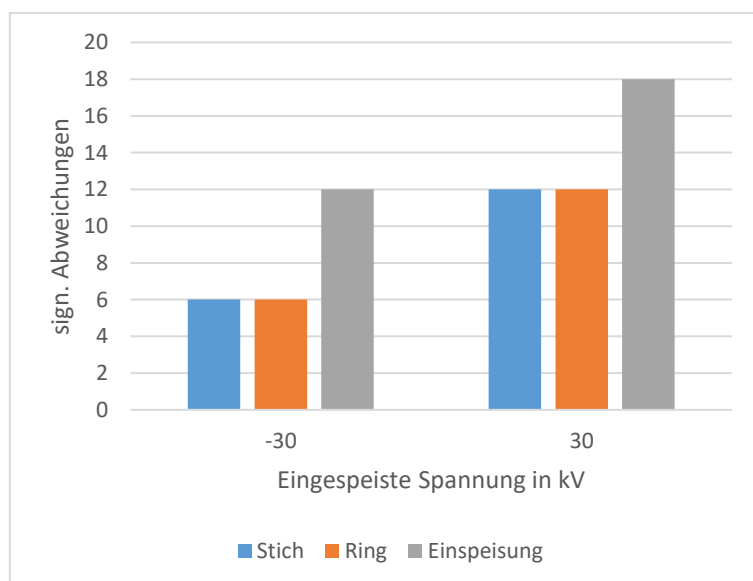


Abbildung 67 Einfluss der eingespeisten Spannung (Ende, $\Delta T_{trip,min} = 0,1\text{ s}$)

Bei Betrachtung der Ergebnisse stellt sich heraus, dass die Netzkonfiguration „Stich-Ende“ hierbei besonders problematisch ist.

Ein möglicher Grund lässt sich erkennen, wenn man den Simulationsfall untersucht, bei dem die höchste Abweichung aufgetreten ist. Die zugehörigen Simulationsparameter sind in Tabelle 16 und Tabelle 17 dargestellt.

Fehlerart	Fehlerwinkel	Fehlerort
3 poliger KS	270 °	20% von L_11

Tabelle 16 Fehlerparameter

SSSC-Architektur	Bypass	U_{inj}
einstufig	Aktiv (3,3 kA)	30 kV

Tabelle 17 SSSC-Betriebsparameter

Bei Betrachtung des durch die SSSC gemessenen Stromes fällt auf, dass dieser unter den Ansprechwert für den Bypass liegt (siehe Abbildung 68).

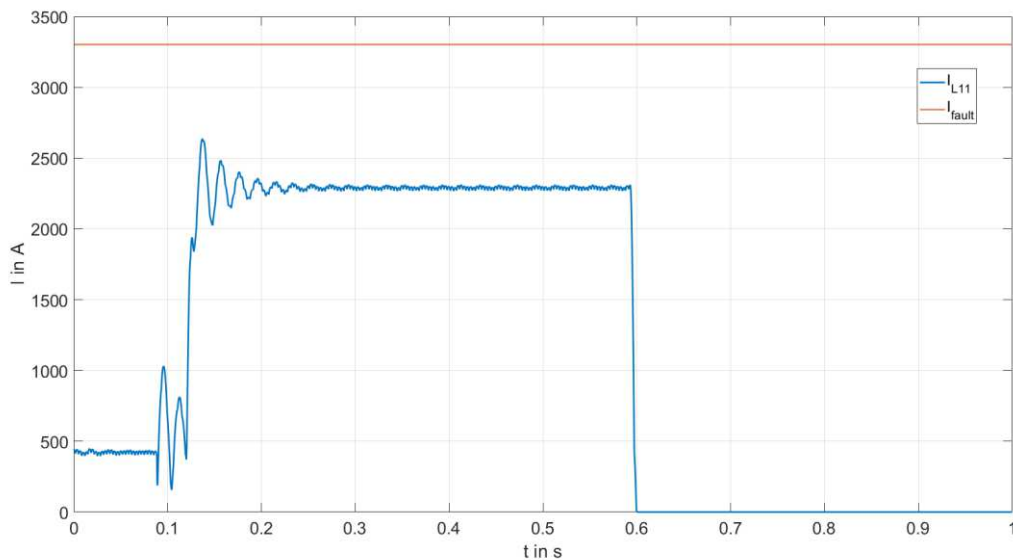


Abbildung 68 Strom durch die SSSC

Da im Fehlerfall weiterhin eine Spannung eingespeist wird, erhöht sich die gemessene Impedanz durch das Relais F11r (siehe Abbildung 69).

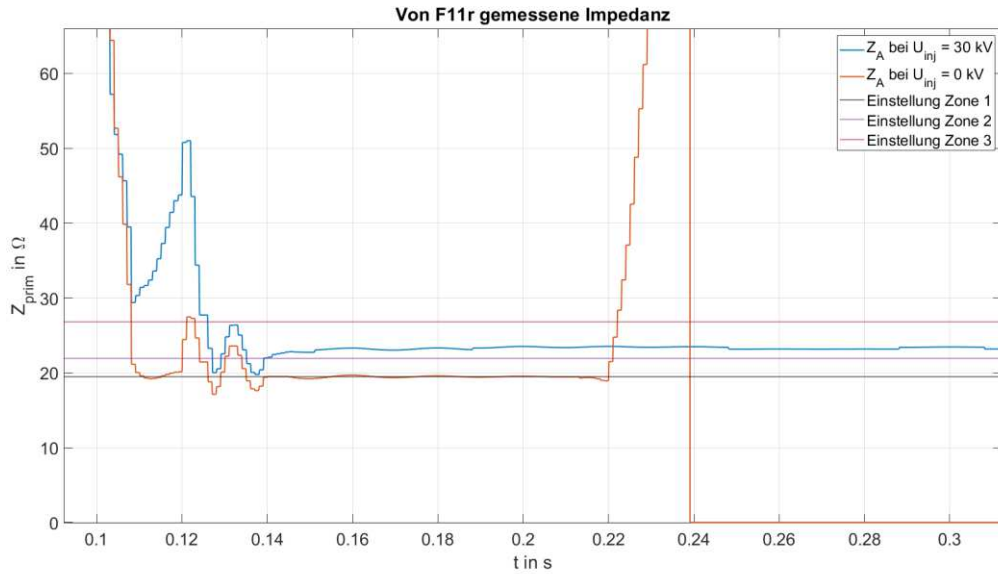


Abbildung 69 Verlauf der ermittelten Impedanz

Durch die Erhöhung der Impedanz verschiebt sich der scheinbare Fehlerort eindeutig in Zone 2. Das erklärt aber nicht die stark verzögerte Auslösung in Abbildung 70. Betrachtet man den Verlauf der Impedanz bei induktiver Einspeisung, sieht man, dass in der Anfangsphase der Fehlerort weit in der dritten Zone lokalisiert wird. Die Auslöselogik des Schutzgeräts löst daher für Zone 3 mit einer Verzögerung von 400 ms aus.

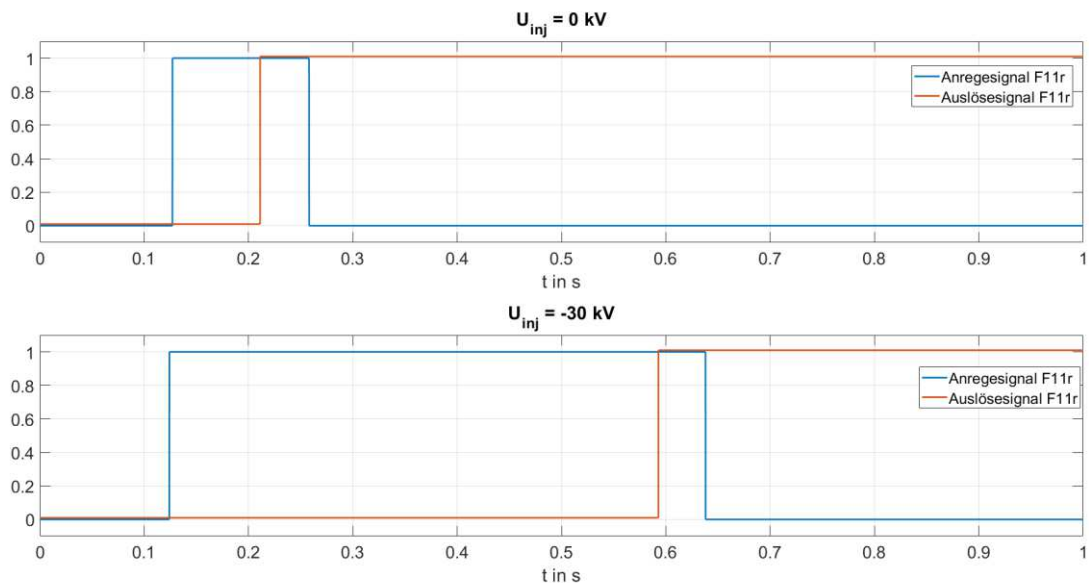


Abbildung 70 Anrege- und Auslösesignale von F11r

Eine mögliche Maßnahme ist daher die Anpassung des Ansprechwertes. Dies wird im folgenden Abschnitt 6.3 behandelt. Außerdem wird die Anregung für F11r und F12r von einer reinen Überstromanregung auf eine Anregung durch Unterimpedanz umgestellt.

6.3 Anpassung des Bypass-Einstellwerts

Im Zuge der Auswertung wurde festgestellt, dass der Fehlerstrom gewisser Parameterkombinationen die Einstellung des Bypasses ($I_{\text{fault}} = 3,3 \text{ kA}$) unterschreitet. Die Simulationen wurden mit einer neuen Einstellung von $I_{\text{fault}} = 2,2 \text{ kA}$ wiederholt. Die Maximalen Abweichungen sind analog zu Tabelle 15 in Tabelle 18 dargestellt. Zudem sind in Tabelle 20 die maximalen Abweichungen bei aktivem Bypass mit der Einstellung $I_{\text{fault}} = 3,3 \text{ kA}$ den Ergebnissen aus den Simulationen mit $I_{\text{fault}} = 2,2 \text{ kA}$ in Tabelle 18 gegenübergestellt

Anmerkung: Alle Werte für die Abweichung ΔT_{trip} in s

Position	Netz	F11	F11r	F12	F12r	F20	F20r	F30	F30r
Anfang	Stich	0,293	0,029	0,074	0,165	0,148			0,127
Anfang	Ring	0,293	0,020	0,059	0,062	0,039	0,020		0,027
Anfang	Einspeisung	0,293	0,020	0,040	0,031	0,040	0,020	0,123	0,110
Ende	Stich	0,059	0,344	0,074	0,165	0,148			0,127
Ende	Ring	0,019	0,323	0,059	0,062	0,039	0,020		0,027
Ende	Einspeisung	0,059	0,319	0,040	0,031	0,040	0,020	0,123	0,110

Tabelle 18 Maximale Abweichungen bei inaktivem Bypass ($I_{\text{fault}}=2,2 \text{ kA}$)

Position	Netz	F11	F11r	F12	F12r	F20	F20r	F30	F30r
Anfang	Stich	0,066	0,019	0,024	0,165	0,148			0,127
Anfang	Ring	0,068	0,018	0,059	0,062	0,039	0,020		0,024
Anfang	Einspeisung	0,070	0,020	0,040	0,031	0,040	0,020	0,123	0,110
Ende	Stich	0,016	0,215	0,024	0,165	0,148			0,127
Ende	Ring	0,019	0,038	0,059	0,062	0,039	0,020		0,024
Ende	Einspeisung	0,059	0,034	0,040	0,031	0,040	0,020	0,123	0,110

Tabelle 19 Maximale Abweichungen bei aktivem Bypass ($I_{\text{fault}} = 2,2 \text{ kA}$)

Position	Netz	F11	F11r	F12	F12r	F20	F20r	F30	F30r
Anfang	Stich	0,254	0,028	0,022	0,041	0,148			0,127
Anfang	Ring	0,048	0,035	0,036	0,031	0,039	0,020		0,027
Anfang	Einspeisung	0,057	0,020	0,045	0,031	0,040	0,020	0,123	0,110
Ende	Stich	0,047	0,344	0,024	0,162	0,148			0,127
Ende	Ring	0,045	0,221	0,036	0,031	0,039	0,020		0,027
Ende	Einspeisung	0,021	0,045	0,038	0,031	0,040	0,020	0,123	0,110

Tabelle 20 Max. Abweichungen bei aktivem Bypass ($I_{\text{fault}} = 3,3 \text{ kA}$)

Durch die Herabsetzung von I_{fault} konnte eine Verbesserung gegenüber der höheren Grenze für den Fehlerstrom beobachtet werden. Die höchste Abweichung sinkt dadurch von 0,344 s auf 0,162 s. Jedoch ist der Wert von $\Delta T_{\text{trip}} = 0,165\text{s}$ für das Relais F12r wiederum eine Verschlechterung gegenüber den Ergebnissen aus den Simulationen mit $I_{\text{fault}} = 3,3\text{ kA}$.

Auslösezeiten für Fehler welche abseits der Leitung L_11 und L_12 auftreten sind von der Anpassung nicht betroffen.

7 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Um den Einfluss von leistungselektronischen Serienkompensationen auf den Distanzschutz eines Netzes zu untersuchen wurde im ersten Schritt ein Modell für EMT-Simulationen in DIgSILENT Powerfactory 2023 entworfen. Dieses basiert auf einem kommerziellen System welches, zusammen mit weiteren theoretischen Grundlagen, in den Abschnitten 2 und 3 beschrieben wurde.

Zur Modellerstellung wurden zuerst die Rahmenbedingungen und mögliche Vereinfachungen festgelegt. Als Kernelement im Netzmodell fungiert das SSSC-Element, welches durch die Netzberechnungssoftware zur Verfügung gestellt wird. Nach der Definition der Grobstruktur wurde abgeleitet, welche Funktionen durch integrierte Elemente von Powerfactory umgesetzt werden können. Anschließend werden in Abschnitt 4 die einzelnen Submodelle erklärt. Wie in Abschnitt 4.5 beschrieben wurde das SSSC-Modell anhand der beschriebenen Kriterien verifiziert und die Tauglichkeit für weitere Untersuchungen festgestellt.

Im Abschnitt 5 werden das Netzmodell samt Schutzeinstellungen sowie die Simulationsparameter beschrieben. Bei der Erstellung des Netzes wurde darauf Wert gelegt, dass es so einfach gehalten wird um die Zusammenhänge auch ohne aufwändige Berechnung zu verstehen aber auch, dass es so weit konfigurierbar ist, damit auch Spezialfälle hinsichtlich des Schutzsystems ohne große Veränderung in der Topologie darstellbar sind. Die Simulationsparameter wurden so ausgewählt, dass eine möglichst hohe Variation an Fehlerfällen und SSSC-Betriebspunkten zu gewährleisten.

Die Auswertung der Ergebnisse wurde im Abschnitt 6 nach den Kriterien Selektivität und Schnelligkeit vorgenommen. Hinsichtlich der Selektivität konnte keine Beeinflussung durch die SSSC festgestellt werden, dies deckt sich auch mit den Ergebnissen in [13]. Damit sind auch die Ergebnisse in [13] für ein weiteres Netz mit einer anderen Methodik bestätigt. Durch den Erhalt der Selektivität ist auch die höchstmögliche Versorgungssicherheit aus Sicht der Schutztechnik im Kontext des Leitungsschutzes gewährleistet.

Der Vergleich der Auslösezeiten in 6.2 zeigt eine mögliche Verzögerung der Auslösung, aber auch ein mögliches Vorziehen, da die Werte in den Abschnitten 6.2 und 6.3 Absolutwerte darstellen. Jedoch können beide Fälle problematisch werden. Für eine verzögerte Auslösung bedeutet das eine längere Fehlerklärungszeit. Bei einer verfrühten Auslösung kann es zu Selektivitätsproblemen kommen, was jedoch, zumindest für die durchgeführten Untersuchungen, in Abschnitt 6.1 nicht beobachtet werden konnte. Im Falle einer verzögerten Auslösung müssen die kritische Fehlerklärungszeit des Netzes, sowie die Kurzschlussfestigkeit der Anlagen beurteilt werden.

Wie in 6.3 gezeigt, kann durch eine Anpassung des Parameters I_{fault} in der SSSC-Steuerung, die Abweichungen herabgesetzt werden. Diese Anpassungen wirken sich jedoch nicht auf das Schutzverhalten im gesamten Netz aus.

Grundsätzlich muss man bei der Interpretation der Ergebnisse beachten, dass von 8640 Fällen, davon 5760 mit einspeisender SSSC, bei 141 eine Abweichung in der Auslösezeit >100 ms. Diese Zahl

reduziert sich mit aktiviertem Bypass ($I_{\text{fault}} = 3,3 \text{ kA}$) auf 30. Dies entspricht einen Anteil von 4,9 % bzw. 1 % der Testfälle mit aktiver Einspeisung und assoziierten Bypass-Einstellung (aktiv/inaktiv). Zudem wurden die Amplituden der Einspeisung hoch gewählt. Um solche Werte zu erreichen, bedarf es 6 Module eines SmartValve 10-1800 deren Betrieb in dieser Konfiguration nur in einer langfristigen Installation realistisch ist.

Aufgrund dieser geringen Fehlerrate sollte abgewogen werden, ein Eingriff in das Schutzsystem bei Installation einer SSSC vorgenommen wird. Bei der Errichtung einer festen Anlage ist eine Beurteilung des aktiven Schutzplanes sinnvoll. Für temporäre Anlagen kann, unter Inkaufnahme eines Restrisikos, auf eine Adaption der Schutzeinstellungen verzichtet werden. Ist die Leitung durch einen Differentialschutz geschützt, ist eine Beurteilung hinfällig.

Für weitere Untersuchungen bieten sich folgende Thematiken an:

- Verbesserte und genauere Modellierung der SSSC in Hinblick auf das dynamische Verhalten und der zugehörigen Dynamik der leistungselektronischen Elemente
- Untersuchung des Einflusses auf den Distanzschutz mit geregelter eingespeister Spannung
- Schutzsysteme mit adaptiven Einstellungen, PUTT beziehungsweise POTT-Schemen.
- Fallstudie an einem bestehenden Netz mit geplanter Integration einer SSSC

8 Literatur

- [1] Coil Innovation, "Coil Innovation." <https://www.coilinnovation.com/current-limiting-and-neutral-grounding-reactors/?lang=en>.
- [2] H. Renner, "Regelung und Stabilität elektrischer Energiesysteme," 2013.
- [3] X.-P. Zhang, C. Rehtanz, and B. Pal, *Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control*, vol. 14, no. 4. 2012.
- [4] Smart Wires, "SmartValve 10-1800," no. 1, pp. 4–6, 1800.
- [5] SmartWires, "Internetauftritt SmartWires." <https://www.smartwires.com/>.
- [6] Smart Wires, "Smart Wires Modeling Workshop TU Graz," 2021.
- [7] Alstom, *Network Protection & Automation*. 2002.
- [8] Siemens AG, "SIPROTEC 5 7SA82 Handbuch," 2023.
- [9] V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 1*. 2015.
- [10] DigSILENT GmbH, "Technical Reference Static Synchronous Series Compensation," 2023. [Online]. Available: <https://www.digsilent.de>.
- [11] DigSILENT GmbH, "Technical Reference Current Measurement," 2023. [Online]. Available: <https://www.digsilent.de>.
- [12] DigSILENT GmbH, "Technical Reference PLL Phase/Frequency Measurement," 2023. [Online]. Available: <https://www.digsilent.de>.
- [13] L. J. Kovalsky, H. Khalilinia, and G. Chavan, "Study Results of the Impact of a Modular SSSC to Transmission Line Protection Schemes."