



Matthias Robeischl, BSc.

Untersuchung von Reserveschutzkonzepten in Mittelspannungsnetzen ohne und mit Einspeisung erneuerbarer Energien

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

Masterstudium Elektrotechnik

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Betreuer

Em.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Lothar Fickert

Institut für elektrische Anlagen und Netze

Co-Betreuer

Ing. Dipl.-Ing. Manuel Galler, BSc.

Dipl.-Ing. (FH) Christian Mager, MSc.

Graz, Juni 2023

IEAN



© fotopro

Untersuchung von Reserveschutzkonzepten in Mittelspannungsnetzen ohne und mit Einspeisung erneuerbarer Energien

Eine Masterarbeit von
Matthias Robeischl, BSc.

Betreuer
Em.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Lothar Fickert

Co-Betreuer
Ing. Dipl.-Ing. Manuel Galler, BSc.
Dipl.-Ing. (FH) Christian Mager, MSc.

Juni 2023

Technische Universität Graz
Institut für elektrische Anlagen und Netze
Inffeldgasse 18/1
8010 Graz
Austria

Institutsleiter

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

Betreuer

Em.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Lothar Fickert

Co-Betreuer

Ing. Dipl.-Ing. Manuel Galler, BSc.
Dipl.-Ing. (FH) Christian Mager, MSc.

Eine Masterarbeit von
Matthias Robeischl, BSc.

Juni 2023

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich herzlich bei meinem Co-Betreuer Herrn Dipl.-Ing. Manuel Galler für die großartige Unterstützung bedanken. Die zahllosen Gespräche und sein Feedback waren immens wichtig und richtungsweisend für diese Arbeit. Die dadurch entstandenen Denkanstöße haben nicht nur die Arbeit verbessert, sondern auch meinen Wissenstand erweitert. Des Weiteren herrschte immer ein äußerst angenehmes Arbeitsklima, in dem meine Fragen und Anliegen stets ernst genommen und beantwortet wurden. Darüber hinaus wurde auch immer Zeit für interessante Gespräche gefunden, die über den reinen Arbeitsbereich hinausgingen.

Meinem Betreuer Herrn Professor Lothar Fickert möchte ich ebenfalls einen großen Dank aussprechen. Mit seinem enormen Erfahrungsschatz und einem offenen Ohr für neue und innovative Ideen war er eine große Stütze. Seine Fachkenntnisse spielten eine große Rolle bei der Erarbeitung von Lösungen. Durch seine Freundlichkeit und Offenheit entstand ein kollegiales Umfeld bei dem man sich wertgeschätzt und respektiert fühlte.

Ein großes Dankeschön möchte ich auch an Herrn Dipl.-Ing. (FH) Christian Mager aussprechen. Von ihm stammt die ursprüngliche Idee dieser Diplomarbeit und er hat sie auch über weite Strecken erst ermöglicht. Sein Detailwissen über das zu betrachtende Netz und seine Ideen zur Problemlösung, sowie der permanente Austausch waren eine große Hilfe. Unter anderem hat seine offene und unkomplizierte Art den Arbeitsprozess erleichtert und einen maßgeblichen Beitrag zu meiner persönlichen und fachlichen Entwicklung geleistet. Ich möchte auch Herrn Dipl.-Ing. Aaron Hüwer meinen Dank aussprechen. Während dieser Arbeit hat er neue und interessante Aspekte in die Lösungsentwicklung eingebracht. Seine Überlegungen zur Problemlösung waren von besonderem Wert.

Mit meinen Studienkollegen habe ich nicht nur Herausforderungen bewältigt und fachliches Wissen erworben, sondern habe mit Ihnen auch neue Freunde dazugewonnen. Ihr wart eine große Bereicherung für den Studienalltag und darüber hinaus. Die gemeinsame Zeit in Lerngruppen und bei Diskussionen war sehr prägend und hat zu meiner persönlichen Entwicklung positiv beigetragen. Auch die miteinander verbrachte Freizeit bleibt für mich unvergessen.

Meinen Eltern Renate und Karl möchte ich ebenfalls aus tiefstem Herzen danken, sie haben mich bei jedem Lebensabschnitt begleitet und sind in schwierigen sowie guten Zeiten zu mir gestanden. Meiner Mutter Renate möchte ich für ihre unermüdliche Fürsorge und ihre bedingungslose Unterstützung danken. Zusätzlich dazu hast du mir viele wichtige menschliche Werte vermittelt und mir mit auf den Weg gegeben. Meinem Vater Karl verdanke ich die Leidenschaft für Technik, du hast meine Neugierde geweckt und mir geholfen ein tieferes Verständnis dafür zu entwickeln. Dein Durchhaltevermögen und ein starker Wille haben mir gezeigt, wie man Ziele erreichen kann.

Auch meiner Freundin Melanie möchte ich von ganzem Herzen danken, du warst immer da, wenn ich dich gebraucht habe, und hast mich in schwierigen Zeiten wieder aufgebaut. Du hast mir meinen Weg erleichtert und warst ein großer Rückhalt, stets hast du mir eine positive Sichtweise auf die Dinge gegeben. Unsere Gespräche haben mich erlerntes noch einmal besser verstehen lassen oder haben mir einen neuen Blickwinkel eröffnet.

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 06.06.2023

Matthias Robeischl

Abstract

If the main protection fails, the backup protection must be able to clear faults in the grid. Sometimes it can happen that the backup protection does not recognize a fault correctly for different reasons and consequently it does not work as required. If the main protection fails and the back-up protection isn't working, this can cause very serious damage to the grid and is an increased danger to people in the immediate near to the fault location. A working backup protection is always a high priority and must be ready for use. The faulty operation of the back-up protection can have several causes, these are to be worked out here using a concrete example, furthermore solutions are found for them.

The power grids are undergoing a major change during the energy revolution, the number of synchronous machines as generators is decreasing and the number of converters is increasing. So, inverters have completely different fault characteristics and dynamics, and this leads to a huge impact on the corresponding protection. Back-up protection is also affected by this and must be adapted to these new conditions. Solutions and concepts for this are to be investigated here. In the best case, the concepts will fit today's and the future requirements.

Kurzfassung

Bei einem Versagen des Hauptschutzes muss der Reserveschutz Fehler im Netz klären können. Immer wieder kommt es allerdings vor, dass durch unterschiedlichste Ursachen der Reserveschutz einen Fehler nicht richtig erkennt und somit keine ordnungsgemäße Funktion gegeben ist. Sollte der Hauptschutz versagen und der Reserveschutz nicht funktionieren, kann es zu sehr großen Schäden im Netz kommen und stellt für Personen in unmittelbarer Nähe zum Fehlerort eine erhöhte Gefahr dar. Ein funktionstüchtiger Reserveschutz hat daher hohe Priorität und muss einsatzfähig sein. Der fehlerhafte Betrieb kann mehrere Ursachen haben, diese sollen hier an einem konkreten Beispiel erarbeitet und Lösungen dafür gefunden werden.

Des Weiteren befinden sich die Stromnetze in einem großen Wandel durch die Energiewende, die Anzahl der Synchronmaschinen als Erzeuger nimmt ab und die Anzahl der Umrichter nimmt zu. Wobei Umrichter eine vollkommen andere Fehlercharakteristik und Dynamik aufweisen und sich somit auch erheblich auf den damit verbundenen Schutz auswirken. Auch der Reserveschutz ist davon betroffen und muss daher an diese neuen Gegebenheiten angepasst werden, Lösungen und Konzepte dafür sollen hier untersucht werden. Im besten Fall ergeben sich Konzepte, die den heutigen und den zukünftigen Anforderungen gerecht werden.

Symbolliste

\underline{a}	Drehoperator
AF	Auslastungsfaktor des Transformators
C'_{11}	Kapazitätsbelag der Leitung 1
f	Frequenz
\underline{i}_1	Mitsystemstrom
\underline{i}_2	Gegensystemstrom
\underline{i}_0	Nullsystemstrom
I_{Anregung}	Anregestrom
\underline{I}_F	Fehlerstrom
\underline{I}_K	Kurzschlussstrom
\underline{I}_{L1}	Leiterstrom an L1
$I_{L1,k=2}$	Strom an L1 bei $k = 2$
$I_{L1,k=2,\text{pos. } P_{PV}}$	Strom an L1 bei $k = 2$ und positiver PV-Wirkleistung
$I_{L1,k=2, P_{PV}=0}$	Strom an L1 bei $k = 2$ und keiner PV-Wirkleistung
$I_{L1,k=2,\text{neg. } P_{PV}}$	Strom an L1 bei $k = 2$ und negativer PV-Wirkleistung
$I_{L1,50\text{Hz}}$	Grundschwingungsstrom an L1
$I_{L1,100\text{Hz}}$	Strom mit 100 Hz an L1
$I_{L1,50\text{Hz,pu}}$	Grundschwingungsstrom in pu an L1
$I_{L1,100\text{Hz,pu}}$	Strom mit 100 Hz in pu an L1
$\underline{I}_{L1,\text{Netz}}$	Leiterstrom aus dem Netz an L1
$i_{L1,PV}$	zeitlicher Stromverlauf an SS PV und L1
$I_{L1,PV}$	Leiterstrom aus PV an L1
$I_{L1,R1}$	Leiterstrom am Relais R1 und L1
$I_{L1,R3}$	Leiterstrom am Relais R3 und L1
$i_{L1,\text{real}}$	zeitlicher Stromverlauf aus Störschrieb an L1

$I_{L1,real}$	Strom aus Störschrieb an L1
$i_{L1,sim}$	zeitlicher Stromverlauf aus Simulation an L1
$I_{L1,sim}$	Strom aus Simulation an L1
\underline{I}_x	Strom am Leiter x
\underline{I}_y	Strom am Leiter y
$I_{n,max}$	maximaler Transformator-nennstrom
$I_{Nenn,max}$	maximaler Nennstrom der Last
k	Proportionalitätsfaktor der FRT
k_i	Schieflastfaktor des Stroms
l_1	Länge der Leitung 1
P_{PV}	Wirkleistung am Umrichter
$P_{R3,k=2}$	Wirkleistung an R3 bei $k = 2$
$P_{R3,k=2,pos. P_{PV}}$	Wirkleistung an R3 bei $k = 2$ und positiver PV-Wirkleistung
$P_{R3,k=2, P_{PV}=0}$	Wirkleistung an R3 bei $k = 2$ und keiner PV-Wirkleistung
$P_{R3,k=2,neg. P_{PV}}$	Wirkleistung an R3 bei $k = 2$ und negativer PV-Wirkleistung
$P_{SS PV}$	Wirkleistung an SS PV
P_{U1}	Wirkleistung an U1
$P_{zusät.Last}$	Wirkleistung der zusätzlichen Last
Q_{PV}	Blindleistung am Umrichter
$Q_{R3,k=2}$	Blindleistung an R3 bei $k = 2$
$Q_{R3,k=2,pos. P_{PV}}$	Blindleistung an R3 bei $k = 2$ und positiver PV-Wirkleistung
$Q_{R3,k=2, P_{PV}=0}$	Blindleistung an R3 bei $k = 2$ und keiner PV-Wirkleistung
$Q_{R3,k=2,neg. P_{PV}}$	Blindleistung an R3 bei $k = 2$ und negativer PV-Wirkleistung
$Q_{SS PV}$	Blindleistung an SS PV
Q_{U1}	Blindleistung an U1
$Q_{zusät.Last}$	Blindleistung der zusätzlichen Last
$R_{F,3-polig}$	Fehlerwiderstand bei 3-poligen Fehler

R'_{l1}	Widerstandsbelag der Leitung 1
R_{l1}	Leitungswiderstand bis zum Fehlerort der Verifizierung
R_{l2}	Leitungswiderstand bis SS E
$R_{Last,min}$	minimaler Lastwiderstand
R_{LB}	Lichtbogenwiderstand
t_1	Auslösezeit Zone 1
t_A	Anregezeitfenster
$S_{\Delta ISF}$	Leistung bei 3-phasigem symmetrischem Stromsprung
$SF_{R_{Last,min}}$	Sicherheitsfaktor zur Berechnung des minimalen Lastwiderstands
$SF_{\Delta I}$	Sicherheitsfaktor zur Berechnung des minimalen Stromsprungs
$SF_{\Delta Z}$	Sicherheitsfaktor der Impedanzabweichung durch dezentrale Einspeiser
$SF_{Z_{12}}$	Sicherheitsfaktor zur Berechnung der Schleifenimpedanz zwischen L1 und L2
S''_{kQ}	Netzkurzschlussleistung
$S''_{kQ,min}$	kleinste Netzkurzschlussleistung
S_{L1}	Scheinleistung Last 1
S_{PV}	eingespeiste Scheinleistung der PV
$S_{PV,max}$	maximale eingespeiste Scheinleistung der PV
S_T	Transformatornennleistung für U1 und U2
S_{T1}	Transformatornennleistung für T1
u_k	Transformator Kurzschlussleistung in pu
\underline{U}_k	Kurzschlussleistung
\underline{U}_{L1}	Leiterspannung an L1
$U_{L12,SS PV}$	verkettete Spannung an SS PV zwischen L1 und L2
$U_{L1,k=2}$	Spannung an L1 bei $k = 2$
$U_{L1,k=2, pos. P_{PV}}$	Spannung an L1 bei $k = 2$ und positiver PV-Wirkleistung
$U_{L1,k=2, P_{PV}=0}$	Spannung an L1 bei $k = 2$ und keiner PV-Wirkleistung
$U_{L1,k=2, neg. P_{PV}}$	Spannung an L1 bei $k = 2$ und negativer PV-Wirkleistung

$u_{L1,PV}$	zeitlicher Spannungsverlauf bei SS PV an L1
$u_{L1,real}$	zeitlicher Spannungsverlauf aus Störschrieb an L1
$U_{L1,real}$	Spannung aus Störschrieb im Fehlerfall an Leiter L1
$U_{L1,real,pu}$	normierte Spannung aus Störschrieb im Fehlerfall an Leiter L1
$u_{L1,sim}$	zeitlicher Spannungsverlauf aus Simulation an L1
$U_{L1,sim}$	Spannung aus Simulation an Leiter L1
$U_{Last,min}$	minimale Spannung an der Last
\underline{U}_{Lx}	Leiter-Erde Spannung am Leiter x
$\underline{U}_{Lx Ly}$	Leiter-Leiter Spannung zwischen Leiter x und Leiter y
\underline{U}_q	Quellspannung im Mitsystem
u_r	resistive Transformator Kurzschlussleistung in pu
U_n	verkettete Spannung
U_{nenn}	Nennspannung
U_{THV}	Transformatorbemessungsspannung Hochspannungsseite
U_{TLV}	Transformatorbemessungsspannung Niederspannungsseite
u_x	reaktive Transformator Kurzschlussleistung
X'_{11}	Reaktanzbelag der Leitung 1
jX_{11}	Leitungsreaktanz bis zum Fehlerort der Verifizierung
jX_{12}	Leitungsreaktanz bis SS E
jx_{n1}	Netzmitsystemimpedanz
jx_{n2}	Netzgegensystemimpedanz
$jx_{n1,S_{kQ,min}}''$	Netzmitsystemimpedanz für kleinste Netzkurzschlussleistung
$jx_{n2,S_{kQ,min}}''$	Netzgegensystemimpedanz für kleinste Netzkurzschlussleistung
$jx_{T1,1}$	Mitsystemtransformatorreaktanz
$Z_{1,k=2}$	Leiterschleifenimpedanz zwischen L1 und N bei $k = 2$
$Z_{1,R1}$	Leiterschleifenimpedanz an R1 zwischen L1 und N
$Z_{1,R3}$	Leiterschleifenimpedanz an R3 zwischen L1 und N

$Z_{12,k=2}$	Leiterschleifenimpedanz zwischen L1 und L2 bei $k = 2$
$Z_{12,k=2, \text{pos. } P_{PV}}$	Leiterschleifenimpedanz zwischen L1 und L2 bei $k = 2$ und positiver PV-Wirkleistung
$Z_{12,k=2, P_{PV}=0}$	Leiterschleifenimpedanz zwischen L1 und L2 bei $k = 2$ und keiner PV-Wirkleistung
$Z_{12,k=2, \text{neg. } P_{PV}}$	Leiterschleifenimpedanz zwischen L1 und L2 bei $k = 2$ und negativer PV-Wirkleistung
$Z_{12,k=2, \text{reg. } P_{PV}}$	Leiterschleifenimpedanz zwischen L1 und L2 bei $k = 2$ und geregelter PV-Wirkleistung
$Z_{12,R1}$	Leiterschleifenimpedanz an R1 zwischen L1 und L2
$Z_{12,R3}$	Leiterschleifenimpedanz an R3 zwischen L1 und L2
Z_{1Kipp}	Kippimpedanz Zone 1
$\underline{Z}_{1,2}$	Mitsystemleitungsimpedanz
$\underline{Z}_{1, \text{beginn Zone}}$	Mitsystemleitungsimpedanz bis zum Beginn der kritischen Zone
$\underline{Z}_{2, \text{beginn Zone}}$	Gegensystemleitungsimpedanz bis zum Beginn der kritischen Zone
$\underline{Z}_{12,1}$	Mitsystemleitungsimpedanz bis SS E
\underline{Z}_{LE}	Leiter-Erde Schleifenimpedanz
\underline{Z}_{LL}	Leiter-Leiter Schleifenimpedanz
\underline{Z}_Q	Netzzinnenimpedanz
$\underline{Z}_{\text{rote Zone}}$	Grenzwert der roten Impedanzzone
$\underline{Z}_{\text{rote Zone}, 20MVA}$	Grenzwert der roten Impedanzzone bei 20 MVA PV-Einspeisung
\underline{Z}_{TP1}	Parallele Transformatormitsystemimpedanz
\underline{Z}_{TP2}	Parallele Transformatorgegensystemimpedanz
$\underline{Z}_{T1,1}$	Transformatormitsystemimpedanz von U1
$\underline{Z}_{T2,1}$	Transformatormitsystemimpedanz von U2
ΔI	Stromsprung
$\Delta i_{1,k=2}$	Änderung des Mitsystemstrom bei $k = 2$
$\Delta i_{1,k=2, \text{pos. } P_{PV}}$	Änderung des Mitsystemstrom bei $k = 2$ und positiver PV-Wirkleistung
$\Delta i_{1,k=2, P_{PV}=0}$	Änderung des Mitsystemstrom bei $k = 2$ und keiner PV-Wirkleistung
$\Delta i_{1,k=2, \text{neg. } P_{PV}}$	Änderung des Mitsystemstrom bei $k = 2$ und negativer PV-Wirkleistung

$\Delta i_{2,k=2}$	Änderung des Gegensystemstrom bei $k = 2$
$\Delta i_{2,k=2, \text{pos. } P_{PV}}$	Änderung des Gegensystemstrom bei $k = 2$ und positiver PV-Wirkleistung
$\Delta i_{2,k=2, P_{PV}=0}$	Änderung des Gegensystemstrom bei $k = 2$ und keiner PV-Wirkleistung
$\Delta i_{2,k=2, \text{neg. } P_{PV}}$	Änderung des Gegensystemstrom bei $k = 2$ und negativer PV-Wirkleistung
Δi_{B1}	Mitsystemblindstromänderung
Δi_{B2}	Gegensystemblindstromänderung
ΔI_{Fehler}	Abweichung des Stromsprunges durch Fehler der Messmittel
ΔI_{L1}	Stromänderung an L1
$\Delta I_{n, \text{max}}$	Abweichung des maximalen Transformatorbetriebsstromes
ΔI_{SF}	Stromsprung mit Sicherheitsfaktor
$\Delta R_{\text{Last, min}}$	Abweichung der berechneten minimalen Last
ΔU	Spannungssprung
Δu_1	Mitsystemspannungsänderung
Δu_2	Gegensystemspannungsänderung
ΔU_{L1}	Spannungsänderung an L1
$\Delta U_{\text{Last, min}}$	Spannungsabweichung an der minimalen Last
ΔZ_{12}	Abweichung der berechneten Schleifenimpedanz zwischen L1 und L2
$\varphi_{\text{Last, max}}$	maximaler Lastwinkel
$\varphi_{Z_{1,k=2}}$	Impedanzwinkel für Z_{1} und $k = 2$
$\varphi_{Z_{12,k=2}}$	Impedanzwinkel für Z_{12} und $k = 2$
$\varphi_{Z_{12,k=2, \text{pos. } P_{PV}}}$	Impedanzwinkel für Z_{12} und $k = 2$ bei positiver PV-Wirkleistung
$\varphi_{Z_{12,k=2, P_{PV}=0}}$	Impedanzwinkel für Z_{12} und $k = 2$ bei keiner PV-Wirkleistung
$\varphi_{Z_{12,k=2, \text{neg. } P_{PV}}}$	Impedanzwinkel für Z_{12} und $k = 2$ bei negativer PV-Wirkleistung

Abkürzungen

AWE	Automatische Wiedereinschaltung
FRT	Fault Ride Through
KS	Kurzschluss
PV	Photovoltaik
R	Relais
S1	Schalter S1 als Kurzschlusskupplung
SS	Sammelschiene
TOR	Technische und organisatorische Regeln
U	Transformator
UMZ	unabhängiger Maximalstromzeitschutz

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung und Forschungsfragen	1
1.1	Einführung	1
1.2	Forschungsfragen.....	2
2	Theorie	3
2.1	Überstromzeitschutz	3
2.2	Distanzschutz	5
2.3	Impedanzanregung.....	7
2.4	Reserveschutz	8
2.5	Fault Ride Through (FRT)	9
3	Analyse der Fehlerströme im Netz	11
3.1	Auswertung Störschrieb	11
3.2	Untersuchte Netzstruktur	13
3.3	Berechnung des Störschriebkurzschlussstromes	14
3.4	Ermittlung des Beginns der kritischen Zone	18
3.5	Definition der gesamten kritischen Zone des Reserveschutzes	20
3.6	Berechnung eines 3-poligen Kurzschlusses an SS E	21
4	Simulationsmodelle und Verifikation	24
4.1	Simulation in OMICRON RelaySim Test	24
4.2	Simulation in Matlab/Simulink.....	27
4.2.1	Messblock.....	30
4.2.2	Reglerblock.....	31
4.3	Verifikation des Simulinkmodells	33
5	Untersuchung ohne erneuerbare Energien	37
5.1	Simulationsergebnisse.....	38
5.2	Ansätze und Ideen zu Reserveschutzkonzepten	39
5.2.1	Impedanzanregung.....	39
5.2.1.1	Berechnung Lastausblendung.....	39
5.2.1.2	Überprüfung Impedanzanregung.....	40

5.2.1.3	Berechnungen der Sicherheitsfaktoren	41
5.2.2	Spannungseinbruch.....	44
5.2.3	Schiefelast	46
5.2.4	Oberschwingungen.....	47
5.2.5	Stromsprung	50
5.3	Reserveschutzkonzept	54
5.3.1	Einstellparameter des Reserveschutzkonzeptes	54
5.3.2	Probleme mit diesem Reserveschutzkonzept	56
6	Reserveschutzkonzept bei erneuerbaren Energien im Netz.....	58
6.1	Simulation mit 10 MVA PV-Einspeisung.....	60
6.1.1	Umrichterverhalten	60
6.1.2	FRT-Verhalten	63
6.1.3	Leistungsflüsse	64
6.1.4	Stromverläufe	66
6.2	Simulationsreihen mit 2-poligen Fehler an SS E.....	68
6.2.1	Spannungen bei 2-poligen Fehler	68
6.2.2	Stromverläufe bei 2-poligen Fehler	70
6.2.3	Herleitung der Fehlerströme aus dem Netz an R1	72
6.2.4	Impedanzen bei 2-poligen Fehler	74
6.2.5	Leistungen bei 2-poligen Fehler	77
6.2.6	Regelung bei 2-poligen Fehler	79
6.3	Simulationsreihe mit 3-poligen Fehler an SS E.....	80
6.3.1	Regelgrößen bei 3-poligen Fehler	80
6.3.2	Spannungsverläufe bei 3-poligen Fehler.....	81
6.3.3	Stromverläufe bei 3-poligen Fehler	82
6.3.4	Impedanzen bei 3-poligen Fehler	83
6.3.5	Leistungen bei 3-poligen Fehler	85
6.4	Probleme mit Reserveschutzkonzept bei PV-Einspeisung	86
6.5	Verbesserungsmöglichkeiten bei Fehlern mit dezentralen Einspeisern.....	88
6.5.1	Spannungen bei unterschiedlichen PV-Wirkleistungen.....	88
6.5.2	Ströme bei unterschiedlichen PV-Wirkleistungen	90

6.5.3	Impedanzen bei unterschiedlichen PV-Wirkleistungen	91
6.5.4	Leistungen bei unterschiedlichen PV-Wirkleistungen	93
6.5.5	Regelung bei unterschiedlichen PV-Wirkleistungen.....	93
7	Weitere Lösungskonzepte	95
7.1	Parameterumschaltung	95
7.2	Zusatzrelais	97
7.2.1	Stromaddition der Transformatorströme.....	97
7.2.2	Zusätzliches Relais im Abgang	99
7.3	Neuronale Netzwerke	100
8	Zusammenfassung	101
9	Referenzen	105
10	Appendix	107

1 Einführung und Forschungsfragen

1.1 Einführung

In Kooperation und im engen Austausch mit einem österreichischen Verteilnetzbetreiber entstand diese Diplomarbeit, welche sich mit der Untersuchung eines Reserveschutzes im Mittelspannungsnetz auseinandersetzt. Bei den vorliegenden Untersuchungen handelt es sich um eine Unteranregung durch niedrige Fehlerströme, welche durch das gewählte weitläufige Netz mit langen Leitungsausläufern entsteht.

Dabei handelt es sich bei dieser Betrachtung lediglich um asymmetrische und symmetrische Fehler ohne Erdberührung. Die Erkennung und das Klären von Erdfehler erfolgten durch eigene sich im gewählten Netz befindliche Relais und ist daher nicht Gegenstand dieser Arbeit.

Bei einem Versagen des Hauptschutzes und einem nicht auslösenden Reserveschutz kann ein großer Schaden im Netz entstehen. Durch den nicht geklärten Fehler kann sich an der Fehlerstelle ein Lichtbogen ausbilden und dessen erzeugte Hitze wiederum kann die Leitungen nachhaltig zerstören. Des Weiteren stellt ein unkontrolliert brennender Lichtbogen auch eine Brandgefahr und eine Gefahr für die Personen in unmittelbarer Nähe dar. Insbesondere für die Kabel, durch die der Fehlerstrom über längere Zeit fließt, führt das zu einer unnötig langen thermischen Beanspruchung der Isolierung und begünstigt den Alterungsprozess.

Das Versagen des Hauptschutzes ist zwar ein eher seltenes Phänomen, jedoch zeigen die folgeschweren Auswirkungen, dass ein funktionstüchtiger Reserveschutz unerlässlich ist. Die Aufgabe dieser Arbeit besteht also darin für jeden Fehlerfall einen funktionierenden Reserveschutz zu gewährleisten. Dabei soll ebenfalls der wirtschaftliche Aspekt nicht aus den Augen verloren werden und wenn möglich ein Konzept hervorgehen, welches mit den im gewählten Netz verfügbaren Mitteln, sprich Schutzgeräte und Messeinrichtungen auskommt.

Ein weiterer wichtiger Punkt stellt die Robustheit des Reserveschutzes gegenüber Veränderungen im Netz dar. Damit ist hauptsächlich eine Änderung der Einspeiseleistung der dezentralen erneuerbaren Energien gemeint. Die zusätzlichen Einspeiser führen zu einer veränderten Aufteilung der Fehlerstromflüsse. Dabei kann es passieren, dass nicht mehr der gesamte Fehlerstrom von den Schutzrelais erfasst wird, da nur noch ein Teil davon über die dazugehörige Messeinrichtung fließt.

Um ein funktionsfähiges Konzept zu entwerfen und zu untersuchen ist ein Simulationsmodell notwendig. Das Modell soll aufgrund der Gegebenheiten im Netz mit einer vereinfachten Topologie nachgebildet werden. Dieses muss ausreichend genau sein, um einen nicht allzu großen Fehler zu erhalten. Alle weiteren Untersuchungen werden mit dem Modell durchgeführt.

Die Verifizierung des Modells erfolgt über einen vorhandenen Störschrieb, bei dem der Fehlerort und die Fehlerursache bekannt sind. Somit kann das Modell mit der Wirklichkeit abgeglichen werden und es bietet die Möglichkeit verschiedene Schutzparameter und Konzepte zu untersuchen.

Nach der Untersuchung des Falles ohne dezentrale Einspeisung, wird noch jener Fall mit umrichter-basierten Einspeisern betrachtet. Auch für dieses Szenario soll ein Reserveschutzkonzept untersucht werden. Am Ende der Arbeit soll es daher verschiedene betrachtete Parameter und Konzepte geben deren Vor- und Nachteile klar erläutert wurden.

1.2 Forschungsfragen

Durch die in *Kapitel 1* erläuterten Punkte ergeben sich Forschungsfragen, welche durch die Arbeit weitestgehend beantwortet werden sollen. Die Beantwortung erfolgt in der Arbeit selbst, wird aber im *Kapitel 8* noch einmal kurz zusammengefasst.

- 1.) Wie kann ein Reserveschutzkonzept für die untersuchte Netztopologie entwickelt werden, unter Berücksichtigung vorhandener Schutzgeräte und Messeinrichtungen?**
- 2.) Welche Auswirkungen für den Reserveschutz ergeben sich durch einen leistungsstarken dezentralen Einspeiser im Netz?**
- 3.) Welche Reserveschutzkonzepte funktionieren trotz dezentraler Einspeiser?**

2 Theorie

2.1 Überstromzeitschutz

Das Überstromprinzip findet in der Energietechnik in unterschiedlichsten Bereichen seine Anwendung, es wird als Generator-, Transformator-, Sammelschienen-, Abzweig- und Leitungsschutz eingesetzt. Besonders oft werden damit Ringleitungen in der Mittelspannung, welche strahlenförmig betrieben werden überwacht. Kommt es am zu schützenden Objekt zum Überschreiten des eingestellten Stromschwellwerts, so wird nach einer festgelegten Zeitspanne das Aus-Kommando an den Leistungsschalter erteilt. Diese Zeitspanne unterliegt der selektiven Staffelung mehrere Relais im Netz. [1]

Strom- / Zeit-Verlauf bei Überlast und Kurzschluss (schematische Darstellung)

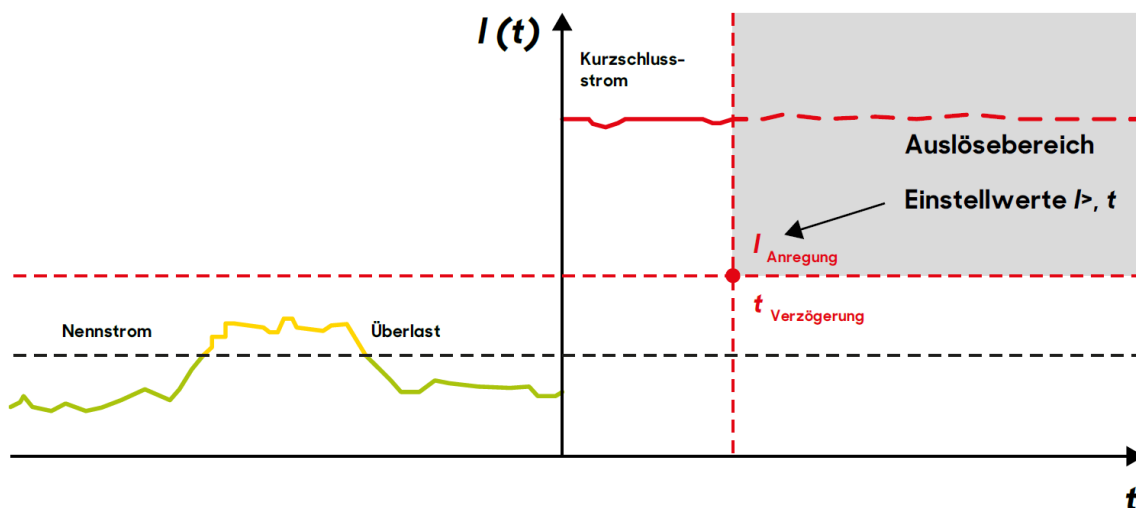
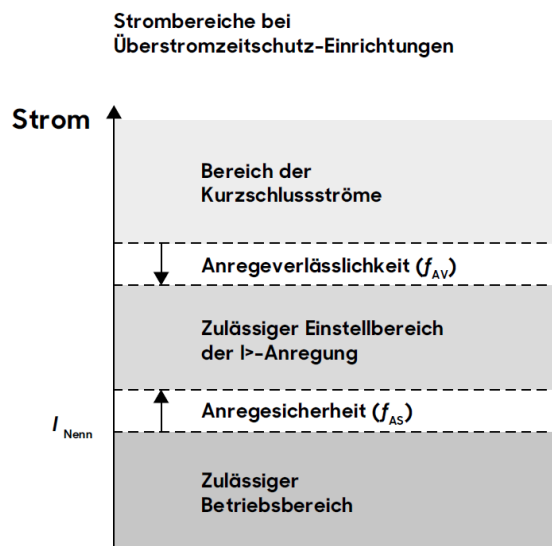


Abbildung 2-1: Darstellung des Überstromzeitschutzverhaltens [2]

Der UMZ-Schutz zeigt sein grundsätzliches Verhalten in Abbildung 2-1. Der herkömmliche Betriebsstrom ist in grün dargestellt und kann maximal den Nennstromschwellwert erreichen. Darüber hinaus spricht man von einer Überlast, welche als gelbe Kennlinie dargestellt ist. In solchen Fällen erfolgt keine Auslösung, da es sich in der Regel um kurzfristige erhöhte Ströme handelt, beispielsweise aufgrund des Anlaufs von Elektromotoren, was keinen Fehlerfall darstellt. Die Auslösung des Überstromschutzes erfolgt meistens etwas zeitverzögert, da ebenfalls kurzfristige erhöhte Ströme auftreten können, die die Anregeschwelle aufgrund von Effekten wie Transformator-Inrush oder Anlaufströmen überschreiten können. Allerdings kann bei Bedarf auch auf eine Zeitverzögerung verzichtet werden. [2]



Die *Abbildung 2-2* zeigt das schematische Prinzip der verschiedenen Strombereiche und unterstützt bei der Ermittlung der Einstellwerte. Für den Anregewert selbst empfiehlt sich ein Wert, der über dem maximalen möglichen Betriebsstrom liegt, um keine Anregung bei kurz andauerndem Überstrom zu erhalten, dies wird mit der Anregesicherheit berücksichtigt. Die Anregeverlässlichkeit sollte ebenfalls berücksichtigt werden, dieser Wert gibt an, wie weit der kleinste Kurzschlussstrom über dem zulässigen Einstellbereich der Anregung liegen muss, um eine sichere Auslösung zu gewährleisten. Die Anregeverlässlichkeit berücksichtigt die Ungenauigkeit der Netzinneimpedanz, die nicht immer eindeutig ist und Ungenauigkeiten unterliegen kann. In der Praxis ergibt sich somit aus den Erfahrungswerten eine Näherungsformel für die Anregeschwelle, welche in der *Abbildung 2-1* zu finden ist. [2]

$$I_{\text{Anregung}} = I_{\text{Nenn,max}} \cdot 1,4 \quad 2-1$$

Sobald man den Fall einer geschlossenen Ringleitung bzw. eines Maschennetzes wie in *Abbildung 2-3* hat, ergibt sich die Herausforderung der beidseitigen Speisung der Fehlerstelle. Für die Fehlerklärung ist es daher notwendig zwei Leistungsschalter zu öffnen, um den betroffenen Leitungsabschnitt herauszuschalten. Daher bekommt man mit der herkömmlichen Überstromfunktion und für ein gewolltes selektives herauszuschalten Schwierigkeiten. Man benötigt daher eine Stromrichtungserkennung, welche durch eine Betrachtung der Energieflüsse umgesetzt werden kann. Die Richtungserkennung kann daher mit einer Strom- und Spannungsmessung realisiert werden. [3]

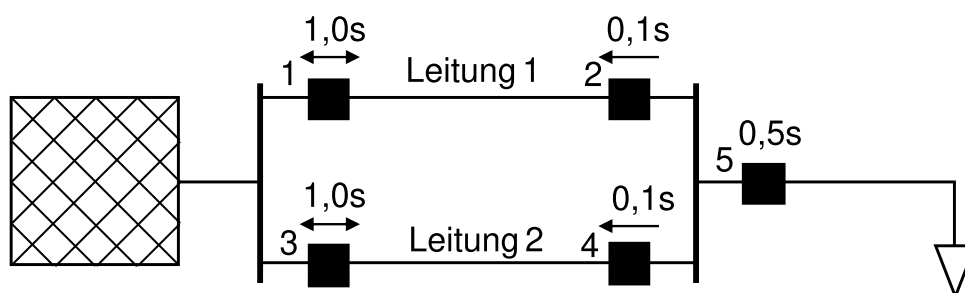


Abbildung 2-3: Darstellung der Richtungserkennung

Tritt nun ein Fehler am Ende von Leitung 1 auf, so wird zunächst der Fehler an der Stelle 2 mit der dort vorgegebenen Stromrichtung erkannt und es kommt zur Auslösung. Das Relais an der Stelle 4 löst nicht aus, da der Fehlerstrom eine andere Richtung als die vorgegebene Stromrichtung am Relais aufweist. Nach der Auslösung an der Stelle 2 fällt das zuvor angeregte Relais 3 wieder ab, da über die Leitung 2 nicht mehr in den Fehler gespeist wird. Nach einer Sekunde kommt es zur Auslösung an der Stelle 1 und der Fehler ist somit geklärt. [3][4]

2.2 Distanzschutz

Der Distanzschutz beruht auf dem Prinzip der Impedanzermittlung, dafür wird am Relaiseinbauort eine Messung von Spannung und Strom benötigt. Bei der Erfassung von Kurzschlüssen wird davon ausgegangen, dass sich die Fehlerimpedanz proportional zum Fehlerort verhält. Somit bekommt man eine Möglichkeit den Fehlerort ausreichend genau zu bestimmen. Damit eine einwandfreie Funktion gewährleistet werden kann, muss die Fehlerimpedanz kleiner sein als die kleinste mögliche Betriebsimpedanz. [4][5]

Die kleinste mögliche Betriebsimpedanz wird in erster Linie durch den größtmöglichen Betriebsstrom und die niedrigste zulässige Netzspannung bestimmt. Die Fehlerimpedanz nimmt dabei einen Winkel an, welcher sich im Bereich der Leitungsgeraden befindet. Abweichungen davon können beispielsweise durch den Lichtbogenwiderstand verursacht werden, der je nach Netzspannung variiert. [4][6]

Die *Abbildung 2-4* zeigt die prinzipielle Ermittlung der Fehlerimpedanz. Dabei wird links die Netzspannungsquelle und der Netzzinnenwiderstand \underline{Z}_Q gezeigt. Rechts davon befindet sich der Leistungsschalter, der vom Relais D betätigt werden kann. Über einen Strom- und Spannungswandler werden nun die Kurzschlussspannung \underline{U}_K und der Kurzschlussstrom \underline{I}_K gemessen und am Relais die Fehlerimpedanz \underline{Z}_F errechnet.

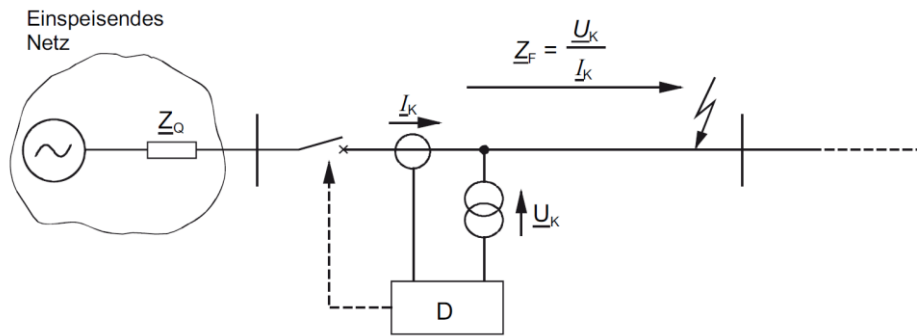


Abbildung 2-4: Messung der Kurzschlussimpedanz [5]

Das R-X-Diagramm *Abbildung 2-5* zeigt die Auslösezonen des Distanzschutzes, befindet sich eine Impedanz innerhalb dieser Zonen so kommt es zur Auslösung. Die Selektivität mit anderen Schutzgeräten ergibt sich durch die Staffelung der Auslösezonen, diese Grenzen sich durch ihre Impedanzkippwerte und Auslösezeiten ab. [4]

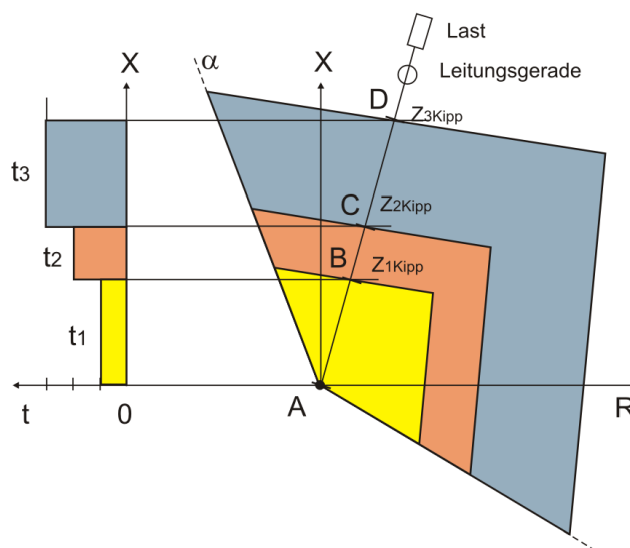


Abbildung 2-5: Zonendiagramm eines Distanzschutzes [4]

Der Distanzschutz berechnet daher aus den abgetasteten und gefilterten Größen die Schleifenimpedanzen und unterscheidet dabei im Fehlerfall, um welchen Fehler es sich handelt und welche Schleifen priorisiert werden. Es stehen dabei 6 Leiterschleifen zur Verfügung L1-E, L2-E, L3-E, L1-L2, L2-L3, L3-L1. Je nachdem wo sich der Fehler befindet, werden dann unterschiedliche Schleifen ausgewertet. [7]

Die Impedanz einer Leiter-Leiter-Schleife, wobei x und y die Leiternummern der betrachteten Schleife darstellen:

$$\underline{Z}_{LL} = \frac{U_{L,xLy}}{I_{L,x} - I_{L,y}} \quad 2-2$$

Impedanz für Leiter-Erde-Schleifen, x steht dabei für die Leiternummer der betrachteten Schleife:

$$\underline{Z}_{LE} = \frac{U_{L,x}}{I_{L,x}} \quad 2-3$$

Die Formeln stammen aus dem Handbuch für die im Netz verwendeten Schutzrelais. [7]

2.3 Impedanzanregung

In Schwachlastzeiten kann es durchaus vorkommen, dass der Kurzschlussstrom in den Bereich des maximalen Betriebsstroms kommen kann. Würde der Schutz nur auf Überstrom anregen, so würde, dass in diesem Fall zu keiner Anregung führen. Um eine Anregung herbeizuführen, wird das Prinzip der Unterimpedanzanregung verwendet, dabei wird bereits bei Stromwerten knapp unter dem maximalen Betriebsstrom eine Impedanzermittlung veranlasst. Sobald ein Impedanzwert auf der Leitungsgeraden beziehungsweise außerhalb der Lastausblendung liegt, kommt es zum Ansprechen des Schutzgerätes. Diese Impedanzzonen werden in der *Abbildung 2-6* gezeigt, der Lastbereich ist dabei jener Impedanzbereich in dem jede natürlich auftretende Last liegen sollte. Wird nun eine Impedanz außerhalb des Lastbereichs gesehen handelt es sich um keine Last mehr und die Situation muss geklärt werden. [3][8]

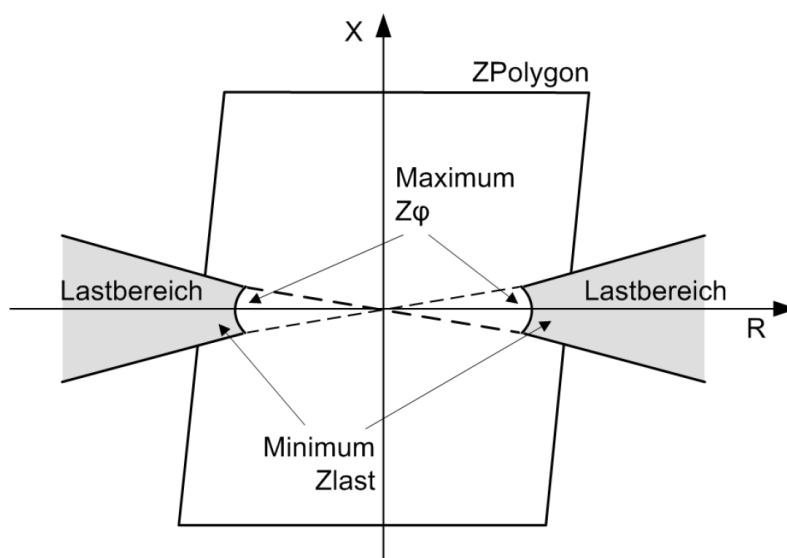


Abbildung 2-6: Darstellung der Impedanzanregung mit Lastausblendung [7]

2.4 Reserveschutz

Grundsätzlich kann man den Schutz im Netz in Haupt- und Reserveschutz unterteilen. Wobei der Hauptschutz die Aufgabe hat an einem bestimmten Netzelement oder einem Leitungsabschnitt ein sicheres Klären des Fehlers zu gewährleisten. Sollte nun der Fall eintreten, dass der Hauptschutz versagt, so muss der Reserveschutz die Aufgabe des Hauptschutzes übernehmen und einen Fehler in dessen Zuständigkeitsbereich sicher klären können. [3][9]

Gründe für ein Versagen des Hauptschutzes können sein:

- Elektrisches oder mechanisches Versagen des Leistungsschalters
- Spannungs- oder Stromversorgung für das Relais ist ausgefallen
- Spannung- oder Strommessung versagt
- Defektes Relais
- usw.

Der Reserveschutz stellt daher eine Absicherung gegen das Versagen des Hauptschutzes dar. Dabei kann der Einbauort des Reserveschutzes am Ort des Hauptschutzes sein oder aber auch an einem vorgelagerten Ort vor dem Hauptschutz liegen. Bei gleichem Einbauort muss allerdings sichergestellt werden, dass bei Versagen alle zuvor aufgezählten Punkte, dies keinen Einfluss auf die Funktionstüchtigkeit des Reserveschutzes hat. Das kann nur erreicht werden, wenn beispielsweise eine zweite Spannungsversorgung, Messung, Auslösespule im Leistungsschalter oder sogar ein zweiter Leistungsschalter vorhanden ist. [10]

Daher ist der Reserveschutz am gleichen Einbauort zwar umsetzbar allerdings mit erheblichem Mehraufwand verbunden. Eine einfachere Lösung stellt dagegen der Reserveschutz in der meist ohnehin vorhandenen Staffelung dar. Die *Abbildung 2-7* zeigt die Zuständigkeitsbereiche von Haupt- und Reserveschutz, wobei immer eine doppelte Absicherung je Leitungsabschnitt oder Netzelement sichtbar ist. [3][11]

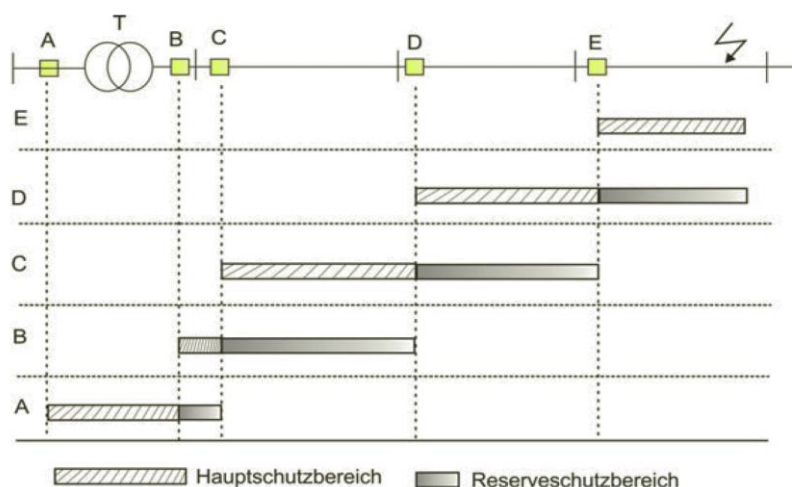


Abbildung 2-7: Staffelman mit Reserveschutzbereich [12]

2.5 Fault Ride Through (FRT)

Der durch einen Fehler hervorgerufene Spannungseinbruch im Netz kann sich durch das Abschalten mehrere Einspeiser während des Fehlers verstärken. Dies kann so weit gehen, dass es dadurch zum Netzkollaps kommt. Somit hat die Aufrechterhaltung der Einspeisung im Fehlerfall höchste Priorität, um eine Netzstützung zu gewährleisten. Die durch die Energiewende im Netz immer mehr werdenden Umrichter müssen ebenfalls zur Netzstützung beitragen, wobei das Regelwerk für diese in Österreich in den Technischen und organisatorischen Regeln (TOR) festgelegt ist. Dort werden die Anforderungen für synchrone und nichtsynchrone Erzeugungsanlagen für das Durchfahren von Fehlern (FRT-Fähigkeit) und die Einspeisung von Blindstrom im Fehlerfall festgelegt. Umrichter werden dabei als nichtsynchrone Erzeugungsanlagen klassifiziert. [13]

Der in dieser Arbeit benötigte Teil der TOR ist der Auszug TOR Erzeuger Typ B, dieser gibt die Anforderungen für eine Einspeiseleistung von $250 \text{ kW} \leq P_N < 35 \text{ MW}$ und einer Nennspannung $< 110 \text{ kV}$ vor. Die FRT-Fähigkeit muss für symmetrische als auch für unsymmetrische Fehler eingehalten werden. Der im Fehler auftretende Spannungseinbruch und die geforderte Netzstützung wird in einem bezogenen Spannungs-Zeitdiagramm für synchrone *Abbildung 2-8* als auch nichtsynchrone Einspeiser *Abbildung 2-9* angegeben. [14]

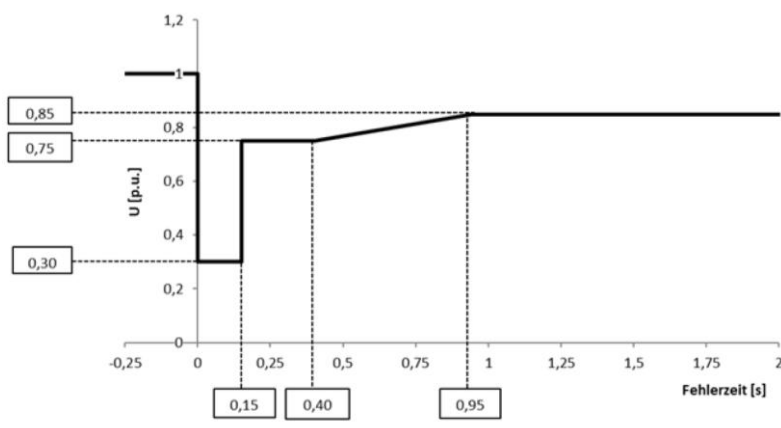


Abbildung 2-8: FRT-Profil synchroner Einspeiser [14]

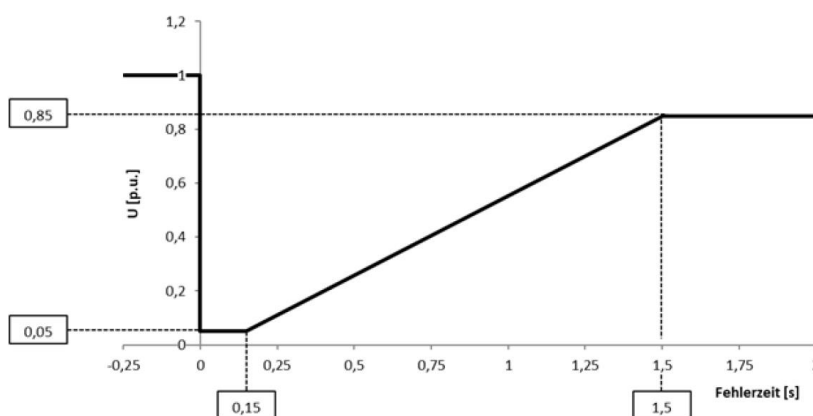


Abbildung 2-9: FRT-Profil nichtsynchrone Einspeiser [14]

Nichtsynchroner Stromerzeugungsanlagen mit Anschluss an das Mittelspannungsnetz müssen bei symmetrischen als auch asymmetrischen Fehlern, in der Lage sein Spannungsstützung durch eine Blindstromeinspeisung zu gewährleisten. Durch ein Erhöhen oder Absenken einer zusätzlichen Blindstromeinspeisung im Mit- und Gegensystem soll das umgesetzt werden. Dabei ist der veränderte Blindstrom proportional zur Änderung der Mit- bzw. Gegensystemspannung. Der dafür verwendete Proportionalitätsfaktor k kann im Bereich zwischen $2 \leq k \leq 6$ liegen und ist in einer Schrittweite von 0,5 einstellbar, ausgenommen sind direkt gekoppelte Asynchrongeneratoren bei asymmetrischen Fehlern. Der Verstärkungsfaktor k wird vom relevanten Netzbetreiber vorgegeben und richtet sich dabei im Wesentlichen nach der Impedanz zwischen der nichtsynchronen Einspeisung und dem Netzanschlusspunkt. Gibt es keine Vorgaben des Netzbetreibers so ist ein Wert mit $k = 2$ zu wählen. Der geforderte zusätzliche Blindstrom muss mindestens dem maximal möglichen Bemessungsstrom, daher 1 pu entsprechen können. [14]

Die Änderung des eingespeisten Blindstroms im Mit- und Gegensystem berechnet sich wie folgt:

$$\Delta i_{B1} = k \cdot |\Delta u_1| \quad 2-4$$

$$\Delta i_{B2} = k \cdot |\Delta u_2| \quad 2-5$$

Der Verband für Elektrotechnik (VDE) gibt das resultierende Verhalten gemäß *Abbildung 2-10* an.

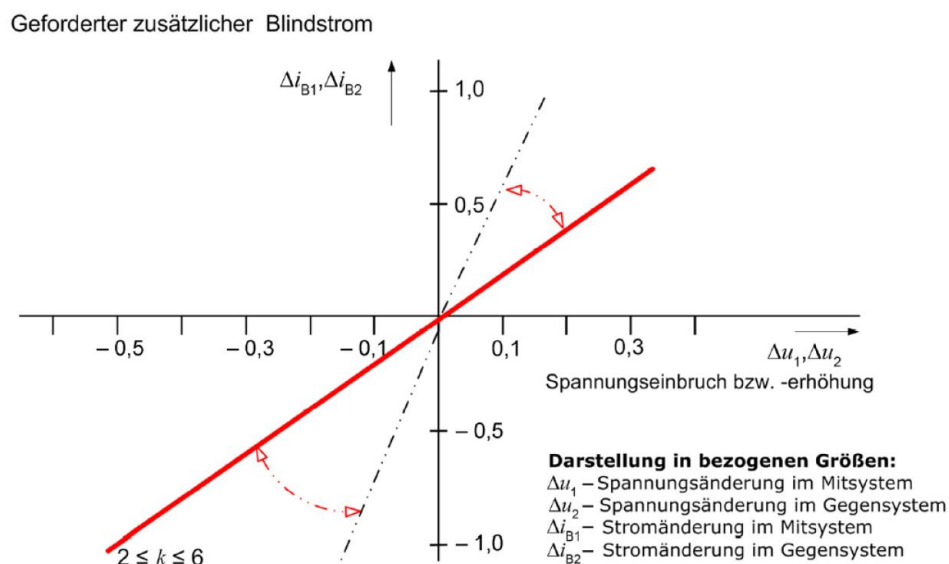


Abbildung 2-10: Geforderter zusätzliche Blindstromänderung aufgrund der Spannungsänderung [15]

Nachdem der Fehler geklärt wurde und die Spannung sich wieder im zulässigen Spannungsband befindet, soll der Einspeiser wieder zu seiner im Vorfehlerfall eingespeisten Wirkleistung zurückkehren. [14]

3 Analyse der Fehlerströme im Netz

3.1 Auswertung Störschrieb

Zur Verifikation der einzelnen Modelle und für die Berechnung in *Kapitel 3.3* wird ein vorhandener Störschrieb im zu untersuchenden Abgang herangezogen. Die zum Störschrieb dazugehörige Fehlerursache und der Fehlerort sind relativ genau bekannt, die *Abbildung 3-1* zeigt die Phasenströme vor und nach dem Fehlereintritt. Der Störschrieb wurde am Distanzschutz R3 aufgezeichnet. Es handelt sich dabei um einen 2-poligen Fehler ohne Erdberührung, dieser wurde durch einen umgeknickten Baum in der Freileitung verursacht.

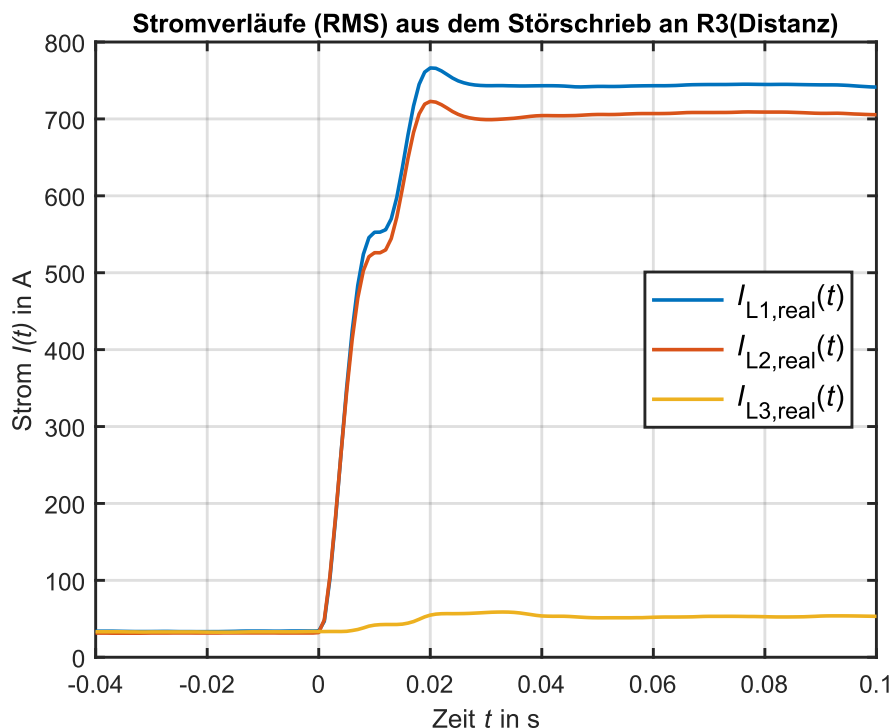


Abbildung 3-1: Stromverläufe aus Störschrieb aufgenommen an R3 (Distanzschutz)

Die *Abbildung 3-1* zeigt den Effektivwertstromverlauf aus dem Störschrieb. Der Vorfehlerzustand, welcher sich vor dem Zeitpunkt $t = 0$ befindet, zeigt eine herkömmliche symmetrische Auslastung des Mittelspannungsabgangs. Nach dem Fehlereintritt $t > 0$, liegt ein 2-poliger Fehler zwischen den Phasen L1 und L2 vor. Hätte man komplett symmetrische Spannungsverhältnisse und keine unsymmetrischen Lasten im Netz, so würden die Fehlerströme an L1 und L2 den gleichen Effektivwert nur mit 180° Phasenverschiebung aufweisen.

Aufgrund der vorhandenen Spannungsunsymmetrien *Abbildung 3-2* im Netz gibt es Unterschiede in der Stromhöhe der fehlerbehafteten Phasen L1 und L2. Des Weiteren ist im Bereich des Stromanstiegs eine kurzzeitige Abflachung erkennbar, um danach wieder stark anzusteigen. Die Abflachung liegt im Bereich von 10 ms nach Fehlereintritt, dies entspricht bei 50 Hz Netzfrequenz genau einer halben

Periode. Deshalb lässt sich dieser Effekt mit der Filterung bzw. mit der gleitenden Effektivwertberechnung erklären.

Am Leiter L3 ist ein geringer Stromanstieg nach Fehlerbeginn zu erkennen. Dieser Stromanstieg könnte durch einen zusätzlichen sich im Abzweig befindlichen Einspeiser hervorgerufen werden.

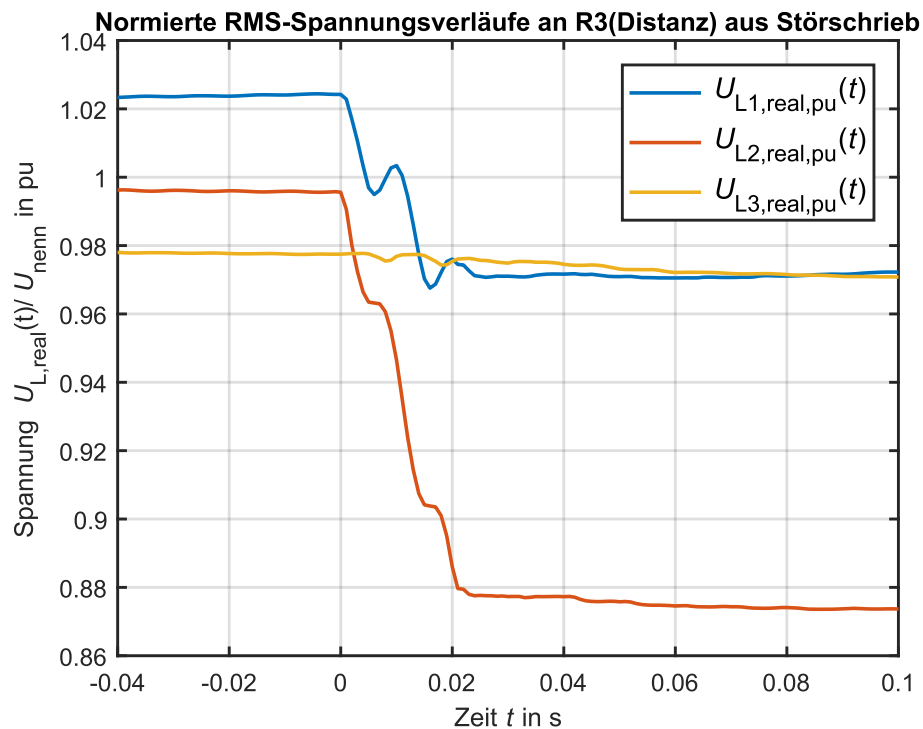


Abbildung 3-2: Normierte Phase-Erde-Spannungsverläufe aus Störschrieb aufgenommen an R3 (Distanzschutz)

Die *Abbildung 3-2* zeigt die normierten Phase-Erde-Spannungsverläufe vor und während dem Fehler. Im Vorfehlerzustand lassen sich leichte Spannungsunsymmetrien gegen Erde erkennen, welche sich aufgrund der Sternpunktverschiebung im gelöschten Mittelspannungsnetz erklären lassen. Was hier noch ersichtlich ist, ist der geringe Spannungseinbruch nach Fehlereintritt, das deutet auf große Leitungsimpedanzen bis zum Fehlerort hin.

Für eine bessere Vergleichbarkeit mit den Modellergebnissen sind die stationären Fehlergrößen (Ströme und Spannungen) in der *Tabelle 3-1* eingetragen. Wobei die hier angeführten Werte und Winkel aus dem COMTRADE-File des Schutzrelais selbst stammen. Da das Ausgangssignal nur eine Abtastrate von 1 kHz aufweist und somit relativ wenig Samples zu Verfügung stehen würde bei einer externen Winkelberechnung die Abweichung der Winkel zu groß werden.

Stationäre Fehlergrößen aus Störschrieb bei $t = 0.1s$					
Gemessen					
$\underline{U}_{L1,real}$	$\underline{U}_{L2,real}$	$\underline{U}_{L3,real}$	$\underline{I}_{L1,real}$	$\underline{I}_{L2,real}$	$\underline{I}_{L3,real}$
kV	kV	kV	A	A	A
$14,88 \angle -43,1^\circ$	$13,37 \angle -154,7^\circ$	$14,8 \angle 82,4^\circ$	$741,38 \angle -58,0^\circ$	$705,4 \angle 124,9^\circ$	$53,2 \angle 77,3^\circ$

Tabelle 3-1: Stationäre Fehlergrößen aus Störschrieb

Des Weiteren sind auch noch die Schaltzustände und die Kurzschlussleistung für eine Auswertung von Interesse. Diese werden in *Tabelle 3-2* dargestellt.

Schaltzustände während Störschriebfehler			
Eingestellt			
$U1$	$U2$	$S1$	S''_{kQ}
ein/aus	ein/aus	offen/geschlossen	MVA
ein	ein	geschlossen	686

Tabelle 3-2: Schaltzustände während Störschriebfehler

3.2 Untersuchte Netzstruktur

Die *Abbildung 3-3* zeigt eine Vereinfachung des gewählten Mittelspannungsverteilstetzes. Das 26,5-kV Mittelspannungsverteilstetz wird von einem 110-kV-Übertragungsnetz, über zwei identische Transformatoren, gespeist. Der Sternpunkt beider Transformatoren ist mittelspannungsseitig ausgeführt und wird gelöscht betrieben. [16] An den beiden Sammelschienen SS B und SS C befinden sich sämtliche Mittelspannungsabgänge des Umspannwerks. Des Weiteren können die beiden Sammelschienen über eine Kurzkupplung miteinander verbunden werden, um eine (n-1)-Sicherheit herzustellen. Der zu untersuchende Mittelspannungsabgang an SS C ist in voller Länge allerdings mit starken Vereinfachungen dargestellt. Das bedeutet, dass nicht jede Leitungsverzweigung im Modell integriert ist, allerdings der am weitesten entfernte Punkt vom Umspannwerk mit SS G den längsten Leitungsausläufer zeigt. Die Vereinfachungen ermöglichen eine Fokussierung auf die relevanten Bereiche und erleichtern die Analyse und Untersuchung des Mittelspannungsabgangs an SS C. Die Darstellung des betroffenen Abgangs zeigt virtuelle Sammelschienen an geographisch günstigen Punkten für die Untersuchung. Die im Netz vorhandenen Lasten wurden verhältnismäßig nach Lastverteilung an den Sammelschienen zusammengefasst. Die örtliche Darstellung der Schutzgeräte stimmt mit dem realen Netz überein. Des Weiteren wird in der *Abbildung 3-3* ein Fehlerort mit dem roten Blitz gezeigt. Dieser Fehlerort stimmt mit einem bereits vorhandenem Störschrieb überein, bei dem Fehlerort und Fehlerart bekannt sind. Der gezeigte Fehler verursacht einen Fehlerstrom \underline{I}_F , welcher allerdings durch die geschlossene Kurzkupplung S1 an den beiden Relais R1 und R2 aufgeteilt wird.

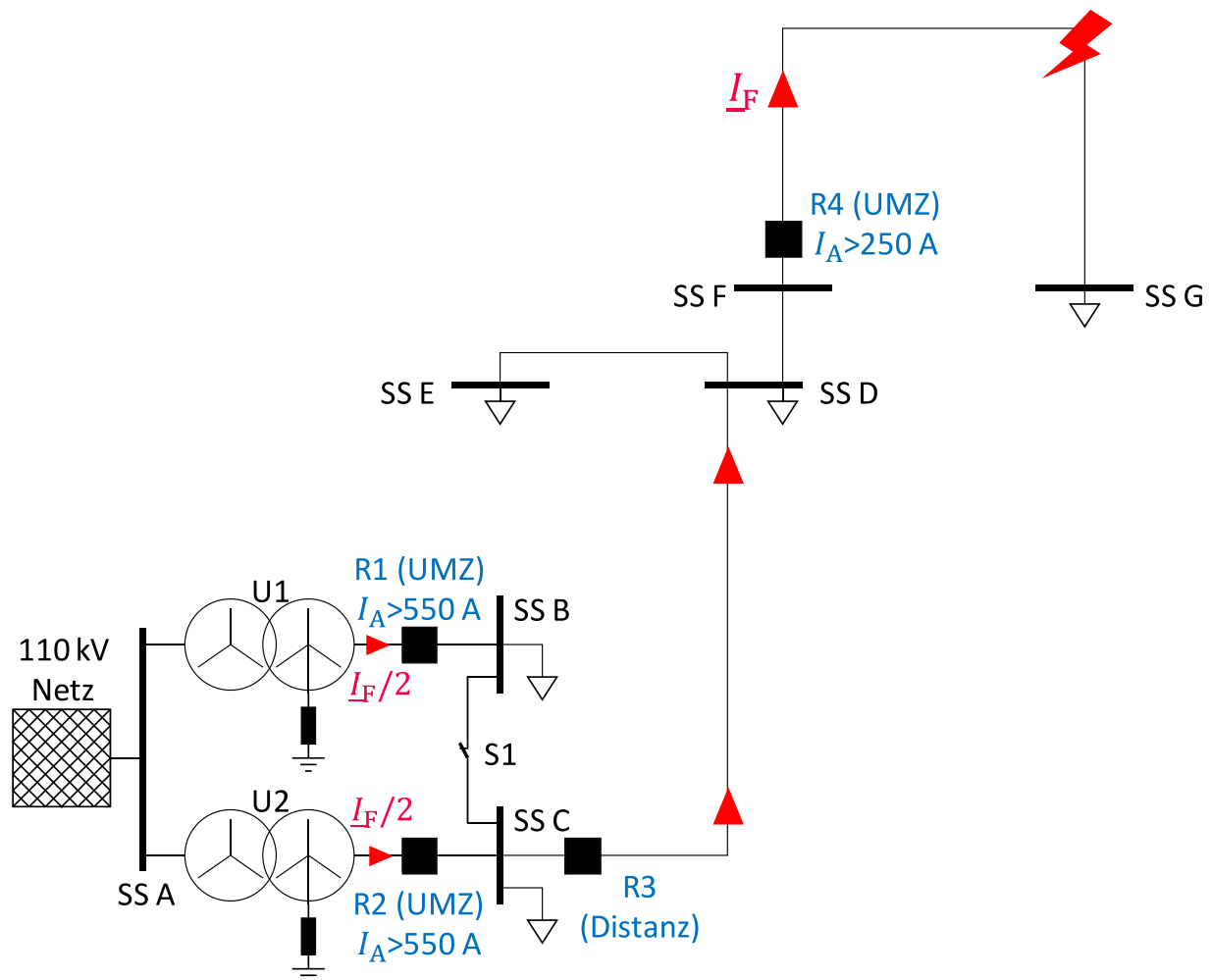


Abbildung 3-3: Netztopologie und Fehlerort für vorhandenen Störschrieb

3.3 Berechnung des Störschriebkurzschlussstromes

Daten:

Netz:	$S_{kQ}^* = 686 \text{ MVA}$	$U_n = 110 \text{ kV}$
Transformator U1 & U2:	$S_T = 20 \text{ MVA}$	$u_k = 9,3\%$ $u_r = 0,6\%$ $U_{THV} = 110 \text{ kV}$ $U_{TLV} = 26,5 \text{ kV}$

Leitungsimpedanz bis zum Fehlerort: $R_{l1} = 11,09 \Omega$ $jX_{l1} = j11,49 \Omega$

Die dazugehörigen Leitungsbeläge der einzelnen Leitungsabschnitte sowie sämtliche benötigte Parameter sind in *Kapitel 10* zu finden. Zum Zeitpunkt des Kurzschlusses waren beide Transformatoren U1 und U2 in Betrieb und die Kurzschlusskupplung S1 geschlossen. Außerdem zeigt der vorhandene Störschrieb einen 2-poligen Kurzschluss. In der *Abbildung 3-4* ist das Schaltbild für einen 2-poligen Kurzschluss für die gezeigte Netztopologie in symmetrischen Komponenten ersichtlich.

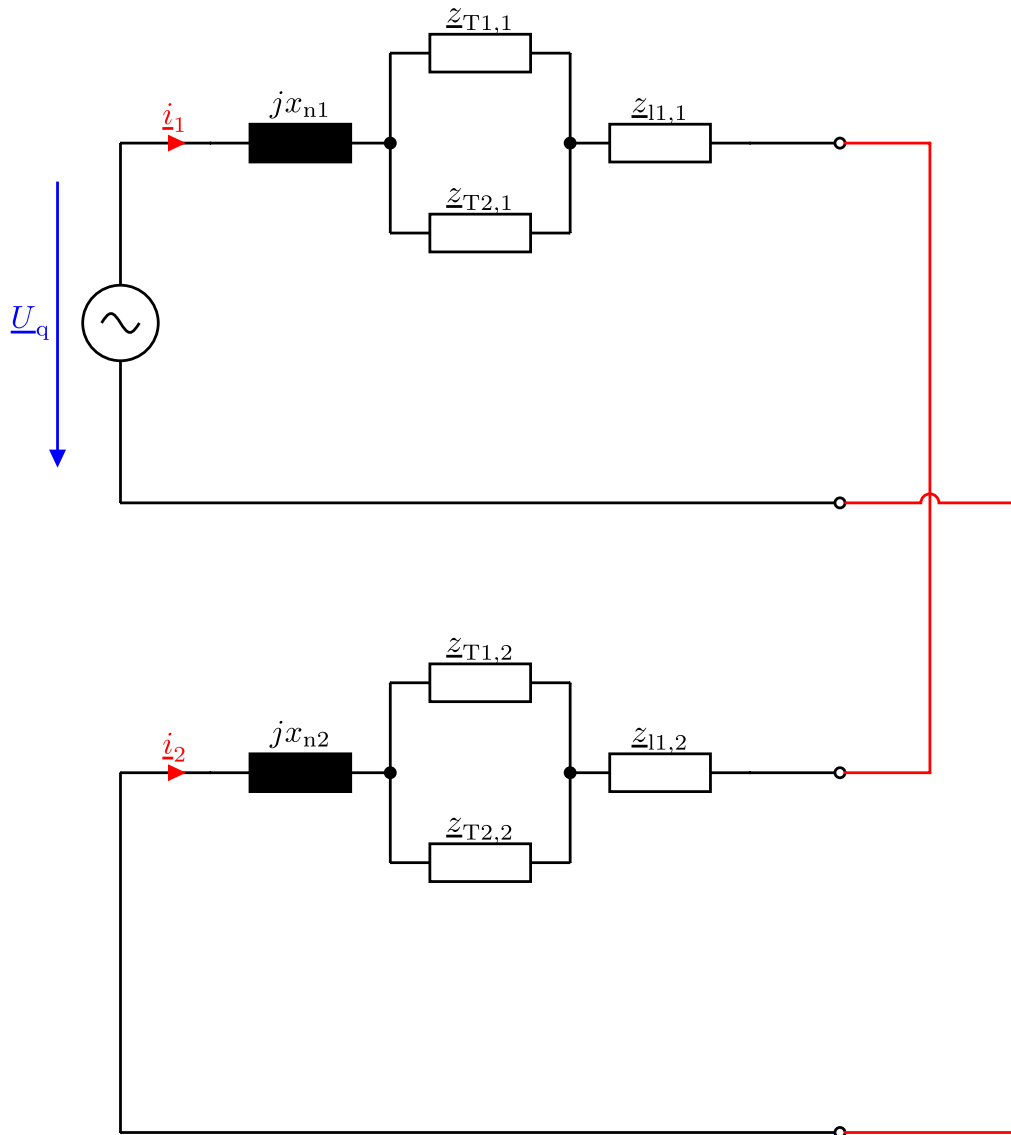


Abbildung 3-4: 2-poliger Kurzschluss in symmetrischen Komponenten für Störschriebkurzschluss

Berechnung:

Die Mitsystemnetzreaktanz ergibt sich in guter Näherung mit:

$$jx_{n1} = \frac{U_{TLV}^2}{S_{kQ}''} = \frac{(26,5 \text{ kV})^2}{686 \text{ MVA}} = 1,02 \Omega \angle 90^\circ \quad (3-1)$$

Berechnung des Mitsystemtransformatorwiderstands für U1:

$$r_{T1,1} = u_r \cdot \frac{U_{TLV}^2}{S_T} = \frac{0,6}{100} \cdot \frac{(26,5 \text{ kV})^2}{20 \text{ MVA}} = 0,211 \Omega \quad (3-2)$$

Reaktive Transformator Kurzschlussspannung:

$$u_x = \sqrt{u_k^2 - u_r^2} = \sqrt{9,3^2 - 0,6^2} = 9,28\% \quad (3-3)$$

Berechnung der Mitsystemtransformatorreaktanz für U1:

$$jx_{T1,1} = u_x \cdot \frac{U_{TLV}^2}{S_T} = \frac{9,28}{100} \cdot \frac{(26,5 \text{ kV})^2}{20 \text{ MVA}} = 3,258 \Omega \angle 90^\circ \quad (3-4)$$

Berechnung der Mitsystemtransformatorimpedanz für U1:

$$\underline{z}_{T1,1} = r_{T1} + jx_{T1} = 0,211 \Omega + j3,258 \Omega = 3,265 \Omega \angle 86,29^\circ \quad (3-5)$$

Da U1 und U2 identisch sind gelten die gleichen Impedanzen:

$$\underline{z}_{T1,1} = \underline{z}_{T2,1} \quad (3-6)$$

Berechnung der parallelen Transformatorimpedanz:

$$\underline{z}_{TP1} = \frac{\underline{z}_{T1,1} \cdot \underline{z}_{T2,1}}{\underline{z}_{T1,1} + \underline{z}_{T2,1}} = \frac{3,265 \Omega \angle 86,29^\circ \cdot 3,265 \Omega \angle 86,29^\circ}{3,265 \Omega \angle 86,29^\circ + 3,265 \Omega \angle 86,29^\circ} = 1,63 \Omega \angle 86,29^\circ \quad (3-7)$$

Berechnung der Mitsystemleitungsimpedanz:

$$\underline{z}_{l1,1} = R_{l1} + jX_{l1} = 11,09 \Omega + j11,49 \Omega = 15,96 \Omega \angle 46,02^\circ \quad (3-8)$$

Mit- und Gegensystem können als identisch angenommen werden für:

$$\underline{z}_{l1,1} = \underline{z}_{l1,2} \quad \underline{z}_{TP1} = \underline{z}_{TP2} \quad jx_{n1} = jx_{n2}$$

Aufgrund des 2-poligen Fehler gilt für die Ströme:

$$\underline{i}_1 = -\underline{i}_2 \quad \underline{i}_0 = 0 \text{ A}$$

Berechnung der Mitsystemspannung:

$$\underline{U}_q = \frac{U_{TLV}}{\sqrt{3}} = \frac{26,5 \text{ kV}}{\sqrt{3}} = 15,3 \text{ kV} \quad (3-9)$$

Somit ergibt sich für den Mitsystemstrom:

$$\begin{aligned} \underline{i}_1 &= \frac{\underline{U}_q}{jx_{n1} + z_{TP1} + z_{11,1} + jx_{n2} + z_{TP2} + z_{11,2}} \\ &= \frac{15,3 \text{ kV}}{1,02 \Omega \angle 90^\circ + 1,63 \Omega \angle 86,29^\circ + 15,96 \Omega \angle 46,02^\circ + 1,02 \Omega \angle 90^\circ + 1,63 \Omega \angle 86,29^\circ + 15,96 \Omega \angle 46,02^\circ} \quad (3-10) \\ &= 424,43 \text{ A} \angle -51,63^\circ \end{aligned}$$

Für die Ströme gilt:

$$\underline{i}_2 = -\underline{i}_1 = 424,43 \text{ A} \angle 128,37^\circ$$

Drehoperator:

$$\underline{a} = 1 \angle 120^\circ$$

Die Rücktransformation der symmetrischen Komponenten ergibt:

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} \underline{I}_{L,1} \\ \underline{I}_{L,2} \\ \underline{I}_{L,3} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \underline{a}^2 & \underline{a} & 1 \\ \underline{a} & \underline{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \underline{I}_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ (1 \angle 120^\circ)^2 & 1 \angle 120^\circ & 1 \\ 1 \angle 120^\circ & (1 \angle 120^\circ)^2 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 424,43 \text{ A} \angle -51,63^\circ \\ 424,43 \text{ A} \angle 128,37^\circ \\ 0 \text{ A} \end{bmatrix} \quad (3-11) \\ &= \begin{bmatrix} 0 \text{ A} \\ 735,13 \text{ A} \angle -141,63^\circ \\ 735,13 \text{ A} \angle 38,37^\circ \end{bmatrix} \end{aligned}$$

Die *Tabelle 3-3* zeigt sämtliche Größen, welche zur Bestimmung des Störschriebkurzschlussstromes benötigt, beziehungsweise berechnet wurden.

Berechnung des Störschriebkurzschlussstromes											
Eingestellt								Berechnet			
S_{kQ}''	U_n	S_T	u_k	u_r	U_{THV}	U_{TLV}	R_{l1}	jX_{l1}	jx_{n1}	$r_{T1,1}$	u_x
MVA	kV	MVA	%	%	kV	kV	Ω	Ω	Ω	Ω	%
686	110	20	9,3	0,6	110	26,5	11,09	j11,49	j1,02	0,211	9,28

Berechnet							
$jx_{T1,1}$	$z_{T1,1}$	z_{TP1}	$z_{11,1}$	\underline{U}_q	\underline{i}_1	\underline{i}_2	\underline{i}_0
Ω	Ω	Ω	Ω	kV	A	A	A
j3,258	3,265 \angle 86,29°	1,63 \angle 86,29°	15,96 \angle 46,02°	15,3	424,43 \angle -51,63°	424,43 \angle 128,37°	0

Berechnet		
\underline{I}_{L1}	\underline{I}_{L2}	\underline{I}_{L3}
A	A	A
0	$735,13 \angle -141,63^\circ$	$735,13 \angle 38,37^\circ$

Tabelle 3-3: Berechnung des Störschriebkurzschlussstroms

Die Werte aus *Tabelle 3-3* für den Kurzschlussstrom stimmen mit kleinen Abweichungen mit jenen aus *Tabelle 3-1* überein. Die Unterschiede, die sich ergeben sind auf den vernachlässigten Lichtbogenwiderstand sowie auf die vernachlässigte Spannungsunsymmetrie zurückzuführen. Die Ergebnisse haben aber eine ausreichende Übereinstimmung und somit konnte der Fehlerort sowie die Netz-, Transformator- und Leitungsparameter verifiziert werden.

3.4 Ermittlung des Beginns der kritischen Zone

Es folgt die Berechnung der Leitungsimpedanz, ab welcher es zu keiner Auslösung des UMZ-Reserveschutzes mehr kommt. Der Anregerwert des hinter dem Transformator eingebauten Reserveschutzes liegt dabei bei 550 A. Der schlechteste Fall der eintreten kann ist jener, wenn beide Transformatoren U1 & U2 eingeschaltet sind und die Kurzkupplung S1 geschlossen ist, somit halbiert sich der Fehlerstrom an den beiden Reserveschutzrelais R1 und R2. Die Vorgehensweise hierbei ist, dass die berechneten Kurzschlussströme aus *Kapitel 3.2* durch den doppelten Anregerwert mit 1100 A betragsmäßig ersetzt werden und auf die Leitungsimpedanz zurück gerechnet wird. Der Winkel dieser Ströme würde sich somit auch ändern, da nun ein anderer Fehlerort vorliegt. Da allerdings für den UMZ-Schutz nur der Betrag des Stroms ausschlaggebend ist, kann mit den Winkeln aus *Kapitel 3.2* gerechnet werden. Die berechnete Leitungsimpedanz sollte daher ebenfalls betragsmäßig stimmen. Des Weiteren wird hier mit einem 2-poligen Kurzschluss gerechnet, da dieser stromschwächer als ein 3-poliger Kurzschluss ist.

Annahme kleinster Kurzschlusswert:

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_{L1} \\ \underline{I}_{L2} \\ \underline{I}_{L3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \text{ A} \\ 1100 \text{ A} \angle -141,63^\circ \\ 1100 \text{ A} \angle 38,37^\circ \end{bmatrix}$$

Berechnung:

Transformation der Ströme in symmetrische Komponenten:

$$\begin{bmatrix} \underline{i}_1 \\ \underline{i}_2 \\ \underline{i}_0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_{L1} \\ \underline{I}_{L2} \\ \underline{I}_{L3} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 \angle 120^\circ & (1 \angle 120^\circ)^2 \\ 1 & (1 \angle 120^\circ)^2 & 1 \angle 120^\circ \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \text{ A} \\ 1100 \text{ A} \angle -141,63^\circ \\ 1100 \text{ A} \angle 38,37^\circ \end{bmatrix} \quad (3-12)$$

$$= \begin{bmatrix} 635,09 \text{ A} \angle -51,63^\circ \\ 635,09 \text{ A} \angle 128,37^\circ \\ 0 \text{ A} \end{bmatrix}$$

Für die größte mögliche Ausdehnung der kritischen Zone des Reserveschutzes muss die kleinste mögliche Kurzschlussleistung und Netzspannung verwendet werden, somit vergrößert sich die Zone Richtung Netzeinspeisung hin, da die Netzreaktanz zunimmt. Dies führt dazu, dass bei gleichbleibender Transformatorimpedanz die Leitungsimpedanz bis zum Beginn der Zone abnimmt. Aufgrund des festgelegten Stroms und einer geringeren Spannung sinkt die Leitungsimpedanz. Diese gesunkene Leitungsimpedanz kennzeichnet den Beginn der größtmöglichen kritischen Zone für den Reserveschutz. Aufgrund der Verwendung der kleinsten Kurzschlussleistung und Netzspannung wird die Zone maximal erweitert, da die reduzierte Spannung zu einer Verringerung der Leitungsimpedanz führt und somit der Beginn der kritischen Zone weiter Richtung Netzeinspeisung wandert. Die minimale Kurzschlussleistung $S_{kQ,min}''$ wird vom Netzbetreiber an diesem Punkt mit 343 MVA angegeben. Für die minimale Spannung wird mit einem Spannungseinbruch von 10 % gerechnet.

Berechnung der Mitsystemnetzreaktanz bei kleinstmöglicher Kurzschlussleistung und Netzspannung:

$$jx_{n1,S_{kQ,min}}'' = \frac{(U_{TLV} \cdot 0,9)^2}{S_{kQ,min}''} = \frac{(26,5 \text{ kV} \cdot 0,9)^2}{343 \text{ MVA}} = 1,66 \Omega \angle 90^\circ \quad (3-13)$$

Mit- und Gegensystem sind identisch für:

$$\underline{Z}_{l1,\text{beginn Zone}} = \underline{Z}_{l2,\text{beginn Zone}} \quad \underline{Z}_{TP1} = \underline{Z}_{TP2} \quad jx_{n1,S_{kQ,min}}'' = jx_{n2,S_{kQ,min}}''$$

Somit ergibt sich für die Mitsystemleitungsimpedanz:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{l1,\text{beginn Zone}} &= \frac{\frac{U_q \cdot 0,9}{\underline{i}_1} - jx_{n1,S_{kQ,min}}'' - \underline{Z}_{TP1} - jx_{n2,S_{kQ,min}}'' - \underline{Z}_{TP2}}{2} \\ &= \frac{\frac{15,3 \text{ kV} \cdot 0,9}{635,09 \text{ A} \angle -51,63^\circ} - 1,66 \Omega \angle 90^\circ - 1,63 \Omega \angle 86,29^\circ - 1,66 \Omega \angle 90^\circ - 1,63 \Omega \angle 86,29^\circ}{2} \quad (3-14) \\ &= 8,43 \Omega \angle 38,20^\circ \end{aligned}$$

Das Mitsystem $\underline{Z}_{l1,\text{beginn Zone}}$ ist gleich dem Gegensystem $\underline{Z}_{l2,\text{beginn Zone}}$ und somit auch gleich der Leitungsimpedanz, ab welcher die Zone beginnt und die sich bis zum Überstromschutz R4 erstreckt. Es ist wichtig zu beachten, dass die Leitungsimpedanz bis zum Beginn der Zone in Wirklichkeit sogar noch etwas kleiner ist, da bei der Berechnung kein Lichtbogenwiderstand und keine Messungenauigkeiten

berücksichtigt wurden. In *Tabelle 3-4* sind die Ergebnisse sowie für die Berechnung benötigten Werte zusammengefasst.

Berechnung der kritischen Zone						
Eingestellt				Berechnet		
$S''_{kQ,min}$	\underline{I}_{L1}	\underline{I}_{L2}	\underline{I}_{L3}	\underline{i}_1	\underline{i}_2	\underline{i}_0
MVA	A	A	A	A	A	A
343	0	$1100 \angle -141,63^\circ$	$1100 \angle 38,37^\circ$	$635,09 \angle -51,63^\circ$	$635,09 \angle 128,37^\circ$	0

Berechnet	
$jx''_{n1,S''_{kQ,min}}$	$\underline{Z}_{1,beginn\ Zone}$
Ω	Ω
$j1,66$	$8,43 \angle 38,20^\circ$

Tabelle 3-4 : Berechnung der kritischen Zone

3.5 Definition der gesamten kritischen Zone des Reserveschutzes

Der Beginn der kritischen Zone wird in *Kapitel 3.4* hergeleitet. Der dort berechnete Impedanzwert ist in *Abbildung 3-5* mit einem grünen Kreuz im Leitungszug dargestellt. Das bedeutet, dass ab diesem Punkt die kritische Zone beginnt, welche mittels roten Rahmens gekennzeichnet ist.

Durch die Kurzschlussstromberechnung an SS G in *Kapitel 4.1* ist ersichtlich, dass nach R4 (UMZ) keine kritische Zone vorliegt, da das Distanzschutzrelais R3 den Reserveschutz für R4 darstellt. Eine Auslösung nach dem Überstromrelais R4 bis ans Leitungsende und darüber hinaus wird mit dem Schutz R3 sichergestellt.

Außerdem tritt am Distanzschutz auch keine Problematik durch eine Stromaufteilung auf, da sich R3 direkt am gemeinsamen Mittelspannungsabgang SS C befindet. Somit erstreckt sich die kritische Zone vom berechneten Impedanzwert aus *Kapitel 3.4* bis zum Überstromrelais R4.

Des Weiteren zeigt die *Abbildung 3-5* einen Fehler an der Sammelschiene E, dieser Fehler stellt den stromschwächsten Fehlerort in der Zone dar, da dieser Punkt am weitesten vom Einspeisepunkt entfernt ist und somit die größte Leitungslänge in der Zone aufweist. Alle weiteren Untersuchungen im Netz werden daher mit diesem Fehlerort durchgeführt. Sollte eine Lösung für ein Reserveschutzkonzept an diesem Punkt gefunden werden, so wird das Konzept auch in der restlichen Zone funktionieren.

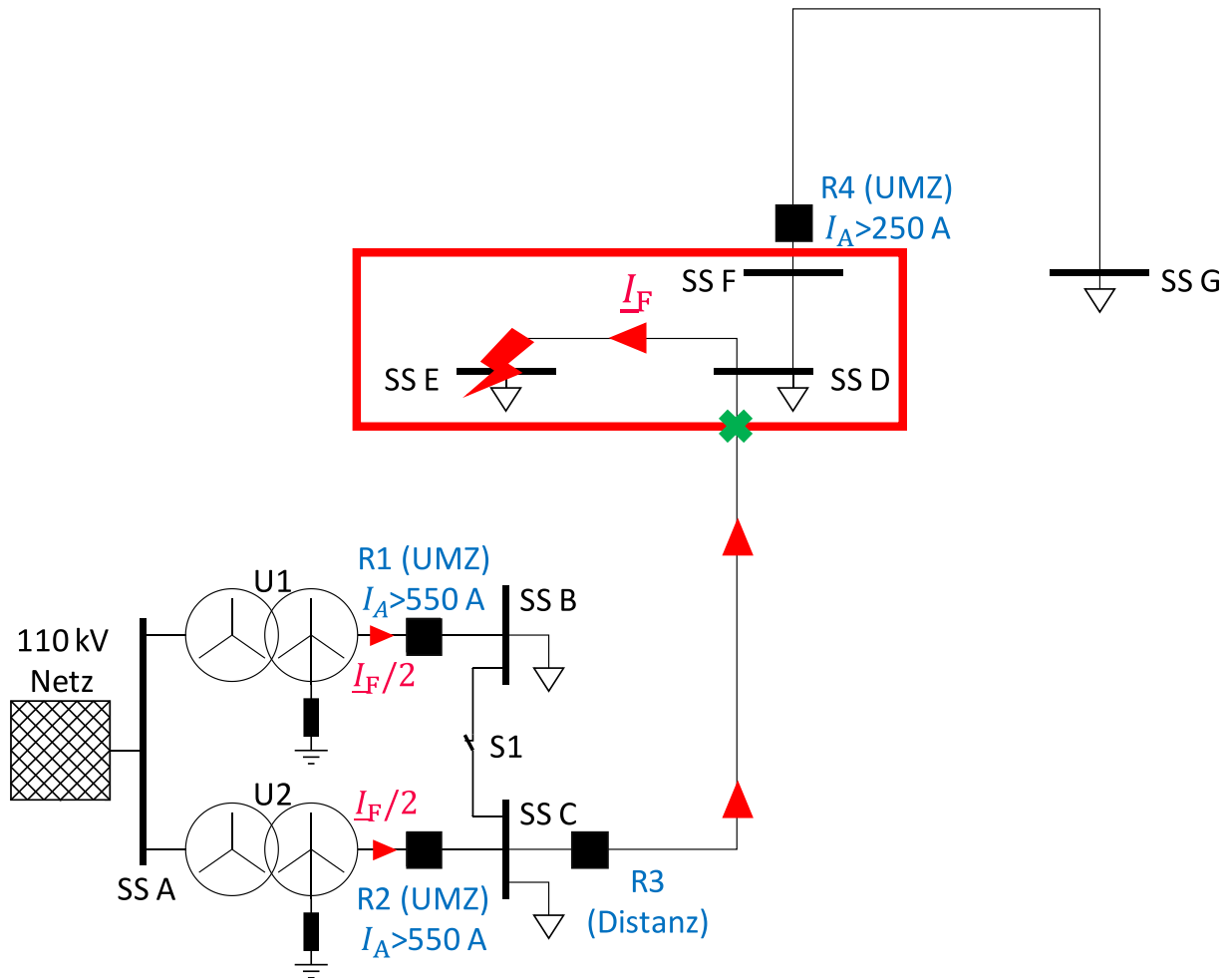


Abbildung 3-5: Kritische Zone des Reserveschutzes und ungünstigster Fehlerort in der Zone

3.6 Berechnung eines 3-poligen Kurzschlusses an SS E

Durch die Betrachtung eines 3-poligen Fehlers an der Sammelschiene E soll überprüft werden, ob es in der Zone nur zu einem Problem bei 2-poligen Fehler oder auch bei 3-poligen Fehler kommt. Für die Berechnung wird die Betrachtung des Mitsystems aus *Abbildung 3-6* herangezogen.

Für die Netzimpedanz kann der Wert aus *Kapitel 3.4* übernommen werden, da dort die kleinste Kurzschlussleistung und die kleinste Netzspannung verwendet wurde. Die Transformatorimpedanz kann aus *Kapitel 3.3* übernommen werden. Die Impedanz der Leitung ändert sich allerdings, da hier ein anderer Fehlerort betrachtet wird als beim Störschrieb in *Kapitel 3.3*.

Daten:

Netzimpedanz:

$$jx_{n1, S_{kQ, \min}} = 1,66 \Omega \angle 90^\circ$$

Transformatorimpedanz für U1 & U2:

$$\underline{Z}_{TP1} = \frac{\underline{Z}_{T1,1} \cdot \underline{Z}_{T2,1}}{\underline{Z}_{T1,1} + \underline{Z}_{T2,1}} = 1,63 \Omega \angle 86,29^\circ$$

Leitungsimpedanz bis SS E:

$$R_{l_2} = 7,67 \Omega \quad jX_{l_2} = j7,17 \Omega$$

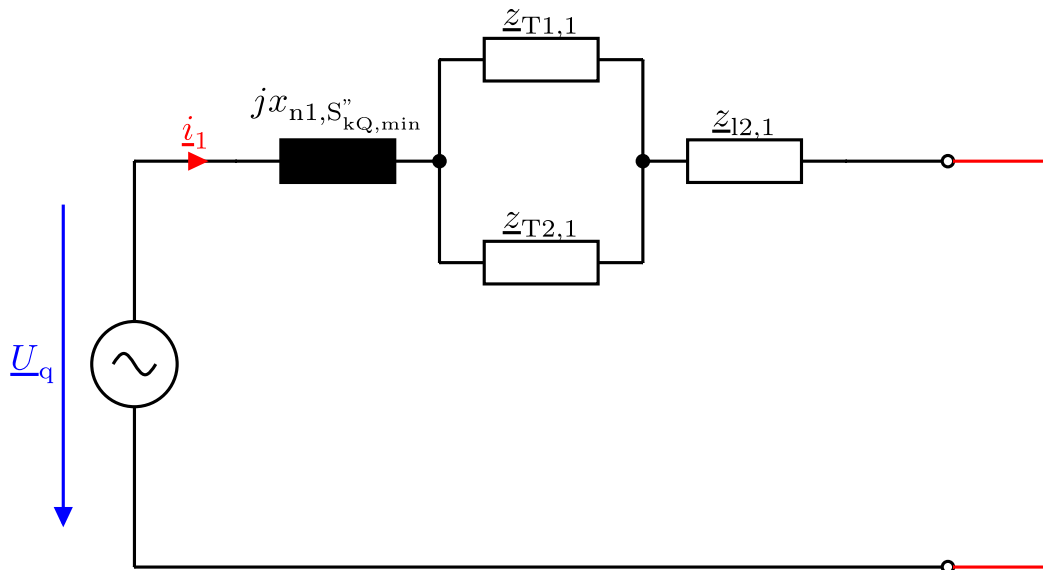


Abbildung 3-6: 3-poliger Kurzschluss in symmetrischen Komponenten für Kurzschluss an SS E

Berechnung:

Berechnung der Mitsystemleitungsimpedanz:

$$\underline{z}_{l_2,1} = R_{l_2} + jX_{l_2} = 7,67 \Omega + j7,17 \Omega = 10,50 \Omega \angle 43,08^\circ \quad (3-15)$$

Ermittlung des Mitsystemstroms:

$$\begin{aligned} \underline{i}_1 &= \frac{(\underline{U}_q \cdot 0,9)}{jx_{n1, S''_{kQ, min}} + \underline{z}_{TP1} + \underline{z}_{l_2,1}} \\ &= \frac{(15,3 \text{ kV} \cdot 0,9)}{1,66 \Omega \angle 90^\circ + 1,63 \Omega \angle 86,29^\circ + 10,50 \Omega \angle 43,08^\circ} \\ &= 1056,67 \text{ A} \angle -53,37^\circ \end{aligned} \quad (3-16)$$

Bei 3-poligem Kurzschluss gilt:

$$\underline{i}_2 = \underline{i}_0 = 0 \text{ A}$$

Rücktransformation aus symmetrischen Komponenten:

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_{L1} \\ \underline{I}_{L2} \\ \underline{I}_{L3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \underline{a}^2 & \underline{a} & 1 \\ \underline{a} & \underline{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{i}_1 \\ \underline{i}_2 \\ \underline{i}_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ (1 \angle 120^\circ)^2 & 1 \angle 120^\circ & 1 \\ 1 \angle 120^\circ & (1 \angle 120^\circ)^2 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1056,67 \text{ A} \angle -53,37^\circ \\ 0 \text{ A} \\ 0 \text{ A} \end{bmatrix} \quad (3-17)$$

$$= \begin{bmatrix} 1056,67 \text{ A} \angle -53,37^\circ \\ 1056,67 \text{ A} \angle -173,37^\circ \\ 1056,67 \text{ A} \angle 66,63^\circ \end{bmatrix}$$

Am Reserveschutz R1 und R2 ergibt sich nun bei geschlossener Kurzschluss S1 und sich im Betrieb befindlichen Transformatoren U1 und U2 eine Stromaufteilung. Daher sieht jedes Reserveschutzrelais nur den halben Strom. Somit ergeben sich für den 3-poligen Kurzschluss an den Relais R1 und R2 folgende Fehlerströme:

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_{L1,R1} \\ \underline{I}_{L2,R1} \\ \underline{I}_{L3,R1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 528,34 \text{ A} \angle -53,37^\circ \\ 528,34 \text{ A} \angle -173,37^\circ \\ 528,34 \text{ A} \angle 66,63^\circ \end{bmatrix}$$

Die *Tabelle 3-5* zeigt die Werte für die Berechnung des 3-poligen Kurzschlussstromes.

Berechnung 3-poliger KS an SS E						
Eingestellt		Berechnet				
R_{12}	jX_{12}	$\underline{Z}_{12,1}$	\underline{i}_1	\underline{i}_2	\underline{i}_0	\underline{I}_{L1}
Ω	Ω	Ω	A	A	A	A
7,67	$j7,17$	$10,50 \angle 43,08^\circ$	$1056,67 \angle -53,37^\circ$	0	0	$1056,67 \angle -53,37^\circ$

Berechnet				
\underline{I}_{L2}	\underline{I}_{L3}	$\underline{I}_{L1,R1}$	$\underline{I}_{L2,R1}$	$\underline{I}_{L3,R1}$
A	A	A	A	A
$1056,67 \angle -173,37^\circ$	$1056,67 \angle 66,63^\circ$	$528,34 \angle -53,37^\circ$	$528,34 \angle -137,37^\circ$	$528,34 \angle 66,63^\circ$

Tabelle 3-5: Berechnung 3-poliger KS an SS E

Da der Anregewert von R1 und R2 auf 550 A eingestellt ist, kann es auch bei einem 3-poligen Kurzschluss am Ende der kritischen Zone zu keiner Auslösung kommen.

Ursachen für das Versagen des Reserveschutzes in der kritischen Zone:

- Beide Transformatoren U1 und U2 sind eingeschaltet
- Die Kurzschluss S1 ist geschlossen
- Probleme bei 2-poligen und 3-poligen Kurzschlüssen, da sich Fehlerstrom auf R1 und R2 aufteilt

4 Simulationsmodelle und Verifikation

4.1 Simulation in OMICRON RelaySim Test

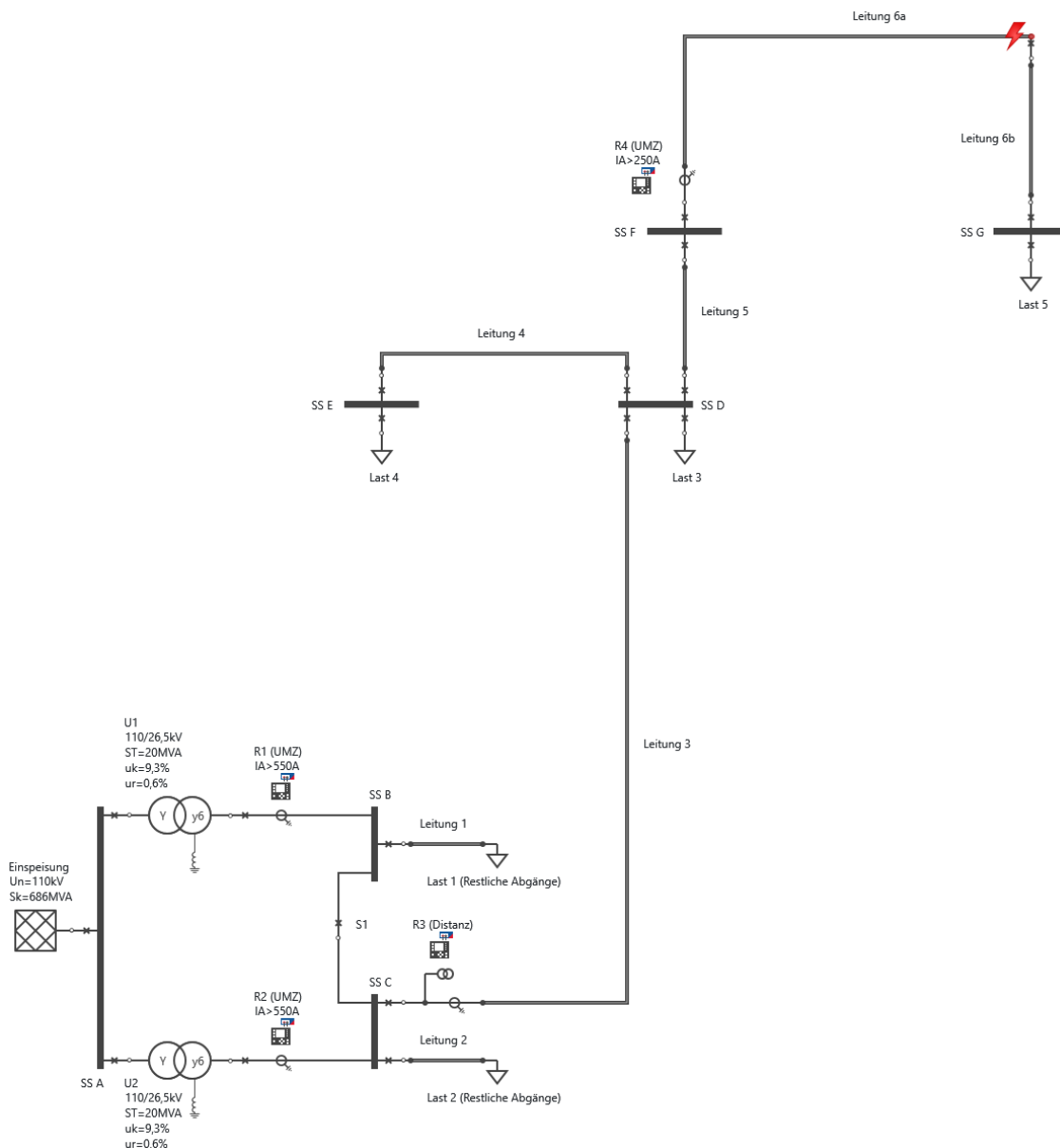


Abbildung 4-1: Simulationsmodell in OMICRON RelaySim Test

Für eine erste Abschätzung wurde das gewählte Netz zunächst in *OMICRON RelaySim Test* ausreichend genau aufgebaut und simuliert. Die *Abbildung 4-1* zeigt den Netzaufbau wie er bereits in der Skizze aus *Kapitel 3.2* verwendet wurde, die dafür verwendeten Daten sind in *Kapitel 10* nachzulesen. An geographisch günstigen Punkten wurden Sammelschienen eingeführt, an denen die Lasten gleichmäßig im Netz verteilt angebracht wurden. Die Lasten im Netz werden verwendet, um den Vorfehlerzustand für den Störfall nachzustellen. An der Sammelschiene SS D befindet sich eine Gabelung des Abgangs. Diese Darstellung ist notwendig, da die Leitung 4 vollständig in der kritischen

Zone liegt und mit SS E der kritischste Punkt der Zone dargestellt wird. Die kritische Zone reicht bis zu SS F, danach endet sie, weil dort das Überstromrelais R4 platziert ist und somit für den Bereich nach R4 der Distanzschutz R3 den Reserveschutz darstellt. Für den Bereich nach R4 gibt es keine Probleme mit dem Reserveschutz, da R3 laut Netzbetreiber nach der letzten Impedanzzone noch eine Überstromfunktion hinterlegt hat mit einem Anregewert von 300 A. Somit erhält man eine Schutzzone, die über SS G hinaus geht. Außerdem liegt an R3 nicht das Problem der Stromaufteilung vor und somit sieht der Schutz R3 immer den gesamten Fehlerstrom. Die Sammelschiene SS G ist der vom Einspeiser weitest entfernteste Punkt und wird dafür genutzt, um zu beweisen, dass an dieser Stelle es kein Problem mit dem Reserveschutz gibt. Mit diesem Netzaufbau wird versucht, eine schnelle Abschätzung zu treffen, ob das dargestellte Modell mit den vorgenommenen Vereinfachungen und Zusammenfassungen von Lasten und Leitungsabschnitten ausreichend genau ist, um weitere Untersuchungen durchführen zu können. Dafür wird in der ersten Simulation der gleiche Fehlerort, wie für den Störschrieb ausgewählt und die Ergebnisse miteinander verglichen. Die kurzen Simulationszeiten des Programms erlauben eine grobe und schnelle Ermittlung der stationären Fehlergrößen. Dabei werden allerdings Unsymmetrien in der Spannung und Last vernachlässigt. Auch der Lichtbogenwiderstand wurde hier nicht berücksichtigt. Somit weichen die Ergebnisse etwas vom Störschrieb ab. Außerdem kommt das Simulationsprogramm bei einer dynamischen Betrachtung an seine Grenzen, weshalb die weitem späteren Simulationen in Matlab/Simulink durchgeführt wurden.

▲ R1 (UMZ)			▲ R1 (UMZ)		
I L1 prim.:	61,905 A	∠ -144,38 °	I L1 prim.:	409,55 A	∠ 162,77 °
I L2 prim.:	61,905 A	∠ 95,62 °	I L2 prim.:	348,21 A	∠ -15,96 °
I L3 prim.:	61,905 A	∠ -24,38 °	I L3 prim.:	61,905 A	∠ -24,38 °
▲ R2 (UMZ)			▲ R2 (UMZ)		
I L1 prim.:	61,907 A	∠ -144,38 °	I L1 prim.:	409,55 A	∠ 162,79 °
I L2 prim.:	61,907 A	∠ 95,62 °	I L2 prim.:	348,22 A	∠ -15,94 °
I L3 prim.:	61,907 A	∠ -24,38 °	I L3 prim.:	61,907 A	∠ -24,38 °
▲ R3 (Distanz)			▲ R3 (Distanz)		
U L1-N prim.:	15,458 kV	∠ 178,96 °	U L1-N prim.:	14,679 kV	∠ 171,98 °
U L2-N prim.:	15,458 kV	∠ 58,96 °	U L2-N prim.:	13,471 kV	∠ 58,44 °
U L3-N prim.:	15,458 kV	∠ -61,04 °	U L3-N prim.:	15,458 kV	∠ -61,04 °
I L1 prim.:	31,393 A	∠ -174,24 °	I L1 prim.:	769,66 A	∠ 157,10 °
I L2 prim.:	31,393 A	∠ 65,76 °	I L2 prim.:	743,03 A	∠ -21,64 °
I L3 prim.:	31,393 A	∠ -54,24 °	I L3 prim.:	31,393 A	∠ -54,24 °
Z L1-N prim.:	492,40 Ω	∠ -6,80 °	Z L1-N prim.:	19,073 Ω	∠ 14,88 °
Z L2-N prim.:	492,40 Ω	∠ -6,80 °	Z L2-N prim.:	18,130 Ω	∠ 80,07 °
Z L3-N prim.:	492,40 Ω	∠ -6,80 °	Z L3-N prim.:	492,40 Ω	∠ -6,80 °
Z L1-L2 prim.:	492,40 Ω	∠ -6,80 °	Z L1-L2 prim.:	15,574 Ω	∠ 45,88 °
Z L2-L3 prim.:	492,40 Ω	∠ -6,80 °	Z L2-L3 prim.:	34,889 Ω	∠ 111,28 °
Z L3-L1 prim.:	492,40 Ω	∠ -6,80 °	Z L3-L1 prim.:	33,855 Ω	∠ -11,20 °
▲ R4 (UMZ)			▲ R4 (UMZ)		
I L1 prim.:	12,204 A	∠ 178,61 °	I L1 prim.:	758,23 A	∠ 156,87 °
I L2 prim.:	12,204 A	∠ 58,61 °	I L2 prim.:	748,68 A	∠ -22,56 °
I L3 prim.:	12,204 A	∠ -61,39 °	I L3 prim.:	12,204 A	∠ -61,39 °

Abbildung 4-2: Simulationsergebnisse vor (links, Lastfall) und während (rechts, Fehlerfall) dem 2-poligen Fehler am Störschriebfehlerort

Die Kurzschlussströme der *OMICRON RelaySim Test* Simulation sind etwas höher als jene Ströme aus dem Störschrieb. Dies lässt sich mit den zuvor beschriebenen Vereinfachungen erklären. Allerdings sind die Ergebnisse aus *Abbildung 4-2* sehr ähnlich zu jenen aus *Tabelle 3-1*. Auch die errechnete Fehlerschleifenimpedanz weicht nur geringfügig von jener aus dem *Kapitel 3.3* ab. Der Grundlastzustand vor dem Fehler beträgt ca. 62 A pro Phase und Transformator.

Der leicht ansteigende Strom, der nicht fehlerbehafteten Phase L3, ist in dieser Simulation nicht zu sehen. Dies lässt darauf schließen, dass nach dem Fehler ein zusätzliches Ereignis stattgefunden hat. Der Stromanstieg kann beispielsweise von einem weiteren Einspeiser im Abgang stammen.

Die *Abbildung 4-3* zeigt die Simulationsergebnisse bei einem 2-poligen Fehler an SS G. Bei der Betrachtung der Fehlerströme am Distanzschutz R3 ist ersichtlich, dass diese weit über 300 A liegen und es somit dort zu keinem Versagen des Reserveschutzes kommt. Da zusätzlich zu den Impedanzonen an R3 noch eine Überstromstufe mit 300 A Anregestrom hinterlegt ist, welche vom Fehlerstrom ohne Probleme überschritten wird und es somit zur Auslösung kommt. Daher ist somit bewiesen, dass die kritische Zone nicht über das Überstromrelais R4 hinausgeht. Diese Simulation wurde ebenfalls mit einem Lastzustand und ohne Lichtbogenwiderstand durchgeführt, somit wäre ein geringerer Fehlerstrom zwar möglich, dieser würde aber ebenfalls für eine Auslösung reichen.

▲ R1 (UMZ)			
I L1 prim.:	356,08 A	∠	165,91 °
I L2 prim.:	295,38 A	∠	-11,95 °
I L3 prim.:	61,907 A	∠	-24,38 °
▲ R2 (UMZ)			
I L1 prim.:	356,08 A	∠	165,89 °
I L2 prim.:	295,37 A	∠	-11,97 °
I L3 prim.:	61,905 A	∠	-24,38 °
▲ R3 (Distanz)			
U L1-N prim.:	14,841 kV	∠	172,98 °
U L2-N prim.:	13,773 kV	∠	58,26 °
U L3-N prim.:	15,458 kV	∠	-61,04 °
I L1 prim.:	659,82 A	∠	159,37 °
I L2 prim.:	633,91 A	∠	-19,05 °
I L3 prim.:	31,393 A	∠	-54,24 °
Z L1-N prim.:	22,493 Ω	∠	13,61 °
Z L2-N prim.:	21,726 Ω	∠	77,31 °
Z L3-N prim.:	492,40 Ω	∠	-6,80 °
Z L1-L2 prim.:	18,632 Ω	∠	44,11 °
Z L2-L3 prim.:	41,476 Ω	∠	107,89 °
Z L3-L1 prim.:	39,342 Ω	∠	-12,55 °
▲ R4 (UMZ)			
I L1 prim.:	647,29 A	∠	159,05 °
I L2 prim.:	638,05 A	∠	-20,24 °
I L3 prim.:	12,204 A	∠	-61,39 °

Abbildung 4-3: Simulationsergebnisse für 2-poligen Fehler an SS G

4.2 Simulation in Matlab/Simulink

Das Simulationsmodell in Simulink ist von der Grundstruktur genau wie das Modell im *OMICRON RelaySim Test* aufgebaut. Um eine bessere Darstellung des Modells zu erreichen, wurde dieses in drei Abbildungen aufgeteilt, damit erreicht man eine gut sichtbare Darstellung der detaillierten Symbole.

Daher gliedern sich die Abbildungen in einen oberen Teil *Abbildung 4-4*, welcher den Großteil der Leitung zeigt. In einen Teil, der die PV-Einspeisung zeigt *Abbildung 4-5* und in einen Teil der die Netzeinspeisung sowie den Beginn des Abgangs abbildet *Abbildung 4-6*.

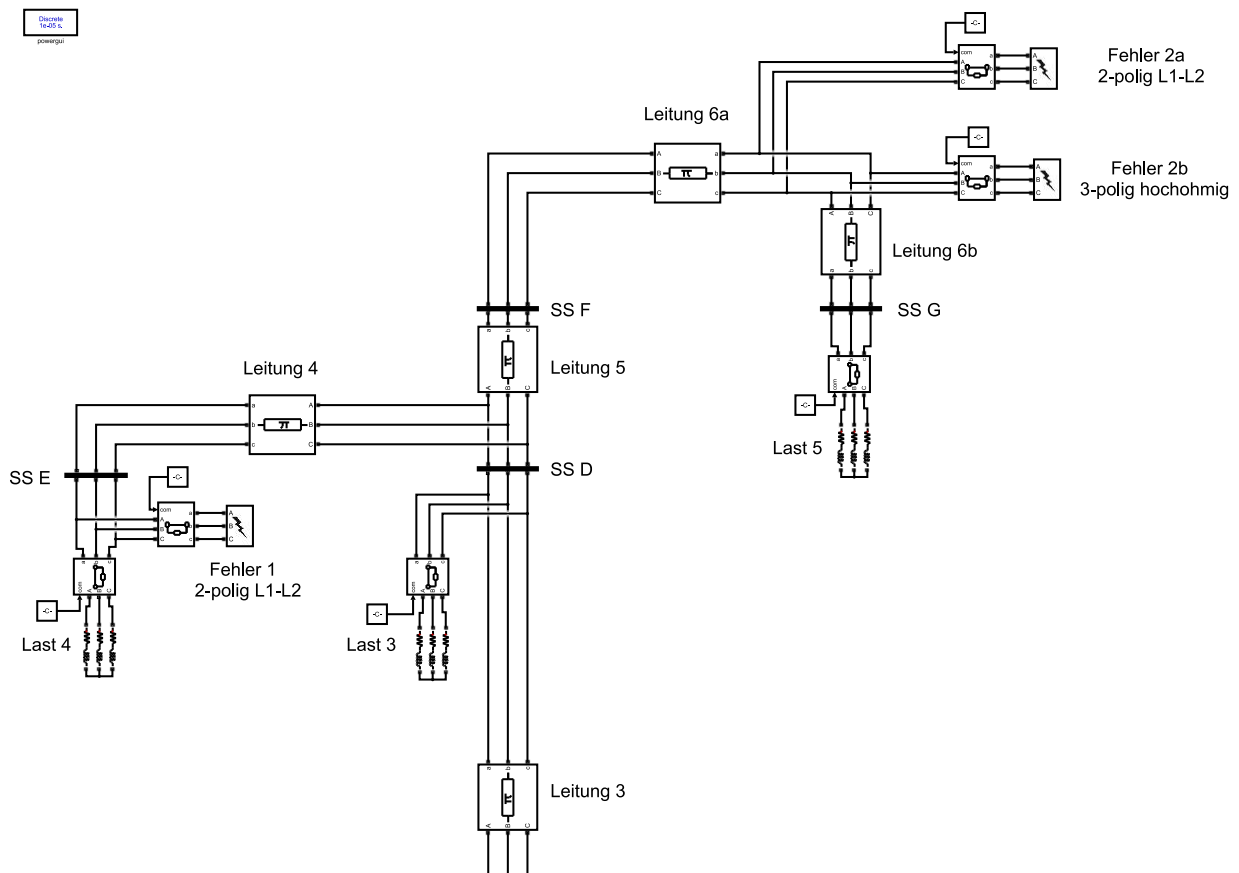


Abbildung 4-4: Oberer Teil des Simulationsmodells in Simulink (großer Anteil des Abgangs)

In *Abbildung 4-4* ist der größte Anteil des Abgangs zu sehen, dieser beinhaltet die kritische Zone und den letzten Abschnitt des Abgangs bis hin zu SS G. Des Weiteren ist der Fehler 1 an SS E zu sehen. Dieser 2-polige Fehler stellt den ungünstigsten Fall in der kritischen Zone dar, da dort der geringste Fehlerstrom und die größte Impedanz in der kritischen Zone vorherrschen. Aus diesem Grund wird ein Reserveschutzkonzept gesucht, dass an diesem Punkt funktioniert.

Den sollte eine Lösung an SS E gefunden werden, so wird diese auch in der restlichen kritischen Zone funktionieren. Des Weiteren sind die beiden Fehlerfälle 2a und 2b zwischen der Leitung 6a und Leitung

6b platziert. Diese beiden Fehlerfälle stellen den Störschriebfehlerfall nach. Wobei der Fehler 2a der 2-polige Fehler und der Fehler 2b ein sehr hochohmiger 3-poliger Fehlerfall ist. Der 3-polige hochohmige Fehler stellt ein theoretisches Erklärungsmodell für den Stromanstieg der nichtfehlerbehafteten Phase L3 dar. Dieser Stromanstieg, könnte einerseits durch den hochohmigen Fehler hervorgerufen werden oder es könnte sich auch ein zusätzlicher Einspeiser am Abgang befinden. Zur Verifizierung wurde Leitung 6 in zwei Teile aufgeteilt, um die Möglichkeit zu haben, am Ort der Störwerterfassung die Fehler einzulegen.

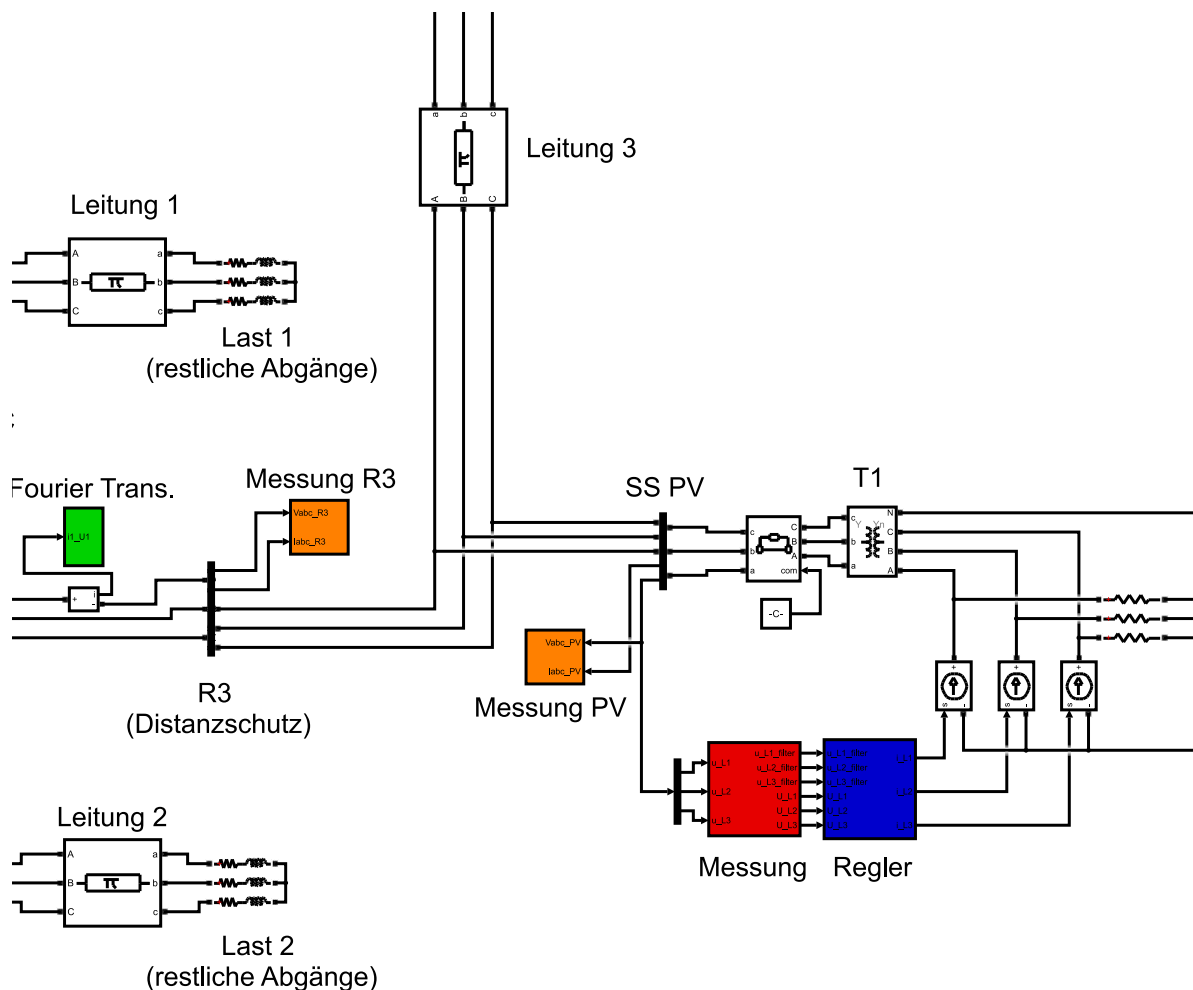


Abbildung 4-5: Mittlerer Teil des Simulationsmodells in Simulink (PV-Einspeisung)

Der mittlere Abschnitt des Netzes *Abbildung 4-5* zeigt hauptsächlich den Aufbau der erneuerbaren Energien. Diese werden über die Sammelschiene SS PV ins Netz eingebracht. Daher befindet sich die Anlage relativ am Anfang des betroffenen Abgangs. Für die Funktion der PV wird zunächst eine Messung durchgeführt und dessen Messwerte werden dem Regler weitergegeben, welcher dann die Stromquellen steuert. Danach wird, über den Transformator, die Leistung ins Mittelspannungsnetz abgegeben. Dazu mehr in *Kapitel 6*.

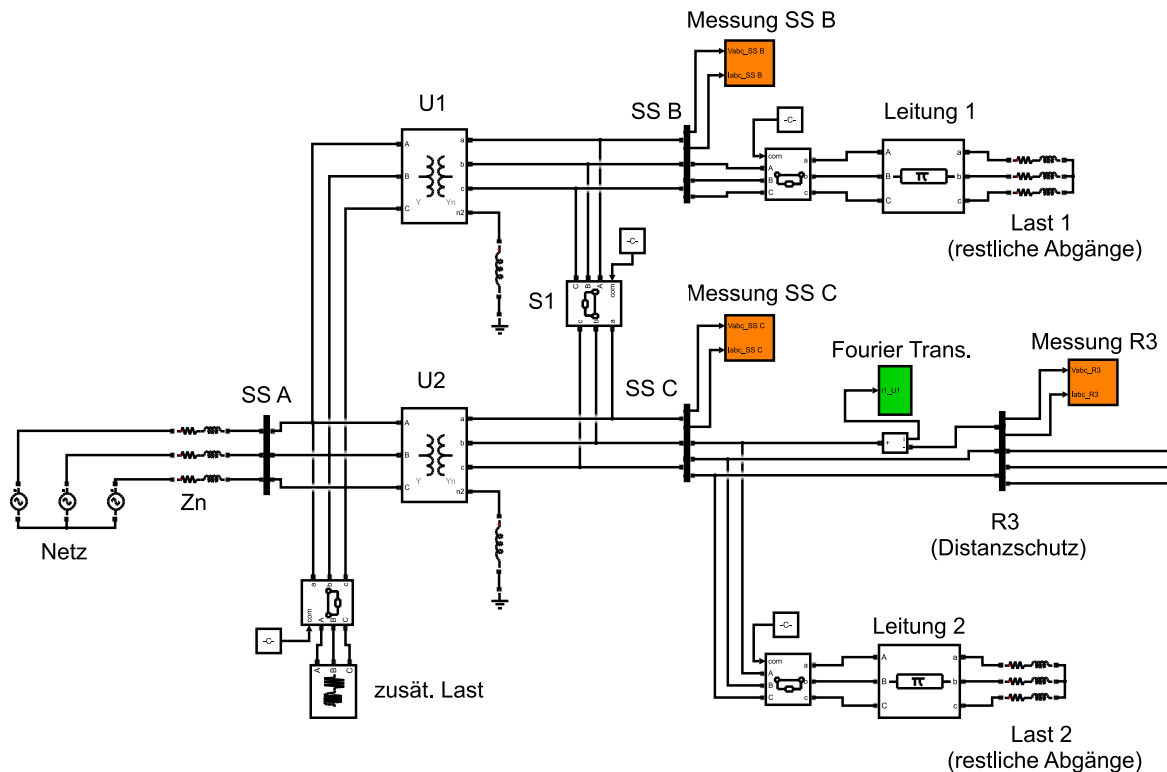


Abbildung 4-6: Unterer Teil des Simulationsmodells in Simulink (Netzeinspeisung)

Im unteren Abschnitt des Modells *Abbildung 4-6* wird der Hauptteil der Netzeinspeisung aus der 110-kV-Ebene dargestellt, einschließlich des Umspannwerks und seiner Komponenten. Die Einspeisung erfolgt über den Netzzinnenwiderstand und SS A, welche mit beiden Transformatoren U1 und U2 verbunden ist. Dieser Netzaufbau ist identisch mit jenem aus dem Omicron-Modell, mit der Ausnahme einer zusätzlichen Last auf der 110-kV-Ebene. Diese zusätzliche Last wird bei einer Simulation mit erneuerbaren Einspeisern benötigt. Da die dort erzeugte Leistung den Leistungsbedarf im Umspannwerk decken kann, muss die überschüssige Leistung außerhalb des Umspannwerks verbraucht werden. Die überschüssige Leistung wird somit von der zusätzlichen Last verbraucht, um Erzeugung und Verbrauch im Gleichgewicht zu halten. Unter anderem stellen die Schwachlastzustände vor dem Fehlereintritt die ungünstigsten Fälle dar und deshalb wurde die zusätzliche Last auf der 110-kV-Seite platziert und nicht auf der Mittelspannungsseite.

Die Modelbausteine stammen aus der Simulink Bibliothek *Simscape / Power Systems*. Diese Bibliothek enthält eine umfangreiche Auswahl an verschiedensten elektrischen Bausteinen. Somit bietet sie die Möglichkeit komplexe Energiesysteme und Regelungssystemen modellieren und analysieren zu können. Strom-, Spannungs- sowie Leistungsverläufe und andere wichtige Kenngrößen können somit dynamisch simuliert und ausgewertet werden. Die verwendeten Parameter im Modell können in *Kapitel 10* nachgelesen werden. Für sämtliche Transformatoren wurde der 3-phasen Transformatorbaustein ohne Sättigung verwendet. Die Leitungen wurden mit dem 3-phasigen PI-Ersatzschaltbildbaustein umgesetzt. Ebenso wurde ein 3-phasiger Baustein für die zusätzliche Last, den Leistungsschalter und den Fehler verwendet. Die Netzspannungsquellen sind einzeln ausgeführt, dass bietet die Möglichkeit

eine Spannungsunsymmetrie zu simulieren. Aus demselben Grund wurden auch die Lasten je Phase ausgeführt, um eine Lastunsymmetrie bei Bedarf erzeugen zu können. Die einzelnen Stromquellen der PV werden benötigt, um den aus der Regelung errechneten Winkel zwischen der jeweiligen Phasenspannung und dem Phasenstrom einzeln einstellen zu können.

Mit diesem Modell in Simulink ist es nun möglich alle zuvor vernachlässigten Parameter in *OMICRON RelaySim Test* miteinzubeziehen. Somit kann hier die Last- bzw. Spannungsunsymmetrie sowie der Lichtbogenwiderstand berücksichtigt werden. Der verwendete Solver ist diskret und arbeitet mit äquidistanten Simulationsabständen, daher haben die Samples immer den gleichen zeitlichen Abstand. Es wurde daher ein Fixed-step Solver mit einer Stepsize von 10 μ s verwendet.

4.2.1 Messblock

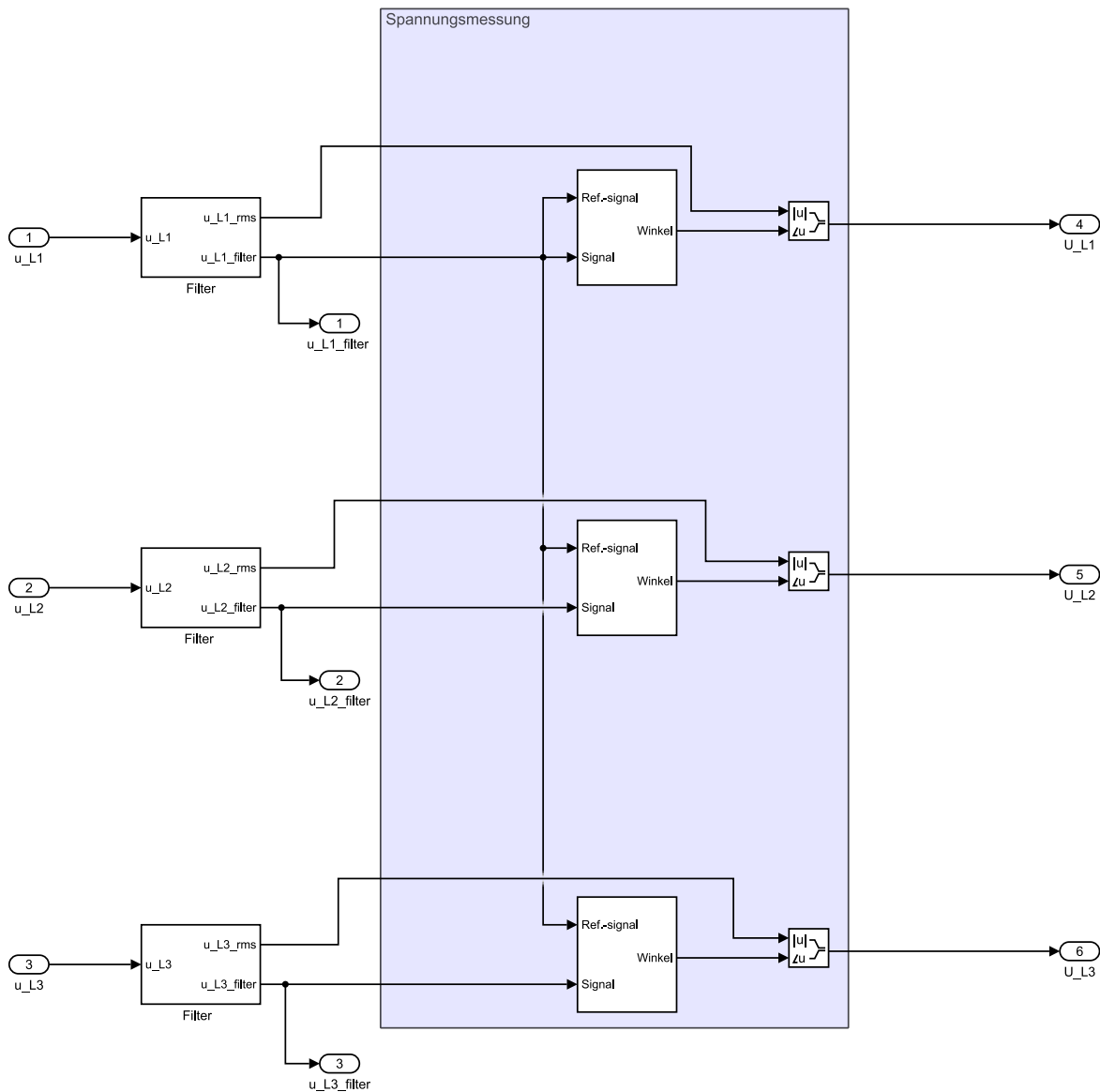


Abbildung 4-7: Darstellung der verwendeten Messung

In der *Abbildung 4-7* ist der Aufbau der Spannungsmessung zu sehen, diese Messung ist in *Abbildung 4-5* als roter Block an SS PV dargestellt. Diese besteht aus einer Filterung, einer Ermittlung des Effektivwertes und einer Messung des Winkels. Somit werden aus den Spannungssignalen Spannungsvektoren erzeugt, die im Reglerblock benötigt werden. Die Filterung der Spannung erfolgt über einen Tiefpassfilter, der den Großteil der Oberschwingungen unterdrücken soll. In der gefilterten Größe soll daher Großteils nur die Grundschiwingung auftauchen. Es ist zu beachten, dass der Tiefpassfilter selbst eine Phasenverschiebung erzeugt. Diese Phasenverschiebung ist zwar für alle drei gefilterten Spannungen gleich, muss aber trotzdem korrigiert werden, da der Strom eine im Reglerblock errechnete Phasenverschiebung zur realen Spannung aufweisen soll. Des Weiteren wird ein gleitender Effektivwert berechnet, welcher der Länge des Spannungsvektors entspricht. Um die Winkelmessung durchzuführen, wird ein Referenzvektor oder eine reelle Achse festgelegt, die ein rotierendes Koordinatensystem erzeugt, in dem die Spannungsvektoren stillstehen. Als Referenzvektor wird die Spannung an Leiter 1 definiert, somit hat diese einen Winkel von 0 Grad. Die anderen Spannungen an Leiter 2 und Leiter 3 werden mit dieser verglichen. Um nun die Phasenverschiebung zu bestimmen, werden die sinusförmigen Spannungen in Rechtecksignale umgewandelt und danach voneinander abgezogen. Dadurch entsteht ein Rechtecksignal, dessen Zeitdauer der auftretenden Amplitude, der zeitlichen Phasenverschiebung entspricht. Somit kann durch eine zeitliche Messung der auftretenden Amplitude auf den Phasenwinkel rückgeschlossen werden.

4.2.2 Reglerblock

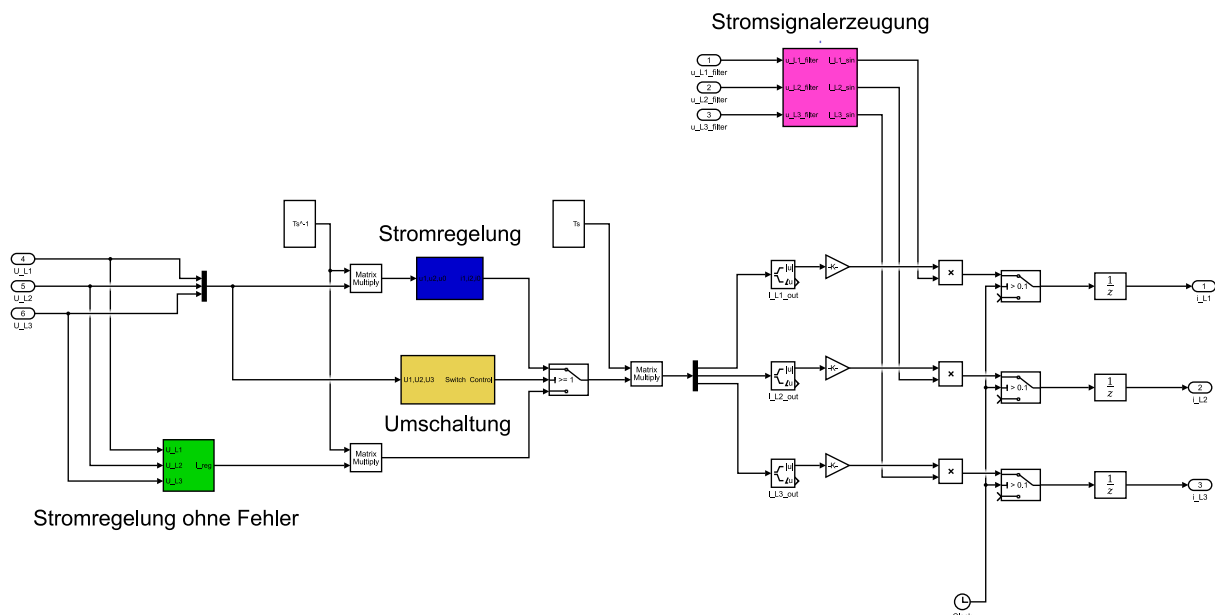


Abbildung 4-8: Darstellung der verwendeten Reglerstruktur

Die *Abbildung 4-8* zeigt den Aufbau des Reglers, welcher in *Abbildung 4-5* in blau hinterlegt den PV-Regler dargestellt. Die gemessenen Spannungen werden an den grünen Block weitergeleitet, der für

die Stromregelung im fehlerfreien Netz zuständig ist. Da im fehlerfreien Fall, so viel Wirkleistung wie möglich ins Netz abgegeben werden soll, wird in diesem Block lediglich die Amplitude des Stromes berechnet und den Strömen der gleiche Phasenwinkel wie die jeweilige Spannung gegeben. Somit ergibt sich eine reine Wirkleistung. Steht nun ein Fehler im Netz an, so wird die Stromregelung vom blauen Block übernommen. Die Stromregelung basiert auf dem Prinzip, welches von der TOR vorgegeben wird und bereits im *Kapitel 2.5* besprochen wurde.

Daher wird in diesem Block die Spannung in symmetrischen Komponenten mit einem Referenzfall verglichen, welcher eine fehlerfreie Spannung im Netz darstellt. Danach lässt sich eine Differenz bilden, diese wird dann mit einem k -Faktor multipliziert und ergibt die Änderung des Stroms in symmetrischen Komponenten. Somit ist der Strom im Fehlerfall bestimmt. Da es bautechnische Grenzen der Halbleiter gibt kann die Ausgangsgröße nicht beliebig groß werden. Laut TOR ist hier ein Minimum von 1 pu vorgeschrieben. Das bedeutet der komplette Betriebsstroms muss zur Regelung zur Verfügung gestellt werden, sofern dieser benötigt wird. In der Praxis ist es aber durchaus üblich, dass gewisse Halbleiterbauteilreserven vorgehalten werden und sogar mehr als der größte Betriebsstrom zur Regelung ausgegeben werden kann. In diesem Model wurden 20 % Reserve berücksichtigt. Somit kann die geregelte Stromausgangsgröße im Mit- bzw. Gegensystem nicht größer als 1,2 pu werden.

Dadurch weist der Regler eine Sättigungscharakteristik auf. Des Weiteren wurde aufgrund des Überschwingungsverhaltens des Proportionalreglers eine Zeitverzögerung miteinbezogen, die den Anstieg der Regelgröße etwas abflachen soll, damit der Regler selbst keine Überschwingungen am Strom bzw. an der Spannung im Netz provoziert.

Der Umschaltblock, welcher in Gelb dargestellt ist, hat die Aufgabe der Fehlererkennung. Das Prinzip dahinter ist eine Spannungsmessung. Sinkt die gemessene Leiter-Erde-Spannung unter einen definierten Schwellwert, so kommt es zur Umschaltung auf den FRT-Stromregelblock in *Abbildung 4-8* in blau dargestellt. Die Ausgangsgrößen der Stromregler sind Stromvektoren mit Betrag und Winkel. Die berechneten Vektoren müssen in sinusförmige Ströme umgewandelt werden. Im Block "Stromsignalerzeugung" wird ein Sinussignal generiert, das den zuvor berechneten Phasenwinkel im Verhältnis zur jeweiligen Spannung berücksichtigt. Das phasenrichtige Sinussignal wird danach noch mit der richtigen Amplitude versehen und wird an den Stromquellen ausgegeben. An dieser Stelle muss allerdings noch erwähnt werden, dass es sich hier um kein Modell handelt, das den dynamischen Vorgang einer FRT bei einem Umrichter nachstellen soll und kann. Es sollen lediglich die stationären Fehlerströme betrachtet und ausgewertet werden.

Die restlichen Blöcke in *Abbildung 4-6* sind Messungen (orange) und eine Fourier-Transformation (grün). Bei den Messungen werden Ströme und Spannungen erfasst. Mit den gemessenen Strömen und Spannungen werden dann die dort auftretenden Leistungen berechnet. Die Fourier-Transformationsblock berechnet für den Strom an Leiter 1 die Oberwellen bis 250 Hz.

4.3 Verifikation des Simulinkmodells

Vorerst für die Verifikation sind die zusätzliche Last sowie die erneuerbaren Energien abgeschaltet. Die zwei Fehler 2a und 2b rechts oben in *Abbildung 4-4* sind jene zur Verifikation. Dabei gibt es einen Hauptfehler 2a (2-polig) und einen zweiten Fehler 2b, der sich zuschaltet. Der verzögerte Fehler 2b soll den Stromanstieg in der nicht fehlerbehafteten Phase L3 nachstellen. Dazu wird ein hochohmiger 3-poliger Fehler eingelegt. Die Verifizierung des Simulinkmodells erfolgt ebenfalls wieder mit dem in *Kapitel 3.1* eingeführten Störschrieb. Sämtliche Signalverläufe aus dem Störschrieb kommen aus dem COMTRADE-File des Schutzrelais und werden mit einer durchgehenden Linie nach der Umrechnung dargestellt. Die Umrechnung des COMTRADE-File wurde mit Hilfe von [17] durchgeführt.

Die strichlierten Linien sind die Verläufe aus der Simulation vom Modell in *Kapitel 4.2*. Die *Abbildung 4-9* zeigt den zeitlichen Stromverlauf, dabei ist gut zu erkennen, dass die Phasenwinkel der Simulation zum Fehlereintrittszeitpunkt nahezu ident mit jenen aus dem Störschrieb sind. Die dargestellten Verläufe wurden mithilfe der beiden Fehler 2a und 2b erzeugt und weisen eine nahezu deckungsgleiche Übereinstimmung mit den Störschriebverläufen auf, was auf eine sehr gute Auslegung und Genauigkeit des Modells zurückzuführen ist.

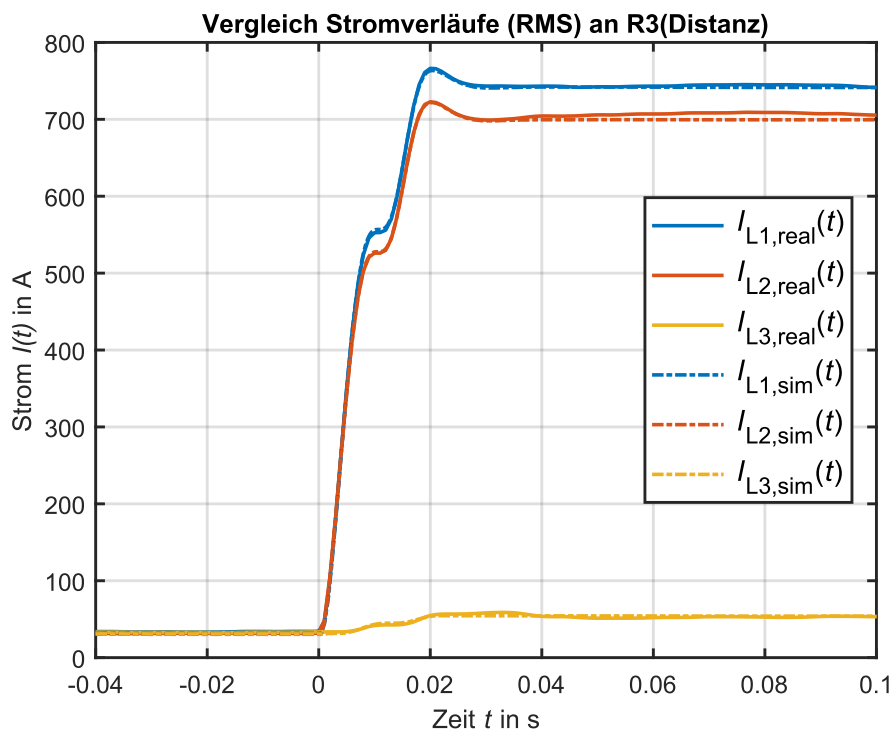


Abbildung 4-9: Vergleich der Stromverläufe

Ebenfalls sind die Stromeffektivwertverläufe aus *Abbildung 4-10* sehr ähnlich, sowohl der Vorfehler, Anstieg und der stationäre Fehlerstrom entsprechen jenem aus dem Störschrieb. Auch das Verhalten der nicht fehlerbehafteten Phase L3 konnte mit einem zeitversetzten 3-poligen hochohmigen Fehler gut nachgestellt werden.

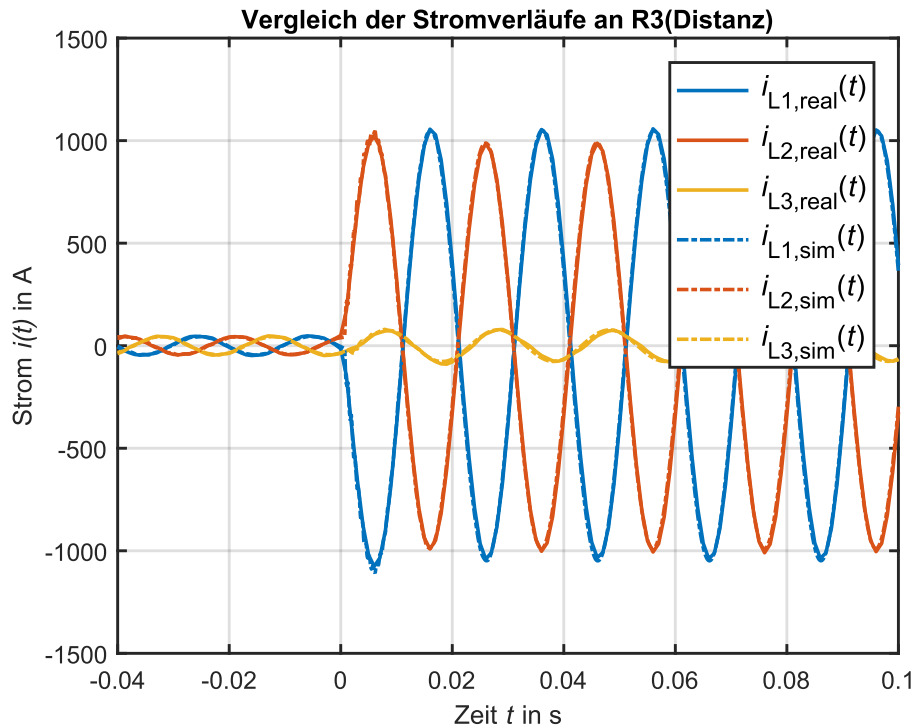


Abbildung 4-10: Vergleich der Effektivwertstromverläufe

Die passende Fehlerstromübereinstimmung lässt sich darauf zurückführen, dass in der Simulink-Simulation ein Lichtbogenwiderstand von $1,75 \Omega$ berücksichtigt wurde, im Gegensatz zur RelaySim-Test Simulation. Daher ergibt sich mit der *Simulink* Variante eine bessere Annäherung an den tatsächlichen Fehlerfall. Der Lichtbogenwiderstand und der hochohmige Fehlerwiderstand wurden durch mehrere aufeinander folgende Simulationen iterativ ermittelt. Wobei die beste Annäherung mit den Werten aus *Tabelle 4-3* erzielt wurde.

Fehlerwiderstände	
Eingestellt	
R_{LB}	$R_{F,3-polig}$
Ω	Ω
1,75	600

Tabelle 4-1: Fehlerwiderstände bei der Verifikation

Die Unsymmetrien der Lasten bzw. Spannungen können aus den beiden *Abbildungen 4-11* und *4-12* gut abgelesen werden. Diese und der Spannungseinbruch sind in der Simulation ebenfalls gut nachgestellt worden. Es zeigen sich hier nur minimale Unterschiede im Vergleich zum realen Fehlerfall. Die transienten Vorgänge zum Kurzschlusseintritt sind in der Simulation etwas ausgeprägter als im Störschrieb.

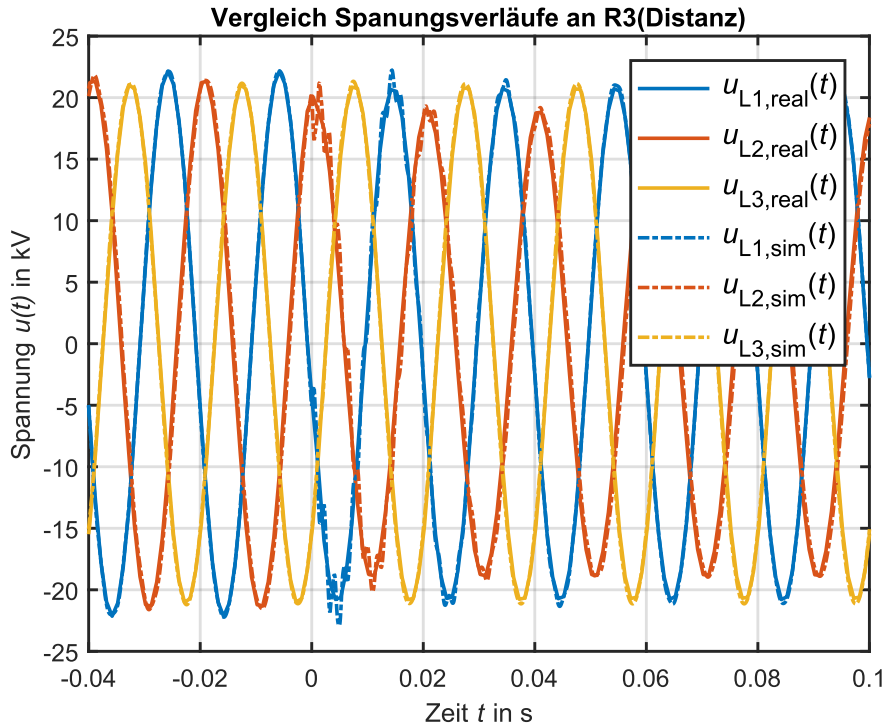


Abbildung 4-11: Vergleich der Spannungsverläufe

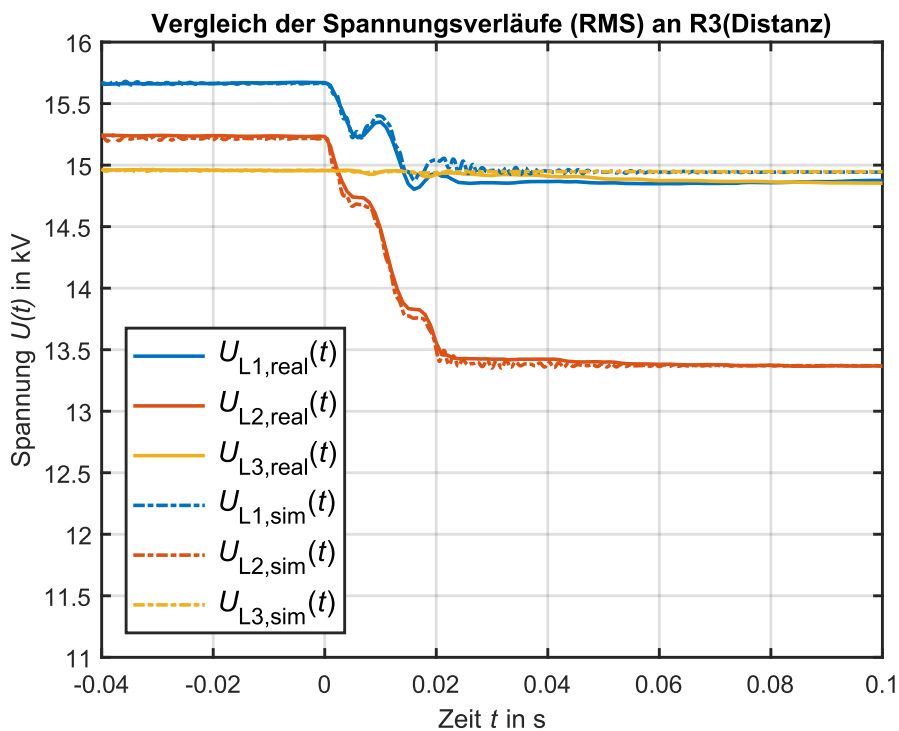


Abbildung 4-12: Vergleich der Effektivwertspannungsverläufe

Allerdings ist hier zu erwähnen, dass die unterschiedlichen Abtastraten dafür verantwortlich gemacht werden können. Der Störschrieb wurde mit 1 kHz abgetastet, wobei die Simulation eine Abtastfrequenz von 20 kHz aufweist. Somit werden am Relais nur geringfügig die transienten Vorgänge aufgezeichnet.

Da bei einem Kurzschluss Oberschwingungen bis ca. 20 kHz auftreten können sind im Störschrieb aufgrund der niedrigen Abtastfrequenz nicht alle sichtbar. [18]

Die hier dargestellten Simulationsergebnisse weisen eine ausreichende Genauigkeit mit den realen Fehlerverläufen auf und somit kann das Simulinkmodell für weitere Untersuchungen verwendet werden.

5 Untersuchung ohne erneuerbare Energien

In weiterer Folge muss der ungünstigste Fehler in der kritischen Zone des Reserveschutzes R1 und R2 an SS E analysiert werden. Für diese Untersuchung wird dort ein 2-poliger Fehler angenommen, wie bereits in *Kapitel 3.5* erläutert erhält man somit den stromschwächsten Fehler und man berücksichtigt automatisch auch den 3-poligen Fehlerfall, da dieser stromstärker ist.

Ebenfalls muss man sich hier vorab Gedanken über den Netzzustand und die Fehlerparameter machen. Der ungünstigste Zustand des Netzes ist jener, wenn sämtliche Lasten am zu betrachtenden Mittelspannungsabzweig weg geschaltet werden und die restlichen Mittelspannungsabzweige außer Betrieb sind, das stellt den größtmöglichen Schwachlastfall dar. Im Vergleich zum Modell aus *Kapitel 4.2* bleibt die Netztopologie in diesem Fall identisch, jedoch werden alle Lasten und die Leitung 1 und Leitung 2 im Modell weggeschaltet. Im Fehlerfall tritt somit die größtmögliche Impedanz am Schutzgerät auf, wodurch dieser Fall als Worst-Case-Szenario betrachtet werden kann. Grundsätzlich sollte dieses Szenario bei der Auslegung eines Schutzkonzepts berücksichtigt und der Schutz danach ausgelegt werden. Wären die Lasten während des Fehlers am Netz, so würde das eine Parallelschaltung der Lastimpedanzen und Fehlerimpedanz darstellen, dies hätte eine Verringerung der Gesamtimpedanz aus der Sicht des Schutzrelais zur Folge. Somit wurden die im Modell dargestellten Lasten und die restlichen Abgänge nur zum Zweck der Netzverifikation verwendet.

Des Weiteren sollte ein ungünstiger somit hoher Lichtbogenwiderstand gewählt werden. Für die nachfolgenden Simulationen wurde der Wert aus *Tabelle 5-1* verwendet. [6]

Außerdem sollte noch darauf geachtet werden, dass die möglichst geringste Netzspannung verwendet wird. Die zuvor vorhandenen Unsymmetrien werden nun in den folgenden Simulationen vernachlässigt, dies bringt eine bessere Übersicht in den Ergebnissen bzw. werden mögliche auftretende Effekte nicht verfälscht und können besser erkannt werden.

Fehlerparameter	
Eingestellt	
$0,9 \cdot U_n$	R_{LB}
kV	Ω
23,85	4

Tabelle 5-1: Fehlerparameter

Für die weitere Analyse ist es nicht mehr notwendig die Ergebnisse an R3 (Distanz) zu betrachten, da ein Reserveschutzkonzept an den Schutzrelais R1 (UMZ) und R2 (UMZ) gefunden werden soll. Weil die beiden Relais R1 und R2 dieselben Einstellwerte aufweisen und diese parallelgeschaltet sind, reicht eine Betrachtung der Ergebnisse an R1 aus, da es in dem betrachteten Fall zur gleichmäßigen Stromaufteilung an den Relais kommt. Aufgrund dessen wird die nachfolgende Fehleranalyse zum größten Teil am Relais R1 durchgeführt.

5.1 Simulationsergebnisse

Die nachfolgende *Abbildung 5-1* zeigt die Fehlerstromverläufe am UMZ-Schutz R1. Darauf ist zu erkennen, dass der eingestellte Anregestrom des Schutzrelais, welcher bei 550 A liegt, nicht erreicht wird. Man sieht hier im Fehlerfall einen nicht funktionierenden Reserveschutz.

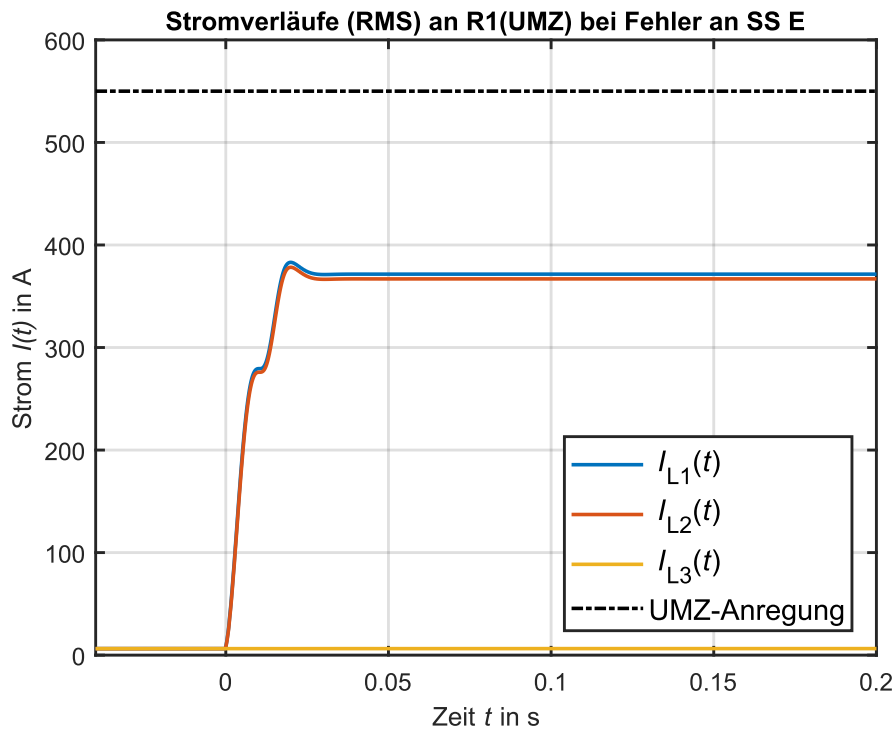


Abbildung 5-1: Stromverläufe an R1 (UMZ) bei Fehler an SS E

Die *Tabelle 5-2* zeigt die Ergebnisse der Simulation mit 2-poligen Fehler an SS E. Die Werte kommen aus der Simulation in Simulink und wurden zu einem Zeitpunkt $t = 0,4s$ aufgenommen, da ab diesem Zeitpunkt ein stationärer Fehlerfall vorliegen sollte und diese Zeit oftmals als Staffelzeit verwendet wird. Es sind die betragsmäßigen Phasenströme und die Fehlerschleifenimpedanzen an R1 und R3 angegeben.

Ergebnisse aus Simulation bei $t = 0,4s$							
Gemessen							
$ I_{L1,R1} $	$ I_{L2,R1} $	$ I_{L3,R1} $	$ I_{L1,R3} $	$ I_{L2,R3} $	$ I_{L3,R3} $	$Z_{12,R1}$	$Z_{12,R3}$
A	A	A	A	A	A	Ω	Ω
371,6	366,8	6,5	743,2	733,6	13,0	$27,44 \angle 31,29^\circ$	$13,72 \angle 31,29^\circ$

Tabelle 5-2: Ergebnisse aus der Simulation mit 2-poligen Fehler an SS E

5.2 Ansätze und Ideen zu Reserveschutzkonzepten

In den folgenden Unterkapiteln sollen verschiedenste Ansätze und Ideen zur Lösung des Anregeproblems aus *Kapitel 5.1* betrachtet werden. Dabei wird jeweils der Ansatz beschrieben und anschließend plausibilisiert.

5.2.1 Impedanzanregung

Ein Ansatz ist die Impedanzanregung, hier liegt der Vorteil in der zusätzlichen Messgröße, der Spannung, die bei der Fehlerbetrachtung herangezogen werden kann. Somit ist nicht nur der Strom ausschlaggebend. Bei dem derzeitigen UMZ-Schutzkonzept, bei welchem die Probleme in *Kapitel 3.5* dargelegt wurden, liegt der Fehlerstrom im Bereich des Betriebsstroms, siehe *Kapitel 5.1*. Der maximale Betriebsstrom eines Transformators kann je nach Schaltzustand maximal 440 A betragen, siehe *Kapitel 5.2.1.1*. Durch die bei der Impedanzanregung berücksichtigte Spannung sollte sich nun eine Fehlerimpedanz ergeben, die nicht im Bereich der Betriebsimpedanz liegt, welche in *Kapitel 5.2.1.1* berechnet wird.

5.2.1.1 Berechnung Lastausblendung

Zunächst muss eine Lastausblendung definiert werden, das bedeutet es muss ein Bereich festgelegt werden der definitiv einer Last zugeordnet werden kann. Die Lastausblendung errechnet sich unter anderem mit dem größtmöglichen Transformatorbetriebsstrom. Das ist jener Strom, der vom Transformator noch ausgegeben werden kann, ohne dass es zu einer Schutzauslösung kommt.

Daten:

Größter Transformatornennstrom für U1 und U2: $I_{n,max} = 440 \text{ A}$

Berechnung:

Die maximale Last wird über die Berechnung des minimalen Lastwiderstands ermittelt. Dafür wird die geringstmögliche Spannung an der Last und der größtmögliche Strom, der durch die Last fließen kann, benötigt.

$$R_{\text{Last,min}} = \frac{U_{\text{Last,min}}}{I_{n,max}} \cdot SF_{R_{\text{Last,min}}} = \frac{0,9 \cdot 26,5 \text{ kV}}{440 \text{ A} \cdot \sqrt{3}} \cdot 0,9 = 28,17 \Omega \quad (5-1)$$

In *Formel 5-1* wird ein Sicherheitsfaktor von 0,9 verwendet. Um etwaige Ungenauigkeiten der Messmittel zu berücksichtigen wird ein gewisser Sicherheitsfaktor benötigt. Dieser ist einerseits auf Erfahrungswerte zurückzuführen oder kann mit einer Fehlerfortpflanzungsberechnung angenähert werden, siehe *Kapitel 5.2.1.3*.

Für eine Definition des Lastbereichs, wird noch ein Winkel benötigt, dieser grenzt die Lastimpedanz von der Fehlerimpedanz ab. Dazu wird ein schlechter Leistungsfaktor angenommen und damit zurück auf

den Winkel gerechnet. Je nach Lastcharakteristik und Netzparameter kann der Leistungsfaktor in unterschiedlichen Netzen variieren, somit kann hier keine vereinheitlichte Annahme gemacht werden. Der nachfolgende verwendete Leistungsfaktor stellt ebenfalls einen Erfahrungswert dar.

$$\varphi_{\text{Last,max}} = \arccos(0,85) + 5^\circ = 36,79^\circ \quad (5-2)$$

Auch hier wurde eine Sicherheit verwendet, diese wird mit einem Winkel von 5° abgeschätzt. Somit sind nun alle benötigten Daten für die Lastausblendung vorhanden, welche in *Tabelle 5-3* zu finden sind und es kann untersucht werden, ob dieses Konzept funktioniert.

Lastausblendung				
Eingestellt			Berechnet	
$U_{\text{Last,min}}$	$I_{\text{n,max}}$	$SF_{R_{\text{Last,min}}}$	$R_{\text{Last,min}}$	$\varphi_{\text{Last,max}}$
kV	A	-	Ω	°
13,77	440	0,9	28,17	36,79

Tabelle 5-3: Lastausblendung

5.2.1.2 Überprüfung Impedanzanregung

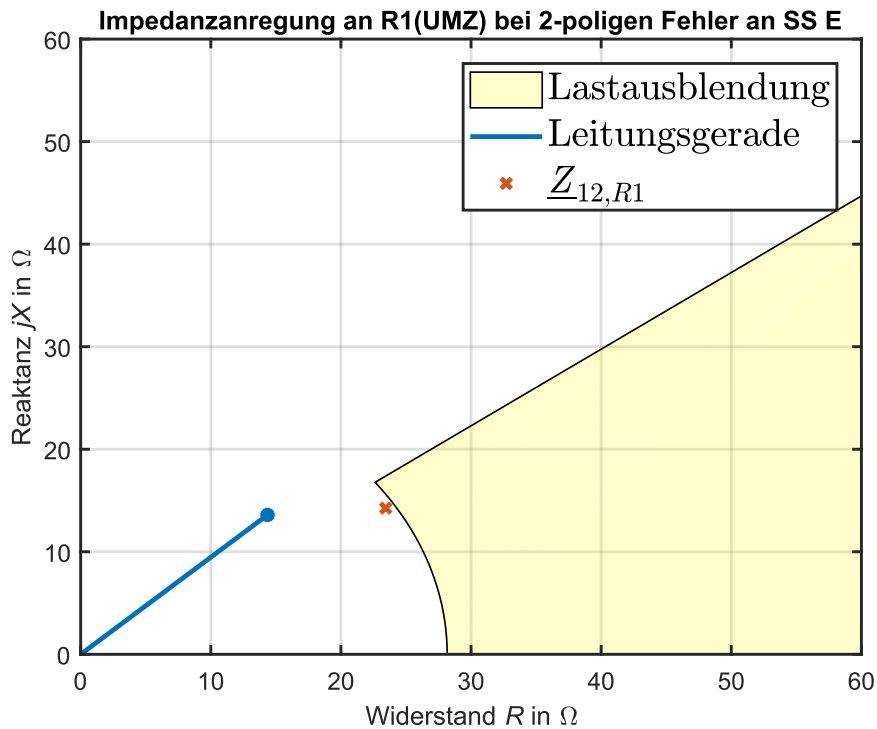


Abbildung 5-2: Impedanzanregung an R1 (UMZ) bei 2-poligen Fehler an SS E

Die Fehlerschleifenimpedanz befindet sich sehr nahe an der Grenze der Lastausblendung *Abbildung 5-2*. Obwohl dieser Fall knapp ist, liegt der Fehler grundsätzlich außerhalb des Lastbereichs, was bedeutet, dass das Konzept funktionieren würde. Zusätzlich muss die hier errechnete Fehlerschleifenimpedanz noch mit einem Sicherheitsfaktor korrigiert werden, da auch hier eine Berücksichtigung der Messmittlungenauigkeit in Betracht gezogen werden muss. Für den Korrekturfaktor werden 20 % angenommen. Dieser Wert wurde ebenfalls im *Kapitel 5.2.1.3* hergeleitet, somit ergibt sich eine neue Darstellung des Last- und Fehlerbereichs.

In der *Abbildung 5-3* ist eine Zone zu erkennen, in welcher die Fehlerimpedanz die gleichen Werte wie eine Lastimpedanz annehmen kann. Daher reicht eine alleinige Impedanz Betrachtung als Lösung nicht aus. Es bedarf daher möglicherweise weiterer zusätzlicher Parameter, um eine Unterscheidung zwischen Last und Fehlerimpedanz im roten Bereich machen zu können. Im weiteren Verlauf werden nun solche zusätzlichen Parameter untersucht.

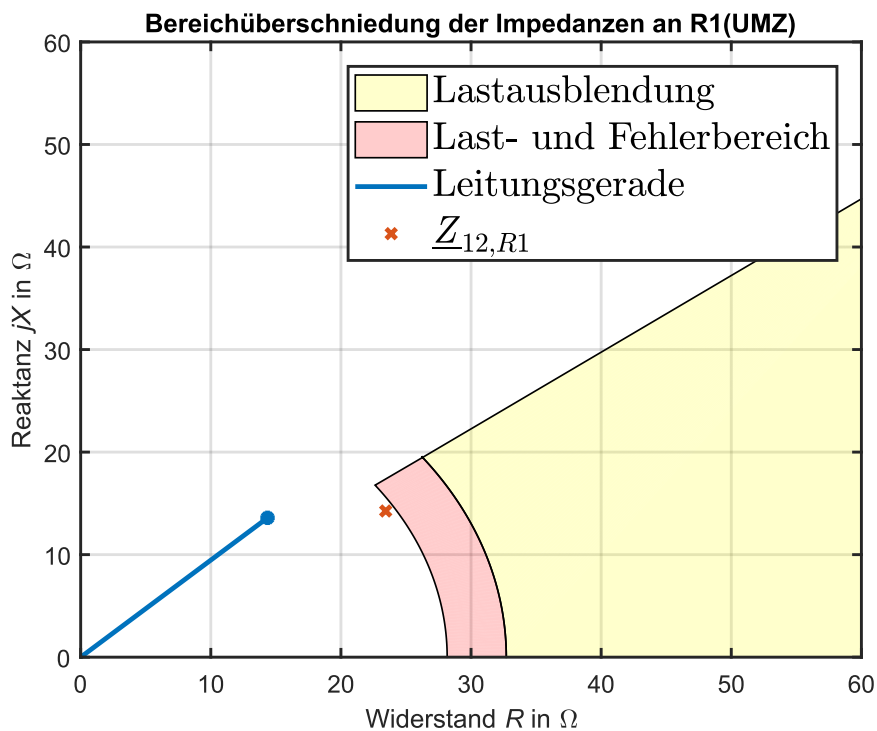


Abbildung 5-3: Bereichsüberschneidung der Fehler- und Lastimpedanzen

5.2.1.3 Berechnungen der Sicherheitsfaktoren

Für eine Berechnung des Sicherheitsfaktors wird auf die Methode der Fehlerfortpflanzung zurückgegriffen, diese gibt an welchen größtmöglichen Fehler man bei einer bestimmten Messung bzw. Berechnung aufgrund der Messabweichungen erwarten kann.

$$\Delta f(x, y, z) = \left| \frac{\partial f(x, y, z)}{\partial x} \right| \cdot |\Delta x| + \left| \frac{\partial f(x, y, z)}{\partial y} \right| \cdot |\Delta y| + \left| \frac{\partial f(x, y, z)}{\partial z} \right| \cdot |\Delta z| \quad (5-3)$$

Berechnung des Sicherheitsfaktors an $R_{Last,min}$:

Sicherheitsfaktor für $R_{Last,min}$					
Eingestellt				Berechnet	
$U_{Last,min}$	$\Delta U_{Last,min}$	$I_{n,max}$	$\Delta I_{n,max}$	$\Delta R_{Last,min}$	$SF_{R_{Last,min}}$
kV	kV	A	A	Ω	-
13,77	0,69	440	22	3,13	0,9

Tabelle 5-4: Sicherheitsfaktor für minimalen Lastwiderstand

Die Ausgangsformel ist mit *Formel 5-1* ohne Sicherheitsfaktor gegeben, diese muss nun in die *Formel 5-3* eingearbeitet werden. Die Abweichung an der Spannungs- und Strommessung wurde mit 5% vom Messergebnis angenommen, dies stellt einen Schätzwert dar und soll den Worst-Case beinhalten. Mit den Werten aus *Tabelle 5-4* ergibt sich:

$$\begin{aligned} \Delta R_{Last,min} &= \left| \frac{\partial}{\partial U_{Last,min}} \frac{U_{Last,min}}{I_{n,max}} \right| \cdot |\Delta U_{Last,min}| + \left| \frac{\partial}{\partial I_{n,max}} \frac{U_{Last,min}}{I_{n,max}} \right| \cdot |\Delta I_{n,max}| \\ &= \left| \frac{1}{I_{n,max}} \right| \cdot |\Delta U_{Last,min}| + \left| -\frac{U_{Last,min}}{I_{n,max}^2} \right| \cdot |\Delta I_{n,max}| \\ &= \left| \frac{1}{440 \text{ A}} \right| \cdot \left| \frac{0,9 \cdot 26,5 \text{ kV}}{\sqrt{3}} \cdot 0,05 \right| + \left| -\frac{0,9 \cdot 26,5 \text{ kV}}{(440 \text{ A})^2} \right| \cdot |440 \text{ A} \cdot 0,05| = 3,13 \Omega \end{aligned}$$

Nun kann die Abweichung noch auf den Ausgangswert bezogen werden.

$$SF_{R_{Last,min}} = 1 - \frac{\Delta f(x, y, z)}{f(x, y, z)} \quad (5-4)$$

Somit ergibt sich mit *Formel 5-4*:

$$SF_{R_{Last,min}} = 1 - \frac{\Delta R_{Last,min}}{\frac{U_{Last,min}}{I_{n,max}}} = 1 - \frac{3,13 \Omega}{\frac{0,9 \cdot 26,5 \text{ kV}}{\sqrt{3}}} = 0,9$$

Der daraus resultierende Sicherheitsfaktor ergibt somit zu dem Wert 0,9.

Berechnung des Sicherheitsfaktors an \underline{Z}_{12} :

Sicherheitsfaktor für \underline{Z}_{12}											
Eingestellt								Berechnet			
\underline{U}_{L1}	$\Delta\underline{U}_{L1}$	\underline{U}_{L2}	$\Delta\underline{U}_{L2}$	\underline{I}_{L1}	$\Delta\underline{I}_{L1}$	\underline{I}_{L2}	$\Delta\underline{I}_{L2}$	$ \underline{Z}_{12} $	ΔZ_{12}	$SF_{Z_{12}}$	$ \underline{Z}_{rote\ Zone} $
kV	kV	kV	kV	A	A	A	A	Ω	Ω	-	Ω
13,77	0,69	13,77	0,69	385	19,3	385	19,3	27,26	3,13	1,2	32,71
$\angle 0^\circ$	$\angle 0^\circ$	$\angle 240^\circ$	$\angle 240^\circ$	$\angle 0^\circ$	$\angle 0^\circ$	$\angle 180^\circ$	$\angle 180^\circ$				

Tabelle 5-5: Sicherheitsfaktor für Fehlerschleifenimpedanz

Auch hier wird die Fehlerfortpflanzungsformel 5-3 verwendet, ebenso wird die *Formel 2-1* aus dem Theorieteil und die Werte aus *Tabelle 5-4* benötigt. Die Winkel der elektrischen Größen werden bei der Berechnung als ideal angenommen.

$$\begin{aligned}
 \Delta Z_{12} &= \left| \frac{\partial}{\partial U_{L1}} \frac{U_{L1} - U_{L2}}{I_{L1} - I_{L2}} \right| \cdot |\Delta U_{L1}| + \left| \frac{\partial}{\partial U_{L2}} \frac{U_{L1} - U_{L2}}{I_{L1} - I_{L2}} \right| \cdot |\Delta U_{L2}| \\
 &+ \left| \frac{\partial}{\partial I_{L1}} \frac{U_{L1} - U_{L2}}{I_{L1} - I_{L2}} \right| \cdot |\Delta I_{L1}| + \left| \frac{\partial}{\partial I_{L2}} \frac{U_{L1} - U_{L2}}{I_{L1} - I_{L2}} \right| \cdot |\Delta I_{L2}| \\
 &= \left| \frac{1}{I_{L1} - I_{L2}} \right| \cdot |\Delta U_{L1}| + \left| -\frac{1}{I_{L1} - I_{L2}} \right| \cdot |\Delta U_{L2}| + \left| \frac{U_{L2} - U_{L1}}{(I_{L1} - I_{L2})^2} \right| \cdot |\Delta I_{L1}| + \left| \frac{U_{L1} - U_{L2}}{(I_{L1} - I_{L2})^2} \right| \cdot |\Delta I_{L2}| \\
 &= \left| \frac{1}{385 \text{ A} \angle 0^\circ - 385 \text{ A} \angle 180^\circ} \right| \cdot \left| \frac{0,9 \cdot 26,5 \text{ kV} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}} \cdot 0,05 \right| \\
 &+ \left| -\frac{1}{385 \text{ A} \angle 0^\circ - 385 \text{ A} \angle 180^\circ} \right| \cdot \left| \frac{0,9 \cdot 26,5 \text{ kV} \angle 240^\circ}{\sqrt{3}} \cdot 0,05 \right| \\
 &+ \left| \frac{\frac{0,9 \cdot 26,5 \text{ kV} \angle 240^\circ}{\sqrt{3}} - \frac{0,9 \cdot 26,5 \text{ kV} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}}}{(385 \text{ A} \angle 0^\circ - 385 \text{ A} \angle 180^\circ)^2} \right| \cdot |385 \text{ A} \angle 0^\circ \cdot 0,05| \\
 &+ \left| \frac{\frac{0,9 \cdot 26,5 \text{ kV} \angle 0^\circ}{\sqrt{3}} - \frac{0,9 \cdot 26,5 \text{ kV} \angle 240^\circ}{\sqrt{3}}}{(385 \text{ A} \angle 0^\circ - 385 \text{ A} \angle 180^\circ)^2} \right| \cdot |385 \text{ A} \angle 180^\circ \cdot 0,05| \\
 &= 3,34 \Omega
 \end{aligned}$$

Da hier das Maximum des Sicherheitsfaktors berechnet werden soll und nicht wie zuvor ein Minimum ändert sich die Formel wie folgt ab.

$$SF_{Z_{12}} = 1 + \frac{\Delta f(x, y, z)}{f(x, y, z)} \quad (5-5)$$

Daraus folgt:

$$SF_{Z_{12}} = 1 + \frac{\Delta Z_{12}}{|Z_{12}|} = 1 + \frac{3,34 \Omega}{27,26 \Omega} = 1,12$$

Am daraus resultierenden Sicherheitsfaktor muss noch eine Schwankungsbreite für den Lichtbogenwiderstand und eine Anregesicherheit berücksichtigt werden. Daher wird $SF_{Z_{12}}$ auf 1,2 aufgerundet, um diese Effekte ebenfalls zu berücksichtigen.

Die größtmögliche Fehlerimpedanz ergibt sich mit:

$$|Z_{rote\ Zone}| = |Z_{12}| \cdot SF_{Z_{12}} = 27,26 \Omega \cdot 1,2 = 32,71 \Omega \quad (5-6)$$

5.2.2 Spannungseinbruch

In diesem Unterkapitel soll der Frage nachgegangen werden, ob der beim Fehler vorhandene Spannungseinbruch der Phase-Erde-Spannungen für eine Fehlererkennung genutzt werden kann.

Durch ein Absinken der Spannung unter einen festgelegten AnregeWert in Kombination mit weiteren Parametern könnte ein Schutzkonzept entwickelt werden. Auch eine Asymmetrie der Spannungen könnte als Kriterium herangezogen werden.

Eine weitere Idee wäre noch eine spannungsabhängige Parameterumschaltung, somit würde man bei hochohmigen Fehlern ein anderes Parameterset verwenden und der Fehler könnte geklärt werden. Hätte man beispielsweise eine lange Leitung mit hoher Leitungsimpedanz, so würde bei einem Fehler am Ende der Leitung es zu keiner Auslösung mehr kommen, da beispielweise für einen UMZ-Schutz der Fehlerstrom zu gering wird.

Detektiert das Relais allerdings einen Spannungseinbruch unter einen festgelegten Wert, könnte der AnregeWert für den Fehlerstrom umgeschaltet werden und der Fehler wird somit geklärt.

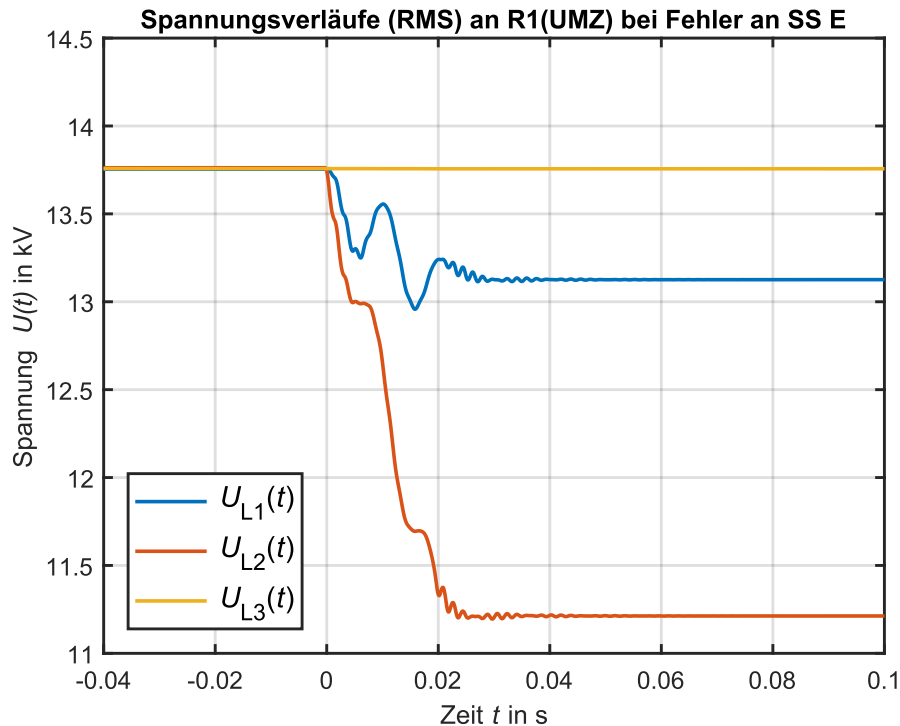


Abbildung 5-4: Phase-Erde-Spannungseinbrüche an R1 (UMZ) bei Fehler an SS E

Die *Tabelle 5-6* zeigt die aus der *Abbildung 5-4* abgelesenen Spannungen vor und während dem Fehler.

Spannungseinbruch		
Gemessen		Berechnet
$U_{L2}(t = -0.04s)$	$U_{L2}(t = 0.1s)$	ΔU
kV	kV	%
13,77	11,80	14,31

Tabelle 5-6: Spannungseinbruch während Fehler an SS E

Die *Formel 5-6* gibt an, wie groß der Spannungseinbruch aufgrund des Fehlers ist.

$$\Delta U = \frac{U_{L2}(t = -0.04s) - U_{L2}(t = 0.1s)}{U_{L2}(t = -0.04s)} \cdot 100 \% = \frac{13,77 \text{ kV} - 11,80 \text{ kV}}{13,77 \text{ kV}} \cdot 100 \% = 14,31 \% \quad (5-6)$$

Den größten Spannungseinbruch weist die Phase L2 auf, dort liegt der Unterschied vor und nach dem Fehler bei 14,31 %. Anhand dieses Ergebnisses lässt sich daraus schlussfolgern, dass der Spannungseinbruch der Leiter-Erde-Spannungen für eine Nutzung zur Fehlererkennung zu gering ist und die verkettete Spannung aussagekräftiger wäre.

5.2.3 Schiefkast

Die Schiefkastbetrachtung untersuchen, ob bei einem unsymmetrischen Fehler eine Schiefkast entsteht, die sich deutlich von einer herkömmlichen Schiefkast im normalen Betriebsfall unterscheidet und ein Auslösekriterium darstellt.

Für diese Analyse wird eine Berechnung angestellt, die den ungünstigen Fehlerfall in Bezug auf die Schiefkast behandelt. Der aus den Simulationen bekannte Fehlerstrom bleibt gleich, allerdings wird der Strom der nicht fehlerbehafteten Phase auf sein maximum gesetzt und der Winkel so gewählt, dass das Gegensystem möglichst gering wird. Das maximum ist dabei der maximale Betriebsstrom eines Transformators.

Schiefkast an R1 (UMZ)						
Eingestellt			Berechnet			
\underline{I}_{L1}	\underline{I}_{L2}	\underline{I}_{L3}	\underline{i}_1	\underline{i}_2	\underline{i}_0	k_i
A	A	A	A	A	A	%
380∠0°	380∠180°	440∠90°	366,06∠-30°	72,73∠30°	146,67∠90°	16,53

Tabelle 5-7: Ströme und Ergebnisse der Schiefkastbetrachtung an R1 (UMZ)

Berechnung:

Berechnung der symmetrischen Komponenten mit den Werten aus *Tabelle 5-7*:

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} \underline{i}_1 \\ \underline{i}_2 \\ \underline{i}_0 \end{bmatrix} &= \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_{L1} \\ \underline{I}_{L2} \\ \underline{I}_{L3} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1\angle 120^\circ & (1\angle 120^\circ)^2 \\ 1 & (1\angle 120^\circ)^2 & 1\angle 120^\circ \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 380 \text{ A}\angle 0^\circ \\ 380 \text{ A}\angle 180^\circ \\ 440 \text{ A}\angle 90^\circ \end{bmatrix} \\ &= \begin{bmatrix} 366,06 \text{ A}\angle -30^\circ \\ 72,73 \text{ A}\angle 30^\circ \\ 146,67 \text{ A}\angle 90^\circ \end{bmatrix} \end{aligned}$$

Eine Berechnung der Unsymmetrien erfolgt herkömmlicherweise mit dem Quotienten von Gegensystembetrag durch Mitsystembetrag. Allerdings birgt diese Berechnung die Gefahr, bei eher kleineren Strömen eine große Unsymmetrie zu ergeben, da ein sehr kleiner Gegensystemwert durch ebenfalls einen sehr kleinen Mitsystemwert dividiert wird.

Mathematisch gesehen stimmt diese Berechnung zwar, allerdings ist dies keine Unsymmetrie die auf einen Fehler zurückzuführen ist, sondern sich lediglich aufgrund der kleinen Stromwerte ergibt. Deshalb wird für den Mitsystemwert der maximale Betriebsstrom eines Transformators eingesetzt.

Somit ergibt sich:

$$k_i = \frac{|\dot{i}_2|}{I_{n,\max}} \cdot 100 \% = \frac{72,73 \text{ A}}{440 \text{ A}} \cdot 100 \% = 16,53 \% \quad (5-7)$$

Die Erkenntnis aus dem Ergebnis der Schiefkast ist, dass bei einem 2-poligen Fehler diese in ungünstigen Fällen in den Bereich der Betriebsschiefkast geraten kann. Des Weiteren sollte bedacht werden, dass bei den 16,53% noch keine Sicherheit miteinbezogen wurde. Somit kann auch die Schiefkast kein Fehlererkennungskriterium sein. Wenn ein eindeutiges Kriterium gefunden worden wäre, würde es nur den 2-poligen Fehlerfall berücksichtigen. Bei einem 3-poligen Fehler wäre jedoch keine Detektion möglich, da dieser symmetrisch ist. Darüber hinaus muss der 3-polige Fehler in dem zu lösenden Fehlerzenario berücksichtigt werden, weshalb diese Variante als Lösung ohnehin obsolet ist.

5.2.4 Oberschwingungen

Sämtliche bis jetzt untersuchte Größen sind statische Fehlergrößen gewesen, diese allein haben bislang noch zu keinem zufriedenstellenden Ergebnis geführt. In weiterer Folge werden nun dynamische Größen untersucht, die ersten zu analysierenden Größen sind die Oberschwingungen des Stroms im Sinne einer Wischeranalyse. Die Oberwellen für das bereits bekannte Beispiel mit dem 2-poligen Fehler an SS E und keiner angeschlossenen Last werden in *Abbildung 5-5* dargestellt. Dort sind sämtliche Oberwellen bis einschließlich der 5. Harmonischen (250 Hz) im Fehlerfall zu sehen. Es handelt sich dabei um die Fourier Transformierte des Fehlerstroms am Leiter L1, da der Fehlerstrom am anderen fehlerbehafteten Leiter L2 fast identisch aussieht.

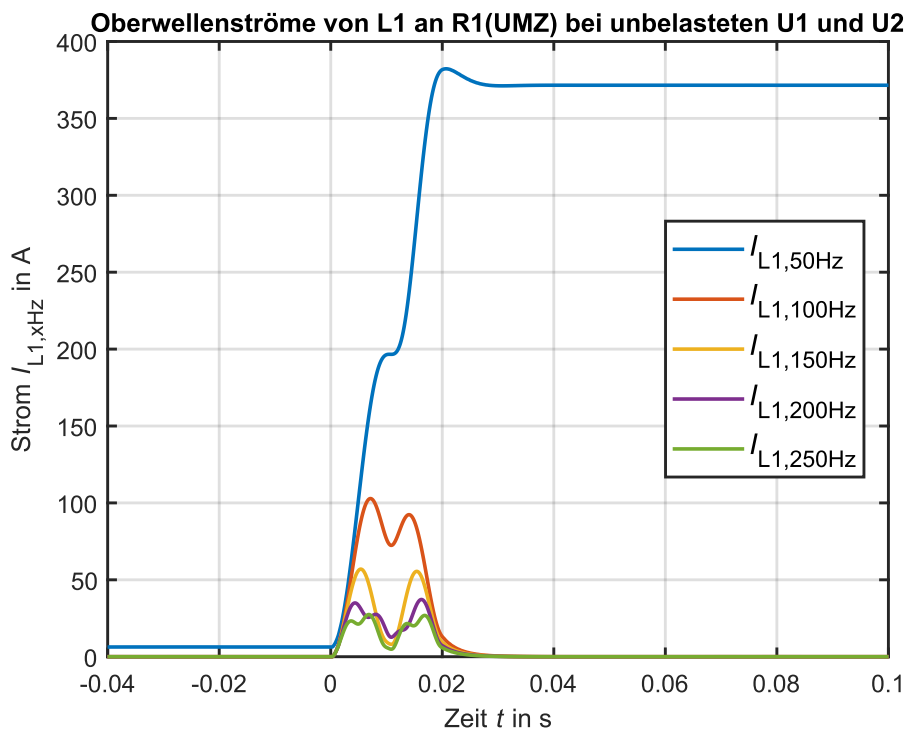


Abbildung 5-5: Oberwellenströme von L1 an R1 (UMZ) bei Fehler an SS E und unbelasteten U1 und U2

Zu erkennen ist ein dynamischer Vorgang der unmittelbar nach Fehlereintritt startet und circa nach etwas mehr als einer Periode abgeschlossen ist. Dabei ist vor Fehlereintritt das Mittelspannungsnetz nahezu unbelastet, es wird der Strom für das Leitungsnetz aufgebracht.

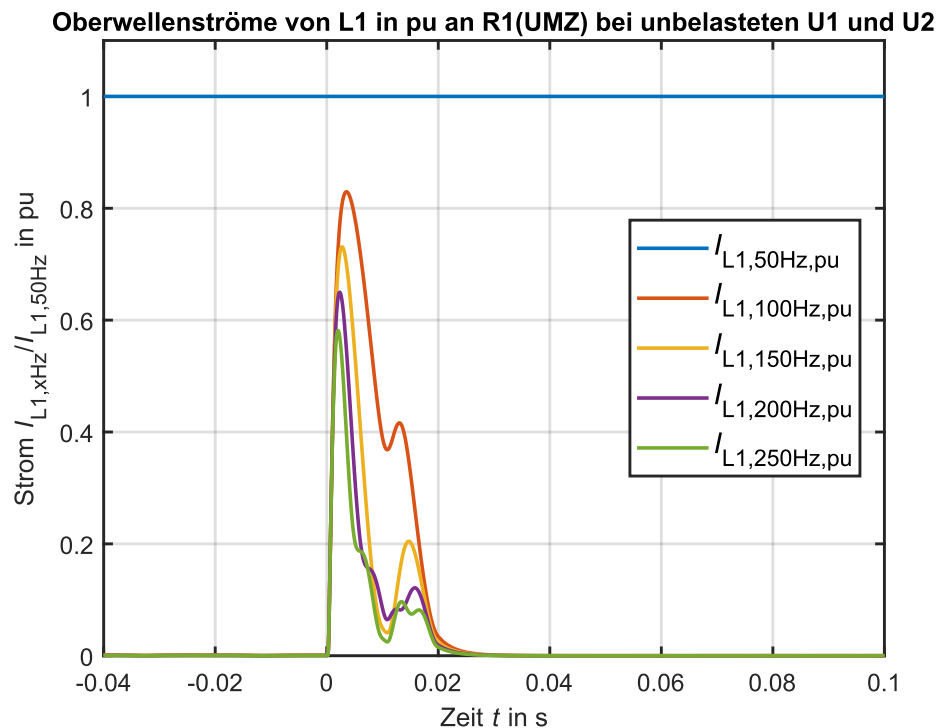


Abbildung 5-6: Normierte Oberwellenströme von L1 an R1 (UMZ) bei Fehler an SS E und unbelasteten U1 und U2

Werden nun die Oberwellen aus *Abbildung 5-5* normiert so ergibt sich die Darstellung 5-6. Hier können deutliche Ausschläge der normierten Oberwellen nach Fehlereintritt erkannt werden. Grundsätzlich wäre dies eine Eigenschaft, mit der man einen Fehler erkennen könnte. Die Ausschläge nehmen mit der Ordnungszahl zwar ab, sind aber dennoch in einer Höhe vorhanden die sich für eine Fehlererkennung eignet und sich von anderen Ereignissen im Netz unterscheiden sollte.

Die 2. Harmonische (100 Hz) kann auch bei einem Transformator-Inrush beträchtliche Größen annehmen, deshalb befindet sich auch im herkömmlichen Differentialschutz eine Oberwellensperre für die 2. Harmonische und ist für ein Schutzkonzept daher eher unbrauchbar. [19]

Grundsätzlich bleibt aber noch die Frage offen, ob dieser Fall das Worst-Case-Szenario für die Stromoberwellen darstellt. Denn gerade dieser hohe Anstieg der normierten Größen zu Beginn des Fehlers sollte stark von der Auslastung und dem Vorfehlerzustand abhängen. Dies wird nun durch eine höhere Auslastung der Transformatoren vor Fehlereintritt überprüft.

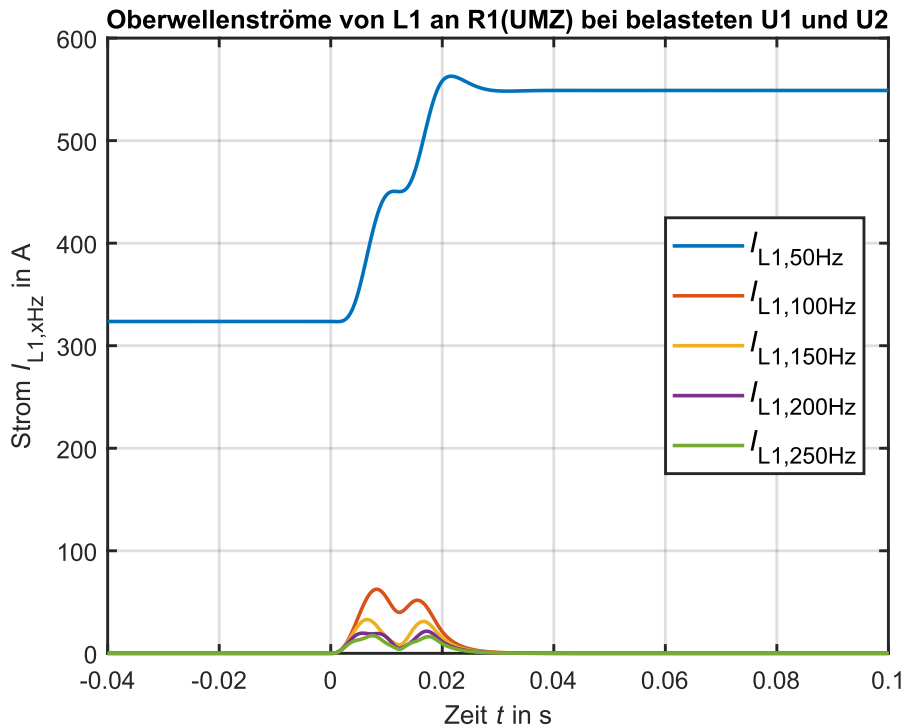


Abbildung 5-7: Oberwellenströme von L1 an R1 (UMZ) bei Fehler an SS E und belasteten U1 und U2

Aus der *Abbildung 5-7* ist zu entnehmen, dass es zu einem starken Absinken der Oberwellen / abschwächen des Wischervorganges bei ausgelasteten Transformatoren kommt. Das hängt mit dem nun viel geringeren Stromsprung zusammen, dieser beträgt hier nur noch die Hälfte als zuvor, somit sinken auch die Amplituden der Harmonischen auf knapp die Hälfte ab. Der Fehlerfall wurde so gewählt, dass der stationäre Fehlerstrom genau dem Anregewert des UMZ-Schutzes R1 und R2 entspricht. Den bei einem Fehlerstrom darüber würde ohnehin ein konventionelles Schutzkonzept funktionieren. Der nun größere stationäre Fehlerstrom im Vergleich zu vorhin, lässt sich mit der zusätzlichen Lastimpedanz im Netz erklären, da somit durch die Parallelschaltung die Gesamtimpedanz sinkt.

An den normierten Oberwellen siehe *Abbildung 5-8*, kommt nun ebenfalls der Effekt des geringeren Stromsprungs zu tragen. Dieser Effekt wird auch noch durch eine hohe Auslastung vor Fehlerbeginn verstärkt, denn durch den hohen Strom sinkt der Quotient noch einmal erheblich ab. Dabei sinken die Amplituden auf beinahe nur noch ein Viertel zusammen und somit ist mit den normierten Größen eine Fehlererkennung auszuschließen.

Die Betragsgrößen der Oberwellen hingegen sinken nicht so stark ab, dass bedeutet, sollten die Oberwellen als Parameter verwendet werden, müsste auf die realen Beträge zurückgegriffen werden. Aber auch hier ist ein Einsatz fraglich, denn Oberwellen in dieser Größenordnung können wahrscheinlich auch durch große Lastschwankungen oder einem Transformator-Inrush verursacht werden.

Für eine genauere Überprüfung der Harmonischen bei einem Transformator-Inrush, beispielsweise an allen Mittelspannungsstationen, würde ein viel genaueres Modell benötigt werden, welches das reale

Sättigungsverhalten aller Transformatoren in Verbindung mit der Netzstruktur widerspiegelt. Des Weiteren sind für solch ein Modell auch keine ausreichenden Daten vorhanden und auch eine Verifizierung wäre hier nicht möglich. Deshalb wird an dieser Stelle das Oberwellenkonzept nicht weiterverfolgt. Außerdem sind die Erfolgsaussichten minimal, da die Oberwellen bei einem Fehler zu gering ausfallen können.

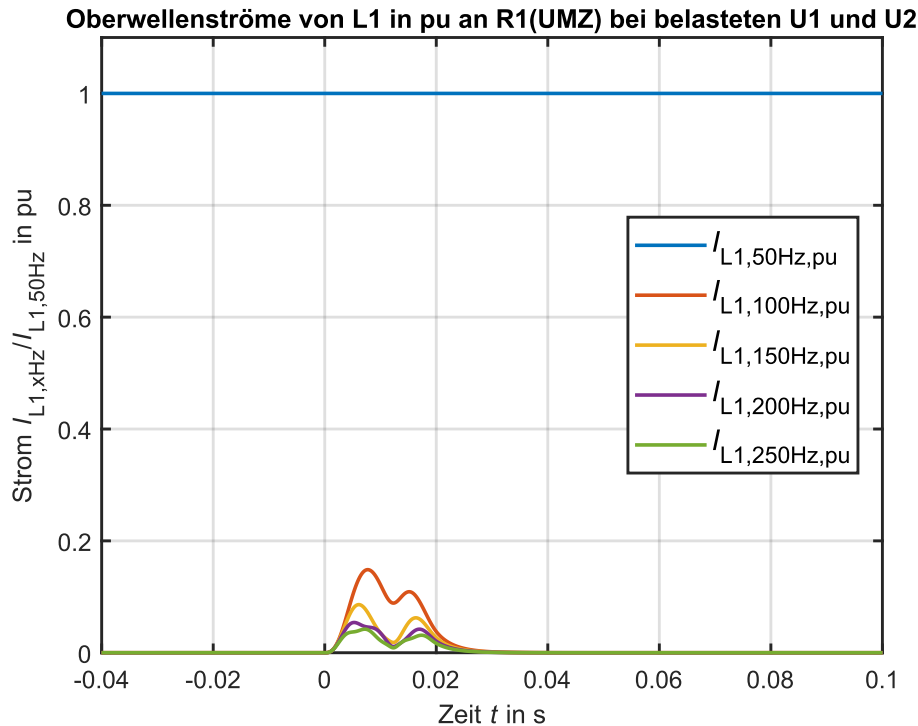


Abbildung 5-8: Normierte Oberwellenströme von L1 an R1 (UMZ) bei Fehler an SS E und belasteten U1 und U2

5.2.5 Stromsprung

Der Stromsprung, welcher aufgrund eines Fehlers auftritt, ist eine weitere Fehleigenschaft. Daher gilt es zu überprüfen, ob dieser groß genug ist und sich von den im normalen Betrieb auftretenden Stromsprüngen unterscheidet. Der möglichst ungünstigste Fall in Bezug auf den Stromsprung, dürfte der Sprung zum UMZ-Anregewert darstellen. Das bedeutet, man hat die größtmögliche Vorfehlerauslastung und einen Stromsprung zur Anregeschwelle, dieser Fall würde somit auch den geringsten relevanten Sprung nach sich ziehen. Der größte Stromsprung würde dabei bei leerlaufenden Transformatoren und anschließendem Fehler auftreten. Bei einem Sprung über den Anregewert würde das bereits vorhanden Schutzkriterium anregen und es kommt zur Auslösung.

Die Berechnung des Stromsprungs wird kontinuierlich ausgeführt, dabei gleitet ein Fenster mit einer Fensterbreite von 30 ms ständig über das aufgenommene Stromsignal. Somit berechnet sich der Sprung aus dem Wert am Ende des Fensters minus den Wert am Anfang des Fensters. Das gleitende Fenster soll dabei immer groß genug gewählt werden damit es zu keiner Verfälschung der Ergebnisse durch beispielsweise flachere Stromanstiege kommen kann. Wäre die Fensterbreite bei einem flachen

Stromanstieg zu schmal, so würde immer nur ein Ausschnitt des Anstiegs gemessen werden und nie der vollständige Sprung von Vorfehlerzustand auf stationären Fehlerstrom. Aus diesem Grund wurde eine Fensterbreite mit 30 ms gewählt, da der Stromanstieg innerhalb einer Periode (20 ms) beziehungsweise etwas darüber hinaus abgeschlossen sein sollte, siehe *Abbildung 5-9*. Mit einer ausreichenden Fenstergröße erreicht man eine größere Robustheit der Berechnung gegenüber von Störeinflüssen. Allerdings sollte die Fensterbreite auch nur so groß wie nötig gewählt werden, da durch diese der Schutz länger arbeitet, bevor es zur Anregung kommt.

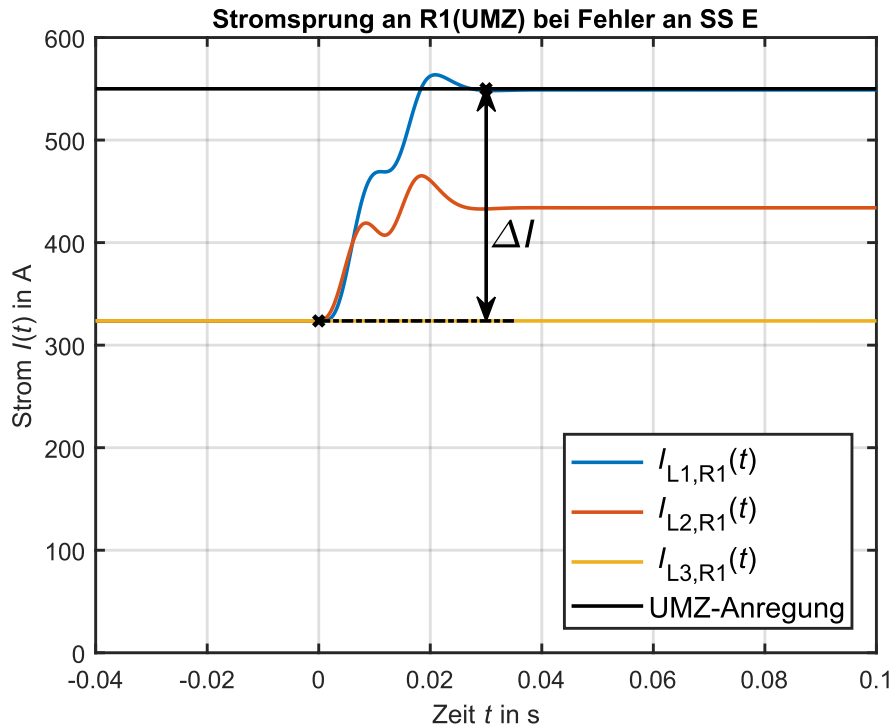


Abbildung 5-9: Geringster Stromsprung an R1 (UMZ) bei Fehler an SS E

Eine Verzerrung des Stromanstiegs kann in *Abbildung 5-9* gesehen werden. Die in der Mitte auftretende Abflachung sowie das Überschwingen am Ende des Anstiegs lässt sich auf den gleitenden Effektivwertfilter zurückführen.

Die *Tabelle 5-8* zeigt die Werte für die Berechnung des Stromsprungs aus *Abbildung 5-9*.

Ermittlung Stromsprung					
Gemessen		Berechnet			
$I_{L1}(t = 0s)$	$I_{L1}(t = 0.03s)$	ΔI	ΔI_{Fehler}	$SF_{\Delta I}$	ΔI_{SF}
A	A	A	A	-	A
324	550	226	43,70	0.8	180,80

Tabelle 5-8: Ermittlung des Stromsprungs mit Vorfehler- und Fehlerstrom an R1 (UMZ)

Berechnung:

Der Stromsprung ergibt sich durch:

$$\Delta I = I_{L1}(t = 0.03s) - I_{L1}(t = 0s) = 550 \text{ A} - 324 \text{ A} = 226 \text{ A} \quad (5-8)$$

Berechnung Sicherheitsfaktor $SF_{\Delta I}$:

Auch hier wird die Fehlerfortpflanzung zur Berechnung eines Sicherheitsfaktors genutzt.

$$\begin{aligned} \Delta I_{\text{Fehler}} &= \left| \frac{\partial}{\partial I_{L1}(t = 0.03s)} (I_{L1}(t = 0.03s) - I_{L1}(t = 0s)) \right| \cdot |\Delta I_{L1}(t = 0.03s)| \\ &+ \left| \frac{\partial}{\partial I_{L1}(t = 0s)} (I_{L1}(t = 0.03s) - I_{L1}(t = 0s)) \right| \cdot |\Delta I_{L1}(t = 0s)| \end{aligned} \quad (5-9)$$

$$\begin{aligned} &= |1| \cdot |\Delta I_{L1}(t = 0.03s)| + |(-1)| \cdot |\Delta I_{L1}(t = 0s)| = 1 \cdot |550 \text{ A} \cdot 0,05| + 1 \cdot |324 \text{ A} \cdot 0,05| \\ &= 43,70 \text{ A} \end{aligned}$$

Sicherheitsfaktor:

$$SF_{\Delta I} = 1 + \frac{\Delta I_{\text{Fehler}}}{\Delta I} = 1 - \frac{43,70 \text{ A}}{324 \text{ A}} = 0,87 \quad (5-10)$$

Für eine weitere Verwendung des Stromsprungs für ein Schutzkonzept, muss ebenfalls ein Sicherheitsfaktor miteinbezogen werden, dieser wird hier auf 20 % aufgerundet.

$$\Delta I_{SF} = \Delta I \cdot SF_{\Delta I} = 226 \text{ A} \cdot 0,8 = 180,80 \text{ A} \quad (5-11)$$

Es ergibt sich ein Grenzwert für den Stromsprung von 180,80 A, bei dem sichergestellt ist, dass sämtliche Stromsprünge von Fehlerfällen in der kritischen Zone darüber liegen. Somit wurde eine Fehlercharakteristik gefunden, die für das UMZ-Schutzkonzept verwendet werden kann. Eine zuverlässige Ermittlung des Stromsprunges kann mit dem Leerlaufversuch und dem (n-1)-Kriterium erzielt werden. Somit muss nicht über mehrere Simulationen der genaue Vorbelastungszustand gefunden werden, der einen Sprung an die Anregegrenze des UMZ-Schutzes führt. Der Sprung an die UMZ-Anregeschwelle ist ohnehin für einen spezifischen Fall und nur für das bereits vorhandene UMZ-Schutzkonzept anwendbar. Beispielsweise wäre der Sprung an den maximalen Transformatorstrom von größerem Interesse, da dort die Lastausblendung beginnt. Geht man nun vom Leerlaufversuch und einer fiktiven Vorbelastung mit halber Transformatorleistung aus, so erhält man eine sehr gute Abschätzung einerseits für den (n-1)-Fall, aber auch für den Betrieb bei nur einem Transformator. Die Stromsprungwerte fallen somit geringer aus, da bei einer gleichen realen Vorbelastung der stationäre

Fehlerstrom höher als im Leerlaufversuch ist, somit wäre auch der errechnete Stromsprung größer. Mit dieser Methode erhält man eine vereinfachte allgemeine Abschätzung mit inkludierten Sicherheiten, siehe *Abbildung 5-10*.

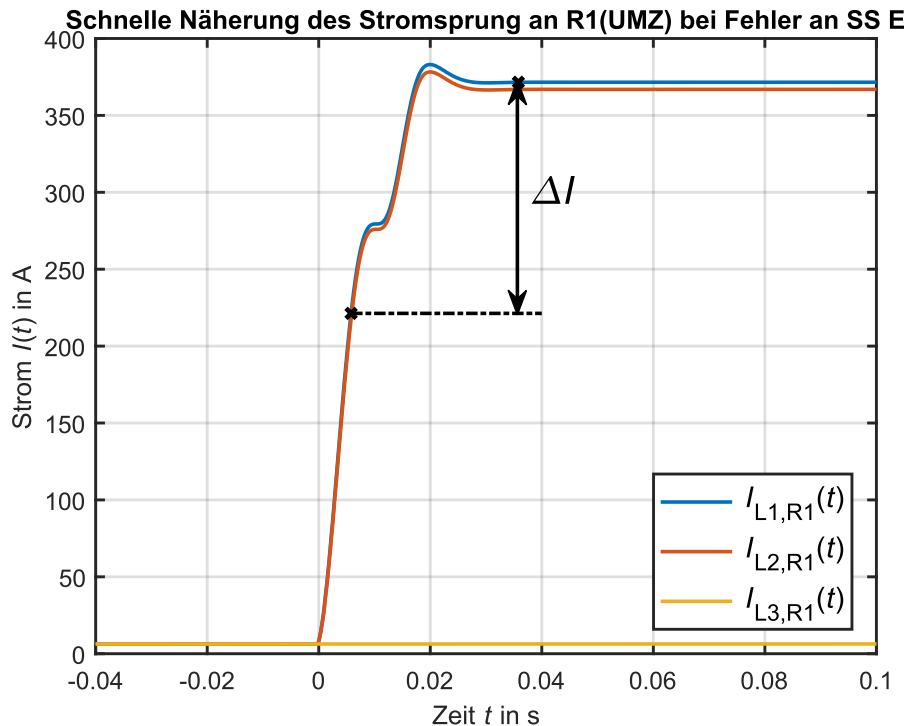


Abbildung 5-10: Schnelle Näherung zur Abschätzung des Stromsprunges

Mit den gemessenen Werten aus *Tabelle 5-9* kann eine Berechnung für den allgemeinen Stromsprung vorgenommen werden.

Schnelle Ermittlung Stromsprung			
Gemessen		Berechnet	
$I_{L1}(t_1)$	$I_{L1}(t_2)$	ΔI	ΔI_{SF}
A	A	A	A
220	380	160	128

Tabelle 5-9: Schnelle Abschätzung des Stromsprunges

Berechnung:

Mit den Formeln 5-8 und 5-11 ergibt sich:

$$\Delta I = I_{L1}(t_2) - I_{L1}(t_1) = 380 \text{ A} - 220 \text{ A} = 160 \text{ A}$$

$$\Delta I_{SF} = \Delta I \cdot SF_{\Delta I} = 160 \text{ A} \cdot 0,8 = 128 \text{ A}$$

5.3 Reserveschutzkonzept

5.3.1 Einstellparameter des Reserveschutzkonzeptes

Die in den vorherigen Kapiteln abgearbeiteten Parameter stehen nun für eine Konzeptionierung zur Verfügung. Es hat sich gezeigt, dass lediglich die Impedanzanregung und der Stromsprung das Potential aufweisen, um ein robustes Schutzkonzept zu designen. Wobei die beiden Parameter für sich allein eher kritisch bis ungeeignet sind. Die Impedanzanregung hat das Problem einer Impedanzzone in der Betriebs- und Fehlerimpedanz gleich groß sein können, deshalb ist dieses Konzept allein nicht zur Gänze zuverlässig und einige wenige Fehlerfälle können so nicht geklärt werden.

An dieser Stelle kann aber bereits eine weitere Lösungsmöglichkeit ausgeschlossen werden. Da es sich um eine Impedanzwertbetrachtung handelt, kann somit an den Stellen von R1 und R2 auch kein Distanzschutz eingesetzt werden, da die Impedanz als alleiniges Kriterium nicht ausreicht. Man kann zwar eine Auslösezone einstellen, die den Fehler sicher klärt, allerdings mit dem Nachteil, dass die Leistung an den Transformatoren beschränkt wird, somit hätte man einen übersensiblen Schutz der auch hohe Lastfälle (rote Zone in *Abbildung 5.3*) abschalten würde.

Der Stromsprung hingegen bietet die Möglichkeit einer zuverlässigen Fehlererkennung für alle Fehler vor und in der kritischen Zone. Der Nachteil dieser Variante ist allerdings, dass es bei sehr großen Lastschwankungen zu einer Fehlauflösung kommen kann, somit werden zwar alle Fehlerfälle erkannt allerdings kann es auch zur Lastabschaltung bei großen Schwankungen kommen. Besonders gefährdet sind hier Transformator-Inrush Effekte, da diese einen großen Stromsprung aufweisen, aber nicht abgeschaltet werden dürfen, diese können beispielsweise bei einer AWE oder beim Zuschalten eines Mittelspannungsabgangs auftreten.

Es liegt daher nahe, die beiden Parameter miteinander zu kombinieren, um ein besseres Konzept zu erhalten. Somit können die Vorteile der einzelnen Varianten genutzt werden und die Nachteile heben sich auf.

Die *Abbildung 5-11* zeigt noch einmal die Charakteristik bzw. die Zonen der Impedanzanregung. Wobei der rot dargestellte Bereich jener ist in der Last und Fehlerimpedanz nicht unterschieden werden können. Um eine Unterscheidung zwischen Last- und Fehlerimpedanz im roten Bereich machen zu können, wird der Stromsprung herangezogen, es kommt daher darauf an wie ist die Impedanz in den roten Bereich gelangt. Somit wird der Stromsprung nur als Anregekriterium verwendet und danach entscheidet der Impedanzwert, ob ausgelöst wird oder nicht.

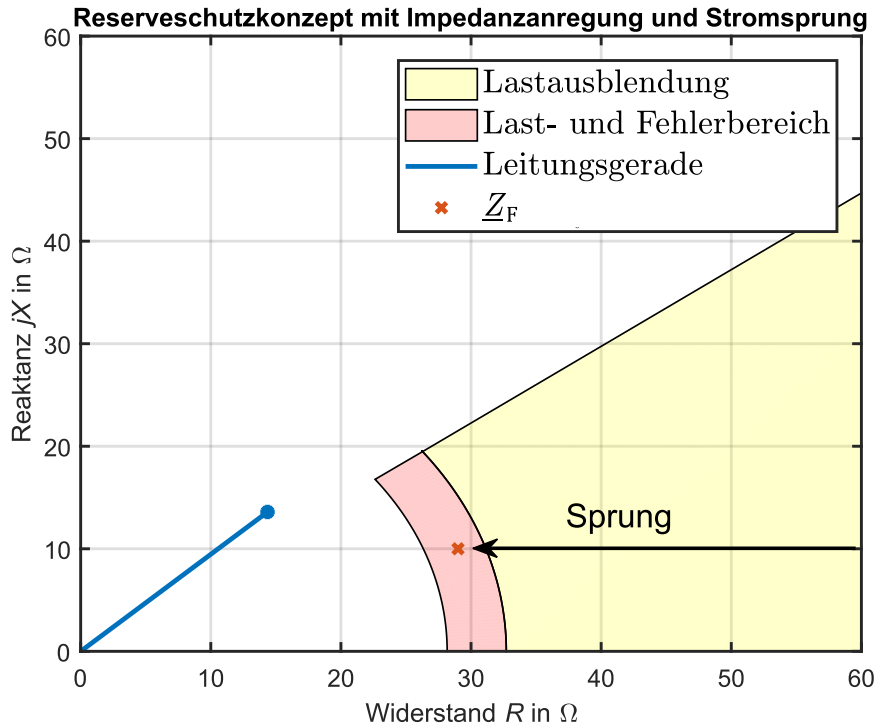


Abbildung 5-11: Reserveschutzkonzept als Kombination von Impedananzregung und Impedanz- / Stromsprung

Nach der Anregung durch einen ausreichend hohen Stromsprung startet ein Timer mit der Zeit t_A , dies entspricht der Staffelzeit, die je nach Netztopologie und Anordnung der nachgelagerten Schutzgeräte gewählt werden muss. Nach Ablauf dieser Zeit, wird dann aufgrund des derzeit anliegenden Impedanzwertes entschieden, ob es zu einer Auslösung kommt oder nicht.

Gab es keinen Stromsprung über dem festgelegten Grenzwert ΔI_{SF} , dann soll bei einer Impedanz im roten Bereich nicht ausgelöst werden. Dieser Fall würde eine hohe Lastimpedanz darstellen und keinen Fehler, da sich die Impedanz langsam bzw. unter keinem hohen Stromsprung in den roten Bereich bewegt hat.

Bei einem Stromsprung über dem Grenzwert ΔI_{SF} und nachfolgender Impedanz im roten Bereich soll es zu einer Auslösung kommen, da dieser Fall einen Fehler darstellt. Die Impedanz ist daher schnell bzw. mit einem hohen Sprung in die rote Zone gewandert.

Kommt es beispielsweise durch einen Transformator-Inrush zu einer Anregung aufgrund des hohen Stromsprunges, so bleibt es lediglich bei einer Anregung und es wird nicht ausgelöst. Da der Strom nach der Inrush-Amplitude sehr schnell wieder absinkt und die nach t_A gemessene Impedanz außerhalb des roten Impedanzbereichs liegt.

Die Einstellung muss auch so gewählt werden, dass es zu einer Anregung bei einer Impedanz außerhalb des Lastbereichs kommt, ist diese nach Ablauf der Zeit t_A noch vorhanden so liegt die Impedanz noch im weißen Bereich der *Abbildung 5-11* und es kommt zur Auslösung. Auch bei einer

Anregung durch hohen Stromsprung und darauffolgende Impedanz im weißen Bereich muss es zur Auslösung kommen.

Einstellung Reserveschutzgerät R1 und R2:

- Impedanz in weißer Zone → Anregung → nach t_A → Impedanz in weißer Zone → Auslösung
- Stromsprung $> \Delta I_{SF}$ → Anregung → nach t_A → Impedanz in roter oder weißer Zone → Auslösung
- Stromsprung $> \Delta I_{SF}$ → Anregung → nach t_A → Impedanz in gelber Zone → keine Auslösung
- Stromsprung $< \Delta I_{SF}$ → Impedanz in roter Zone → keine Auslösung

5.3.2 Probleme mit diesem Reserveschutzkonzept

Ein Problem des entwickelten Reserveschutzkonzepts könnte ein hoher Lastsprung in die rote Impedanzzone (*Abbildung 5-11*) darstellen. Es soll daher nachfolgend untersucht werden, ob und wann es zu einer Fehlauflösung kommt. Der festgelegte Grenzwert ΔI_{SF} des Stromsprunges muss überschritten werden, um eine Anregung bzw. eine Fehlauflösung zu erreichen. Die *Tabelle 5-10* zeigt die Parameter unter der es zu einer Fehlauflösung kommen kann.

Fehlauflösungsparameter						
Eingestellt					Berechnet	
ΔI_{SF}	$U_{Last,min}$	$I_{n,max}$	$ Z_{12} $	$SF_{Z_{12}}$	$S_{\Delta I_{SF}}$	AF
A	kV	A	Ω	-	MVA	%
128	13,77	440	27,26	1,2	5,29	95,67

Tabelle 5-10: Parameter für Fehlauflösung

Die Umrechnung des Stromsprungs ΔI_{SF} pro Phase auf einen 3-phasigen symmetrischen Lastsprung ergibt:

$$S_{\Delta I_{SF}} = 3 \cdot U_{Last,min} \cdot \Delta I_{SF} = 3 \cdot 13,77 \text{ kV} \cdot 128 \text{ A} = 5,29 \text{ MVA} \tag{5-12}$$

Der Auslastungsfaktor gibt an, über welche Auslastung des Transformators der Stromsprung ΔI_{SF} gehen muss, um eine Fehlauflösung hervorzurufen.

$$AF = \frac{U_{\text{Last,min}}}{|Z_{12}| \cdot SF_{Z_{12}}} \cdot 100 \% = \frac{13,77 \text{ kV}}{27,26 \Omega \cdot 1,2} \cdot 100 \% = 95,67 \% \quad (5-13)$$

Eine Fehlauslösung kann eintreten, wenn es einen Lastsprung über 5,29 MVA in einen Auslastungsbereich über ca. 95 % der Transformatoren U1 und U2 gibt. Dieser Fall kann theoretisch auftreten, wird in der Praxis aber sehr unwahrscheinlich eintreten. Im Normalbetrieb, welcher ein (n-1)-Kriterium für die Transformatoren erfüllt, kann dieser Fall nicht eintreten, da die beiden Transformatoren nur zur Hälfte ausgelastet sind und daher die rote Impedanzzone mit einer Last nicht erreicht werden kann. Die *Abbildung 5-12* zeigt mit der grünen Zone jenen Bereich der Last, welcher bei einem (n-1)-Betrieb der Transformatoren erreicht werden kann. Es ist somit ersichtlich, dass ein Lastsprung nicht die rote Zone erreichen kann und es somit zu keiner Fehlauslösung im Normalbetrieb kommen wird.

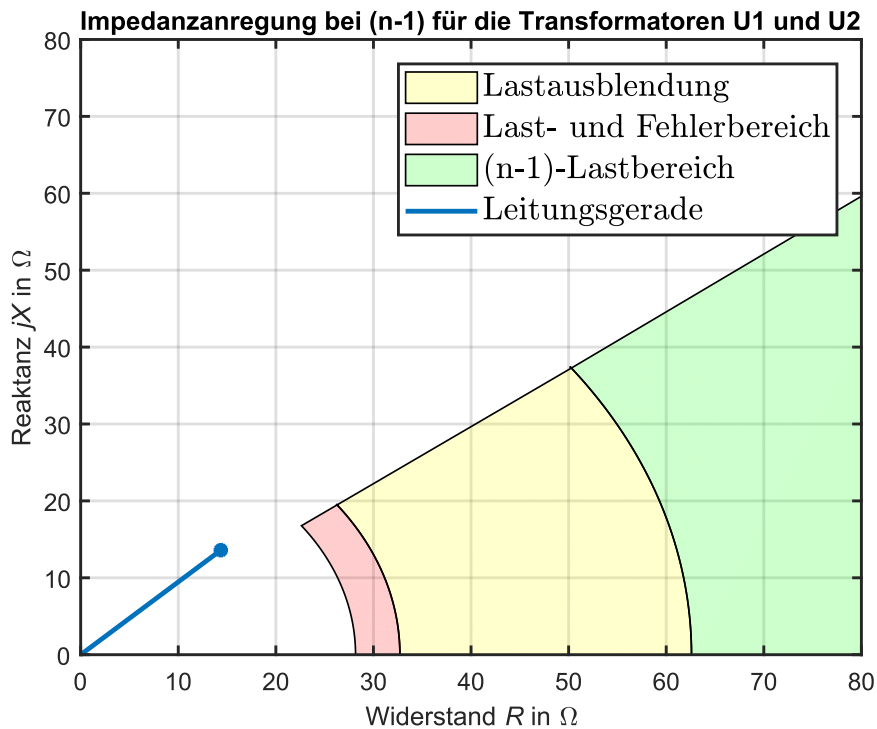


Abbildung 5-12: Darstellung des (n-1)-Lastbereichs in der Lastausblendung

Betreibt man das Mittelspannungsnetz allerdings mit einem Transformator, so ist eine Fehlauslösung theoretisch möglich. Denn bei einem Stromsprung bzw. Lastsprung über $S_{\Delta ISF}$ und einem Erreichen der roten Impedanzzone danach, kann ein Lastfall abgeschaltet werden. Das Eintreten von diesem Fall ist allerdings unwahrscheinlich, es handelt sich dabei um einen Sonderbetrieb und einen für dieses Mittelspannungsnetz hohen Lastsprung bis nahe an das Leistungsmaximum des Transformators. Grundsätzlich werden Verteilnetztransformatoren aber nicht so weit ausgelastet. Somit gilt zusammenfassend, dass dieses Konzept jeden Fehlerfall erkennt, aber in einem unwahrscheinlichen Fall es zu einer Fehlabschaltung kommen kann. Daher ist das Konzept robust gegenüber allen Fehlerfällen, weist aber eine Übersensibilität in einem unwahrscheinlichen Sonderfall auf.

6 Reserveschutzkonzept bei erneuerbaren Energien im Netz

Da der Ausbau der erneuerbaren Energien immer weiter voranschreitet, wäre es ebenfalls sinnvoll eine Untersuchung des Reserveschutzkonzeptes unter diesen Bedingungen durchzuführen. Da sich aufgrund der immer größer werdenden Zahl der Umrichter im Netz auch die Fehlercharakteristik wesentlich ändern wird.

Für diese Betrachtung wird angenommen, dass eine installierte PV-Anlage sich zusätzlich im betrachteten Mittelspannungsabgang befindet. Dabei wird die Leistung der PV von 0 MVA bis 20 MVA in 1 MVA-Schritten gesteigert. Die maximal mögliche übertragbare Leistung von der Mittelspannung in die Hochspannung wird durch das (n-1)-Kriterium auf die maximale Transformatorleistung für einen Transformator mit 20 MVA begrenzt.

Auch bei einem Betrieb von nur einem Transformator oder geöffneter Kurzschluss S1, würde nicht mehr als die maximale Transformatorleistung übertragen werden können. Auch lässt sich so eine gute Abschätzung des Fehlerverhaltens für mittelfristige und langfristige Prognosen des Netzausbaus mit erneuerbaren Energien treffen.

In der Simulation wurde ausschließlich davon ausgegangen, dass die zukünftigen erneuerbaren Einspeiser gänzlich über Umrichter ans Netz angeschlossen sind, da das Ausbauszenario Großteil auf PV basiert und eher wenig bis gar keine Windkraft mit anderen Konzepten, wie beispielsweise der doppeltgespeiste Asynchronmaschine installiert wird.

Eine doppeltgespeiste Asynchronmaschine würde ein anderes Fehlerverhalten aufweisen. Im Simulinkmodell wurde der Umrichter als Stromquelle für jede Phase modelliert, diese Stromquellen sind an einen Transformator angeschlossen, welcher auf das Mittelspannungsnetz speist.

Weiters wurde eine eigene Messung sowie ein eigener Regler entworfen, der das Fault Ride Through (FRT) Verhalten von Umrichter laut der TOR nachbilden soll, siehe *Kapitel 4.2*. Der Transformator hat nicht nur die Aufgabe der Umspannung, sondern dient mit seiner vorhandenen Induktivität auch als Stromglättung.

Die Einstellung der Stromquellen wurden bei normal Betrieb so gewählt, dass sie ausschließlich Wirkleistung liefern. Während eines Fehlerfalls verändert sich die gesamte Einspeiseleistung nur minimal, es wird eine Kurzschlussreserve von 20 % verwendet.

Das bedeutet, dass die fehlerbehafteten Leiter im Fehlerfall, bis zu 1,2-fachen Nennstrom ausgeben können. Des Weiteren ändert sich auch die Aufteilung zwischen ausgegebener Wirk- und Blindleistung, nach Vorgabe der TOR.

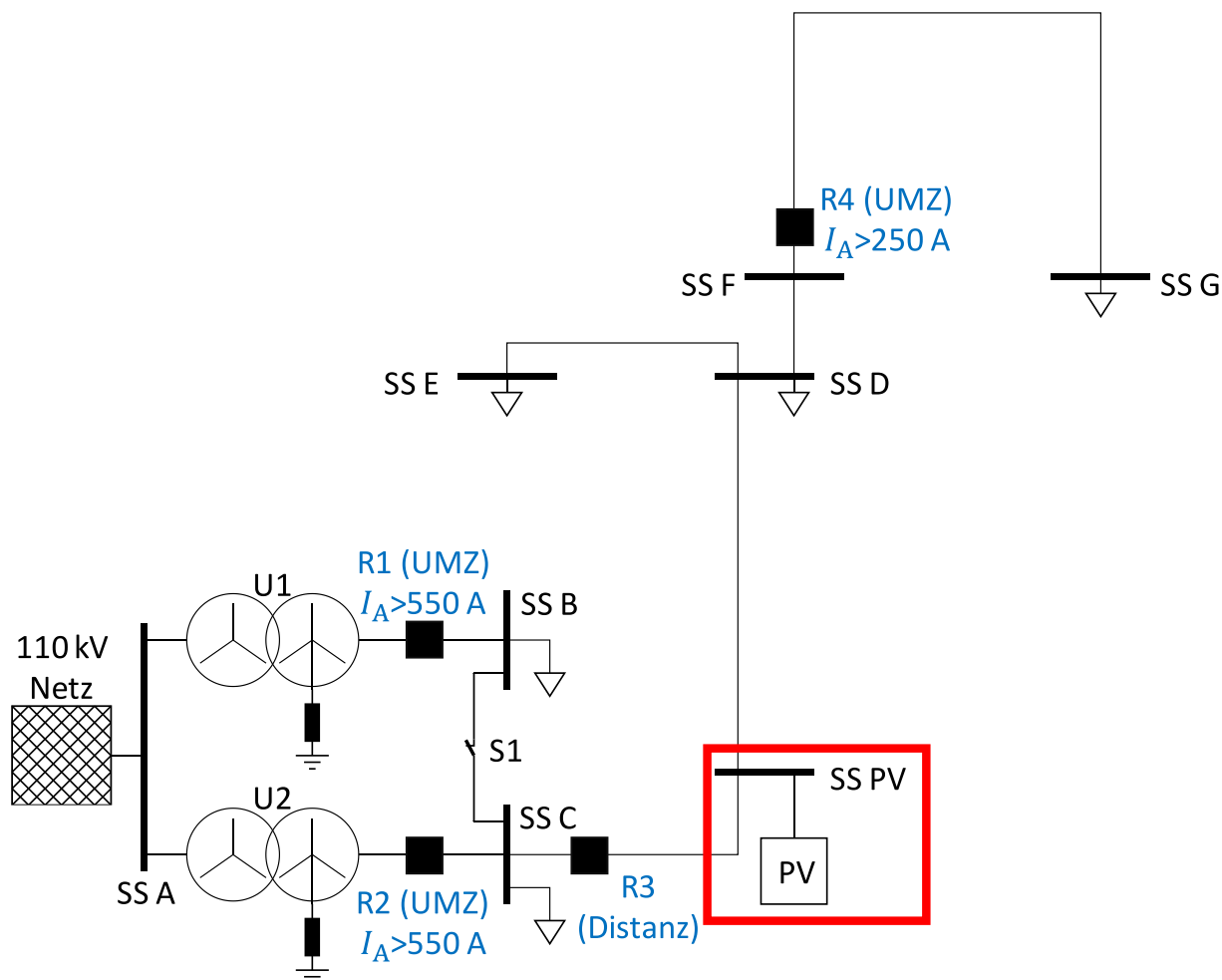


Abbildung 6-1: Netztopologie mit zusätzlicher PV-Einspeisung

Im modifizierten Netzmodell *Abbildung 6-1* befindet sich nun an der Sammelschienen SS PV eine zusätzliche Netzeinspeisung mit erneuerbaren Energien. Im Simulinkmodell, *Kapitel 4.2* werden für die nachfolgenden Simulationen nun aus diesem Grund, die zusätzliche Last an der 110-kV-Seite sowie das Untermodell der PV eingeschaltet.

Hier gilt wieder, dass das Worst-Case-Szenario für den Fehlerstrom jenes ist, wenn das Mittelspannungsnetz unbelastet ist und keine Lasten eingeschaltet sind. Sobald die PV mit der Einspeisung beginnt, muss diese Leistung einen dafür vorgesehenen Verbraucher finden, um plausible Ergebnisse liefern zu können. Daher befindet sich auf der 110-kV-Seite jetzt eine zusätzliche Last, welche diese Leistung aufnimmt. Ohne die zusätzliche Last in der Simulation besteht die Gefahr, dass die Ergebnisse der Simulation starke Schwingungen aufweisen.

Würde sich dort keine Last befinden würde das Modell keine plausiblen Ergebnisse liefern und das gesamte System beginnt zu schwingen. Dabei ist diese Last immer konstant und ändert sich nicht mit Änderung der PV-Einspeisung, sie dient lediglich dafür die erzeugte PV-Leistung im Vorfehlerfall zu verbrauchen.

6.1 Simulation mit 10 MVA PV-Einspeisung

6.1.1 Umrichterverhalten

Die Funktionsweise des FRT-Verhaltens und eine Erklärung der dazugehörigen Parameter sind im *Kapitel 2.5* zu finden. Zunächst wird eine Simulation mit einer PV-Einspeiseleistung von 10 MVA durchgeführt, um zu zeigen wie sich die einzelnen neuen Netzelemente und deren Größen verhalten. Dafür wird eine Einspeiseleistung von 10 MVA und ein k -Faktor von 6 gewählt. Je höher der k -Faktor, desto größer wird die Mit- und Gegensystemblindstromeinspeisung und somit nimmt in der Regel die Phasenverschiebung zwischen Spannung und Strom an den fehlerbehafteten Leitern zu. Da im niedrigen Leistungsbereich der Einspeisung die Spannungsstützung nicht zur Gänze ausgeregelt werden kann, wird dort mehr Blindstrom eingespeist und eine größere Phasenverschiebung ist wahrnehmbar. Somit sollte in den nachfolgenden Plots in den fehlerbehafteten Leitern eine ausreichende erkennbare Phasenverschiebung auftreten. Diese soll die Funktionalität der Regelung veranschaulichen. Dabei wird im speziellen das Verhalten und die Dynamik der PV-Einspeisung, welche im Modell als gesteuerte Stromquellen ausgeführt sind, näher betrachtet. Bei den hier gezeigten Simulationsergebnissen handelt es sich wieder, um einen 2-poligen Fehler an den Leitern L1 und L2 am Fehlerort SS E. Zunächst soll eine Betrachtung der Strom- und Spannungsverläufe je Phase am Umrichter durchgeführt werden, damit wird wie oben beschrieben gezeigt wie sich die Phasenverschiebung vor und während des Fehlers verhält.

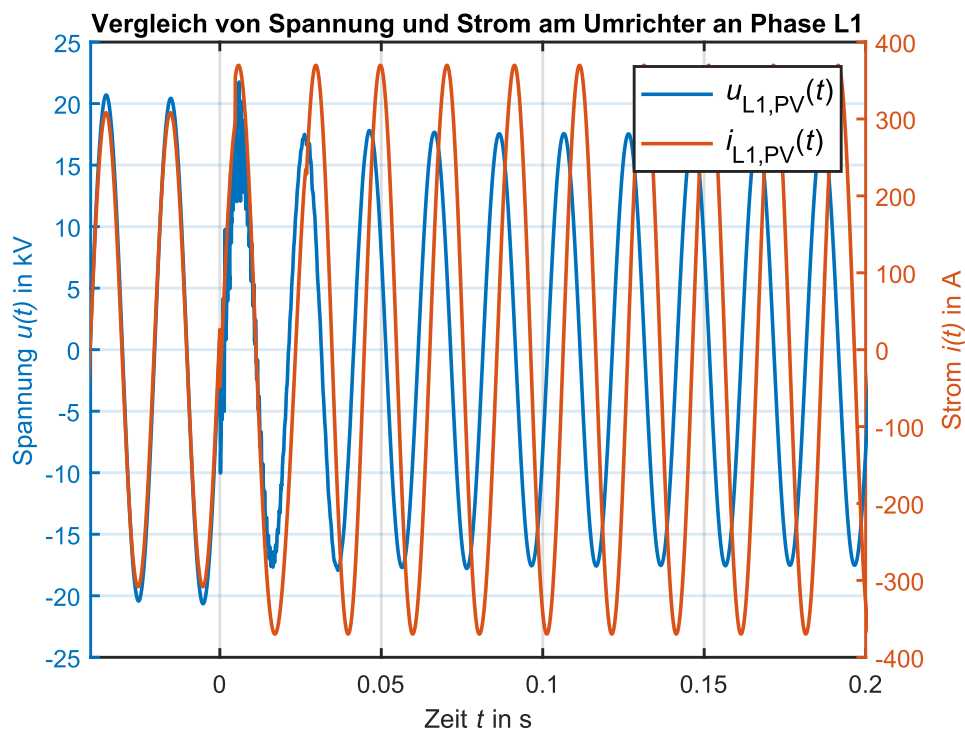


Abbildung 6-2: Spannungs- und Stromvergleich am Leiter L1 im 2-poligen Fehlerfall

Aus der ersten *Abbildung 6-2* lässt sich nun aus dem Vorgefall erkennen, dass es sich dort um eine reine Wirkleistungseinspeisung handelt, da Strom und Spannung dieselbe Phasenlage aufweisen. Der dort eingespeiste Strom entspricht der maximal zur Verfügung stehenden PV-Leistung, zu diesem Zeitpunkt 10 MVA, abzüglich einer Fehlerreserve von 20 % für den Strom. Nach Fehlereintritt sind im Spannungsverlauf transiente Vorgänge erkennbar, ab diesem Zeitpunkt fängt der Regler bereits zu arbeiten an und versucht die einbrechende Spannung zu stützen. In diesem Moment wird die Fehlerreserve des Umrichters aktiviert und er liefert das 1,2-fache an maximalen Betriebsnennstrom. Dieses Verhalten ist nach Fehlereintritt gut zu erkennen, da dort der Strom in der Amplitude im Verhältnis zum Vorgefallerzustand ansteigt. Des Weiteren ist wie bereits in den Simulationen zuvor ein geringer Spannungseinbruch am Leiter L1 zu erkennen. Die Phasenverschiebung steigt nach dem Fehler an und erreicht ihr Maximum mit circa 90 Grad nach wenigen Perioden. Wie bereits zuvor erwähnt variiert die Phasenverschiebung je nach k -Faktor und eingespeister Leistung.

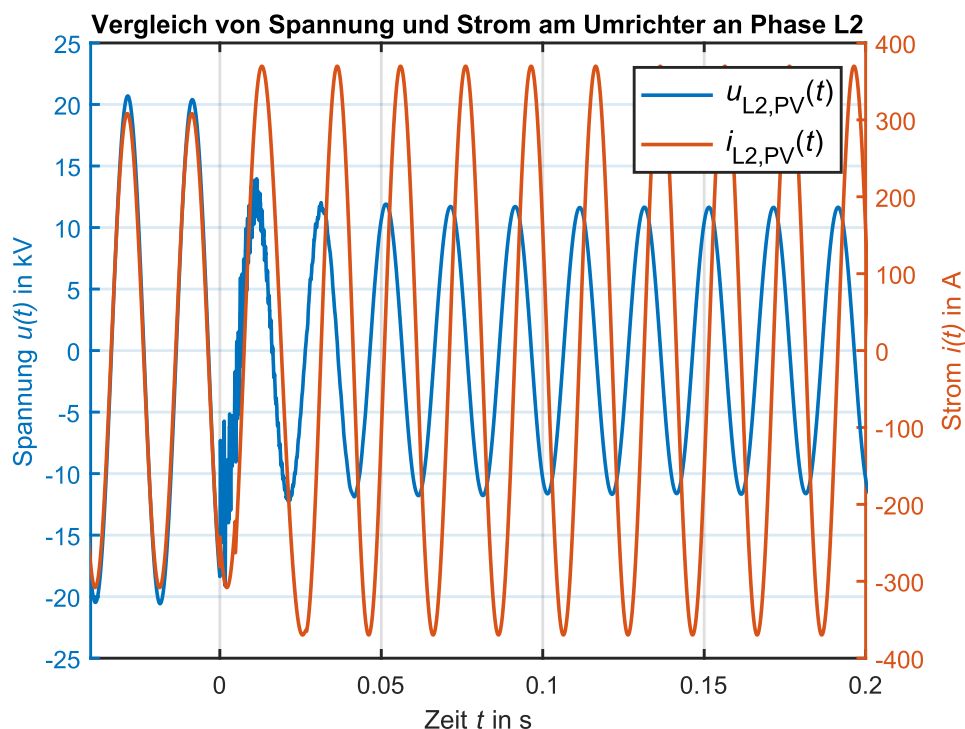


Abbildung 6-3: Spannungs- und Stromvergleich am Leiter L2 im 2-poligen Fehlerfall

Am Leiter L2 in *Abbildung 6-3* ist eine sehr ähnliche Situation zum Leiter L1 erkennbar, da auch dieser Leiter einer der fehlerbehafteten ist. Auch hier ist der Vorgefallerzustand durch eine reine Wirkleistungseinspeisung gekennzeichnet. Der Spannungseinbruch ist im Vergleich zu L1 etwas größer, allerdings bleibt die Spannung danach auch noch auf einem hohen Niveau und bricht nicht gänzlich zusammen. Ebenfalls ist hier der Stromanstieg und eine Phasenverschiebung von circa 90 Grad zu sehen.

An der nicht fehlerbehafteten Leitung L3 ist im Vor- als auch im Nachfehlerzustand keine Phasenverschiebung zu erkennen. Da diese Leitung keinen Fehler aufweist, läuft die Stromeinspeisung

weiter wie bisher. Das führt dazu, dass es auch zu keiner Stromanhebung am Leiter L3 nach dem Fehlereintritt an den Leitern L1 und L2 kommt. Strom und Spannung bleiben durch den Fehler völlig unbeeinflusst. Dieses Verhalten wird in *Abbildung 6-4* gezeigt.

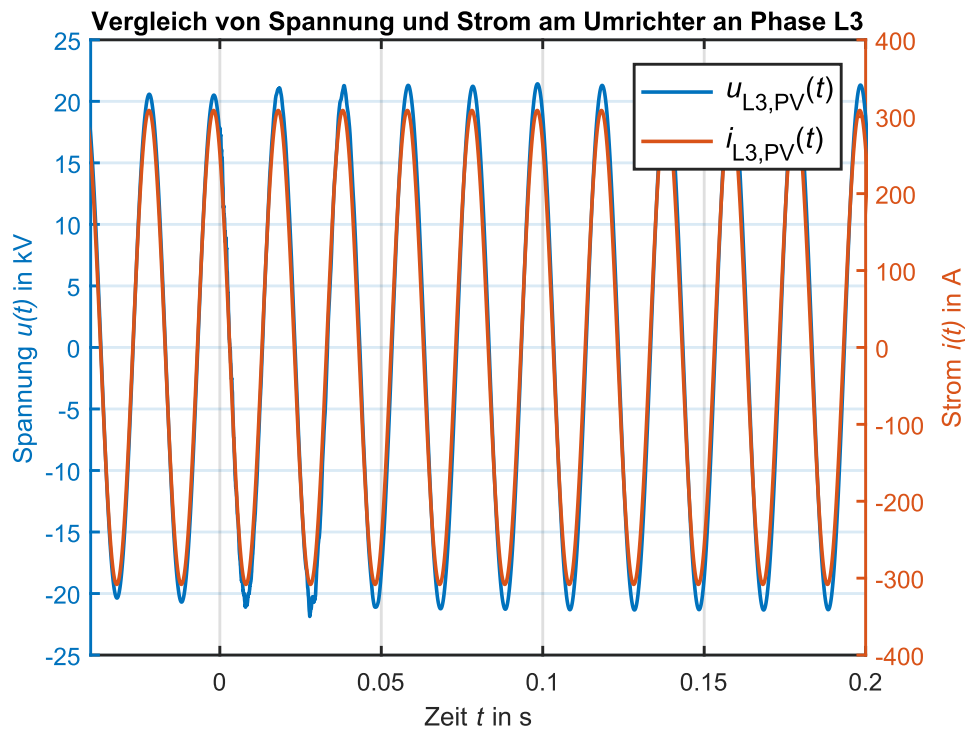


Abbildung 6-4: Spannungs- und Stromvergleich am Leiter L3 im 2-poligen Fehlerfall

In der Darstellung *Abbildung 6-5* ist die Gesamtheit der Leiterströme am Umrichter abgebildet. Dabei ist im Vorfehlerzustand ein symmetrisches System mit völlig gleichen Stromamplituden, welche um 120 Grad verschoben sind zu sehen. Dies ändert sich während des Fehlers, dort wird aus dem symmetrischen System ein unsymmetrisches.

Das lässt sich mit den unterschiedlichen auftretenden Phasenverschiebungen zwischen Strom und Spannung auf dem jeweiligen Leiter erklären. An den Leitern L1 und L2, an denen der Fehler anliegt, wird wie zuvor gezeigt ein um 90 Grad verschobener Strom eingespeist. Am Leiter L3 hingegen bleibt eine Phasenverschiebung zwischen Strom und Spannung aus und somit ergibt sich in der Gesamtheit ein unsymmetrisches System.

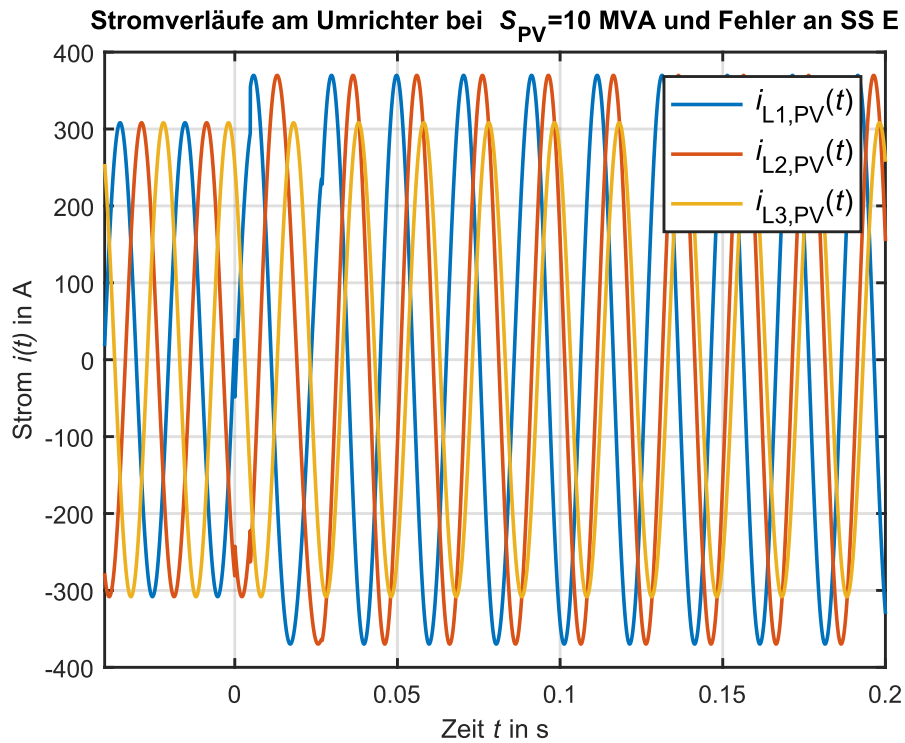


Abbildung 6-5: Darstellung aller Ströme am Umrichter vor und während des 2-poligen Fehlers an SS E

6.1.2 FRT-Verhalten

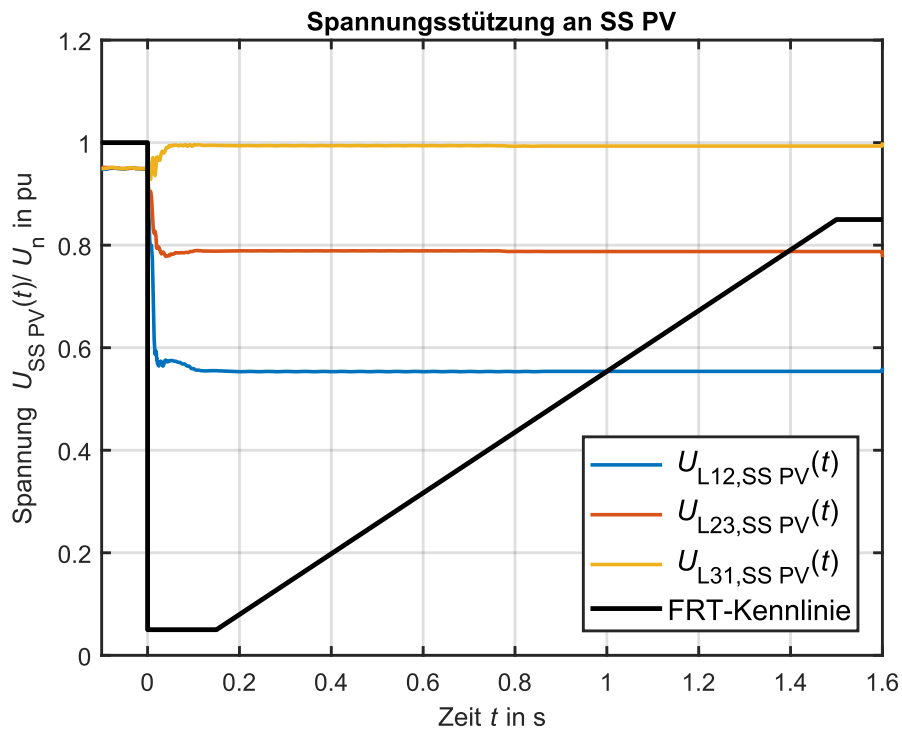


Abbildung 6-6: Spannungsstützung an der Sammelschiene SS PV bei $k = 6$ und $S_{PV} = 10$ MVA

In weiterer Folge sollen die verketteten Spannungen an der Sammelschiene SS PV in Bezug auf das FRT-Kriterium aus der TOR betrachtet werden. Das Fault Ride Through Verhalten ist jene Charakteristik, die der Einspeiser während eines Spannungseinbruches bzw. eines Fehlers aufweisen muss.

In der *Abbildung 6-6* ist in schwarz die FRT-Kennlinie für nichtsynchrone Einspeiser dargestellt, diese gibt die Grenzen der Spannung an, in der es dem Erzeuger nicht erlaubt ist, sich weg zu schalten. Wird der Bereich außerhalb der schwarzen Linie erreicht, darf sich der Erzeuger weg schalten. Zunächst ist auffällig, dass sich die Spannung an SS PV vor dem Fehler durch die Einspeisung etwas erholt, da am Netzeinspeisepunkt die niedrigste mögliche Spannung mit 0,9 pu anliegt.

Somit lässt sich aus der symmetrischen Einspeisung im Vorfehlerfall auch die Spannung stützen. Ab dem Fehlerbeginn ist das größte Absinken an der verketteten Spannung zwischen L1 und L2 zu erkennen. Dies wurde erwartet, da sich an diesen beiden Phasen der Fehler befindet. Am besten lässt sich die Spannungsstützung an der Außenleiterspannung $U_{L31,SS\ PV}$ beobachten, da es dort zu einem deutlichen Spannungsanstieg kommt. Da die drei Außenleiterspannungen miteinander über das Spannungsdreieck gekoppelt sind kommt es an jeder Außenleiterspannung zu einem Spannungsanstieg, obwohl nur an der Leiterspannung L1 und L2 die Spannung gestützt wird. Im weiteren Verlauf sind Schnittpunkte mit der FRT-Kennlinie und der Spannung zu sehen.

Bei circa einer Sekunde nach Fehlereintritt kommt es zum Schnittpunkt mit der Außenleiterspannung $U_{L12,SS\ PV}$. Vorweg ist zu sagen, dass dieses Zeitfenster auch mit einer höheren Einspeiseleistung nicht mehr viel vergrößert werden kann. Daher wird sich die Fehlerklärungszeit ohne Verlust der zusätzlichen Einspeisung um circa eine Sekunde bewegen.

6.1.3 Leistungsflüsse

Eine weitere wichtige zu betrachtende Größe ist der Leistungsfluss, der vor und während des Fehlers im Netz auftritt. Diese Betrachtung ist von großer Bedeutung, da sie die Funktionalität und Richtigkeit der Einspeisung belegt und weil sie Aufschluss über die Stromrichtung gibt. Die Flussrichtung des Stromes kann über die positiven und negativen Leistungsflüsse am jeweiligen Messpunkt ermittelt werden. Dabei ist in den nachfolgenden Plots darauf zu achten, dass hier stets die Gesamtleistungen aller Phasen gezeigt wird.

Der Leistungsfluss aus *Abbildung 6-7* an der Sammelschiene SS PV zeigt im Vorfehlerfall einen positiven Verlauf der Wirkleistung bei annähernd 10 MW und eine kleine Blindleistung, um 0 MVar. Somit ist hier gut zu sehen, dass der Stromfluss von SS PV ins Netz geht. Des Weiteren verfügt der Umrichter über eine Fehlerreserve von 20 %, um dann den 1,2-fachen maximalen Bemessungsstrom im Fehler liefern zu können.

An dieser Stelle sollte erwähnt werden, dass das Modell vereinfacht definiert und ausgelegt wurde und die tatsächlichen Lösungen in der Praxis von dem hier gezeigten Verhalten abweichen können. Die in Erscheinung tretende Blindleistung lässt sich auch auf die etwas ungenaue Regelung zurückführen, da dort eine Winkelabweichung von einem Grad zulässig ist, kann es bei einer Regelung auf reine

Wirkleistung auch zu einer auftretenden Blindleistung kommen. Die Winkelberechnung wird nicht gleitend durchgeführt, sondern liefert immer nur an bestimmten Zeitpunkten Ergebnisse, siehe *Kapitel 4.2.1*. Dies führt dann zu den sprunghaftigen Leistungskennlinien und ist ebenfalls in *Abbildung 6-7* zu sehen.

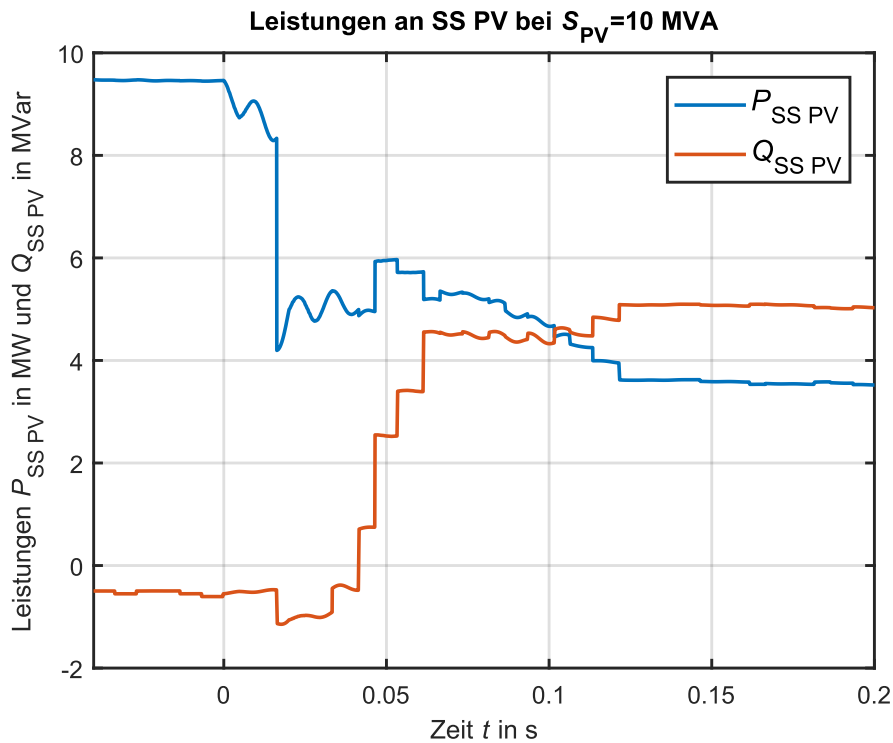


Abbildung 6-7: 3-phasige Leistungen an SS PV bei Fehler an SS E

Während dem Fehler ist ein Ansteigen der Blindleistung zu sehen, dieses Verhalten lässt sich auf die zuvor gezeigte Regelung für die Spannungsstützung zurückführen, da es dort zu einem großen Anstieg der reaktiven Ströme in den Leitern L1 und L2 kommt. Auch das Absinken der Wirkleistung kann damit erklärt werden.

Betrachtet man nun die Gesamtleistung so fällt auf, dass während des Fehlers keine 10 MVA ins Netz geliefert werden. Das lässt sich mit der zusammenbrechenden Spannung erklären, denn mit einer Abnahme der einzelnen fehlerbehafteten Phasenspannungen ist somit auch eine Leistungsabnahme verknüpft. Da es sich beim Umrichter um eine Stromquelle handelt kann dort nur der Strom aufrechterhalten werden. Allerdings ist auch eine leichte Leistungszunahme während dem Fehler zu erkennen, diese wird durch die nun geregelte Spannungsstützung hervorgerufen.

Am Leistungsverlauf des Transformators U1 in *Abbildung 6-8* ist im Vorfehlerfall eine negative Wirkleistung zu sehen, somit zeigt die Stromrichtung aus dem Mittelspannungsnetz in das 110-kV-Netz. Dieses Verhalten wurde auch genauso erwartet, da die zusätzliche Last die einzige wirksame ist und sich diese im 110-kV-Netz befindet. Somit wird die gesamte erzeugte Leistung aus der Mittelspannung in die Hochspannung zurück gespeist.

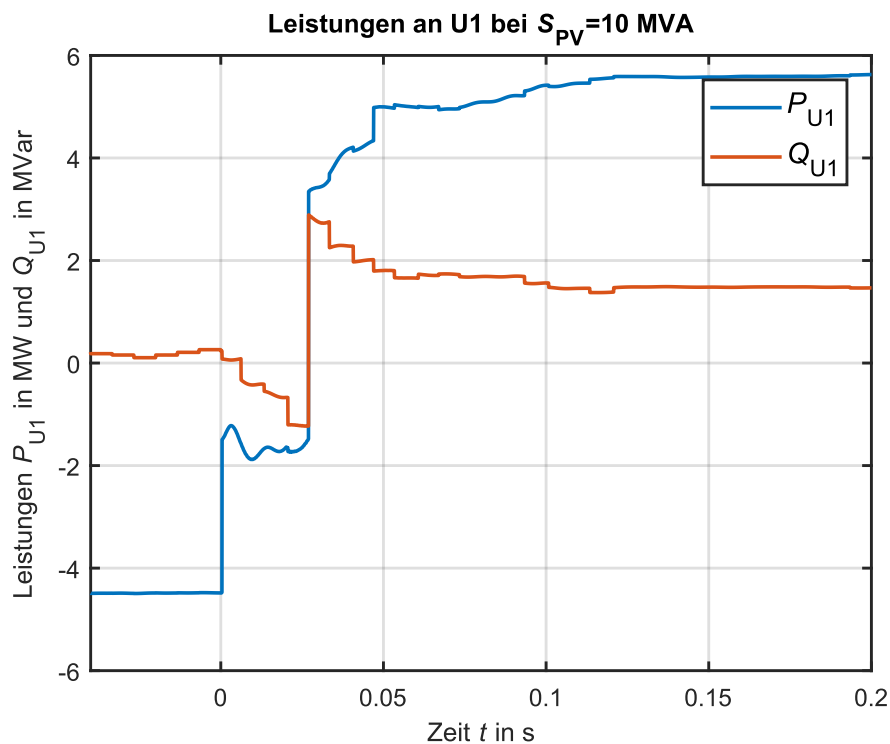


Abbildung 6-8: 3-phasige Leistungen an Transformator U1 bei Fehler an SS E

Ein weiterer Punkt, der sich aus der Netztopologie ergibt, ist die aufgeteilte Leistung der parallelgeschalteten Transformatoren U1 und U2, deshalb ist an U1 auch nur die Hälfte der Gesamtleistung zu sehen. Nach Fehlereintritt ist ein Wechsel der negativen Wirkleistung hin zu einer positiven Wirkleistung wahrzunehmen. Das führt wiederum zu einer Umkehr der Stromrichtung, die jetzt ins Mittelspannungsnetz hin zu Fehlerstelle zeigt.

6.1.4 Stromverläufe

Die *Abbildung 6-9* zeigt die Stromverläufe am UMZ-Schutz R1, im Vorfehlerzustand ist der Strom zu sehen, welcher aus dem Mittelspannungsnetz in Richtung zusätzliche Last im Hochspannungsnetz fließt. Dabei erkennt man nun, dass dieser Strom ebenfalls positiv dargestellt wird, obwohl er eine andere Richtung aufweist, aus diesem Grund wurden auch die Leistungen betrachtet, da es damit möglich ist die Stromrichtung zu erfassen. Bei einer Effektivwertberechnung kann die Stromrichtung nicht richtig wiedergegeben werden, daher muss diese gesondert betrachtet werden.

Diese Erkenntnis führt auch zu dem Schluss, dass später, um ein weiterhin funktionierendes Reserveschutzkonzept zu haben, es von Vorteil ist ein Schutzgerät mit Richtungserkennung zu verwenden. Ansonsten könnte es zu Problemen bei der Stromsprungfunktion kommen, da bei einer großen Einspeisung ins Hochspannungsnetz und darauffolgenden Fehler und keiner Stromvorzeichenkorrektur, der Stromsprung drastisch abnimmt und nicht mehr als Fehler detektiert werden kann.

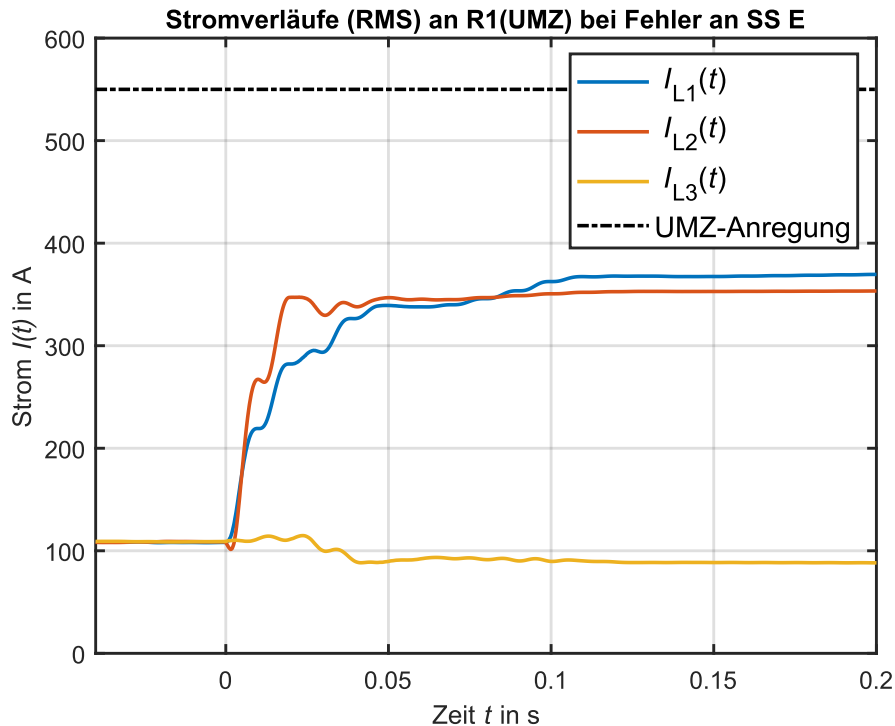


Abbildung 6-9: Stromverläufe an R1 (UMZ) bei einer PV-Einspeisung von 10 MVA und Fehler an SS E

Dieser Effekt ohne Vorzeichenkorrektur des Stromes lässt sich in *Abbildung 6-9* an den fehlerbehafteten Leitern L1 und L2 erkennen, da es dort den Anschein macht, dass der Stromsprung nur von circa 100A auf Fehlerstromhöhe erfolgt, in Wirklichkeit wären es aber -100A auf die Fehlerstromhöhe und der Stromsprung nimmt sogar zu. Auch der Vorteil einer größeren Fensterbreite für den Stromsprung lässt sich aus dem Diagramm ableiten, da der Stromanstieg durch die Regelung hier langsamer von statten geht. Mit einer groß genug gewählten Fensterbreite lässt sich diesem Effekt entgegenwirken, um auf den wirklichen Sprung rückschließen zu können.

Der stationäre Fehlerstrom ist in dieser Simulation ähnlich zu jenem ohne PV-Einspeisung. Dies lässt sich auf den großen k -Faktor und die damit verbundene eingespeiste Blindleistung zurückführen. An den fehlerhaften Leitern wird somit aus der Sicht des Umrichters nur Blindleistung zur Verfügung gestellt. Nahezu die gesamte Wirkleistung an den fehlerbehafteten Leitern muss aus dem herkömmlichen Netz bereitgestellt werden, das führt dazu, dass es hier nahezu zu dem gleichen Fehlerstrom am Reserveschutz R1 und R2 wie aus dem Versuch ohne PV-Einspeisung kommt.

6.2 Simulationsreihen mit 2-poligen Fehler an SS E

Um sich nun ein gesamtheitliches Bild des Verhaltens bei unterschiedlichen PV-Einspeisungen zu machen, ist es erforderlich einige Simulationsreihen aufzunehmen. Dabei wird die Einspeiseleistung von 0 bis 20 MVA in 1 MVA-Schritten gesteigert und jeweils eine Simulationsreihe mit den k -Faktoren 2, 4 und 6 aufgenommen. Auch hier handelt es sich wieder um eine 2-polige Fehlerbetrachtung an der Sammelschiene SS E. Alle nachfolgenden Darstellungen zeigen keinen Vorfehlerfall, sondern nur den stationären Fehlerfall 0,4 Sekunden nach Fehlereintritt. Diese Zeit wurde so gewählt, da dort der Regelvorgang mit einer zusätzlichen Sicherheitsmarge abgeschlossen sein sollte und man somit stationäre Fehlergrößen erhält.

6.2.1 Spannungen bei 2-poligen Fehler

Ein besonderes Augenmerk liegt auf den Spannungen einerseits am PV-Einspeiseort SS PV und andererseits am Reserveschutz R1. In der *Abbildung 6-10* ist die Spannungsstützung an der Sammelschiene SS PV zu sehen. Es ist eine deutliche Anhebung der Spannung hin zu größeren PV-Leistungen ersichtlich, wobei die Leiterspannung U_{L1} fast wieder in den unteren Bereich des erlaubten Spannungsbandes gerät. Grundsätzlich ist aber eine ähnliche Spannungsanhebung für alle simulierten k -Faktoren zu sehen. Diese Ähnlichkeit lässt den Rückschluss zu, dass bei der Spannungsstützung das hauptauschlaggebende Merkmal die zur Verfügung stehende Einspeiseleistung ist.

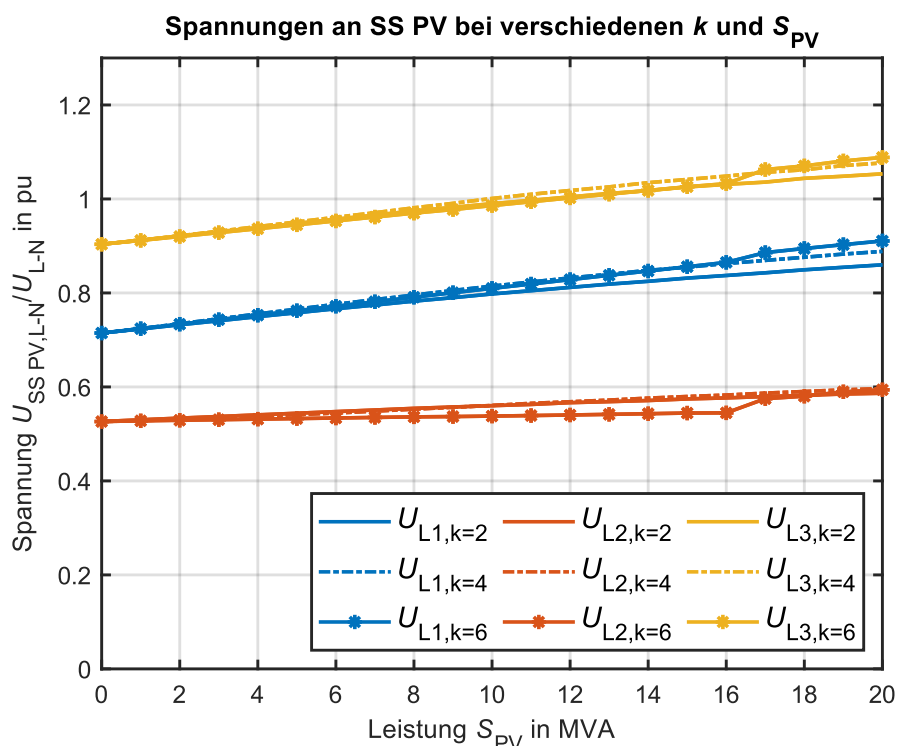


Abbildung 6-10: Spannungsverläufe an SS PV bei unterschiedliche PV-Einspeiseleistung und k -Faktoren

Der Unterschied der k -Faktoren wird im Spannungsdiagramm *Abbildung 6-11* ersichtlich. Die größte Spannungsanhebung wird mit dem größten Faktor erreicht. Dies lässt sich wieder auf die eingespeiste Blindleistung der PV zurückführen, der Blindleistungsanteil steigt mit dem k -Faktor.

Bei eingespeister PV-Blindleistung muss weniger Blindleistung aus der herkömmlichen Netzeinspeisung zur Verfügung gestellt werden. Somit wird der herkömmliche Netzanschlusspunkt weniger belastet und die Spannung erholt sich.

Diese Entlastung des Netzanschlusspunktes passiert auch bei einer Wirkleistungseinspeisung der PV. Der Unterschied der Spannungsanhebung bei Wirk- und Blindleistung sollte aber damit erklärt werden, dass die Blindleistung im Netz ungefähr proportional zur Spannungshöhe ist und somit einen größeren Einfluss hat. [20]

Mit der eingespeisten induktiven Blindleistung wird ein Großteil der benötigten induktiven Fehlerlast gedeckt. Somit treten am herkömmlichen Netzanschlusspunkt des Mittelspannungsnetzes die kapazitiven Lasten mehr in den Vordergrund und das wiederum lässt die Spannung steigen. Diese vorhandenen Kapazitäten werden hauptsächlich von der Leitungskapazität hervorgerufen.

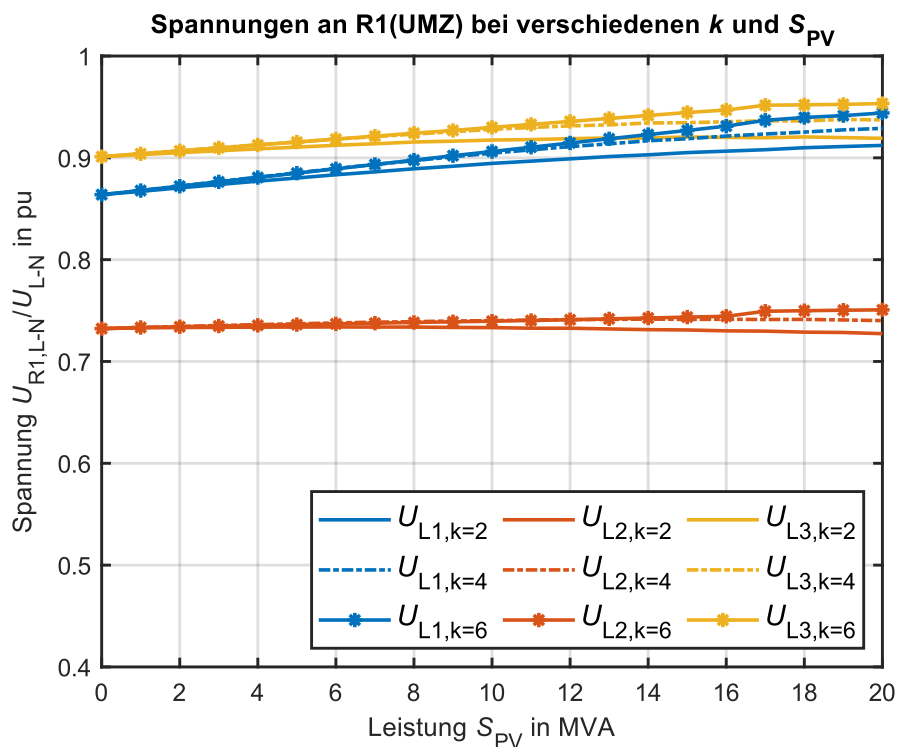


Abbildung 6-11: Spannungsverläufe an R1(UMZ) bei unterschiedliche PV-Einspeiseleistung und k -Faktoren

6.2.2 Stromverläufe bei 2-poligen Fehler

Die Betrachtung bzw. die Veränderung der Fehlerströme unter Einfluss der zusätzlichen Einspeisung ist ebenfalls ein essenzieller Punkt. Aus der *Abbildung 6-12* ist zu entnehmen, dass sich die Fehlerstromverläufe am Leiter L1 mit zunehmender PV-Einspeisung nach unten bewegen. Dabei kommt es hier stark darauf an, welcher Wert für k verwendet wurde. Je höher der k -Wert, desto geringer fällt das Absinken des Stromes an Leiter L1 aus.

Hier liegt die Erklärung wieder in der eingespeisten PV-Wirkleistung bzw. PV-Blindleistung. Bei einem höheren Anteil an der eingespeisten PV-Wirkleistung wird die herkömmliche Netzeinspeisung entlastet und somit sinkt der Strom am Reserveschutz R1 ab. Ist der Anteil der eingespeisten Wirkleistung geringer, so muss der restliche Anteil aus dem Hochspannungsnetz geliefert werden und der Strom bleibt auf einem höheren Niveau.

Dieser Effekt ist besonders gut an der Kennlinie $I_{L1,k=6}$ an der Stelle $S_{PV} = 17$ MVA zu sehen. Dort kommt es zu einem Absinken des Fehlerstroms, da an dieser Stelle die Stromregelung die Blindleistungseinspeisung drosselt, da sich die Mit- und Gegensystemspannung dort weit genug erholt hat und sich somit die Ausgangsgröße des Reglers nicht mehr im Grenzbereich befindet. Die gedrosselte Blindleistung wird an dieser Stelle mit Wirkleistung ersetzt.

Dieses Verhalten ist im *Kapitel 6.2.6* noch etwas besser zu sehen. Da der Lichtbogenwiderstand im Modell eine rein resistive Last ist und die Leitungsgerade einen Winkel kleiner als 45 Grad aufweist, entsteht somit ein viel höherer Bedarf an Wirkleistung als an Blindleistung im Netz. Wird nun die Wirkleistung rein aus dem herkömmlichen Netz zur Verfügung gestellt, so sinkt der Strom aus dem Netz nur minimal ab und das entspricht genau jenem Verhalten, dass bei großen k -Faktoren eintritt. Dort wird hauptsächlich Blindleistung am zusätzlichen Einspeiser zur Verfügung gestellt.

Auch kommt der Effekt der Spannungsanhebung bei höherem k -Faktor zum Tragen, da eine höhere Spannung einen höheren Stromfluss nach sich zieht. Dieser Effekt ist aber nicht hauptauschlaggebend und spielt bei der Stromabsenkung nur eine geringe Rolle, viel mehr fällt der Anteil der an der PV eingespeisten Wirk- und Blindleistung ins Gewicht.

Ein weiterer Punkt, der auffällt ist jener, dass alle drei Fehlerströme bei unterschiedlichen k -Faktor am Leiter L2 relativ Wertstabil bleiben und es zu keiner größeren Stromabsenkung wie am Leiter L1 kommt. Dies lässt sich mit dem eingepprägten Strom am Umrichter und dessen Phasenverschiebung um 120 Grad zwischen L1 und L2 erklären. Ein Herleitungsversuch soll das *Kapitel 6.2.3* zeigen. Dort wird mittels einer vektoriellen Berechnung gezeigt, warum der Fehlerstrom am Reserveschutz R1 relativ Wertstabil bleibt.

Auch ein Teil der Kontrolle des zuvor definierten Reserveschutzkonzeptes muss mit der Betrachtung der Fehlerströme durchgeführt werden. Dabei wird die Stromsprungfunktion überprüft, die in der *Abbildung 6-12* schräg nach unten verläuft. Um erklären zu können, warum das so ist, muss man den Vorfehlerzustand betrachten und welcher Fall der ungünstigste für den Stromsprung ist. Das gesamte UW hat eine größtmögliche Auslastung von 20 MVA, das geht aus der Definition des $(n-1)$ -Kriteriums der beiden Transformatoren U1 und U2 hervor.

Wie bereits erwähnt liegt die Einzelleistung eines Transformators bei genau 20 MVA und somit kann oder darf die Gesamtleistung der angeschlossenen Lasten diese Leistung nicht überschreiten. Wenn die Last am gesamten UW genau der maximalen Leistung von 20 MVA entspricht und diese vollständig von der PV-Einspeisung gedeckt wird, wird zu diesem Zeitpunkt keine Leistung aus dem herkömmlichen Netz entnommen. Das bedeutet das genau dieser Fall der möglichst ungünstigste für den Stromsprung bei einer PV-Einspeisung von 20 MVA ist.

Denn sollte die Last im Netz geringer sein, so kommt es zur Rückspeisung in das Hochspannungsnetz und der Stromsprung fällt größer aus, da bei einer Rückspeisung der Strom am Relais R1 negativ wird und im Fehlerfall positiv. Somit wird der Stromsprung bei 20 MVA von 0 A weg gemessen, weil dies der schlechteste mögliche Sprung ist, da die Leistung zur Gänze im Mittelspannungsnetz verbraucht wird. Bei einer Leistung von 0 MVA wird wieder von 220 A weg gemessen, da das wie bereits beschrieben eine schnelle allgemeine Abschätzung mit dem (n-1)-Kriterium darstellt. Somit ergibt sich ein schräg verlaufender Stromsprung über die unterschiedlichen Umrichterleistungen, siehe *Abbildung 6-12*.

Es fällt sofort auf, dass die Strommessung am Relais vorzeichenrichtig durchgeführt werden muss, da ansonsten es zu Problemen mit der Sprungfunktion kommen kann, wenn auch die eigentlich am Relais negativen rückgespeisten Ströme als positiv gesehen werden. Denn somit würde der Stromsprung so weit abnehmen, dass es zu keiner Anregung mehr kommt.

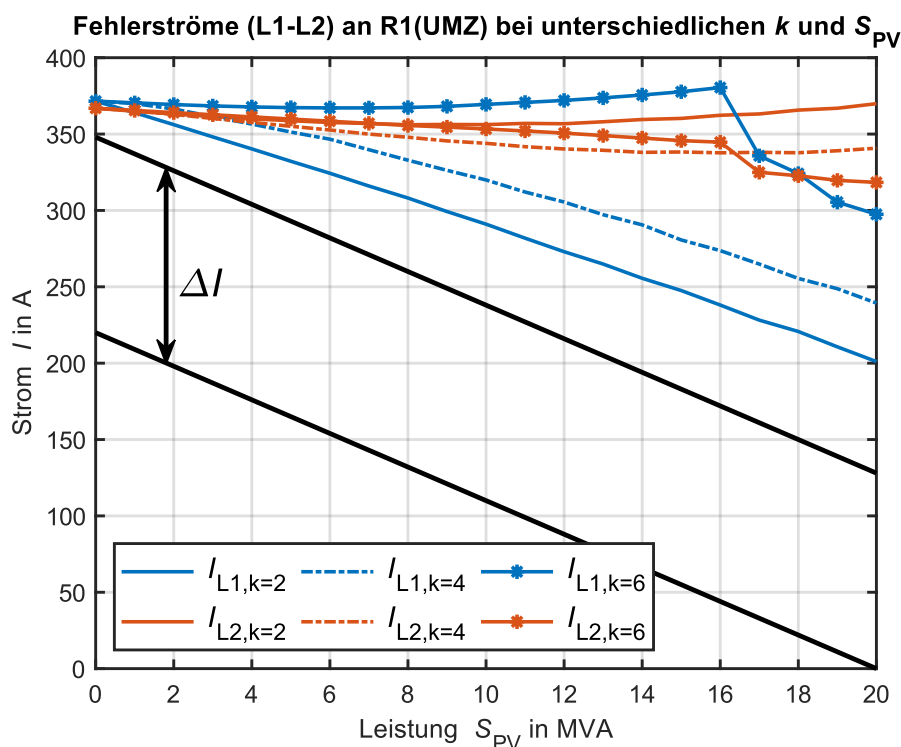


Abbildung 6-12: Fehlerstromverläufe und Stromsprungkontrolle

Aus der *Abbildung 6-12* ist ersichtlich, dass es bei einer vorzeichenrichtigen Strommessung zu keinen Problemen mit der definierten Sprungfunktion kommt. Auch eine beliebige Einstellung des k -Faktors ist möglich und man würde das Kriterium nicht verletzen.

6.2.3 Herleitung der Fehlerströme aus dem Netz an R1

In diesem Unterkapitel soll gezeigt werden, warum der Strom $I_{L2,Netz}$ im Fehlerfall bei einer PV-Einspeisung nur gering absinkt. Bei der *Abbildung 6-13* handelt es sich um eine starke Vereinfachung der Netztopologie, es sind lediglich die zwei fehlerbehafteten Phasen eingezeichnet, auf die dritte ohne Fehler wurde in dieser Darstellung verzichtet, da sie für diese Betrachtung nicht benötigt wird. In dieser Darstellung wird der herkömmliche Netzanschlusspunkt und die PV gezeigt, welche beide auf eine Fehlerstelle im Netz einspeisen.

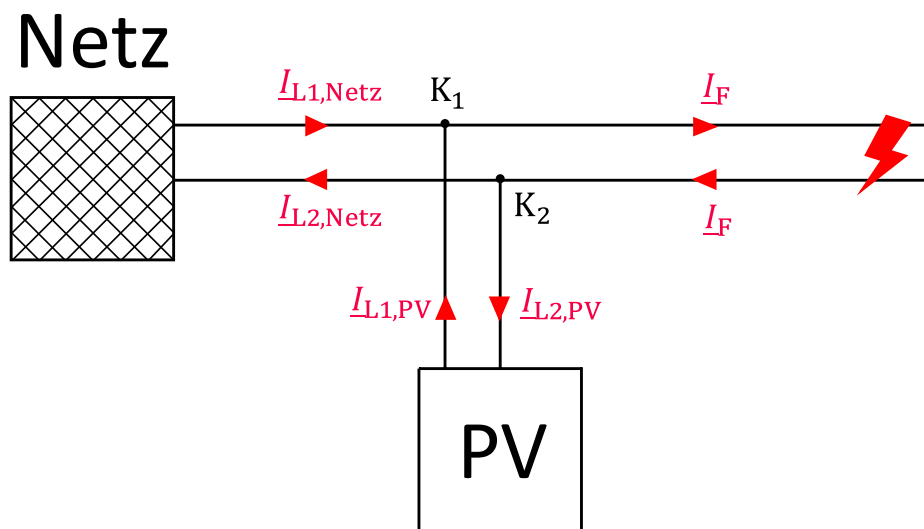


Abbildung 6-13: Netzdarstellung zur Erklärung der Netzfehlerströme

Das Verhalten der beiden Netzströme soll durch eine vektorielle Berechnung gezeigt und besser verständlich gemacht werden. Das Netz ist als dreiphasige symmetrische Spannungsquelle anzusehen und der Umrichter der PV, wird als Stromquelle mit eingepprägten Strömen modelliert.

Bei der Leistungsaufnahme eines 2-poligen Fehler hat sich gezeigt das im Fehlerfall mehr Wirkleistung als Blindleistung aufgenommen wird. Das lässt sich mit der flachen Leitungsgeraden unter 45° und einem zusätzlichen Lichtbogenwiderstand erklären. Aufgrund einer induktiven Blindleistung wurde der Stromwinkel mit -35° und der Stromwert für den Fehler mit 700 A festgelegt.

In der Berechnung soll ein niedriger k -Faktor angenommen werden, somit wird an den fehlerbehafteten Phasen des Umrichters Wirkleistung als auch Blindleistung eingespeist. Aufgrund der Induktivität ergibt sich ein der Spannung nachteiliger Strom, welcher auf -45° und 350 A festgelegt wurde. Wobei der Strom, am Leiter L2 an der PV, aufgrund der Stromeinprägung 240° vom Leiter L1 verschoben ist. Deswegen ergibt sich durch die Stromeinprägung ein Winkel von -165° für den Strom an Leiter L2.

Die Werte aus *Tabelle 6-1* sind fiktiv und dienen nur der Veranschaulichung. Es soll aus den gegebenen Werten auf die Netzströme zurück gerechnet werden.

Charakterisierung von $\underline{I}_{L2,Netz}$ bei kleinem k -Faktor				
Eingestellt			Berechnet	
\underline{I}_F	$\underline{I}_{L1,PV}$	$\underline{I}_{L2,PV}$	$\underline{I}_{L1,Netz}$	$\underline{I}_{L2,Netz}$
A	A	A	A	A
$700 \angle -35^\circ$	$350 \angle -45^\circ$	$350 \angle -165^\circ$	$360,48 \angle -25,3^\circ$	$545,47 \angle 115,6^\circ$

Tabelle 6-1: Werte zur Charakterisierung der Netzströme bei kleinem k -Faktor

Berechnung:

Berechnung des Netzstromes an Leiter 1:

$$\begin{aligned}
 K1: \quad \underline{I}_F &= \underline{I}_{L1,Netz} + \underline{I}_{L1,PV} \rightarrow \underline{I}_{L1,Netz} = \underline{I}_F - \underline{I}_{L1,PV} \\
 &= 700 \text{ A} \angle -35^\circ - 350 \text{ A} \angle -45^\circ = 360,48 \text{ A} \angle -25,3^\circ
 \end{aligned} \tag{6-1}$$

Berechnung des Netzstromes an Leiter 2:

$$\begin{aligned}
 K2: \quad -\underline{I}_F &= \underline{I}_{L2,Netz} + \underline{I}_{L2,PV} \rightarrow \underline{I}_{L2,Netz} = -\underline{I}_F - \underline{I}_{L2,PV} \\
 &= -700 \text{ A} \angle -35^\circ - 350 \text{ A} \angle -165^\circ = 545,47 \text{ A} \angle 115,6^\circ
 \end{aligned} \tag{6-2}$$

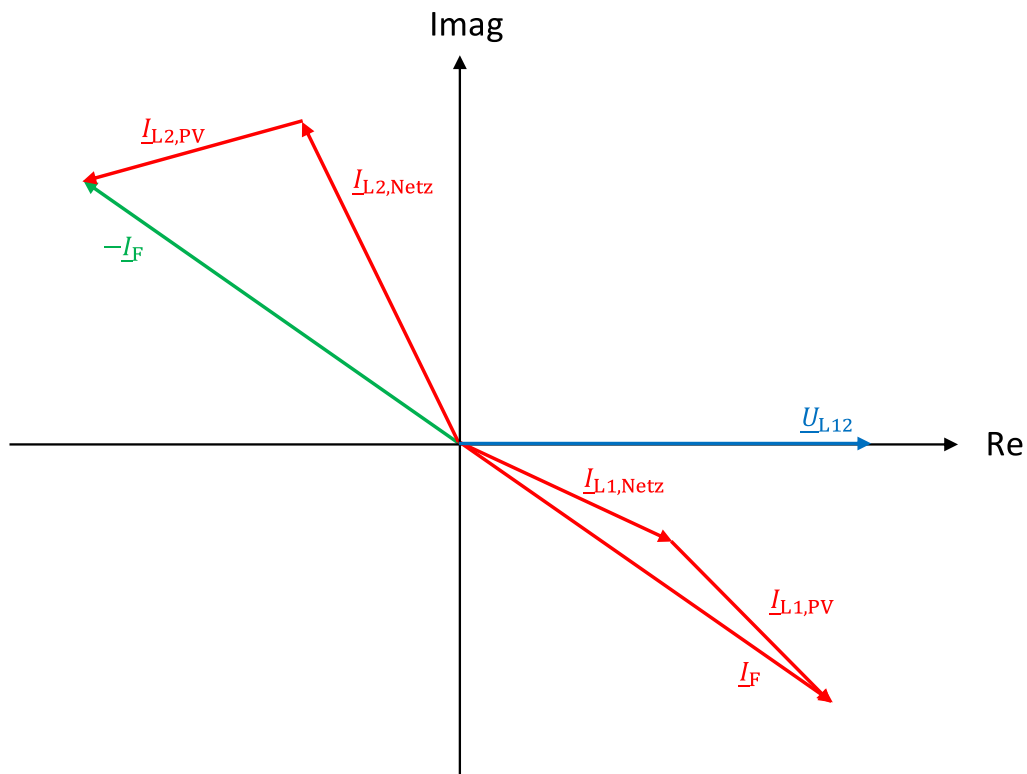


Abbildung 6-14: Vektorielle Darstellung der Ströme im 2-poligen Fehlerfall

Aus der Berechnung lässt sich die Schlussfolgerungen ziehen, dass durch den eingepprägten Strom an der PV und dessen fixe Phasenverschiebung, sich der Strom $I_{L2,Netz}$ vektoriell aufaddiert und es somit zu einer Stromerhöhung im Vergleich zum Netzstrom an Leiter L1 kommt. Genau dieses Verhalten wurde in den Simulationen festgestellt und konnte mit der Berechnung und *Abbildung 6-14* erläutert werden.

6.2.4 Impedanzen bei 2-poligen Fehler

Wenn sich auf einem fehlerbehafteten Abgang eine zusätzliche Einspeisung befindet, kann es zu einer fehlerhaften Auswertung der Impedanz am Hauptschutz bzw. Reserveschutz am Anfang des Abgangs kommen. Es ist von großer Bedeutung zu wissen, wie groß die Abweichung des Impedanzwertes werden kann. Denn genau dieser Effekt kann dafür verantwortlich sein, dass es zu späteren Auslösungen oder sogar zum Schutzversager kommt. Auch hier gilt wieder, dass die größte Impedanz erreicht wird, wenn sich nur die Fehlerimpedanz im Mittelspannungsnetz befindet. Denn jede zusätzliche Lastimpedanz im Mittelspannungsnetz führt zu einer Verringerung der vom Relais gesehenen Gesamtimpedanz.

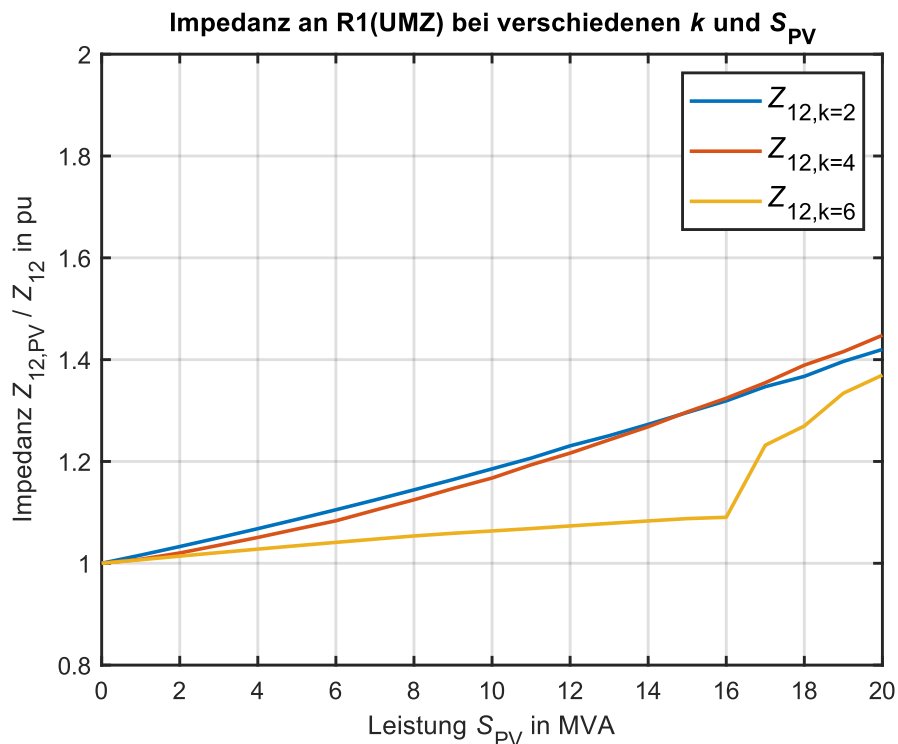


Abbildung 6-15: Fehlerimpedanzverhalten bei unterschiedlichen k und S_{PV} am Reserveschutz R1

Die Abweichungen der Fehlerimpedanzmessung ergeben sich aufgrund dessen, dass nicht mehr der gesamte Fehlerstrom vom herkömmlichen Einspeisepunkt geliefert wird, sondern auch ein Teil von der zusätzlichen Einspeisung am betroffenen Mittelspannungsabgang. Die Fehlerschleifenimpedanz aus *Abbildung 6-15* zeigt das Verhalten der Impedanz bei unterschiedlichen k -Faktoren sowie PV-Leistungen am Reserveschutz R1. Dabei gilt dieses Diagramm ebenso für den Reserveschutz R2 sowie

für den Hauptschutz R3. Auch am Schutz R3 (Distanz) stellt dieses Diagramm das Worst-Case-Szenario dar, denn sämtliche zusätzliche Einspeiser befinden sich am fehlerbehafteten Abgang. Würden sich auf anderen Abgängen, die nicht fehlerbehaftet sind, zusätzliche Einspeiser befinden, so würde der dort zur Verfügung gestellte Teilfehlerstrom über das Relais R3 fließen und die Abweichung wird somit kleiner. Das bedeutet, je größer der Anteil des Fehlerstroms ist, der über ein Relais fließt, desto geringer ist die Abweichung. Bei dem hier gezeigten Szenario fließt allerdings der geringstmögliche Teilfehlerstrom über die Reserveschutzrelais R1 und R2 sowie über den Hauptschutz R3, da der gesamte Teilfehlerstrom, den die zusätzlichen Einspeiser erzeugen, nicht über die Relais fließt, sondern direkt zur Fehlerstelle hin. Bei näherer Betrachtung des Impedanzplots fällt auf, dass die Abweichungen bei einem größer werdenden k -Wert abnehmen. Auch dieser Effekt lässt sich wieder, wie bereits in *Kapitel 6.1.3* beschrieben, über die Eingespeiste Wirk- bzw. Blindleistung an der PV erklären. Da im Fehlerfall mehr Wirkleistung als Blindleistung im Netz benötigt wird und wenn diese nur aus der herkömmlichen Netzeinspeisung kommt, was bei größeren k -Faktoren der Fall ist, ist die Abweichung dort geringer. Des Weiteren fällt der Knick in der Impedanzkennlinie für $k = 6$ an der Stelle zwischen 16 und 17 MVA auf. Auch dieses Phänomen wurde schon beschrieben. An dieser Stelle hat sich die abgesunkene Mit- bzw. Gegensystemspannung so weit erholt, dass der Regler aus dem Sättigungsverhalten herauskommt und an dieser Stelle nicht mehr reine Blindleistung, sondern auch ein Wirkleistungsanteil von der PV eingespeist wird.

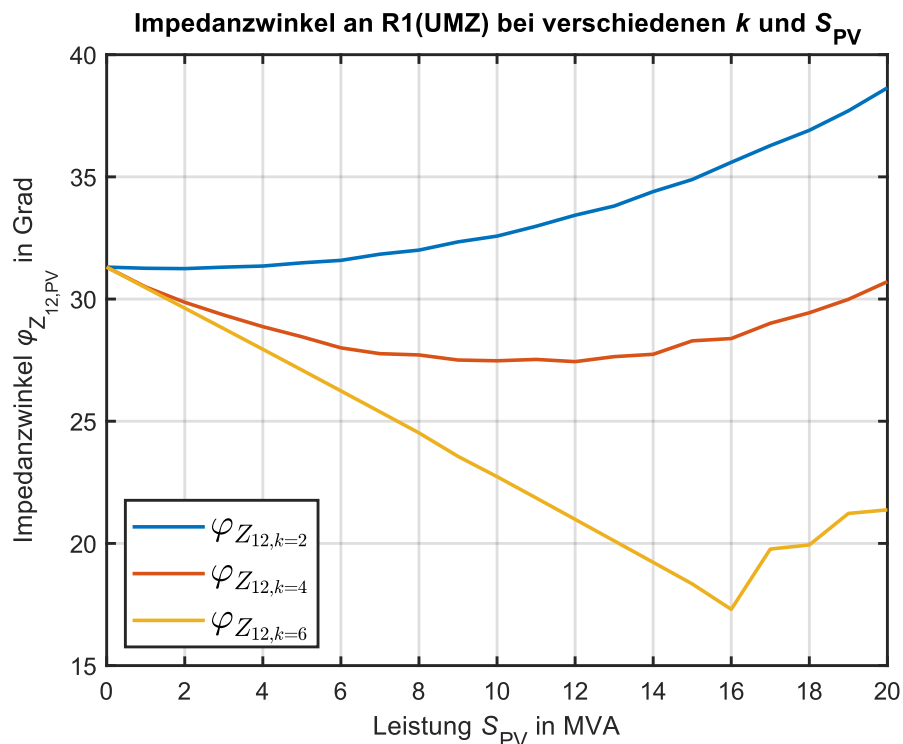


Abbildung 6-16: Fehlerimpedanzwinkel für die Fehlerimpedanzen an R1(UMZ) bei verschiedenen k und S_{PV}

Die *Abbildung 6-16* zeigt den Verlauf der Impedanzwinkel am Reserveschutz R1 bei unterschiedlichen k -Faktoren und PV-Einspeiseleistungen. Die dazugehörigen Beträge der Impedanzen sind in *Abbildung 6-15* dargestellt. Anhand der sich verändernden Winkel kann ebenfalls auf die sich ändernden

Leistungsverhältnisse am Netzanschluss geschlossen werden. Die größte Abnahme des Winkels passiert an der Kennlinie für $k = 6$, dieses Verhalten wurde auch genauso erwartet. Denn bei einem höher werdenden Proportionalitätsfaktor k nimmt die Blindleistungseinspeisung am Umrichter zu und infolgedessen an der Netzeinspeisung ab. Bei einer gleichbleibenden Wirkleistungseinspeisung und einer gleichzeitig abnehmenden Blindleistungseinspeisung am Netz muss der Winkel am Reserveschutz R1 und R2 der Impedanz immer kleiner werden. Da die Blindleistung aus dem Netz abnimmt, sinkt auch der Winkel mit ihr. Ebenfalls ist der Sättigungseffekt des Reglers im Winkelverlauf bei $k = 6$ und einer Leistung über 16 MVA zu erkennen. An der Kennlinie für $k = 4$ ist teilweise auch ein Absinken des Winkels zu sehen, allerdings nicht in so einem großen Ausmaß wie für $k = 6$. Zu erklären ist das mit der nicht so großen Blindleistungseinspeisung der PV, die mit kleiner werdendem k abnimmt. Dabei treten am Umrichter nie Sättigungseffekte auf und ein Teil der Blindleistung wird immer aus dem Netz geliefert, das führt zu einem nicht so starken oder gar nicht absinkenden Winkel. Allgemein fällt aber auf, dass die Winkel je nach Kennlinie abnehmen beziehungsweise nicht größer werden. Somit ist eine Fehlererkennung durch den Impedanzwinkel ausgeschlossen, da er im Bereich der Lastwinkel liegen kann.

Der Vollständigkeit halber ist auch noch der Impedanzverlauf am Hauptschutz R3 (Distanz) nachfolgend angeführt, siehe *Abbildung 6-17*. Wie bereits erwähnt, gibt es im normierten Verlauf keinen Unterschied zum Verlauf am Schutz R1. Um nun auf die realen Werte zurückzurechnen, muss der pu-Wert mit dem Impedanzwert aus dem ersten Versuch ohne PV multipliziert werden.

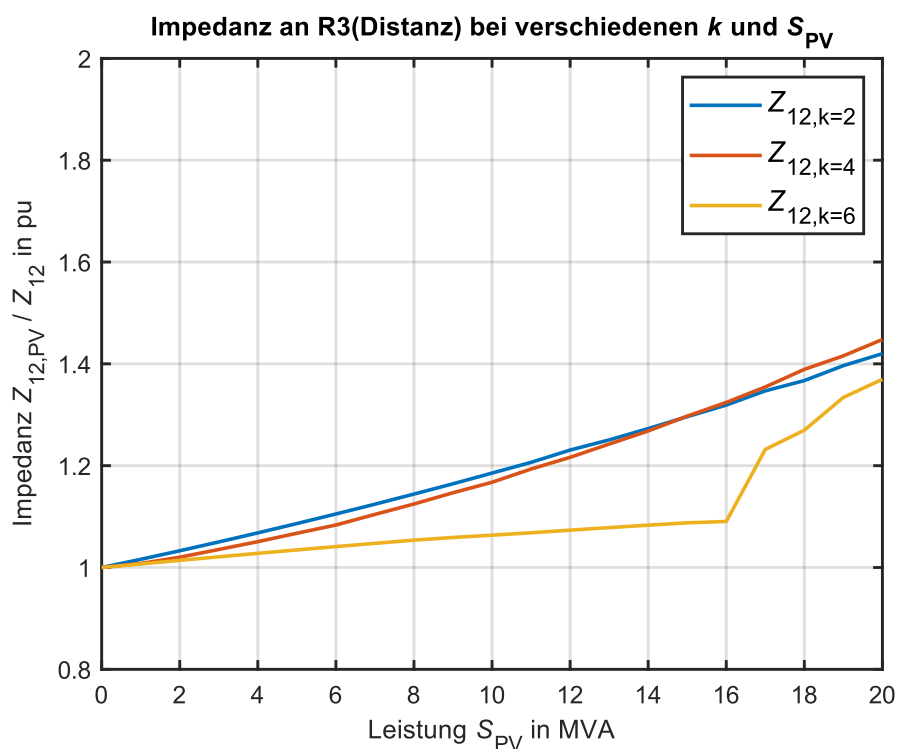


Abbildung 6-17: Fehlerimpedanzverhalten bei unterschiedlichen k und S_{PV} am Schutz R3

In der *Tabelle 6-3* sind die Werte, welche für eine Rückrechnung auf die realen Abweichungen benötigt wird, enthalten.

Impedanzwerte aus der Simulation mit $S_{PV} = 0$ MVA	
Gemessen	
$ Z_{12,R1} $	$ Z_{12,R3} $
Ω	Ω
27,44 Ω	13,72

Tabelle 6-2: Impedanzwerte aus der Simulation mit $S_{PV} = 0$ MVA

6.2.5 Leistungen bei 2-poligen Fehler

Zuvor wurden die Leistungen als Ursache für die verschiedenen Impedanz und Stromverläufe genannt. Die *Abbildung 6-18* belegt genau diese Aussagen. Die Höhe des Fehlerstroms und die Impedanzabweichung an den Relais R1 und R2 ist hauptsächlich von der Wirkleistungseinspeisung an der PV abhängig. Die *Abbildung 6-18* zeigt die Leistungen, die an der herkömmlichen Netzeinspeisung an den beiden Transformatoren U1 und U2 auftreten. Der Messpunkt ist zwar das Relais R3 am fehlerbehafteten Abgang, jedoch sind alle restlichen Abgänge zu diesem Zeitpunkt weg geschaltet und deshalb entspricht diese Leistung der gesamten Leistung, welche aus dem Netz geliefert wird. Möchte man nun die Leistung bei Parallelbetrieb der Transformatoren an den einzelnen Relais wissen, so müssen die gezeigten Kennlinien jeweils durch zwei dividiert werden, da sich die Leistungen gleichmäßig aufteilen.

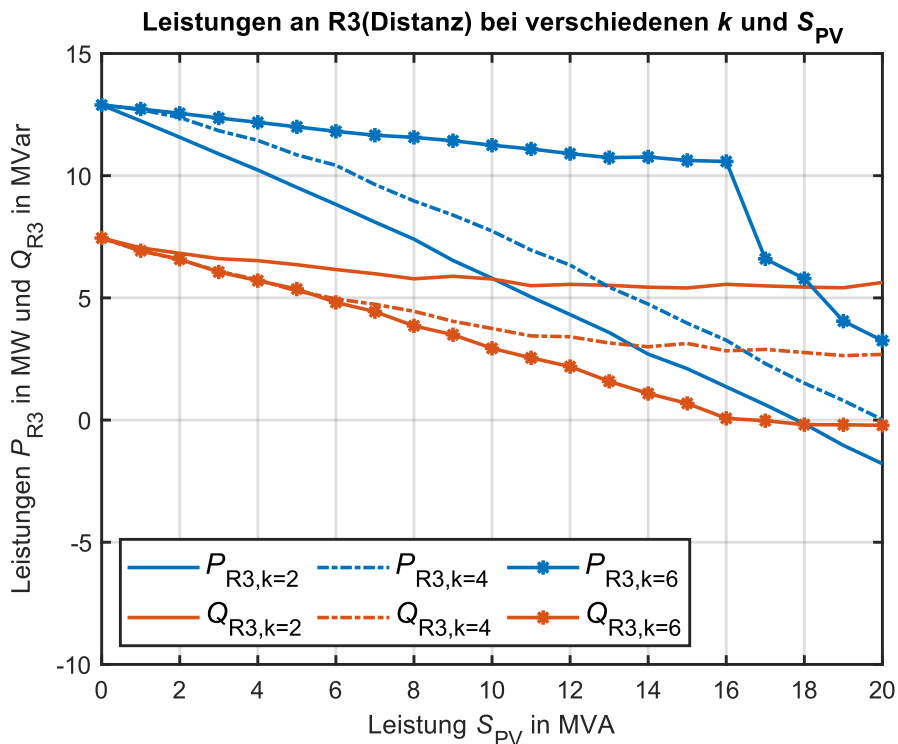


Abbildung 6-18: 3-phasige Leistungsabgabe vom Netz gemessen an R3

Somit kann man aus dem Diagramm entnehmen, je größer die Wirkleistung ist, welche aus dem Netz bezogen wird, desto größer bleibt der Fehlerstrom und desto kleiner ist die Impedanzabweichung. Auch der Knick in der Wirkleistungskennlinie für $k=6$ ist hier wieder zu finden. Ab diesem Zeitpunkt übernimmt die PV einen Teil der Wirkleistungseinspeisung, da der Blindleistungsbedarf gedeckt ist und der Regler nicht mehr in Sättigung geht.

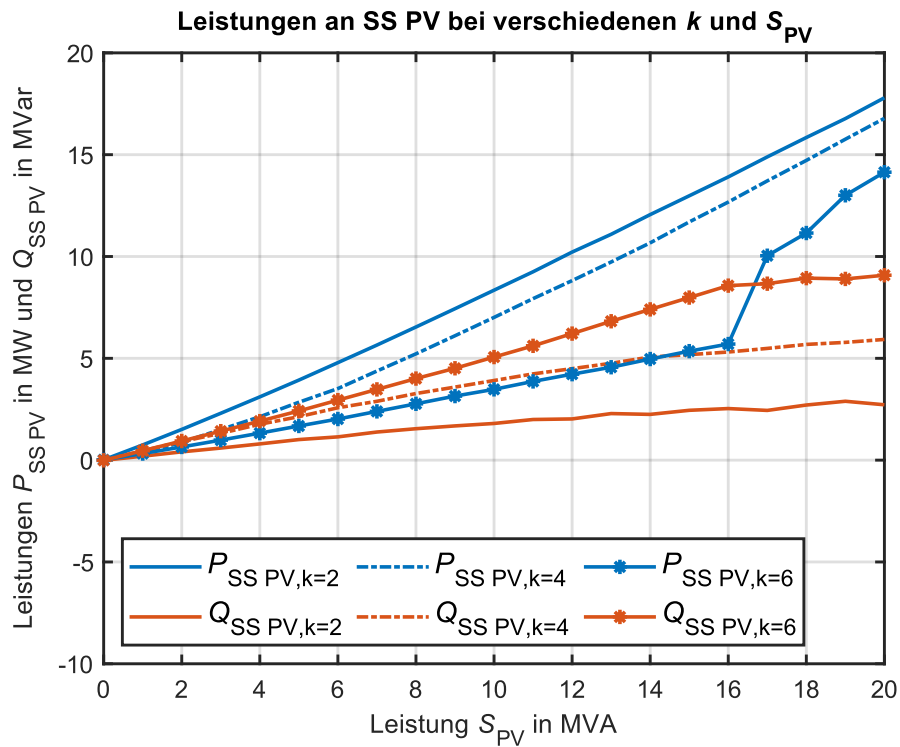


Abbildung 6-19: 3-phasige Leistungsabgabe an SS PV

Aus der *Abbildung 6-19* ist zu erkennen, dass die Leistungen an SS PV eine umkehrte Charakteristik zu jenen Leistungen aus dem Netz aufweisen. Auch der markante Punkt auf der Wirkleistungskennlinie mit $k=6$ im Bereich zwischen 16 und 17 MVA ist hier wiederzuerkennen, allerdings bewegt sich die Kennlinie dann nach oben in Richtung größerer Einspeisung. Im Gegensatz dazu ist in der *Abbildung 6-18* an gleicher Stelle ein stärkerer Abfall der Wirkleistungseinspeisung zu sehen.

6.2.6 Regelung bei 2-poligen Fehler

Blindstrom im Mit und Gegensystem ($\Delta i = k \cdot \Delta u$) bei verschiedenen k und S_{PV}

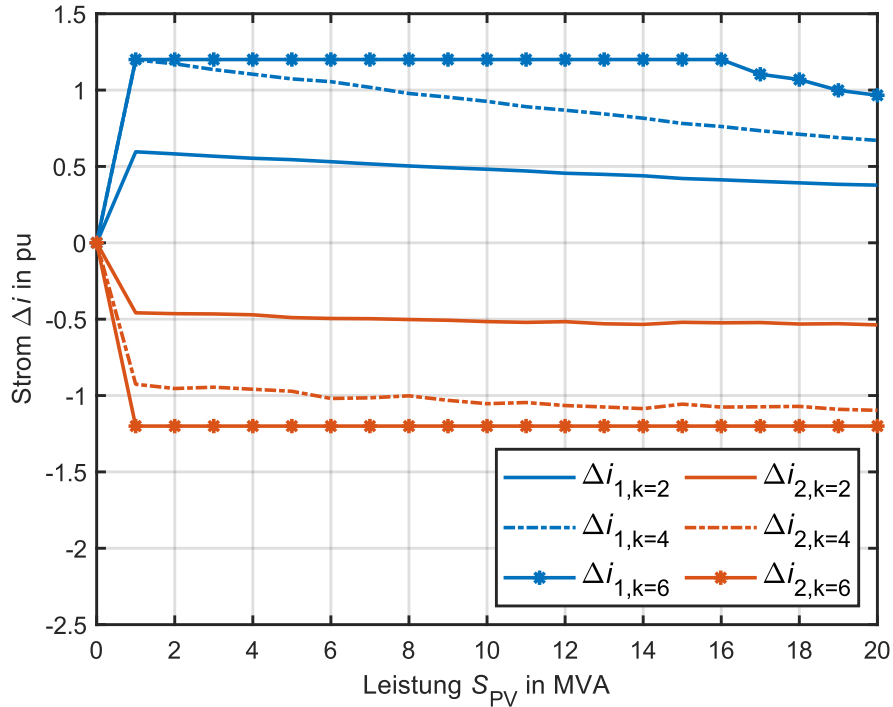


Abbildung 6-20: Darstellung der Stromänderungen im Mit- und Gegensystem

Die *Abbildung 6-20* zeigt das Reglerverhalten für die Änderung des Blindstromes im Mit- und Gegensystem. Es ist möglich, dass die Stromänderung in den Sättigungsbereich von 1,2 kommt, die Wahrscheinlichkeit dafür steigt mit zunehmenden k -Faktor, da dort die Proportionalität größer wird. An den absinkenden Verläufen hin zu größerer Einspeiseleistung ist die Funktionalität der Spannungsstützung gut zu erkennen, da die Spannungsdifferenz und somit auch die Stromänderung abnehmen.

Bei der Mitsystemkennlinie bei $k = 6$ ist eine Sättigung bis zu einer Leistung zwischen 16 und 17 MVA zu erkennen, das ist auch der Grund für eine bis dahin relativ linear verlaufende Impedanz- und Stromkennlinie, welche in den Kapiteln zuvor aufgefallen sind. Aufgrund des Verlassens des Sättigungsbereichs ergibt sich an dieser Stelle auch ein scharfkantiger Verlauf der Impedanz und des Stroms, da dort das Absinken der Mitsystemstromdifferenz schneller als zuvor oder sogar erstmals auftritt.

6.3 Simulationsreihe mit 3-poligen Fehler an SS E

Da sich nun aus dem Versuch mit dem 2-poligen Fehler einige Besonderheiten ergeben haben, muss an dieser Stelle auch noch der 3-polige Fall mit PV-Einspeisung untersucht werden. Die Vermutung einer anderen Stromcharakteristik im 3-poligen Fehlerfall liegt sehr nahe, da der Stromverlauf beim 2-poligen Fehler aufgrund der eingepprägten Stromspeisung der PV einen höheren Strom im Leiter L2 hervorruft. Dieser Effekt sollte im 3-poligen Fehlerfall wegfallen, da der Fehler selbst symmetrisch ist und auch die PV eine symmetrische Einspeisung aufweisen wird. Somit sollte sich an den Fehlerströmen keine derartige Vektoraddition wie im 2-poligen Fall ergeben, siehe *Kapitel 6.2.3*.

6.3.1 Regelgrößen bei 3-poligen Fehler

Bevor alle elektrischen Größen betrachtet werden, sollte ein Blick auf die Regelung und die Mit- und Gegensystemstromänderung geworfen werden. Bei der Betrachtung der *Abbildung 6-21* fallen sofort die größeren Regelgrößen des Mit- und Gegensystems auf. Der Sättigungseffekt tritt in diesem Fall nicht nur bei $k = 6$, sondern auch bei $k = 4$ im Mitsystem auf. Darüber hinaus bleibt die Sättigung diesmal länger bestehen, und die Änderung des Mitsystemstroms flacht nicht mehr ab, sondern verbleibt in der Sättigung bis zur maximalen Auslastung der PV-Anlage. Dieser Effekt tritt bei einem Proportionalitätsfaktor von 4 und 6 auf. Aus diesem Grund werden in den nachfolgenden Diagrammen keine Darstellungen mit einem Proportionalitätsfaktor von 4 gezeigt, da diese Verläufe nahezu identisch sind mit jenen bei einem Proportionalitätsfaktor von 6.

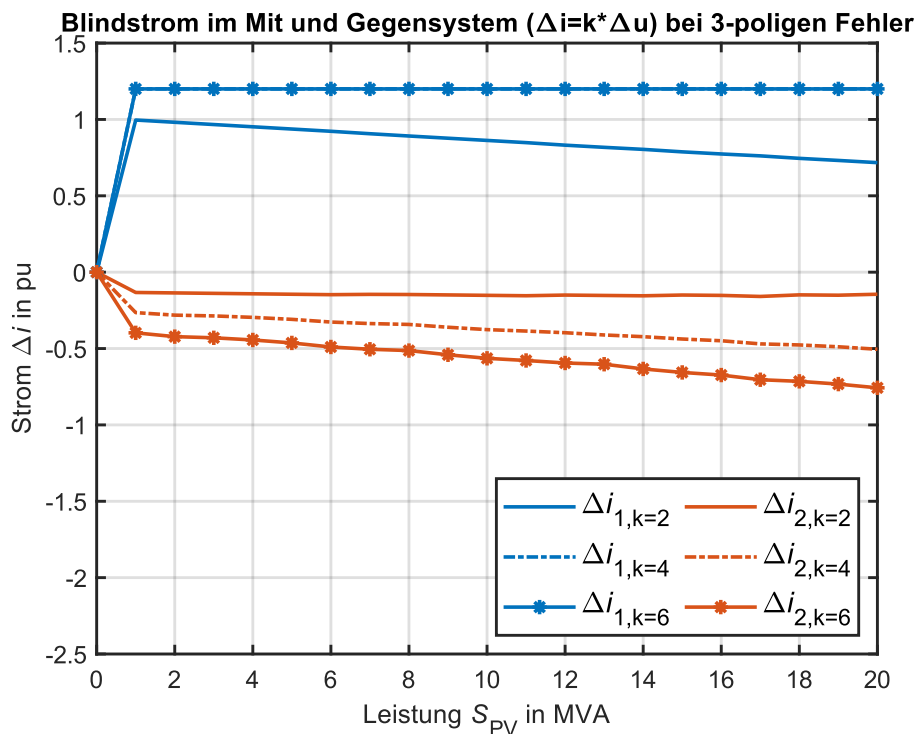


Abbildung 6-21: Darstellung der Stromänderungen im Mit- und Gegensystem bei 3-poligen Fehler an SS E

6.3.2 Spannungsverläufe bei 3-poligen Fehler

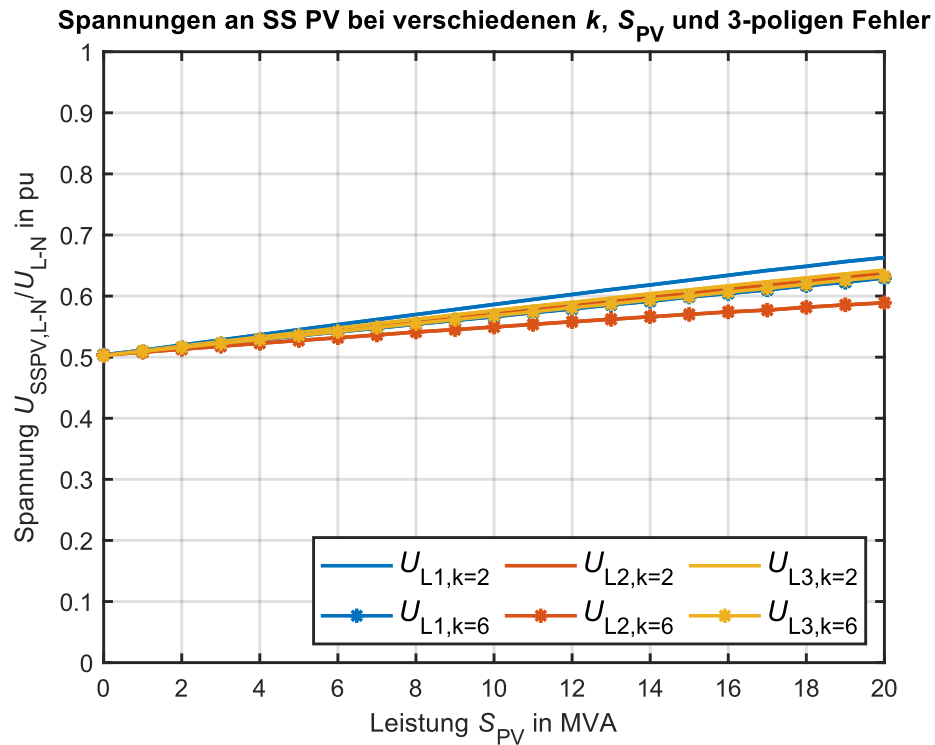


Abbildung 6-22: Spannungsverläufe an SS PV bei unterschiedliche PV-Einspeiseleistung, k -Faktoren und 3-poligen Fehler an SS E

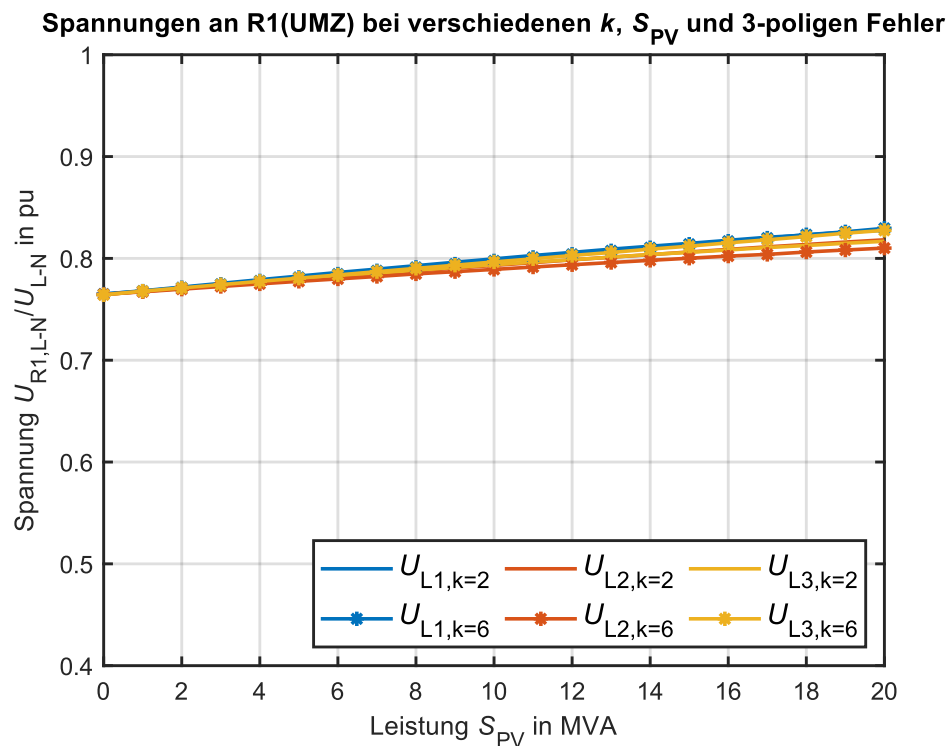


Abbildung 6-23: Spannungsverläufe an R1(UMZ) bei unterschiedliche PV-Einspeiseleistung, k -Faktoren und 3-poligen Fehler an SS E

Aus den gezeigten Spannungsverläufen in *Abbildung 6-22* und *6-23* sind die symmetrischen Spannungseinbrüche und Verläufe aufgrund des symmetrischen 3-poligen Fehlers zu erkennen. Die Spannung bricht in diesem Fall etwas weiter als im 2-poligen Fall ein, das lässt sich mit dem stromstärkeren Kurzschluss, welcher hier auftritt, erklären. Allerdings zeigt der Spannungsverlauf ebenfalls eine Spannungsstützung.

Im weiteren Verlauf driften die Spannungen mit zunehmender Leistung der zusätzlichen Einspeisung etwas auseinander. Dies sollte sich mit dem Fehler der Regelung erklären lassen, denn dieser kann einige wenige Grad im einstelligen Bereich an Abweichung verursachen.

6.3.3 Stromverläufe bei 3-poligen Fehler

In der *Abbildung 6-24* zeigt sich nun, was zu Beginn vermutet wurde, der Stromverlauf ist in diesem Fall symmetrisch und nimmt an allen drei Leitern gleichmäßig ab. Es kommt aufgrund des symmetrischen Fehlers jetzt nicht mehr zu einem einzelnen einigermaßen wertstabilen Fehlerstrom, wie im 2-poligen Versuch. Des Weiteren kann mit dieser Abbildung auch noch der Stromsprung für das entwickelte Reserveschutzkonzept überprüft werden.

Die Fehlerströme ohne PV sind ohnehin größer als im zweipoligen Versuch und auch bei großer PV-Leistung bleiben die Fehlerströme klar über einem Stromwert von $\Delta I_{SF} = 128$ A. Somit ist das entwickelte Konzept für jeden Stromsprung bei dreipoligem Fehler anwendbar. Auch hier zeigt sich wieder, dass bei größerer Blindleistungseinspeisung an der PV sich ein größerer Fehlerstrom an der Netzeinspeisung einstellt.

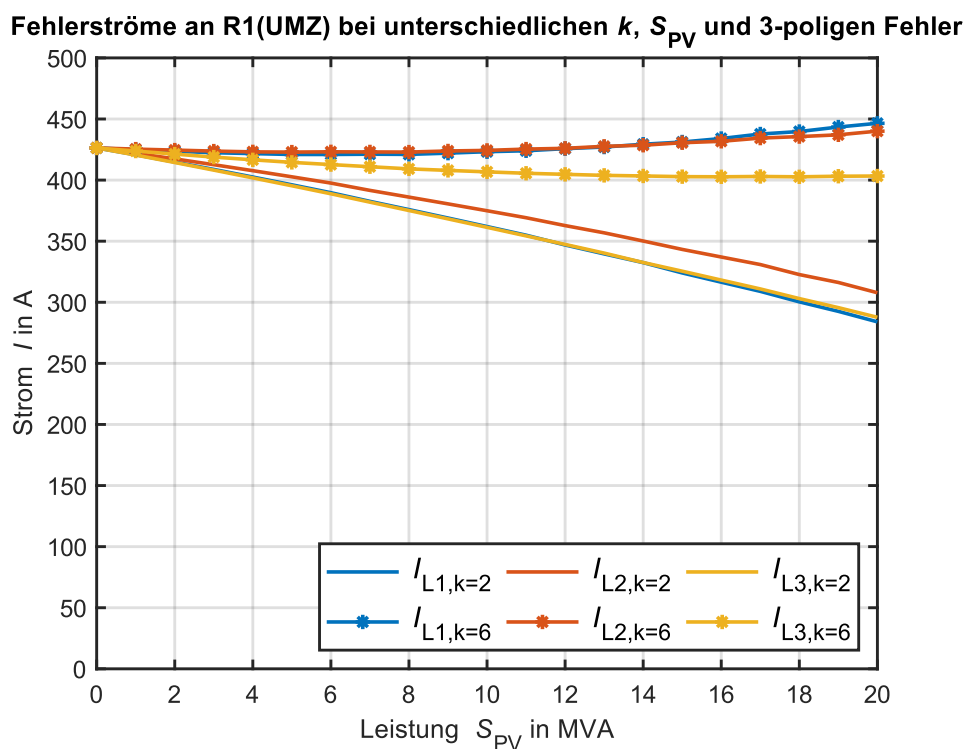


Abbildung 6-24: Fehlerstromverläufe bei 3-poligen Fehler an SS E

6.3.4 Impedanzen bei 3-poligen Fehler

Da sich die Ströme als auch die Spannungen geändert haben, ändert sich auch die Impedanz, beziehungsweise dessen Abweichung. Die nachfolgende *Abbildung 6-25* zeigt das Impedanzverhalten bei 3-poligen Kurzschluss an SS E bei unterschiedlichen Einspeiseleistungen des Umrichters. Der Unterschied zu höheren Leistungen hin wirkt sich beim dreipoligen größer aus als beim zweipoligen Kurzschluss aus.

Die Anfangsimpedanz bei $S_{PV} = 0$ MVA ist beim 3-poligen Kurzschluss fast identisch zu jener aus dem 2-poligen Fehlerfall, da unterschiedliche Schleifen für die Fehlerortung verwendet werden und die Fehlerstelle die gleich ist. Die Berechnungsformeln der Fehlerschleifen können im Theorieteil, *Kapitel 2.2* nachgeschlagen werden.

Bei einem 3-poligen Fehler ist die Impedanzabweichung im Vergleich zu einem 2-poligen Fehler noch größer. Dies liegt jedoch auch daran, dass unterschiedliche Schleifen betrachtet werden und somit Unterschiede in der Impedanzberechnung auftreten. Im 2-poligen Fehlerfall werden Leiter-Leiter Schleifen betrachtet und im 3-poligen Fehlerfall Leiter-Erde Schleifen. Daher sind die beiden Fälle nicht vollständig vergleichbar.

Die Darstellung der Impedanzabweichung am Hauptschutz R3 ist identisch mit der des Reserveschutzes R1, da nur der betroffene Abgang eingeschaltet ist und sich dort auch der zusätzliche Einspeiser befindet.

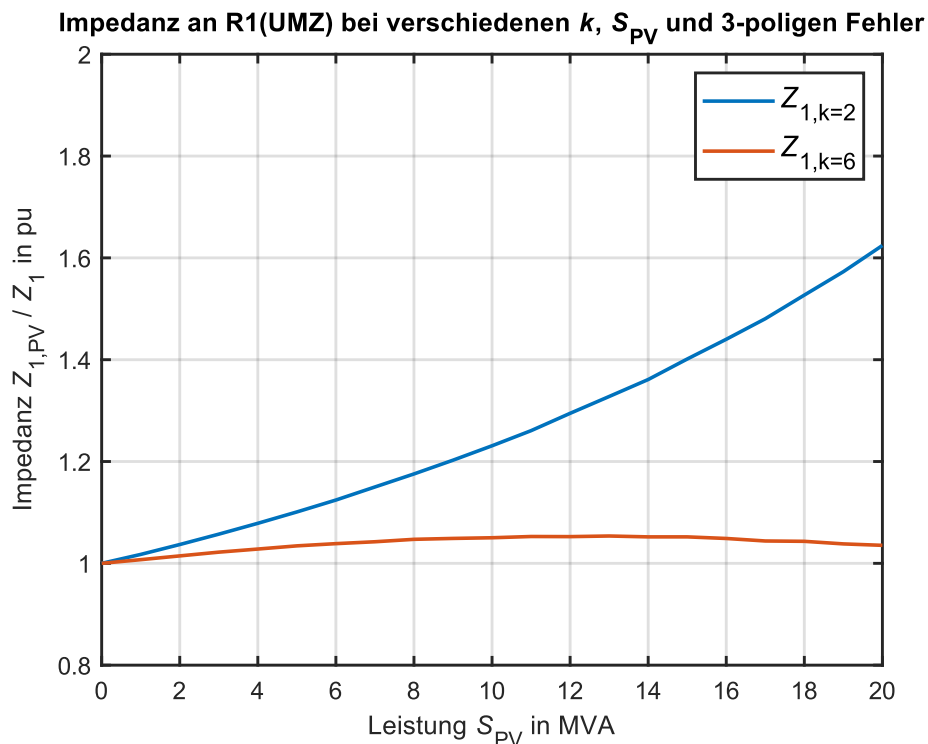


Abbildung 6-25: Fehlerimpedanzverhalten bei unterschiedlichen k , S_{PV} an R1(UMZ) und 3-poligen Fehler an SS E

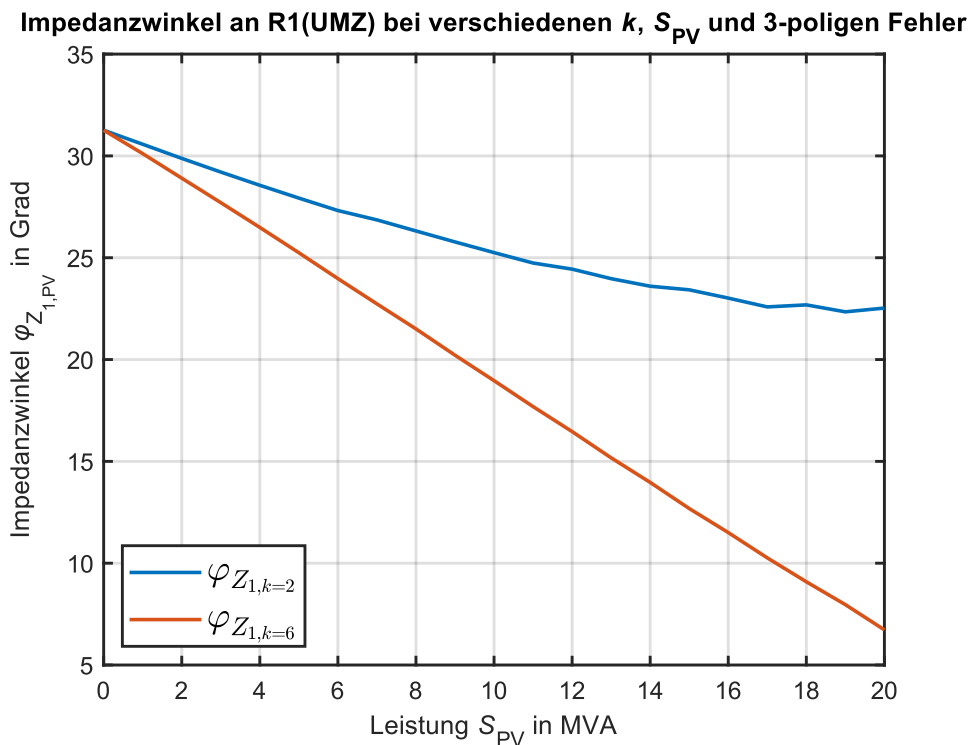


Abbildung 6-26: Fehlerimpedanzwinkel für die Fehlerimpedanzen bei unterschiedlichen k , S_{PV} an R1(UMZ) und 3-poligen Fehler an SS E

Aus der *Abbildung 6-26* lässt sich bei beiden Kennlinien eine deutliche Abnahme der Impedanzwinkel für die gemessenen Impedanzen an R1 erkennen. Hier kommt der Effekt einer Abnahme der Blindleistungseinspeisung am Netz zu tragen, wie bereits in *Kapitel 6.1.3* erläutert. Die eingespeiste Blindleistung am Umrichter steigt mit Zunahme des k -Faktors an.

Das gleiche Verhalten konnte auch schon im 2-poligen Fehlerfall beobachtet werden, allerdings mit einer etwas kleineren Regelgröße für die Blindstromänderung im Mit- bzw. Gegensystem. In *Abbildung 6-21* ist zu sehen, dass für den Wert $k=4$ und $k=6$ der Regler im Sättigungsbereich bleibt und deshalb der Winkel linear bis zur vollen PV-Einspeisung weiter abfällt. Die *Tabelle 6-3* zeigt die Referenzwerte die für eine Rückrechnung auf Impedanzwerte in *Abbildung 6-25* benötigt werden.

Impedanzwerte bei 3-poligen Fehler aus der Simulation mit $S_{PV} = 0$ MVA	
Gemessen	
$ \underline{Z}_{1,R1} $	$ \underline{Z}_{1,R3} $
Ω	Ω
27,46	13,73

Tabelle 6-3: Impedanzwerte für den 3-poligen Fehlerfall aus der Simulation mit $S_{PV} = 0$ MVA

6.3.5 Leistungen bei 3-poligen Fehler

Die Strom- und Impedanzverläufe lassen sich mit den Leistungsverläufen in *Abbildung 6-27* erklären. Durch die Abnahme der eingespeisten Wirkleistung nimmt auch der Strom ab, da im Fehlerfall am Abgang mehr Wirkleistung als Blindleistung aufgenommen wird. Dadurch werden die Fehlerströme größer, während die Impedanzabweichung kleiner ausfällt, wenn ein Proportionalitätsfaktor von $k = 6$ verwendet wird.

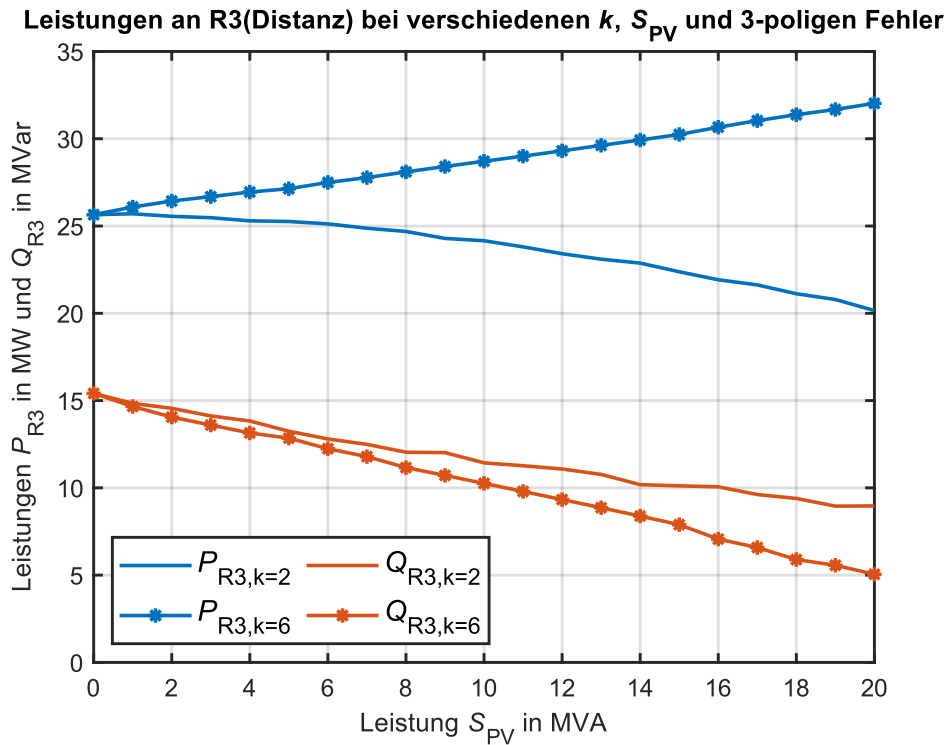


Abbildung 6-27: 3-phasige Leistungsabgabe an SS PV bei 3-poligen Fehler an SS E

6.4 Probleme mit Reserveschutzkonzept bei PV-Einspeisung

Soll das entwickelte Reserveschutzkonzept auch bei einer Impedanzabweichung durch die dezentralen Einspeiser noch funktionieren, so muss die rote Zone, welche Fehler- als auch Lastbereich sein kann, angepasst werden. Die *Abbildung 6-25* zeigt die Abweichung der gemessenen Impedanz am Relais R1 und R2. Diese Änderung muss nun bei der Auslösung berücksichtigt werden, denn würde beispielsweise ein Fehler an SS E auftreten so sieht das Relais eine wesentlich höhere Impedanz, die dann bereits weit im Lastbereich liegt, obwohl es ein Fehlerfall ist.

Die zuvor eingestellten Werte in *Kapitel 5.2.1.3* für die Impedanzzonen führen daher bei größerer PV-Einspeisung bis hin zu 20 MVA zu Problemen und es würden Fehlerfälle nicht mehr erkannt werden, aufgrund der am Relais höheren gesehenen Impedanz. Die zuvor ermittelten Einstellwerte gelten für keine zusätzliche Einspeisung und müssen daher angepasst werden. Je nach verwendetem Proportionalitätsfaktor muss eine andere Einstellung getroffen werden, da auch die Impedanzänderung davon abhängig ist. Aus der *Abbildung 6-25* lässt sich erkennen, dass für $k = 2$ die größte Abweichung auftritt und das somit ein Worst-Case-Fall ist. Für eine Berechnung der Fehlerauslösungsparameter wird *Tabelle 6-4* herangezogen.

Fehlerauslösungsparameter bei 20 MVA PV-Einspeisung							
Eingestellt						Berechnet	
ΔI_{SF}	$U_{Last,min}$	$I_{n,max}$	$ Z_{1,R1} $	$SF_{Z_{12}}$	$SF_{\Delta Z}$	$ Z_{rote\ Zone,20MVA} $	AF
A	kV	A	Ω	-	-	Ω	%
128	13,77	440	27,46	1,2	1,63	53,71	58,27

Tabelle 6-4: Fehlerauslösungsparameter bei 20 MVA PV-Einspeisung

Der neue Wert für die Grenze der roten Impedanzzone ergibt sich mit:

$$|Z_{rote\ Zone,20MVA}| = |Z_{1,R1}| \cdot SF_{Z_{12}} \cdot SF_{\Delta Z} = 27,46 \Omega \cdot 1,2 \cdot 1,63 = 53,71 \Omega \quad (6-3)$$

Der Auslastungsfaktor gibt an, über welche Auslastung des Transformators der Stromsprung ΔI_{SF} gehen muss, um eine Fehlerauslösung hervorzurufen. Zur Berechnung wird wieder die *Formel 5-13* verwendet.

$$AF = \frac{U_{Last,min}}{|Z_{1,R1}| \cdot SF_{Z_{12}} \cdot SF_{\Delta Z}} \cdot 100 \% = \frac{13,77 \text{ kV}}{27,46 \Omega \cdot 1,2 \cdot 1,63} \cdot 100 \% = 58,27 \%$$

Es wird somit ersichtlich, dass die neuen Einstellwerte für eine maximale Einspeiseleistung von 20 MVA der dezentralen Erzeuger eine erhebliche Änderung der Werte der roten Impedanzzone mit sich bringt. Wobei für den herkömmlichen (n-1)-Betriebsfall keine Einschränkungen vorhanden sind und in diesem

keine Lastabschaltungen passieren können. Hingegen kann dies bei einem Betrieb mit nur einem Transformator und daher keiner Einhaltung des (n-1)-Prinzips, wie auch schon ohne PV-Einspeisung in seltenen Fällen vorkommen. Ein Lastsprung von 5,29 MVA über eine Auslastungsrate von 95,67% eines Transformators stellten zuvor den kritischen Fall dar.

Dieser ändert sich nun ab zu einem Lastsprung von ebenfalls 5,29 MVA allerdings nur mehr über eine Auslastungsrate eines Transformators über 58,27%. Somit ist der Bereich für eine Last und gleichzeitige Fehlerimpedanz angewachsen und somit vergrößert sich auch die Impedanzzone einer ungewollte Lastabschaltung. Diese Vergrößerung wird in *Abbildung 6-28* mit dem schwarzen Pfeil verdeutlicht. Allerdings ist auch das Eintreten von diesem Fall mit dem für eine Last großen Lastsprung von 5,29 MVA immer noch sehr unwahrscheinlich.

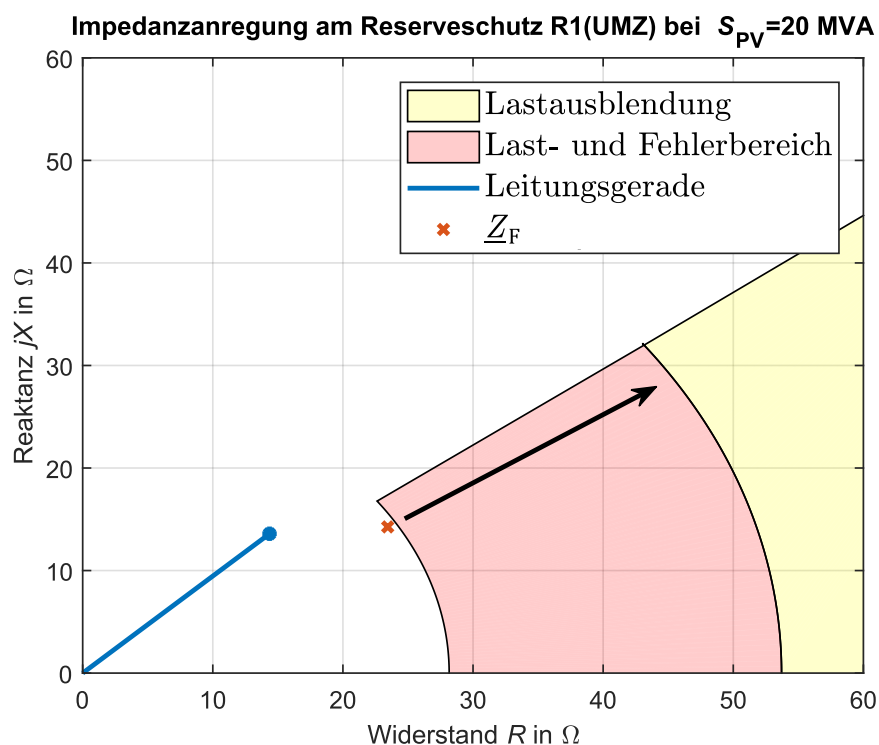


Abbildung 6-28: Impedanzanregung mit Berücksichtigung der Impedanzänderung bei PV-Einspeisung

Die *Abbildung 6-28* zeigt schematisch die Vergrößerung der Fehlerimpedanz bei 20 MVA PV-Einspeisung und die damit verbundene Vergrößerung des Last- und Fehlerbereichs. Dieser Bereich muss mit der größer werdenden Fehlerimpedanz wachsen, um eine Fehlerklärung bei dementsprechender PV-Einspeisung zu ermöglichen, da sich die Fehlerimpedanz immer weiter in den Lastbereich reinbewegt.

6.5 Verbesserungsmöglichkeiten bei Fehlern mit dezentralen Einspeisern

Das Verhalten der Fehlergrößen mit dezentralen Einspeisern in Form von Umrichtern, hat gezeigt das es dabei zu Stromabsenkungen und Impedanzanhebungen kommen kann. Für ein weiterhin funktionierendes Reserveschutzkonzept hat sich gezeigt, dass Einstellungen angepasst werden müssen, dies aber zur Folge einen größeren, wenn auch unwahrscheinlichen, Bereich für ungewollte Lastauslösungen ergibt. Es stellt sich daher die Frage, ob es Verbesserungspotential gibt und wie dieses aussehen könnte. Grundsätzlich muss die Vorgabe der TOR im Fehlerfall eingehalten werden. Daher ist am System der vorgegebenen Blindstromeinspeisung nichts zu ändern.

Allerdings lässt die Wirkleistungseinspeisung einen Raum für Verbesserungen zu, diese ist nicht in der TOR reguliert und kann daher in Abstimmung mit dem Netzbetreiber eingestellt werden. Aus den bisherigen Untersuchungen ist hervorgegangen, dass die Blind- bzw. Wirkleistungseinspeisung an der PV den größten Unterschied im Fehlerstrom und der Fehlerimpedanz an den Reserveschutzgeräten R1 und R2, aber auch am Hauptschutz R3 ergeben haben.

Die Impedanz und der Fehlerstrom haben die besten Ergebnisse beziehungsweise die geringsten Verfälschungen an den Relais, bei hohem Proportionalitätsfaktor k , erzielt. Bei einem hohen Wert für k ist dabei die Blindleistungseinspeisung der PV groß und die Wirkleistungseinspeisung eher gering. Daher liegt es nahe die Wirkleistungseinspeisung an den Umrichtern zu drosseln, weg zu lassen oder sogar negativ zu machen, um bessere Ergebnisse zu bekommen.

In den folgenden Unterpunkten wird genau solch eine Betrachtung durchgeführt und versucht ein besseres Parameterset für den Fehlerfall am Umrichter zu finden. Dabei werden die folgenden Simulationen mit einem k -Faktor von 2 und unterschiedlicher PV-Wirkleistung durchgeführt. Es wird zwischen 3 Fälle unterschieden, der erste ist jener Fall ohne eingreifen in die Wirkleistungsregelung, welcher bereits aus den vorherigen Simulationen bekannt ist. Der zweite Fall wird ohne Wirkleistungsabgabe am Umrichter sein und der dritte Fall wird mit einer Wirkleistungsaufnahme, daher mit negativer Wirkleistung am Umrichter durchgeführt. Dafür wird in diesem Fall nur das Vorzeichen der berechneten Wirkleistung aus dem Regler umgedreht. Dabei handelt es sich um eine Annahme, welche zur Analyse verwendet wird, wobei auf eine mögliche technische Umsetzung hier nicht weiter eingegangen wird.

Der betrachtete Fehlerfall ist wieder jener 2-polige Fehler zwischen Leiter L1 und L2 an der Sammelschiene SS E. Ebenfalls sollen wie zuvor alle relevanten Größen betrachtet und untersucht werden.

6.5.1 Spannungen bei unterschiedlichen PV-Wirkleistungen

Zunächst soll überprüft werden, ob die Spannungsstützung noch genau so funktioniert wie mit der herkömmlichen Regelung. Dabei zeigt die *Abbildung 6-29* die Spannungsverläufe bei unterschiedlichen Wirkleistungen an SS PV. Es ist zu erkennen, dass die Unterschiede bei niedriger Leistung nur sehr

minimal ausfallen und mit größer werdender PV-Einspeisung immer größer werden. Zusätzlich besteht in jedem Fall eine Spannungsstützung, mit Ausnahme von Leiter L2 bei negativer Wirkleistung. Allerdings nehmen die Abweichungen an anderen Stellen im Netz ab. Im Fall des Relais R1 *Abbildung 6-29* sind nur minimale Abweichungen zum Normalfall erkennbar.

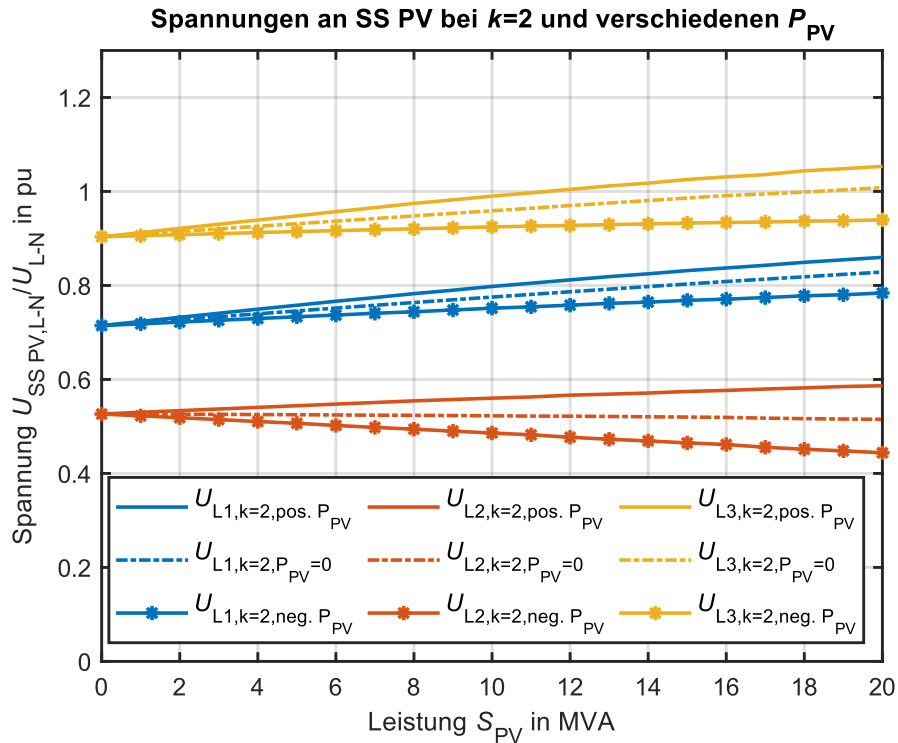


Abbildung 6-29: Spannungsverläufe an SS PV bei $k = 2$ und unterschiedlichen PV-Wirkleistung

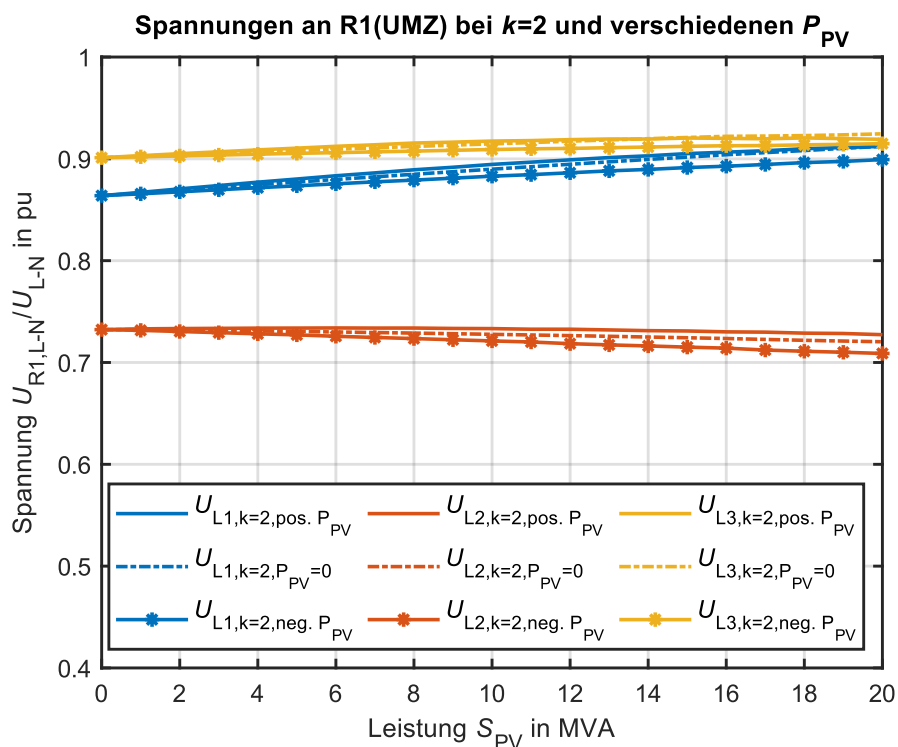


Abbildung 6-30: Spannungsverläufe an R1 bei $k = 2$ und unterschiedlichen PV-Wirkleistung

Die Abnahme der Spannungen in *Abbildung 6-30* lässt sich damit erklären, dass an der Sammelschiene SS PV bei negativer Wirkleistung eine Last wirkt und diese dort die Spannung nach unten drückt. Auch bei keiner Wirkleistungseinspeisung an der PV fällt die Spannung ab, da auch eine Einspeisung der Wirkleistung sich positiv auf die Spannungsstützung auswirkt. Allerdings wird hier auch die Abhängigkeit der Spannungen von der Blindleistung noch einmal klar verdeutlicht, da die Spannungsverläufe von der Wirkleistungsänderung beinahe unbeeinflusst bleiben. Es zeigt sich daher eine Abweichung von ca. 5% für den Fall ohne Wirkleistung und ca. 10 % für den Fall mit negativer Wirkleistung an der Sammelschiene SS PV bei 20 MVA PV-Leistung. An dem Schutzrelais R1 ist dieser Unterschied allerdings noch einmal wesentlich kleiner.

6.5.2 Ströme bei unterschiedlichen PV-Wirkleistungen

Im Gegensatz zu den Spannungen kann man an den Strömen in *Abbildung 6-31* deutliche Veränderungen sehen. Es ergibt sich ein Anstieg der Ströme bei keiner und negativer Wirkleistung im Vergleich zum herkömmlichen Fall. Bei keiner PV-Wirkleistungseinspeisung muss die Wirkleistung zur Gänze aus dem Netz geliefert werden, daher ist es nur geringfügig möglich das der Strom aus dem Netz absinkt und bleibt auf einem deutlich höheren Niveau. Das leichte Absinken des Stroms ist auf die Abnahme des Blindleistungsbezugs aus dem Netz zurückzuführen, den Blindleistung wird auch weiterhin aus der zusätzlichen Einspeisung in das Netz geliefert. Hingegen ist im Falle einer negativen Wirkleistung am Umrichter sogar eine Stromzunahme zu erkennen, diese ergibt sich aus der zusätzlichen negativen Leistung im Netz die nun aus dem herkömmlichen Netzanschlusspunkt gedeckt werden muss. Auch der zuvor definierte Stromsprung wird in jedem Fall eingehalten.

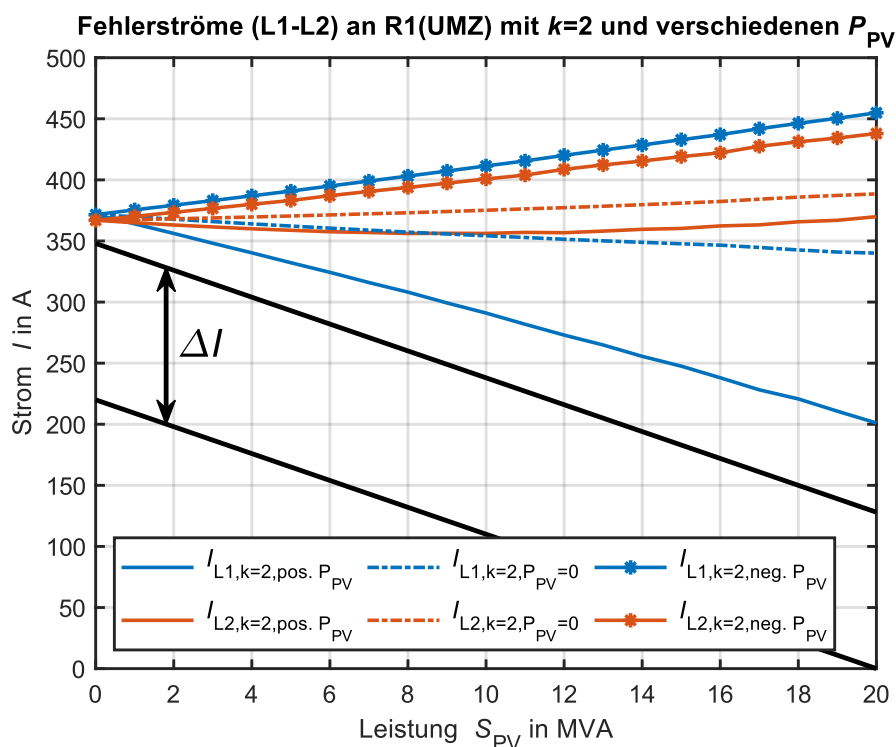


Abbildung 6-31: Stromverläufe an R1(UMZ) bei $k = 2$ und unterschiedlichen PV-Wirkleistung

6.5.3 Impedanzen bei unterschiedlichen PV-Wirkleistungen

Bezogen auf die Impedanzverläufe ergeben sich auch hier einige Änderungen. Aus der *Abbildung 6-32* ist eine deutliche Veränderung zu entnehmen. Der Impedanzverlauf für jenen Fall ohne zusätzlicher Wirkleistungseinspeisung flacht sehr stark ab und weist nur noch eine geringe Abweichung von ca. 5 % bei großen PV-Leistungen auf. Dieser Verlauf ähnelt sehr stark dem zuvor betrachteten Stromverlauf für diesen Fall, da der Fehlerstrom nur wenig absinkt steigert sich auch die Impedanz nur geringfügig. Im dritten Fall, welcher jener mit negativer Einspeiseleistung an der PV ist, ist sogar eine Abnahme der Impedanz erkennbar. Diese ergibt sich durch die zuvor gesehene Stromsteigerung, bei annähernd gleicher Spannung im Vergleich zum Normalfall und größerem Strom, ergibt sich somit eine kleinere Impedanz.

Es konnte somit gezeigt werden, dass sich die Impedanzabweichung mit Änderung der eingespeisten Wirkleistung aus dem Umrichter stark ändern lässt und sogar abnehmen kann. Deshalb sollte es theoretisch sogar möglich sein einen Regler am Umrichter zu entwerfen der die Impedanzabweichung im Fehlerfall sogar komplett ausregeln kann. Die *Abbildung 6-32* zeigt schematisch mit der schwarzen Linie das Verhalten so eines Reglers, der möglicherweise entworfen werden könnte. Eine solche Regelung hätte mehrere Vorteile. Erstens würden sich bei einem Distanzschutz keine Schutzzonen verschieben, was eine stabile und zuverlässige Schutzfunktion gewährleistet. Zweitens könnten die bereits eingestellten UMZ-Schutzgeräteeinstellungen beibehalten werden, ohne dass Anpassungen aufgrund von Umrichtern im Netz erforderlich sind, da sich der Fehlerstrom und die Impedanz nicht verändern. Dies ermöglicht eine einfachere Integration von Umrichtern in das Netz und erleichtert den Schutz des Systems insgesamt.

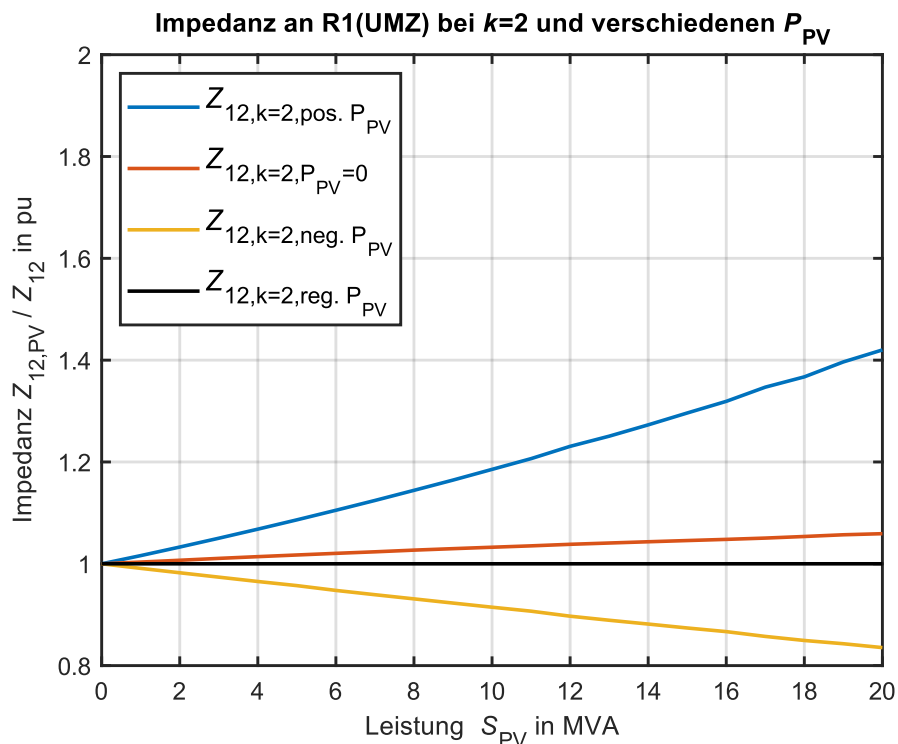


Abbildung 6-32: Fehlerimpedanzverläufe an R1(UMZ) bei $k = 2$ und unterschiedlichen PV-Wirkleistung

Das Thema der Schutzeinstellungen bei dezentralen Einspeisern im Netz durch die Energiewende wird immer wichtiger und muss genauer untersucht werden. Eine effektive Umrichterregelung könnte daher einen Lösungsansatz darstellen, ohne die bereits vorhandenen Schutzkonzepte stark ändern zu müssen.

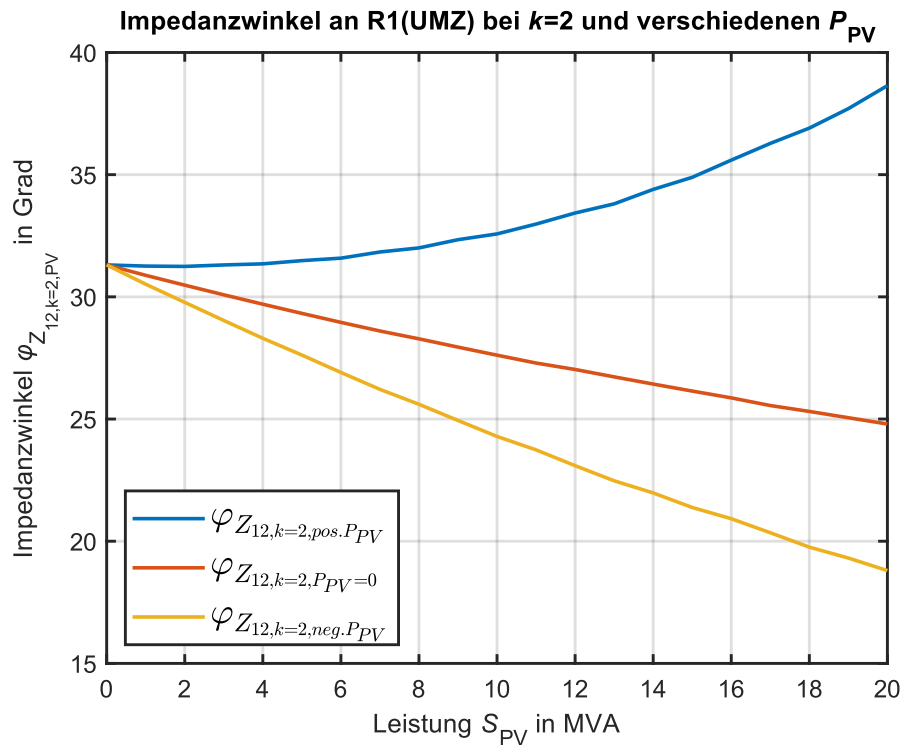


Abbildung 6-33: Fehlerimpedanzwinkel für die Fehlerimpedanzen an R1(UMZ) bei $k = 2$ und unterschiedlichen PV-Wirkleistung

Die Winkeländerung bei unterschiedlicher PV-Wirkleistungseinspeisung in *Abbildung 6-33* ergeben ebenfalls einen Trend Richtung niedriger Impedanzwinkel. Da bei einem Ausbleiben der PV-Wirkleistungseinspeisung diese zur Gänze aus dem Netz kommt nimmt der Impedanzwinkel ab, da sich die Netzwirkleistung vergrößert und die Blindleistung gleichbleibt. Dieser Effekt wird bei negativer PV-Wirkleistung noch einmal verstärkt, da die bereitgestellte Wirkleistung aus dem Netz noch einmal zunimmt, um die negative PV-Wirkleistung zu decken.

Die Blindleistung hingegen bleibt dabei unbeeinflusst und lässt somit den Impedanzwinkel absinken. Unter gleichbleibender Blindleistung versteht man in diesem Zusammenhang, dass unabhängig von der Wirkleistung der PV für jeden Leistungspunkt eine spezifische Blindleistung berechnet wird. Diese Blindleistung bleibt jedoch für einen einzelnen Lastpunkt konstant, während sich die PV-Wirkleistung an diesem Lastpunkt ändern kann.

6.5.4 Leistungen bei unterschiedlichen PV-Wirkleistungen

Die Leistungsverläufe an R3 (Distanzschutz) die sich aufgrund der unterschiedlichen Wirkleistungseinspeisungen an der PV ergeben sind in der *Abbildung 6-34* dargestellt. Diese Leistungen entsprechen auch hier wieder den Gesamtleistungen des UW, da nur der betroffene Abgang eingeschaltet ist.

Das Diagramm zeigt eine große Ähnlichkeit bei den unterschiedlichen Blindleistungsverläufen, dieses Verhalten sollte sich auch nicht ändern, da die Blindleistungseinspeisung an der PV und somit auch aus dem Netz für die unterschiedlichen PV-Wirkleistungen immer gleichbleibt.

Hingegen sind große Änderungen an der Wirkleistungseinspeisung zu sehen, die hier größer werdende Wirkleistung fehlt an der Sammelschiene SS PV oder wird dort verbraucht.

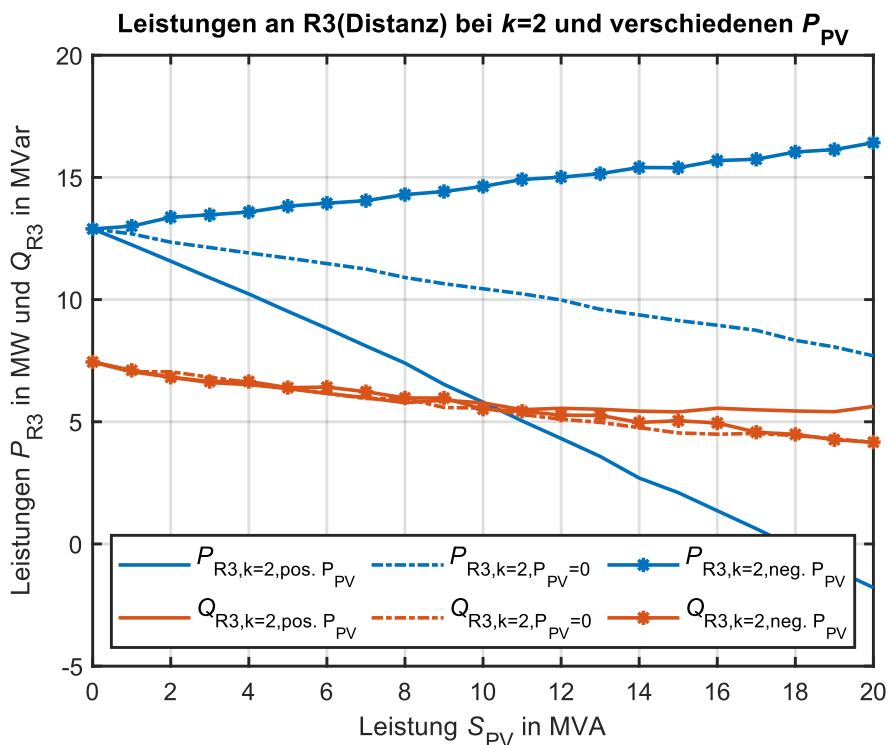


Abbildung 6-34: 3-phasige Leistungsverläufe an R1(UMZ) bei $k = 2$ und unterschiedlichen PV-Wirkleistung

6.5.5 Regelung bei unterschiedlichen PV-Wirkleistungen

Ebenfalls zeigt die Regelung in *Abbildung 6-35* nur geringe Abweichungen, diese kommen daher, dass es leichte Unterschiede in der Spannungsstützung bei unterschiedlichen PV-Wirkleistungen gibt. Warum es in den Spannungen leichte Unterschiede gibt, wurde bereits im *Kapitel 6.5.1* erklärt. Dies hängt mit der Belastung beziehungsweise dem Ausbleiben der Wirkleistungseinspeisung am Umrichter zusammen.

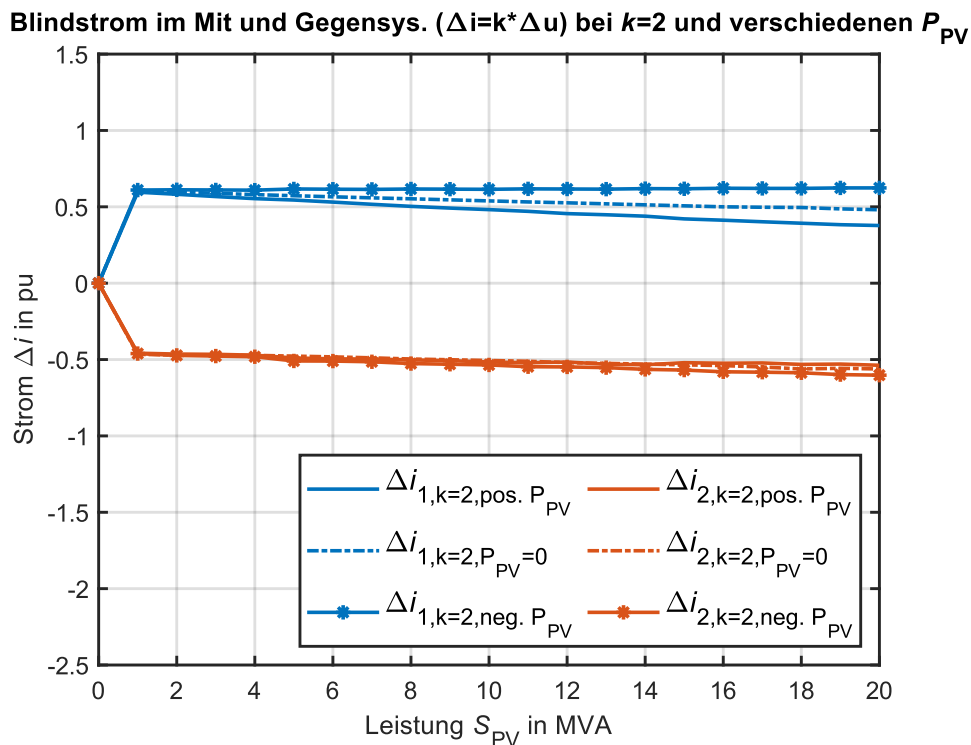


Abbildung 6-35: Darstellung der Stromänderungen im Mit- und Gegensystem bei $k = 2$ und unterschiedlichen PV-Wirkleistung

Abschließend muss zu dieser Idee noch erwähnt, dass bei einer negativen PV-Wirkleistungseinspeisung auch ein dementsprechender Umrichter mit der Möglichkeit für einen vier Quadrantenbetrieb benötigt wird. Ansonsten wäre es vermutlich nicht möglich negative Wirkleistung am Umrichter zu erzeugen. Des Weiteren lässt sich daraus schlussfolgern, dass auch bei einer möglichen Impedanzregelung wahrscheinlich solch ein Umrichter mit vier Quadrantenbetrieb benötigt wird.

Allerdings bietet der zweite Fall ohne PV-Wirkleistungseinspeisung ebenfalls eine Möglichkeit zur Verbesserung. Um dieses Verhalten umzusetzen, benötigt es keinen speziellen Umrichter, der mehrere Quadranten abfahren kann. Eine Drosslung der Wirkleistung, ohne dass diese dabei negativ wird, sollte mit den herkömmlichen Umrichtern möglich sein. Daher bietet diese Variante im Fehlerfall eine deutliche Verbesserung mit den bereits meist vorhandenen Umrichtern im Netz. Somit wäre hier nur der Parametersatz für den Fehlerfall zu ändern und man würde eine wirtschaftliche, kostengünstige Lösung für die bereits verbauten Umrichter im Netz finden.

7 Weitere Lösungskonzepte

Bisher wurde ausschließlich das eigens entworfene Konzept bestehend aus der Impedanzanregung und der Stromsprungfunktion thematisiert. Die Annahme für dieses Konzept war jene, dass ohne wesentliche Änderungen im Netz eine Lösung gefunden werden sollte. Dieses Konzept sollte jeden Fehlerfall ohne, als auch mit PV-Einspeisung erkennen. Allerdings hat sich auch gezeigt, dass es in einem Sonderfall, siehe *Kapitel 5.3.1*, auch zu einer ungewollten Lastabschaltung kommen kann.

Dieser Fall beruht zwar auf einem ungewöhnlichen Schaltzustand und einem großen Lastsprung an die Auslastungsgrenze des Transformators und ist somit sehr unwahrscheinlich aber dennoch theoretisch möglich. Bei einer Impedanzänderung hin zu größeren Werten aufgrund der dezentralen Einspeiser, wird dieser ungewollte Auslösebereich größer, liegt aber immer noch in einem Bereich, der unbedenklich sein sollte.

In den folgenden Kapiteln soll der Frage nach alternativ Konzepten nachgegangen werden. Gibt es Möglichkeiten, die ebenfalls eine Lösung für dieses Reserveschutzthema bieten. Dabei stellen geringfügige Änderungen im Netz hierbei nun kein Hindernis dar und limitieren die Lösungskonzepte nicht.

7.1 Parameterumschaltung

Ein zentrales Thema des Reserveschutzkonzeptes sind die beiden unterschiedlichen Schaltzustände der Kurzkupplung S1. Es gibt zwei Betriebszustände für die Kurzkupplung, entweder ist der Schalter S1 geöffnet, was bedeutet, dass nur ein Transformator die Fehlerstelle speist, oder der Schalter S1 ist geschlossen, was zu einem Parallelbetrieb der Transformatoren führt, die die Fehlerstelle speisen.

Der Unterschied zwischen diesen Schaltzuständen ist jener der Stromaufteilung. Sollten beide Transformatoren auf die Fehlerstelle speisen sehen die Reserveschutzrelais R1 und R2 jeweils nur den halben Fehlerstrom und genau dieser Umstand führt zu Problemen, da somit die Anregegrenze nicht mehr erreicht wird.

Das bedeutet, man könnte somit zwei unterschiedliche Anregegrenzen für die beiden unterschiedlichen Schaltzustände einführen, um das Problem zu lösen. Somit hätte man eine eigene Anregeschwelle für den Betrieb bei geöffneter Kurzkupplung und eine eigene Anregeschwelle bei geschlossener Kurzkupplung S1. Beispielsweise könnte man bei einem UMZ-Schutzprinzip die Anregeschwelle bei geschlossenem S1 einfach halbieren, da sich auch der Fehlerstrom halbiert. Bei geöffneter Kurzkupplung S1 belässt man die Einstellung so wie sie sind, da der komplette Fehlerstrom von nur einem Schutzrelais erfasst wird.

Dasselbe Prinzip wäre auch auf einem Distanzschutz anwendbar, da sich dort bei geschlossenem S1 die Fehlerimpedanz verdoppelt und somit würde man ebenfalls eine Parameterumschaltung für beide Zustände benötigen.

Um dieses Prinzip umsetzen zu können bedarf es selbstverständlich Relais, welche diese Funktion beherrschen. Da die derzeitigen Relais dies nicht unterstützen wäre dort ein Austausch gegenüber anderen Relais mit Parameterumschaltung von Nöten. Dabei müsste das Signal vom Kurzschlussleistungsschalter weiter an die Relais gegeben werden, auch dieser Umstand müsste berücksichtigt werden.

Jedoch treten auch hier Probleme mit dem Konzept auf. Wäre beispielsweise die Kurzschlussleistung S1 geschlossen, aber nur ein Transformator in Betrieb, so würde der falsche Bereich für diesen Betriebsfall eingestellt sein. Bei Verwendung eines UMZ-Schutzkonzept würde nun die niedrige Anregeschwelle eingestellt sein, das bedeutet der Fehler würde zwar erkannt werden, aber man hätte somit auch die Leistungsfähigkeit des Transformators begrenzt. Dadurch kann nicht mehr der volle Betriebsstrom entnommen werden, da dies zu einer Auslösung führen würde.

Bei einem Distanzschutzkonzept und demselben Betriebsfall mit nur einem in Betrieb befindlichen Transformator und geschlossener Kurzschlussleistung kommt es genau zu demselben Verhalten der Leistungsbegrenzung. Denn bei geschlossener Kurzschlussleistung stellt sich ein Bereich mit höheren Impedanzwerten für die Lastgrenze ein, nur kann diese im Betrieb mit nur einem Transformator und einem herkömmlichen Lastfall unterschritten werden. Somit kann es auch hier zu einer Fehlauflösung kommen.

Das Prinzip der Parameterumschaltung funktioniert nur dann, wenn beide Transformatoren in Betrieb sind. Auch ist eine (n-1)-Betriebssicherheit erforderlich, um dieses Konzept zur Anwendung bringen zu können, da es ansonsten ebenfalls zu einer Leistungseinschränkung an den Transformatoren kommt. Bei geschlossener Kurzschlussleistung und beide sich in Betrieb befindlichen Transformatoren ohne (n-1)-Sicherheit, kommt es aufgrund der niedrigeren Anregeschwelle beim UMZ bzw. höheren Anregeschwelle bei Distanzschutz zu Lastabschaltungen. Das (n-1)-Kriterium wird im betrachteten Netz allerdings erfüllt und stellt daher kein Problem dar.

Es müsste daher für eine richtige Funktion der Parameterumschaltung auch noch der Schaltzustand der beiden Transformatoren miteinbezogen werden, da ohne eine Auswertung der Transformatorschaltzustände es zu ungewollten Lastabschaltungen kommen kann.

7.2 Zusatzrelais

Eine weitere Möglichkeit besteht darin zusätzliche Relais an bestimmten Punkten im Netz zu platzieren, um eine Lösung zu erzielen. Dies kann, je nach Schutzkonzept, neben den zusätzlichen Relais, auch eine Installation von zusätzlichen Strom- beziehungsweise Spannungsmesseinrichtungen erfordern. Als Lösungsstrategie mit zusätzlichen Relais haben sich folgende zwei Möglichkeiten ergeben.

7.2.1 Stromaddition der Transformatorströme

Das bisherige Hauptproblem, welches zu einer Nichtauslösezone im betroffenen Abgang geführt hat, ist die Stromaufteilung an den beiden Schutzrelais durch die geschlossene Kurzschlusskupplung. Dieses Problem könnte man durch eine Stromaddition der beiden Teilströme beheben. Somit würde sich wieder der gesamte Fehlerstrom ergeben, welcher zu einer richtigen Auslösung führt. Die addierten Ströme würden dabei von einem eigenen Schutzgerät erfasst werden, welches dann den Reserveschutz darstellt. Somit können bei Einhaltung des (n-1)-Prinzips die bisherigen Einstellwerte für die einzelnen Relais R1 und R2 am neuen Reserveschutz übernommen werden.

Um eine richtige Funktion zu gewährleisten, muss das (n-1)-Kriterium eingehalten werden. Würde dies nicht der Fall sein, so müsste der UMZ-Anregewert noch höher eingestellt werden, um eine Leistungsbegrenzung der beiden Transformatoren zu verhindern und die kritische Zone würde sich sogar vergrößern.

Bei einem Betrieb mit zwei Transformatoren gilt das (n-1)-Prinzip im Netz, dieses ermöglicht es die Einstellwerte aus R1 und R2 am neuen zusätzlichen Relais zu übernehmen. Da in diesem Fall der maximal zulässige abgegebene Strom eines Transformators nur der halbe maximale Transformatorbetriebsstrom sein darf. Somit lässt sich daraus Schlussfolgern, dass bei einem Betrieb mit nur einem Transformator auch dieselben Einstellwerte gelten bzw. funktionieren, da dann der volle Transformatorbetriebsstrom geliefert werden darf. Daher bleibt die Anregeschwelle für den neuen Reserveschutz, egal in welchem Betriebsfall immer gleich.

Das zusätzliche Relais würde dann die beiden Leistungsschalter an U1 und U2 trennen, falls es zur Auslösung kommt. Für eine größere Versorgungssicherheit kann die Staffelzeit des neuen Relais so gewählt werden, dass sie über jenen Auslösezeiten von R1 und R2 liegt. Das würde den Vorteil bringen, dass bei einer geöffneten Kurzschlusskupplung und beide sich in Betrieb befindlichen Transformatoren nur jener Teil des UW abgeschaltet wird, welcher wirklich von einem Fehler betroffen ist. Da dann ohnehin eines der Relais R1 oder R2 auslösen würde. Im herkömmlichen Schaltzustand mit geschlossener Kurzschlusskupplung müssten sowieso beide Transformatoren abgeschaltet werden, da beide in die Fehlerstelle speisen.

Auch bei dezentralen Einspeisern sollte ein UMZ-Schutzkriterium mit dem zusätzlichen Relais R5 für den 2-poligen Fehler funktionieren, da gezeigt wurde das der Fehlerstrom an der Phase L2 nur geringfügig abfällt aufgrund der vektoriellen Addition der eingespeisten PV-Ströme mit dem

Fehlerstrom. Des Weiteren würde generell eine Erhöhung der Kurzschlussleistung im Netz helfen, da diese einen höheren Fehlerstrom nach sich zieht.

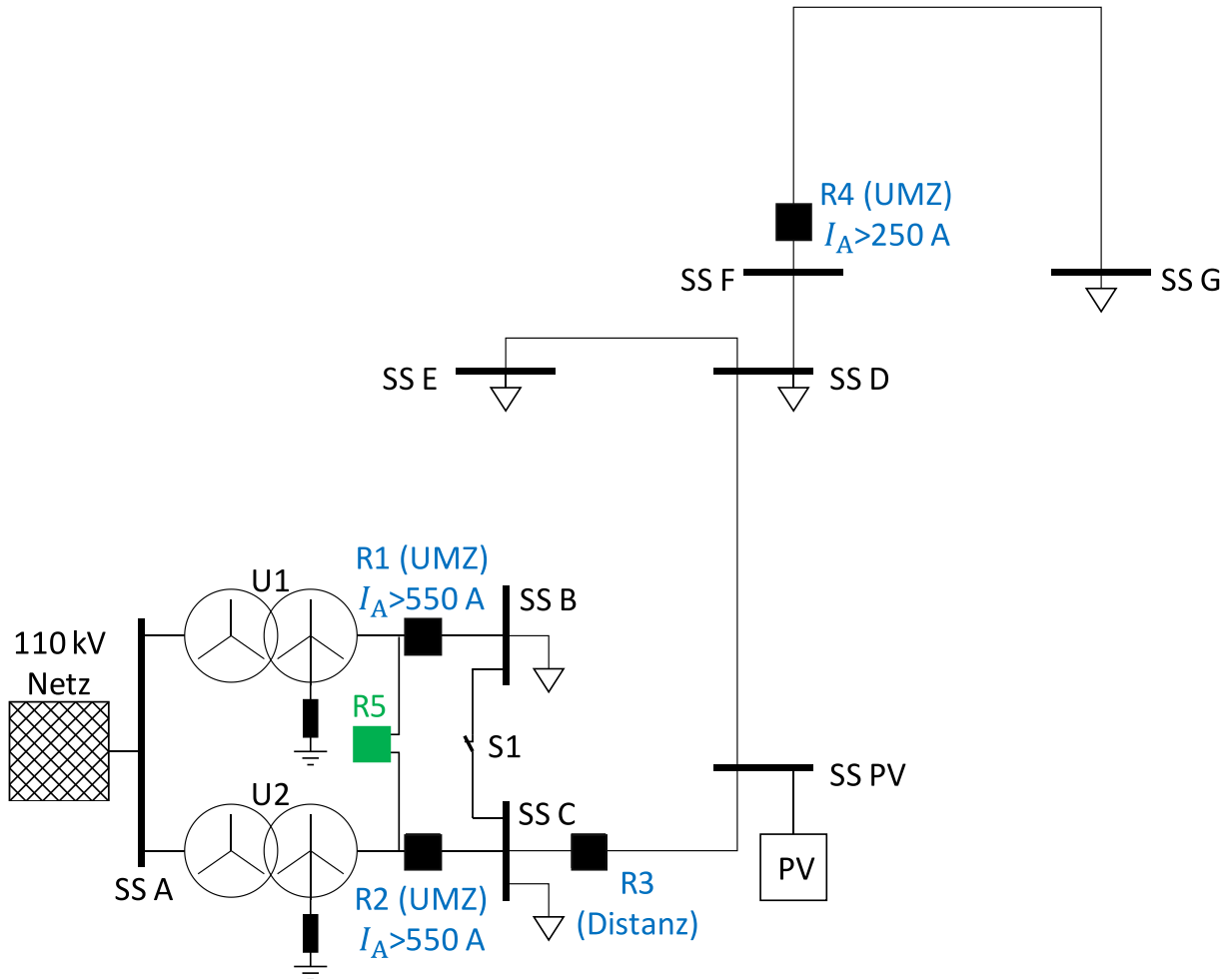


Abbildung 7-1: Netztopologie mit zusätzlichem Relais R5

Das Relais R5 in *Abbildung 7-1*, welches in grün dargestellt ist, zeigt die Position des neuen zusätzlichen Relais, welches auf Grundlage der Stromaddition der Teilströme von U1 und U2 funktioniert. Bei einer näheren Betrachtung der Fehlerströme für den 3-poligen Kurzschluss und einer sich steigenden PV-Einspeiseleistung, fällt auf, dass der Fehlerstrom aller drei Phasen absinkt und nicht wie im zweipoligen Fall ein Fehlerstrom relativ konstant bleibt. Dieses Verhalten ist im *Kapitel 6.3* erläutert.

Deshalb kann bei großen PV-Einspeiseleistungen ein UMZ-Schutzkonzept für das Relais R5 kritisch werden. Die addierten Fehlerströme liegen zwar noch über der Stromanregegrenze, allerdings unter Berücksichtigung einer gewissen Sicherheit könnte dies zu Problemen führen. Deshalb empfiehlt sich ein Distanzschutzkonzept an dieser Stelle, um auch die Fehlerströme bei großer PV-Einspeisung noch richtig detektieren und beherrschen zu können.

Der Distanzschutz arbeitet zwar mit dem gleichen addierten Strömen, allerdings wird noch die Spannung als zweiter Parameter ausgewertet. Somit befindet sich mehr Information im System und es kann jeder Fehlerfall richtig erkannt und abgeschaltet werden. Die Impedanzänderung bzw. Erhöhung

durch den dezentralen Einspeiser lässt sich mit einer herkömmlichen Umrichterregelung zwar nicht verhindern, allerdings liegt die berechnete Fehlerimpedanz trotzdem noch weit außerhalb des Lastbereichs. Somit kann auch mit einer Berücksichtigung einer gewissen Sicherheit noch jeder Fehler bei jeder PV-Einspeiseleistung in der kritischen Zone sicher geklärt werden.

7.2.2 Zusätzliches Relais im Abgang

Eine weitere Möglichkeit mit einem zusätzlichen Relais die Problematik zu beherrschen, wird in der Netzdarstellung *Abbildung 7-2* veranschaulicht. Dort wurde das in violett dargestellte Relais R6 direkt im Leitungszug des Abgangs platziert. Die Besonderheit dabei ist, dass das Relais nach der PV hin zur kritischen Zone platziert wurde. Das ist notwendig, da das zusätzliche Relais den in späterer Folge auftretenden Fehlerstrom im besten Fall komplett erfassen soll. Würde das Relais weiter in Richtung Netzeinspeisung platziert werden und vor der PV sich befinden, so hätte man wieder das Problem, des nicht vollständig erfassten Fehlerstroms.

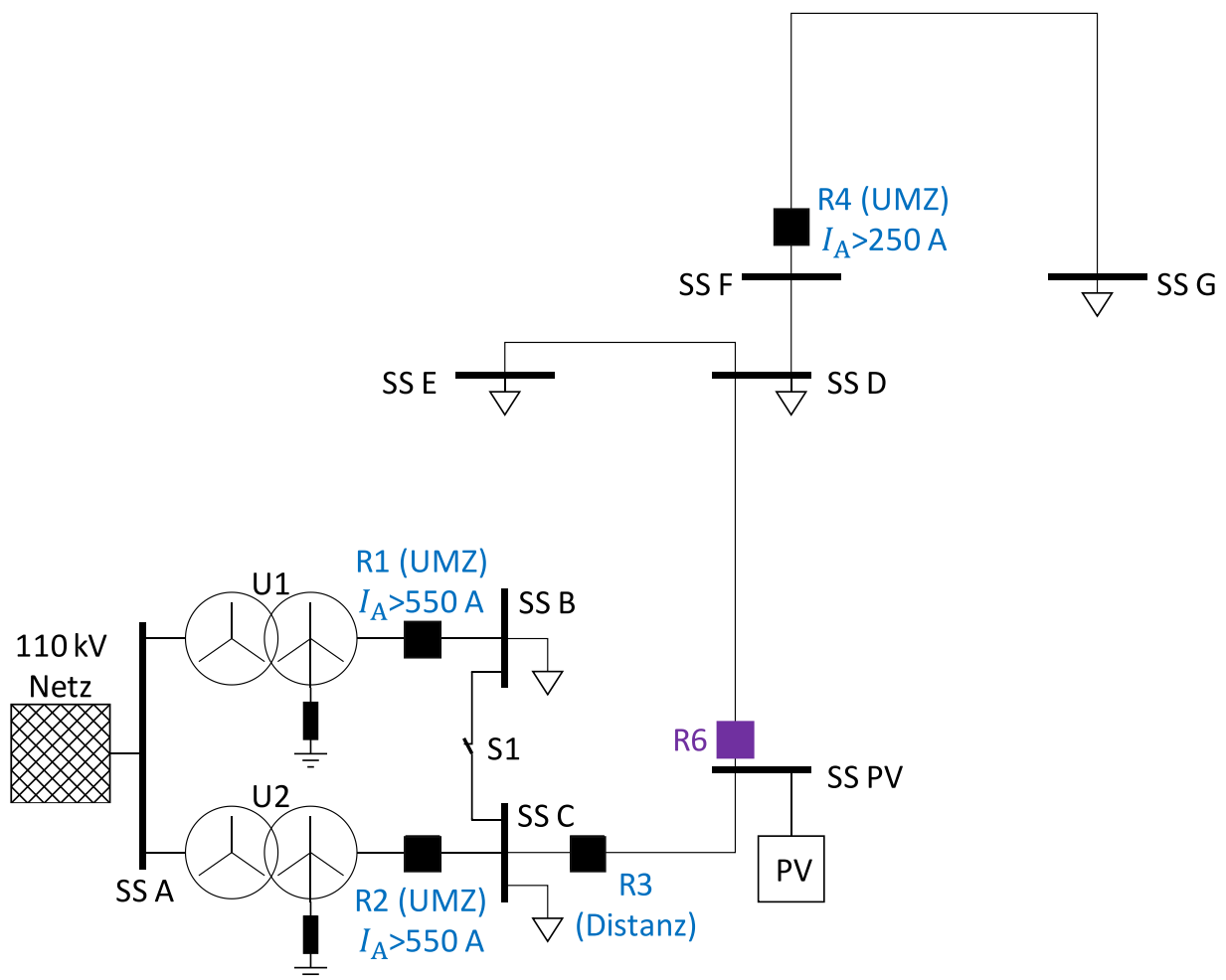


Abbildung 7-2: Reserveschutzkonzept mit zusätzlichem Relais R6 im betroffenen Abgang

In der Praxis muss genau betrachtet werden, wo sich ein Großteil der dezentralen Einspeiseleistung befindet, um einen geographisch günstigen Ort auswählen zu können, an dem der Großteil des Fehlerstroms erfasst werden kann. Somit ändert sich das Reserveschutzkonzept von der kritischen Zone, weg von den UMZ-Relais R1 und R2 hin zu dem Distanzschutzrelais R3. Das Relais R3 bietet als Reserveschutz somit eine komplette Sicherheit, ohne wie auch mit dezentralen Einspeisern für diese betrachtete Zone.

Ein weiterer Vorteil durch das zusätzliche Relais R6 ist durch den geographisch an anderer Stelle platzierten Reserveschutz R3 nun, dass bei einer Reserveschutzauslösung in der kritischen Zone nicht mehr das komplette Umspannwerk ausfällt, da nur der betroffene Abgang nach R3 abgeschaltet wird, somit würde man auch die Versorgungssicherheit erhöhen.

7.3 Neuronale Netzwerke

Eine weitere Möglichkeit könnte in Zukunft eine künstliche Intelligenz bieten, diese würde permanent sich am Netz befinden und Daten im Last- als auch im Fehlerfall sammeln. Somit könnte ein Schutzalgorithmus entwickelt werden, der aufgrund unterschiedlicher gewichteter Parameter die Last- und Fehlerfälle unterscheiden kann. Dieser Algorithmus könnte sich über die Zeit selbstständig verbessern, da es sich um ein selbstständig lernfähiges System handelt. Allerdings sollte dabei darauf geachtet werden, dass es sich um ein unterstützendes System für die Parameterbestimmung handelt und nicht um ein Schutzkonzept, welches zur selbstständigen Auslösung führt. [21] [22]

8 Zusammenfassung

Diese Kapitel dient dazu eine kurze Übersicht über die erarbeiteten Antworten der Forschungsfragen zu erhalten.

1.) Wie kann ein Reserveschutzkonzept für die untersuchte Netztopologie entwickelt werden, unter Berücksichtigung vorhandener Schutzgeräte und Messeinrichtungen?

Zu Beginn dieser Arbeit musste ein Modell erarbeitet, welches eine gewählte Netzsituation nachstellen kann. Dazu wurde eine Vereinfachung des Netzes vorgenommen, um eine übersichtliche Netztopologie zu erhalten. Dafür wurden Lasten zusammengefasst und an geographisch günstigen Orten Sammelschienen platziert. Das Modell wurde für eine schnelle Abschätzung zunächst in OMICRON RelaySim TEST in *Kapitel 4.1* aufgebaut und anschließend für die genaue Betrachtung in *Kapitel 4.2* in Matlab/Simulink überführt. Nach der Modellierung wurde eine Verifizierung der Modelle durchgeführt, um deren Richtigkeit zu gewährleisten. Diese Verifizierung wurde durchgeführt, indem die Simulationsergebnisse mit den Ergebnissen aus einem vorhandenen Störschrieb verglichen wurden, bei dem die genaue Position der Fehlerstelle bekannt ist, siehe *Kapitel 4.3*.

Nach erfolgreicher Verifizierung wurde das gewählte Netz auf eine Nichtauslösezonen des Reserveschutzes untersucht werden. Dabei ergab sich eine kritische Zone, an der sich eine unzureichende Wirksamkeit des Reserveschutz ergibt, siehe *Kapitel 3.5*. Für die kritischsten Stelle in dieser Zone wurden Untersuchungen in *Kapitel 5.2* mit verschiedenen möglichen Anregungs- und Auslöseparametern durchgeführt. Dabei stellte sich heraus, dass ein einzelnes Kriterium zu keinem effektiven Reserveschutzkonzept führt. Daher wurden in *Kapitel 5.3* zwei Parameter in einem Konzept kombiniert.

Zunächst wurde eine Impedanzanregung am Reserveschutz R1 und R2 untersucht, allerdings ergibt sich eine Zone, in der es zu Impedanzüberschneidungen bei Last- und Fehlerfall kommt. Die Impedanzanregung stellt zweifellos eine deutliche Verbesserung im Vergleich zum derzeitigen UMZ-Reserveschutzkonzept dar, allerdings reicht dieses Kriterium allein noch nicht für eine komplette Lösung aus. Daher wurde ein zweiter Parameter genutzt, um eine Unterscheidung zwischen Last- und Fehlerfall zu definieren.

Der kontinuierliche gleitende berechnete Stromsprung in *Kapitel 5.2.5*. Denn ein Fehler verursacht einen bestimmten Stromsprung und dieser kann zur Fallunterscheidung bei Impedanzwerten in dieser Zone genutzt werden. Wird nun eine Impedanz, welche vom Wert her ein Fehler aber auch ein Lastfall sein kann vom Relais erfasst, so wird der vorangegangene Stromsprung als Bewertungskriterium genutzt.

Hat es vor dem Erreichen der kritischen Impedanz einen ausreichend hohen Stromsprung gegeben, so ist es ein Fehler. Ist ein eher niedriger Stromsprung vorrangig so handelt es sich um eine hohe

Last, da diese in den meisten Fällen keine so hohen Stromsprünge verursacht. Probleme kann dieses Konzept nur in einem unwahrscheinlichen Sonderfall verursachen.

Bei diesem Problemszenario in *Kapitel 5.3.1* handelt es sich um einen Betrieb, bei dem nur ein Transformator verwendet wird und ein sehr hoher Lastsprung auftritt, der nahe an die Auslastungsgrenze des Transformators heranreicht. In solch einem Fall besteht das Risiko einer Fehlauflösung des Schutzrelais und einer damit verbundenen ungewollten Abschaltung. Dabei muss erwähnt werden, dass dies nicht dem herkömmlichen Betriebsfall entspricht und man damit einen im unwahrscheinlichen Fall etwas übersensiblen Schutz erhält. Der Vorteil liegt aber darin, dass mit dem neuen Konzept jeder Fehler sicher erkannt und abgeschaltet werden kann.

2.) Welche Auswirkungen für den Reserveschutz ergeben sich durch einen leistungsstarken dezentralen Einspeiser im Netz?

Um eine Untersuchung mit dezentralen Einspeisern im Netz durchzuführen, wurde im bereits bestehenden Netzmodell ein solcher Einspeiser integriert werden. Dabei wurde das Szenario von einer kleinen bis hin zu einer großen Ausbauleistung von PV-Anlagen betrachtet. Das bedeutet: Im Modell wurden Simulationsreihen in *Kapitel 6.2* und *6.3* beginnend mit 1 MVA bis hin zu einer Leistung von 20 MVA PV-Einspeiseleistung in steigerungsschritten von 1 MVA durchgeführt.

Damit ist eine gute Abschätzung von einem mittelfristigen bis hin zu einem langfristigen Szenario möglich, da sich die Leistung der dezentralen Einspeiser durch den Ausbau der erneuerbaren Energien in Zukunft sukzessive steigern wird. Dabei wurde davon ausgegangen, dass die zusätzlichen Einspeiser hauptsächlich Umrichter-basiert sind. Somit kommt die TOR für nichtsynchrone Einspeiser über 250 kVA im Mittelspannungsnetz zur Anwendung.

Dort wird das FRT-Verhalten der Umrichter definiert, wobei der Proportionalitätsfaktor k für die Regelung einen Freiheitsgrad aufweist. Dieser wurde ebenfalls in der Simulation berücksichtigt und liefert somit unterschiedliche Ergebnisse für die Simulationsreihen. Dabei stellte sich heraus: Je höher dieser Faktor ist, desto weniger Probleme treten für den Reserveschutz als auch für den Hauptschutz auf. Dieser Effekt hängt mit dem am Umrichter eingespeisten Blind- bzw. Wirkstrom zusammen, je mehr Wirkstrom dort eingespeist wird desto schlechter wurde das Ergebnis für den Reserveschutz, siehe *Kapitel 6.2* und *6.3*.

Eine Verbesserung hingegen tritt bei einer hohen Blindstromeinspeisung auf. Das liegt daran, dass beim Fehler mehr Wirkleistung im Netz aufgenommen wird als Blindleistung. Kommt nun der größte Teil der Wirkleistung aus der herkömmlichen Netzeinspeisung, so sind die Abweichungen am Schutz geringer. Es konnte aber ohnehin gezeigt werden, dass das erarbeitete Schutzkonzept für jeden k -Faktor noch funktionstüchtig ist, allerdings kommt es zur Verschiebung der überschneidenden Impedanzbereiche von Last- und Fehlerfall hin zu größeren Werten, siehe *Kapitel 6.4*. Bei einem großen Lastsprung hin zu einer hohen Auslastung des Transformators nimmt die Möglichkeit einer Fehlauflösung somit zu. Es bleibt aber weiterhin ein seltener Betriebsfall mit einem unüblichen Schaltzustand.

3.) Welche Reserveschutzkonzepte funktionieren trotz dezentraler Einspeiser?

Es konnte gezeigt werden, dass das entwickelte Reserveschutzkonzept auch bei dezentralen Einspeisern funktioniert. Weitere Lösungsmöglichkeiten in *Kapitel 7* könnten durch wenige Änderungen im Netz ebenfalls geschaffen werden. Eine davon wäre in *Kapitel 7.1* eine Parameterumschaltung an den Reserveschutzrelais R1 und R2, somit würde man zwei unterschiedliche Anregeschwellen für den Fall einer geschlossenen und einer geöffneten Kurzschluss erhalten.

Damit kann man erreichen, dass für beide Betriebsfälle es zu einer sicheren Auslösung bei geöffneter als auch bei geschlossener Kurzschluss kommt. Denn die Anregeschwelle wird durch die Kurzschluss umgeschaltet und legt diese so, dass bei geöffneter Kurzschluss eine niedrige Anregeimpedanz und bei geschlossener eine höhere Anregeimpedanz wirksam ist.

Für die Ströme kann man eine ähnliche Einstellung vornehmen, wobei die Schwelle jedoch umgekehrt eingestellt wird. Das bedeutet, dass eine niedrige Schwelle bei geschlossener Kurzschluss und eine hohe Schwelle bei geöffneter Kurzschluss eingestellt wird. Das Ganze lässt sich aufgrund des (n-1)-Kriteriums realisieren, da dieses eine niedrigere Auslöseschwelle bei geschlossener Kurzschluss erlaubt, da der Betriebsstrom eines Transformators in diesem Fall auf den halben maximal möglichen Betriebsstrom begrenzt wird.

Somit kommt es zu keiner Fehler- und Lastbereichsüberschneidung mehr. Allerdings ist auch dieses Konzept in einem unüblichen Schaltzustand nicht zuverlässig, da bei geschlossener Kurzschluss und nur einem in Betrieb befindlichen Transformator nur die halbe Transformatorleistung genutzt werden kann, da die niedrige Anregeschwelle aktiv ist. Somit müsste man auch noch eine Betrachtung der einzelnen Transformatorschaltzustände miteinbeziehen.

Weitere Lösungsmöglichkeiten bestehen durch den Einbau eines zusätzlichen Relais. Dabei kann beispielsweise an den Transformatoren selbst ein Relais eingesetzt werden, das die einzelnen Ströme der Transformatoren aufaddiert und somit wieder den gesamten Fehlerstrom sieht, siehe *Kapitel 7.2.1*. Somit kann der Problematik einer geschlossenen Kurzschluss und einer damit verbundenen Fehlerstromaufteilung entgegengewirkt werden.

Dieses Konzept funktioniert mit den niedrigeren bis mittleren Einspeiseleistungen, hingegen im höheren Bereich der Einspeiseleistung kann bei einem UMZ-Schutzkonzept und 3-poligen Fehler der entstehende Fehlerstrom in die Nähe der Anregeschwelle kommen. Dies passiert bei einem 2-poligen Fehler nicht, da dort ein Fehlerstrom hoch genug bleibt, der Grund dafür wurde im dazugehörigen *Kapitel 6.2.3* thematisiert. Deshalb bietet sich hier ein Distanzschutzkonzept mit Impedanzmessung an, da durch die Messung der Spannung mehr Information gewonnen werden kann und es trotz Impedanzanhebung im Fehlerfall durch PV-Einspeisung sicher zur Auslösung kommt.

Unter anderem kann in *Kapitel 7.2.2* mit einem zusätzlichen Relais im betroffenen Abgang eine Lösung erzielt werden. Dabei wird vor der kritischen Zone aber nach der PV ein zusätzliches Relais eingebracht, dieses Relais sieht nun den gesamten Fehlerstrom, der in die Fehlerstelle fließt und kann daher richtig auslösen. Dabei muss in der Praxis darauf geachtet werden, dass das neue Relais immer hinter dem

größten Anteil der PV-Einspeisung platziert wird, damit ein größtmöglicher Teil des Fehlerstroms vom Relais gesehen wird. Durch die Verschiebung des Reserveschutzes an den Anfang des betroffenen Abgangs, konkret an R3, ergeben sich weitere Vorteile. Im Falle einer Reserveschutzauslösung wird nun nicht mehr das gesamte Umspannwerk stromlos, sondern lediglich der betroffene Abgang und damit erhöht sich auch die Versorgungssicherheit.

9 Referenzen

- [1] K. Heuck, K.-D. Dettmann, and D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*, 9.Auflage. Springer, 2013.
- [2] L. Ficker, "Einstellregeln Überstromzeitschutz," *Netzschutz-Magazin*, 2018.
- [3] A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme Smarte Stromversorgung im Zeitalter der Energiewende*, 6.Auflage. Springer, 2020.
- [4] L. Ficker, "Schutz und Versorgungssicherheit elektrischer Systeme," Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Technische Universität Graz, 2008.
- [5] Gerhard Ziegler, *Digitaler Distanzschutz Grundlagen und Anwendung*, 2.Auflage. Siemens, 2008.
- [6] W. Schossig, "Reichweiten- und Staffelzeitengrundsätze," *Netzschutz-Magazin*, 2018.
- [7] Handbuch, Ed., *Siemens SIPROTEC 5 Distanzschutz, Leitungsdifferentialschutz und Überstromzeitschutz für 3-polige Auslösung*, vol. 8.30. Siemens.
- [8] Valentin Crasten, *Elektrische Energieversorgung 1 Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik*, 4. Auflage. Springer, 2016.
- [9] D. Nelles and H. Opperskalski, *Digitaler Distanzschutz Verhalten der Algorithmen bei nichtidealen Eingangssignalen*. Springer Fachmedien Wiesbaden, 1991.
- [10] FFN Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, "Technischer Hinweis, Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen," Sep. 2009.
- [11] *VDEW-Ringbuch Schutztechnik Anregelprobleme beim Reserveschutz*, no. 588804. Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke VDEW, 1992.
- [12] I. Kasikci, *Planung von Elektroanlagen Theorie, Vorschrift, Praxis*, 2. Auflage. Springer, 2015.
- [13] J. Marchgraber, W. Gawlik, and M. Wurm, "Modellierung der dynamischen Netzstützung von über Umrichter angebundenen Erzeugungsanlagen und Speicher," *Elektrotechnik und Informationstechnik*, vol. 136, no. 1, pp. 31–38, 2019, doi: 10.1007/s00502-019-0699-7.
- [14] Energie-Control Austria, *Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen TOR Erzeuger: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs B, V 1.2*. E-Conrol, 2022.
- [15] VDE, "Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)," 2017.

- [16] C. Mager, "Strategische Netzausbauplanung mit 110kV Netztrennung im Zentralraum Oberösterreich," Hochschule Mittweida University of applied sciences, 2019.
- [17] IEEE, "IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for power systems," 1999.
- [18] S. Pack, "Transiente Beanspruchung elektrischer Betriebsmittel," Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Technische Universität Graz.
- [19] W. Schossig, "Transformatordifferentialschutz," *Netzschutz-Magazin*, 2019.
- [20] H. Renner, "Regelung und Stabilität elektrischer Energiesysteme," Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Technische Universität Graz, 2015.
- [21] A. Schmidt, "Lastauslösung im 20kV Transformatoreinspeisefeld - Ursachen und Abhilfen," Bayernwerk Netz GmbH, 2020.
- [22] H. K. Zadeh and Z. Li, "Artificial neural network based load blinder for distance protection," *IEEE Power Energy Soc. 2008 Gen. Meet. Convers. Deliv. Electr. Energy 21st Century, PES*, pp. 1–6, 2008, doi: 10.1109/PES.2008.4596056.

10 Appendix

Die Tabellen in diesem Kapitel geben einen Überblick über sämtliche Parameter mit, der die Modellbildung durchgeführt wurde und auch reproduzierbar ist.

Die *Tabelle 10-1* zeigt die Netzparameter mit unterschiedlichen möglichen Kurzschlussleistungen.

Modellparameter Netz			
Eingestellt			
S''_{kQ}	$S''_{kQ,min}$	U_n	f
MVA	MVA	kV	Hz
686	343	110	50

Tabelle 10-1: Modellparameter Netz

Für die Leitung 1 und die Leitung 2 wurde angenommen bzw. die Vereinfachung getroffen, dass alle übrigen Abgänge von diesem Umspannwerk gleichmäßig auf beide Leitungen aufgeteilt werden. Alle Werte zu den Leitungen sind in *Tabelle 10-2* zu finden.

Modellparameter Leitungen						
Eingestellt						
R'_{11}	R'_{12}	R'_{13}	R'_{14}	R'_{15}	R'_{16a}	R'_{16b}
Ω/km	Ω/km	Ω/km	Ω/km	Ω/km	Ω/km	Ω/km
0,31	0,31	0,45	0,50	0,32	0,34	0,47
Eingestellt						
X'_{11}	X'_{12}	X'_{13}	X'_{14}	X'_{15}	X'_{16a}	X'_{16b}
Ω/km	Ω/km	Ω/km	Ω/km	Ω/km	Ω/km	Ω/km
0,30	0,30	0,46	0,38	0,36	0,37	0,35
Eingestellt						
C'_{11}	C'_{12}	C'_{13}	C'_{14}	C'_{15}	C'_{16a}	C'_{16b}
$\mu\text{F}/\text{km}$	$\mu\text{F}/\text{km}$	$\mu\text{F}/\text{km}$	$\mu\text{F}/\text{km}$	$\mu\text{F}/\text{km}$	$\mu\text{F}/\text{km}$	$\mu\text{F}/\text{km}$
0,12	0,12	0,14	0,09	0,02	0,03	0,09
Eingestellt						
l_1	l_2	l_3	l_4	l_5	l_{6a}	l_{6b}
km	km	km	km	km	km	km
83,37	83,37	12,0	4,46	2,55	13,27	5,33

Tabelle 10-2: Modellparameter Leitungen

Für die Lasten 1 und 2 gilt das gleiche wie für die Leitungen 1 und 2. Die beiden Lasten wurden ebenfalls gleichmäßig aufgeteilt. Die *Tabelle 10-3* zeigt sämtliche Lasten im Modell.

Modellparameter Lasten					
Eingestellt					
S_{L1}	S_{L2}	S_{L3}	S_{L4}	S_{L5}	$\cos(\varphi)$
MVA	MVA	MVA	MVA	MVA	-
1,549	1,549	0,745	0,157	0,588	0,95

Tabelle 10-3: Modellparameter Lasten

Die beiden Transformatoren U1 und U2 sind identisch und daher kann die *Tabelle 10-4* für beide herangezogen werden.

Modellparameter Transformatoren U1 und U2					
Eingestellt					
U_{THV}	U_{TLV}	S_T	u_k	u_r	$I_{n,max}$
kV	kV	MVA	%	%	A
110	26,5	20	9,3	0,6	440

Tabelle 10-4: Modellparameter der Transformatoren

Der zusätzliche Einspeiser ist über den Transformator T1 ans Netz gekoppelt. Dieser Transformator besitzt ein Übersetzungsverhältnis von 1 und ist ohne Sättigungserscheinungen modelliert. Diese Vereinfachung wurde getroffen, da bei einem anderen Übersetzungsverhältnis die bezogene Spannungsabweichung gleichbleibt und somit die Regelung die gleichen Ergebnisse liefert. Die zusätzliche Last wurde gleichmäßig auf Wirk- und Blindleistung aufgeteilt. Des Weiteren sind sie etwas größer als die größtmögliche PV-Scheinleistung. Das ist einerseits ein Sicherheitsfaktor, somit kann wirklich die komplette erzeugte Leistung im Netz verbraucht werden und andererseits ist die eingespeiste Wirk- und Blindleistung variabel und hängt stark vom k -Faktor ab. Somit sollte jeder Einspeisezustand mit der Last gedeckt werden können. Die *Tabelle 10-5* zeigt die dazugehörigen Leistungen.

Modellparameter zusätzlicher Einspeiser und Last			
Eingestellt			
$P_{\text{zusät.Last}}$	$Q_{\text{zusät.Last}}$	$S_{PV,max}$	S_{T1}
MVA	MVA	MVA	MVA
21	21	20	20

Tabelle 10-5: Modellparameter zusätzlicher Einspeiser und Last

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Darstellung des Überstromzeitschutzverhaltens [2].....	3
Abbildung 2-2: Strombereiche bei UMZ-Schutz [2].....	4
Abbildung 2-3: Darstellung der Richtungserkennung.....	5
Abbildung 2-4: Messung der Kurzschlussimpedanz [5]	6
Abbildung 2-5: Zonendiagramm eines Distanzschutzes [4]	6
Abbildung 2-6: Darstellung der Impedanzanregung mit Lastausblendung [7]	7
Abbildung 2-7: Staffelplan mit Reserveschutzbereich [12].....	8
Abbildung 2-8: FRT-Profil synchroner Einspeiser [14]	9
Abbildung 2-9: FRT-Profil nichtsynchrone Einspeiser [14]	9
Abbildung 2-10: Geforderter zusätzliche Blindstromänderung aufgrund der Spannungsänderung [15]	10
Abbildung 3-1: Stromverläufe aus Störschrieb aufgenommen an R3 (Distanzschutz)	11
Abbildung 3-2: Normierte Phase-Erde-Spannungsverläufe aus Störschrieb aufgenommen an R3 (Distanzschutz)	12
Abbildung 3-3: Netztopologie und Fehlerort für vorhandenen Störschrieb	14
Abbildung 3-4: 2-poliger Kurzschluss in symmetrischen Komponenten für Störschriebkurzschluss....	15
Abbildung 3-5: Kritische Zone des Reserveschutzes und ungünstigster Fehlerort in der Zone	21
Abbildung 3-6: 3-poliger Kurzschluss in symmetrischen Komponenten für Kurzschluss an SS E	22
Abbildung 4-1: Simulationsmodell in OMICRON RelaySim Test	24
Abbildung 4-2: Simulationsergebnisse vor (links, Lastfall) und während (rechts, Fehlerfall) dem 2- poligen Fehler am Störschriebfehlerort	25
Abbildung 4-3: Simulationsergebnisse für 2-poligen Fehler an SS G	26
Abbildung 4-4: Oberer Teil des Simulationsmodells in Simulink (großer Anteil des Abgangs)	27
Abbildung 4-5: Mittlerer Teil des Simulationsmodells in Simulink (PV-Einspeisung).....	28
Abbildung 4-6: Unterer Teil des Simulationsmodells in Simulink (Netzeinspeisung)	29
Abbildung 4-7: Darstellung der verwendeten Messung	30
Abbildung 4-8: Darstellung der verwendeten Reglerstruktur	31
Abbildung 4-9: Vergleich der Stromverläufe.....	33
Abbildung 4-10: Vergleich der Effektivwertstromverläufe	34
Abbildung 4-11: Vergleich der Spannungsverläufe	35
Abbildung 4-12: Vergleich der Effektivwertspannungsverläufe	35
Abbildung 5-1: Stromverläufe an R1 (UMZ) bei Fehler an SS E.....	38
Abbildung 5-2: Impedanzanregung an R1 (UMZ) bei 2-poligen Fehler an SS E	40
Abbildung 5-3: Bereichsüberschneidung der Fehler- und Lastimpedanzen	41
Abbildung 5-4: Phase-Erde-Spannungseinbrüche an R1 (UMZ) bei Fehler an SS E	45

Abbildung 5-5: Oberwellenströme von L1 an R1 (UMZ) bei Fehler an SS E und unbelasteten U1 und U2	47
Abbildung 5-6: Normierte Oberwellenströme von L1 an R1 (UMZ) bei Fehler an SS E und unbelasteten U1 und U2.....	48
Abbildung 5-7: Oberwellenströme von L1 an R1 (UMZ) bei Fehler an SS E und belasteten U1 und U2	49
Abbildung 5-8: Normierte Oberwellenströme von L1 an R1 (UMZ) bei Fehler an SS E und belasteten U1 und U2.....	50
Abbildung 5-9: Geringster Stromsprung an R1 (UMZ) bei Fehler an SS E	51
Abbildung 5-10: Schnelle Näherung zur Abschätzung des Stromsprunges	53
Abbildung 5-11: Reserveschutzkonzept als Kombination von Impedanzanregung und Impedanz- / Stromsprung	55
Abbildung 5-12: Darstellung des (n-1)-Lastbereichs in der Lastausblendung	57
Abbildung 6-1: Netztopologie mit zusätzlicher PV-Einspeisung.....	59
Abbildung 6-2: Spannungs- und Stromvergleich am Leiter L1 im 2-poligen Fehlerfall	60
Abbildung 6-3: Spannungs- und Stromvergleich am Leiter L2 im 2-poligen Fehlerfall	61
Abbildung 6-4: Spannungs- und Stromvergleich am Leiter L3 im 2-poligen Fehlerfall	62
Abbildung 6-5: Darstellung aller Ströme am Umrichter vor und während des 2-poligen Fehlers an SS E	63
Abbildung 6-6: Spannungsstützung an der Sammelschiene SS PV bei $k = 6$ und $S_{PV} = 10$ MVA.....	63
Abbildung 6-7: 3-phasige Leistungen an SS PV bei Fehler an SS E	65
Abbildung 6-8: 3-phasige Leistungen an Transformator U1 bei Fehler an SS E	66
Abbildung 6-9: Stromverläufe an R1 (UMZ) bei einer PV-Einspeisung von 10 MVA und Fehler an SS E	67
Abbildung 6-10: Spannungsverläufe an SS PV bei unterschiedliche PV-Einspeiseleistung und k-Faktoren.....	68
Abbildung 6-11: Spannungsverläufe an R1(UMZ) bei unterschiedliche PV-Einspeiseleistung und k-Faktoren.....	69
Abbildung 6-12: Fehlerstromverläufe und Stromsprungkontrolle	71
Abbildung 6-13: Netzdarstellung zur Erklärung der Netzfehlerströme	72
Abbildung 6-14: Vektorielle Darstellung der Ströme im 2-poligen Fehlerfall.....	73
Abbildung 6-15: Fehlerimpedanzverhalten bei unterschiedlichen k und S_{PV} am Reserveschutz R1	74
Abbildung 6-16: Fehlerimpedanzwinkel für die Fehlerimpedanzen an R1(UMZ) bei verschieden k und S_{PV}	75
Abbildung 6-17: Fehlerimpedanzverhalten bei unterschiedlichen k und S_{PV} am Schutz R3	76
Abbildung 6-18: 3-phasige Leistungsabgabe vom Netz gemessen an R3	77
Abbildung 6-19: 3-phasige Leistungsabgabe an SS PV	78
Abbildung 6-20: Darstellung der Stromänderungen im Mit- und Gegensystem.....	79
Abbildung 6-21: Darstellung der Stromänderungen im Mit- und Gegensystem bei 3-poligen Fehler an SS E.....	80

Abbildung 6-22: Spannungsverläufe an SS PV bei unterschiedliche PV-Einspeiseleistung, k -Faktoren und 3-poligen Fehler an SS E	81
Abbildung 6-23: Spannungsverläufe an R1(UMZ) bei unterschiedliche PV-Einspeiseleistung, k -Faktoren und 3-poligen Fehler an SS E	81
Abbildung 6-24: Fehlerstromverläufe bei 3-poligen Fehler an SS E	82
Abbildung 6-25: Fehlerimpedanzverhalten bei unterschiedlichen k , S_{PV} an R1(UMZ) und 3-poligen Fehler an SS E	83
Abbildung 6-26: Fehlerimpedanzwinkel für die Fehlerimpedanzen bei unterschiedlichen k , S_{PV} an R1(UMZ) und 3-poligen Fehler an SS E	84
Abbildung 6-27: 3-phasige Leistungsabgabe an SS PV bei 3-poligen Fehler an SS E	85
Abbildung 6-28: Impedanzanregung mit Berücksichtigung der Impedanzänderung bei PV-Einspeisung	87
Abbildung 6-29: Spannungsverläufe an SS PV bei $k = 2$ und unterschiedlichen PV-Wirkleistung.....	89
Abbildung 6-30: Spannungsverläufe an R1 bei $k = 2$ und unterschiedlichen PV-Wirkleistung.....	89
Abbildung 6-31: Stromverläufe an R1(UMZ) bei $k = 2$ und unterschiedlichen PV-Wirkleistung	90
Abbildung 6-32: Fehlerimpedanzverläufe an R1(UMZ) bei $k = 2$ und unterschiedlichen PV-Wirkleistung	91
Abbildung 6-33: Fehlerimpedanzwinkel für die Fehlerimpedanzen an R1(UMZ) bei $k = 2$ und unterschiedlichen PV-Wirkleistung	92
Abbildung 6-34: 3-phasige Leistungsverläufe an R1(UMZ) bei $k = 2$ und unterschiedlichen PV-Wirkleistung	93
Abbildung 6-35: Darstellung der Stromänderungen im Mit- und Gegensystem bei $k = 2$ und unterschiedlichen PV-Wirkleistung	94
Abbildung 7-1: Netztopologie mit zusätzlichem Relais R5	98
Abbildung 7-2: Reserveschutzkonzept mit zusätzlichem Relais R6 im betroffenen Abgang	99

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1: Stationäre Fehlergrößen aus Störschrieb	13
Tabelle 3-2: Schaltzustände während Störschriebfehler	13
Tabelle 3-3: Berechnung des Störschriebkurzschlussstroms	18
Tabelle 3-4 : Berechnung der kritischen Zone	20
Tabelle 3-5: Berechnung 3-poliger KS an SS E	23
Tabelle 4-1: Fehlerwiderstände bei der Verifikation	34
Tabelle 5-1: Fehlerparameter	37

Tabelle 5-2: Ergebnisse aus der Simulation mit 2-poligen Fehler an SS E	38
Tabelle 5-3: Lastausblendung	40
Tabelle 5-4: Sicherheitsfaktor für minimalen Lastwiderstand.....	42
Tabelle 5-5: Sicherheitsfaktor für Fehlerschleifenimpedanz	43
Tabelle 5-6: Spannungseinbruch während Fehler an SS E	45
Tabelle 5-7: Ströme und Ergebnisse der Schiefastbetrachtung an R1 (UMZ)	46
Tabelle 5-8: Ermittlung des Stromsprungs mit Vorfehler- und Fehlerstrom an R1 (UMZ)	51
Tabelle 5-9: Schnelle Abschätzung des Stromsprunges	53
Tabelle 5-10: Parameter für Fehlauslösung	56
Tabelle 6-1: Werte zur Charakterisierung der Netzströme bei kleinem k-Faktor	73
Tabelle 6-2: Impedanzwerte aus der Simulation mit $S_{PV} = 0$ MVA	77
Tabelle 6-3: Impedanzwerte für den 3-poligen Fehlerfall aus der Simulation mit $S_{PV} = 0$ MVA	84
Tabelle 6-4: Fehlauslösungsparameter bei 20 MVA PV-Einspeisung	86
Tabelle 10-1: Modellparameter Netz	107
Tabelle 10-2: Modellparameter Leitungen.....	107
Tabelle 10-3: Modellparameter Lasten.....	108
Tabelle 10-4: Modellparameter der Transformatoren.....	108
Tabelle 10-5: Modellparameter zusätzlicher Einspeiser und Last.....	108