



Masterarbeit

European Master in Renewable Energy

Auswirkungen dezentraler Erzeuger auf Schutzfunktionen - Szenarienhorizont 2030+

Elisabeth Schmid

Institut für Physik

Fakultät für Mathematik und Naturwissenschaften

Carl von Ossietzky Universität Oldenburg

Erstgutachterin:
Zweitgutachter:
Externe Betreuung:

Dr. Herena Torío
Prof. Dr. Carsten Agert
Dipl.-Ing. Thorsten Reimann

Oldenburg, 11. Mai 2024

Abstract

Due to the increasing use of renewable energies, the deployment of grid-forming inverters is gaining in importance. The aim of this thesis was therefore to develop simulation models to investigate the effects of grid-forming inverters on protection functions in the medium-voltage grid.

For this purpose, a benchmark grid typical for Germany was extended to include distance protection devices and inverters of different control architectures with system protection. The aim was to achieve an 80 % renewable power supply, taking into account the current targets of the German government.

The investigation revealed that the distance protection requires a voltage-controlled overcurrent starting function in order to trigger by impedance measurement in the event of short-circuit currents from inverters. The measurement deviations of the distance protection caused by inverters can be reduced by a control system that prioritizes reactive currents in the event of a fault. The development of a generally valid definition of grid-forming properties is required.

The existing models for grid-forming inverters proved to be not suitable in the course of the simulations, as they showed too long transients, which impede the impedance measurement of the distance protection devices. Maximum currents were exceeded during faults, which the power electronics could not withstand. Interactions between several inverters were detected. Operation close to the load limit of the inverters proved to be critical. An improvement of the models was therefore recommended.

Zusammenfassung

Durch den zunehmenden Ausbau der erneuerbaren Energien gewinnt der Einsatz von netzbildenden Wechselrichtern an Bedeutung. Ziel der vorliegenden Arbeit war daher die Entwicklung von Simulationsmodellen, die die Auswirkungen von netzbildenden Wechselrichtern auf Schutzfunktionen im Mittelspannungsnetz untersuchen.

Hierfür wurde ein für Deutschland typisches Benchmark-Netz um Distanzschutzgeräte und Wechselrichter verschiedener Regelungsarchitekturen mit Anlagenschutz erweitert. Angestrebt wurde unter Berücksichtigung der aktuellen Ziele der Bundesregierung eine 80 % regenerative Stromversorgung.

Die Untersuchung ergab, dass der Distanzschutz eine Unterimpedanzanregung benötigt, um auch bei Kurzschlussströmen von Wechselrichtern durch Impedanzmessung auszulösen. Die durch die Wechselrichter verursachten Messabweichungen des Distanzschutzes lassen sich durch eine Regelung verringern, die Blindströme im Fehlerfall priorisiert. Es wird die Entwicklung einer allgemeingültigen Definition von netzbildenden Eigenschaften gefordert.

Die bestehenden Modelle für netzbildende Wechselrichter erwiesen sich im Laufe der Simulationen als ungeeignet, da diese zu lange Einschwingvorgänge zeigten, die die Impedanzmessung der Distanzschutzgeräte erschweren. Es wurden Maximalströme im Fehlerfall überschritten, denen die Leistungselektronik nicht standhalten würde. Wechselwirkungen zwischen mehreren Wechselrichtern wurden festgestellt. Der Betrieb nahe der Belastungsgrenze der Wechselrichter erwies sich als kritisch. Eine Verbesserung der Modelle wurde daher empfohlen.

Eidesstattliche Erklärung

Ich versichere, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst und keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt und die allgemeinen Prinzipien wissenschaftlicher Arbeit und Veröffentlichungen, wie sie in den Leitlinien guter wissenschaftlicher Praxis der Carl von Ossietzky Universität Oldenburg festgelegt sind, befolgt habe.

Oldenburg, 11. Mai 2024

Elisabeth Schmid

Inhaltsverzeichnis

Kurzzusammenfassung	I
Inhaltsverzeichnis	III
Abbildungsverzeichnis	V
Tabellenverzeichnis	VI
Abkürzungsverzeichnis	VII
1 Einführung	1
1.1 Motivation	1
1.2 Zielsetzung	3
2 Stand der Technik	4
2.1 Synchrongenerator und Wechselrichter basierte Systeme	4
2.1.1 Regelungsarten von Wechselrichtern	4
2.1.2 Verhalten im Fehlerfall	6
2.2 Schutzfunktionen und gefordertes systemdienliches Verhalten von Erzeugungsanlagen	7
2.2.1 Dynamische Netzstützung	8
2.2.2 Anlagenschutz im Fehlerfall	10
2.3 Eingesetzte Netzschutzkonzepte für Verteilnetzebenen	11
2.3.1 Überstromschutz	12
2.3.2 Distanzschutz	14
2.3.3 Differentialschutz	18
2.3.4 Automatische Wiedereinschaltung	19
2.3.5 Neue Schutzkonzepte	19
2.3.6 Differenzierung nach Spannungsebene	20
2.4 Erzeugungsleistung in Verteilnetzabschnitten	20
3 Methodik	23
3.1 Grundlegendes Netzmodell	23
3.1.1 Regenerative Stromerzeugung	24
3.1.2 Netzschutz	25
3.1.3 Modelle zum Vergleich	29
3.2 Anlagenschutz	31
3.3 Simulation	32

4	Ergebnisse und Diskussion	35
4.1	Untersuchung des Distanzschutzes für verschiedene Fehlerorte	35
4.1.1	Auslösung von Distanzschutzrelais DD63_Z3.1	35
4.1.2	Fehlererkennung für Fehler auf Line 60	37
4.1.3	Messergebnisse für Fehler auf Line 47	38
4.2	Überprüfung des Anlagenschutzes	39
4.2.1	System mit PF-VSM Anlagen	39
4.2.2	Vergleich mit Simulation ohne Erzeugungsanlagen	40
4.2.3	Vergleich mit netzfolgenden Anlagen	42
4.2.4	Vergleich mit SelfSync Anlagen	43
4.2.5	Vergleich der Blind- und Wirkströme im Fehlerfall	45
4.2.6	Untersuchung der PF-VSM Anlage	50
4.2.7	Untersuchung der SelfSync Anlage	54
5	Zusammenfassung und Ausblick	59
	Literatur	62
A	Toleranzbereich für den zusätzlichen Blindstrom	65
B	Leistungen von Erzeugung und Last im untersuchten Netzabschnitt des SimBench Netzes	66
C	Erzeugungsleistung im untersuchten Netzabschnitt	67
D	Distanzschutzergebnisse für verschiedene Fehlerfälle	68

Abbildungsverzeichnis

1.1	Geplante installierte Leistung in Deutschland (aufbauend auf [2, 4])	1
2.1	Grobe Struktur des Stromnetzes [9]	4
2.2	Fault-Ride-Through-Grenzkurve für den Spannungsverlauf am Netzanschlusspunkt für eine Typ-2-Erzeugungsanlage [17]	9
2.3	Prinzip der Spannungsstützung bei Netzfehlern [17]	10
2.4	Überstromrelais-Kennlinien [18]	12
2.5	Distanzschutzrelais-Kennlinien	15
2.6	Illustration der Schutzzone, die bei Distanzrelais angenommen wird, (a) für ein SG-dominiertes Netz und (b) für ein WR-dominiertes Netz [10]	17
2.7	Eingesetzte Netzschutzkonzepte nach Spannungsebene [21]	20
3.1	Betrachteter Netzabschnitt mit netzbildenden Umrichtern mit PF-VSM Regelung und Distanzschutzgeräten	23
3.2	Staffelplan der Distanzschutzgeräte vom Umspannwerk bis zum langen Abzweig	27
3.3	Staffelplan der Distanzschutzgeräte vom Umspannwerk bis zum kurzen Abzweig	27
3.4	Reichweiteneinfärbung des gesamten Netzabschnitts links und eines Ausschnitts rechts	28
3.5	R-X-Diagramm für Distanzschutz DD 0 UW	29
3.6	Aufbau des SelfSync-Wechselrichters nach [34]	30
3.7	Einbauorte des zusätzlichen 10 MVA-Umrichters	31
3.8	Modell des verwendeten Anlagenschutzes nach [36]	32
3.9	Fehlerorte im betrachteten Netzausschnitt	33
4.1	R-X-Werte für Fehler auf Line 67 - 75%	35
4.2	Gemessene und reale R-X-Werte für verschiedene Fehlerorte	36
4.3	R-X-Werte für Fehler auf Line 60	38
4.4	R-X-Werte für Fehler auf Line 47	39
4.5	Spannungen an drei Sammelschienen für Fehler auf Line 67 - 75% - Simulation ohne Erzeugungsanlagen	40
4.6	Spannungen an drei Sammelschienen für Fehler auf Line 67 - 75% - Simulation mit PF-VSM Anlagen	41
4.7	Netzmodell mit Markierung betrachteter Umrichter und Sammelschienen	42
4.8	Spannungen und Ströme von PWM MV Converter 1 und 4	44
4.9	Ströme für Fehler auf Line 67 - 75% für GFL, PF-VSM und SelfSync Regelung	46

4.10	Ströme für SelfSync Regelung für die verschiedenen Prio-Parameter für Fehler auf Line 67 - 75 %	47
4.11	Vergleich von Strömen und Spannungen für Fehler auf Line 67 - 75 % - links: ein Umrichter im Benchmark-Netz aktiviert, rechts: alle Umrichter	48
4.12	R-X-Diagramm für SelfSync Prio 0,1,2,3 (Schutzgerät DD63_Z3.1) . . .	49
4.13	Vereinfachtes Netzmodell zur Untersuchung der PF-VSM Anlage . . .	51
4.14	Ströme der PF-VSM Anlage für 10 % Spannungseinbruch (links im vereinfachten Netz, mittig eine Anlage im Benchmark-Netz, rechts alle Anlagen im Benchmark-Netz aktiviert)	52
4.15	Ströme der PF-VSM Anlage für 50 % Spannungseinbruch (links im vereinfachten Netz, mittig eine Anlage im Benchmark-Netz, rechts alle Anlagen im Benchmark-Netz aktiviert)	52
4.16	Ströme der PF-VSM Anlage für 50 % Spannungseinbruch bei erhöhter Dämpfungskonstante (links im vereinfachten Netz, mittig eine Anlage im Benchmark-Netz, rechts alle Anlagen im Benchmark-Netz aktiviert)	53
4.17	Ströme der SelfSync Anlage für 50 % Spannungseinbruch (links im vereinfachten Netz, mittig eine Anlage im Benchmark-Netz, rechts alle Anlagen im Benchmark-Netz aktiviert)	54
4.18	FNN-Netz mit zwei SelfSync-Umrichtern [35]	55
4.19	Kurzschlussimulation im FNN-Netz für Prio 1 (links) und Prio 3 (rechts)	56
4.20	Kurzschlussimulation im FNN-Netz für Wirkleistungs-Sollwert 75 MW (links) und 130 MW (rechts)	57
4.21	Kurzschlussimulation im FNN-Netz für Bemessungs-Scheinleistung 0,9 MVA (links) und 7,5 MVA (rechts)	58
A.1	Toleranzbereich für den zusätzlichen Blindstrom für den Fall $k = 2$ [17]	65
D.1	R-X-Werte für Fehler auf Bus 69	68
D.2	R-X-Werte für Fehler auf Line 54	68
D.3	R-X-Werte für Fehler auf Line 56	69
D.4	R-X-Werte für Fehler auf Line 47	69
D.5	R-X-Werte für Fehler auf Line 66	70
D.6	R-X-Werte für Fehler auf Line 67 - 50 %	70

Tabellenverzeichnis

1	Empfohlene Einstellwerte für den Schutz einer Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt bei Anschluss im Mittelspannungsnetz [17]	11
2	Empfohlene Einstellwerte für den Schutz an der Erzeugungseinheit bei Anschluss der Erzeugungsanlage im Mittelspannungsnetz [17] . . .	11

3	Installierte EE-Erzeugungsleistung nach Energieträger und Spannungsebene in MW im Jahr 2019 [28]	21
4	Installierte EE-Erzeugungsleistung nach Energieträger und Spannungsebene in % im Jahr 2019 (aufbauend auf [28])	21
5	Einstellwerte der Distanzschutzrelais	26
6	Simulierte Fehler sowie zuständige Schutzrelais und Schutzzonen . . .	34
7	Spannungen im System ohne Wechselrichter und im System mit PF-VSM Anlagen für Fehler 67 - 75 %	41
8	Spannungen im System mit PF-VSM Anlagen und im System mit GFL Anlagen für Fehler 67 - 75 %	42
9	Spannungen im System mit SelfSync Anlagen für Fehler 67 - 75 % . .	45
10	Spannungen für verschiedene Prio-Einstellungen der SelfSync-Regelung für Fehler 67 - 75 %	49
11	Leistungen von Erzeugung und Last im untersuchten Abschnitt des SimBench Netzes	66
12	Implementierte Erzeugungsleistung im untersuchten Netzabschnitt nach Energiequelle, Leistung und Spannungsebene	67

Abkürzungsverzeichnis

AWE	Automatische Wiedereinschaltung
DD	Distanzschutz
DEA	Dezentrale Erzeugungsanlage
EE	Erneuerbare Energien
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb
FRT	Fault Ride Through
GFL	grid-following inverter/ netzstützender Wechselrichter
HS	Hochspannung (110 kV)
HöS	Höchstspannung (220 kV, 380 kV)
MS	Mittelspannung (10 kV, 20 kV)
NE	Netzebene
NS	Niederspannung (0,4 kV)
PV	Photovoltaik
SG	Synchrongenerator

TABELLENVERZEICHNIS

VSM Virtuelle Synchronmaschine

WR Wechselrichter

1 Einführung

1.1 Motivation

Der anthropogene Klimawandel erfordert eine Energiewende, von fossilen Brennstoffen hin zu regenerativen Energiequellen. Seit Beginn der Industrialisierung 1880 hat sich die globale Durchschnittstemperatur bisher um ca. $1,2^{\circ}\text{C}$ erhöht [1]. Im Jahr 2015 wurde im Rahmen des Übereinkommens von Paris anlässlich der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen festgelegt, dass der Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur auf deutlich unter 2°C und möglichst auf $1,5^{\circ}\text{C}$ gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen ist.

Das Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG 2021) schreibt vor, dass die Treibhausgasemissionen im Vergleich zum Jahr 1990 bis zum Jahr 2030 um mindestens 65 % verringert werden sollen und um mindestens 88 % bis zum Jahr 2040. Bis 2045 soll Treibhausgasneutralität erreicht werden (vgl. § 3 KSG 2021).

Zur Verringerung des Treibhausgasausstoßes im Energiesektor ist es erforderlich, von fossilen Energieträgern wie Erdgas und Kohle auf regenerative Energieträger wie Windkraft oder Photovoltaik (PV) umzusteigen.

Daher sollen laut Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023) bis 2030 mindestens 80 % des deutschen Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energiequellen stammen [2]. Unter Berücksichtigung des steigenden Stromverbrauchs durch die zunehmende Elektrifizierung von Industrieprozessen, Wärme und Verkehr von aktuell circa 500 TWh auf 750 TWh, ergeben sich 600 TWh, die im Jahr 2030 durch Strom aus regenerativen Energiequellen gedeckt werden sollen [3]. Für die Haupt-Energieträger Windkraft und PV in Deutschland zeigt Abbildung 1.1 die heute (2023) installierte Leistung sowie die geplante installierte Leistung für die Jahre 2030 und 2045 bei Einhaltung der aktuellen Ausbauziele nach EEG 2023 und Windenergie-auf-See-Gesetz.

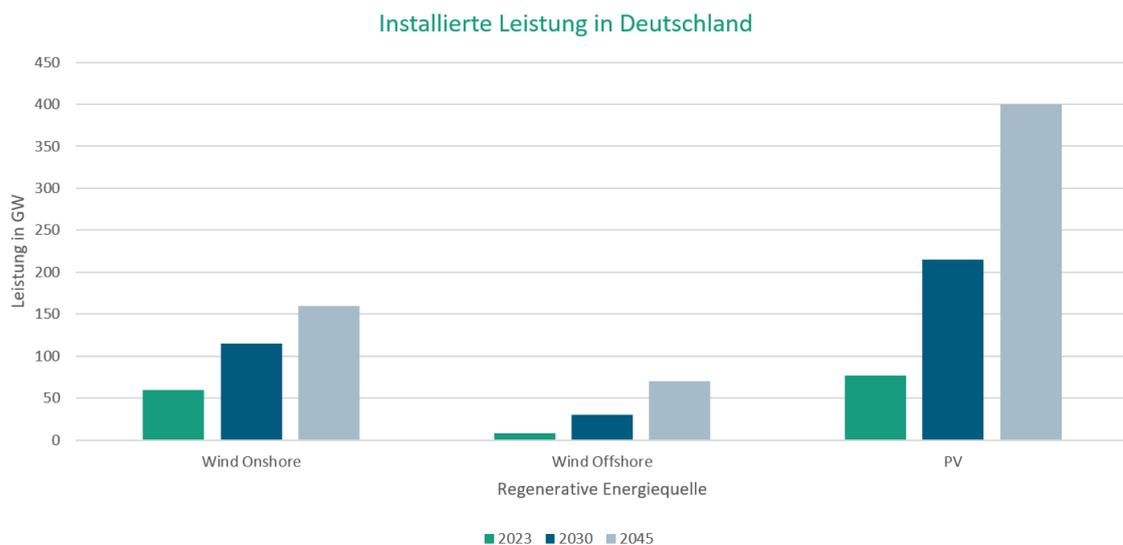


Abbildung 1.1: Geplante installierte Leistung in Deutschland (aufbauend auf [2, 4])

Während Strom aus fossilen Brennstoffen mittels Synchrongeneratoren erzeugt wird, werden erneuerbare Stromquellen vorwiegend über Wechselrichter ans Netz gekoppelt. Die Energiewende führt somit zum Wegfall von Synchrongeneratoren, die bis-

1.1 Motivation

lang systemdienliche Aufgaben, wie die Spannungs- und Frequenzhaltung im Netz, übernehmen.

Um ein klimaneutrales und dennoch stabiles Stromsystem zu erreichen, ist die Substitution netzbildender Funktionalitäten von großen, zentralen Kraftwerken mit direkt gekoppelten Synchrongeneratoren durch dezentrale, umrichterbasierte Erzeugungs- oder Speichersysteme in umrichterdominierten Netzen notwendig [5]. Während Synchrongeneratoren von Großkraftwerken vorwiegend am Übertragungsnetz angeschlossen sind, werden die netzbildenden Stromrichter der Batteriespeicher, Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen hauptsächlich im Verteilnetz angeschlossen und müssen dort künftig für Stabilität sorgen [6].

Der zunehmende Anteil umrichterbasierter Betriebsmittel stellt eine Herausforderung für die Stabilität von Energiesystemen dar. Insbesondere die kurzfristige Frequenzstabilität wird durch eine Verringerung der gekoppelten Trägheit der Synchronmaschinen beeinträchtigt. Die Verringerung der synchronen gekoppelten Trägheit muss durch ein äquivalentes Verhalten der Umrichter ersetzt werden, die sogenannte elektrische Trägheit, die von netzbildenden Wechselrichtern bereitgestellt wird [5].

Während eines Fehlers im Stromnetz, ausgelöst durch z.B. einen Blitzeinschlag oder Beschädigung der Isolation der Stromleitungen, sollen Ausmaß und Dauer des Stromausfalls minimiert werden und die Bereitstellung elektrischer Energie nach Möglichkeit gewährleistet werden. Schutzrelais übernehmen die Überwachung der Stromversorgungsanlagen und die sofortige Isolierung von Störungsbereichen, um den ununterbrochenen Betrieb der gesunden Versorgungsabgänge zu gewährleisten [7].

Die Messwerte der Schutzrelais können durch dezentrale, regenerative Stromquellen beeinflusst werden, indem es z. B. zur Zwischeneinspeisung auf Leitungen kommt. In einem vorwiegend regenerativen Stromnetz besteht zudem die Problematik, dass Umrichter die Überströme, die zur Schutzauslösung erforderlich sind, nicht aufbringen können, wodurch die Unterscheidung zwischen Normalbetrieb und Kurzschluss anhand des Stromes erschwert wird [6].

Das Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE) beschäftigt sich im Forschungs- und Entwicklungsprojekt „Verteilnetz 2030+ – Sicherer und stabiler Betrieb des stromrichter-dominierten Verteilnetzes“ mit den Projektpartnern Technische Universität Braunschweig (Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen - elenia) und SMA Solar Technology AG mit der Forschungsfrage „Wie bleibt der Verteilnetzbetrieb mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien und netzbildenden Stromrichtern beherrschbar?“. Dabei sollen kritische Aspekte des zukünftigen Verteilnetzbetriebs mit einem hohen Anteil an dezentralen erneuerbaren Energien und netzbildenden Eigenschaften mit Fokus auf Stabilitätsfragen identifiziert und beantwortet werden [8]. Ein Fokus liegt dabei auf dem Kurzschlussverhalten in erwartbaren zukünftigen Netzsituationen und der Prüfung bisher eingesetzter Schutzkonzepte sowie dynamischen Wechselwirkungen zwischen Stromrichtern [6, 8]. Die vorliegende Arbeit ist Teil des Forschungsprojekts.

1.2 Zielsetzung

Mit zunehmender Bereitstellung von systemdienlichem Verhalten und Leistung aus netzbildenden Anlagen wird, neben der Möglichkeit zu unterschiedlichen Betriebsweisen, auch das Verhalten in Fehlersituationen im Verteilnetz beeinflusst. Ziel dieser Arbeit ist daher die Ermittlung des Einflusses von netzbildenden Wechselrichtern auf Schutzfunktionen des Netz- und Anlagenschutzes.

Für diese Untersuchung sollen Netzsimulationen in einem Verteilnetzabschnitt mit einem hohem Anteil dezentraler Erzeugung durchgeführt werden. Als Simulationsplattform wird hierfür PowerFactory genutzt. Für die regenerative Erzeugungsleistung in dem betrachteten Netzabschnitt sollen dabei die Ausbauziele der Bundesregierung zugrunde gelegt werden. In diesem Netz sollen Schutzgeräte des Netz- und Anlagenschutzes möglichen Fehlersituationen ausgesetzt werden. Für den Netzschutz sollen aktuell typische Schutzmechanismen gewählt werden. Für den Anlagenschutz soll sich an den gültigen Anschlussrichtlinien orientiert werden. Dabei sollen Art und Ort des Fehlers variiert werden sowie der Einfluss von netzstützender bzw. netzbildender Regelung der Erzeugungsanlagen betrachtet werden.

Anhand der Ergebnisse sollen kritische Faktoren, die Schutzfunktionen beeinflussen, benannt werden und daraus abgeleitet werden, inwiefern Veränderungen im Netz- oder Anlagenschutz oder in der Regelung der Umrichter nötig sind, um einen sicheren Netzbetrieb im Fehlerfall zu gewährleisten.

2 Stand der Technik

2.1 Synchrongenerator und Wechselrichter basierte Systeme

Abbildung 2.1 zeigt die grobe Struktur des Stromnetzes mit Erzeugern und Verbrauchern auf den verschiedenen Spannungsebenen [9]. In der Vergangenheit speisten vorwiegend Kohle- und Atomkraftwerke auf der Höchstspannungsebene Strom ein. Durch die Energiewende verlagert sich die Einspeisung zunehmend auf die unteren Spannungsebenen, an denen z. B. PV-Anlagen und kleinere Windparks angeschlossen sind.

Mit der zunehmenden Verbreitung erneuerbarer Energien hat zudem ein Paradigmenwechsel von Synchrongeneratoren hin zur Dominanz von Wechselrichter basierten Ressourcen eingesetzt [10].

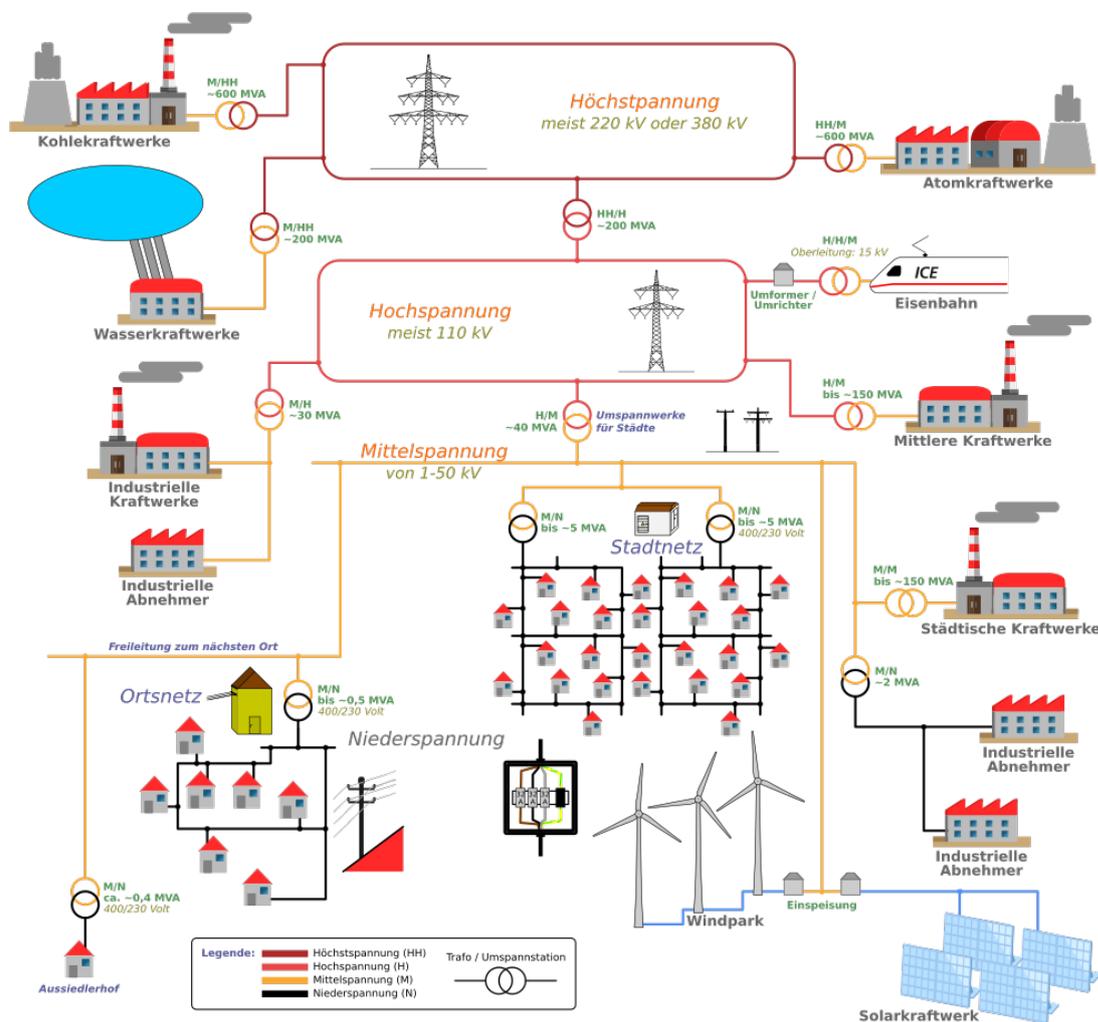


Abbildung 2.1: Grobe Struktur des Stromnetzes [9]

2.1.1 Regelungsarten von Wechselrichtern

Während das Verhalten von Synchrongeneratoren vor allem von deren mechanischen Aufbau abhängt, ist bei Wechselrichtern die Regelungsart maßgeblich. Bei netzge-

koppelten Wechselrichtern werden nach [11] vier Regelungsarten unterschieden:

- Netzführend: Festspannungsquelle für Inselnetze mit einer Spannungsquelle
- Netzbildend: Geregelte Spannungsquelle mit Innenimpedanz für den Verbundnetzbetrieb mit mehreren Spannungsquellen
- Netzfolgend: Konstantstromquelle bzw. Konstantleistungsquelle für die Leistungseinspeisung in ein starres Netz
- Netzstützend: Geregelte Strom- bzw. Leistungsquelle für die Leistungseinspeisung und Systemdienstleistungsbereitstellung (Stand der Technik)

Aktuell werden hauptsächlich netzstützende Wechselrichter (stromeinprägend geregelter Wechselrichter) verwendet, wobei die Stromeinspeisung z. B. auf der Grundlage der Klemmenspannung geregelt wird, um einen vorgegebenen Leistungswert zu erreichen. Aufgrund des Leistungswerts speist der Wechselrichter unabhängig von Spannungs- oder Frequenzabweichungen an der Klemme Leistung ein [12].

Zukünftig sollen zunehmend netzbildende Wechselrichter eingesetzt werden. Die Wechselrichter sollen zur Netzspannungsbildung beitragen, die in den Verbundnetzen heutzutage von Synchrongeneratoren übernommen wird. Im Gegensatz zu konventionellen stromeinprägend geregelten Wechselrichtern bilden solche netzbildenden Wechselrichter einen Spannungszeiger, der einen gewissen Grad an Autonomie besitzt, aber dennoch synchron zur Netzspannung arbeitet. Die Regelung ist damit in der Lage, die Klemmenspannung direkt zu regeln und die Netzspannung unter Berücksichtigung der notwendigen Reserve- und Speicherkapazität rein durch Wechselrichter zu bilden. Mit einer geeigneten Regelung kann der Wechselrichter durch Verzögern der Abweichung des Spannungszeigers ohne Zeitverzögerung Momentanreserve liefern [12].

Der Anteil der stromeinprägend geregelten Wechselrichter kann laut [5] nicht mehr als 70 % betragen, ohne dass Frequenzstabilitätskriterien verletzt werden. Laut [13] beträgt der maximale Anteil stromeinprägend geregelter Wechselrichter zwischen 20 % und 60 %, abhängig von dessen Parametern. Netzbildende Wechselrichter sind in der Lage, Wechselstromnetze mit oder ohne rotierende Maschinen zu betreiben [12]. Damit kann durch die Integration von netzbildenden Wechselrichtern der Gesamtwechselrichteranteil auf bis zu 100 % erhöht werden, ohne dass es zu einer Frequenzbeeinträchtigung kommt [5, 13]. In der Vergangenheit wurden sie bereits erfolgreich in von Wechselrichtern dominierten Inselnetzen oder in unterbrechungsfreien Stromversorgungssystemen eingesetzt. Mit zunehmendem Anteil von Wechselrichtern an der Stromerzeugung werden netzbildende Wechselrichter auch für Verbundnetze relevant [12]. Ein weiterer Treiber für netzbildende Umrichter auf den unteren Netzebenen ist die Versorgungssicherheit, die durch Microgrids unterstützt werden kann, und die Möglichkeit, kleinere Inselnetzgebiete zu betreiben [5].

Neben den Regelungsarten wird bei Wechselrichtern zwischen verschiedenen Regelungsarchitekturen unterschieden. Für netzbildende Wechselrichter sind die verbreitetsten Regelungsarchitekturen die Droop-Control Methode und die Virtuelle Synchronmaschine (VSM). Weitere Regelungsmethoden finden sich in [12].

2.1 Synchrongenerator und Wechselrichter basierte Systeme

Der Ansatz der VSM ist, zur Netzbildung das Verhalten einer Synchronmaschine nachzubilden. Verschiedene VSM unterscheiden sich in der Tiefe der Emulation und im Umfang der zusätzlichen Strom- und Spannungsregelung, aber sie alle beinhalten eine Form der Schwingungsgleichung, anhand derer der Spannungswinkel der VSM eingestellt wird [12]. Beispiele für verschiedene VSM Regelungsarchitekturen wie Synchronverter oder VISMA finden sich in [12] und [14].

Auch bei der Droop-Control Methode gibt es verschiedene Ansätze. Prinzipiell werden in Anlehnung an das Funktionsprinzip konventioneller Kraftwerke $f(P)$ - und $U(Q)$ -Droops mit umgekehrtem Verhältnis genutzt, wodurch parallele Wechselrichter ohne explizite Kommunikation synchronisiert werden können [12].

2.1.2 Verhalten im Fehlerfall

Das Fehlerverhalten von Wechselrichter basierten Ressourcen unterscheidet sich grundlegend von Synchrongeneratoren, da es in erster Linie von der spezifischen Regelungsarchitektur des jeweiligen Wechselrichters abhängt [10].

Trägheit

Der Wegfall von konventionellen Synchrongeneratoren geht mit dem Verlust der direkt netzgekoppelten Massenträgheitsmomente einher, weswegen ein Beitrag zur Trägheit von umrichtergekoppelten Systemen gefordert wird. Die mechanische Trägheit eines Generators resultiert elektrisch in der Fähigkeit, Frequenzabweichungen aufgrund der im Rotor gespeicherten kinetischen Energie entgegenzuwirken. Elektrische Trägheit bezeichnet aus technischer Sicht die Fähigkeit, auf eine Änderung des Phasenwinkels der Spannung am Anschlusspunkt mit einer sofortigen Leistungsantwort zu reagieren, welche durch die verzögerte Reaktion des Spannungszeigers des Generators realisiert wird. Leistungselektronische Geräte mit geeigneten Regelungsalgorithmen (z. B. netzbildende Regelung) können elektrische Trägheit liefern. Konventionell stromeinprägend geregelte Wechselrichter bieten im Allgemeinen keine elektrische Trägheit [12]. Nach dem Netzentwicklungsplan (2021) wird die benötigte Momentanreserve 2035 nur noch zu knapp 10 % aus konventionellen Kraftwerken gedeckt [13].

Netzstützende Wechselrichter können eine kontrollierte dynamische Spannungsunterstützung liefern. Netzbildende Wechselrichter bieten eine inhärente Spannungsunterstützung, die durch eine kontrollierte dynamische Spannungsunterstützung und elektrische Trägheit ergänzt werden kann [5].

Bei Synchronmaschinen unterliegen die Systemparameter wie Zeitkonstanten (z. B. für Massenträgheit) und Reaktanz dem mechanischen Aufbau. Im Gegensatz dazu können bei netzbildenden Wechselrichtern die Systemparameter frei nach gegebenen Anforderungen ausgelegt werden [12].

Kurzschlussstrom

Die Fähigkeit zur Bereitstellung von Kurzschlussströmen ist bei Wechselrichter basierten Ressourcen aufgrund der thermischen Beschränkungen der Halbleiter-Schalter deutlich geringer als bei Synchrongeneratoren [10]. Synchrongeneratoren können im Fehlerfall Ströme in der 8-fachen Höhe der Nominalströme bereitstellen, während Wechselrichter aufgrund deren Bauteile lediglich kurzfristig Ströme in Höhe des doppelten Nominalstroms liefern können [14].

Für die Strombegrenzung von Wechselrichtern im Fehlerfall gibt es verschiedene Verfahren, die neben der Strombegrenzung sicherstellen sollen, dass der Wechselrichter die erforderlichen Fehlerströme zur Netzstützung liefert und nach Beseitigung des Fehler wieder in den Normalbetrieb übergeht [15].

Während bei stromeinprägend geregelten Wechselrichtern der Strom direkt begrenzt wird, sind für netzbildende Wechselrichter nach [15] die folgenden drei Verfahren üblich:

- Direkte Strombegrenzung: Die netzbildende Regelung begrenzt die Größe des Phasenstroms auf den maximal zulässigen Wert durch eine Stromregelung. Damit einher geht der Verlust der netzbildenden Eigenschaften im Fehlerfall.
- Virtuelle Impedanz: Die netzbildende Regelung passt den Phasenstrom durch Erhöhung der Gesamtimpedanz an.
- Spannungsbegrenzung: Die netzbildende Regelung regelt die Phasenstromgröße durch Reduzierung der Spannungsdifferenz zwischen interner Spannung und Netzspannung am Anschlusspunkt.

2.2 Schutzfunktionen und gefordertes systemdienliches Verhalten von Erzeugungsanlagen

Allgemein versteht man unter systemdienlichem Verhalten die folgenden vier Systemdienstleistungen [16].

- Betriebsführung: Die Aufgabe der Netzbetreiber besteht darin, einen sicheren Betrieb des Stromnetzes zu gewährleisten und das Stromnetz, einschließlich der Erzeugung und (in bedingtem Umfang) der Last, kontinuierlich auf Grenzwertverletzungen (wie Stromflussüberlastungen) zu überwachen und zu steuern [16].
- Frequenzhaltung: Die Übertragungsnetzbetreiber sind für die Aufrechterhaltung der Netzfrequenz verantwortlich. Dadurch werden Stromerzeugung und -verbrauch jederzeit exakt im Gleichgewicht gehalten, was für einen stabilen Netzbetrieb erforderlich ist. Dafür wird die (bisher systeminherente) Momentanreserve und Regelenergie über Ausschreibungen verwendet [16].
- Spannungshaltung: Die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber haben die Aufgabe, in ihrem jeweiligen Netzgebiet die Netzspannung in einem hinsichtlich der Spannungsqualität zulässigen Band zu halten. Die Bereitstellung von Blindleistung aus Erzeugungsanlagen und Netzbetriebsmitteln ist ein entscheidender Faktor für die Spannungshaltung [16].
- Netzwiederaufbau: Bei einem großflächigen Stromausfall müssen die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber zusammen in der Lage sein, innerhalb kürzester Zeit Stromversorgung wieder herzustellen [16].

2.2 Schutzfunktionen und gefordertes systemdienliches Verhalten von Erzeugungsanlagen

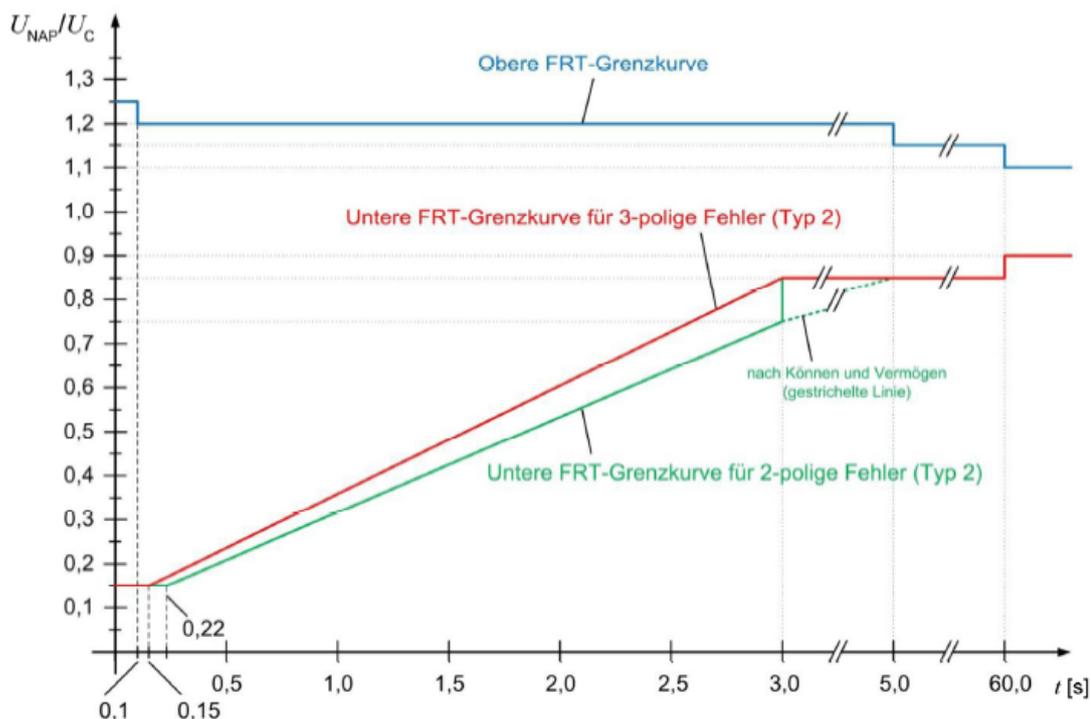
Bisher wurde systemdienliches Verhalten vor allem von Synchrongeneratoren im Übertragungsnetz bereitgestellt. Durch den Wechsel zu erneuerbaren Energien wird zunehmend auch netzdienliches Verhalten von Anlagen in der Verteilnetzebene gefordert.

Derzeit fehlt jedoch noch eine allgemeingültige, umsetzungsneutrale Definition der netzbildenden Eigenschaften in Verbindung mit einem anerkannten Nachweisverfahren für die Netzbildungsfähigkeit von Wechselrichtern [11].

Die Technische Anschlussregel Mittelspannung (VDE-AR-N 4110) spezifiziert die systemseitige bzw. anlagenseitige Schnittstelle für Systeme, die am MS-Netz betrieben werden. In der VDE-Anwendungsregel sind die wesentlichen Kriterien zur Netzkopplung zusammengefasst, die beim Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen am Mittelspannungsnetz des Netzbetreibers zu berücksichtigen sind. Sie bestimmt auch das geforderte Verhalten einer Anlage im Falle eines Netzfehlers. Dabei wird zwischen Typ-1-Anlagen (auf Synchrongeneratoren basierende Anlagen) und Typ-2-Anlagen (alle weiteren Anlagen) unterschieden. Im Folgenden werden die Anforderungen an Typ-2-Anlagen dargestellt, da erneuerbare Energiequellen hauptsächlich über Wechselrichter an das Stromnetz angeschlossen sind.

2.2.1 Dynamische Netzstützung

Für Erzeugungsanlagen werden Funktionen zur dynamischen Netzstützung gefordert, d.h. ein netzdienliches Verhalten im Fehlerfall. Hierunter versteht man das unterbrechungsfreie Durchfahren von Netzfehlern (engl.: Fault Ride Through, FRT). Ziel dieses Verfahrens ist es, eine ungewollte Abschaltung von Erzeugungsleistung bei kurzzeitigen Spannungsänderungen und somit eine Gefährdung der Netzstabilität zu verhindern. Im Allgemeinen führen Netzfehler (z. B. Kurzschlüsse) zu Spannungseinbrüchen oder -erhöhungen. Das Spannungs-Zeit-Diagramm in Abbildung 2.2 zeigt die Grenzkurven für verschiedene Netzfehler. Es darf nicht zu einer Trennung der Anlage vom Netz kommen, solange alle Leiter-Leiter-Spannungen am Netzanschlusspunkt innerhalb der gezeigten Grenzkurven liegen [17].



Legende

U_{NAP} Effektivwert der aktuellen Spannung am Netzanschlusspunkt

Abbildung 2.2: Fault-Ride-Through-Grenzkurve für den Spannungsverlauf am Netzanschlusspunkt für eine Typ-2-Erzeugungsanlage [17]

Verbunden mit den Anforderungen zum unterbrechungsfreien Durchfahren von Netzfehlern ist eine dynamische Einspeisung von Blindstrom zur Spannungsstützung während des Netzfehlers gefordert. Dies gilt für Fehler mit Restspannungen $> 15\%$ der vereinbarten Versorgungsspannung (i.d.R. Nennspannung) am Netzanschlusspunkt, für kleinere Spannungen bestehen keine Anforderungen an die Einspeisung eines Stroms. Der vorgeschriebene zusätzliche Blindstrom ist proportional zur Spannungsabweichung mit einem Verstärkungsfaktor k zwischen 2 und 6, wie in Abbildung 2.3 dargestellt. Dabei muss die Sprungantwort des Blindstroms innerhalb von einer Einschwingzeit von 60 ms innerhalb des erlaubten Toleranzbands um den stationären Endwert liegen und dort verbleiben. Der Toleranzbereich ist in Anhang A aufgeführt. Der maximal geforderte Blindstrom ist bei Typ-2-Anlagen gleich dem Bemessungsstrom, wobei der Wirkstrom zugunsten der Blindstromeinspeisung abgesenkt werden darf. Dabei ist auch während des Fehlers der technisch maximal mögliche Wirkstrom einzuspeisen [17].

Sofern keine Vorgaben des Netzbetreibers bestehen, gelten diese Anforderungen für die dynamische Netzstützung während eines Netzfehlers für Typ-2-Erzeugungsanlagen. Darüber hinaus kann der Netzbetreiber eine eingeschränkte dynamische Netzstützung fordern, sodass bei Spannungseinbrüchen $< 70\%$ der Nennspannung ein geringerer Strom eingespeist wird (20 % des Bemessungsstroms nach 60 ms und 10 % nach 100 ms), um die Wirksamkeit einer automatischen Wiedereinschaltung (AWE) zu gewährleisten und Messwertverfälschungen durch Zwischeneinspeisungen vorzubeugen [17].

2.2 Schutzfunktionen und gefordertes systemdienliches Verhalten von Erzeugungsanlagen

Geforderter zusätzlicher Blindstrom

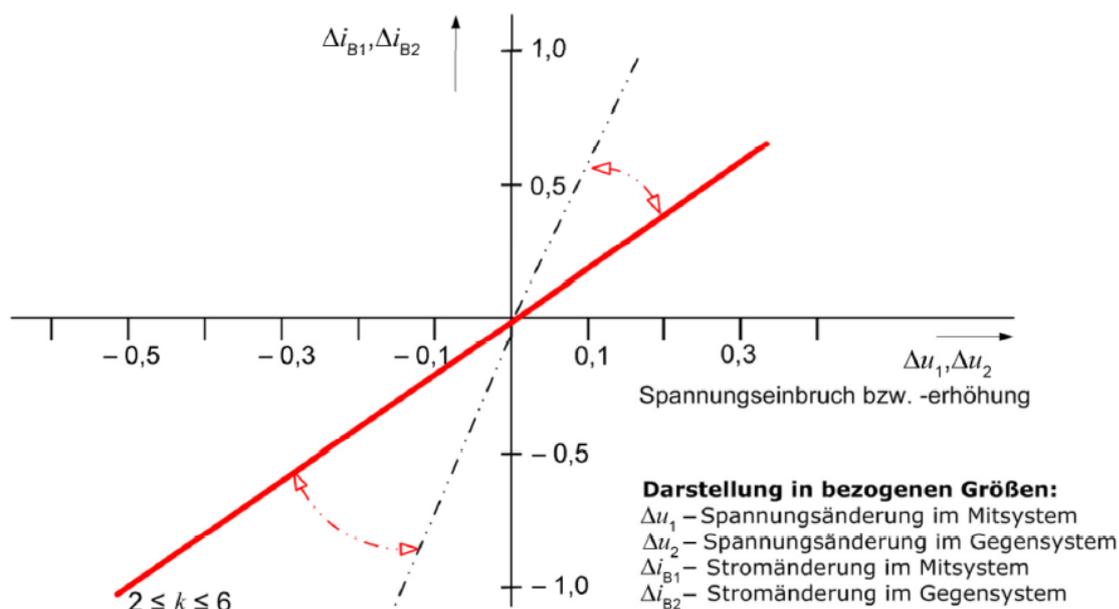


Abbildung 2.3: Prinzip der Spannungsstützung bei Netzfehlern [17]

2.2.2 Anlagenschutz im Fehlerfall

Zum Schutz der Anlage darf sich diese gemäß der Mittelspannungs-Anschlussrichtlinie VDE-AR-N 4110 im Fehlerfall unter bestimmten Bedingungen vom Netz trennen. Dabei gelten verschiedene Einstellwerte für Erzeugungseinheiten und Erzeugungsanlagen. Unter einer Erzeugungseinheit wird eine einzelne Einheit zur Erzeugung elektrischer Energie verstanden. Eine Erzeugungsanlage besteht aus mehreren Erzeugungseinheiten sowie allen zum Betrieb erforderlichen elektrischen Einrichtungen. In Tabellen 1 und 2 sind die zu beachtenden Anforderungen aufgeführt [17].

Ein Vergleich dieser Tabelle mit Abbildung 2.2 ergibt, dass diese Anforderungen zum Teil widersprüchlich sind. Wird beispielsweise im Rahmen der Fault-Ride-Through-Grenzkurve bei einem 3-poligen Fehler mit einer Spannung von 0,4 p.u. gefordert, dass die Anlage ca. 1 s am Netz bleibt, empfiehlt Tabelle 2 die Abschaltung von Erzeugungseinheiten nach bereits 300 ms für Spannungen unter 0,45 p.u. Dieser Widerspruch wurde bereits in [5] angemerkt und eine Weiterentwicklung der Koordination von Netz-, Anlagen- und Systemschutz angeregt. Es ist anzumerken, dass die Einstellwerte lediglich Empfehlungen sind und von den Netzbetreibern andere Werte gefordert werden können.

2.3 Eingesetzte Netzschutzkonzepte für Verteilnetzebenen

Tabelle 1: Empfohlene Einstellwerte für den Schutz einer Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt bei Anschluss im Mittelspannungsnetz [17]

Funktion	Einstellbereich des Schutzes	Empfohlene Schutz-Einstellwerte	
Spannungssteigerungsschutz $U \gg$	$1,00 - 1,30 u_n$	$1,20 U_c$	300 ms
Spannungssteigerungsschutz $U >$	$1,00 - 1,30 u_n$	$1,10 U_c^a$	180 s
Spannungsrückgangsschutz $U <$	$0,10 - 1,00 u_n$	$0,80 U_c$	2,7 s
Q - U -Schutz ($Q \rightarrow$ & $U <$)	$0,70 - 1,00 u_n$	$0,85 U_c$	500 ms
^a Höhere Werte als $1,1 U_c$ sollten im Hinblick auf die Einhaltung der Spannungsqualität nicht eingestellt werden.			

Tabelle 2: Empfohlene Einstellwerte für den Schutz an der Erzeugungseinheit bei Anschluss der Erzeugungsanlage im Mittelspannungsnetz [17]

Funktion	Geforderter Einstellbereich des Schutzes	Empfohlene Schutz-Einstellwerte	
Spannungssteigerungsschutz $U \gg$	$1,00 - 1,30 U_{NS}$	$1,25 U_{NS}$	100 ms
Spannungsrückgangsschutz $U <$	$0,10 - 1,00 U_{NS}$	$0,80 U_{NS}^a$	$1,0 s^a$
Spannungsrückgangsschutz $U \ll$	$0,10 - 1,00 U_{NS}$	$0,45 U_{NS}^a$	$300 ms^a$
Frequenzsteigerungsschutz $f \gg$	50,0 – 55,0 Hz	52,5 Hz ^c	$\leq 100 ms$
Frequenzsteigerungsschutz $f >$	50,0 – 55,0 Hz	51,5 Hz ^c	$\leq 5 s$
Frequenzrückgangsschutz $f <^b$	45,0 – 50,0 Hz	47,5 Hz ^d	$\leq 100 ms$
^a Wird auf der Leitung, an der die Erzeugungsanlage angeschlossen ist, eine AWE durchgeführt, werden folgende Schutzeinstellungen empfohlen: $U \ll$ -Relais: $0,45 U_{NS}$, unverzögert und $U <$ -Relais: $0,8 U_{NS}$, 300 ms. Um bei einem gelöschten betriebenen Netz die Wahrscheinlichkeit von Inselnetzbildungen bei Doppelerdschlüssen mit einem Fußpunkt auf der Leitung, an der die Erzeugungsanlage angeschlossen ist, zu reduzieren, sollte die eingestellte Verzögerungszeit des $U \ll$ -Schutzes kleiner bzw. gleich der am kleinsten eingestellten Ansprechverzögerung der Kurzschlusschutzeinrichtungen dieser Leitung sein. Dadurch wird erreicht, dass durch den Entkopplungsschutz der Erzeugungseinheit der Fehler annähernd zeitgleich mit den Netzschutzeinrichtungen abgeschaltet werden kann. Bei einer größer eingestellten Zeit des $U \ll$ -Relais würde das Kriterium „Unterspannung“ nicht mehr funktionieren, da netzseitig der Fehler früher abgeschaltet wäre. Dadurch wird durch die Erzeugungsanlage ein isoliertes Netz mit einem Erdschluss betrieben. Die verketteten Spannungen bleiben hier gleich. Der Unterspannungsschutz „verliert“ somit sein Anregekriterium. Gleiches gilt für einpolige Fehler im niederohmig geerdeten Netz.			
^b Bei der Vorgabe ist zu berücksichtigen, ob die Erzeugungsanlage in einem Gebiet mit automatischer Frequenzlastung angeschlossen ist. Diesbezüglich wird die Einstellung durch den Netzbetreiber entsprechend angepasst.			
^c Falls die Erzeugungseinheit nur bis zu der geforderten Netzfrequenz von 51,5 Hz betrieben werden kann, ist als Frequenzsteigerungsschutz eine Frequenzstufe mit $51,5 Hz \leq 100 ms$ zu nutzen. Falls die Erzeugungseinheit nicht vollständig bis zu einer Netzfrequenz von 52,5 Hz betrieben werden kann, ist der Wert von 52,5 Hz auf den technisch maximal möglichen Wert zwischen 51,5 Hz und 52,5 Hz einzustellen.			
^d Der Netzbetreiber darf einen anderen unteren Wert vorgeben, wenn die Erzeugungseinheit in einem Netzgebiet angeschlossen ist, welches zum automatischen Lastabwurf herangezogen wird.			

2.3 Eingesetzte Netzschutzkonzepte für Verteilnetzebenen

Im Allgemeinen wird von Schutzeinrichtungen Zuverlässigkeit, Selektivität und Schnelligkeit gefordert. Zuverlässigkeit bedeutet, dass eine Schutzeinrichtung einen Fehler erkennen und bei diesem auslösen muss, jedoch nicht fälschlicherweise auslöst. Zur Sicherheit wird im Regelfall neben dem Hauptschutz ein redundanter Reserveschutz implementiert, der greift, falls der Hauptschutz nicht auslöst. Selektivität meint, dass nur die fehlerbehaftete Netzkomponente vom Netz getrennt wird und keine weiteren Verbraucher davon betroffen sind. Unter Schnelligkeit versteht man, dass der Hauptschutz bei Kurzschlussströmen in kürzest möglicher Zeit wirkt, um Schäden

2.3 Eingesetzte Netzschutzkonzepte für Verteilnetzebenen

auf ein Minimum zu begrenzen [18]. Darüber hinaus werden Einfachheit und Wirtschaftlichkeit gefordert, d.h. ein geringer Wartungsaufwand und minimale Kosten [19].

Relais erfassen verschiedene Größen wie Strom, Spannung und Frequenz des Systems und vergleichen diese Werte mit den vordefinierten Einstellungen. Sie senden im Falle von Abweichungen ein Auslösesignal an die Leistungsschalter, um die Stabilität des Netzes aufrechtzuerhalten und Personen und Geräte zu schützen [20]. In Mittel- und Hochspannungsnetzen ist es aufgrund der hohen Spannung notwendig, die Messwerte durch zwischengeschaltete Strom- und Spannungswandler in proportionale Signale auf Niederspannungsniveau umzuwandeln, die den so genannten Sekundärrelais oder Schutzrelais zur Verfügung gestellt werden [18].

Im Folgenden werden die verbreitetsten Schutzkonzepte sowie der Einfluss dezentraler Erzeugungsanlagen auf deren Funktionalität erläutert.

2.3.1 Überstromschutz

Grundsätzlich löst der Überstromschutz bei einem Strom, der über dem Nennwert liegt, aus. Dabei wird zwischen zwei Auslösecharakteristiken unterschieden, dem Abhängigen Maximalstrom-Zeitrelais (AMZ-Relais, ANSI 51) und dem Unabhängigen Maximalstrom-Zeitrelais (UMZ-Relais, ANSI 50) [18].

Beim AMZ-Relais ist die Auslösezeit umso kürzer, je höher der Strom ist. Der Einsatzbereich ist vorwiegend der Schutz von Antrieben, Transformatoren und Kabeln, bei denen ein Überlastschutz mit einem Kurzschlussschutz kombiniert wird [18].

Das UMZ-Relais hingegen besteht aus der Kombination eines Überstromrelais mit einem Zeitrelais. Dies bedeutet, dass das Relais nach Überschreiten eines bestimmten Ansprechstroms unabhängig von dessen Wert anspricht. Die durch das Zeitrelais eingestellte Zeitverzögerung verhindert ein Überansprechen bei Einschaltströmen. Zweistufige UMZ-Relais ermöglichen einen kombinierten Überlast- und Kurzschlussschutz. UMZ-Relais werden vorwiegend in Mittelspannungsnetzen eingesetzt. Die Koordination bzw. Staffelung von mehreren in Reihe liegenden AMZ-Relais ist aufgrund der nichtlinearen Kennlinien komplex, weswegen der UMZ-Schutz häufig bevorzugt wird [18].

Abbildung 2.4 zeigt typische Strom-Zeit Kennlinien für AMZ- und UMZ-Relais.

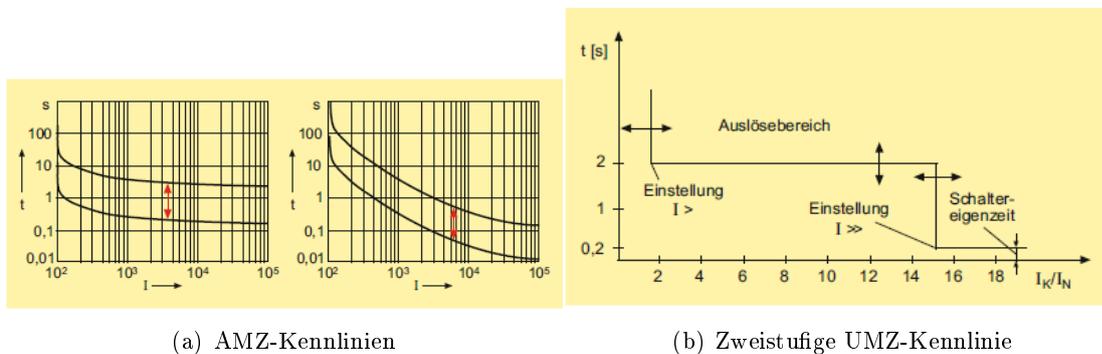


Abbildung 2.4: Überstromrelais-Kennlinien [18]

Der Schutz traditioneller radialer Verteilungsnetze mit einfacher Einspeisung beruht hauptsächlich auf Überstromschutzeinrichtungen, einschließlich Überstrom-Relais, Wiedereinschaltvorrichtungen und Sicherungen [7].

Bei Ringleitungen, mehrfach gespeisten Leitungen und parallel geschalteten Betriebsmitteln ist allein durch Zeitstaffelung verschiedener Relais keine Selektivität möglich. Beispielsweise würden bei parallelen Leitungen beide Leitungen abgeschaltet, wenn ein Fehler in einer der Leitungen auftritt. Deshalb wird der UMZ-Schutz häufig mit einem Richtungskriterium versehen, das die Kurzschlussleistungsrichtung beachtet. Dabei wird nur ein Signal generiert, wenn die Kurzschlussleistung von der Sammelschiene weggeführt, wodurch Selektivität gewährleistet wird [18].

Auswirkungen dezentraler Erzeugungsanlagen auf den Überstromschutz

Die Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) in das Verteilnetz hat zu erheblichen Veränderungen des Fehlerstromniveaus im Netz geführt, wobei sich die ursprüngliche radiale Konfiguration des Netzes mit nur einer Stromquelle zu einer vermaschten Konfiguration mit mehreren Stromquellen gewandelt hat [7].

Die Stromflussrichtung im Verteilnetz ändert sich, wenn die lokale Erzeugung den lokalen Verbrauch übersteigt. Ebenso wird die eindeutige Vorwärtsrichtung von Kurzschlussströmen, die auf den traditionellen radialen Aufbau von Verteilungsnetzen zurückzuführen ist, abgeschafft, und der Fehlerstrom kann in beide Richtungen der Verteilungsleitungen fließen. Infolgedessen funktionieren die üblichen Schutzsysteme für Mittel- und Niederspannungsnetze, die aus unidirektionalen Überstrom-Relais und Sicherungen bestehen, nicht ordnungsgemäß und müssen durch direktionale Überstrom-Relais ersetzt werden. Somit wird vermieden, dass DEA eine Fehlauflösung und eine unerwünschte Abschaltung einer benachbarten gesunden Einspeisung verursachen (engl.: sympathetic tripping) [7].

Zum Schutz eines Verteilerabzweigs gegen hohe Ströme wird üblicherweise ein Überstromrelais im Hauptumspannwerk installiert, um die durch den Abzweig fließenden Ströme zu überwachen und den Abzweig im Falle von übermäßigen Strömen abzuschalten. Die geeignete Einstellung für das Überstromelement eines Relais wird durch Kurzschluss- und Schutzkoordinationsuntersuchungen ermittelt. Bei einem konventionellen Abgang ohne nachgeschaltete dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) wird der Hauptbeitrag zum Fehlerstrom durch die Quelle im Hauptumspannwerk verursacht. Wenn jedoch nachgeschaltete DEA angeschlossen sind, wird der im Hauptumspannwerk erfasste Kurzschlussstrom zwischen der Quelle im Hauptumspannwerk und den DEA aufgeteilt. Die Desensibilisierung/Blendung des Relais (engl.: protection blinding) ist ein Phänomen, das auftritt, wenn der Beitrag des Umspannwerks zum Fehlerstrom aufgrund des Beitrags der anderen DEA abnimmt. Zu Schutzzwecken müssen nach dem Anschluss von DEA im System die Fehleranalysen neu ausgewertet werden, um den Beitrag des Fehlerstroms am Ende jeder Schutzzone zu überprüfen und sicherzustellen, dass keines der Relais desensibilisiert ist. Wenn es zu einer Desensibilisierung kommt, müssen überarbeitete Schutzsysteme entwickelt werden, um das System zu schützen. Da unter diesen Umständen der Kurzschlussstrom vom Umspannwerk aufgrund der zunehmenden Anzahl von DEA sinkt, ist ein niedrigerer Auslösewert für das Relais erforderlich, der bei adaptiven Relais eingestellt werden kann. Der Schalterstatus der DEA, der über das SCADA als Remote-Bit verfügbar ist, kann als Entscheidungshilfe für die Erteilung des Befehls „Änderung der

2.3 Eingesetzte Netzschutzkonzepte für Verteilnetzebenen

Einstellung“ verwendet werden [20]. Hierfür ist ein Kommunikationsweg zwischen DEA und Schutzgerät erforderlich.

Ein geringerer Fehlerstrom führt bei einer Sicherung zu einer längeren Auslösezeit. Um den von der Sicherung erfassten Fehlerstrom ausreichend hoch zu halten, muss nach den deutschen Niederspannungs-Netzanschlussregeln der Strom von an Niederspannungs-Leitungen angeschlossenen DEA auf 10 % des Nennstroms oder weniger begrenzt werden (so genannter „Null-Leistungs-Modus“ (ZPM)), wenn die Spannung unter 80 % der Nennspannung fällt. Mit der Zunahme der an die Niederspannungsnetze angeschlossenen DEA wird die Spannung am Anschlusspunkt der DEA dennoch über 80 % gehalten. Dies führt zu einem höheren Strom an der Fehlerstelle, aber zu einem niedrigeren Strom an der vorgeschalteten Schutzeinrichtung [5]. Eine aktive Spannungshaltung in der Niederspannung kann diesen Effekt verstärken [21]. Das Phänomen der Messwertverfälschung durch Zwischeneinspeisung betrifft auch andere Spannungsebenen [22]. Da zunehmend die Forderung nach systemdienlichem Verhalten im Fehlerfall besteht, ist die Reduzierung des Stroms im Fehlerfall insbesondere für Anlagen im Mittelspannungsnetz keine Lösung.

Die Art der DEA gibt an, ob dieser bei einer Fehlersituation einen erheblichen Beitrag leisten kann oder nicht. Synchron- und Asynchrongeneratoren (z. B. Blockheizkraftwerk, Biomassekraftwerk, Kleinstwasserkraftwerk) sind in der Lage, im Kurzschlussfall einen großen Beitrag zu leisten. Im Gegensatz dazu ist der Fehlerstrombeitrag von umrichter gespeisten dezentralen Erzeugungseinheiten durch ihre Regelung begrenzt und liegt geringfügig über dem Nennstrom. Infolgedessen ist der Fehlerstrom in vielen Fällen nicht eindeutig vom Laststrom zu unterscheiden, so dass die Überstromschutzeinrichtungen nicht oder erst nach einem langen Zeitintervall auslösen können [7].

Die zunehmende Verbreitung von DEA in modernen Verteilungsnetzen hat zu einer Verschlechterung der Überstrom-Schutzabstufung (engl.: deterioration of feeder over-current protection grading) geführt, einschließlich Leistungsschaltern und Sicherungen, sowie zum Verlust der Koordinierung und zur Beseitigung von Sicherheitsabständen zwischen Primär- und Backup-Schutzsystemen. Die Paare von Schutzeinrichtungen, die hauptsächlich die Abgänge und die Verteilungsnetze schützen und die von einer Fehlkoordinierung durch DEA betroffen sein können, sind Sicherung-Sicherung, Sicherungs-Wiedereinschalter und Relais-Relais. Beispielsweise erfasst die Sicherung den Fehlerstrombeitrag des Hauptnetzes und der DEA-Einheit, während der Wiedereinschalter nur den vom Hauptnetz fließenden Fehlerstrom erkennt. Infolgedessen ist es wahrscheinlich, dass dieser vorübergehende Fehler durch die Sicherung behoben wird, was zu einem unerwarteten und inakzeptablen Ausfall der Lasten führt, als ob es sich um einen Dauerausfall handeln würde [7].

2.3.2 Distanzschutz

Das Schutzkriterium für den Distanzschutz (ANSI 21) ist der Abstand bzw. die Impedanz zum Kurzschlussort. Bei einem Kurzschluss werden Teile der Leitungsimpedanz oder Verbraucherimpedanzen kurzgeschlossen, wodurch sich aus Sicht eines Sammelschienenabzweigs diese Impedanz verringert. Unter der Annahme, dass die spezifische Leitungsimpedanz über die gesamte Länge der Leitung homogen ist, sind Abstand und Leitungsimpedanz bei einem metallischen Kurzschluss proportional

2.3 Eingesetzte Netzschutzkonzepte für Verteilnetzebenen

zueinander. Der Distanzschutz misst Spannungs- und Stromkurven an einer lokalen Sammelschiene und berechnet daraus die Leiter-Leiter-Schleifenimpedanz. Dadurch lässt sich bei Feststellung einer Impedanzerniedrigung auf einfache Weise der Kurzschlussort bestimmen. Da der Fehlerwiderstand und die genaue Stromeinspeisung vom lokalen und entfernten Ende der Leitung, unbekannt sind, ist die genaue Berechnung der Distanz zur Fehlerstelle schwierig. Aus diesem Grund berechnen Distanzrelais nicht exakt den Abstand zum Fehler, sondern nehmen vordefinierte Schutzzonen in einer Impedanzebene an, und Leitungsfehler werden anhand der entsprechenden Zonen identifiziert [10, 18].

Typische Auslösecharakteristiken sind die Mho- sowie die polygonförmige Charakteristik, die in Abbildung 2.5 dargestellt sind. Befindet sich die gemessene Impedanz innerhalb des definierten Bereichs, löst der Distanzschutz aus. Die Kennlinien sind nicht symmetrisch zum Ursprung, um die Richtungsabhängigkeit zu berücksichtigen sowie den endlichen Lichtbogenwiderstand bei nichtmetallischen Kurzschlüssen. Die polygonförmige Charakteristik wird hauptsächlich in Übertragungsnetzen verwendet [18].

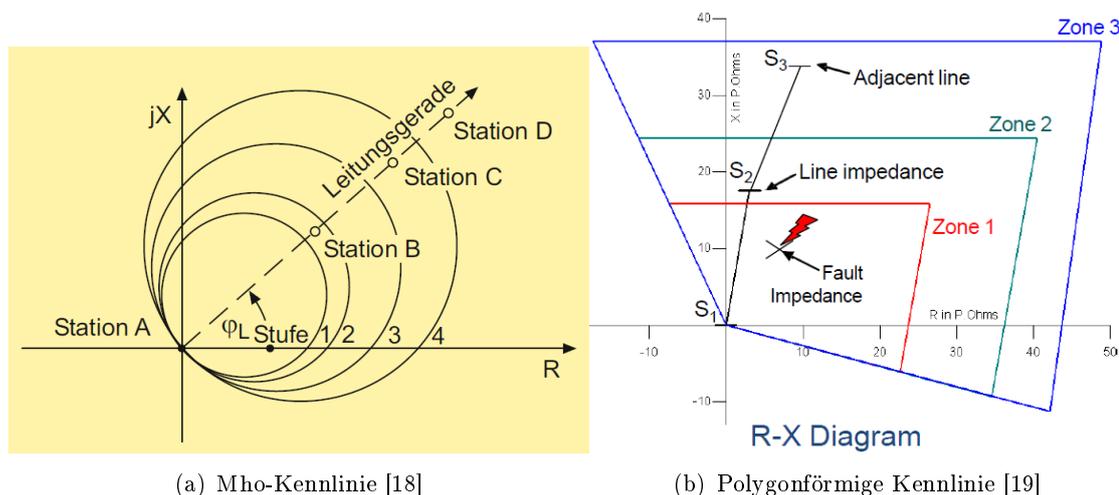


Abbildung 2.5: Distanzschutzrelais-Kennlinien

Eine Fehlererkennung erfolgt durch die Anregung. Für den Distanzschutz gibt es die folgenden drei Anregungsarten [23]:

- Überstromanregung
- Spannungsgesteuerte Überstromanregung (UI-Anregung) / Unterimpedanzanregung
- Impedanzanregung (Z-Anregung).

Die Überstromanregung ist dabei weit verbreitet. Der Anregewert des Stroms muss dabei über dem maximal zu erwartenden Belastungsstrom liegen und zugleich so niedrig sein, dass dieser Wert im Fehlerfall auch erreicht wird. Im Regelfall liegt der Anregewert ungefähr bei dem zweifachen Nennstrom [23]. Bei Eintreten eines Kurzschlussstroms wird das Distanzschutzrelais dann angeregt. Dies stößt eine Impedanzmessung an, deren Ergebnis beim Unterschreiten einer einstellbaren Ansprech-

2.3 Eingesetzte Netzschutzkonzepte für Verteilnetzebenen

bzw. Kippimpedanz die Generierung eines Auslösesignals für den korrespondierenden Leistungsschalter bewirkt [18].

Eine reine Überstromanregung kann zum Unteransprechen führen, da der Kurzschlussstrom in Schwachlastzeiten kleiner als der maximale Betriebsstrom zu Höchstlastzeiten sein kann. Deshalb werden Distanzschutzrelais häufig durch eine Unterimpedanzanregung ergänzt [18]. Bei dieser wird zusätzlich die Spannung betrachtet und im Falle einer Unterspannung genügt ein geringerer Strom zur Anregung der Impedanzmessung. Gängige Werte sind hierbei 0,8 p.u. für die Unterspannung und 0,5 p.u. für den in diesem Falle benötigten Strom [23].

Die Impedanzanregung nutzt ein beliebiges Polygon im Impedanzdiagramm und bietet damit viele Freiheiten bei der Anregung [23]. Mit einer Impedanzanregung kann ein Distanzschutzgerät schon bei einem Fehlerstrom von 5 % bis 10 % des Stromwandlernennstroms die Anregung starten, wodurch auch Wechselrichter im Teillastbetrieb in der Lage sind, die Schutzanregung zu starten [22].

Die Ansprechimpedanz bzw. die ihr äquivalente Schutzzone wird typischerweise zu etwa 80 % bis 90 % der gesamten Leitungslänge gewählt, für die der Distanzschutz den Hauptschutz darstellt. Die restlichen 10 % bis 20 % werden nach einer Staffelzeit bzw. sofort durch das Schutzrelais des anderen Leitungsende abgedeckt [18].

In der Regel sind Distanzschutzrelais mehrstufig ausgeführt und besitzen mehrere gestaffelt einstellbare Ansprechimpedanzen. Dafür schaltet ein Zeitrelais mit fortschreitender Zeit nach der Anregung auf zunehmend größere Bereiche um (vgl. Abb. 2.5). Damit sind Distanzschutzgeräte als Reserveschutz für weiter entfernte Leitungen einsetzbar [18]. Typischerweise schützt Zone 1 80 % - 90 % der minimalen Impedanz der zu schützenden Leitung (A-B) ohne Zeitverzögerung, Zone 2 bis zur Hälfte des zweiten Leitungsabschnitts (B-C) mit einer Zeitverzögerung von 350 ms - 500 ms und Zone 3 bis zur Hälfte des dritten Leitungsabschnitts (C-D) [18]. In [24] wird eine Staffelzeit von 300 ms ($t_1 = 0s, t_2 = 0,3s, t_3 = 0,6s...$) für digitale Relais und eine Staffelzeit von 400 ms ($t_1 = 0,1s, t_2 = 0,5s, t_3 = 0,9s...$) für elektromechanische Relais angegeben. Im Mittelspannungsnetz ist der Einsatz digitaler Relais üblich.

Dadurch ergeben sich die folgenden Einstellwerte für die Impedanzen [18]:

$$Z_1 = 0,85 \cdot Z_{AB} \quad (2.1)$$

$$Z_2 = 0,85 \cdot (Z_{AB} + 0,85 \cdot Z_{BC}) \quad (2.2)$$

$$Z_3 = 0,85 \cdot (Z_{AB} + Z_{BC} + 0,85 \cdot Z_{CD}) \quad (2.3)$$

wobei Z_1, Z_2, Z_3 für die Distanzschutz-Einstellwerte der Zonen 1, 2, 3 und Z_{AB}, Z_{BC}, Z_{CD} für die Leitungsimpedanzen der jeweiligen Abschnitte A-B, B-C und C-D stehen.

Der Distanzschutz ist in Mittel- und Hochspannungsnetzen weit verbreitet und bietet bewährte und erprobte Zuverlässigkeit für Netze, die von traditionellen Synchrongeneratoren dominiert werden [10]. Am häufigsten wird der Distanzschutz zum Leitungsschutz in vermaschten bzw. mehrfach gespeisten Netzen eingesetzt [18].

Bei zweiseitig gespeisten Leitungen und Maschennetzen sind Distanzschutzrelais für beide Richtungen einer Leitung anzubringen. Um einen Fehler abzuschalten, müssen immer zwei Leistungsschalter ansprechen [18].

Auswirkungen dezentraler Erzeugungsanlagen auf den Distanzschutz

Hinsichtlich der Auswirkungen des netzbildenden Wechselrichter auf den Distanzschutz (ANSI 21) werden in neueren Veröffentlichungen zwei mögliche Auswirkungen untersucht, zum einen Leistungsschwankungen auch auf der Verteilnetzebene und zum anderen der Einfluss der Strombegrenzungsregelung im netzbildenden Wechselrichter auf die Schutzzonenerkennung [5].

Abbildung 2.6 zeigt einen möglichen Einfluss auf die Schutzzonenerkennung. In einem SG-basierten Netz findet die Verschiebung der gemessenen Impedanz weg von der tatsächlichen Impedanz der Fehlerschleife (durch den Term $R_f(1+\rho)$) vorwiegend entlang der R-Achse statt, wie in (a) dargestellt. In einem Wechselrichterdominierten Netz kann die Art der Regelung eine Verschiebung wie in (b) verursachen und die Funktionalität des Relais beeinflussen.

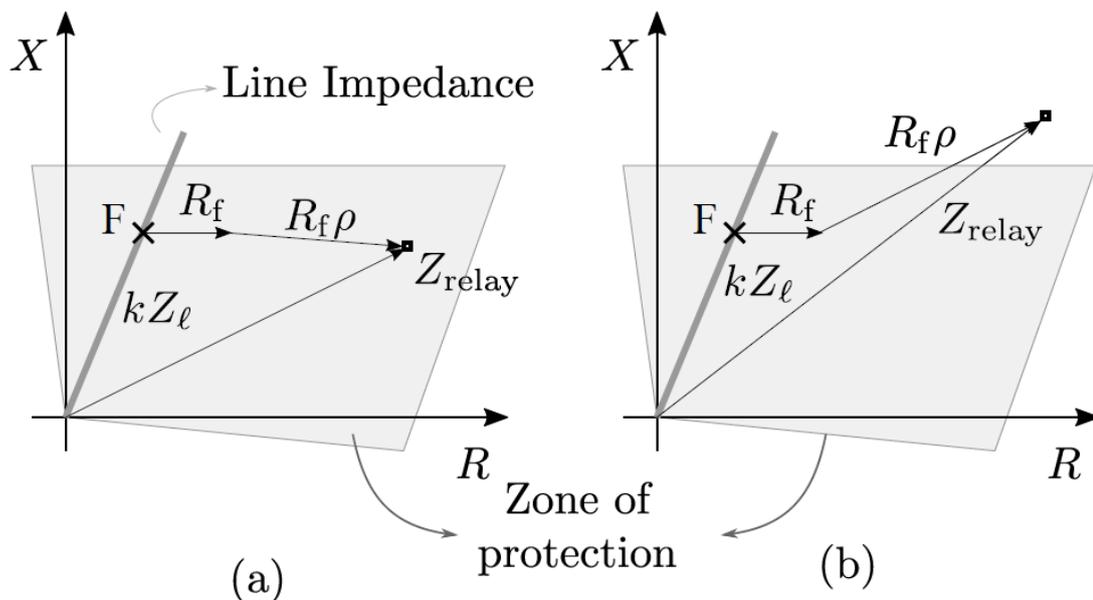


Abbildung 2.6: Illustration der Schutzzone, die bei Distanzrelais angenommen wird, (a) für ein SG-dominiertes Netz und (b) für ein WR-dominiertes Netz [10]

In der konventionellen Energieversorgung sind Synchrongeneratoren an beiden Enden der Leitung die Norm sind. Die von den Synchrongeneratoren gelieferten Fehlerströme werden in erster Linie von der Maschinenimpedanz (die auf der physikalischen Konstruktion beruht) bestimmt. Da dies für alle Synchrongeneratoren gleichermaßen gilt, sind die von beiden Leitungsenden eingespeisten Ströme tendenziell fast gleich (pro Einheit), so dass ρ (das Verhältnis der Ströme vom entfernten Ende zu den Strömen vom lokalen Ende) nahe an einer reellen Zahl ist. Um dies zu berücksichtigen, werden die Schutzzonen der Distanzrelais daher entlang der R-Achse erweitert. Im Falle von Wechselrichterdominierten Netzen hängen die von Wechselrichter bereitgestellten Fehlerströme jedoch in erster Linie von der internen Regelungsarchitektur (und den darin enthaltenen Grenzen) des Wechselrichters ab, die sich erheblich von der Fehlerstromfähigkeit der Synchrongeneratoren unterscheidet.

2.3 Eingesetzte Netzschutzkonzepte für Verteilnetzebenen

Dies kann dazu führen, dass ρ einen beträchtlichen Imaginärteil hat, wodurch die berechnete Impedanz der Fehlerschleife außerhalb der vorgesehenen Schutzzonen liegt und die Auslösung durch das Relais nicht funktioniert [10].

In [10] werden zwei Regelungsarchitekturen von netzbildenden Wechselrichtern betrachtet und deren Einfluss auf die Fehlerschleifenimpedanz-Berechnung des konventionellen Distanzschutzes analysiert. Beide Regelungsarchitekturen umfassen einen inneren Strom-Regelkreis und einen äußeren Spannungs-Regelkreis. Die eine Regelungsarchitektur baut auf einem Synchron-Referenzrahmen (dq) auf und führt nur eine Mitsystem-Regelung durch. Um zu hohe Ströme zu vermeiden, gibt es intern eine Strom-Sättigungsbegrenzung. Während unsymmetrischen Zuständen, müssen das Mit- und Gegensignal getrennt werden (durch entsprechende Filter), da die Regelung nur die Mit-Komponente betrachtet. Zum anderen wird eine $\alpha\beta$ Regelungsarchitektur betrachtet, die in unsymmetrischen Zuständen auch Gegensystemströme zulässt. Dabei werden zwei verschiedene Möglichkeiten für die Strombegrenzung analysiert: eine auf dem Stromwert basierende und eine auf einer virtuellen Impedanz basierende. Um die Stabilität zu gewährleisten, wird ein Tiefpassfilter vor der virtuellen Impedanz eingeführt. Der Winkel der virtuellen Impedanz ist gleich der Leitungsimpedanz, aber der Tiefpassfilter verringert effektiv den von der Regelung wahrgenommenen Nettowinkel und führt somit zu einer kleinen Abwärtsverschiebung der Impedanz der Fehlerschleife entlang der reaktiven Achse. Die genauen Berechnungen finden sich in Quelle [10]. Nur im Falle der Regelung, deren Strombegrenzung auf der virtuellen Impedanz beruht, werden (in den meisten Fällen) die richtigen Distanzschutz-Zonen erreicht. Lediglich an den Grenzen der Zonen kommt es zu Fehlern, die sich durch eine Feinabstimmung des virtuellen Impedanzwinkels beheben lassen. Die Regelungsarchitektur hat in dieser Untersuchung keinen nennenswerten Einfluss auf die richtige Bestimmung der Distanzschutz-Zonen.

In Quelle [25] wird auch die auf virtueller Impedanz beruhende Strombegrenzung diskutiert, bei der sich der momentane Strombeitrag nach einem Ereignis aus der Zusammensetzung der virtuellen Impedanz (R/X-Verhältnis) ergibt. Es wird erwähnt, dass dieser Begrenzungsansatz bei hohen RoCoF-Werten (Rate-of-Change-of-Frequency) einige Schwächen aufweist, da die virtuelle Entkopplungsimpedanz durch die Integratoren in typischen netzbildenden Regelungen überwunden wird. Insgesamt können hohe Werte der virtuellen Impedanz die Einschwingstabilität gefährden.

2.3.3 Differentialschutz

Der Differentialschutz (ANSI 87) oder Messgrößenvergleichsschutz ist eine Unterkategorie des Vergleichsschutzes (neben Phasenvergleichsschutz und Signalvergleichsschutz). Vergleichsschutzeinrichtungen vergleichen Größen am Eingang und Ausgang des Objekts, das geschützt werden soll. Dies kann beispielsweise an beiden Enden einer Leitung oder der Primär- und Sekundärseite von Transformatoren sein. Dabei kann man entweder Ströme und Spannungen direkt vergleichen oder aus ihnen abgeleitete Größen bzw. Signale. Der Vergleichsschutz ist höchst selektiv, ermöglicht kurze Reaktionszeiten und bietet einen 100 % Schutz, gilt jedoch auch als relativ aufwendig, da zusätzliche Signalleitungen notwendig sind [18].

Beim Differentialschutz werden die über Strom- oder Spannungswandler gemessenen

2.3 Eingesetzte Netzschutzkonzepte für Verteilnetzebenen

Werte am Eingang und Ausgang eines Objekts direkt verglichen. Die Stromdifferenz zwischen Anfang und Ende einer Leitung beträgt im Normalfall 0 A, im Fehlerfall wird hingegen ein höherer Wert gemessen, der zur Auslösung führt [18].

Der Differentialschutz ist ausschließlich als Hauptschutz geeignet, da er keine Fehler außerhalb des Schutzobjektes erkennen kann. Er wird häufig zum Schutz von Sammelschienen verwendet, wobei der Summenstrom aller Abzweige der Sammelschiene gemessen wird [18].

Der Phasenvergleichsschutz vergleicht die Phasenlage der Messgrößen am Ein- und Ausgang. Im Normalfall beträgt die Phasenverschiebung unter Berücksichtigung der Leitungsimpedanz 0° , im Fehlerfall 180° [18].

In Deutschland ist der Differentialschutz im Mittelspannungsnetz unüblich und wird daher in dieser Arbeit nicht analysiert.

2.3.4 Automatische Wiedereinschaltung

Für die verschiedenen Schutzkonzepte ist eine automatische Wiedereinschaltung (AWE, ANSI 79) möglich. Diese wird in Freileitungsnetzen häufig zur automatischen Behebung vorübergehender Fehler eingesetzt. Die meisten Leitungsfehler werden durch Überspannungslichtbögen (infolge von Blitz- und Schaltüberspannungen) verursacht und löschen sich selbst, wenn der fehlerhafte Stromkreis eine Zeit lang abgeschaltet wird. Das Prinzip der automatischen Wiedereinschaltung beruht auf dem Erlöschen des Lichtbogens im Nulldurchgang während der Totzeit (ca. 0,3 s) der Wiedereinschaltsequenz. Das Aus-Kommando kommt dabei vom Schutz, das Ein-Kommando von der so genannten Einschaltautomatik. Sollte der Fehler nach der Wiedereinschaltung immer noch bestehen, erfolgt die endgültige Abschaltung, sofern keine mehrmalige AWE implementiert ist. In Mittelspannungsnetzen erfolgt die AWE meistens dreipolig [7, 18].

In Verteilnetzen mit DEA treten zwei Probleme im Zusammenhang mit der AWE auf. Zum einen kann der automatische Wiedereinschaltversuch scheitern, weil die DEA während dem Kurzschluss weiter einspeisen und somit der kurzzeitige Fehler zum permanenten wird. Zweitens neigen die DEA in Verteilnetzen dazu, im Fehlerfall von der Synchronität mit dem Hauptnetz abzuweichen und daher würde der Wiedereinschaltversuch zwei Netzabschnitte ohne Synchronisation koppeln, was zu schweren Schäden an den Erzeugungsanlagen führen kann [7].

2.3.5 Neue Schutzkonzepte

Infolge der Energiewende werden neue, adaptive Schutzeinrichtungen diskutiert. Ein Beispiel hierfür sind Schutzverfahren auf der Grundlage der Impedanzmatrix. Die Impedanzmatrix hängt von der topologischen Struktur des Netzes und der direkt an das Netz angeschlossenen Stromquelle ab. Sie wird auf Grundlage des Versorgungsnetzes, der Leitungsimpedanzen und der an das Netz angeschlossenen DEA berechnet. Wenn eine Stromquelle an das Netz angeschlossen oder vom Netz getrennt wird, ändert sich die Matrix entsprechend und auch der Wert des Kurzschlussstroms im Falle eines Fehlers. Sobald diese Änderung erkannt und der neue Wert des potenziellen Fehlerstroms berechnet wird, kann der MGCC (Microgrid Central Controller)

2.4 Erzeugungsleistung in Verteilnetzabschnitten

einen adaptiven Befehl an alle Schutzgeräte senden und sie auf die neue Situation einstellen [26].

Adaptive Schutzkonzepte erfordern im Regelfall Kommunikationsmöglichkeiten zwischen Schutzeinrichtungen und Erzeugungsanlagen.

2.3.6 Differenzierung nach Spannungsebene

Der eingesetzte Netzschutz variiert je nach Spannungsebene, wie in Abbildung 2.7 dargestellt ist. In Niederspannungsnetzen (0,4 kV) in Deutschland kommt ausschließlich der Überstromschutz zum Einsatz, in Mittelspannungsnetzen (10 kV, 20 kV und 30 kV) werden Überstrom-, Differenzial- und Distanzschutz verwendet und in Hoch- und Höchstspannungsnetzen (110 kV, 220 kV und 380 kV) kommen zusätzlich alle Vergleichsschutzprinzipien zur Anwendung [18].

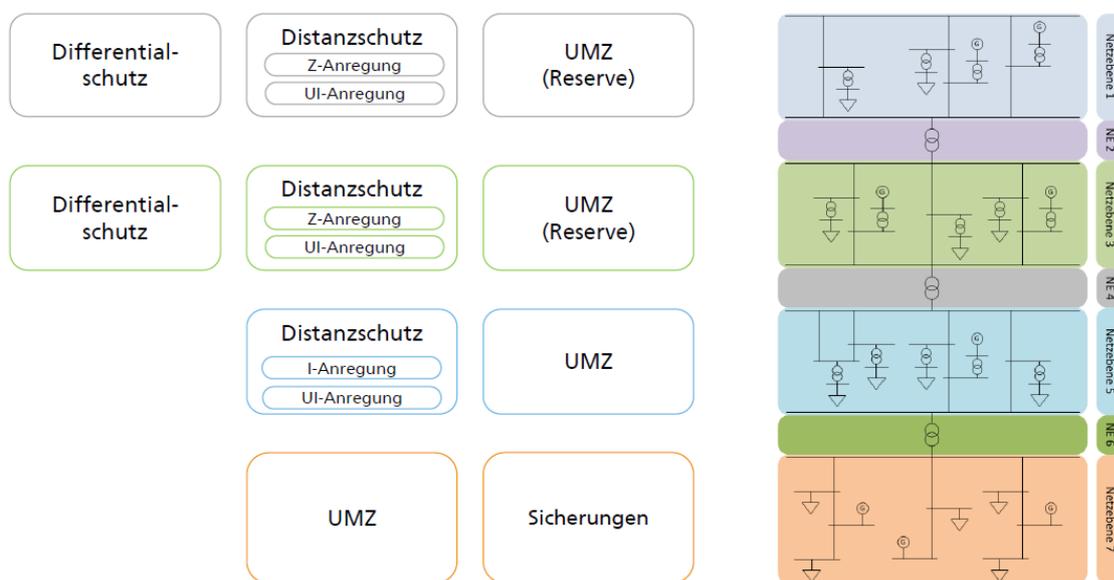


Abbildung 2.7: Eingesetzte Netzschutzkonzepte nach Spannungsebene [21]

Im Rahmen dieser Arbeit wird die 20 kV-Ebene betrachtet. In Untersuchungen wird der Distanzschutz verwendet, da der Überstromschutz im Zusammenhang mit DEA viele Schwierigkeiten aufweist, die einen Wechsel zum Distanzschutz erwarten lassen.

Insbesondere Netze mit hoher Einspeiseleistung werden häufig vermascht betrieben. Für diese eignet sich nur der Distanz- oder Vergleichsschutz als selektiver Schutz. Der Distanzschutz stellt dabei die weniger aufwändigere Lösung dar, da für den Differentialschutz zusätzliche Signalleitungen notwendig sind [22].

2.4 Erzeugungsleistung in Verteilnetzabschnitten

In Deutschland beträgt die insgesamt installierte Erzeugungsleistung zur Stromerzeugung aktuell 235 GW (Stand 2023) (Erneuerbare Energien teilen sich dabei auf in Laufwasser 4,94 GW, Biomasse 8,98 GW; Wind onshore 59,71 GW, Wind offshore 8,39 GW, Solar 76,48 GW) [27]. Hinzu kommen 9,70 GW Pumpspeicher und 6,98 GW Batteriespeicher. Nach [28] verteilt sich die 2019 installierte Erzeugungsleistung wie in Tabelle 3 dargestellt auf Energieträger und Spannungsebenen.

2.4 Erzeugungsleistung in Verteilnetzabschnitten

Tabelle 3: Installierte EE-Erzeugungsleistung nach Energieträger und Spannungsebene in MW im Jahr 2019 [28]

Spannungsebene	Wasserkraft	Deponie-, Klär-, Grubengas	Biomasse	Geothermie	Windenergie an Land	Windenergie auf See	Photovoltaik	Insgesamt
HöS	4,1	0,0	24,8	0,0	1.620,1	7.468,1	71,1	9.188,2
HöS/HS	131,9	3,6	22,4	0,0	255,6	0,0	0,8	414,4
HS	166,5	27,1	324,1	0,0	19.500,4	60,2	2.538,4	22.616,7
HS/MS	82,1	9,0	313,4	0,0	10.266,7	0,0	890,8	11.562,2
MS	945,1	365,8	6.734,5	47,1	21.451,5	0,0	17.810,5	47.354,4
MS/NS	58,9	5,5	334,1	0,0	62,1	0,0	1.587,0	2.047,6
NS	221,6	11,1	572,4	0,0	36,1	0,0	26.197,6	27.038,9
Insgesamt	1.610,1	422,3	8.325,6	47,1	53.192,6	7.528,3	49.096,4	120.222,3

Prozentual teilt sich somit die installierte regenerative Erzeugungsleistung auf die Spannungsebenen wie in Tabelle 4 dargestellt auf. In den Zeilen ist jeweils dargestellt, wie hoch der Anteil der jeweiligen Stromquelle an der installierten Leistung in der jeweiligen Spannungsebene ist (z. B. Wasserkraft macht 0,04 % der installierten Leistung in der Höchstspannungsebene aus). Die letzte Spalte (Anteil nach NE) zeigt, wie hoch der Anteil der jeweiligen Netzebene an der Gesamtleistung ist. Die letzte Zeile beschreibt den Gesamtanteil der Energiequelle an der insgesamt installierten Leistung. Windenergie und Photovoltaik ergeben zusammen für über 90 % der regenerativen Erzeugungsleistung.

Tabelle 4: Installierte EE-Erzeugungsleistung nach Energieträger und Spannungsebene in % im Jahr 2019 (aufbauend auf [28])

Spannungsebene	Wasserkraft	Deponie-, Klär-, Grubengas	Biomasse	Geothermie	Windenergie an Land	Windenergie auf See	Photovoltaik	Anteil nach NE
HöS	0,04%	0,00 %	0,27%	0,00 %	17,63 %	81,28 %	0,77 %	7,64 %
HöS/HS	31,83 %	0,88 %	5,41 %	0,00 %	61,68 %	0,00 %	0,20 %	0,34 %
HS	0,74%	0,12 %	1,43 %	0,00 %	86,22 %	0,27 %	11,22 %	18,81 %
HS/MS	0,71 %	0,08 %	2,71 %	0,00 %	88,80 %	0,00 %	7,70 %	9,62 %
MS	2,00 %	0,77 %	14,22 %	0,10 %	45,30 %	0,00 %	37,61 %	39,39 %
MS/NS	2,88 %	0,27 %	16,32 %	0,00 %	3,03 %	0,00 %	77,50 %	1,70 %
NS	0,82%	0,04 %	2,12 %	0,00 %	0,13 %	0,00 %	96,89 %	22,49 %
Insgesamt	1,34 %	0,35 %	6,93 %	0,04 %	44,25 %	6,26 %	40,84 %	100,00 %

Aus den Tabellen lässt sich errechnen, dass circa 92 % der regenerativen Erzeugungsleistung im Verteilnetz angeschlossen sind. Circa 64 % der installierten EE-Leistung sind dabei in der 0,4 kV und 20 kV Ebene angeschlossen. Als konventionelle Kraftwer-

2.4 Erzeugungsleistung in Verteilnetzabschnitten

ke werden in Zukunft besonders Gaskraftwerke von Bedeutung sein, welche aufgrund ihrer geringen Kraftwerksgröße ebenfalls zunehmend im Verteilnetz angeschlossen sein werden [29].

Die durchschnittlich installierte Leistung je regenerativer Erzeugungsanlage beträgt dabei laut [30] in der Hochspannung 3,1 MW, in der Mittelspannung 836,7 kW und in der Niederspannung 17,0 kW.

Bis zum Jahr 2030 soll nach dem novellierten Windenergie-auf-See-Gesetz eine Leistung von mindestens 30 GW bei Offshore Windenergie am Netz sein, bei Onshore Windenergie nach dem EEG 2023 115 GW und bei Photovoltaik 215 GW [2]. Dies entspricht einer gesamten Erzeugungsleistung aus regenerativen Quellen von circa 360 GW (unter Vernachlässigung von Energie aus Biomasse und Wasserkraft, für die keine Leistungssteigerung angestrebt wird). Damit soll ein Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch von mind. 80 % erreicht werden. Bis zum Jahr 2045 erhöhen sich die angestrebten installierten Leistungen auf 70 GW bei Offshore Windenergie, bei 160 GW Onshore Windenergie und bei Photovoltaik 400 GW, um Klimaneutralität zu erreichen [4].

3 Methodik

Zur Untersuchung, welche Szenarien für den Schutz im Fehlerfall besonders kritisch sind, werden Simulationen mit PowerFactory durchgeführt. Im Folgenden werden die verwendeten Modelle vorgestellt.

3.1 Grundlegendes Netzmodell

Zur Simulation wird ein Ausschnitt eines Benchmark-Netzes von SimBench verwendet, das als offen betriebenes Ringnetz ausgeführt ist. Das Netz entspricht keinem realen Netzabschnitt, sondern berücksichtigt für Deutschland typische Netzdaten [31]. Abbildung 3.1 zeigt den verwendeten Netzabschnitt mit Erzeugungsanlagen. Die 20 kV Spannungsebene ist dabei in Grün dargestellt und die 0,4 kV Spannungsebene in Blau. In Grau sind Teile des Netzes gezeigt, die in der Simulation freigeschaltet wurden und nicht betrachtet werden. Die implementierten Distanzschutzgeräte sind in Rot eingekreist.

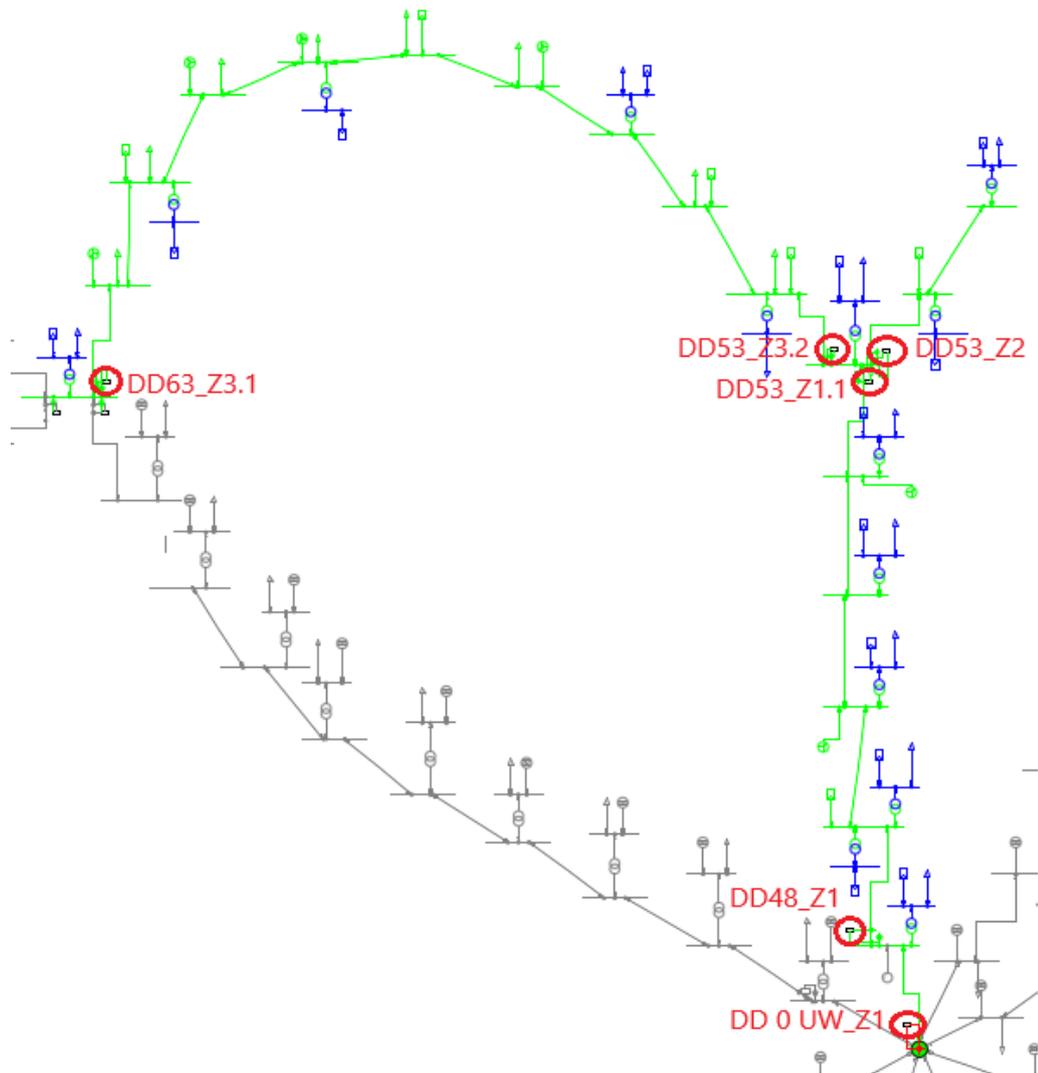


Abbildung 3.1: Betrachteter Netzabschnitt mit netzbildenden Umrichtern mit PF-VSM Regelung und Distanzschutzgeräten

3.1 Grundlegendes Netzmodell

Betrachtet wird ein Abgang eines ländlichen Mittelspannungsnetzes (20 kV). Dieser beinhaltet im Benchmark-Netz 22 Erzeugungseinheiten (Statische Generatoren) mit einer Bemessungsleistung von insgesamt 8,33 MW und 19 Lasten mit insgesamt 3,90 MW. Die einzelnen Werte der Anlagen finden sich Tabelle 11 im Anhang. Das 20 kV Netz ist über zwei 25 MVA Transformatoren an das Hochspannungsnetz (110 kV) angeschlossen, welches das externe Netz mit einer maximalen Kurzschlussleistung von 10 000 MVA darstellt.

Im gesamten Benchmark-Netz beträgt der Verkabelungsgrad 60 % [31]. Die Leitungslänge beträgt im Mittel 1,11 km (Minimum 150 m, Maximum 5 km). Der betrachtete Abgang besteht ausschließlich aus Kabeln des Typs „NA2XS2Y 1x120RM 12/20kV ir“ (Aluminiumleiter mit VPE-Isolierung) mit einem spezifischen Leiter-Widerstand von $0,267 \Omega/\text{km}$ und einer spezifischen Reaktanz von $0,203261 \Omega/\text{km}$.

Die Kurzschlussleistung des vorgelagerten Netzes wird für die Simulationen auf zwischen minimal 500 und maximal 6000 MVA eingestellt, was laut [32] einem typischen Richtwert für die Hochspannungsebene in Deutschland entspricht. Im 20 kV-Netz beträgt die Kurzschlussleistung zwischen 60 und 436 MVA, da sie durch die Transformatoren begrenzt wird.

3.1.1 Regenerative Stromerzeugung

Die Erzeugungsleistung im betrachteten Netzausschnitt wird so modifiziert, dass der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung mindestens 80 % beträgt, wie für 2030 gefordert ist. Hierfür wird beachtet, dass der Energieverbrauch in Deutschland bis 2030 um circa 50 % steigen wird [3]. Die durchschnittliche Leistung P_{avg} in Deutschland errechnet sich nach Gleichung 3.1 bei einem aktuellen jährlichen Stromverbrauch von circa 500 TWh zu 60 GW im Jahr 2023.

$$P_{avg} = \frac{\text{Stromverbrauch in Wh}}{\text{Zeit in h}} = \frac{500 \text{ TWh}}{8760 \text{ h}} = 60 \text{ GW} \quad (3.1)$$

Diese erhöht sich bei zu erwartendem 1,5-fachem Energieverbrauch im Jahr 2030 ebenfalls um den Faktor 1,5 auf durchschnittlich 90 GW [3]. Bei einer installierten regenerativen Erzeugungsleistung von 360 GW im Jahr 2030 (vgl. Kapitel 2.4), wird das Verhältnis von installierter Leistung zu Last folglich circa $360 \text{ GW}/90 \text{ GW} = 4$ betragen.

Dieses Verhältnis wird auf den betrachteten Netzabschnitt übertragen. Es wird vereinfacht angenommen, dass die Last konstant bleibt (3,9 MW), da andernfalls weitere Netzkomponenten wie Leitungen und Transformatoren verändert werden müssen und der mögliche Vergleich zum BenchMark-Netz dadurch eingeschränkt wird. Es wird davon ausgegangen, dass das Verhältnis von Erzeugung zu Last dem deutschen Durchschnitt entspricht und somit die gesamte Erzeugungsleistung auf $4 \cdot 3,9 \text{ MW} = 15,6 \text{ MW}$ erhöht.

Die Sollwerte für Blind- und Wirkleistung der Erzeugungsanlagen, die für die Berechnung der Anfangsbedingungen in der Simulation relevant sind, sind jeweils so gewählt, dass die Wirkleistung circa 90 % der installierten Leistung beträgt, der Strom also in der Nähe des Nennstroms liegt, und die Blindleistung auf 0 MW gesetzt wird.

Alle statischen Generatoren werden durch netzbildende Umrichter mit PV- oder Windkraftanlagen ausgetauscht. Als netzbildende Regelungsarchitektur wird die virtuelle Synchronmaschine (VSM) verwendet mit einer konstanten virtuellen Impedanz als Strombegrenzungsmethode, da diese in [10] die geringsten Auswirkungen auf die Schutzgeräte zeigt. Der Maximalstrom im Fehlerfall wird auf 1,2 p.u. begrenzt.

Die in PowerFactory verfügbare VSM Anlage (PF-VSM) verfügt ausschließlich über die Regelung, die mit gemittelten Spannungsquellen arbeitet (anstelle von Leistungselektronik). Verhalten wie das Abschneiden des Stroms (engl.: current clipping) im Fehlerfall zum Schutz des Wechselrichters, welches zu Oberschwingungen führt, kann nicht simuliert werden.

Die folgende Schwingungsgleichung stellt die PF-VSM als Annäherung an die Synchronmaschine im Laplace-Bereich dar [33]:

$$T_a s \omega = p_{set} - p_{mea} - D_p (\omega_r - \omega_{set}) \quad (3.2)$$

wobei T_a die mechanische Zeitkonstante, p_{set} der Wirkleistungssollwert, p_{mea} die gemessene Ausgangsleistung, ω_r die Drehzahl der VSM, ω_{set} die Soll-Drehzahl und D_p die Dämpfungskonstante ist.

Neben der Schwingungsgleichung ist ein Tiefpassfilter eingebaut für die Bereitstellung von Trägheit während Transienten. Die Spannungssteuerung ist als einfache Verzögerung erster Ordnung implementiert.

Die installierte Leistung von insgesamt 15,6 MW wird auf 6 Windkraftanlagen und 19 PV-Anlagen aufgeteilt. Die WKA werden alle in der Mittelspannung angeschlossen, die PV-Anlagen werden zur Hälfte (in Bezug auf ihre Leistung) in der Niederspannung und zur Hälfte in der Mittelspannung angeschlossen, was ungefähr der Verteilung der aktuell installierten Leistung auf die verschiedenen Spannungsebenen in Deutschland entspricht (vergleiche Tabelle 4). Die Leistung der Mittelspannungsanlagen orientiert sich dabei am deutschen Durchschnitt (vergleiche Kapitel 2.4), während die Niederspannungsanlagen zur Vereinfachung als Aggregation mehrerer Anlagen zu verstehen sind, welche über einen Transformator an die Mittelspannung angeschlossen sind. Eine Auflistung aller Windkraft- und PV-Anlagen des Netzabschnitts mit Spannungsebene und installierter Leistung findet sich in Tabelle 12 im Anhang. Im Rahmen dieser Arbeit ist die Art der Energiequelle zweitrangig, da Fehlersituationen im Sekundenbereich betrachtet werden und Einspeiseschwankungen in diesem Zeitbereich nicht relevant sind.

3.1.2 Netzschutz

Als Netzschutz werden sechs Distanzschutzgeräte mit Mho-Charakteristik angebracht, deren Einbauorte in Abbildung 3.1 rot markiert sind. Neben einem Distanzschutz am Umspannwerk sind die Einbauorte der Schutzgeräte jeweils am Anfang und Ende eines Leitungsabschnitts gewählt, bevor eine Abzweigung auftritt, da bei zweiseitig gespeisten Leitungen Distanzschutzrelais für beide Richtungen einer Leitung vorzusehen sind. Im Fehlerfall müssen immer zwei Leistungsschalter ansprechen, um den Abschnitt freizuschalten und eine Speisung des Fehlers durch dezentrale Erzeugungsanlagen zu verhindern [18].

3.1 Grundlegendes Netzmodell

Hierfür wurde zunächst ein Schneider Electric P43x 1A verwendet, da dieses als Hardware für spätere Hardware-in-the-Loop Simulationen zur Verfügung steht. Dessen in PowerFactory implementiertes Modell zeigte sich jedoch auf Nachfrage beim PowerFactory Kundenkontakt als fehlerhaft, ebenso wie das Modell des Distanzschutzgeräts Sprecher Sprecon-E DD. Daher werden zur Simulation Distanzschutzgeräte mit generischem Modell aus PowerFactory verwendet.

Die Zonen der Distanzschutzgeräte werden nach den Gleichungen 2.1 bis 2.3 eingestellt. Tabelle 5 zeigt die Einstellwerte der verschiedenen Zonen für alle Schutzrelais in pri.Ohm.

Tabelle 5: Einstellwerte der Distanzschutzrelais

Relais	Leitungsimpedanz	Zone 1	Zone 2	Zone 3
-	Ω	Ω	Ω	Ω
DD 0 UW_Z1	0,5704609	0,484891765	2,351725052	2,996345935
DD48_Z1	2,5838523	2,196274455	2,51145417	3,340761652
DD53_Z1.1	2,5838523	2,196274455	2,608432455	-
DD53_Z3.2	3,43954356	2,923612026	3,43954356	-
DD63_Z3.1	3,43954356	2,923612026	3,238791741	5,532044481
DD53_Z2	0,4362349	0,370799665	0,4362349	-

Der Distanzschutz beinhaltet einen Stromwandler (Stufenauswahl Primär 250 A und Sekundär 1 A) und einen Spannungswandler (Stufenauswahl Primär 20 000 V und Sekundär 110 V), wodurch die Messwerte in proportionale Signale auf Niederspannungsniveau in sec.Ohm umgewandelt werden. Als Relaiswinkel für die Distanzschutzgeräte wird der Leitungswinkel von $37,28^\circ$ verwendet.

Die Zeitverzögerung für Zone 1 wird auf 0 ms eingestellt, für Zone 2 auf 300 ms und für Zone 3 auf 600 ms, wie es für digitale Schutzrelais laut [24] üblich ist.

Als Anregeverfahren der Distanzschutzgeräte wird zunächst ausschließlich die Überstromanregung verwendet, wie für 20 kV Netze üblich. Der Anregewert wird dabei auf den doppelten Nennstrom eingestellt.

Zu allen Schutzgeräten wurden Leistungsschalter implementiert und mit der Auslöselogik des jeweiligen Schutzgerätes verknüpft.

Die Abbildungen 3.2 und 3.3 zeigen die Staffelpläne der Distanzschutzgeräte. Abbildung 3.2 berücksichtigt die lange Strecke vom Umspannwerk bis zum Leitungsende links oben. In Rot ist dabei das Distanzrelais DD 0 UW_Z1 dargestellt, in Grün DD48_Z1 und in Türkis DD53_Z3.2. In Rückwärtsrichtung wird in Olivgrün DD53_Z1.1 und in Grau DD63_Z3.1 gezeigt. Abbildung 3.3 berücksichtigt die Strecke vom Umspannwerk bis zum Leitungsende rechts oben. In Rot ist dabei das Distanzrelais DD 0 UW_Z1 dargestellt, in Grün DD48_Z1 und in Türkis DD53_Z2. Da es keine Überschneidungen der Schutzzonen gibt, ist Selektivität gewährleistet.

3.1 Grundlegendes Netzmodell

- Netzmodell mit SelfSync Regelung: die netzbildenden Wechselrichter mit PF-VSM Regelungsarchitektur werden gegen netzbildende Anlagen mit SelfSync Regelung ausgetauscht. Dies ist eine von Fraunhofer entwickelte Droop-Regelung. Wie bei der PF-VSM Regelung wird Leistungselektronik nicht berücksichtigt und die Umrichter werden als gemittelte Spannungsquellen modelliert. Abbildung 3.6 zeigt den Aufbau der SelfSync Anlage in PowerFactory, bestehend aus einer Spannungsquelle und einem Wechselrichter. Dieser wird über eine Leitung an das Netz angeschlossen.

Zur Verbesserung der Schwingungsdämpfung und transienten Stabilität ist neben den $f(P)$ - und $U(Q)$ -Regelungen eine Winkel-Vorsteuerung eingebaut. Der Schutz vor Überstrom wird durch die direkte Begrenzung der geregelten Spannung erzielt. Dabei wird ebenfalls die Methode der virtuelle Impedanz eingesetzt. Je nach Prioritätseinstellung lässt sich die Einspeisung von Wirk- oder Blindströmen priorisieren. Darüber hinaus ist eine Anti-Windup-Struktur (Regelungstechnische Maßnahme, um eine Überhöhung der Stellgröße über das erlaubte Maß zu vermeiden) implementiert, die unbeabsichtigte Integratorzustände nach dem Ereignis, das den Überstrom verursacht hat, verhindert. Dieser Ansatz nennt sich SelfLim [34]. Eine genauere Beschreibung der Regelung findet sich in [35].

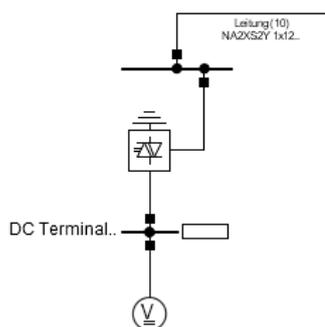


Abbildung 3.6: Aufbau des SelfSync-Wechselrichters nach [34]

- Netzmodell mit doppelter Erzeugung und Last: In dieser Netzvariante wird die Erzeugungsleistung der PF-VSM verdoppelt, um die Auswirkungen in Netzabschnitten mit überdurchschnittlich hoher Erzeugungsleistung zu simulieren. Dies wird ebenfalls mit Blick auf Zeiträume nach 2030 relevant, wenn der Anteil regenerativer Energien im Stromnetz weiter erhöht werden soll. Um die Leitungen nicht zu überlasten, wird auch die Leistung der Lasten verdoppelt.
- Netzmodell mit zusätzlichem 10 MVA-Wechselrichter: In dieser Netzvariante wird an verschiedenen Stellen im Benchmark-Netz eine weitere Erzeugungsanlage mit einer Bemessungsleistung von 10 MVA eingefügt, um den Einfluss hoher Erzeugungsleistungen an verschiedenen Netzknoten zu betrachten. Der Einbauort der Anlage kann dabei variiert werden zwischen den vier in Abbildung 3.7 gezeigten Stellen.

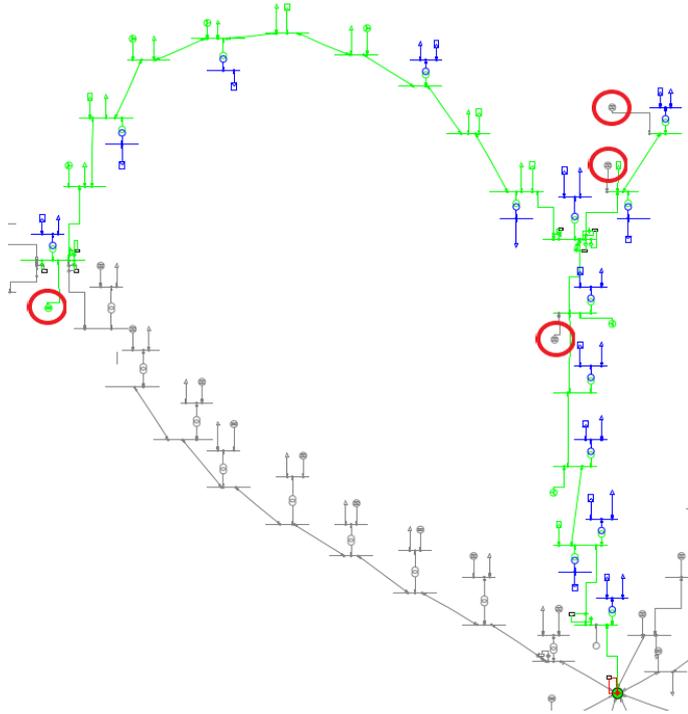


Abbildung 3.7: Einbauorte des zusätzlichen 10 MVA-Umrichters

3.2 Anlagenschutz

Bei den netzfolgenden Wechselrichtern ist bereits ein Anlagenschutz im Modell vorhanden, dessen Parameter anhand der Abschaltbedingungen der VDE-AR-N 4110 angepasst wurden. Für alle Netzmodelle mit netzbildenden Wechselrichtern (PF-VSM und SelfSync) wurde den Erzeugungsanlagen ein Anlagenschutz hinzugefügt, der die Abschaltbedingungen nach VDE-AR-N 4110 (vergleiche Kapitel 2.2.2) berücksichtigt. Das PowerFactory-Modell des Anlagenschutzes stammt von [36] und wurde auf alle Anlagen angewandt. Da im untersuchten Netz die netzbildenden Wechselrichter sowohl als Einheit als auch als Anlage betrachtet werden können, sind sowohl die Werte für die Erzeugungseinheit als auch für die Erzeugungsanlage implementiert.

Abbildung 3.8 zeigt das Modell des verwendeten Anlagenschutzes. Am jeweiligen Netzanschlusspunkt der Anlage werden Spannungen, Ströme, Frequenz und Leistungen gemessen. Im DSL Modell (hinterlegt in dem „Einschub ElmPro*“-Block rechts) wird geprüft, ob die Messwerte zur Schutzauslösung nach VDE-AR-N 4110 führen sollen und gegebenenfalls (mit der geforderten Zeitverzögerung) der Schalter zum Netz geöffnet, um die jeweilige Erzeugungsanlage vom Netz zu trennen.

3.3 Simulation

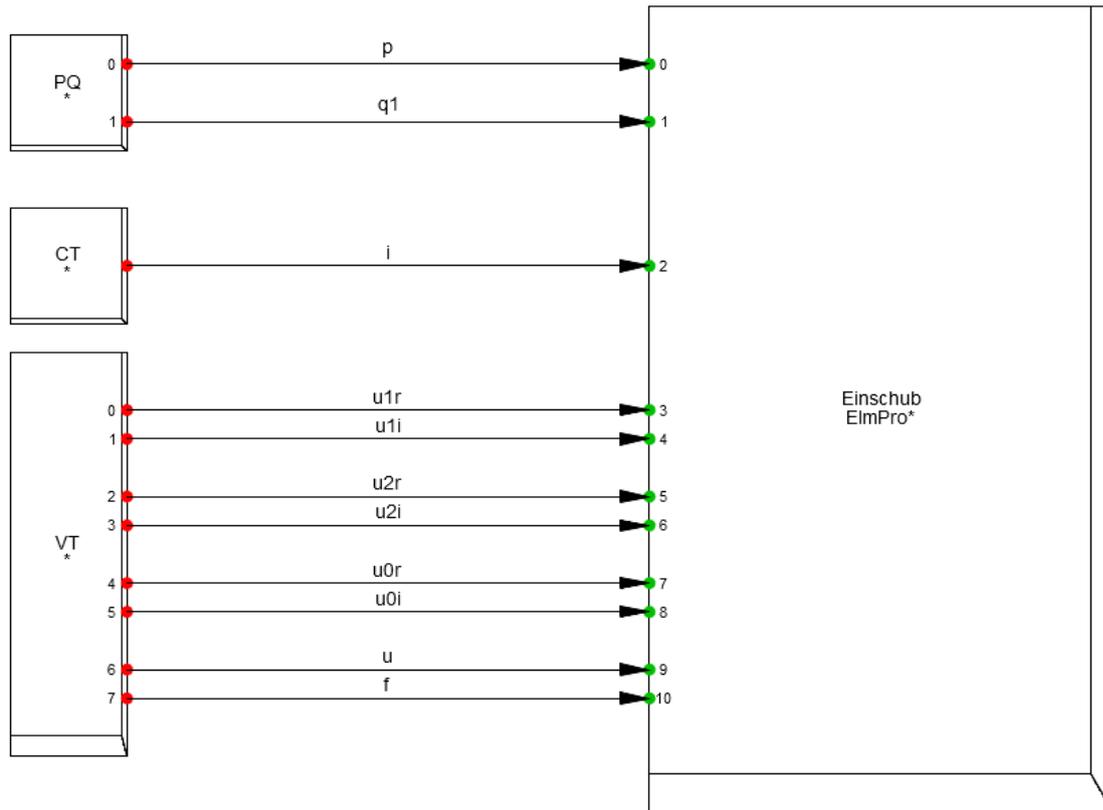


Abbildung 3.8: Modell des verwendeten Anlagenschutzes nach [36]

Durch den Anlagenschutz soll sichergestellt werden, dass die Anlagen im Fehlerfall abgeschaltet werden. Ein Vergleich der Spannungswerte mit dem Netzmodell ohne Erzeugungsanlagen wird durchgeführt, um sicherzugehen, dass die netzbildenden Wechselrichter die Spannung nicht so weit erhöhen, dass der Anlagenschutz nicht auslöst, da die Unterspannungswerte nicht mehr erreicht werden.

Es wird das Verhalten des Anlagenschutzes für die verschiedenen Fehlerfälle untersucht.

3.3 Simulation

Als Simulationsmethode wird Momentanwerte (elektromagnetische Vorgänge) ausgewählt, da Kurzschlüsse und somit transiente Vorgänge mit hohen Frequenzen berücksichtigt werden. Bei einer RMS-Simulation (elektromagnetische Vorgänge) wird die Dynamik bei transienten Fehlern wie Kurzschlüssen in manchen Fällen nicht erkannt [35]. Die Simulationsschrittweite ist in der Simulation des Benchmark-Netzes auf 0,000006 s eingestellt und wird für erste Simulationen dabei gelassen.

Es werden Fehler an acht Fehlerorten betrachtet, wie in Abbildung 3.9 markiert. Die Fehler werden als dreiphasige Kurzschlüsse ausgeführt, außerdem werden stellenweise auch zweiphasige Fehler getestet. Laut [10] verursachen insbesondere unsymmetrische Leiter-Leiter-Fehler Schutzausfälle und werden als kritisch angesehen.

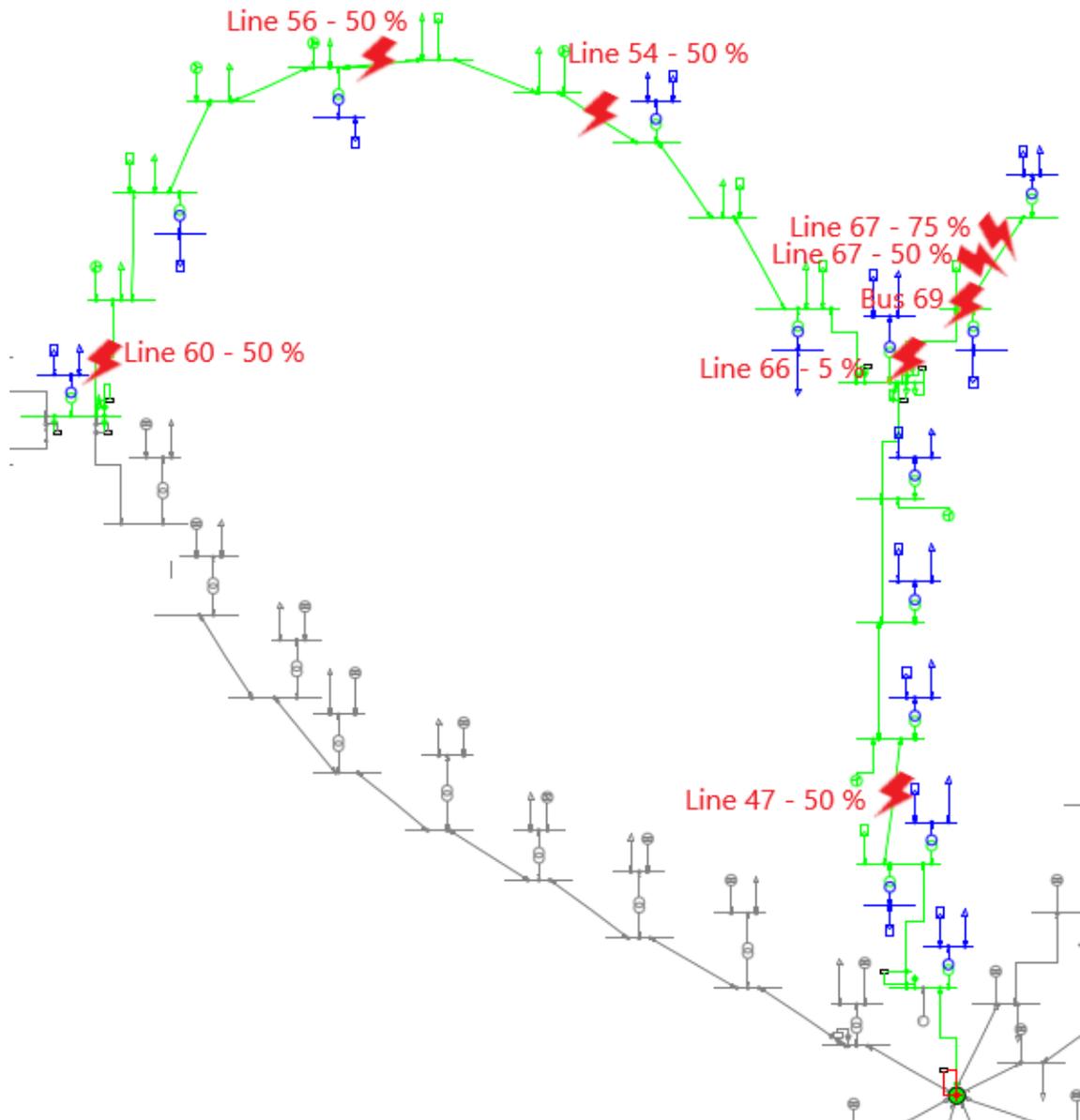


Abbildung 3.9: Fehlerorte im betrachteten Netzausschnitt

Tabelle 6 führt die Orte der getesteten Fehler sowie die auszulösenden Schutzrelais und deren Schutzzonen auf. Bei Fehlern, bei denen das Auslösen weiterer Schutzgeräte ebenfalls relevant ist (nicht nur als Reserveschutz), werden diese Schutzgeräte und deren auszulösende Zonen ebenfalls angegeben. Dies betrifft alle außerhalb des kurzen Abschnitts oben rechts, da im Regelfall bei zweiseitig gespeisten Leitungen zwei Schutzrelais auslösen müssen, um den Strang im Fehlerfall freizuschalten.

Die Fehlerorte sind so gewählt, dass sie den Leitungsabschnitt gleichmäßig abdecken. Auf dem kurzen Abzweig (Abbildung 3.9 rechts oben) sind mehrere Fehler markiert, da hier auf Line 67 das Verhalten bei einem Fehler, der in Zone 1 des zuständigen Schutzgeräts liegt und das Verhalten bei einem Fehler in Zone 2 getestet wird. Zudem wird ein Fehler an einer Sammelschiene simuliert.

3.3 Simulation

Tabelle 6: Simulierte Fehler sowie zuständige Schutzrelais und Schutzzonen

Fehlerort	Fehlerart	Zuständiges Schutzrelais	Schutzzone
Bus 69	3-phasig	DD53_Z2	1
Line 54 - 50 %	3-phasig	DD53_Z3.2 & DD63_Z3.1	1 & 1
Line 56 - 50 %	3-phasig	DD53_Z3.2 & DD63_Z3.1	1 & 1
Line 47 - 50 %	3-phasig	DD48_Z1 & DD53_Z1.1	1 & 1
Line 66 - 5 %	3-phasig	DD53_Z2	1
Line 67 - 50 %	3-phasig	DD53_Z2	1
Line 67 - 50 %	2-phasig	DD53_Z2	1
Line 67 - 75 %	3-phasig	DD53_Z2	2
Line 60 - 50 %	3-phasig	DD63_Z3.1 & DD53_Z3.2	1 & 2

Es wird die Beeinflussung des Distanzschutzes für die verschiedenen Fehlerorte untersucht. Dazu werden Simulationen mit Kurzschlussereignissen an den in Abbildung 3.9 gezeigten Fehlerorten durchgeführt und verifiziert, ob das zuständige Schutzgerät in der richtigen Zone auslöst. Dabei wird jeweils ein satter Kurzschluss mit einer Fehlerimpedanz von 0Ω simuliert. Der Zeitpunkt des Fehlers wird zu $t = 0,5 \text{ s}$ gewählt, da dann alle Einschwingvorgänge abgeklungen sind. Zum Vergleich wird diese Simulation für alle genannten Netzmodelle durchgeführt. Um den Einfluss der Wechselrichter genauer zu betrachten, werden die vom Distanzschutz gemessenen R-X-Werte ausgelesen und für die verschiedenen Netzszenarien verglichen.

4 Ergebnisse und Diskussion

4.1 Untersuchung des Distanzschutzes für verschiedene Fehlerorte

Eine erste Untersuchung der Fehler für die verschiedenen Netzmodelle und Fehlerorte ergibt, dass in den meisten Fällen die richtigen Relais in den geforderten Zeiten/Zonen auslösen.

Abbildung 4.1 zeigt beispielhaft das R-X-Diagramm für den Fehler auf Line 67 - 75 %. Für die verschiedenen Netzszenarien tritt nahezu keine Abweichung im Fehlerfall auf.

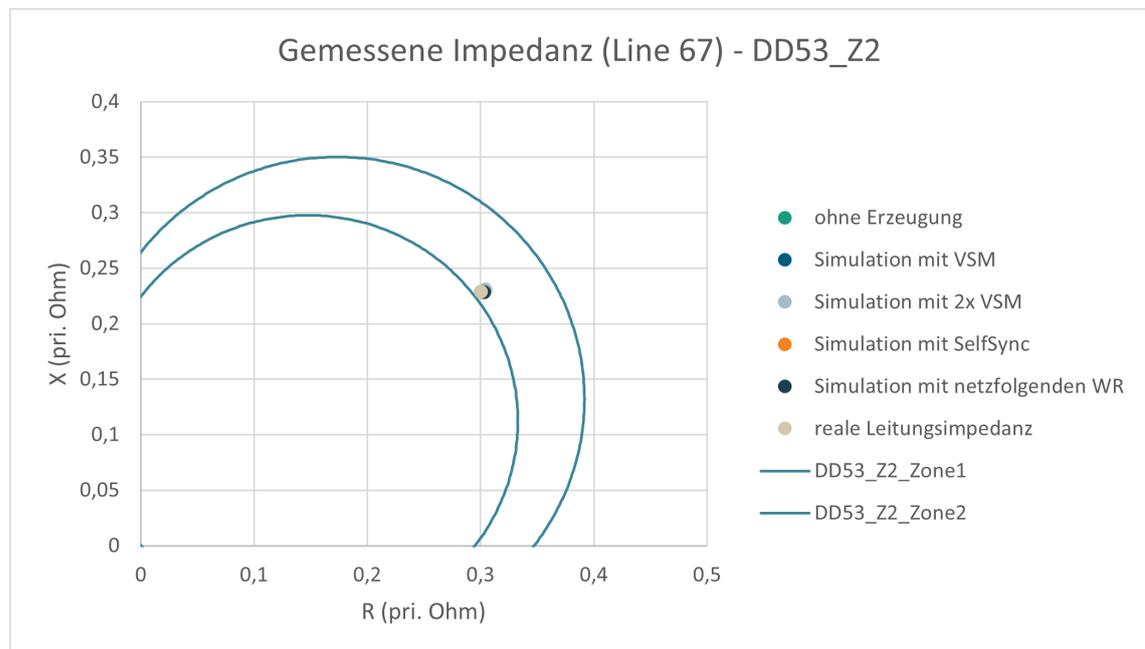


Abbildung 4.1: R-X-Werte für Fehler auf Line 67 - 75 %

Einige Auffälligkeiten für einzelne Fehlerfälle werden in den folgenden Unterkapiteln näher erläutert.

4.1.1 Auslösung von Distanzschutzrelais DD63_Z3.1

Das Distanzschutzrelais DD63_Z3.1 (vgl. Abbildung 3.1) soll für die Fehler auf Line 54, 56 und 60 auslösen. In keinem Fehlerfall erfolgt eine Auslösung für die Simulation mit netzbildenden VSM, SelfSync oder netzfolgenden Anlagen.

Das Distanzschutzgerät DD63_Z3.1 sieht im Fehlerfall nur den Strom einer PV-Anlage mit einer installierten Leistung von 0,25 MVA (vgl. Abbildung 3.9), da die Ströme aller Anlagen zum Fehler hin fließen. Somit führen die anderen Anlagen zwischen Distanzschutzrelais und Fehler zwar zur Erhöhung der Spannung, jedoch wird der Strom nicht vom Relais gemessen. Dies führt zu einer Erhöhung der gemessenen Impedanz, da diese aus den Messwerten von Strom und Spannung berechnet wird. Zudem benötigt die Überstromanregung den doppelten Nennstrom, den die PV-Anlage aufgrund ihrer geringen Leistung nicht bereitstellen kann.

4.1 Untersuchung des Distanzschutzes für verschiedene Fehlerorte

Bei der geringen Leistung der PV-Anlage ist fraglich, ob hierbei von zweiseitiger Einspeisung gesprochen werden kann, welche z. B. eine AWE gefährden könnte. In jedem Fall ist es elementar, Personenschutz im Fehlerfall zu gewährleisten. Da der Wechselrichter aufgrund seiner Lage das vorgelagerte Netz im Fehlerfall nicht stützen kann, ist denkbar, keinen FRT zu fordern, sondern den Anlagenschutz so einzustellen, dass dieser zur sofortigen Abschaltung bei einem Spannungseinbruch führt.

Wird die Einspeiseleistung an der Sammelschiene erhöht (durch einen zusätzlichen 10 MVA-Umrichter) und die Anregeart des Distanzschutzgeräts DD63_Z3.1 auf UI-Anregung (Unterimpedanzanregung) gestellt, löst dieses auch in den Simulationen mit regenerativen Erzeugungseinheiten aus. Durch die UI-Anregung wird berücksichtigt, dass die Spannung einbricht und der Kurzschlussstrom niedriger ausfällt. Als Parameter werden dabei eine Unterspannung von 0,8 p.u. und ein in diesem Fall ausreichender Fehlerstrom von 0,3 p.u. gewählt.

Abbildung 4.2 zeigt die gemessenen und realen Impedanzwerte für die verschiedenen Fehlerfälle in der Simulation mit einem zusätzlichen 10 MVA-Umrichter. Je weiter der Fehler vom Distanzschutzrelais entfernt auftritt, desto höher ist dabei die Differenz zwischen tatsächlicher und gemessener Leitungsimpedanz. Ursächlich hierfür ist die höhere Einspeiseleistung auf der Strecke zwischen Fehler und Distanzschutzgerät. Für den Fehler auf Line 54, der an der Grenze von Zone 1 liegt, ist die Verschiebung so groß, dass das Relais nicht auslöst.

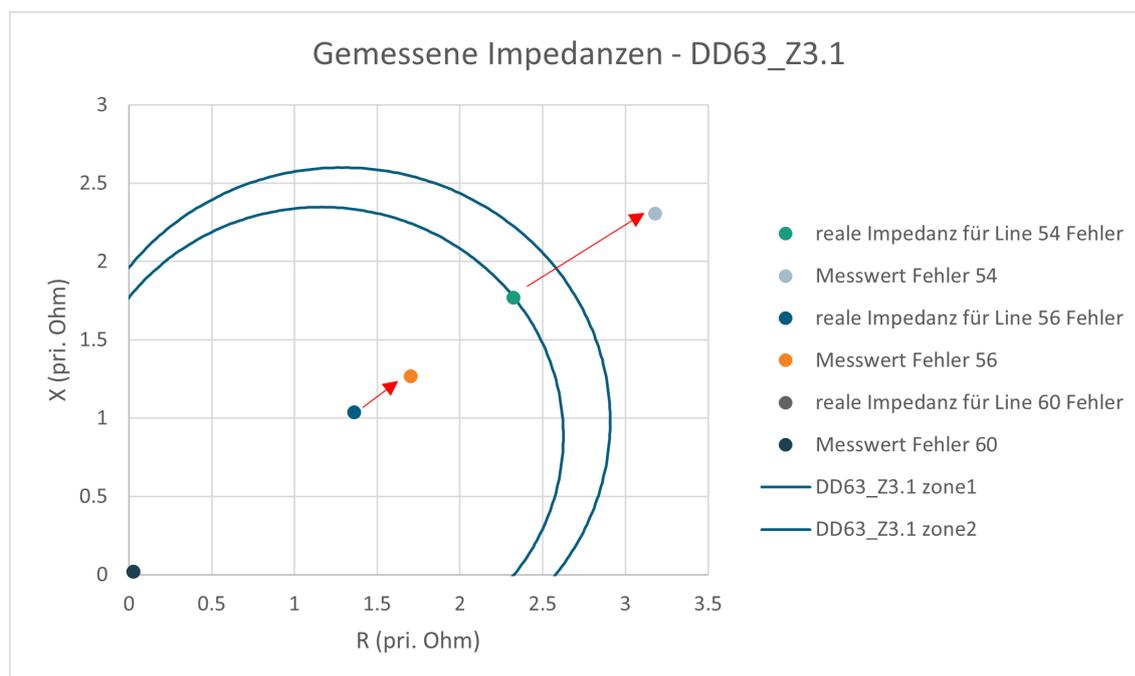


Abbildung 4.2: Gemessene und reale R-X-Werte für verschiedene Fehlerorte

Diese Betrachtung legt nahe, dass es maßgeblich ist, die Distanzschutzzone bei Erweiterung des Netzes um Erzeugungsanlagen anzupassen. Regenerative Energiequellen stellen dabei die Schwierigkeit dar, dass deren Einspeisung nicht konstant ist und sich somit ihr Einfluss stetig ändert. Eine mögliche Lösung hierfür ist die kontinuierliche Anpassung der Schutzzonen unter Berücksichtigung der momentanen Einspeiseleistung der Energiequellen. Dies ist bislang nur Bestand theoretische Überlegungen, da in der Praxis hierfür neu eingestellte Schutzparameter geprüft werden müssen. Zudem ist hierzu eine Infrastruktur zum Datentransfer sowie dessen Verar-

beitung erforderlich. Ein einfacherer Ansatz ist die Vergrößerung der Schutzzonen. Hierdurch wird die Selektivität verschlechtert, da Netzabschnitte im Falle von wenig Erzeugung in der Zone 1 mehrerer Distanzschutzgeräte liegen können.

Aus den Simulationen geht hervor, dass insbesondere Distanzschutzgeräte kritisch sind, die im Fehlerfall ausschließlich Ströme von Wechselrichtern sehen. In Fehlerfällen, bei denen das Distanzschutzgerät auch Ströme vom externen Netz misst, ist die Auswirkung der Wechselrichter vernachlässigbar.

Die Simulation wirft außerdem die Frage auf, ab welcher Einspeiseleistung von zweiseitiger Einspeisung gesprochen werden kann und das Auslösen des Schutzes gefordert werden kann.

4.1.2 Fehlererkennung für Fehler auf Line 60

Für den Fehler auf Line 60 ergibt sich, dass dieser von Relais DD53_Z3.2 nur erkannt wird, wenn keine Einspeisung über Wechselrichter erfolgt. In allen Fällen mit Einspeisung (netzfolgende Wechselrichter, netzbildende Wechselrichter mit PF-VSM und SelfSync sowie Fälle mit erhöhter Einspeisung) erfolgt keine Auslösung der Schutzgeräte.

Die Änderung der Anregungsart zur UI-Anregung hat hier keinen Effekt, obwohl an der Sammelschiene, mit der dieses Relais verbunden ist, eine Unterspannung unter 0,8 p.u. auftritt und somit das Anregekriterium erfüllt ist. Abbildung 4.3 zeigt die gemessenen R-X-Werte von Relais DD53_Z3.2 für den Fehler auf Line 60 in den verschiedenen Netzszenarien. Es ist ersichtlich, dass die Einspeisung in allen Fällen dazu führt, dass höhere Impedanzwerte gemessen werden als tatsächlich auftreten. Die gemessenen Impedanzwerte befinden sich außerhalb der Schutzzonen des Distanzschutzgerätes. Anders als in Quelle [10] ist keine signifikante Änderung des gemessenen Imaginärteils der Impedanz zu sehen. Die Verschiebung des Messwertes hängt von den verschiedenen Wechselrichter-Architekturen ab und nimmt mit zunehmender Anzahl an Wechselrichtern zu. So weist das System mit doppelter Erzeugung mit PF-VSM geregelten Wechselrichtern eine doppelt so hohe Abweichung von dem Messwert ohne Erzeugung auf wie das System mit PF-VSM Wechselrichtern.

Dieser Fehlerfall zeigt, dass besonders Fehler an den Grenzen der Schutzzonen kritisch sein können. Da die Verschiebung im Fehlerfall von der Regelung der Wechselrichter abhängt, lässt sich keine allgemeingültige Aussage zur Anpassung der Schutzzonen treffen. Es zeichnet sich nicht ab, dass der Einfluss einer Regelungsarchitektur wesentlich geringer ist als der anderer Wechselrichter.

4.1 Untersuchung des Distanzschutzes für verschiedene Fehlerorte

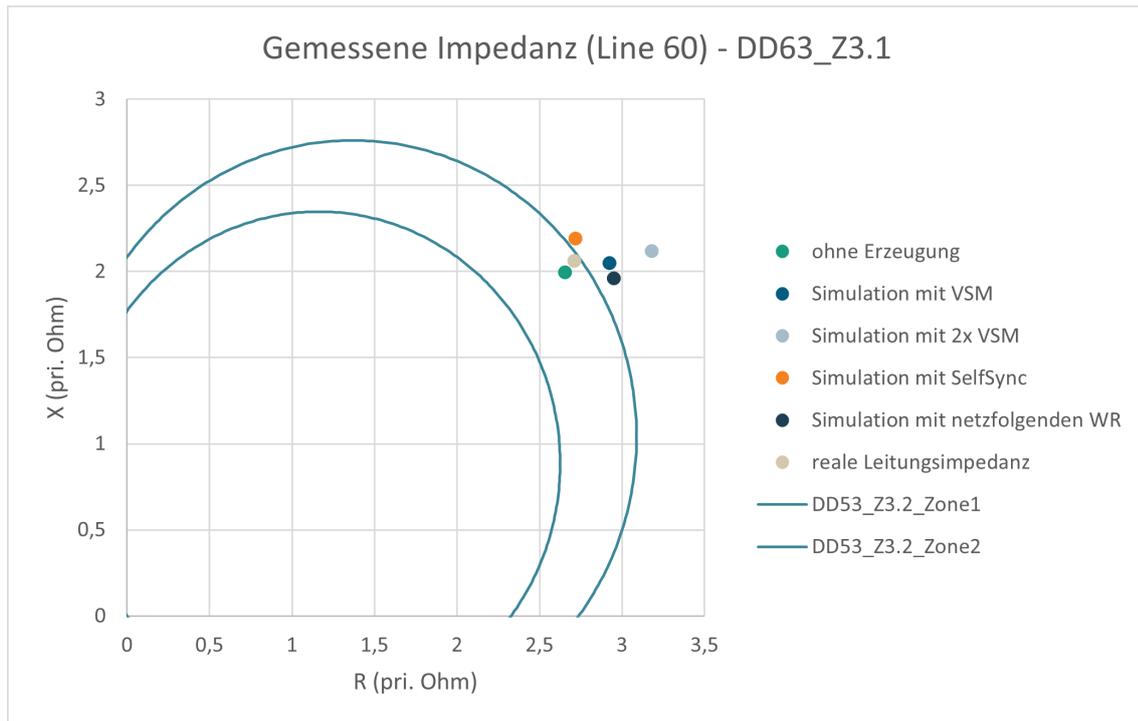


Abbildung 4.3: R-X-Werte für Fehler auf Line 60

4.1.3 Messergebnisse für Fehler auf Line 47

Auffällig ist zudem das R-X-Messergebnis für den Fehler auf Line 47. In diesem Fall sollen die Distanzschutzgeräte DD48_Z1 und DD53_Z1.1 auslösen. DD48_Z1 sieht im Fehlerfall Ströme von Umrichtern und externem Netz und löst daher aus, ohne signifikante Abweichungen von der realen Leitungsimpedanz zu messen. DD53_Z1.1 sieht im Fehlerfall ausschließlich Ströme von Umrichtern, weswegen das Schutzgerät bei reiner Überstromanregung nicht auslöst. Die Unterimpedanzanregung führt dann zur Auslösung des Distanzschutzes. Abbildung 4.4 zeigt die gemessenen Impedanzwerte. Hierbei ist eine Abweichung je nach eingesetzten Wechselrichtern erkennbar, wobei sich die Abweichung nicht analog zur Abweichung bei dem Fehler auf Line 60 (vgl. Abbildung 4.3) verhält. Allgemein zeigt die Simulation, dass für wechselrichtergespeiste Systeme die Unterimpedanzanregung für Distanzschutzgeräte besser geeignet ist als die Überstromanregung.

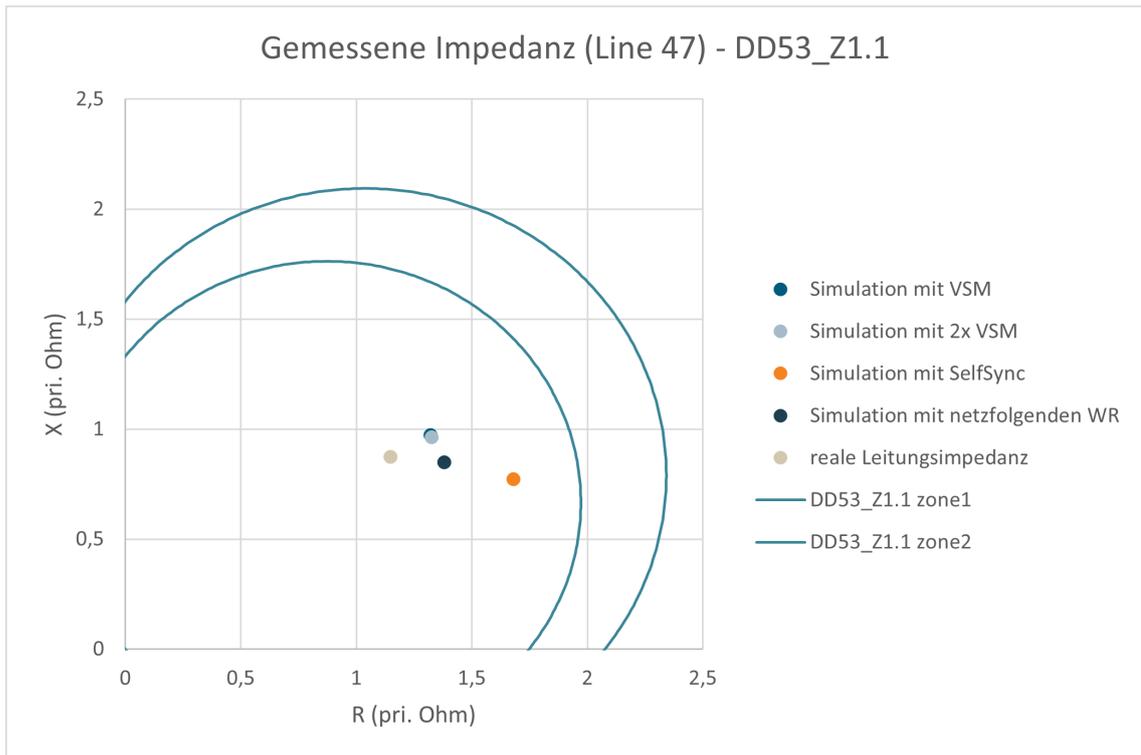


Abbildung 4.4: R-X-Werte für Fehler auf Line 47

Die Simulationsergebnisse für alle weiteren Fehlerfälle finden sich in Anhang D. Zusammenfassend ergibt sich in den meisten Fällen keine signifikante Abweichung des Messwertes. Für den zweiphasigen Fehler liegen die ausgegebenen Messwerte außerhalb der Schutzzone. Dennoch löst das Relais aus, sodass hier von einem internen Fehler in PowerFactory ausgegangen wird.

4.2 Überprüfung des Anlagenschutzes

4.2.1 System mit PF-VSM Anlagen

Die Untersuchung des Anlagenschutzes ergibt, dass dieser wie gefordert für Unterspannungen kleiner 0,8 p.u. nach 300 ms auslöst. Für Fehler, die in Zone 1 eines Schutzgeräts liegen, führt dies nur zu Abschaltungen auf dem betroffenen Strang, da diese Fehler zur Schutzauslösung innerhalb von circa 40 ms führen und die Spannung an den nicht-fehlerbehafteten Sammelschienen danach wieder im Toleranzbereich liegt. Für Fehler, die in Zone 2 eines Schutzgeräts liegen, können auch weitere Erzeugungsanlagen abgeschaltet werden, da die Zeitverzögerung des Anlagenschutzes kleiner ist als die Zeitverzögerung der Zone 2 der Distanzschutzgeräte.

In dieser Simulation wird der Widerspruch aus Kapitel 2.2.2 deutlich, dass der Anlagenschutz die Trennung vom Netz fordert, während gemäß der dynamischen Netzstützung das Durchfahren des Fehlers gefordert wird. Hier wird Klarheit in der VDE-Anwendungsregel benötigt.

4.2 Überprüfung des Anlagenschutzes

4.2.2 Vergleich mit Simulation ohne Erzeugungsanlagen

Um die Spannungsanhebung im Fehlerfall zu untersuchen, werden die Spannungen im Fehlerfall mit dem Netz ohne dezentrale Erzeugungsanlagen verglichen. Es ergeben sich Spannungsanhebungen durch die Erzeugungsanlagen um circa 0,03 p.u. In dieser Arbeit führt die Spannungsanhebung nicht dazu, dass sich die Anlagen nicht vom Netz trennen, da die Unterspannungswerte nach Tabellen 1 und 2 überschritten werde.

Exemplarisch werden in Abbildungen 4.5 und 4.6 die Spannungen für die Sammelschienen SGen 48 (auf dem Hauptstrang), Bus 57 (auf dem langen Abzweig) und Bus 69 (auf dem kurzen Abzweig) für den Fehler auf Line 67 - 75 % für die Simulation mit und ohne Erzeugungsanlagen betrachtet. Die Lage der Sammelschienen im Benchmark-Netz ist in Abbildung 4.7 markiert.

In beiden Fällen ist ein starker Spannungseinbruch im Fehlerfall erkennbar, der zur Auslösung des Anlagenschutzes nach 300 ms führt. Für Bus 69 sinkt die Spannung nach Auslösung des Distanzschutzes auf 0 kV, während für die anderen Sammelschienen nach Freischalten des fehlerbehafteten Strangs wieder die Vor-Fehler-Werte erreicht werden.

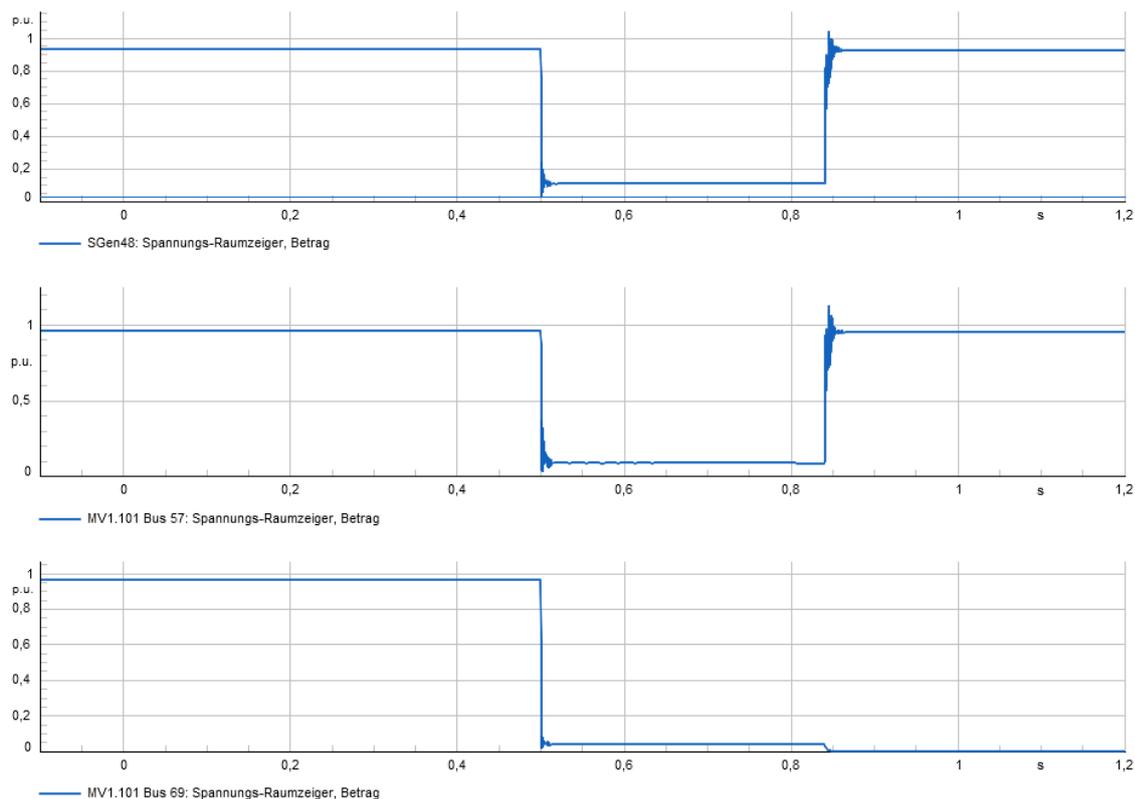


Abbildung 4.5: Spannungen an drei Sammelschienen für Fehler auf Line 67 - 75 % - Simulation ohne Erzeugungsanlagen

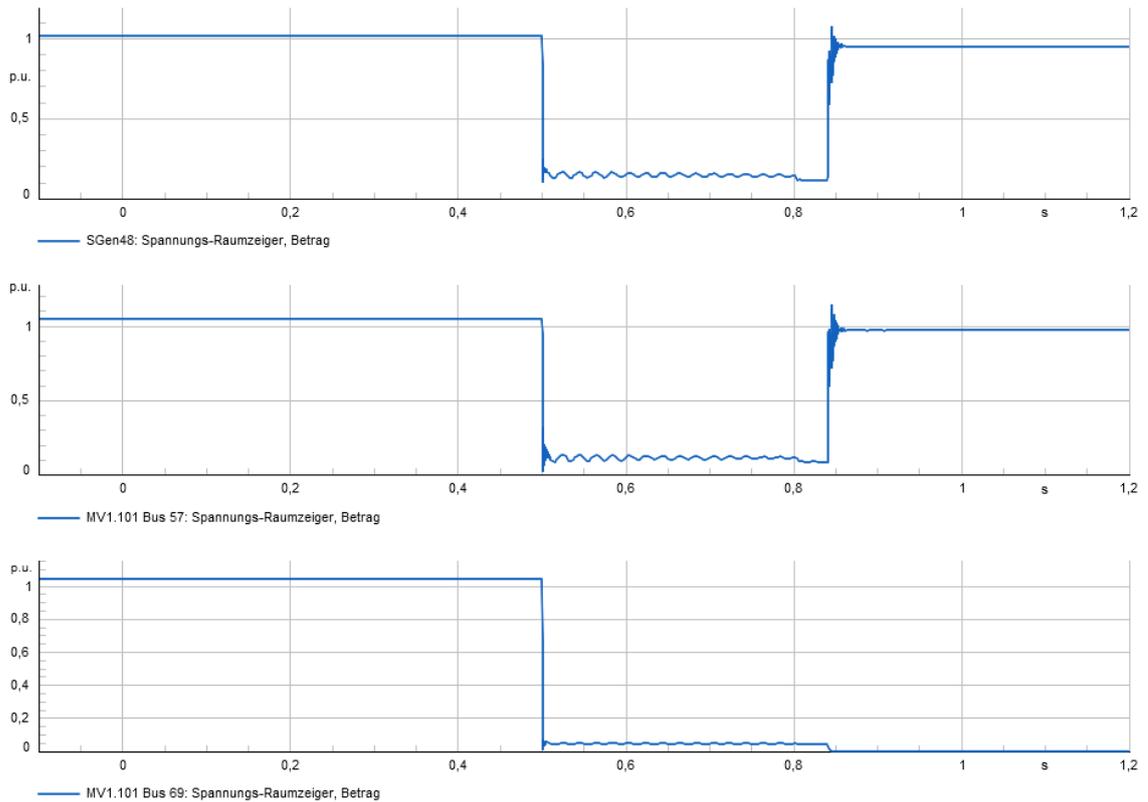


Abbildung 4.6: Spannungen an drei Sammelschienen für Fehler auf Line 67 - 75 % - Simulation mit PF-VSM Anlagen

Die Spannungswerte sind in Tabelle 7 aufgeführt. Die Erzeugungsanlagen im simulierten Netzausschnitt führen demnach im Normalfall zu Spannungsanhebungen von circa 0,08 - 0,09 p.u. und im Fehlerfall zu Spannungsanhebungen von circa 0,03 p.u. Wird davon ausgegangen, dass der Spannungssollwert so angepasst wird, dass die Erzeugungseinheiten die Spannung im Normalbetrieb nicht maßgeblich verändern, so lässt diese Simulation davon ausgehen, dass auch die Auswirkungen im Fehlerfall vernachlässigbar sind.

Tabelle 7: Spannungen im System ohne Wechselrichter und im System mit PF-VSM Anlagen für Fehler 67 - 75 %

	Ohne WR			Mit PF-VSM		
	SGen 48	Bus 57	Bus 69	SGen 48	Bus 57	Bus 69
Vor Fehler (p.u.)	0,93	0,96	0,97	1,02	1,05	1,05
Fehler (p.u.)	0,11	0,09	0,04	0,14	0,12	0,05

4.2 Überprüfung des Anlagenschutzes

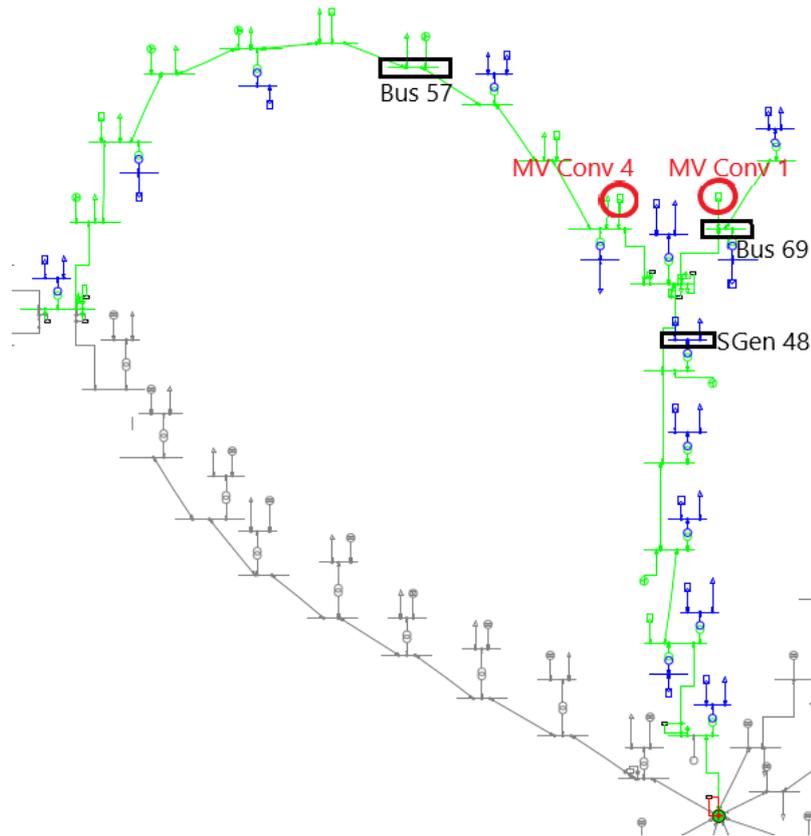


Abbildung 4.7: Netzmodell mit Markierung betrachteter Umrichter und Sammelschienen

4.2.3 Vergleich mit netzfolgenden Anlagen

Tabelle 8 zeigt die Spannungen an den gleichen Sammelschienen für das System mit netzfolgenden Anlagen und das System mit PF-VSM Anlagen. Im Vergleich zu den netzbildenden PF-VSM Anlagen haben die netzfolgenden Wechselrichter im Normalbetrieb eine höhere Auswirkung auf die Netzspannung, da ihre interne Regelung nicht darauf ausgelegt ist, die Nennspannung zu halten. Im Fehlerfall sind die PF-VSM Anlagen in der Lage, die Spannung etwas mehr zu erhöhen als die netzfolgenden Anlagen, wobei die Differenz 0,01 p.u. beträgt.

Tabelle 8: Spannungen im System mit PF-VSM Anlagen und im System mit GFL Anlagen für Fehler 67 - 75 %

	Mit PF-VSM			Mit GFL		
	SGen 48	Bus 57	Bus 69	SGen 48	Bus 57	Bus 69
Vor Fehler (p.u.)	1,02	1,05	1,05	1,06	1,08	1,07
Fehler (p.u.)	0,14	0,12	0,05	0,12	0,11	0,05

4.2.4 Vergleich mit SelfSync Anlagen

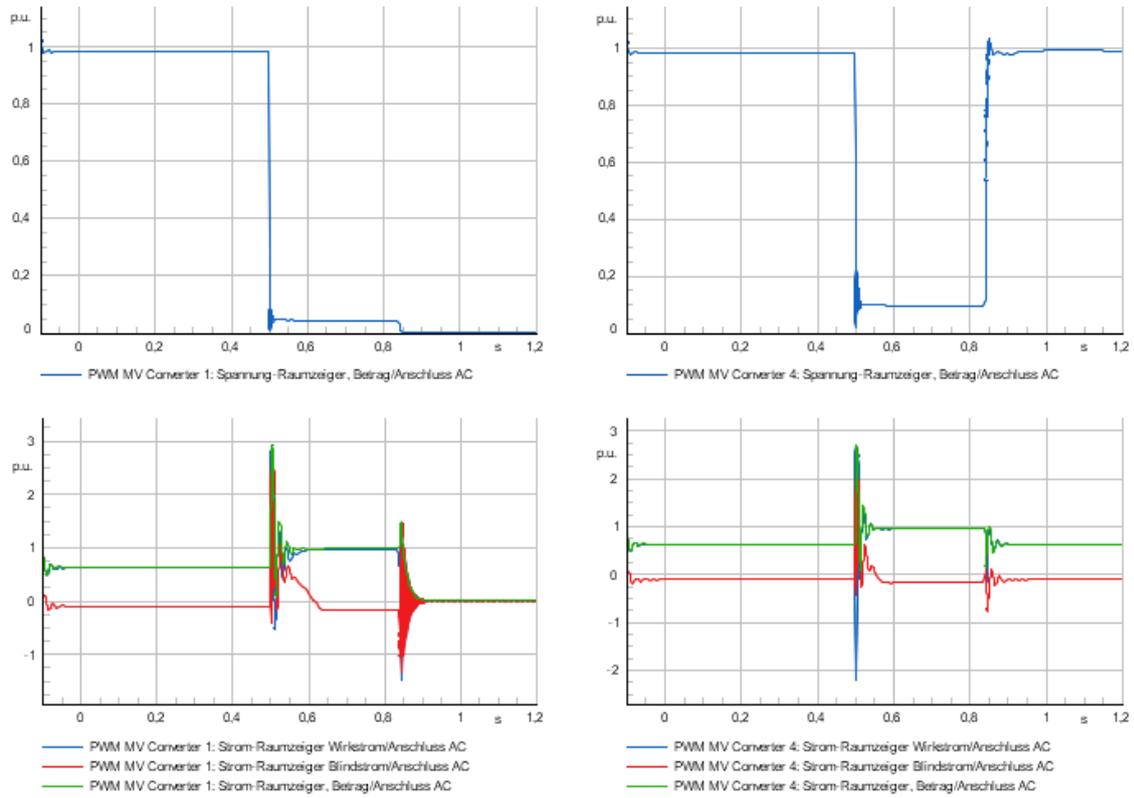
In dem Netz mit SelfSync Anlagen führen diese im Normalbetrieb an einigen Stellen zu Spannungen über 1,1 p.u., weswegen der Anlagenschutz dieser Anlagen auslöst. Dieser soll laut den Anforderungen (vergleiche Tabelle 1) erst nach 180 s auslösen, PowerFactory erlaubt dies aber nur, wenn die Anfangsbedingungen nicht direkt die Auslösung aktivieren. Da der Schwerpunkt dieser Arbeit auf den Auswirkungen im Fehlerfall liegt, wurde der Spannungswert des vorgelagerten Netzes verringert. Alternativ ließen sich auch die Transformatoren zwischen dem vorgelagerten 110 kV Netz und dem 20 kV Netz so anpassen, dass diese einen niedrigeren Spannungswert im 20 kV Netz bereitstellen.

Auch nach Anpassung des Spannungswertes zeigt die Simulation des Fehlers auf Line 67 - 75 % zunächst keine Konvergenz. Zur Problemuntersuchung wird zunächst nur ein einzelner Anlagenschutz aktiviert. Es werden die Spannungen und Ströme von MV Converter 1 (auf dem fehlerbehafteten Strang, in der Nähe des Fehlers) und MV Converter 4 (auf einem anderen Strang, weiter vom Fehler entfernt) betrachtet für den Fall ohne Anlagenschutz und für den Fall eines einzelnen aktivierten Anlagenschutzes (vergleiche Abbildung 4.7). Der aktivierte Anlagenschutz befindet sich außerhalb des Fehlerstrangs. Abbildung 4.8 zeigt die Simulationsergebnisse für den Fehler auf Line 67 - 75 %, oben sind dabei die Ergebnisse ohne Anlagenschutz und unten mit Anlagenschutz dargestellt. MV Converter 4 zeigt in beiden Simulationen während dem Fehler höhere Ströme, die nach Abschalten des fehlerbehafteten Abzweigs wieder zu den Vor-Fehler-Werten zurückgehen. Dies entspricht den Erwartungen, da die Anlage auf dem nicht-fehlerbehafteten Strang liegt und nach Auslösen des Relais bzw. Öffnen des Schalters wieder der Normalzustand eintritt. MV Converter 1 zeigt nach Abschalten des Strangs verschiedene Ergebnisse für den Fall mit und ohne Anlagenschutz. Dies ist unerklärlich, da der aktivierte Anlagenschutz auf dem nicht-fehlerbehafteten Strang liegt und dieser nach Abschaltung des Stranges durch Öffnen eines Leistungsschalters vom fehlerbehafteten Strang (auf dem der MV Converter 1 liegt) getrennt wird. Hier scheint ein PowerFactory internes Problem vorzuliegen, bei dem der Anlagenschutz eines Systems Auswirkungen auf andere Systeme zu haben scheint.

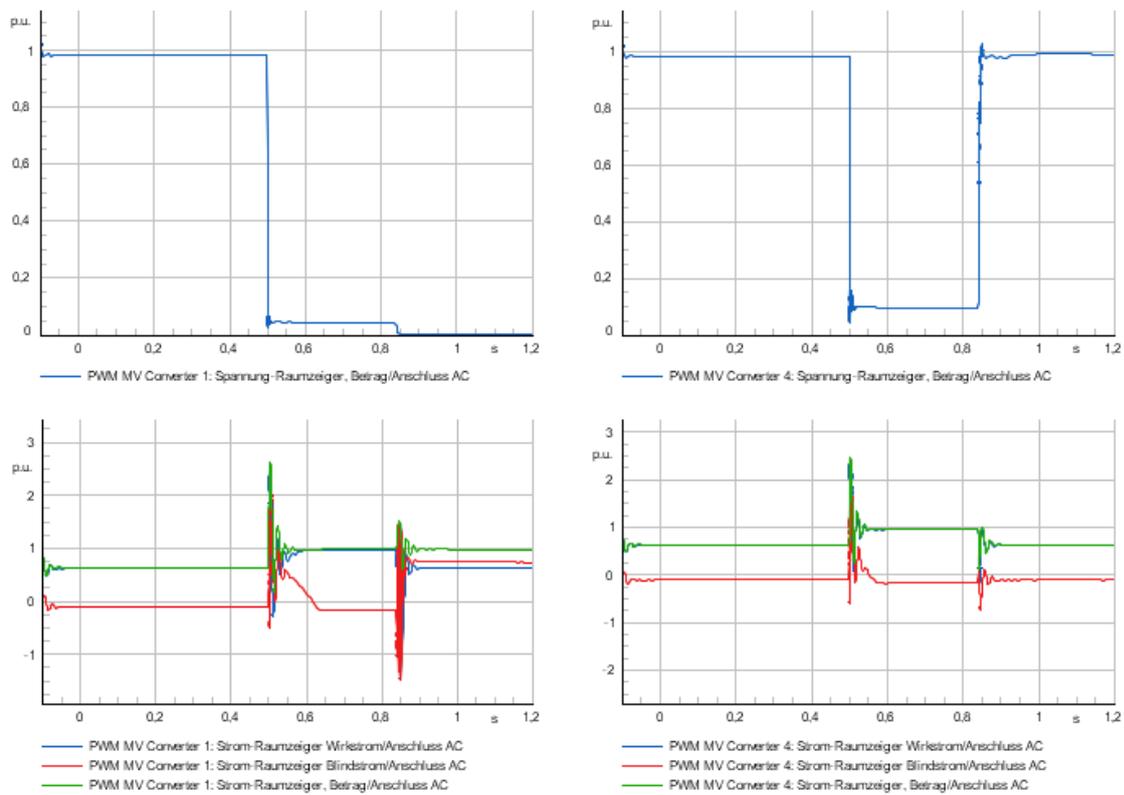
In der Simulation tritt dieses Problem nicht mehr auf, nachdem die Schrittweite der EMT-Simulation auf 0,00001 s verringert wurde (die Schrittweitanpassung hat dabei keinen direkten Einfluss auf das Verhalten der Regelung, jedoch scheint PowerFactory die internen Berechnungen dann so genau durchzuführen, dass keine Wechselwirkungen zwischen dem Anlagenschutz verschiedener Systeme auftreten). Das Auftreten dieses Problems verdeutlicht dennoch die Einschränkungen von Simulationen und dass das simulierte Ergebnis nicht notwendigerweise der Realität entspricht. Zur Überprüfung wurde für die anderen Netzzenarien die Simulation ebenfalls mit geringerer Schrittweite wiederholt, hier zeigt sich jedoch kein Einfluss.

In Tabelle 9 sind die Spannung im Normalbetrieb und im Fehlerfall für das Netz mit SelfSync Anlagen aufgeführt. Die niedrigeren Spannungen im Normalbetrieb sind durch den veränderten Spannungswert zu begründen. Hierbei wird deutlich, dass die Anlagen einen spannungsanhebenden Effekt haben, da für SGen48 die gleiche Spannung gemessen wird wie im Modell ohne Erzeugungsanlagen (vgl. Tabelle 7), für die Sammelschienen Bus 57 und 69 hingegen höhere Spannungen. Die niedrigeren Werte im Fehlerfall liegen ebenfalls am veränderten Spannungswert.

4.2 Überprüfung des Anlagenschutzes



(a) ohne Anlagenschutz



(b) mit einem Anlagenschutz

Abbildung 4.8: Spannungen und Ströme von PWM MV Converter 1 und 4

Tabelle 9: Spannungen im System mit SelfSync Anlagen für Fehler 67 - 75 %

	SGen 48	Bus 57	Bus 69
Vor Fehler (p.u.)	0,93	1,00	1,00
Fehler (p.u.)	0,09	0,06	0,03

4.2.5 Vergleich der Blind- und Wirkströme im Fehlerfall

Zur Überprüfung, weswegen die Wechselrichter nur einen geringen Einfluss auf die Spannungsanhebung haben, werden die Wirk- und Blindströme in Normalbetrieb und Fehlerfall betrachtet.

Abbildung 4.9 zeigt exemplarisch die Wirk- und Blindströme der verschiedenen Erzeugungsanlagen für den Fehler auf Line 67 - 75 % im Erzeuger-Zählpeilsystem. Die oberen Graphiken zeigen dabei immer die Anlage auf dem fehlerbehafteten Abzweig und die unteren Graphiken die Anlage auf dem nicht-fehlerbehafteten Strang (vgl. Abbildung 4.7). Im Fall der netzfolgenden Regelung wird von beiden Anlagen ein erhöhter, kapazitiver und somit spannungsanhebender Blindstrom eingespeist. Dafür wird der Wirkstrom im Fehlerfall reduziert, um den Wechselrichter nicht zu überlasten.

Für die PF-VSM Regelung ist festzustellen, dass diese im Fehlerfall zu schwingenden Strömen führt. Hier sollte die Einschwingzeit im Modell verbessert werden. Dies ist repräsentativ für den Fehler auf Line 67 dargestellt und zeigt sich in Simulationen aller Fehlerfälle. Für die Einschwingzeit kann die Vorgabe der VDE-AR-N 4110 verwendet werden, nach der das Toleranzband für Blindströme innerhalb von 60 ms erreicht werden muss. Diese Anforderung erfüllt die PF-VSM nicht.

Die SelfSync Regelung zeigt nach dem Einschwingvorgang für die Anlage auf dem fehlerbehafteten Abzweig einen erhöhten Strom, wobei dieser hauptsächlich eine Wirkkomponente besitzt. Für die Anlagen auf dem nicht-fehlerbehafteten Abzweig wird im Fehlerfall von der SelfSync Anlage ein negativer Blindstrom ausgegeben. Im Erzeuger-Zählpeilsystem wirken negative Blindströme spannungsabsenkend und somit gegensätzlich zur erwarteten Netzstützung. Die Ursache hierfür ist der Priorisierungs-Parameter der Regelung, wie im Folgenden weiter spezifiziert.

4.2 Überprüfung des Anlagenschutzes

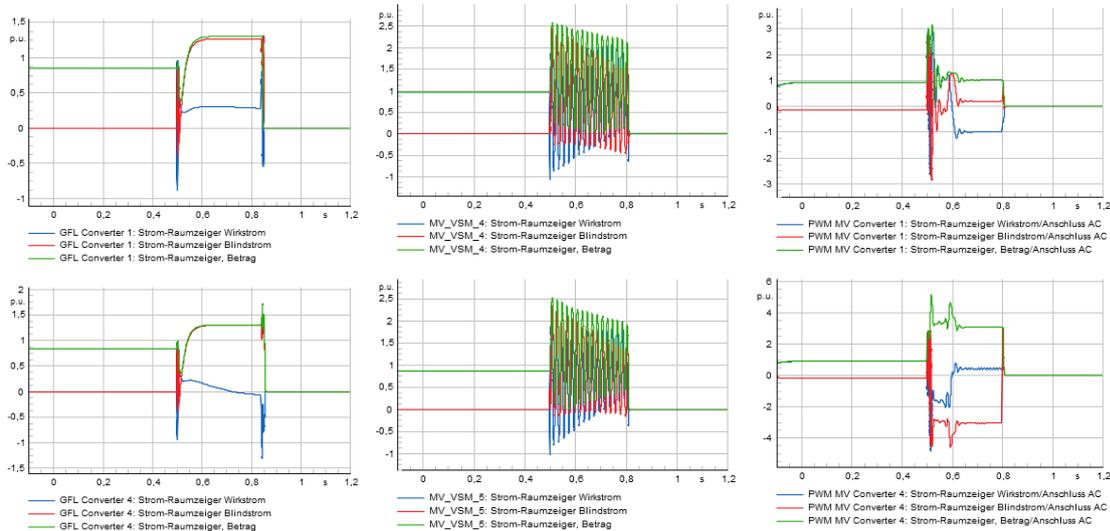


Abbildung 4.9: Ströme für Fehler auf Line 67 - 75 % für GFL, PF-VSM und SelfSync Regelung

Priorisierungs-Parameter der SelfSync-Regelung

Der Priorisierungs-Parameter der SelfSync-Regelung berücksichtigt, dass der Spannungszeiger des Wechselrichters nur begrenzt vom Netz-Spannungszeiger abweichen darf. Bei Auftreten eines Kurzschlusses oder Spannungssprüngen wird der Zeiger je nach Wert so eingestellt, dass die Einspeisung von Wirk- oder Blindströmen während eines Fehlers priorisiert wird. Eine horizontale Priorisierung steht dabei für die Priorisierung der Phase und somit der Wirkleistung, während bei vertikaler Priorisierung die Spannungsamplitude und damit die Blindleistung priorisiert wird. Prio 0 bedeutet im Modell keine Priorisierung (vertikale und horizontale Verschiebung gleichgewertet), 1 steht für horizontale Priorisierung, 2 für vertikale Priorisierung und 3 für vertikale Priorisierung ohne horizontale Verschiebung.

Abbildung 4.10 zeigt die Ströme der SelfSync-Regelung für eine veränderte Priorisierung der vertikalen und horizontalen Verschiebung für den Fehler auf Line 67 - 75%. Prio 0, 1 und 2 führen zu teilweise negativen Blindströmen, wobei für Prio 0 und 2 die Anlage in der Nähe des Fehlers negative Blindströme liefert, während für Prio 1 die vom Fehler weiter entfernte Anlage negative Blindströme einspeist.

Für Prio 3 werden im Fehlerfall für beide Anlagen wie gefordert positive Blindströme geliefert. Jedoch führt dies auch im Normalbetrieb zur Priorisierung von Blindleistung, obwohl die Sollwerte der Umrichter so eingestellt sind, dass diese im Normalbetrieb ausschließlich Wirkleistungen einspeisen. Dies ist ein Fehler im Umrichtermodell, da im Normalbetrieb keine Ströme > 1 p.u. oder Spannungen außerhalb der Toleranzgrenzen auftreten und dementsprechend keine Priorisierung greifen sollte. Um diesen Modellfehler zu beheben, ist es erforderlich, die Priorisierung im Fehlerfall (z.B. bei Einbruch der gemessenen Spannung) umzustellen. Im Normalbetrieb soll in der Regel Wirkleistung priorisiert werden und im Fehlerfall Blindleistung. Im Allgemeinen ist das optimale Verhältnis von Wirk- und Blindstrom zur Spannungserhöhung im Fehlerfall abhängig von der jeweiligen Netzsituation.

4.2 Überprüfung des Anlagenschutzes

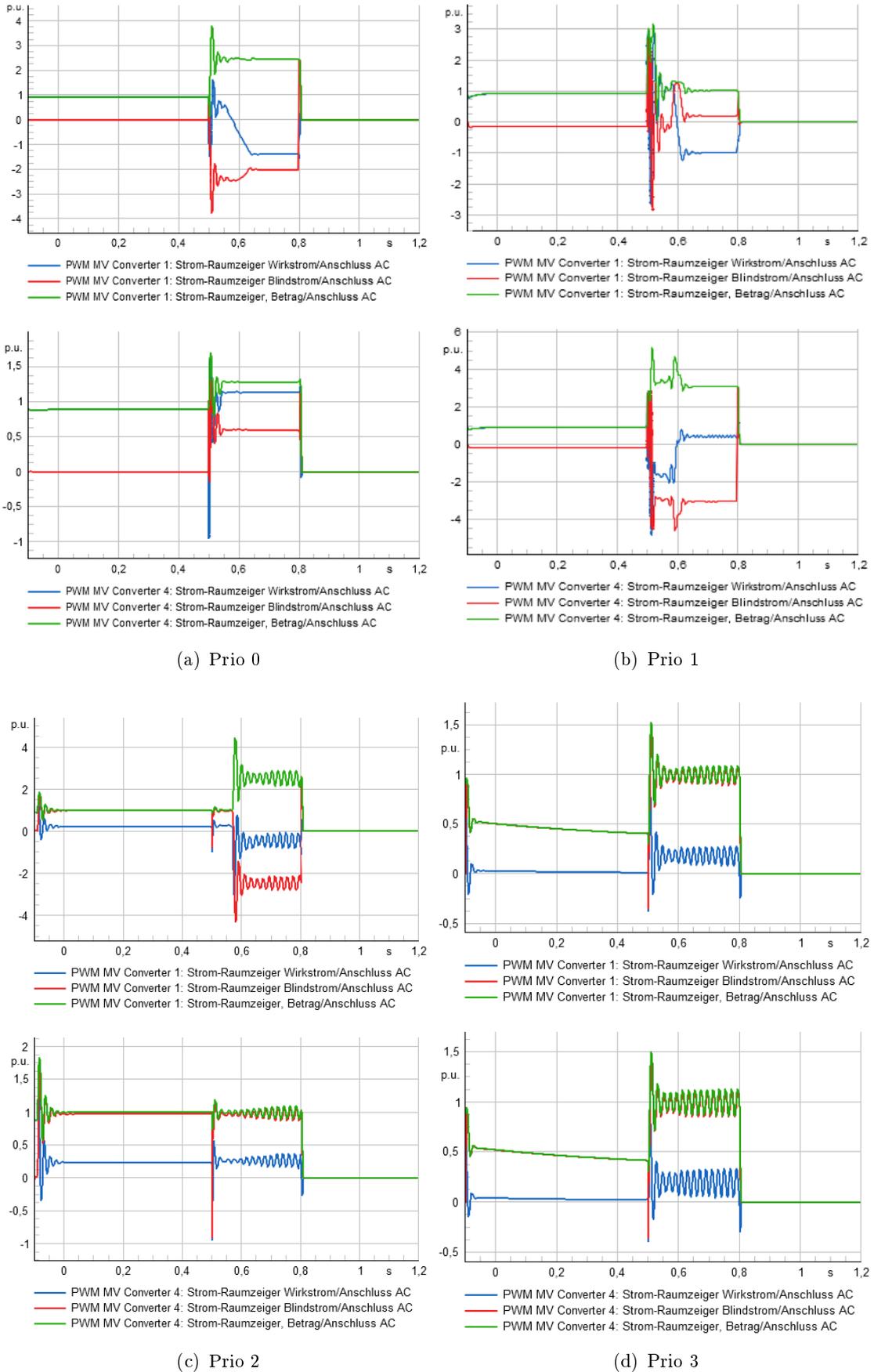


Abbildung 4.10: Ströme für SelfSync Regelung für die verschiedenen Prio-Parameter für Fehler auf Line 67 - 75 %

4.2 Überprüfung des Anlagenschutzes

Durch Abschaltung aller Umrichter außer einem im Netz wurde geprüft, ob der Einfluss des Prio-Parameters auf den Normalbetrieb auch auftritt, wenn nur ein Umrichter in Betrieb ist. Dadurch können Wechselwirkungen zwischen Umrichtern betrachtet werden. Abbildung 4.11 zeigt das Simulationsergebnis (Ströme und Spannungen, exemplarisch für MV Converter 1, Fehler 67 - 75 %, Prio-Wert 3). Der Vergleich des Netzes mit einem aktivierten Umrichter links und der Simulation mit allen Umrichtern rechts zeigt, dass das Verhalten (Blindströme im Normalbetrieb, d.h. Auswirkung des Prio-Parameters auf den Normalbetrieb) in beiden Fällen auftritt und somit nicht durch Wechselwirkungen zwischen Umrichtern begründbar ist. Darüber hinaus zeigt die Simulation, dass bei mehreren Wechselrichtern auch im eingeschwungenen Zustand leichte Oszillationen erkennbar sind, die auf Wechselwirkungen zwischen den Umrichtern hindeuten. Die Spannung im Fall mehrerer Umrichter ist wie erwartet höher als im Falle eines Umrichters und liegt in beiden Fällen im Toleranzbereich.

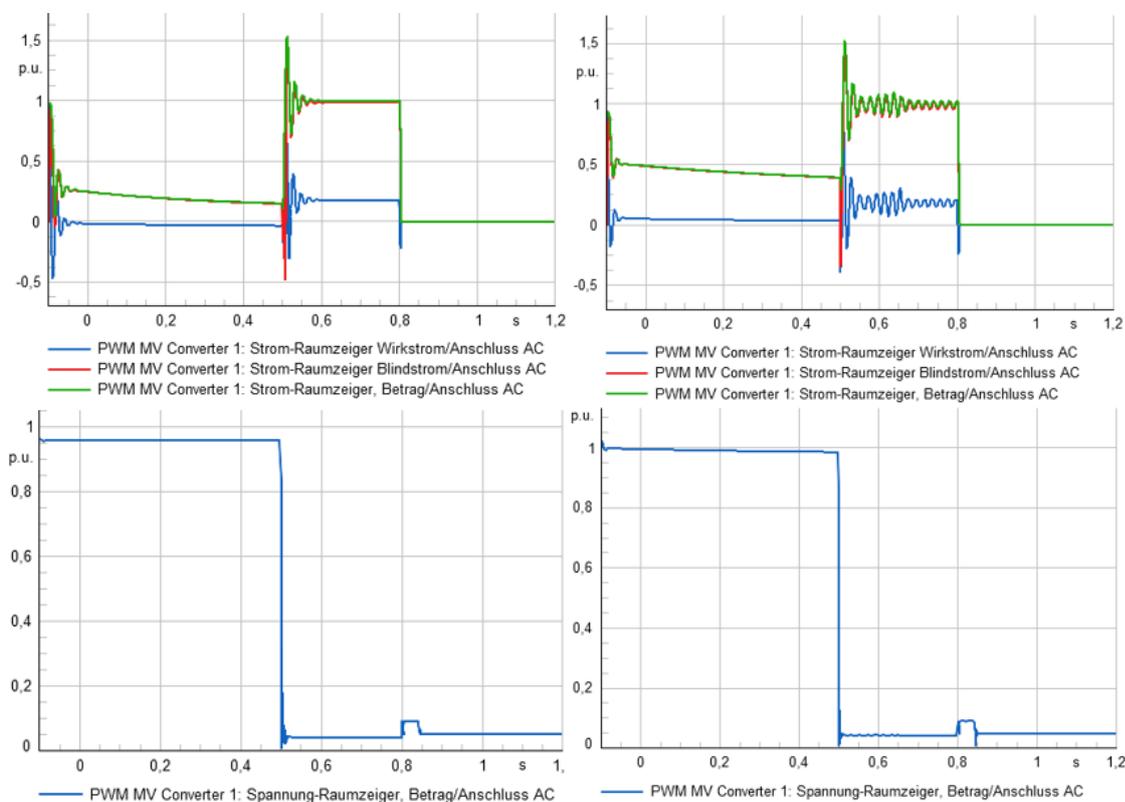


Abbildung 4.11: Vergleich von Strömen und Spannungen für Fehler auf Line 67 - 75 % - links: ein Umrichter im Benchmark-Netz aktiviert, rechts: alle Umrichter

Der Priorisierungsparameter hat ebenfalls Auswirkungen auf die gemessene Spannung im Normal- und Fehlerfall sowie die vom Distanzschutz gemessenen R-X-Werte. Tabelle 10 zeigt die Spannungen an den drei Sammelschienen (vgl. Abbildung 4.7) für die verschiedenen Prio-Einstellungen. Die Spannungswerte im Fehlerfall zeigen, dass lediglich Prio 2 und 3 im Fehlerfall (leicht) spannungsanhebend wirken (Prio 2 führt im Normalbetrieb zu niedrigeren Werten und damit im Verhältnis zu höheren Spannungen im Fehlerfall).

Tabelle 10: Spannungen für verschiedene Prio-Einstellungen der SelfSync-Regelung für Fehler 67 - 75 %

	Prio 0			Prio 1		
	SGen48	Bus 57	Bus 69	SGen48	Bus 57	Bus 69
Vor Fehler (p.u.)	0,95	1,02	1,02	0,93	1,00	1,00
Fehler (p.u.)	0,12	0,09	0,04	0,09	0,06	0,03
	Prio 2			Prio 3		
	SGen48	Bus 57	Bus 69	SGen48	Bus 57	Bus 69
Vor Fehler (p.u.)	0,83	0,87	0,87	0,93	0,99	0,99
Fehler (p.u.)	0,12	0,08	0,04	0,13	0,09	0,04

Abbildung 4.12 zeigt, wie sich der Prio-Parameter auf die R-X-Messwerte im Fehlerfall auswirkt. Für Prio 2 und 3 löst der Distanzschutz aus, da sich der Messwert innerhalb der Schutzzone befindet. Für Prio 0 und 1 erfolgt keine Auslösung. Dies zeigt zum einen, dass der Einfluss von dezentralen Erzeugungsanlagen auf den Distanzschutz reduziert werden kann durch geeignete Regelung im Fehlerverhalten. Zum anderen verdeutlicht es, dass es relevant ist, Standards für netzbildende Wechselrichter zu definieren, um deren Einfluss auf das Stromnetz beschreiben zu können, da dieser stark von Regelungsarchitektur und einzelnen Parametern abhängt.

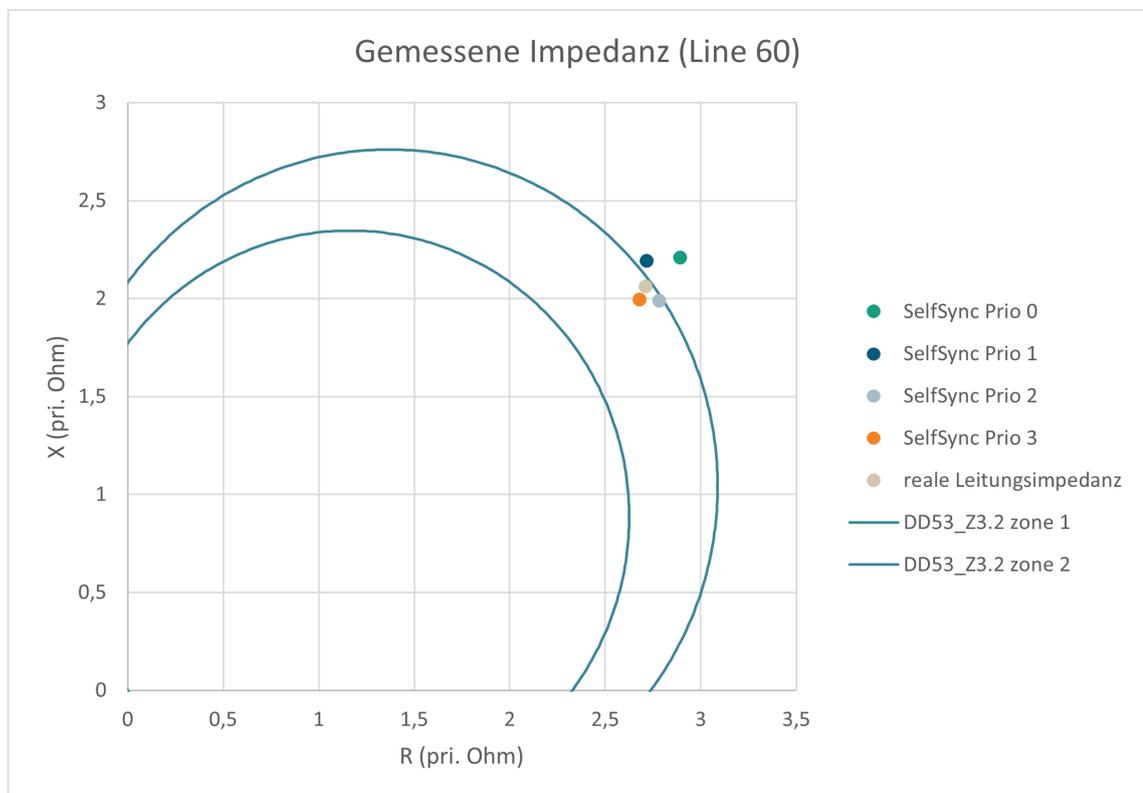


Abbildung 4.12: R-X-Diagramm für SelfSync Prio 0,1,2,3 (Schutzgerät DD63_Z3.1) Um sowohl für Normalbetrieb als auch im Fehlerfall den passenden Priorisierungsparameter zu haben, wird dieser in der PowerFactory Simulation zum Fehlerzeitpunkt manuell mithilfe von Parameter-Events von 1 (Priorisierung von Wirkleis-

4.2 Überprüfung des Anlagenschutzes

tung) auf 3 (Priorisierung von Blindleistung) umgestellt. Dadurch wird nicht berücksichtigt, dass das Modell den Fehlerfall automatisch erkennen muss sowie die benötigte Fehler-Erkennungszeit. Eine Verbesserung des Modells ist an dieser Stelle notwendig.

Für den zuvor betrachteten Fehler auf Line 60 ergibt sich bei einer Umstellung des Prio-Parameters von 1 auf 3 im Fehlerfall, dass die Fehlerimpedanz innerhalb des R-X-Diagramms gemessen wird und das Schutzrelais auslöst. Es sei dabei erwähnt, dass der Messwert geringfügig von dem Wert abweicht, der erhalten wird, wenn der Prio-Parameter über die ganze Simulationszeit 3 beträgt, was erneut zeigt, dass das Vorfehlerverhalten das Verhalten im Fehlerfall beeinflusst.

Überströme im Fehlerfall

Für den betrachteten Fehler auf Line 60 führt die Umschaltung des Prio-Parameters im Normalbetrieb zu Wirkströmen von circa 1 p. u. und im Fehlerfall zu Blindströmen von circa 1 p. u., wie gefordert wird. Dieses Verhalten tritt auch bei den Fehlern auf Line 67 und Line 66 auf. Eine Untersuchung der anderen Fehlerfälle ergibt, dass für den Fehler auf Line 54 Wechselrichter-Fehlerströme von -30 p.u. auftreten, die die Regelung limitieren müsste. Ebenso treten für den Fehler auf Line 56 Ströme über 5 p.u. und für den Fehler auf Line 47 Ströme über 6 p.u. auf, die ebenfalls den Maximalstrom eines Umrichters überschreiten. An dieser Stelle ist ebenfalls erforderlich, dass die Strombegrenzung der Regelung verbessert wird. In der Simulation ist neben der Strombegrenzung durch die Einstellgrenzen des Spannungszeigers denkbar, einen direkten Strom-Maximalwert zu implementieren, wie dies in der PF-VSM Regelung umgesetzt wurde. Es muss zudem angemerkt werden, dass die Fälle mit zu hohen Überströmen zeigen, dass die Regelung an dieser Stelle fehlerbehaftet ist und nicht ohne Weiteres davon ausgegangen werden kann, dass das Verhalten bei Fehlern, bei denen die Ströme realistische Werte haben, ansonsten auch korrekt ist.

Zudem sollte der Prio-Parameter nach Freischaltung des fehlerbehafteten Strangs für die restlichen Umrichter auf 1 zurückgestellt werden. Dies ist manuell über Parameter-Events nicht möglich, da es vom Fehlerort abhängt, wann die Freischaltung durchgeführt wird und welche Umrichter auf dem danach fehlerfreien Abschnitt liegen. Dementsprechend sind die Simulationsergebnisse nach Fehler-Freischaltung durch den unveränderten Prio-Wert fehlerbehaftet.

4.2.6 Untersuchung der PF-VSM Anlage

Die PF-VSM Anlage wird im Folgenden genauer betrachtet, da zuvor festgestellt wurde, dass diese im Fehlerfall schwingende Ströme verursacht.

Zur genaueren Untersuchung der PF-VSM Anlage wird ein einfaches Netzmodell bestehend aus externem Netz (20 kV), einer Leitung (Typ NA2XS2Y 1x120RM 12/20kV ir, Länge 0,15 km) und PF-VSM Anlage (0,9 MVA) aufgebaut, wie in Abbildung 4.13 dargestellt. Die Kurzschlussleistung des externen Netzes wird auf maximal 500 MVA eingestellt, wie laut [32] für die 20 kV Spannungsebene in Deutschland üblich. Im Benchmark-Netz beträgt die Kurzschlussleistung an den 20 kV-Sammelschienen einen ähnlichen Wert von maximal 436 MVA. An beiden Seiten der Leitung wird ein Distanzschutzgerät angebracht, wie für zweiseitig gespeiste Leitungen üblich. Hierfür wird die Unterimpedanzanregung genutzt, um die Messung

auch bei niedrigen Fehlerströmen zu starten. Die Zonen werden für beide Relais gleichermaßen eingestellt, sodass 85 % der Leitung durch Zone 1 geschützt werden (0,044 pri.Ohm) und über 100 % der Leitung durch Zone 2 (0,073 pri.Ohm). Die EMT-Simulation besitzt gleichen Parameter wie in der Simulation des Benchmark-Netzes.

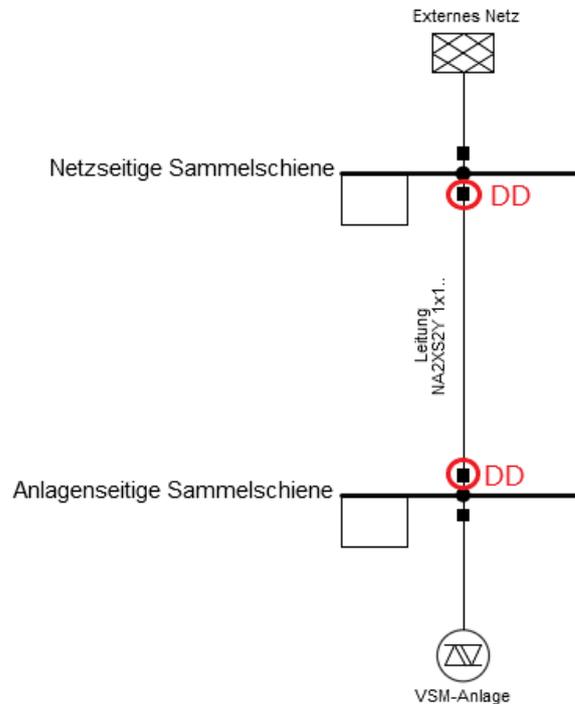


Abbildung 4.13: Vereinfachtes Netzmodell zur Untersuchung der PF-VSM Anlage

Eine Kurzschluss-Untersuchung ergibt, dass die PF-VSM-Anlage im Fehlerfall bei einem Spannungseinbruch von 10 % wie gefordert reagiert, siehe Abbildung 4.14 links. Der Blindstrom erhöht sich im Fehlerfall, der Wirkstrom wird in der Nähe des Sollwerts gehalten, sodass der Gesamt-Strom das eingestellte Maximum von 1,2 p.u. nicht überschreitet. Die Fehlerimpedanz muss für diesen Spannungseinbruch bei einem Leitungsfehler in der Mitte der Leitung auf $2,5 \Omega$ gestellt werden, wodurch der Impedanzwert höher ist als die Schutzzonen der Distanzrelais, weswegen keines der Schutzrelais auslöst.

Für das Benchmark Netz wird beispielhaft das Verhalten für einen Fehler auf Line 60 gezeigt. Dabei wird sowohl untersucht, wie sich eine einzelne Anlage im Netz verhält als auch das Verhalten bei allen aktivierten Anlagen. Die Höhe des Spannungseinbruchs wird dabei durch die geeignete Wahl der Fehlerimpedanz eingestellt. Im Fall mit nur einer Anlage muss die Fehlerimpedanz wesentlich höher eingestellt werden als in der Simulation mit mehreren Anlagen (25 vs 10Ω), um den gleichen Spannungseinbruch zu erhalten. Dies liegt daran, dass die netzbildenden Anlagen spannungsanhebend wirken und somit auch bei einer niedrigeren Fehlerimpedanz zu höheren Spannungen führen können. Ein Spannungseinbruch gleicher Höhe wie im vereinfachten Netz (10 %) führt zu oszillierendem Verhalten bevor die Stromwerte einen (nahezu) konstanten Wert annehmen. Dies gilt sowohl für den Fall mit nur einer Anlage im Netz (siehe Abbildung 4.13 mittig) und für den Fall mit vielen netzbildenden Anlagen (siehe Abbildung 4.13 rechts). Bei nur einer Anlage dauert der Einschwingvorgang länger, jedoch ist im eingeschwungenen Zustand der Stromwert

4.2 Überprüfung des Anlagenschutzes

konstant, während er im Fall vieler Anlagen noch leichte Oszillationen aufweist. Dies deutet darauf hin, dass sich die Anlagen gegenseitig beeinflussen.

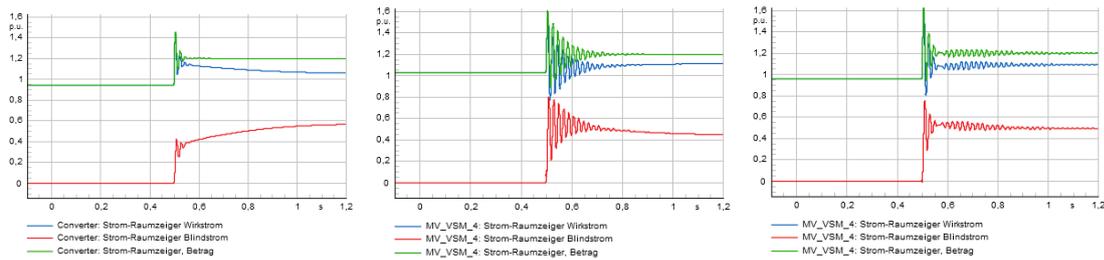


Abbildung 4.14: Ströme der PF-VSM Anlage für 10 % Spannungseinbruch (links im vereinfachten Netz, mittig eine Anlage im Benchmark-Netz, rechts alle Anlagen im Benchmark-Netz aktiviert)

Abbildung 4.15 zeigt das Verhalten der PF-VSM Anlage für einen Spannungseinbruch um 50 %, der durch niedrigere Fehlerimpedanzen realisiert wurde (Fehlerimpedanz $0,55 \Omega$ bei Leitungsfehler auf 50 % der Leitung im vereinfachten Netz). Diese Simulation entspricht im Benchmark-Netz einem satten Kurzschluss (beispielhaft dargestellt auf Line 60) und stellt einen der vorher simulierten Fehlerfälle (vgl. Tabelle 6) dar. Dieser Spannungseinbruch führt im vereinfachten Netz wie auch im Benchmark-Netz zu oszillierendem Verhalten mit teils negativen Blindströmen. Negative Blindströme entsprechen im Erzeuger-Zählpeilsystem induktiven und somit spannungsabsenkenden Strömen und sollten im Fehlerfall nicht auftreten. Dies lässt darauf schließen, dass die Regelung bei höheren Spannungsabweichungen nicht wie gefordert reagiert, da das Verhalten nicht spannungsstützend wirkt. Auch in diesem Fall dauert der Einschwingvorgang bei dem Netz mit mehreren Anlagen kürzer als für die Simulation mit einer Anlage. Zu der Simulation mit einer Anlage sei zudem angemerkt, dass das Distanzschutzrelais nach circa 300 ms auslöst, weswegen danach ein anderes Verhalten zu sehen ist als in der Simulation mit vielen Anlagen, in denen der Distanzschutz nicht ausgelöst wird (zum Auslösen des Distanzschutz mit und ohne Erzeugungsanlagen vergleiche Kapitel 4.1.2).

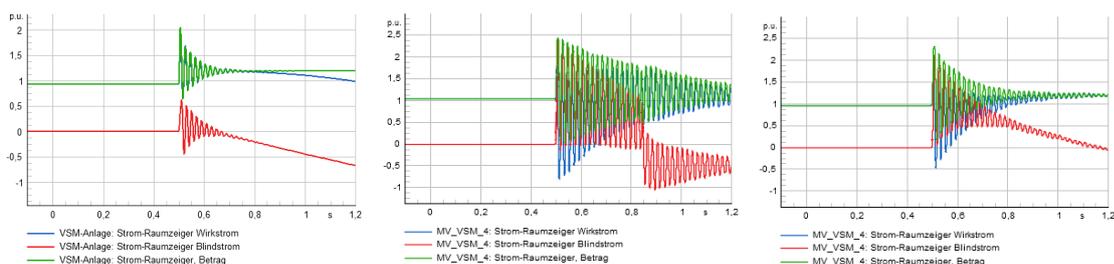


Abbildung 4.15: Ströme der PF-VSM Anlage für 50 % Spannungseinbruch (links im vereinfachten Netz, mittig eine Anlage im Benchmark-Netz, rechts alle Anlagen im Benchmark-Netz aktiviert)

Durch Variation verschiedener Regelungsparameter des PF-VSM Modell ergibt sich, dass sich eine Erhöhung der Dämpfungskonstante der PF-VSM Anlage positiv auf das Einschwingverhalten auswirkt, während bei anderen Parametern kein erheblicher Einfluss festgestellt wurde. Eine Erhöhung der Dämpfungskonstante von 100 auf 10 000 im Test-Netz führt auch bei einem Spannungseinbruch von 50 % zu einem stabilen Wert (nach dem Einschwingvorgang) mit sinnvollen Stromwerten, wie in Abbildung 4.16 links zu sehen ist. Auch im Benchmark-Netz führt dies sowohl

in der Simulation mit nur einer Erzeugungsanlage als auch in der Simulation mit mehreren Anlagen zu stabilen Werten und kapazitiven Blindströmen, vergleiche Abbildung 4.16 mitte und rechts. Dennoch dauert das oszillierende Verhalten während dem Einschwingvorgang zu lange an (circa 300 ms), da der Distanzschutz je nach Fehlerort unmittelbar bzw. in Zone 2 nach 300 ms auslöst und dementsprechend die Messwerte in dieser Zeitspanne relevant sind. Wie in der vorangegangenen Simulation tritt auch hier im Benchmark-Netz mit nur einer Anlage nach 300 ms eine Auslösung des Distanzschutzes ein.

Allgemein zeigt diese Simulation, dass die Anlagen Wechselwirkungen mit anderen Netzkomponenten zeigen, da z. B. das oszillierende Verhalten im Benchmark-Netz viel länger andauert als im vereinfachten Netzmodell. Für den Einsatz in einem komplexeren Netz müssen die Anlagen verbessert werden, da das Netz keinen so starken Einfluss auf das Umrichterverhalten haben sollte.

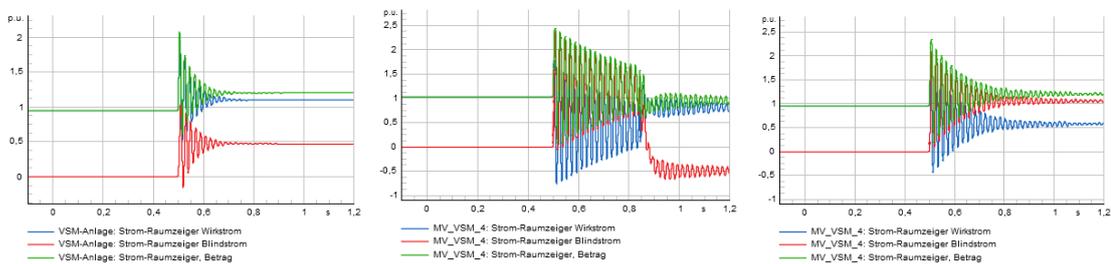


Abbildung 4.16: Ströme der PF-VSM Anlage für 50 % Spannungseinbruch bei erhöhter Dämpfungskonstante (links im vereinfachten Netz, mittig eine Anlage im Benchmark-Netz, rechts alle Anlagen im Benchmark-Netz aktiviert)

Aufgrund der eingestellten Fehlerimpedanzen löst der Distanzschutz in der Simulation im vereinfachten Netzmodell nicht aus, das in erster Linie zum Test der PF-VSM Anlage dient. Dennoch ist anzumerken, dass der netzseitige Distanzschutz realistische Impedanzwerte misst, während die Impedanzwerte des anlagenseitigen Distanzschutzgeräts, das im Fehlerfall nur Ströme der PF-VSM-Anlage misst, ein Vielfaches der realen Fehlerimpedanz betragen. Diese Messwerte lassen sich reduzieren, indem die Leistung des Umrichters erhöht wird. Dadurch kann der Umrichter im Fehlerfall höhere Ströme bereitstellen, die bei gleicher Spannung zu niedrigeren Impedanzmesswerten führen. In der Simulation wurde die Spannung durch die eingestellte Fehlerimpedanz erhöht, da ein Wechselrichter mit geringer Leistung die Spannung nicht so weit erhöhen kann, wie für die Untersuchung der Anlage benötigt. Dass vom Distanzschutz höhere Impedanzen gemessen wurden, trat jedoch auch in der Simulation im Benchmark-Netz bei einem satten Kurzschluss auf und hat daher Relevanz bei der Schutz-Gewährleistung (vgl. Kapitel 4.1.2).

Eine Simulation mit einer Fehlerimpedanz von 0Ω führt in diesem Test-Netz zu einer Spannung am Umrichter von 0 V , weswegen die interne Ausschaltspannung der Anlage auslöst. Daher ist dieser Fehlerfall hier nicht zur Untersuchung des Umrichterhaltens geeignet. Durch eine Erhöhung der Umrichterleistung kann die Anlage auch in diesem Fehlerfall die Spannung über 0 V halten und die Schutzgeräte auslösen.

4.2 Überprüfung des Anlagenschutzes

4.2.7 Untersuchung der SelfSync Anlage

Die SelfSync Anlage wird analog zur PF-VSM Anlage ebenfalls in dem zuvor beschriebenen vereinfachten Netz untersucht (siehe Abbildung 4.13), um zu betrachten, ob die vorher erkannten Probleme wie zu hohe Ströme und die Auswirkung des Prio-Parameters auf den Normalbetrieb auch in einem vereinfachten Netz auftreten. Es werden dabei die selben Netzparameter sowie Leistungen des Umrichters verwendet wie im vereinfachten Netz zur Untersuchung der PF-VSM Anlage.

Ebenso wird zunächst ein Fehler auf 50 % der Leitung mit einer Fehlerimpedanz von $2,5 \Omega$ simuliert. Dies führt bei der SelfSync zu Spannungen von 0,93 p.u. im Fehlerfall. Somit ist die SelfSync Anlage im Fehlerfall besser zur Spannungserhöhung geeignet als die PF-VSM Anlage, bei der die gleiche Fehlerimpedanz zu einer Spannung von 0,90 p.u. führt. Bei der Simulation mit einer Fehlerimpedanz von $0,55 \Omega$ beträgt die anlagenseitige Spannung 0,55 p.u. Somit bestätigt sich auch hier, dass die SelfSync Anlage die Netzspannung besser stützt als die PF-VSM Anlage.

Die Betrachtung der verschiedenen Prio-Parameter ergibt, dass sich dieser auch bei der Simulation im vereinfachten Netz auf den Normalbetrieb auswirkt und eine manuelle Umstellung mittels Parameter-Event zum Zeitpunkt des Fehlereintritts notwendig ist.

Abbildung 4.17 zeigt den Vergleich der Ströme der SelfSync Anlage für einen 50 % Spannungseinbruch. Der Prio-Parameter wird dabei bei Eintritt des Fehlers von 1 auf 3 umgestellt. Links ist die Anlage im vereinfachten Test-Netz dargestellt, mittig eine Anlage im Benchmark-Netz und rechts das Verhalten, wenn alle Anlagen im Benchmark-Netz aktiviert sind, bei einem Fehler auf Line 60. In allen drei Fällen ist das Verhalten ähnlich. Nach einem Einschwingvorgang erreichen die Ströme stabile Werte, wobei aufgrund der Prio-Umstellung im Fehlerfall vorwiegend Blindstrom eingespeist wird. Im Benchmark-Netz mit nur einer Anlage löst nach circa 300 ms das Distanzschutzrelais aus. Da der Prio-Parameter anschließend nicht wieder auf den Vor-Fehler-Wert zurückgestellt wird, sind die Ergebnisse ab $t = 0,8 \text{ s}$ zu ignorieren. Gleiches gilt für die Simulation mit allen aktiven Anlagen ab $t = 1,1 \text{ s}$. Die Simulation bestätigt hier erneut, dass sich der Prio-Parameter nicht nur auf den Betrieb im Fehlerfall auswirkt und die Regelung dementsprechend angepasst werden muss.

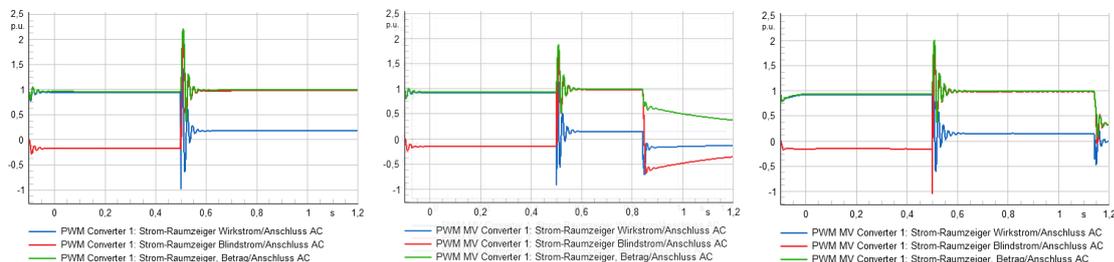


Abbildung 4.17: Ströme der SelfSync Anlage für 50 % Spannungseinbruch (links im vereinfachten Netz, mittig eine Anlage im Benchmark-Netz, rechts alle Anlagen im Benchmark-Netz aktiviert)

Im vereinfachten Netz treten im Kurzschlussfall für die Fehlerimpedanzen $2,5 \Omega$ und $0,55 \Omega$ keine Überströme auf. Wird ein satter Kurzschluss eingestellt und die Fehlerimpedanz bei dem Leitungsfehler auf 0Ω reduziert, so erreicht der Umrichter auch hier Ströme über 5 p.u., die eine Strombegrenzung verhindern müsste. Somit zeigt

auch das vereinfachte Netz, dass die Strombegrenzung für Kurzschlussimulationen überarbeitet werden muss.

Auch für die SelfSync Anlage ergibt sich, dass der Distanzschutz in der Nähe der Erzeugungsanlage im Fehlerfall viel höhere Impedanzen misst als der Distanzschutz auf Netzseite. Dieser Effekt lässt sich auch hier dadurch verringern, dass die Leistung des Umrichters erhöht wird und der Umrichter somit in der Lage ist, höhere Kurzschlussströme bereitzustellen. Dies deckt sich mit der Beobachtung in Kapitel 4.1.1, wo im Falle einer einzelnen PV-Anlage höhere Impedanzen gemessen werden als tatsächlich auftreten und der Schutz nicht ausgelöst wird. Somit ist auch hier denkbar, den Anlagenschutz so einzustellen, dass dieser zur sofortigen Auslösung im Fehlerfall führt.

Des Weiteren wird zur Untersuchung der SelfSync Anlage das Testsystem für netzbildende Umrichter des FNN (Forum Netztechnik/Netzbetrieb) verwendet, das in [35] zur Validierung des SelfSync-Modells genutzt wird. Das verwendete Netz wird in Abbildung 4.18 dargestellt.

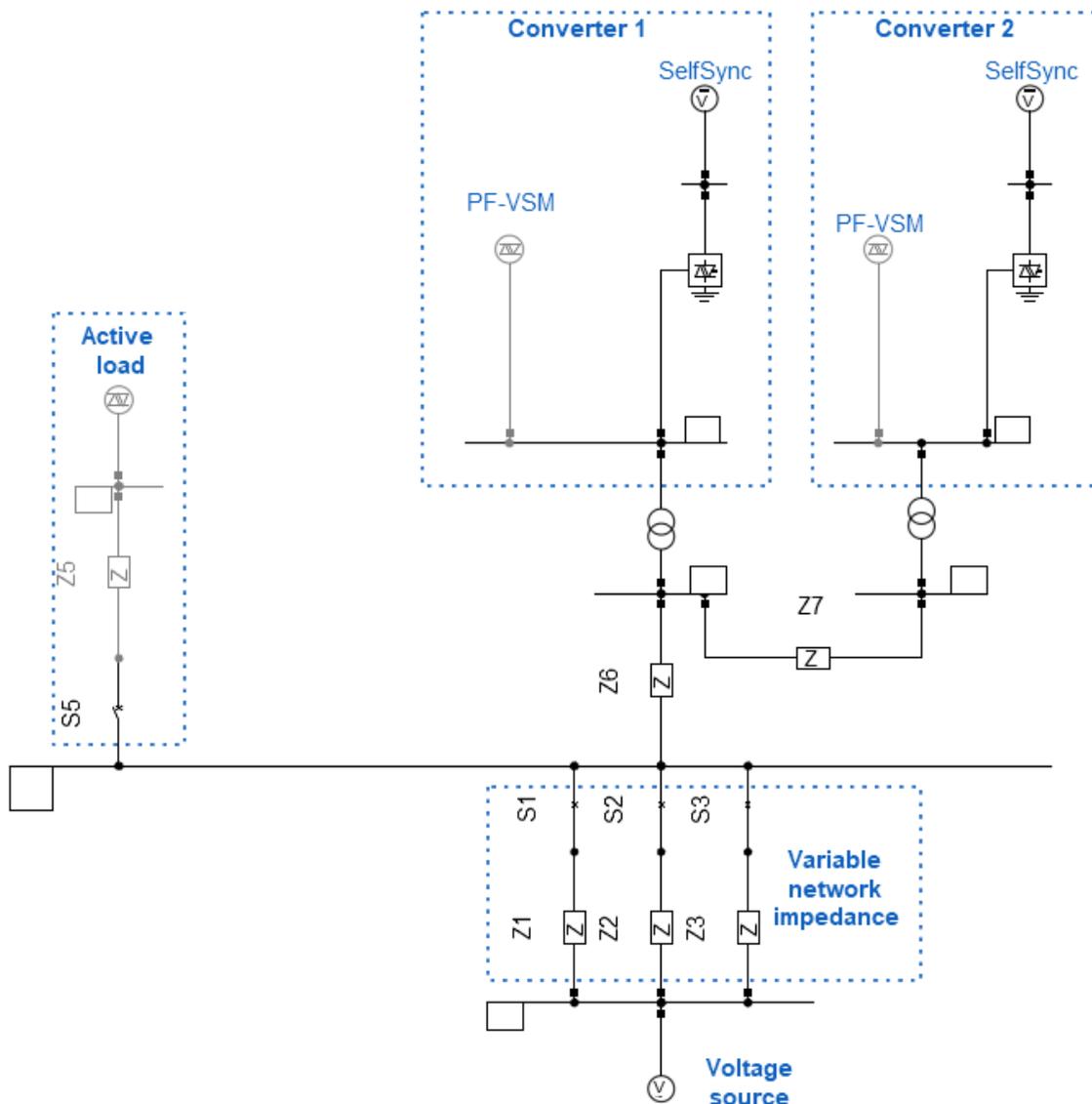


Abbildung 4.18: FNN-Netz mit zwei SelfSync-Umrichtern [35]

4.2 Überprüfung des Anlagenschutzes

Das Netz besteht aus zwei parallelen netzbildenden Stromrichtern auf der 15 kV-Ebene mit SelfSync-Regelung (Bemessungsscheinleistung 150 MVA, Wirkleistungs-Sollwert 75 MW, Blindleistungs-Sollwert 0 Mvar). Diese sind über Transformatoren mit einem 400 kV-System mit einer Spannungsquelle mit einer schaltbaren Netzimpedanz verbunden [35]. Die PF-VSM Anlagen und die aktive Last, die ebenfalls im Netzmodell enthalten sind, sind in der Simulation außer Betrieb.

Im FNN-Testnetz wird eine Kurzschluss-Simulation durch einen Betriebsfall simuliert, in dem die Spannung der Spannungsquelle für 150 ms auf 0,3 p.u. reduziert wird. Der Prio-Parameter ist in der Simulation von [35] dabei auf 1 gestellt. Testweise wird der Parameter auf 3 umgestellt. Abbildung 4.19 zeigt die Ergebnisse beider Simulationen. Für Prio 1 werden im Normalbetrieb von beiden Anlagen die Sollwerte für Wirk- und Blindleistung eingehalten und im Fehlerfall die Wirkleistung reduziert und die Blindleistung erhöht. Für Prio 3 sind im Normalbetrieb beide Leistungen annähernd 0 und im Fehlerfall erhöhen sich Wirk- und Blindleistung. Auch hier zeigt sich somit, dass sich der Prio-Parameter ungewollt auf den Normalbetrieb auswirkt. Interessant ist an dieser Stelle, dass auch Prio 1 im Fehlerfall zu einer erhöhten Blindleistung führt.

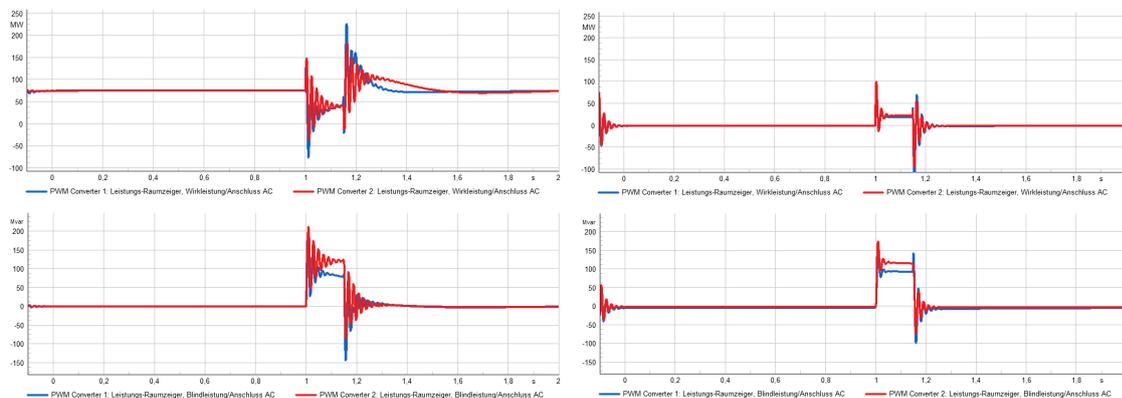


Abbildung 4.19: Kurzschlussimulation im FNN-Netz für Prio 1 (links) und Prio 3 (rechts)

Das FNN-Netz wird schrittweise so modifiziert, dass es eine möglichst gute Vereinfachung des Benchmark Netzes abbildet. Hierfür wird die gleiche Spannungsebenen gewählt wie im Benchmark Netz (20 kV). Die Widerstände werden durch Leitungen ersetzt mit den gleichen Parametern (NA2XS2Y 1x120RM 12/20kV ir) wie im Benchmark Netz eingesetzt werden. Der Wirkleistungs-Sollwert wird auf 130 MW erhöht, um die Umrichter näher an ihrem Maximum zu betreiben. 130 MW entsprechen dabei circa 85 % der Bemessungs-Scheinleistung.

Auch nach diesen Veränderungen zeigt sich ein ähnliches Verhalten für Prio 1 und Prio 3. In Abbildung 4.20 werden die Ergebnisse dargestellt für die Simulation mit einem Wirkleistungs-Sollwert von 75 MW links und 130 MW rechts bei Prio 1. Wenn der Umrichter näher an der Belastungsgrenze (Leistung) betrieben wird, ist die Blindleistungseinspeisung im Fehlerfall geringer als in der Simulation für 75 MW. Ab circa 75 ms nach Fehlereintritt ist die Blindleistung beider Umrichter negativ für den Fall mit 130 MW Leistungssollwert. Prinzipiell gibt es für den Fehlerfall zwei mögliche Regelungsarten hinsichtlich der Beachtung der Sollwert-Vorgaben:

- Die Leistungs-Sollwerte werden im Fehlerfall nicht beachtet und Ströme zur maximalen Spannungsstützung eingespeist.

- Nach Möglichkeit werden die Sollwerte auch im Fehlerfall eingehalten und zusätzlich die maximal mögliche Blindleistung eingespeist.

In der SelfSync-Regelung ist zweiteres Vorgehen implementiert worden, das sich mit der Forderung in der Mittelspannungs-Anschlussrichtlinie deckt, auch während des Fehlers den technisch maximal möglichen Wirkstrom einzuspeisen. Dies erklärt die geringere Blindleistung aufgrund des höheren Wirkleistungs-Sollwertes. Dennoch sollten im Fehlerfall keine induktiven Blindleistungen auftreten, weswegen die Regelung auch hier entsprechend angepasst werden sollte.

Auch fällt auf, dass für die Simulation mit 130 MW auch im Normalbetrieb negative Blindleistung eingespeist wird, obwohl der Blindleistungs-Sollwert 0 Mvar beträgt. Dass dies zur Spannungshaltung bzw. zur Vermeidung von Überspannungen passiert, kann ausgeschlossen werden, indem die Bemessungs-Scheinleistungen weiter erhöht werden bei gleichen Leistungs-Sollwerten. Befinden sich die Umrichter mit 130 MW nicht an der Belastungsgrenze, so speisen sie keine Blindleistung im Fehlerfall ein. Dies lässt darauf schließen, dass das Umrichter-Verhalten an der Belastungsgrenze verbessert werden sollte, da Umrichter im Regelfall nicht erheblich überdimensioniert werden, da diese im Teillastbetrieb ineffizienter sind und die Kosten bei größerer Leistung steigen. Typisch ist die Überdimensionierung um 10 %, die im Falle der Simulation mit 130 MW bei einer Bemessungs-Scheinleistung von 150 MVA noch gegeben ist [37].

Die Höhe der Blindleistung im Fehlerfall ist in der Simulation im 20 kV-Netz niedriger als im 110 kV Netz (vgl. Abbildung 4.19 links und Abbildung 4.20 links). Hierbei muss berücksichtigt werden, dass ein 150 MVA Umrichter normalerweise nicht in der 20 kV Ebene angeschlossen wird und die Bemessungsleistung nur zur besseren Vergleichbarkeit nicht reduziert wurde.

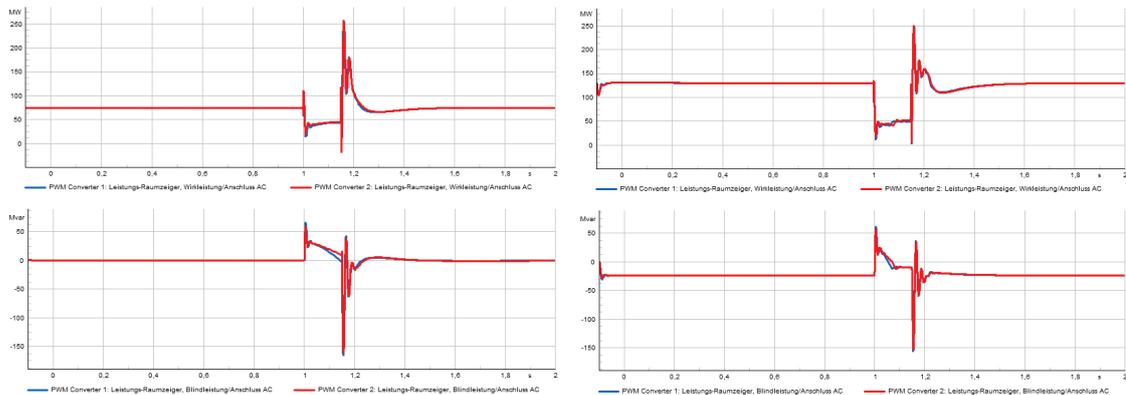


Abbildung 4.20: Kurzschlussimulation im FNN-Netz für Wirkleistungs-Sollwert 75 MW (links) und 130 MW (rechts)

Abbildung 4.21 zeigt links die Simulationsergebnisse für eine Bemessungsleistung von 0,9 MVA pro Umrichter (wie im vereinfachten Netzmodell) und rechts für eine Bemessungsleistung von 7,5 MVA pro Umrichter (das entspricht in etwa der Gesamt-Erzeugungsleistung im Benchmark-Netz). In beiden Fällen wird die Soll-Wirkleistung auf circa 85 % der Bemessungs-Scheinleistung und die Soll-Blindleistung zu Null gesetzt. Die Wirkleistung wird im Fehlerfall korrekterweise zugunsten der Blindleistung reduziert. Auch in diesen Simulationen zeigt sich das Verhalten, das zuvor bei höherer Auslastung der Umrichter beobachtet wurde, dass im Normalbe-

4.2 Überprüfung des Anlagenschutzes

trieb induktive Blindleistungen eingespeist werden und im Fehlerfall zwar höhere, aber immer noch negative Blindleistungen auftreten.

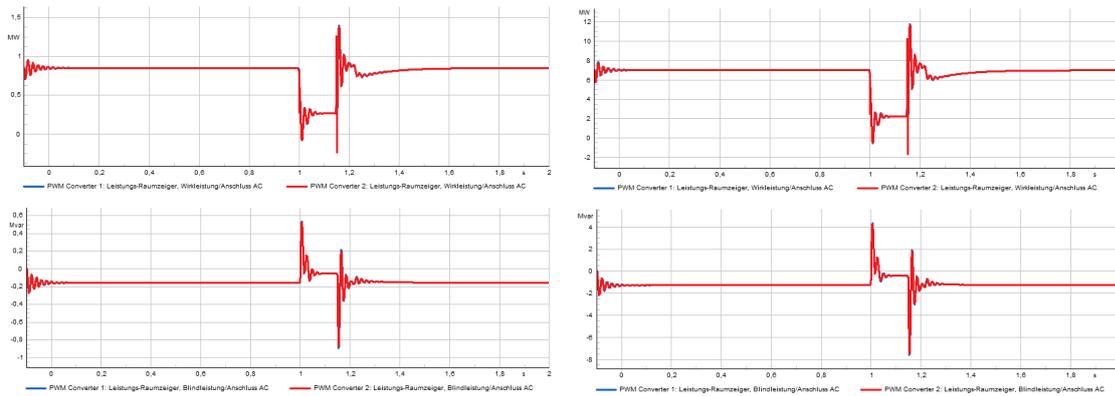


Abbildung 4.21: Kurzschlussimulation im FNN-Netz für Bemessungs-Scheinleistung 0,9 MVA (links) und 7,5 MVA (rechts)

5 Zusammenfassung und Ausblick

Im Folgenden werden die wichtigsten Erkenntnisse dieser Arbeit zusammengefasst und ein Ausblick auf weiterführende Arbeiten gegeben.

Den Ausgangspunkt der Arbeit stellt der Ausbau der erneuerbaren Energien und die Forderung nach netzdienlichem Verhalten bei Anlagen in der Verteilnetzebene dar, welche das Verhalten in Fehlersituationen beeinflussen. Daher wurde der Einfluss verschiedenen Umrichter auf Schutzfunktionen im Verteilnetz anhand von Power-Factory Simulationen untersucht. Dazu wurde ein Benchmark-Netz (20 kV) so modifiziert, dass es der Forderung nach 80 % regenerativer Stromerzeugung im Jahr 2030 entspricht und Szenarien mit verschiedenen Wechselrichter-Regelungsarchitekturen (netzstützend und netzbildend) zum Vergleich entwickelt. Es wurde ein Anlagenschutz für alle Erzeugungsanlagen hinzugefügt sowie Distanzschutzgeräte für den Netzschutz, da diese im Zusammenhang mit erneuerbaren Energien weniger Probleme aufweisen als Überstromschutzgeräte.

Es ergab sich, dass die Überstromanregung im Falle einer umrichterbasierten Stromversorgung als **Anregeart für den Distanzschutz** nicht ausreichend ist, da sie zu ähnlichen Problemen führt wie der Überstromschutz. Umrichter können die benötigten Kurzschlussströme aufgrund ihrer Leistungselektronik nicht bereitstellen. Mit der Unterimpedananzregung lässt sich dieses Problem beheben und die Distanzmessung anregen.

Insbesondere Fehlersituationen, in denen Distanzschutzgeräte im Fehlerfall ausschließlich Ströme von Wechselrichtern sehen, sind in der Simulation kritisch und führen zu Messabweichungen. Da die Fehlerströme der Umrichter in diesen Situationen nicht zur Stützung des vorgelagerten Netzes dienen, ist hier denkbar, den Anlagenschutz so einzustellen, dass dieser zur sofortigen Abschaltung bei einem Spannungseinbruch führt, um Personenschutz zu gewährleisten.

Die Arbeit hat zudem gezeigt, dass sich der Einfluss netzbildender Wechselrichter durch eine **geeignete Regelung im Fehlerfall** verringern lässt. Dabei ist insbesondere die Aufteilung von Wirk- und Blindstrom im Fehlerfall relevant und wirkt sich auf die Messergebnisse der Distanzschutzgeräte aus. Damit unterstützen die Ergebnisse dieser Arbeit die Forderung aus [11] nach einer allgemeingültigen, umsetzungsneutralen Definition der netzbildenden Eigenschaften, da der Einfluss netzbildender Wechselrichter auf Schutzfunktionen sich nicht allgemein benennen lässt, solange bezüglich des netzbildenden Verhaltens keine eindeutigen Anforderungen bestehen.

Für den **Anlagenschutz** ergab sich in den untersuchten Szenarien keine Beeinträchtigung durch den Einsatz netzbildender Wechselrichter.

Der Fokus dieser Arbeit lag auf den Auswirkungen netzbildender Wechselrichter auf das Stromnetz und nicht auf der Regelung der Wechselrichter. Die Analyse der Ströme hat jedoch gezeigt, dass die verfügbaren netzbildenden Stromrichtermodelle nicht immer das erwartete Verhalten im Fehlerfall zeigen und sich somit zur Analyse der Auswirkungen auf das Stromnetz nur bedingt eignen. Daher sind einige **Änderungen an den Wechselrichter-Modellen** notwendig.

Konkret werden Verbesserungen in den folgenden Bereichen vorgeschlagen:

- Für das VSM-Modell von PowerFactory sind kürzere Einschwingzeiten während eines Fehlers erforderlich, da das oszillierende Verhalten nicht zur Stabilisierung der Netzspannung beiträgt. Zudem müssen die Parameter der Regelung so angepasst werden, dass auch Spannungseinbrüche $> 10\%$ durch netzbildendes Verhalten mit kapazitiven Blindströmen unterstützt werden.
- Beim SelfSync-Modell muss sich der Priorisierungsparameter für Wirk- und Blindstrom im Falle eines Fehlers automatisch ändern und nach Behebung des Fehlers wieder zu seinem ursprünglichen Wert zurückkehren. Alternativ kann die Regelung so angepasst werden, dass der Priorisierungsparameter nur im Fehlerfall Einfluss auf die Regelung hat. Die aktuelle Lösung mit manuellem Ändern des Parameters berücksichtigt keine Fehler-Erkennungszeit für die Umschaltung und lässt sich nach Beheben des Fehlers nicht zum vorherigen Prio-Wert zurückschalten.
- Im SelfSync-Modell muss der Fehlerstrom im Fehlerfall auf maximal 2 p.u. (oder niedriger) begrenzt werden, da im Realbetrieb die Bauteile eines Wechselrichters nicht für höhere Ströme ausgelegt sind. Hierzu kann eine direkte Strombegrenzung in der Regelschleife implementiert werden oder der Spannungszeiger so begrenzt werden, dass er zu keinen höheren Strömen führen kann.
- Die Regelung des SelfSync-Modells muss insbesondere für den Betrieb nahe der Belastungsgrenze verbessert werden, sodass auch in diesem Fall die Sollwerte nach Möglichkeit eingehalten werden.
- Für beide netzbildenden Modelle gilt es, weitere Untersuchungen zu den Wechselwirkungen zwischen mehreren Wechselrichtern durchzuführen. Dies ist relevant, um sicherzugehen, dass der Anschluss neuer Anlagen ans Netz keine Rückwirkungen auf bestehende Anlagen hat.

Ausblick

Die vorhandenen Modelle bilden nur die Regelung von netzbildenden Wechselrichtern ab. Eine Ergänzung um Bauelemente (Transistoren, Dioden) ist relevant, um Oberschwingungen (z.B. durch Abschneiden der Stromamplitude im Fehlerfall) simulieren zu können. Dadurch kann untersucht werden, wie Distanzschutzgeräte Oberschwingungen messen und inwiefern diese die Messwerte und berechneten Fehlerimpedanzen beeinflussen.

Als zukünftige Arbeit ist zudem denkbar, das Szenario als **Hardware-in-the-Loop (HIL)-Simulation** aufzubauen. Das HIL-Verfahren ist eine Simulations- und Validierungstechnologie, bei der ein Hardware-Gerät in einem Simulator getestet wird. Es kombiniert die Vorteile von Simulation und Hardwaretests und bietet die Möglichkeit, reale Geräte unter Bedingungen zu testen, die mit den realen Betriebsbedingungen nahezu identisch sind, da es sich um ein Verfahren mit geschlossenem Regelkreis handelt, bei dem die zu testende Hardware durch das simulierte System beeinflusst wird und umgekehrt. HIL-Tests können Phänomene aufzeigen, die in reinen Simulationen nicht sichtbar sind, und infolgedessen können genaue Modelle abgeleitet werden (z. B. Abstimmung der Simulationsparameter entsprechend den

HIL-Ergebnissen). Es können Geräte in einer großen Anzahl von realistischen Szenarien getestet werden, von denen viele mit keinem anderen Testwerkzeug durchgeführt werden können oder als gestufte Fehler im realen System nicht zulässig wären [7].

Im konkreten Fall werden Stromnetz und Wechselrichter dabei simuliert und mit einem Hardware-Distanzschutzgerät verknüpft. Dadurch kann untersucht werden, ob das Distanzschutzgerät sich so verhält, wie das simulierte Modell erwarten lässt. Es ist anzumerken, dass es auch hier Unterschiede zwischen Simulationsmodell und realem Gerät geben kann. Die Prüfung im geschlossenen Regelkreis zeigt z. B. die initiale Reaktion des Relais auf einen Fehlerzustand sowie die Reaktion des Netzes auf die Auslösung oder das Fehlverhalten des Relais. Alle nachfolgenden Aktionen des Relais, zum Beispiel das Wiedereinschalten, werden ebenfalls berücksichtigt. Daher verhalten sich Schutzrelais, die zur Prüfung an den Simulator angeschlossen sind, so wie im realen System. Beispiele, in denen die HIL-Simulation für den Test von Schutzsystemen verwendet wurden, finden sich in [7, 10, 20, 38].

Literatur

- [1] Bundesregierung. *Wichtige Fakten zu Klimawandel und Klimaschutz*. URL: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/umgang-mit-desinformation/faktencheck-klimakrise-1936176> (besucht am 30.11.2023).
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. *Erneuerbare Energien*. URL: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html> (besucht am 05.10.2023).
- [3] Bundesregierung. *Mehr Energie aus erneuerbaren Quellen*. URL: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/energiewende-beschleunigen-2040310> (besucht am 30.11.2023).
- [4] Bundesnetzagentur. *Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung 2023-2037/2045*. 2022.
- [5] T. Reimann, B. Winter und W. Heckmann. *Need for grid-forming units in the distribution grid and their impact on the protection, automation and control*. PAC World, 2023.
- [6] T. Degner. *Versorgungssicherheit: Neues Forschungsprojekt zu netzbildenden Stromrichtern in Verteilnetzen*. Fraunhofer IEE. 2023. URL: <https://www.iee.fraunhofer.de/de/presse-infothek/Presse-Medien/2023/forschungsprojekt-netzbildende-stromrichter-in-verteilnetzen.html> (besucht am 06.04.2024).
- [7] V. A. Papaspiliotopoulos u. a. *Hardware-in-the-Loop simulation for protection blinding and sympathetic tripping in distribution grids with high penetration of distributed generation*. National Technical University of Athens, Greece, 2014.
- [8] T. Degner und W. Heckmann. *Forschungsprojekt Verteilnetz 2030+. Sicherer und stabiler Betrieb des stromrichter-dominierten Verteilnetzes*. URL: <https://www.iee.fraunhofer.de/de/projekte/suche/2023/verteilnetz-2030.html> (besucht am 26.03.2024).
- [9] *Stromnetz*. URL: <https://de.wikipedia.org/wiki/Stromnetz> (besucht am 07.04.2024).
- [10] N. Baeckeland u. a. *On the Distance Protection of Power Grids dominated by Grid-forming Inverters*. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, 2022. DOI: 10.1109/ISGT-Europe54678.2022.9960410.
- [11] S. Rogalla u. a. *Ein Testverfahren für netzbildende Wechselrichter – Der nächste notwendige Schritt für den stabilen Betrieb stromrichterdominierter Netze*. Fraunhofer ISE, KACO new energy GmbH, BELECTRIC GmbH, 2021.
- [12] P. Unruh u. a. *Overview on Grid-Forming Inverter Control Methods. Concept Paper*. Fraunhofer IEE, 2020.
- [13] P. Strauß und T. Degner. *Verbundprojekt Netzregelung 2.0 | Regelung und Stabilität im stromrichterdominierten Verbundnetz*. Fraunhofer IEE, 2022.
- [14] D. Duckwitz, F. Welck und C. Glöckler. *Betriebsverhalten der Virtuellen Synchronmaschine*. Fraunhofer IWES, 2017.

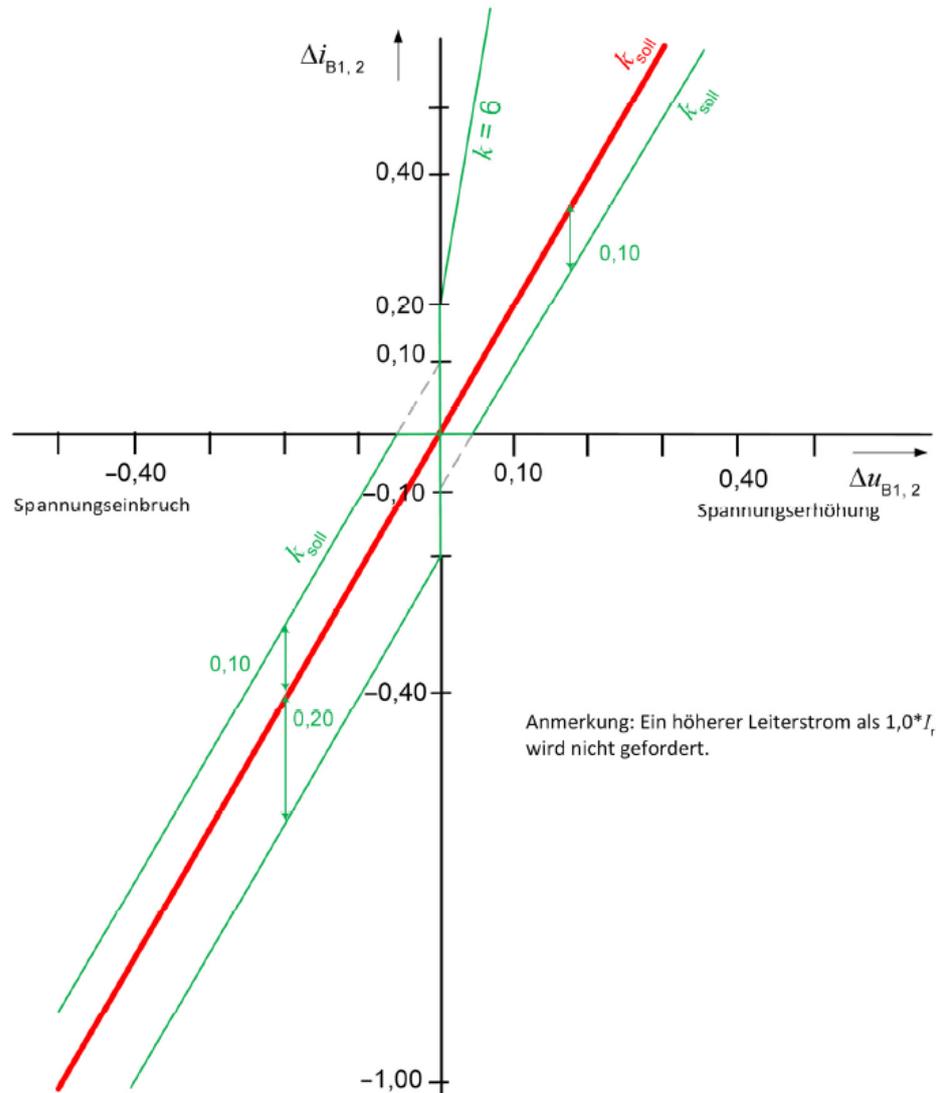
- [15] B. Fan u. a. *A Review of Current-Limiting Control of Grid-Forming Inverters Under Symmetrical Disturbances*. IEEE Open Journal of Power Electronics, 2022. DOI: 10.1109/OJPEL.2022.3227507.
- [16] Deutsche Energie-Agentur GmbH. *Systemdienstleistungen*. URL: <https://www.dena.de/themen-projekte/energiesysteme/stromnetze/systemdienstleistungen/> (besucht am 05.10.2023).
- [17] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. *VDE-AR-N 4110: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)*. Hrsg. von VDE VERLAG GMBH. 2018.
- [18] A. Schwab. *Elektroenergiesysteme: Smarte Stromversorgung im Zeitalter der Energiewende*. 6. Aufl. Springer Vieweg, 2020. DOI: 10.1007/978-3-662-60374-1.
- [19] M. Comech. *Vorlesung Protection System in Smart Grids*. Universidad de Zaragoza, 2023.
- [20] A. Makhzani u. a. *Hardware-in-the-Loop Testing of Protection Relays in Distribution Feeders with High Penetration of DGs*. North American Power Symposium, 2017. DOI: 10.1109/NAPS.2017.8107191.
- [21] T. Reimann und N. Schäfer. *Spannungshaltung und dezentrale Erzeugung – Verhalten im Fehlerfall, der Blinding-Effekt und Spannungshaltung für Netzbereiche*. Mannheim, 28. Feb. 2019.
- [22] *Netzschutzkonzepte für zukünftige Netze*. VDE FNN Hinweis, 2022.
- [23] F. Mahr u. a. *Elektrische Energiesysteme. Wissensvernetzung von Stromrichter, Netzbetrieb und Netzschutz*. Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, 2021. DOI: 10.1007/978-3-658-34908-0.
- [24] W. Schossig. *Reichweiten und Staffelzeiten Grundsätze*. 2017. URL: <https://www.netzschutz-magazin.com/leitungsschutz/distanzschutz/reichweiten-und-staffelzeiten-grundsaeetze/> (besucht am 13.03.2024).
- [25] T. Erckrath, P. Unruh und M. Jung. *Voltage Phasor Based Current Limiting for Grid-Forming Converters*. IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, 2022.
- [26] S. Grillo, M. Bertolo und E. Ragaini. *Adaptive Protection Algorithms for Smart Distribution Systems: Hardware-in-the-loop Testing and Validation*. IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, 2018. DOI: 10.1109/EEEIC.2018.8493796.
- [27] *Installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland in 2023*. URL: https://energy-charts.info/charts/installed_power/chart.htm?l=de&c=DE&chartColumnSorting=default (besucht am 08.08.2023).
- [28] Bundesnetzagentur. *Zahlen, Daten, Informationen zum EEG. Statistiken erneuerbarer Energieträger*. URL: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/start.html> (besucht am 20.10.2023).

LITERATUR

- [29] H. Schuster. *Zukünftige Rolle des Verteilnetzbetreibers in der Energiewende*. URL: https://www.bdew.de/media/documents/20160906_Studie-E-Bridge-MITNETZ-DS02.0-Paper.pdf (besucht am 08.08.2023).
- [30] Bundesnetzagentur. *Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2021. 2022*.
- [31] S. Meinecke u. a. *SimBench—A Benchmark Dataset of Electric Power Systems to Compare Innovative Solutions based on Power Flow Analysis*. 2020. DOI: 10.3390/en13123290.
- [32] B. Valov. *Auslegungskonzept des Netzanschlusses von PV-Kraftwerken zwecks Spannungsstabilisierung und voller Nutzung der Netzkapazität*. Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) e.V., 2009.
- [33] PowerFactory 2023. *Technical Reference. DIgSILENT Grid-forming Converter Templates*.
- [34] S. Eberlein und P. Unruh. *Open-Source EMT Model of Grid-Forming Converter with Industrial Grade SelfSync and SelfLim Control*. R&D Division Power System Stability and Inverters Technology, Fraunhofer IEE, 2023.
- [35] P. Strauß und T. Degner. *Netzregelung 2.0 – Regelung und Stabilität im stromrichter-dominierten Verbundnetz. Öffentlicher Schlussbericht*. Fraunhofer IEE, 2022.
- [36] *Umsetzung Fraunhofer IEE nach VDE AR-N 4110*. Fraunhofer IEE.
- [37] A. Ali, D. Raisz und K. Mahmoud. *Optimal oversizing of utility-owned renewable DG inverter for voltage rise prevention in MV distribution systems*. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2019. DOI: 10.1016/j.ijepes.2018.08.040. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061517332854>.
- [38] J. Camarillo-Peñaranda, M. Aredes und G. Ramos. *Hardware-in-The-Loop Testing of a Distance Protection Relay*. Hrsg. von IEEE Transactions on Industry Applications. 2021.

APPENDIX

A Toleranzbereich für den zusätzlichen Blindstrom



Legende

k bezeichnet die Steigung der Geraden (siehe 10.2.3.3)

Abbildung A.1: Toleranzbereich für den zusätzlichen Blindstrom für den Fall $k = 2$ [17]

B Leistungen von Erzeugung und Last im untersuchten Netzabschnitt des SimBench Netzes

Tabelle 11: Leistungen von Erzeugung und Last im untersuchten Abschnitt des SimBench Netzes

	Erzeugung	Last
	MW	MW
1	0,16	0,08
2	0,145	0,202
3	0,35	0,202
4	0,0065	0,202
5	0,0065	0,243
6	0,31	0,08
7	0,16	0,56
8	0,16	0,243
9	0,145	0,243
10	0,0065	0,243
11	0,0065	0,243
12	0,0065	0,202
13	0,0065	0,08
14	0,16	0,08
15	2	0,243
16	0,0065	0,243
17	0,145	0,202
18	0,145	0,08
19	0,145	0,23
20	0,16	
21	2,1	
22	2	
Summe	8,3305	3,901

C Erzeugungsleistung im untersuchten Netzabschnitt

Tabelle 12: Implementierte Erzeugungsleistung im untersuchten Netzabschnitt nach Energiequelle, Leistung und Spannungsebene

Energiequelle	Anlagennummer	Leistung	Spannungsebene
-	-	MW	kV
Wind	1	0,84	20
Wind	2	0,88	20
Wind	3	0,86	20
Wind	4	0,90	20
Wind	5	0,82	20
Wind	6	0,90	20
PV	7	0,23	0,4
PV	8	1,95	0,4
PV	9	0,38	0,4
PV	10	0,28	0,4
PV	11	0,25	0,4
PV	12	0,23	0,4
PV	13	0,20	0,4
PV	14	0,20	0,4
PV	15	0,20	0,4
PV	16	0,23	0,4
PV	17	0,38	0,4
PV	18	0,38	0,4
PV	19	0,30	0,4
PV	20	0,90	20
PV	21	0,83	20
PV	22	0,88	20
PV	23	0,80	20
PV	24	0,90	20
PV	25	0,88	20

D Distanzschutzergebnisse für verschiedene Fehlerfälle

Die folgenden Abbildungen zeigen die Ergebnisse der Distanzschutzgeräte für die verschiedenen Fehlerfälle.

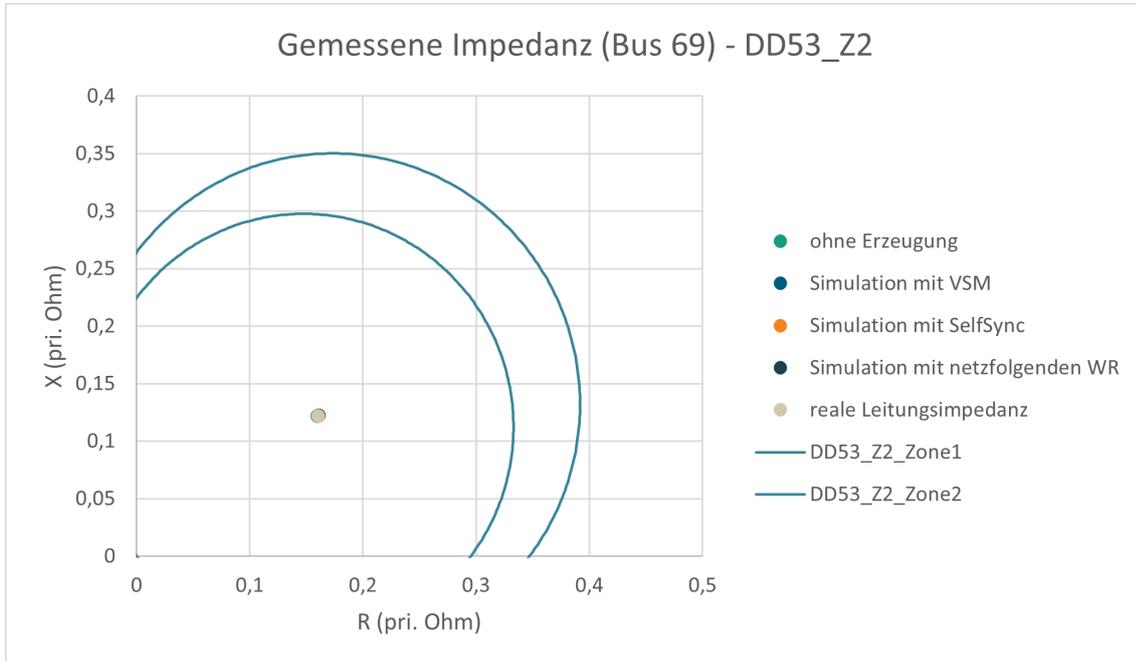


Abbildung D.1: R-X-Werte für Fehler auf Bus 69

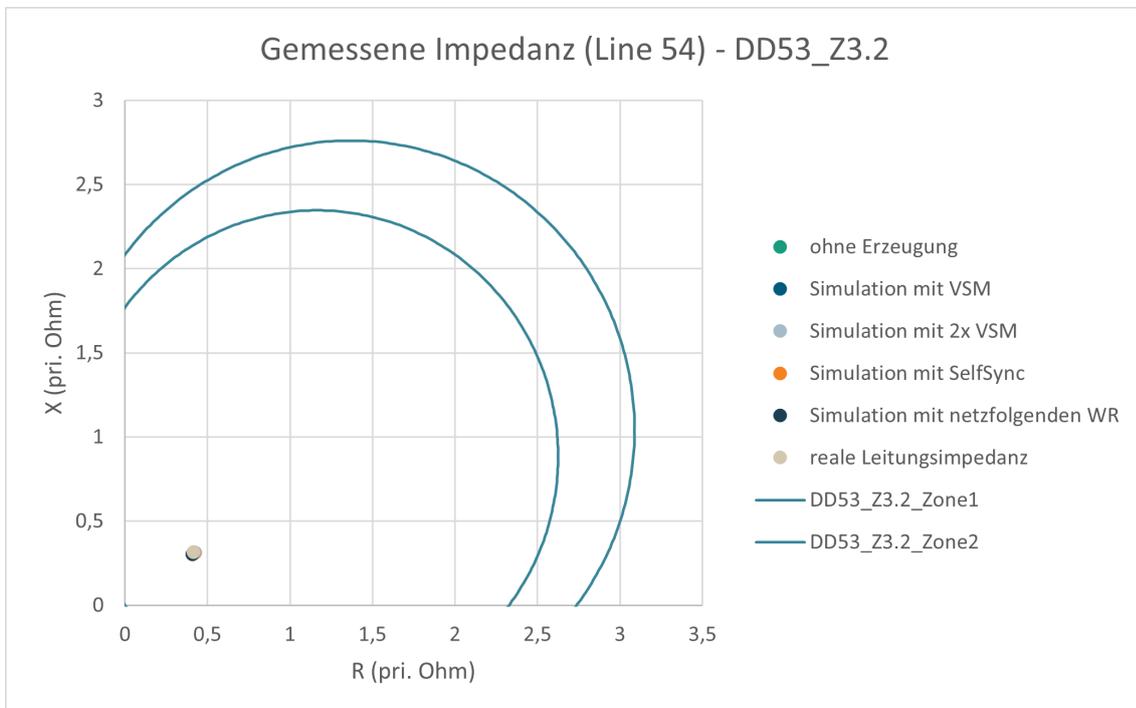


Abbildung D.2: R-X-Werte für Fehler auf Line 54

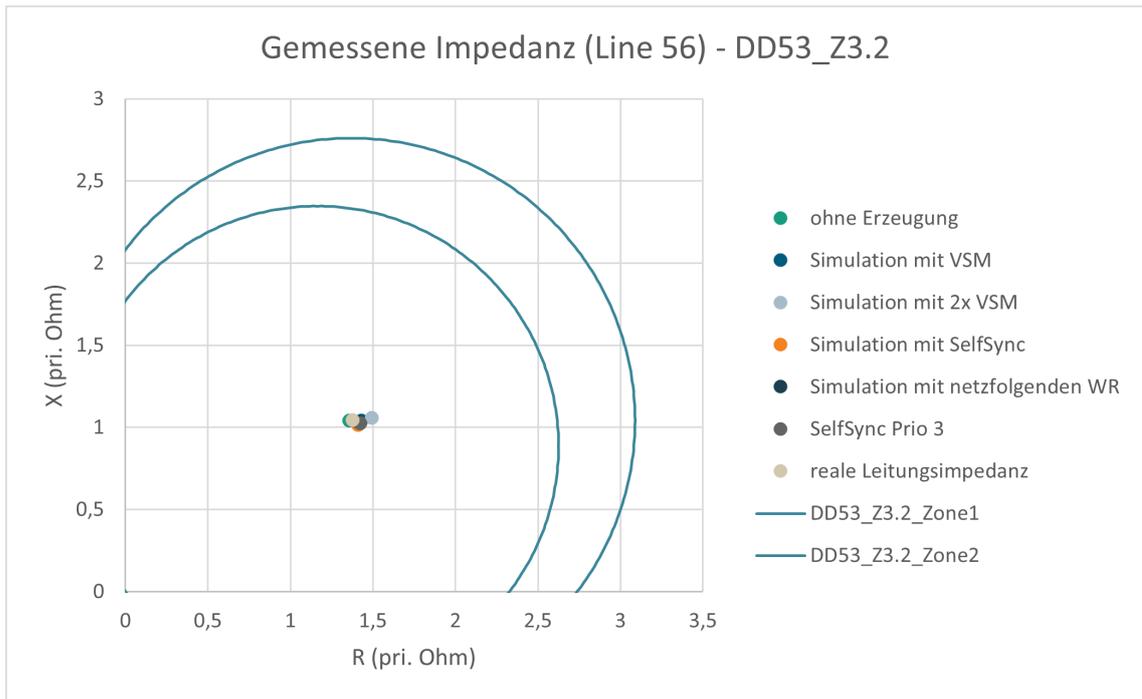


Abbildung D.3: R-X-Werte für Fehler auf Line 56

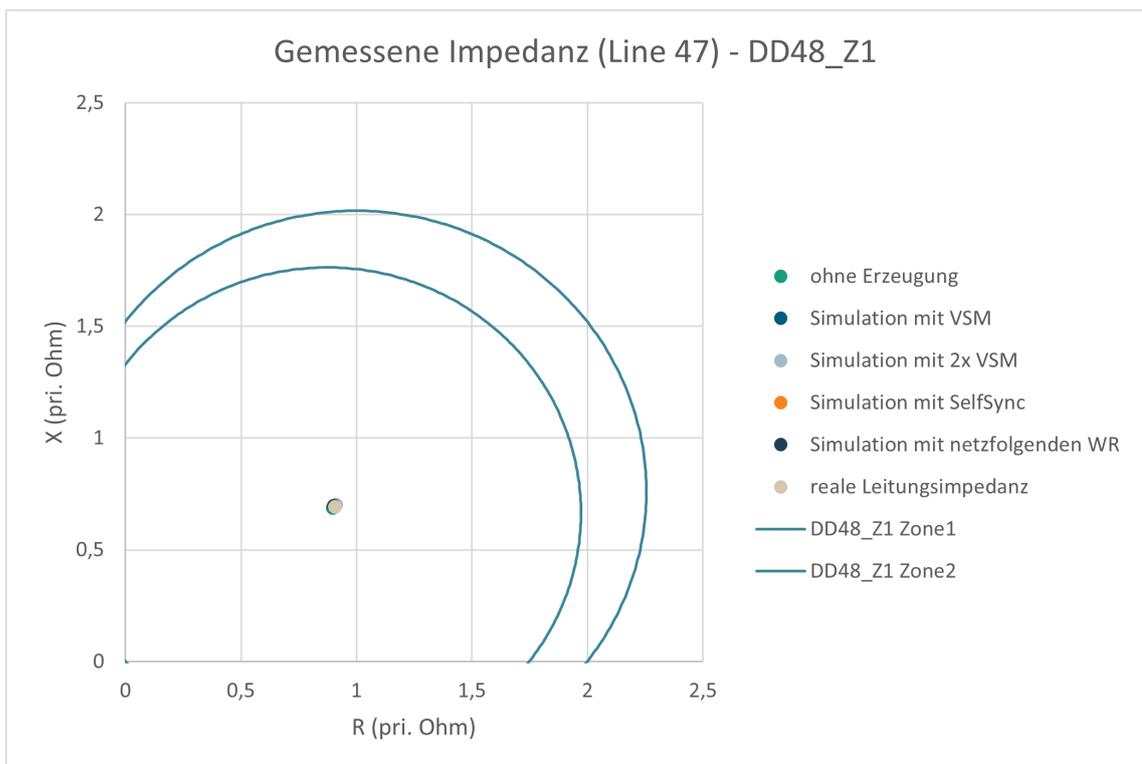


Abbildung D.4: R-X-Werte für Fehler auf Line 47

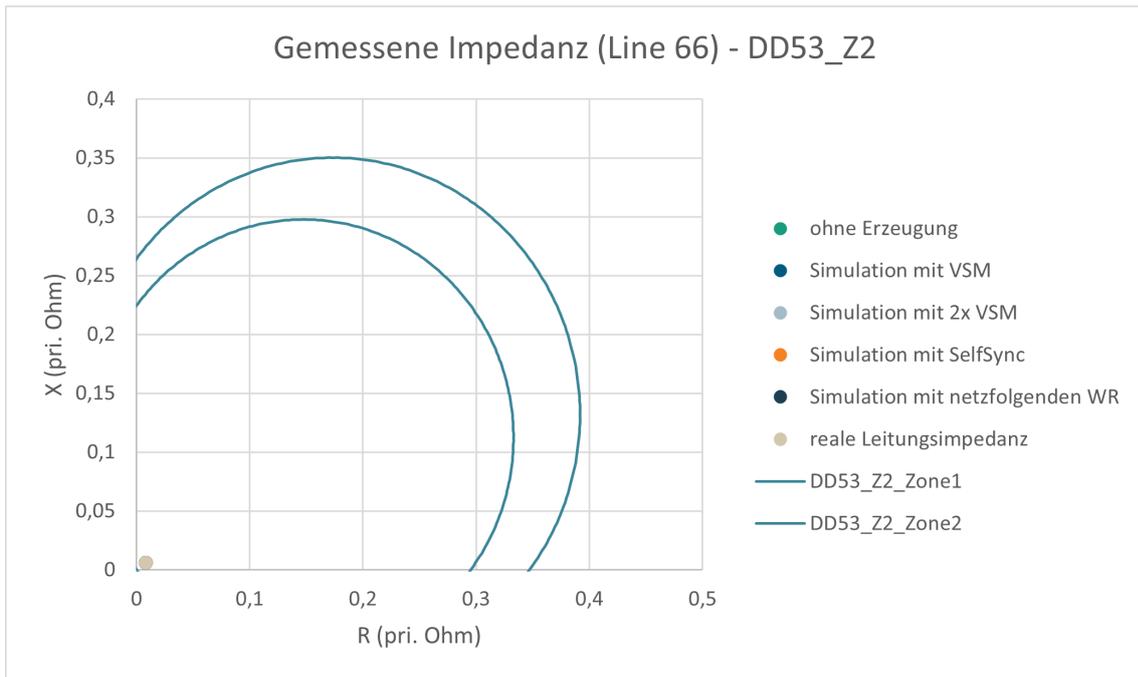


Abbildung D.5: R-X-Werte für Fehler auf Line 66

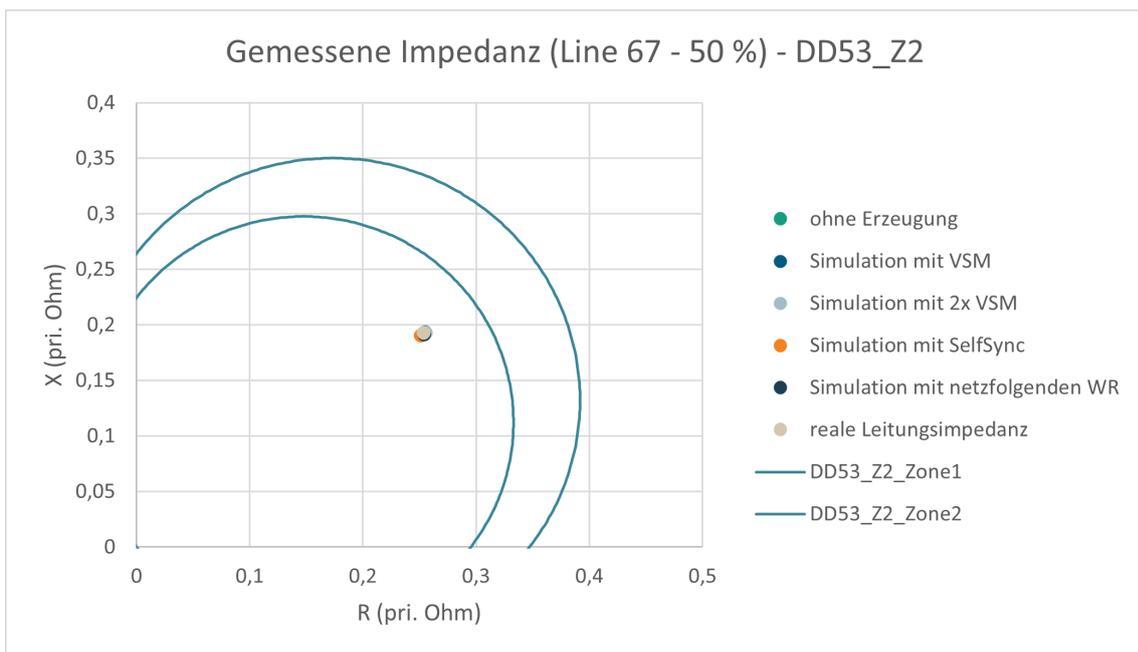


Abbildung D.6: R-X-Werte für Fehler auf Line 67 - 50 %