

DISSERTATION

Anwendbarkeit von Schutzprinzipien in Netzen mit hohem Anteil dezentraler und umrichterangebundener Erzeugung

ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines
Doktors der technischen Wissenschaften

unter der Leitung von
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik
Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

eingereicht an der Technischen Universität Wien
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

von
Dipl.-Ing. Christian Gererstorfer
Matr.-Nr. 0627571
Donaufelder Straße 107/4/5
1210 Wien

Wien, April 2018

Christian Gererstorfer

Danksagung	v
Kurzfassung	vii
Abstract	ix
1 Einleitung	1
1.1 Motivation	1
1.2 Fragestellung	8
1.3 Gliederung der Arbeit	9
2 Grundlagen	11
2.1 Grundlagen zur Berechnung von Drehstromnetzen	12
2.1.1 Symmetrische Komponenten	17
2.1.2 Raumzeiger	21
2.1.3 Clarke-Transformation (α - β -Koordinatensystem)	22
2.1.4 Park-Transformation (d-q-Koordinatensystem)	23
2.2 Modelle von Betriebsmitteln	24
2.2.1 Ersatznetz	24
2.2.2 Elektrische Leitungen	24
2.2.3 Transformator	26
2.2.4 Synchrongenerator	27
2.2.5 Umrichterbasierte Erzeugungsanlagen	29
2.3 Berechnung von Kurz- und Erdschlüssen	32

2.4	Fehlerbedingung in symmetrischen Komponenten	33
2.5	Grundlagen der Schutztechnik	35
2.5.1	Anforderungen an die Schutztechnik	35
2.5.2	Leitungsschutz	37
2.5.3	Distanzschutz	38
2.6	Technische Richtlinien für Erzeugungsanlagen	40
2.6.1	Anforderungen an das (quasi-)statische Verhalten von Erzeugungs- anlagen	42
2.6.2	Anforderungen an das dynamische Verhalten von Erzeugungsanlagen	46
2.7	Stand der Forschung	50
3	Methodik	57
3.1	Automatisierte Simulationen von Kurzschlusszenarien	58
3.2	Modellnetze	60
3.2.1	Modellnetz 1	61
3.2.2	Modellnetz 2	63
3.2.3	Modellnetz 3	64
3.2.4	DEA-Modell Ersatzspannungsquelle	65
3.2.5	DEA-Modell Synchrongenerator	65
3.2.6	DEA-Modell Generisches Windparkmodell	66
3.3	Automatisierte Simulationen von Schutzfunktionen	74
3.4	Simulationsmodelle Distanzschutz	75
3.4.1	I-Anregung	75
3.4.2	U/I-Anregung	76
3.4.3	U/I/ φ -Anregung	79
3.4.4	Z-Anregung	82
3.4.5	Richtungsbestimmung	84
3.4.6	Selektive Auslösung und Fehlerortung	85
3.5	Automatisierte Schutzfunktionsprüfungen	86
3.6	Simulationen und Schutzprüfungen	89
4	Analytische Verifizierung der Simulationsergebnisse der Kurzschlusszena- rien	91
4.1	DEA-Modell Generisches Windparkmodell	91

4.2	DEA-Modell Ersatzspannungsquelle	97
4.3	Modellnetz 1	101
4.4	Modellnetz 2	106
4.5	Modellnetz 3	111
5	Simulationsergebnisse der Kurzschlusszenarien	113
5.1	Modellnetz 1	113
5.2	Modellnetz 2	123
5.3	Modellnetz 3	132
6	Simulations- und Schutzfunktionsprüfungsergebnisse des Distanzschutzes	137
6.1	I-Anregung	138
6.2	U/I-Anregung	138
6.3	U/I/ φ -Anregung	157
6.4	Z-Anregung	158
6.5	Richtungsbestimmung	169
6.6	Selektive Auslösung und Fehlerortung	185
7	Zusammenfassung und Ausblick	191
7.1	Zusammenfassung	191
7.2	Ausblick	194
8	Anhang	195
	Abkürzungsverzeichnis	207
	Symbolverzeichnis	211
	Abbildungsverzeichnis	226
	Tabellenverzeichnis	227
	Literaturverzeichnis	227

Danksagung

Ich möchte mich zuerst bei Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik bedanken, der mich im Oktober 2012 in sein Team holte und mir so ermöglichte mein Doktoratsstudium aufzunehmen und mich wissenschaftlich zu betätigen. Die Betreuung meiner Dissertation war von langen Gesprächen und vielen Ratschlägen gekennzeichnet, welche der Grundstein für die Erstellung meiner Arbeit war.

Für die gemeinsame Zeit am Institut möchte ich mich bei allen Mitarbeiter herzlichst bedanken. Neben dem sachlichen Austausch und der professionalen Zusammenarbeit war das Arbeitsklima auch von einem kollegialen und herzlichen Miteinander geprägt.

Ein großer Dank an Herrn Kereit und Herrn Dr. Herrmann von der Siemens AG, welche mir durch ein Forschungsprojekt mit der TU Wien ermöglichten in dem Bereich der Schutztechnik meine Dissertation zu verfassen.

Abschließend möchte ich mich bei meinen Eltern Brigitte und Erich, meinen Freunden und meiner Lebensgefährtin Lisa für die Unterstützung während der Verfassung meiner Dissertation bedanken. Durch ihr Verständnis und den spürbaren Rückhalt wurde diese Zeit eine ganz besondere für mich.

Moderne Gesellschaften sind in einem hohen Maß von elektrischer Energie abhängig, die zuverlässig zur Verfügung gestellt werden muss. Neben der Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit nimmt die Bedeutung einer umweltschonenden Bereitstellung der elektrischen Energie immer stärker zu. Dies führt seit einigen Jahren zu einer Veränderung des Energiesystems. Die elektrische Energieversorgung wurde in der Vergangenheit über ein zentrales System bewerkstelligt. Dabei speisten Großkraftwerke in den höheren Spannungsebenen Leistung ein, welche über das Transport- und Verteilnetz zu den Endkunden übertragen wurde.

Viele neu installierte Erzeugungsanlagen nutzen erneuerbare Primärquellen wie z.B. den Wind oder die Sonneneinstrahlung und speisen die Leistung großteils dezentral ins Verteilnetz ein. Dadurch transformiert sich das Energiesystem von einer zentralen hin zu einer dezentralen Struktur. Des Weiteren speisen Erzeugungsanlagen wie Windkraftanlagen bzw. Photovoltaikanlagen die Leistung nicht wie konventionelle Großkraftwerke mit rotierenden Maschinen, meist Synchrongeneratoren ein, sondern nützen unterschiedliche Technologien für die Anbindung an das Netz. Das Verhalten von leistungselektronisch angebundenen Erzeugungseinheiten unterscheidet sich nicht nur im regulären Betrieb, sondern auch im Fehlerfall von dem der Synchrongeneratoren.

Damit eine hohe Zuverlässigkeit der Energieversorgung gewährleistet werden kann, ist eine korrekte Funktionsweise des Schutzsystems bei Störfällen von großer Bedeutung. Dabei ist wichtig, dass elektrische Fehler ausreichend schnell und selektiv abgeschaltet werden. Die eingesetzten Schutzgeräte sind jedoch für eine konventionelle Einspeisung über zentrale rotierende Maschinen optimiert, weshalb deren Reaktionen bei Fehlerfällen und bei dezentralen und umrichterbasierten Einspeisungen näher betrachtet werden müssen.

Kurzfassung

In dieser Arbeit werden die Auswirkungen von umrichterbasierten Einspeisungen auf die Funktionen Anregung, Richtungsbestimmung und selektive Auslösung des Distanzschutzes untersucht. Dafür werden Kurzschlüsse in Modellnetzen in der 110kV- Spannungsebene mit einer konventionellen Erzeugungsanlage und einer Einspeisung eines Windparks bestehend aus Windkraftanlagen mit Vollumrichter analysiert und die Reaktionen eines Distanzschutzgerätes auf die unterschiedlichen Einspeisungen miteinander verglichen.

Modern societies largely depend on the reliable supply of electrical power. Besides a reliable and economically feasible provision of electrical energy, also the importance of an environmentally sound electrical power supply is increasing.

Thus, the power system has been changing for years now. In the past, electrical power was supplied via a centralized system. Large plants supplied power in high-voltage levels to the end customer via transmission and distribution grids.

Many newly installed generation plants use renewable primary sources such as wind or solar radiation and supply power to the distribution grid via a decentralized system. Therefore, the power system is transformed from a centralized into a decentralized structure.

Furthermore, generation plants such as wind power plants or photovoltaic power systems do not supply energy with rotating machines, mostly synchronous generators as in large power plants, but use different technologies for connecting to the grid. If power converters are used for power supply, their behavior differs from synchronous generators not only during regular operation, but also in case of electrical faults in the system. To maintain a high reliability of the power supply, the correct function of the protection system is very important in case of electrical faults. Therefore, it is important that a fault can be cleared quickly and selectively. However, the applied protection devices were optimized for the conventional type of power supply via rotating machines. Therefore, their reactions in case of faults fed by distributed and converter-based generators must be examined in detail.

In this thesis, the impact of some converter-based supply will be examined on the functions pickup, direction determination and selective triggering of the distance protection. Short circuits in model mains of an 110kV-voltage range with a conventional generation plant

Abstract

and a wind farm consisting of wind power plants with full-scale converters will be analyzed and the reactions of distance protection devices on different supply levels will be compared.

„Die einzige Konstante im Universum ist die Veränderung.“
Heraklit von Ephesus (etwa 540-480 v. Chr.)

1.1 Motivation

Energie stellt die Grundlage für industrialisierte Gesellschaften dar und ist somit für einen Großteil der Bevölkerung des 21. Jahrhunderts von fundamentaler Bedeutung. Abbildung 1.1 zeigt den wachsenden weltweiten Energieverbrauch ab dem Jahr 1965.

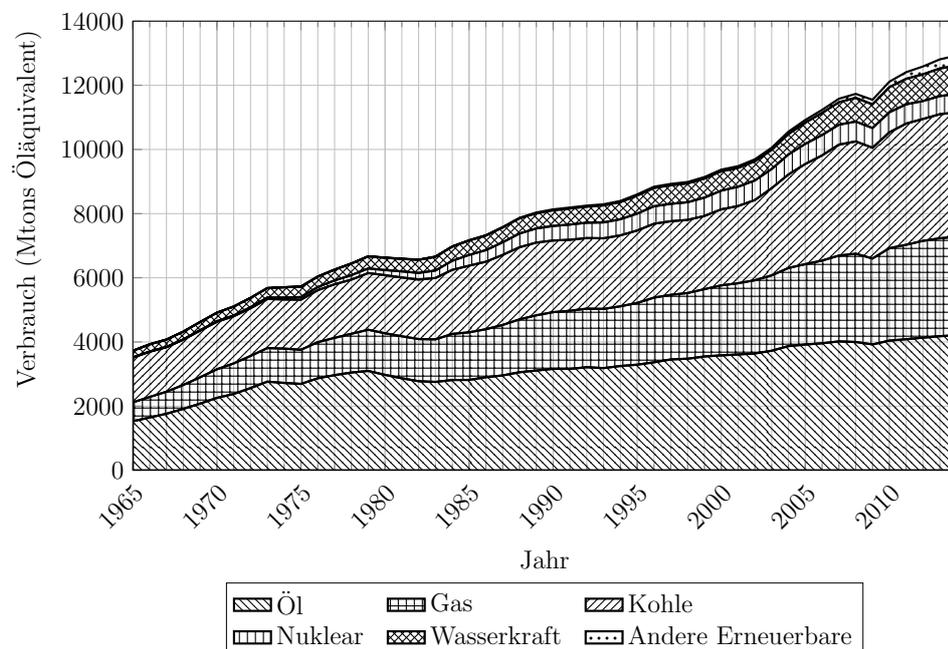


Abbildung 1.1: Weltweiter Energieverbrauch [1]

1 Einleitung

Um diesen steigenden Bedarf an Energie decken zu können, werden unterschiedliche Primärquellen herangezogen, wobei deren Einsatz zu verschiedenen Problemen führen kann. Bei der Nutzung von Wasserkraft können Probleme bei der Umsetzung eines Projektes aufgrund von Umweltauflagen bzw. massive Eingriffe in das Ökosystem beim Bau und Betrieb eines Wasserkraftwerkes auftreten. Die Verwendung von nuklearer Energie birgt im Falle eines Störfalles und austretender Radioaktivität ein hohes Risiko für Mensch und Natur. Als Beispiel seien an dieser Stelle die Katastrophen des AKW Tschernobyl und des AKW Fukushima genannt. Ein weiteres Problem ist die über Jahrhunderte von der Umwelt isolierte Lagerung von radioaktiven Abfallprodukten.

Bei der Nutzung fossiler Brennstoffe kommt es durch die Verbrennung von Öl, Gas oder Kohle zu einem Kohlendioxid (CO_2)-Ausstoß. Dieser hat großen Anteil am Klimawandel und dem damit verbundenen Temperaturanstieg und stellt somit ein großes Problem für die Umwelt dar. Aus Abbildung 1.1 ist ersichtlich, dass auch die Nutzung der fossilen Energiequellen seit dem Jahr 1965 zugenommen hat und somit auch die Emissionen von CO_2 gestiegen sind, welche in Abbildung 1.2 dargestellt sind.

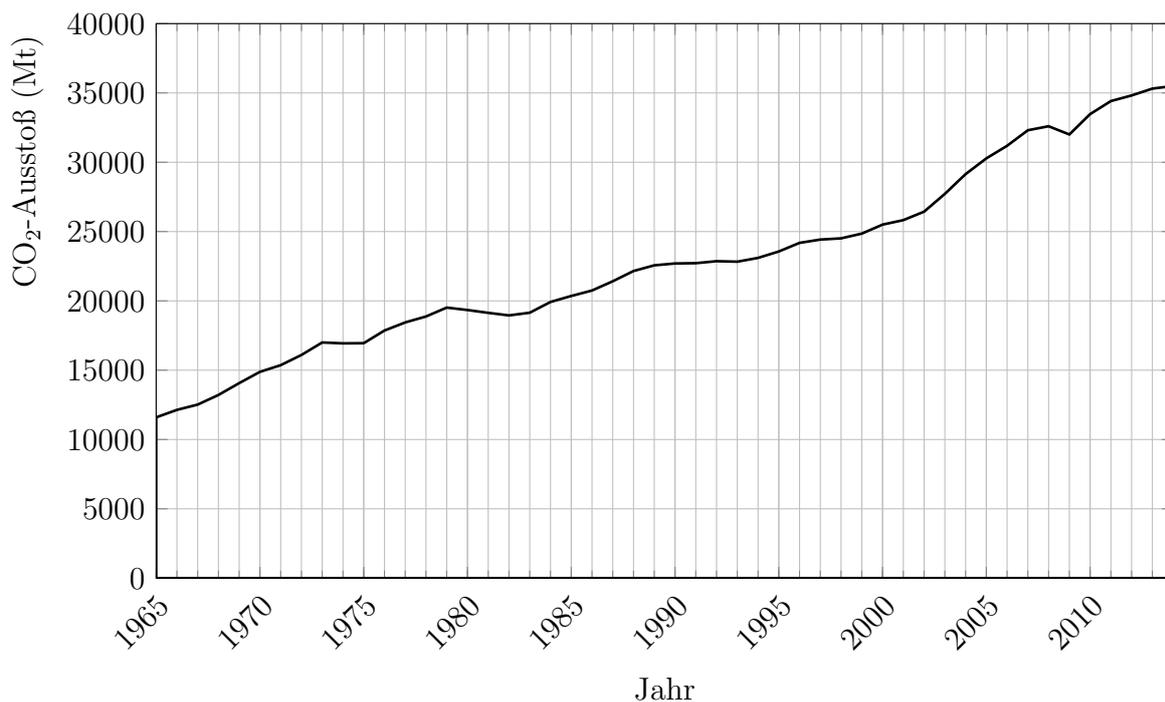


Abbildung 1.2: Weltweiter CO_2 -Ausstoß, selbst erstellt nach [1]

Um die Auswirkungen auf Mensch und Natur bei der Nutzung von Primärenergie zu verringern, wird seit einigen Jahren an einer Transformation des Energiesystems

gearbeitet, wobei Deutschland eine Vorreiterrolle einnimmt und die Veränderung als Energiewende bezeichnet wird. Mit dem Energiekonzept im Jahr 2010 hat die deutsche Bundesregierung einen Leitfaden formuliert, um die Energiewende erfolgreich umsetzen zu können. Einige Ziele sind für diese Arbeit von entscheidender Bedeutung und werden nachfolgend angeführt [2]:

- Reduktion der Treibhausgase bis zum Jahr 2020 um 40% und bis zum Jahr 2050 um 80% gegenüber dem Jahr 1990
- Senkung des Primärenergieverbrauches bis zum Jahr 2020 um 20% und bis zum Jahr 2050 um 50% gegenüber dem Jahr 2008
- Reduktion des Stromverbrauches bis zum Jahr 2020 um 10% und bis zum Jahr 2050 um 25% gegenüber dem Jahr 2008
- Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch soll bis zum Jahr 2020 18% und bis zum Jahr 2050 80% betragen

Nicht nur in Deutschland, sondern in vielen weiteren Ländern weltweit wurden Ziele zur Reduktion von Treibhausgasen gesetzt. Des Weiteren gibt es nicht nur auf nationaler, sondern auch auf internationaler Ebene Zielsetzungen, wobei die Europäische Union (EU) sich festgelegt hat, im Zuge des Klimaschutzes seine Treibhausgasemissionen um 40% bis zum Jahr 2030 gegenüber dem Vergleichsjahr von 1990 zu senken. Im Zuge dieses Rahmens für die Energie- und Klimapolitik der EU bis zum Jahr 2030 sollen die Energieeffizienz gesteigert und der Anteil der erneuerbaren Energien EU-weit auf 27% erhöht werden [3].

Die Abhängigkeit von elektrischer Energie nimmt zu, wobei diese nicht nur sauber und nachhaltig, sondern auch zuverlässig sein soll. In [4] ist eine Reihe größerer Blackouts angeführt, welche durch einen großflächigen Ausfall der elektrischen Energieversorgung zu einer großen Anzahl unversorgter Kunden führten. Für den Wirtschaftsstandort eines Landes ist des Weiteren eine günstige elektrische Energieversorgung von großer Bedeutung. Diese unterschiedlichen Forderungen stehen oftmals in Widerspruch zueinander, wodurch die Umsetzung der Energiewende mit großen Schwierigkeiten verbunden ist.

Die Transformation des elektrischen Energiesystems findet bereits seit einigen Jahren statt, wodurch eine große Zahl an erneuerbaren Erzeugungsanlagen in das Netz einspeisen. Die installierte Nettoleistung in Deutschland mit Stand von 25.09.2015 ist in Abbildung

1 Einleitung

1.3 dargestellt. Diese Grafik beinhaltet ebenso alle Kraftwerke in Österreich, in der Schweiz und in Luxemburg, welche in das deutsche Netz einspeisen, jedoch nicht die endgültig stillgelegten Erzeuger. Aus der Abbildung ist ersichtlich, dass die installierte Nettoleistung aus solarer Strahlungsenergie und Windenergie bereits größer ist als die von konventionellen Kraftwerken (Erdgas, Braunkohle, Atomkraft, Wasserkraft). Durch die dargestellten Zielsetzungen muss von einem weiteren Zubau von erneuerbaren Einspeisern ausgegangen werden.

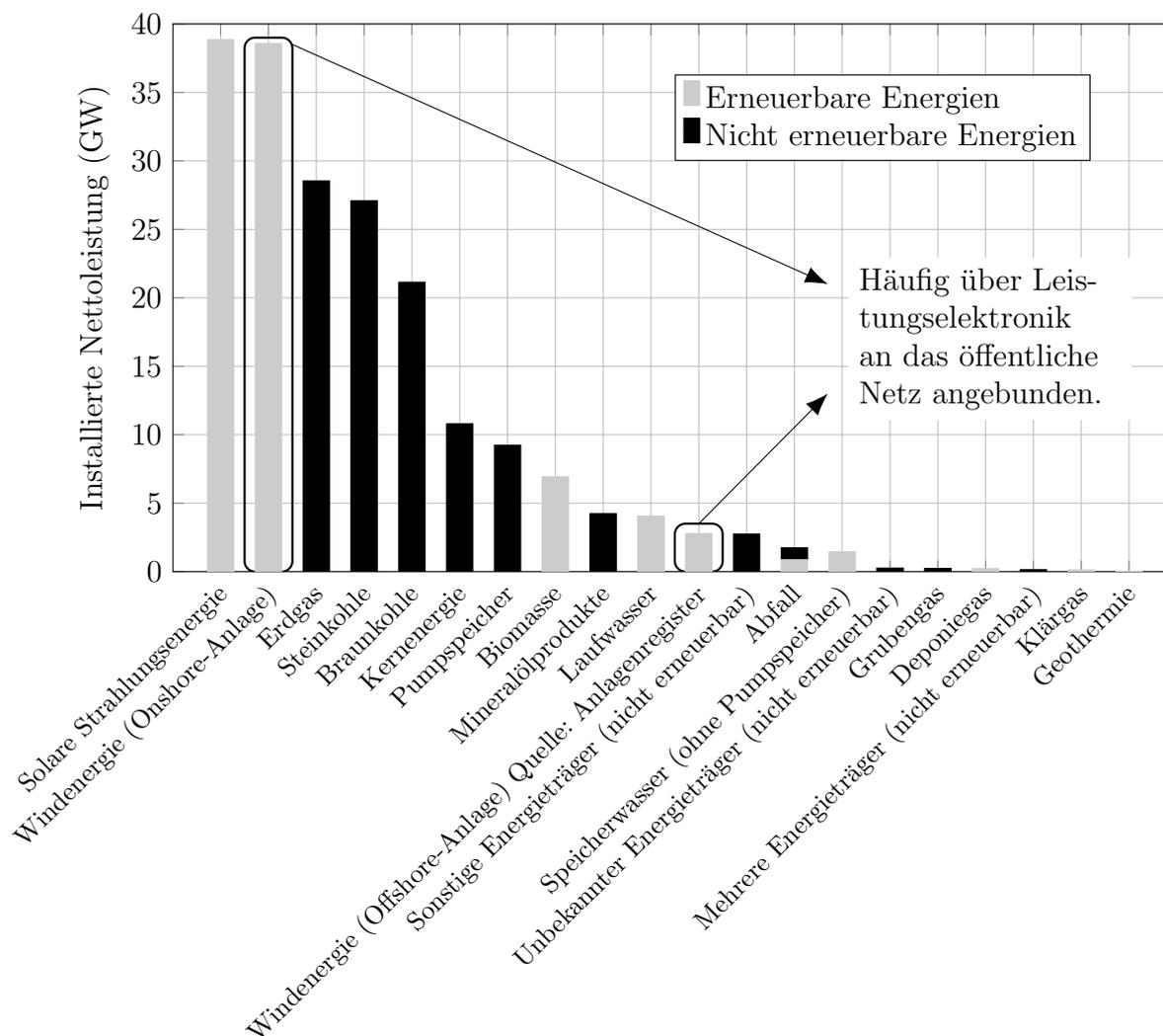


Abbildung 1.3: Installierte Nettoleistung in Deutschland, selbst erstellt nach [5]

Aufgrund von höheren Volllaststunden ist die erzeugte Energie für das Jahr 2014 von konventionellen Kraftwerken jedoch größer als die von erneuerbaren Einspeisern, und

somit sind diese Erzeugungsanlagen noch ein fundamentaler Baustein der elektrischen Energieversorgung. Abbildung 1.4 zeigt die Nettostromerzeugung nach Primärquellen für das Jahr 2014.

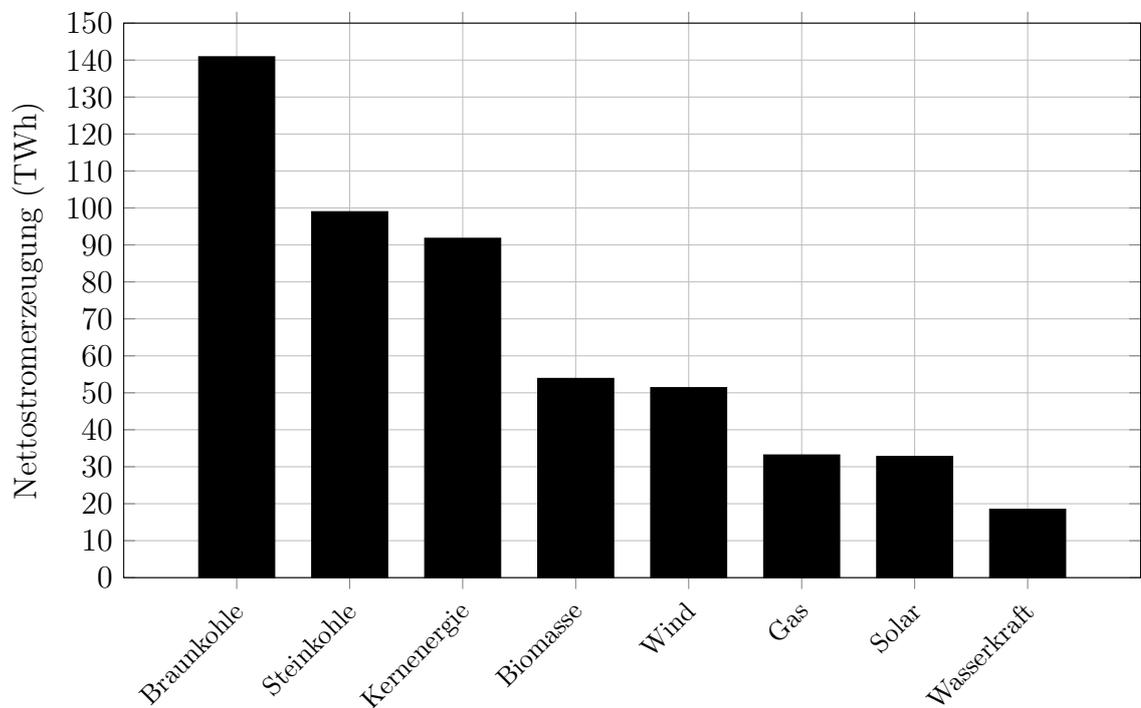


Abbildung 1.4: Nettostromerzeugung in Deutschland zur öffentlichen Stromversorgung im Jahr 2014, selbst erstellt nach [6]

In der Vergangenheit wurde die elektrische Energieversorgung über ein System mit zentralen Strukturen bewerkstelligt. Ein solches Energiesystem ist in Abbildung 1.5 dargestellt. Die elektrische Energie wird großteils in höheren Spannungsebenen mit zentralen Großkraftwerken (mehrere hundert Megawatt) erzeugt und über das Übertragungs- und Verteilnetz zum Kunden in den niedrigeren Spannungsebenen transportiert. Für eine derartige Betriebsweise wurde das Energiesystem konzipiert und ausgelegt. Dabei entsteht ein unidirektionaler Leistungsfluss von den höheren hin zu den niedrigeren Spannungsebenen. Diese Situation verändert sich nun grundlegend, und die Tendenz geht zu dezentralen Erzeugungsanlagen durch kleine Erzeugungseinheiten in unterschiedlichen Spannungsebenen. Durch die neu eingebundenen Erzeugungsanlagen wird ein bidirektionaler Leistungsfluss zwischen den Spannungsebenen auftreten, welcher in Abbildung 1.6 dargestellt ist. Im Gegensatz zu regelbaren konventionellen Großkraftwerken wei-

1 Einleitung

sen erneuerbare dezentralen Erzeugungsanlagen eine höhere Volatilität auf, wodurch der Leistungsfluss zwischen den Spannungsebenen starken Schwankungen unterworfen sein wird. Diese Veränderungen haben Auswirkungen auf den Netzbetrieb und müssen berücksichtigt werden.

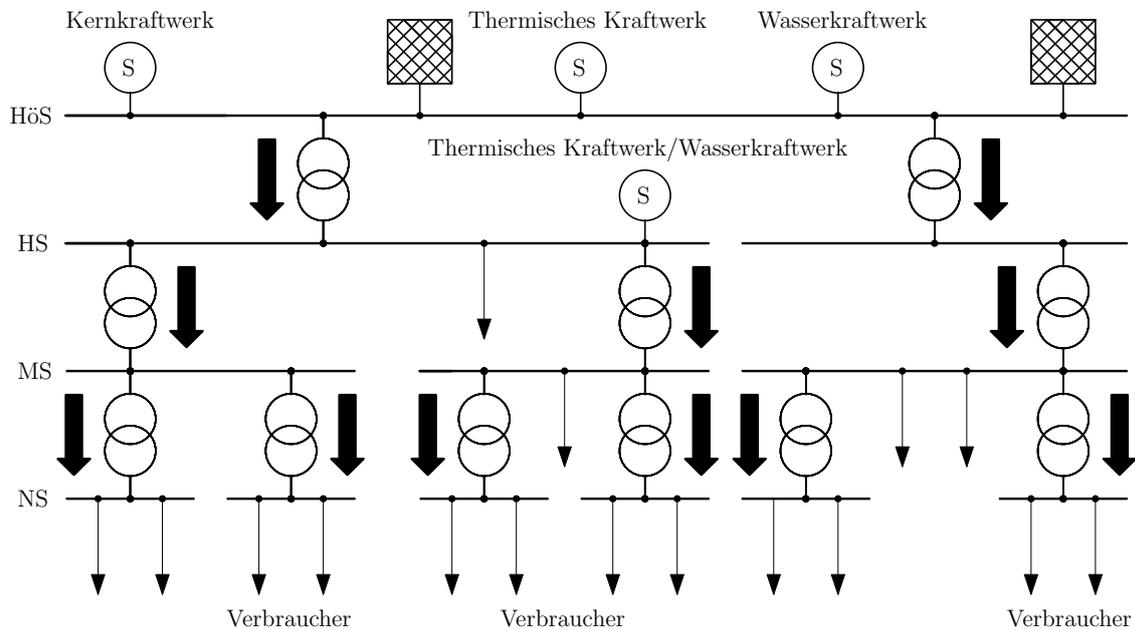


Abbildung 1.5: Elektrisches Energiesystem mit zentralen Strukturen

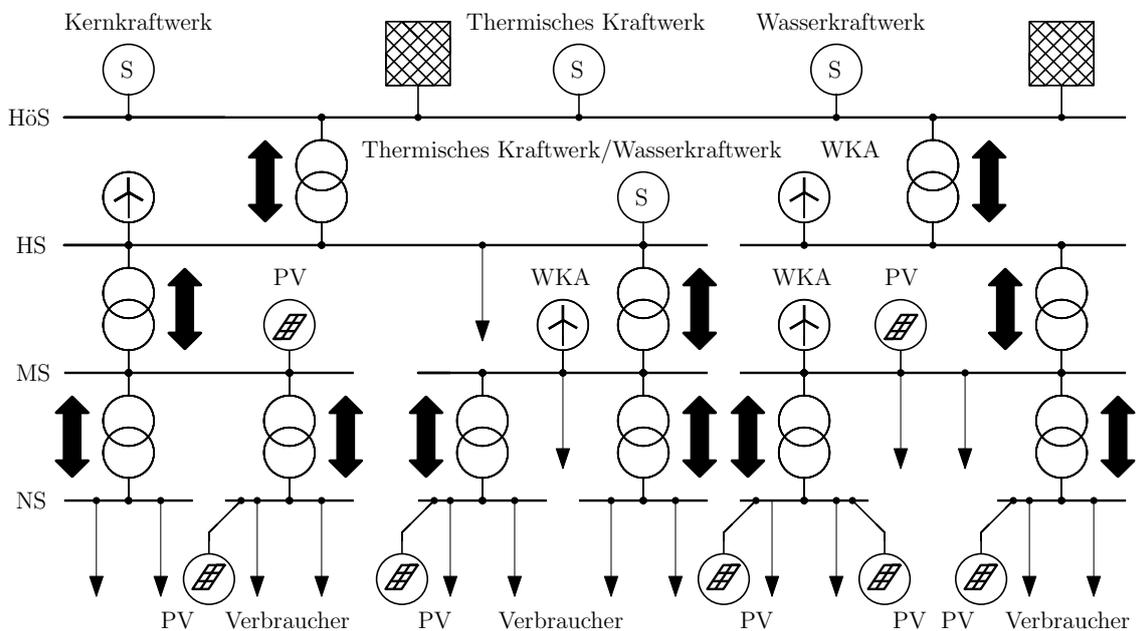


Abbildung 1.6: Mögliches zukünftiges Energiesystem

Die installierte Leistung von EEG-Erzeugungsanlagen in Deutschland für das Jahr 2013 ist in Abbildung 1.7 nach Spannungsebenen dargestellt. Es zeigt sich, dass in der Mittelspannungsebene die installierte Leistung am größten ist und somit EEG-Erzeugungsanlagen größtenteils dezentral einspeisen.

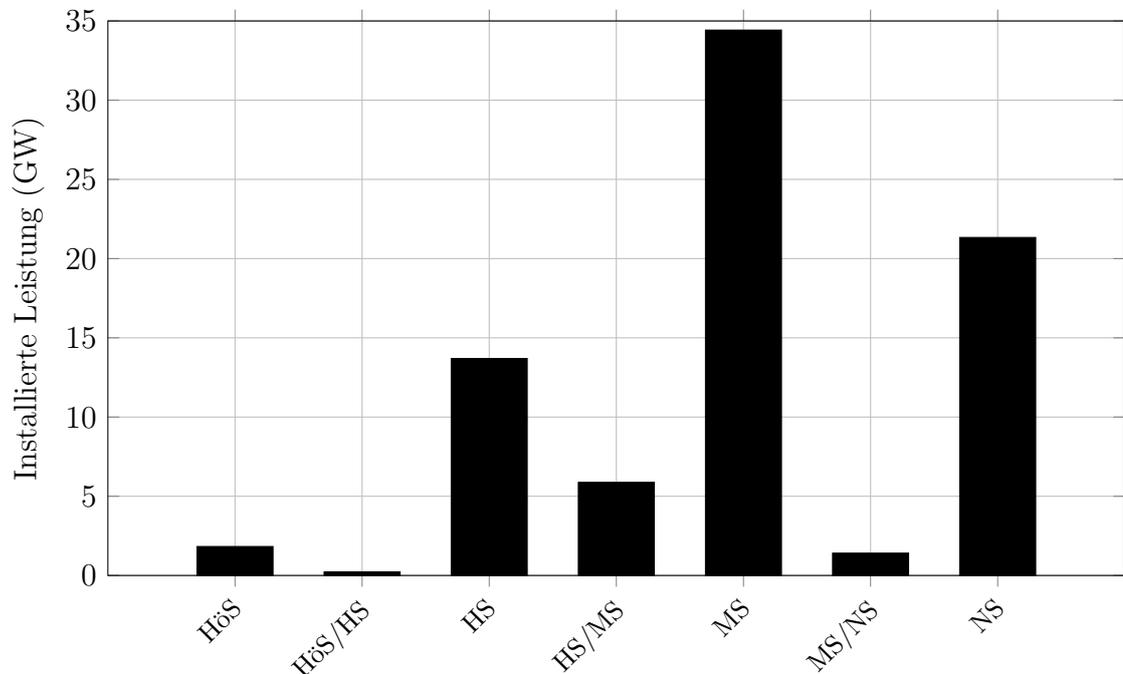


Abbildung 1.7: Installierte Leistung von EEG-Erzeugungsanlagen im Jahr 2013 nach Spannungsebenen, selbst erstellt nach [7]

Die dezentrale Einspeisung hat nicht nur Auswirkungen auf den regulären Betrieb, sondern auch im Fehlerfall müssen diese Einspeiser berücksichtigt werden. Von heutigen dezentralen Erzeugungsanlagen wird verlangt, dass sie für eine bestimmte Dauer während eines Fehlerfalles am Netz bleiben und somit einen Beitrag zum Kurzschlussstrom liefern. Dabei sind sie über unterschiedliche Technologien an das Netz angebunden, wodurch sich auch deren Kurzschlussverhalten gegenüber dem eines klassischen Synchrongenerators unterscheiden. Dieses abweichende Verhalten im Fehlerfall und dessen Auswirkungen auf die eingesetzten Schutzgeräte und Schutzkonzepte ist Gegenstand der Untersuchungen dieser Arbeit.

1.2 Fragestellung

Um eine hohe Versorgungssicherheit der Bevölkerung mit elektrischer Energie gewährleisten zu können, ist ein funktionierendes Schutzsystem notwendig. Die eingesetzten Schutzkonzepte bzw. Schutzgeräte sollen keine Unterfunktionen aufweisen, um Schäden durch Kurzschlüsse so gering wie möglich zu halten sowie Menschenleben zu schützen. Des Weiteren sollen bei dem eingesetzten Schutzsystem keine Überfunktionen auftreten und nur die fehlerhaften Netzabschnitte abgeschaltet werden, um unnötige Versorgungsunterbrechungen zu vermeiden.

Das Schutzkonzept bzw. die Funktionalität der Schutzgeräte ist für ein Kurzschlussverhalten des Synchrongenerators angepasst, wobei im konventionellen Energiesystem die großen, zentralen Kraftwerke die Energie üblicherweise über solche rotierende Maschinen in das elektrische Netz einspeisen. Wie bereits im Unterkapitel Motivation erwähnt, dürfen sich dezentrale Erzeugungsanlagen für eine bestimmte Dauer eines Fehlerfalles nicht vom Netz trennen und haben zudem je nach Netzanbindung ein unterschiedliches Kurzschlussverhalten. Insbesondere bei einer umrichterbasierten Einspeisung, wie etwa einer Windkraftanlage (WKA) mit Vollumrichter (Typ 4) oder einer Photovoltaikanlagen (PVA), unterscheiden sich die Kurzschlussströme stark von denen eines Synchrongenerators. Umrichter können die eingespeiste Wirk- und Blindleistung im Mit- sowie im Gegensystem grundsätzlich unabhängig voneinander abgeben. Somit ist das Kurzschlussverhalten von den thermischen Grenzen und der implementierten Regelstrategie abhängig [8]. In technischen Richtlinien werden die Anforderungen an das Verhalten von Erzeugungsanlagen festgelegt. Aus der oben beschriebenen Situation ergibt sich folgende Fragestellung für diese Arbeit:

Wie wirkt sich das unterschiedliche Kurzschlussverhalten von umrichterbasierten Erzeugungsanlagen auf die Funktionen der eingesetzten Schutztechnik aus?

Dabei wird die Fragestellung folgendermaßen konkretisiert:

- Welche Auswirkungen hat eine umrichterbasierte Einspeisung auf den Leitungsdistanzschutz und dessen Funktionen Anregung, Richtungsbestimmung, Fehlerortung und selektive Auslösung?

- Welche Methoden für die einzelnen Funktionen können bei umrichterbasierter Einspeisung eingesetzt werden?
- Wie wirkt sich beispielhaft die Einspeisung eines Windparks bestehend aus WKA mit Vollumrichter in unterschiedlichen 110-kV-Netzkonfigurationen auf den Distanzschutz aus?

Die Schutzkoordination zwischen mehreren Schutzgeräten wird nicht betrachtet.

1.3 Gliederung der Arbeit

In dieser Arbeit wird zuerst auf die Grundlagen der Berechnung, auf den Aufbau und auf die Schutztechnik eines elektrisches Stromnetzes eingegangen, und anschließend werden technische Richtlinien von Erzeugungsanlagen sowie der Stand der Forschung beschrieben. In den folgenden Kapiteln wird die Methodik zur Beantwortung der Fragestellung dargestellt und auf die Modellierung der Erzeugungsanlagen sowie der Simulationsnetze eingegangen. Anschließend folgen die Auswertungen der Ergebnisse der Simulationen. Im darauffolgenden Kapitel erfolgt eine Zusammenfassung dieser Arbeit sowie ein Ausblick für zukünftige Arbeiten zum betrachteten Thema. Abschließend folgt noch ein Anhang mit Daten, ein Abkürzungsverzeichnis für die verwendeten Abkürzungen und Formelzeichen sowie ein Literaturverzeichnis.

Das elektrische Energieversorgungsnetz ist ein historisch gewachsenes System, und für den Betrieb wird in der Regel ein 3-phasiges Wechselstromsystem eingesetzt. In Sonderfällen werden auch 1-phasige Wechselstromsysteme (z.B. Bahnstrom) bzw. Gleichstromsysteme verwendet.

Der Vorteil von Wechselstrom gegenüber Gleichstrom ist eine leichte Transformierbarkeit der Spannung in höhere Spannungsebenen. Dadurch können bei der Übertragung der elektrischen Energie die Verluste aufgrund der höheren Spannung verringert werden. Des Weiteren ist Wechselstrom leichter schaltbar und bietet Vorteile für gewisse Anwendungen (z.B. Motoren). Nachteile sind die notwendige Übertragung und Kompensation der Blindleistung sowie mögliche Stabilitätsprobleme bei der Wirkleistungsübertragung. Die Vorteile von Wechselstrom überwiegen, wodurch sich größtenteils dieses System durchgesetzt hat. Durch die immer günstiger werdende Leistungselektronik werden für die Übertragung von Energie über große Distanzen jedoch immer häufiger Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungen (HGÜ) eingesetzt.

Vergleicht man ein 3-phasiges Drehstromsystem mit einem 1-phasigen Wechselstromsystem, zeigt sich, dass man für die Übertragung der gleichen Leistung anstelle von sechs Leitern beim 1-phasigen System nur drei Leiter benötigt. Die Drehstromleistung kann konstant übertragen werden und pulsiert nicht mit der doppelten Netzfrequenz. Dies führt unter anderem dazu, dass Drehstrommotoren ein konstantes Drehmoment abgeben können. [9]

Alle folgenden Abschnitte und Betrachtungen beziehen sich auf ein 3-phasiges Wechselstromsystem. Als Quellen für die Abschnitte 2.1, 2.2 und 2.3 wurden [9], [10], [11], [12], [13], [14] und [15] verwendet.

2.1 Grundlagen zur Berechnung von Drehstromnetzen

Der zeitliche Verlauf einer sinusförmigen Wechselspannung ist in Abbildung 2.1a dargestellt und kann mit der Gleichung 2.1 durch eine Kosinusfunktion beschrieben werden. Dieser Zusammenhang gilt nicht nur für Wechselspannungen, sondern für beliebige Wechselgrößen und somit auch für die Beschreibung des Wechselstromes. Der Nullphasenwinkel der dargestellten Wechselspannung beschreibt den zeitlichen Versatz der Sinusspannung zum Zeitpunkt $t=0$ s, und die Kreisfrequenz ω kann über $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$ aus der Frequenz f berechnet werden. In den meisten elektrischen Stromnetzen wird als Betriebsfrequenz 50 Hz bzw. 60 Hz verwendet.

$$u(t) = \hat{U} \cdot \sin(\omega t + \varphi_U) \quad (2.1)$$

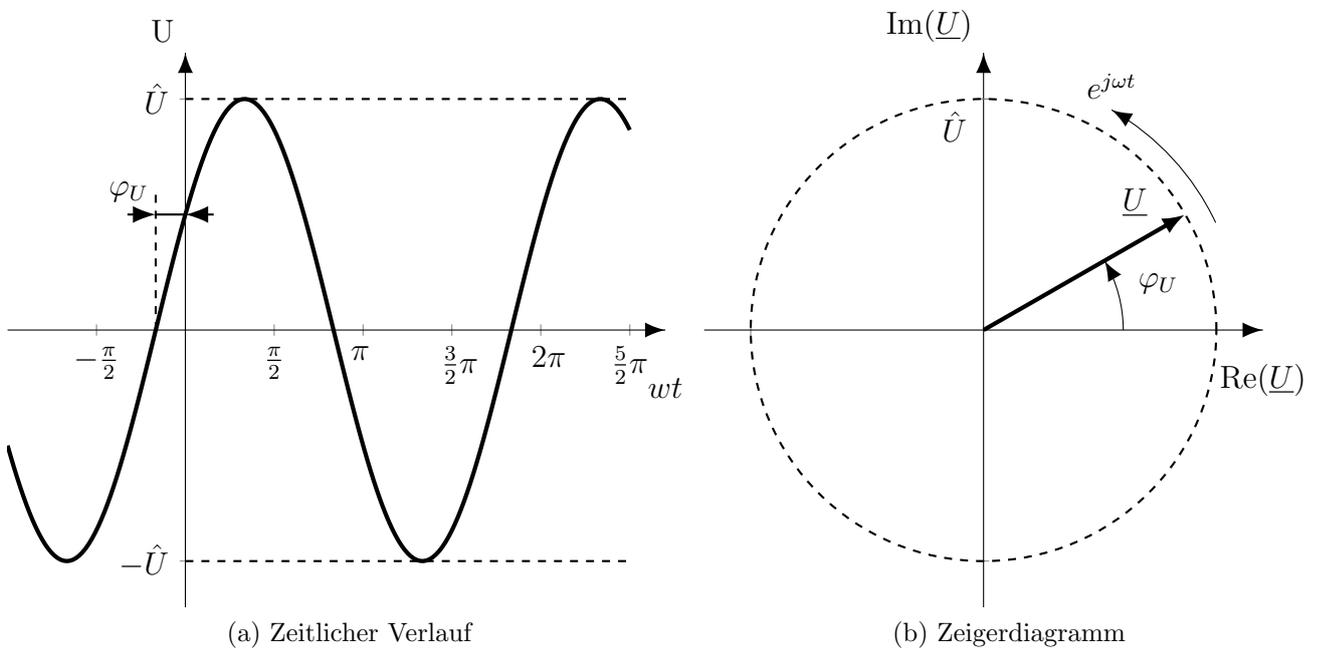


Abbildung 2.1: Wechselspannung

Wie Abbildung 2.1b zeigt, kann die Wechselspannung auch in der komplexen Ebene mit einem rotierenden Zeiger \underline{U} beschrieben werden. Im Allgemeinen lässt sich eine komplexe Zahl über einen Betrag und Winkel bzw. über einen Imaginär- und Realteil darstellen. Der komplexe Zeiger der Wechselspannung aus Abbildung 2.1b kann mit Gleichung 2.2 berechnet werden. Der komplexe (Amplituden-)Zeiger \hat{U} beinhaltet dabei den Nullphasenwinkel φ_U und die Amplitude \hat{U} (Gleichung 2.3). Oftmals wird nicht

ein Amplituden-, sondern ein Effektivwertzeiger verwendet, wobei sich der Betrag für sinusförmige Größen um den Faktor $\sqrt{2}$ unterscheidet.

$$\begin{aligned} \underline{U} &= \hat{U} e^{j(\omega t + \varphi_U)} = \hat{U} e^{j\omega t} \\ &= \operatorname{Re}(\underline{U}) + j \operatorname{Im}(\underline{U}) = \hat{U} \cos(\omega t + \varphi_U) + j \hat{U} \sin(\omega t + \varphi_U) \end{aligned} \quad (2.2)$$

$$\hat{U} = \hat{U} e^{j\varphi_U} \quad (2.3)$$

Der zeitliche Verlauf der Spannung entspricht wiederum dem Realteil des komplexen Spannungszeigers und kann mit Gleichung 2.4 berechnet werden.

$$\begin{aligned} u(t) &= \hat{U} \cdot \sin(\omega t + \varphi_U) = \operatorname{Re}(\underline{U}) = \frac{1}{2}(\underline{U} + \underline{U}^*) \\ &= \frac{1}{2}(\hat{U} e^{j(\omega t + \varphi_U)} + \hat{U} e^{-j(\omega t + \varphi_U)}) = \frac{1}{2}(\hat{U} e^{j\omega t} + \hat{U}^* e^{-j\omega t}) \end{aligned} \quad (2.4)$$

Die folgenden Beschreibungen dieser Arbeit beziehen sich auf die in Abbildung 2.2 dargestellten Spannungen und Ströme. Daraus ist ersichtlich, dass zwischen Phasen- und Leiter-Leiter-Spannungen (Außenleiterspannungen, \underline{U}_{L12} , \underline{U}_{L23} und \underline{U}_{L31}) unterschieden werden kann. Die Phasenspannungen können auf den Sternpunkt (\underline{U}_{L1N} , \underline{U}_{L2N} und \underline{U}_{L3N}) bzw. auf die Erde (\underline{U}_{L1E} , \underline{U}_{L2E} und \underline{U}_{L3E}) bezogen werden. Zwischen diesen beiden Bezugspunkten kann aufgrund von \underline{Z}_N die Spannung \underline{U}_{NE} auftreten.

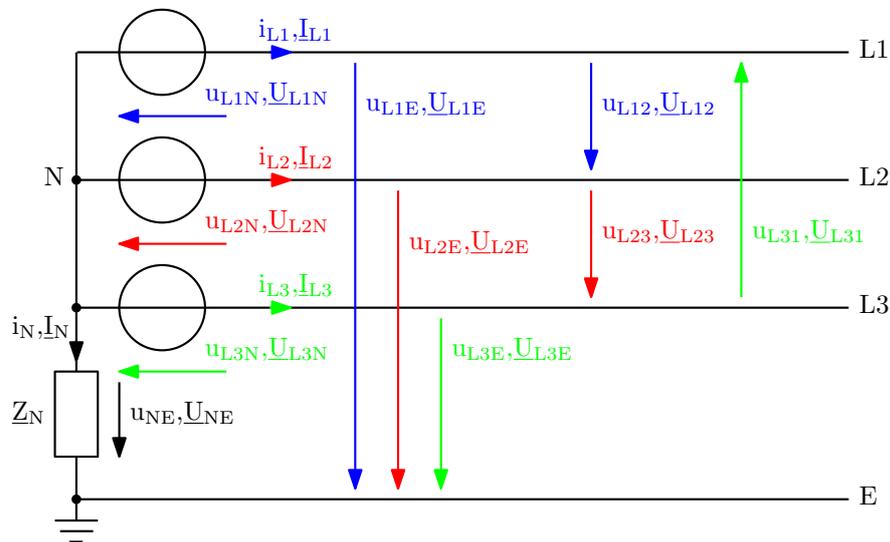


Abbildung 2.2: Spannungen im 3-phasigen Drehstromsystem

2 Grundlagen

Aus Abbildung 2.3a und 2.3b ist ersichtlich, dass bei einem 3-phasigen Drehstromsystem die drei Phasenspannungen einen Phasenversatz von 120° aufweisen. Die Spannungszeiger der Leiter-Leiter-Spannungen sind bei einem symmetrischen 3-phasigen Drehstromsystem um den Faktor $\sqrt{3}$ größer als die Phasenspannungen, wodurch Verbraucher mit zwei unterschiedlichen Spannungen betrieben werden können.

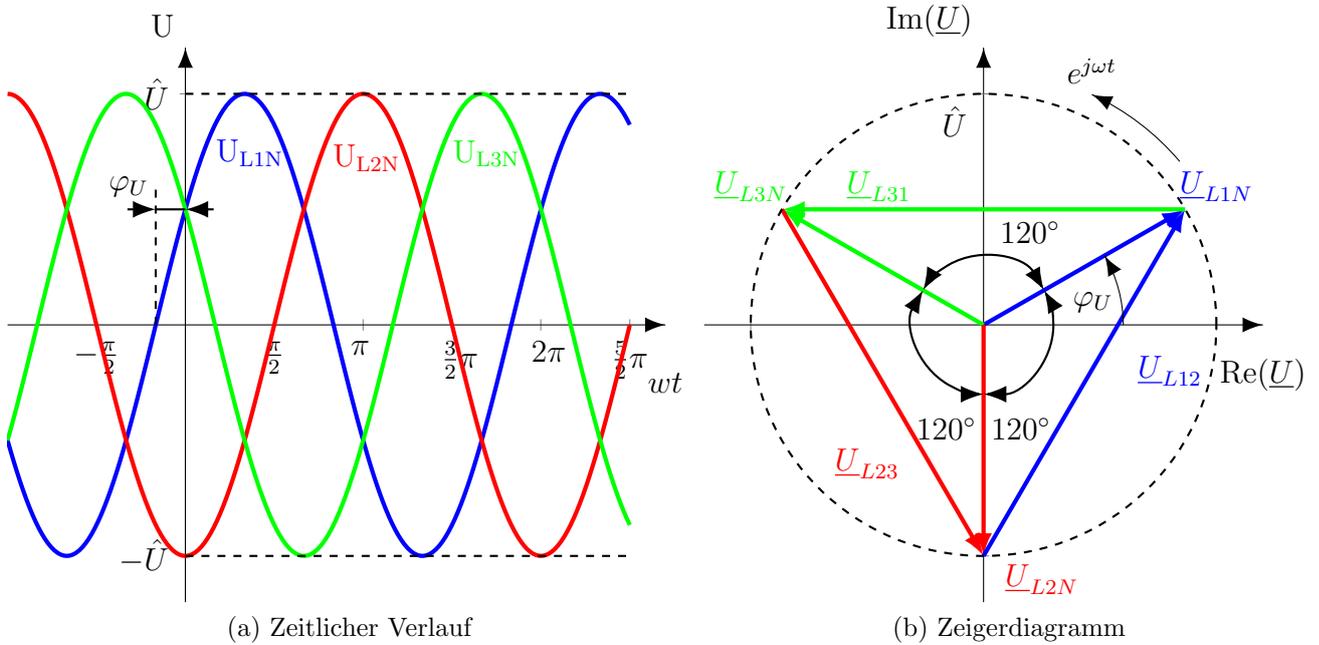


Abbildung 2.3: Wechselspannungen eines 3-phasigen Drehstroms

Durch die Einführung des komplexen Drehoperators \underline{a} (siehe Gleichung 2.5) können die komplexen Effektivwertzeiger \underline{U}_{L1N} , \underline{U}_{L2N} und \underline{U}_{L3N} über die Gleichungen 2.6 bis 2.8 beschrieben werden.

$$\underline{a} = e^{j\frac{2\pi}{3}} \quad (2.5)$$

$$\underline{U}_{L1N} = \frac{\hat{U}}{\sqrt{2}} e^{j\varphi_U} = U e^{j\varphi_U} \quad (2.6)$$

$$\underline{U}_{L2N} = \underline{a}^2 \cdot \underline{U}_{L1N} \quad (2.7)$$

$$\underline{U}_{L3N} = \underline{a} \cdot \underline{U}_{L1N} \quad (2.8)$$

Aus den Phasenspannungen können die drei Leiter-Leiter-Spannungen \underline{U}_{L12} , \underline{U}_{L23} und \underline{U}_{L31} mit den Gleichungen 2.9 bis 2.11 berechnet werden.

$$\underline{U}_{L12} = \underline{U}_{L1N} - \underline{U}_{L2N} \quad (2.9)$$

$$\underline{U}_{L23} = \underline{U}_{L2N} - \underline{U}_{L3N} \quad (2.10)$$

$$\underline{U}_{L31} = \underline{U}_{L3N} - \underline{U}_{L1N} \quad (2.11)$$

Die Spannung und der Strom sind über eine Impedanz miteinander verknüpft. Diese kann über die Gleichungen 2.12 und 2.13 bestimmt werden und ist im allgemeinen eine komplexe Zahl, bestehend aus einem Real- und einem Imaginärteil. Der Realteil der Impedanz steht für einen Wirkwiderstand (Resistanz) R bzw. einen ohmschen Widerstand, und der Imaginärteil entspricht einem Blindwiderstand (Reaktanz) X , welcher durch eine Spule oder einen Kondensator gebildet werden kann (siehe Abbildung 2.4a).

$$\underline{Z} = \frac{\underline{U}}{\underline{I}} \quad (2.12)$$

$$\underline{Z} = \text{Real}(\underline{Z}) + j\text{Imag}(\underline{Z}) = R + jX \quad (2.13)$$

Die Phasenverschiebung zwischen Spannung und Strom bei einem Widerstand, einer Drossel und einem Kondensator sind in Abbildung 2.4 dargestellt, wobei die Abbildung 2.4b den zeitlichen Verlauf und die Abbildung 2.4c das Zeigerdiagramm darstellt.

Es lässt sich erkennen, dass die Spannung und der Strom bei einem Widerstand in Phase sind, hingegen der Strom bei einer Spule nacheilend und bei einem Kondensator voreilend ist.

In Energieversorgungsnetzen weisen Betriebsmittel oftmals einen nichtlinearen Zusammenhang zwischen Spannung und Strom auf. Dadurch entstehen Oberschwingungen, die die zeitlichen Verläufe von Spannung und Strom verzerren. In Abbildung 2.5 ist beispielhaft eine Wechselspannung mit einer dritten und fünften Oberschwingung dargestellt. Die weiteren Untersuchungen dieser Arbeit beziehen sich jedoch auf die Grundschwingung der Spannung und des Stromes.

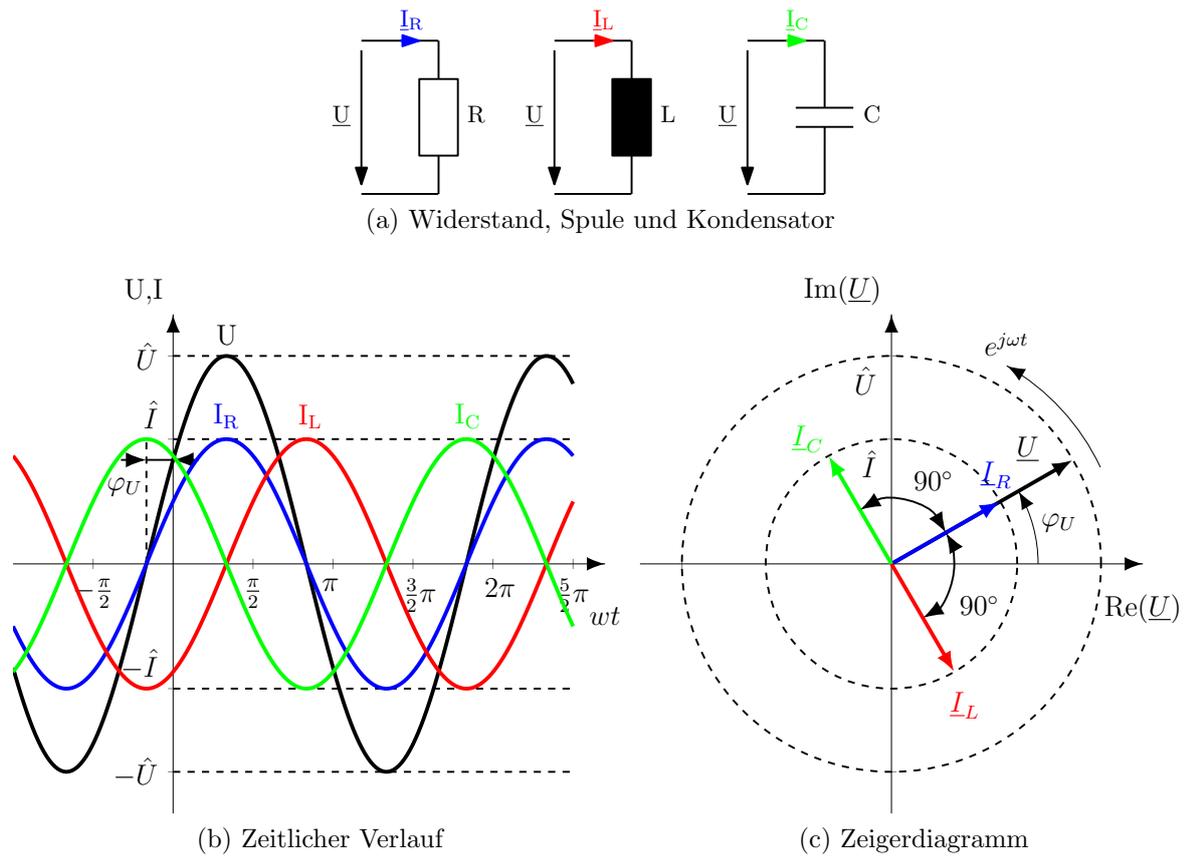


Abbildung 2.4: Phasenverschiebung zwischen Spannung und Strom bei einem Widerstand, einer Spule und einem Kondensator

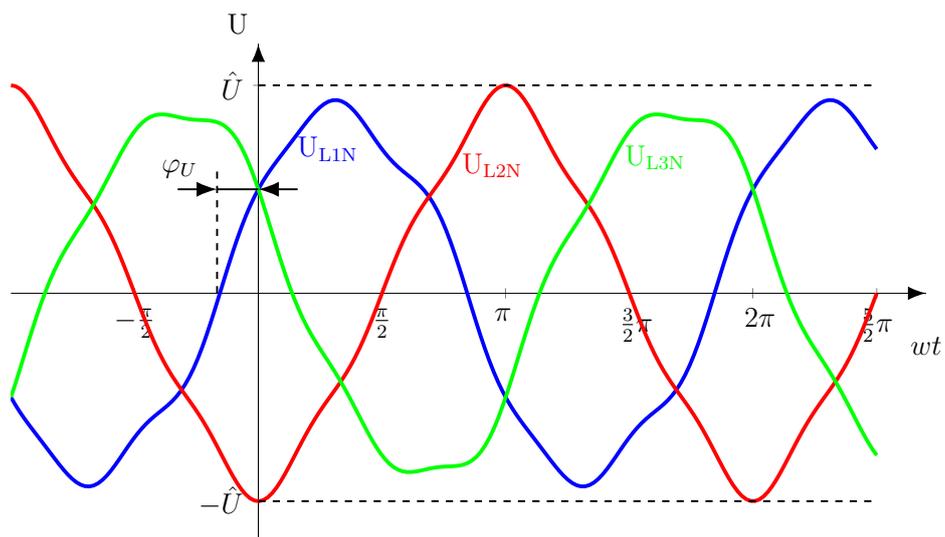


Abbildung 2.5: Wechselspannung im 3-phasigen Drehstromnetz mit Oberschwingungen

2.1.1 Symmetrische Komponenten

Ein symmetrisch aufgebautes Drehstromsystem kann mit all seinen Betriebsmitteln und unter Einbeziehung der Erde durch eine Transformation mit Hilfe von symmetrischen Komponenten berechnet werden.

Dabei können eine unsymmetrische Speisung, eine unsymmetrische Belastung oder ein unymmetrischer Fehlerfall durch das Mit-, Gegen- und Nullsystem beschrieben werden. Diese drei Komponentensysteme sind unabhängig voneinander und können somit durch einpolige Ersatzschaltungen dargestellt werden, wodurch die Berechnung gegenüber einer Betrachtung mit Leitergrößen vereinfacht wird.

- Mitsystem (z.B. Spannung: $\underline{U}_{(1)}$):
Bei einem symmetrischen Netzzustand mit symmetrischen Spannungen und Strömen tritt nur ein Mitsystem auf. Dieses hat dieselbe Phasenfolge bzw. Drehrichtung wie das Drehstromsystem.
- Gegensystem (z.B. Spannung: $\underline{U}_{(2)}$):
Bei einem unsymmetrischen Betriebszustand tritt neben dem Mitsystem auch ein Gegensystem auf. Das Gegensystem hat die entgegengesetzte Drehrichtung als das Drehstromsystem. Diese Drehrichtung könnte durch eine Drehrichtungsänderung des Generators oder durch das Vertauschen zweier Phasen erzeugt werden. Die meisten Betriebsmittel (Kabel, Freileitungen, Transformatoren usw. sprich passive Komponenten) besitzen im Mit- und Gegensystem das gleiche Verhalten und somit keine Vorzugsrichtung. Bei rotierenden Maschinen hingegen sind das Mit- und Gegensystem, aufgrund der Vorzugsrichtung in Drehrichtung, unterschiedlich.
- Nullsystem (z.B. Spannung: $\underline{U}_{(0)}$):
Im Mit- und Gegensystem weisen die Phasen eine Phasenverschiebung von 120° auf, wodurch diese ein mit- und gegenläufiges Drehfeld bilden. Bei dem Nullsystem hingegen weisen die drei Phasen keinen zeitlichen Versatz auf, und es kann bei den Strömen daher nur existieren, wenn ein vierter Leiter (Rückleitung über Neutralleiter oder Erdreich) vorhanden ist. Besteht keine Rückleitung, summieren sich die Ströme zu null und es ist kein Nullsystem vorhanden.

2 Grundlagen

Die symmetrischen Komponenten werden über die in Matrixschreibweise dargestellte Form in Gleichung 2.14 aus den Effektivwertzeigern (Amplitudenzeigern) von Strömen und Spannungen (hier mit Spannungen beschrieben) transformiert. Gleichung 2.15 beschreibt die sich daraus ergebende Transformationsmatrix.

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{(0)} \\ \underline{U}_{(1)} \\ \underline{U}_{(2)} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_{L1N} \\ \underline{U}_{L2N} \\ \underline{U}_{L3N} \end{bmatrix} = \underline{T} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_{L1N} \\ \underline{U}_{L2N} \\ \underline{U}_{L3N} \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

$$\underline{T} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

Anhand von Gleichung 2.16 können die Größen aus den symmetrischen Komponenten in die Leitergrößen zurücktransformiert werden (Enttransformationsmatrix, siehe Gleichung 2.17).

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{L1N} \\ \underline{U}_{L2N} \\ \underline{U}_{L3N} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_{(0)} \\ \underline{U}_{(1)} \\ \underline{U}_{(2)} \end{bmatrix} = \underline{T}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_{(0)} \\ \underline{U}_{(1)} \\ \underline{U}_{(2)} \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

$$\underline{T}^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

Abbildung 2.6 zeigt grafisch die Transformation einer Spannung in die symmetrischen Komponenten. Bei einer symmetrischen Spannung ist nur im Mitsystem und nicht im Gegen- und Nullsystem eine Spannungsquelle vorhanden. Der in Abbildung 2.6a im Nullsystem dargestellte Schalter ist je nach Sternpunktbehandlung geöffnet bzw. geschlossen. Bei einer unsymmetrischen Spannung (allgemeinen Spannung) ist im Vergleich zu einer symmetrischen Spannung auch eine Spannungsquelle im Gegen- und Nullsystem vorhanden (siehe Abbildung 2.6b).

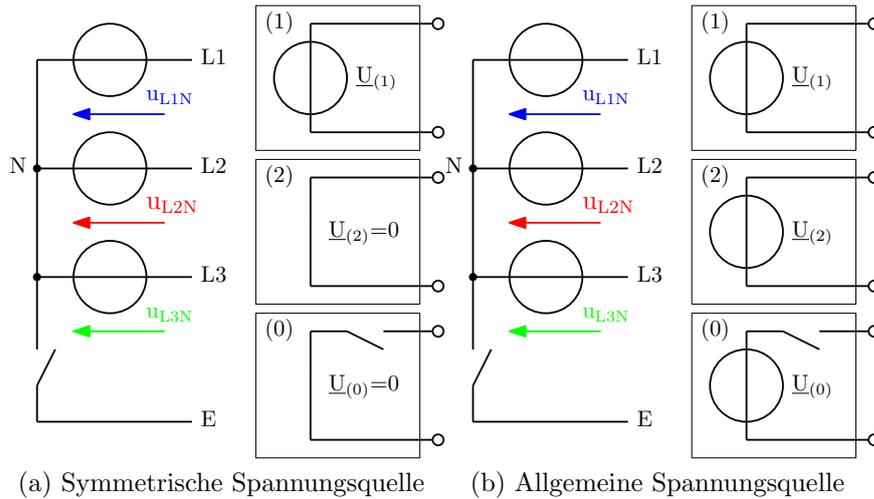


Abbildung 2.6: Transformation einer Spannungsquelle in die symmetrischen Komponenten, selbst erstellt nach [11]

Für Betriebsmittel können die Impedanzen im Mit-, Gegen- und Nullsystem berechnet oder messtechnisch ermittelt werden. Die Berechnung der Impedanzen in den symmetrischen Komponenten soll anhand eines Elementar-Längsachtpols, wie in Abbildung 2.7, beschrieben werden.

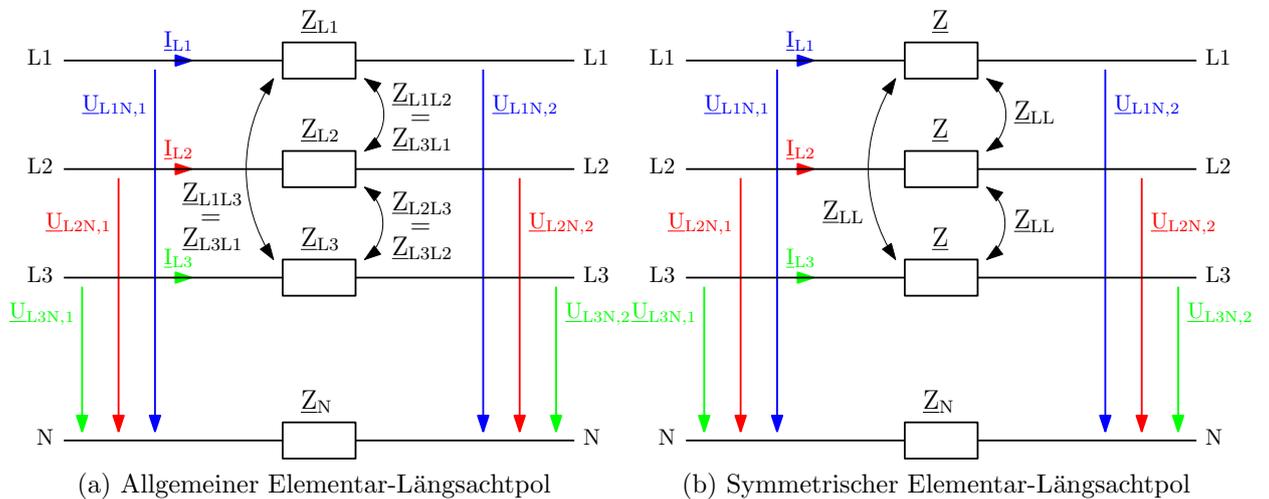


Abbildung 2.7: Elementar-Längsachtpol, selbst erstellt nach [11]

Das Gleichungssystem für einen allgemeinen Elementar-Längsachtpol nach Abbildung

2 Grundlagen

2.7a kann durch Gleichung 2.18 angeschrieben werden.

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{L1N,1} \\ \underline{U}_{L2N,1} \\ \underline{U}_{L3N,1} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \underline{U}_{L1N,2} \\ \underline{U}_{L2N,2} \\ \underline{U}_{L3N,2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \underline{U}_{L1N} \\ \Delta \underline{U}_{L2N} \\ \Delta \underline{U}_{L3N} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{L1} + \underline{Z}_N & \underline{Z}_{L1L2} + \underline{Z}_N & \underline{Z}_{L1L3} + \underline{Z}_N \\ \underline{Z}_{L2L1} + \underline{Z}_N & \underline{Z}_{L2} + \underline{Z}_N & \underline{Z}_{L2L3} + \underline{Z}_N \\ \underline{Z}_{L3L1} + \underline{Z}_N & \underline{Z}_{L3L2} + \underline{Z}_N & \underline{Z}_{L3} + \underline{Z}_N \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{I}_{L1} \\ \underline{I}_{L2} \\ \underline{I}_{L3} \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

Die Spannungen und die Ströme können mit Hilfe der Transformations- und Enttransformationsmatrix durch die symmetrischen Komponenten ausgedrückt werden:

$$\begin{bmatrix} \Delta \underline{U}_{(0)} \\ \Delta \underline{U}_{(1)} \\ \Delta \underline{U}_{(2)} \end{bmatrix} = \underline{T} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \underline{U}_{L1N} \\ \Delta \underline{U}_{L2N} \\ \Delta \underline{U}_{L3N} \end{bmatrix} \text{ und } \begin{bmatrix} \underline{I}_{L1} \\ \underline{I}_{L2} \\ \underline{I}_{L3} \end{bmatrix} = \underline{T}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_{(0)} \\ \underline{I}_{(1)} \\ \underline{I}_{(2)} \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

Werden diese in Gleichung 2.20 eingesetzt, erhält man die Impedanzmatrix in symmetrischen Komponenten $\underline{Z}_{(0)(1)(2)}$ durch folgende Gleichung:

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} \Delta \underline{U}_{L1N} \\ \Delta \underline{U}_{L2N} \\ \Delta \underline{U}_{L3N} \end{bmatrix} &= \underline{T} \cdot \begin{bmatrix} \underline{Z}_{L1} + \underline{Z}_N & \underline{Z}_{L1L2} + \underline{Z}_N & \underline{Z}_{L1L3} + \underline{Z}_N \\ \underline{Z}_{L2L1} + \underline{Z}_N & \underline{Z}_{L2} + \underline{Z}_N & \underline{Z}_{L2L3} + \underline{Z}_N \\ \underline{Z}_{L3L1} + \underline{Z}_N & \underline{Z}_{L3L2} + \underline{Z}_N & \underline{Z}_{L3} + \underline{Z}_N \end{bmatrix} \cdot \underline{T}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_{(0)} \\ \underline{I}_{(1)} \\ \underline{I}_{(2)} \end{bmatrix} \\ &= \underline{Z}_{(0)(1)(2)} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_{(0)} \\ \underline{I}_{(1)} \\ \underline{I}_{(2)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{(0)} & \underline{Z}_{(0)(1)} & \underline{Z}_{(0)(2)} \\ \underline{Z}_{(1)(0)} & \underline{Z}_{(1)} & \underline{Z}_{(1)(2)} \\ \underline{Z}_{(2)(0)} & \underline{Z}_{(2)(1)} & \underline{Z}_{(2)} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_{(0)} \\ \underline{I}_{(1)} \\ \underline{I}_{(2)} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (2.20)$$

Aus Gleichung 2.20 erkennt man, dass eine Vereinfachung der Berechnung durch die symmetrischen Komponenten nur bei einem symmetrischen Aufbau der Leitung nach Abbildung 2.7b gegeben ist. Dabei vereinfachen sich die Impedanzen folgendermaßen:

- $\underline{Z}_{L1} = \underline{Z}_{L2} = \underline{Z}_{L3} = \underline{Z}$
- $\underline{Z}_{L1L2} = \underline{Z}_{L2L3} = \underline{Z}_{L3L1} = \underline{Z}_{LL}$

Aufgrund der Vereinfachung reduziert sich die Matrix $\underline{Z}_{(0)(1)(2)}$ auf eine Diagonalmatrix nach Gleichung 2.21 und kann wie in Abbildung 2.8 dargestellt werden.

$$\underline{Z}_{(0)(1)(2)} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{(0)} & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_{(1)} & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_{(2)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z} + 2 \cdot \underline{Z}_{LL} + 3 \cdot \underline{Z}_N & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z} - \underline{Z}_{LL} & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z} - \underline{Z}_{LL} \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

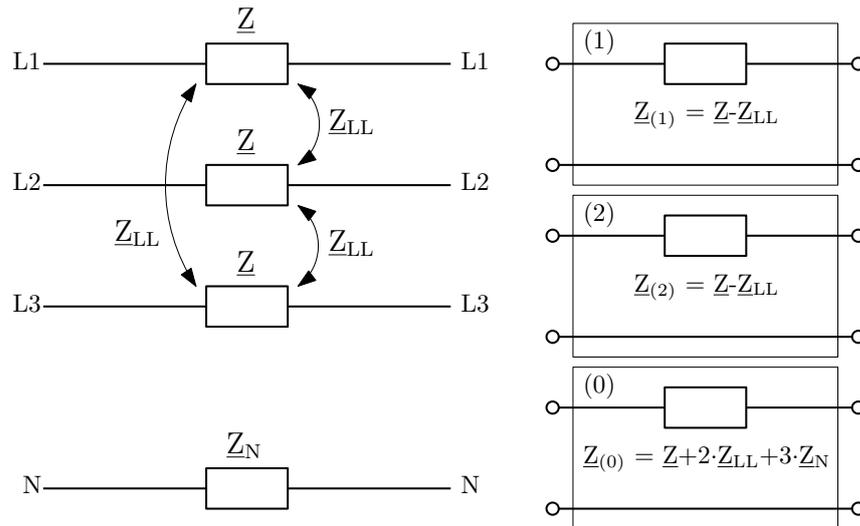


Abbildung 2.8: Impedanzen eines Elementar-Längsachtpoles in symmetrischen Komponenten, selbst erstellt nach [11]

Abbildung 2.9 zeigt, dass - wie beim Elementar-Längsachtpol - die Admittanzen eines Elementar-Querachtpols ebenfalls in die symmetrischen Komponenten umgerechnet werden können.

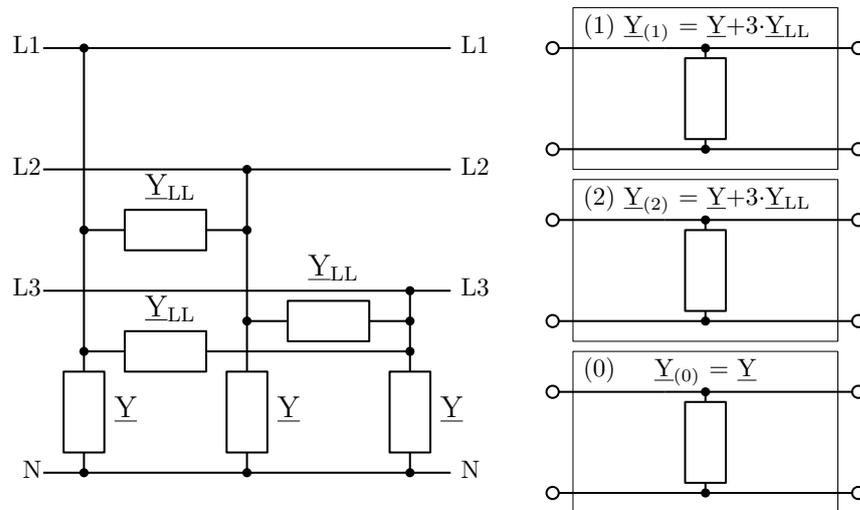


Abbildung 2.9: Admittanzen eines Elementar-Querachtpoles in symmetrischen Komponenten, selbst erstellt nach [11]

2.1.2 Raumzeiger

Die symmetrischen Komponenten werden aus den Effektivwertzeigern der Phasengrößen erzeugt und erlauben eine komfortable Beschreibung eines Drehstromsystems bei si-

nusförmigen Phasengrößen. Bei der Transformation von Raumzeigern werden die Momentanwerte der Phasengrößen herangezogen, wodurch diese auch für nicht-sinusförmige Phasengrößen angewandt werden können. Die Transformation in einen Raumzeiger und in eine Nullgröße erfolgt durch die Gleichungen 2.22 und 2.23.

$$\underline{u}(t) = \frac{2}{3}[u_{L1N}(t) + \underline{a} \cdot u_{L2N}(t) + \underline{a}^2 \cdot u_{L3N}(t)] \quad (2.22)$$

$$u_0(t) = \frac{1}{3}[u_{L1N}(t) + u_{L2N}(t) + u_{L3N}(t)] \quad (2.23)$$

2.1.3 Clarke-Transformation (α - β -Koordinatensystem)

Mit Hilfe des Drehoperators in Gleichung 2.5 und einer Zerlegung des Raumzeigers aus Gleichung 2.22 in Real- und Imaginärteil sowie einer Umbenennung in u_α und u_β kann der Raumzeiger folgendermaßen angeschrieben werden:

$$\begin{bmatrix} u_\alpha \\ u_\beta \\ u_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{3} & -\frac{\sqrt{3}}{3} \\ \frac{1}{3} & \frac{1}{3} & \frac{1}{3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{L1N} \\ u_{L2N} \\ u_{L3N} \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

Aus den Größen im α - β -Koordinatensystem kann mit der folgenden Transformationsvorschrift in Gleichung 2.25 auf die Phasengrößen umgerechnet werden.

$$\begin{bmatrix} u_{L1N} \\ u_{L2N} \\ u_{L3N} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_\alpha \\ u_\beta \\ u_0 \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

Können die Ausgangsgrößen durch Effektivwertzeiger gebildet werden (sinusförmige Ausgangsgrößen mit gleicher Frequenz), ist es möglich, diese durch die Gleichung 2.26 aus den Phasengrößen und durch die Gleichung 2.27 in die Phasengrößen zu transformieren.

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_\alpha \\ \underline{U}_\beta \\ \underline{U}_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{3} & -\frac{\sqrt{3}}{3} \\ \frac{1}{3} & \frac{1}{3} & \frac{1}{3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_{L1N} \\ \underline{U}_{L2N} \\ \underline{U}_{L3N} \end{bmatrix} \quad (2.26)$$

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{L1N} \\ \underline{U}_{L2N} \\ \underline{U}_{L3N} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_\alpha \\ \underline{U}_\beta \\ \underline{U}_0 \end{bmatrix} \quad (2.27)$$

Werden die Phasengrößen über die Gleichung 2.14 in symmetrischen Komponenten ausgedrückt, können die Größen im α - β -Koordinatensystem aus diesen anhand der Gleichung 2.28 berechnet werden.

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_\alpha \\ \underline{U}_\beta \\ \underline{U}_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{3} & -\frac{\sqrt{3}}{3} \\ \frac{1}{3} & \frac{1}{3} & \frac{1}{3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_{(0)} \\ \underline{U}_{(1)} \\ \underline{U}_{(2)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 1 \\ 0 & -j & j \\ 1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_{(0)} \\ \underline{U}_{(1)} \\ \underline{U}_{(2)} \end{bmatrix} \quad (2.28)$$

2.1.4 Park-Transformation (d-q-Koordinatensystem)

Im Gegensatz zu den bisher betrachteten Transformationen, welche auf einem ortsfesten Koordinatensystem beruhen, hat die Park-Transformation ein nicht-ruhendes Bezugssystem. Aus diesem Grund beinhaltet die d-q-Transformation zeitabhängige Terme. Die Clarke-Transformation bzw. die Umrechnung in Raumzeiger hat aufgrund ihres ortsfesten Bezugssystem keine zeitabhängige Terme, obwohl die zu transformierenden Größen zeitabhängig sind. Die Gleichungen 2.29 und 2.30 beschreiben die Transformation in das und Enttransformation aus dem d-q-Koordinatensystem.

$$\begin{bmatrix} u_d \\ u_q \\ u_0 \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\Theta) & \cos(\Theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\Theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\Theta) & -\sin(\Theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\Theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{\sqrt{2}}{2} & \frac{\sqrt{2}}{2} & \frac{\sqrt{2}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{L1N} \\ u_{L2N} \\ u_{L3N} \end{bmatrix} \quad (2.29)$$

$$\begin{bmatrix} u_{L1N} \\ u_{L2N} \\ u_{L3N} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\Theta) & -\sin(\Theta) & \frac{\sqrt{2}}{2} \\ \cos(\Theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\Theta - \frac{2\pi}{3}) & \frac{\sqrt{2}}{2} \\ \cos(\Theta + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\Theta + \frac{2\pi}{3}) & \frac{\sqrt{2}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_d \\ u_q \\ u_0 \end{bmatrix} \quad (2.30)$$

Das d-q-Koordinatensystem wird oft zur Beschreibung von rotierenden elektrischen Maschinen verwendet. Wählt man für $\omega_{d,q,0}$ aus der zeitabhängigen Funktion $\Theta(t) = \omega_{d,q,0} \cdot t$ die Kreisfrequenz der elektrischen Maschine, so entspricht die d-Komponente der Längsachse, welche in die Richtung der Phase L1 zum Zeitpunkt null ausgerichtet ist. Die q-Komponente steht senkrecht zur Längsachse.

2.2 Modelle von Betriebsmitteln

In diesem Abschnitt werden die für die folgenden Simulationen und Kurzschlussberechnungen verwendeten Betriebsmittel dargestellt.

2.2.1 Ersatznetz

Das Ersatznetz bildet in den Simulationsmodellen das elektrische Netz ab, in welches die simulierten DEA's über Leitungen einspeisen. In den symmetrischen Komponenten kann dieses, wie in Abbildung 2.10 zu sehen, dargestellt werden. Wird von einem symmetrischen Zustand des Netzes ausgegangen, sind die Mit- und Gegenimpedanz gleich. Ist das Netz starr geerdet, weist auch die Nullimpedanz oft den selben Wert auf wie die beiden anderen symmetrischen Komponenten.

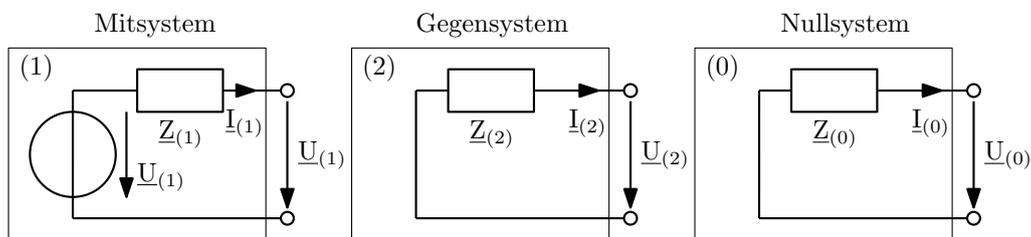


Abbildung 2.10: Ersatzschaltbild eines Ersatznetzes in symmetrischen Komponenten, selbst erstellt nach [15]

Typische Werte für die Kurzschlussleistung S''_K in unterschiedlichen Spannungsebenen sind in Tabelle 2.1 angeführt.

	U_N [kV]	S''_K [GVA]
Höchstspannung	380	25...50
Hochspannung	110...220	2...15
Mittelspannung	10...30	0,1...0,5
Niederspannung	0,4...0,6	0,02...0,05

Tabelle 2.1: Richtwerte für die Kurzschlussleistung, nach [15]

2.2.2 Elektrische Leitungen

Im elektrischen Energiesystem erfolgt die Energieübertragung leitungsgebunden, wobei als Leitung Freileitungen, Kabel und Sammelschienen angesehen werden können. Die

Gleichungen und Modelle für Kabel und Freileitungen haben dieselbe Form und unterscheiden sich lediglich in der Größe der Parameter. Eine homogene und elektrisch kurze Leitung kann, wie in Abbildung 2.11 dargestellt, durch ein T- bzw. π -Ersatzschaltbild beschrieben werden.

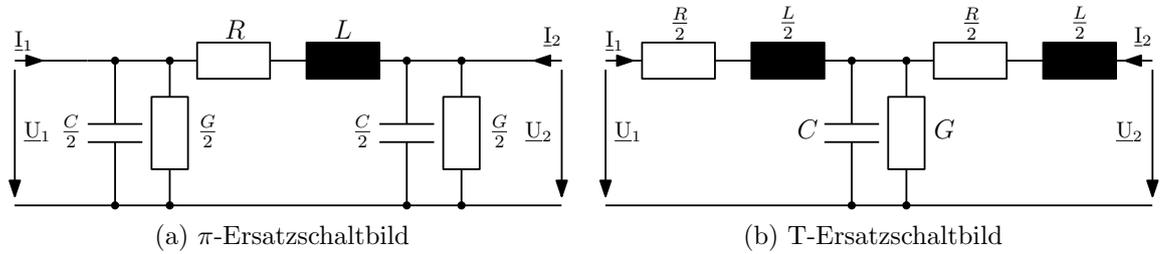


Abbildung 2.11: Ersatzschaltbild einer elektrisch kurzen Leitung, selbst erstellt nach [11]

Abbildung 2.12 zeigt das Ersatzschaltbild einer Drehstromleitung. Dabei sind alle drei Leiter sowie die Erde induktiv und kapazitiv miteinander gekoppelt. Die Impedanzen können, wie im Abschnitt 2.1.1 beschrieben, in die symmetrischen Komponenten transformiert und das Mit-, Gegen- und Nullsystem durch ein T- oder π -Ersatzschaltbild nach Abbildung 2.11 beschrieben werden. Die Leitungen haben keine Vorzugsrichtung für die Drehrichtung, und somit sind die Mit- und Gegenimpedanz gleich.

Die Parameter werden typischerweise in kilometerbezogenen Größen angegeben.

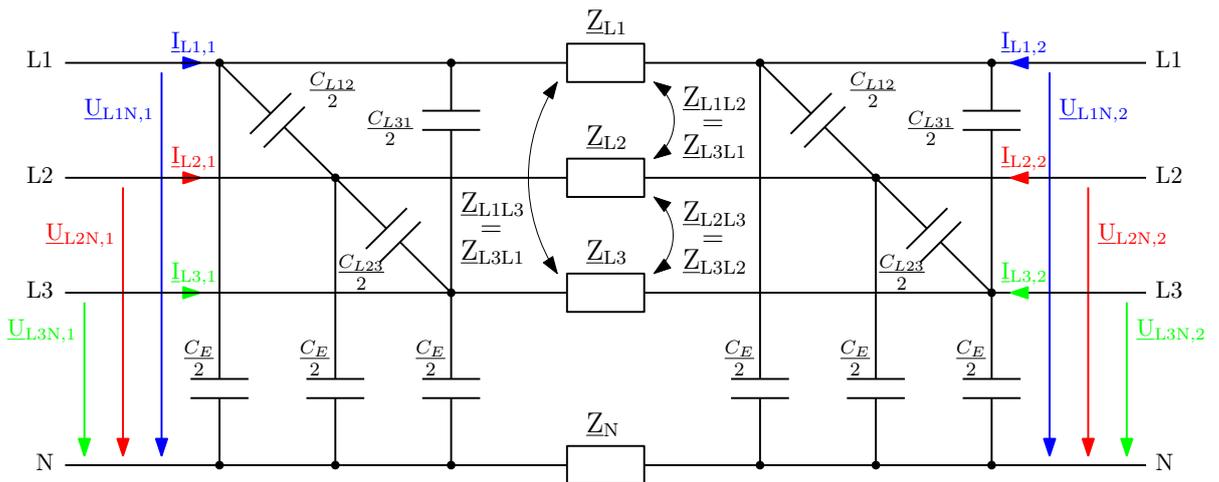


Abbildung 2.12: Ersatzschaltbild einer Drehstromleitung, selbst erstellt nach [13]

2.2.3 Transformator

Das einfachste Modell für die rechnerische Betrachtung eines Transformators ist ein idealer Übertrager, welcher die Spannung und den Strom mit einem Übersetzungsverhältnis \ddot{u} transformiert. Aufgrund der Schaltgruppe muss bei einem Drehstromtransformator dies berücksichtigt werden, wodurch zusätzlich zur Veränderung der Spannungshöhe auch eine Drehung auftritt und das Übertragungsverhältnis wie in Gleichung 2.31 komplex wird.

$$\ddot{u} = \frac{U_{N,OS}}{U_{N,US}} \quad \text{bzw.} \quad \underline{\ddot{u}} = \ddot{u} \cdot e^{jk \cdot 30} = \frac{U_{N,OS}}{U_{N,US}} \cdot e^{jk \cdot 30} \quad (2.31)$$

Das Modell eines idealen Übertragers reicht für Untersuchungen oftmals nicht aus. Ein Ersatzschaltbild für das Mitsystem eines Drehstromtransformators mit Berücksichtigung der Streuinduktivitäten, der Wicklungsverluste sowie des Magnetisierungsstroms und der Eisenverluste ist in Abbildung 2.13 dargestellt. Das Ersatzschaltbild des Gegensystems ist ident zu dem des Mitsystems, und im Nullsystem ist das Ersatzschaltbild abhängig von der Schaltgruppe und der Sternpunktbehandlung an der Ober- und Unterspannungsseite des Transformators.

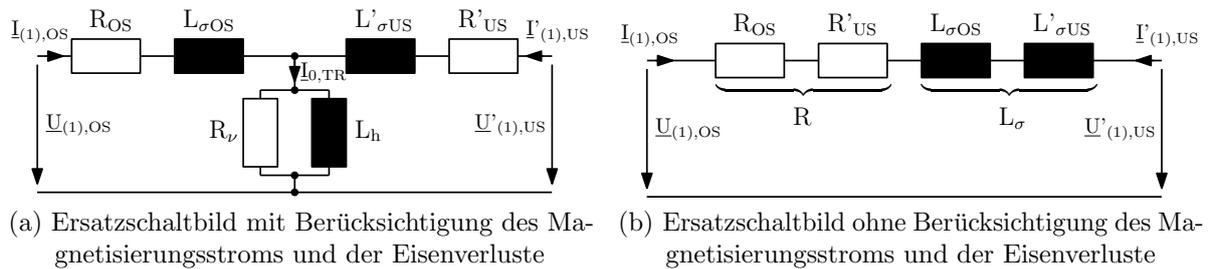


Abbildung 2.13: Ersatzschaltbild eines Transformators, selbst erstellt nach [11]

Die Parameter der Ersatzschaltbilder aus Abbildung 2.13 können anhand der folgenden Gleichungen bestimmt werden:

$$R'_{US} = \underline{\ddot{u}}^2 * R_{US} \quad \text{bzw.} \quad L'_{\sigma,US} = \underline{\ddot{u}}^2 * L_{\sigma,US} \quad (2.32)$$

$$R_v = \frac{U_{N,OS}^2}{P_V} \quad (2.33)$$

$$R_v || \omega L_h = \frac{U_{N,OS}}{\sqrt{3} \cdot I_{0,TR}} \quad (2.34)$$

$$R_{OS} + R'_{US} = R = \frac{U_{k,OS}^2}{P_K} \quad (2.35)$$

$$\begin{aligned} Z_K &= \sqrt{R^2 + (\omega \cdot L_\sigma)^2} = \frac{U_{k,OS}}{\sqrt{3}I_{N,OS}} \\ &= \frac{u_{r,TR}}{100\%} \frac{U_{N,OS}^2}{S_N} + j \sqrt{\frac{u_{k,TR}^2 - u_{r,TR}^2}{100\%}} \frac{U_{N,OS}^2}{S_N} \end{aligned} \quad (2.36)$$

2.2.4 Synchrongenerator

Die Beschreibung der Synchronmaschine erfolgt in diesem Abschnitt im d-q-Koordinatensystem, wobei dieses so gewählt wird, dass die magnetische Vorzugsrichtung in der d-Achse liegt. Der Erregerkreis (Index fd) wird dabei in dieser Richtung durch eine Gleichspannungsquelle versorgt. Die kurzgeschlossene Dämpferwicklung wird in eine d- und q-Komponente zerlegt. Für die Beschreibung der Synchronmaschine können mehrere Dämpferersatzwicklungen betrachtet werden. Für eine Schenkelpolmaschine werden typischerweise in d- und q-Richtung jeweils eine und bei der Vollpolmaschine in d-Richtung eine und in q-Richtung zwei Dämpferkreise berücksichtigt. Die folgenden Betrachtungen beziehen sich auf die Schenkelpolmaschine. Somit lässt sich für die Synchronmaschine das Ersatzschaltbild im d-q-Koordinatensystem wie in Abbildung 2.14 darstellen und durch sechs Spannungs- und Flussverkettungsgleichungen mit den Gleichungen 2.38 bis 2.49 beschreiben. Die Läuferkopplungsreaktanz wird dabei nicht berücksichtigt, und es folgender Zusammenhang erstellt:

$$L_d = L_{hd} + L_\sigma \quad \text{bzw.} \quad L_q = L_{hq} + L_\sigma \quad (2.37)$$

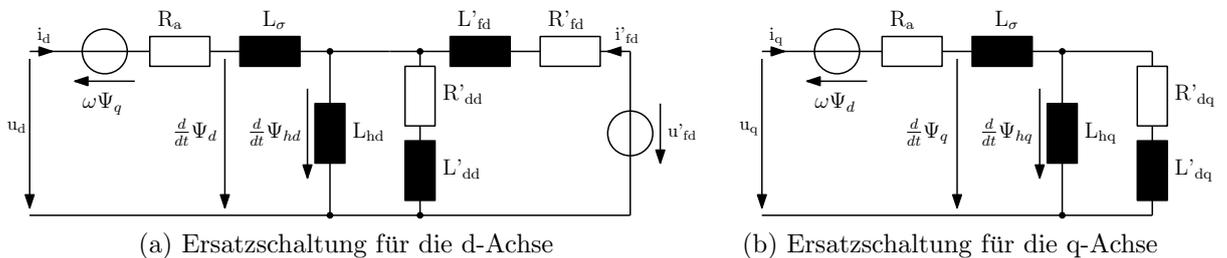


Abbildung 2.14: Ersatzschaltbilder in d- und q-Achse eines Synchrongenerators, selbst erstellt nach [10], [14], [16]

2 Grundlagen

Spannungsgleichungen:

$$u_d = R_a i_d + \dot{\Psi}_d - \omega_L \Psi_q \quad (2.38)$$

$$u_q = R_a i_q + \dot{\Psi}_q - \omega_L \Psi_d \quad (2.39)$$

$$u_0 = R_0 i_0 + \dot{\Psi}_0 \quad (2.40)$$

$$u'_f = R'_f i'_f + \dot{\Psi}'_f \quad (2.41)$$

$$0 = R'_{dd} i'_d + \dot{\Psi}'_d \quad (2.42)$$

$$0 = R'_{dq} i'_q + \dot{\Psi}'_q \quad (2.43)$$

Flussverkettungsgleichungen:

$$\Psi_d = L_d i_d + L_{hd} i'_D + L_{hd} i'_f \quad (2.44)$$

$$\Psi_q = L_q i_q + L_{hq} i'_q \quad (2.45)$$

$$\Psi_0 = L_0 i_0 \quad (2.46)$$

$$\Psi'_{fd} = L'_{fd} i'_f + L_{hd} i_d + L_{hd} i'_d \quad (2.47)$$

$$\Psi'_{dd} = L'_{dd} i'_d + L_{hd} i_d + L_{hd} i'_f \quad (2.48)$$

$$\Psi'_{dq} = L'_{dq} i'_q + L_{hq} i_q \quad (2.49)$$

Für den Synchrongenerator kann die folgende Bewegungsgleichung angegeben werden:

$$J \frac{d\omega_L}{dt} = p(M_{Mech} - M_{el}) \quad (2.50)$$

Aus den oben angeführten Gleichungen für die Spannungen und Flussverkettungen lässt sich bei einem Fehlerfall der Kurzschlussstrom berechnen. Der prinzipielle zeitliche Verlauf eines 3-poligen Kurzschlussstromes ist in Abbildung 2.15 dargestellt und kann anhand der Gleichung 2.51 berechnet werden. Die einzelnen Anteile des Kurzschlussstromes werden über die Ersatzgrößen X''_d , X''_q , X'_d , X'_q und X_d bestimmt. Abbildung 2.16 zeigt die Zusammenfassung der Reaktanzen auf die Ersatzgrößen.

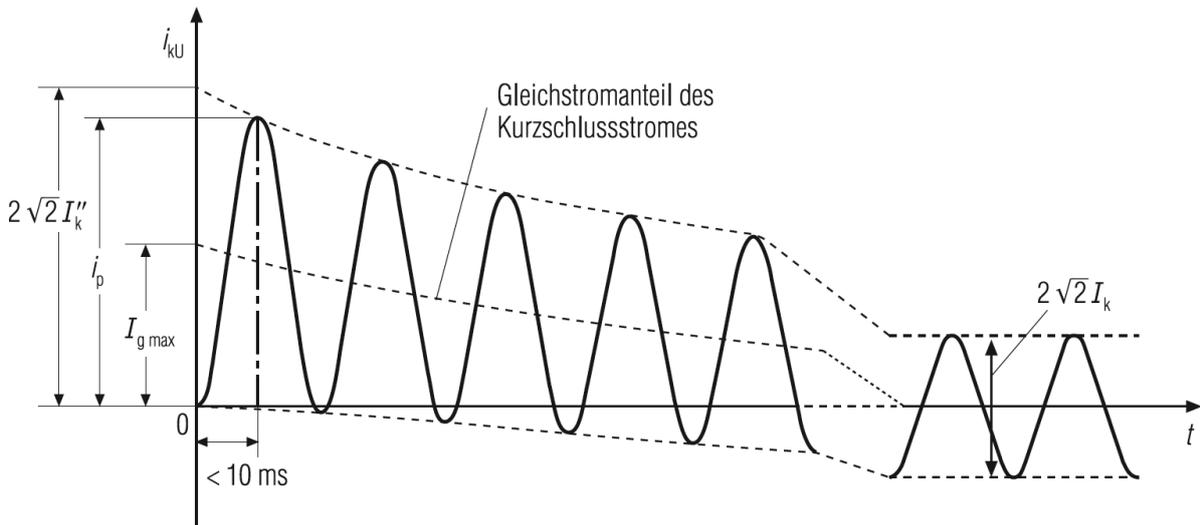


Abbildung 2.15: Prinzipieller zeitlicher Verlauf eines 3-poligen Kurzschlussstromes eines Synchrongenerators, nach [10]

$$\begin{aligned}
 i_{L1}(t) = & \underbrace{-\sqrt{2} \left[\left(\frac{U''_{q0}}{X''_d} - \frac{U'_{q0}}{X'_d} \right) e^{-\frac{t}{T''_d}} + \left(\frac{U'_{q0}}{X'_d} - \frac{U_{q0}}{X_d} \right) e^{-\frac{t}{T'_d}} + \frac{U_{q0}}{X_d} \right]}_{\text{subtransienter, transienter und Dauer-KS-Strom (netzfrequent)}} \cos(\omega t + \varphi_0) \\
 & \underbrace{-\sqrt{2} \left[\left(\frac{U''_{d0}}{X''_q} - \frac{U'_{d0}}{X'_q} \right) e^{-\frac{t}{T''_q}} + \frac{U'_{d0}}{X'_q} e^{-\frac{t}{T'_q}} \right]}_{\text{subtransienter und transienter KS-Strom, klingt auf 0 ab (netzfrequent)}} \sin(\omega t + \varphi_0) \\
 & \underbrace{+ \frac{\sqrt{2}U_{g0}}{2} e^{-\frac{t}{T_a}} \left[\left(\frac{1}{X''_d} + \frac{1}{X''_q} \right) \cos(\varphi_0 + \delta_{0G}) + \left(\frac{1}{X'_d} - \frac{1}{X'_q} \right) \cos(2\omega t + \varphi_0 + \delta_{0G}) \right]}_{\text{Gleichanteil und doppelt netzfrequenter-Anteil}}
 \end{aligned}$$

$$i_{L2}(t) : \varphi_0 \rightarrow \varphi_0 - \frac{2\pi}{3}; \quad i_{L3}(t) : \varphi_0 \rightarrow \varphi_0 - \frac{4\pi}{3}$$

(2.51)

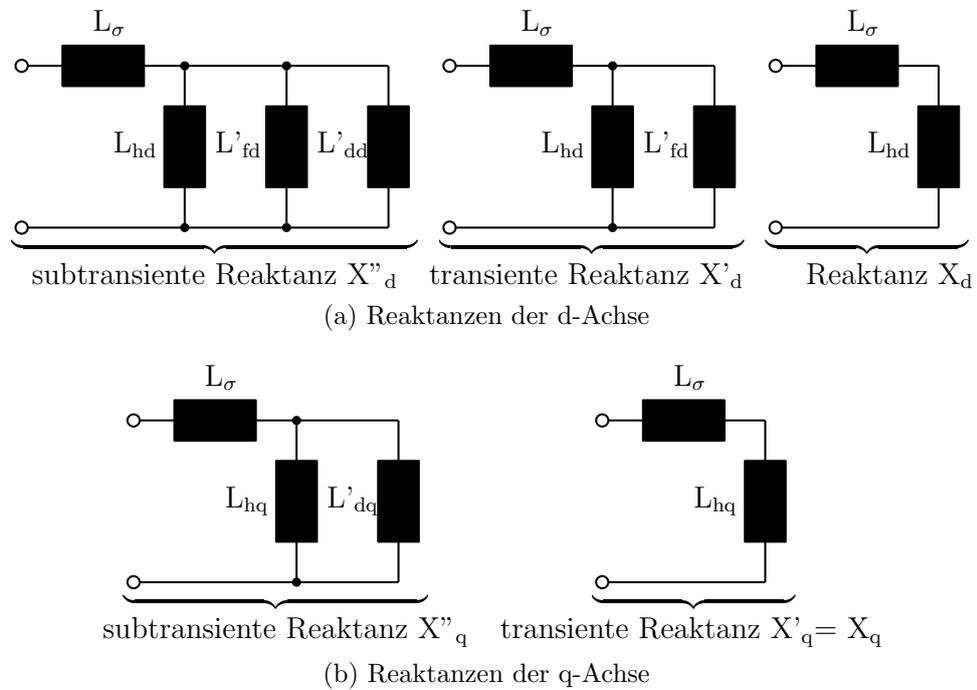


Abbildung 2.16: Ersatzreaktanzen in d- und q-Achse eines Synchrongenerators, selbst erstellt nach [15]

2.2.5 Umrichterbasierte Erzeugungsanlagen

Vor allem Windkraftanlagen (WKA) sowie Photovoltaikanlagen (PVA) speisen ihre Leistung über Umrichter in das öffentliche Netz ein. In Abbildung 2.17 sind diese

dargestellt, wobei zwischen WKA mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator (nur ein Teil der Leistung wird über Umrichter eingespeit) und WKA mit Vollumrichter unterschieden wird.

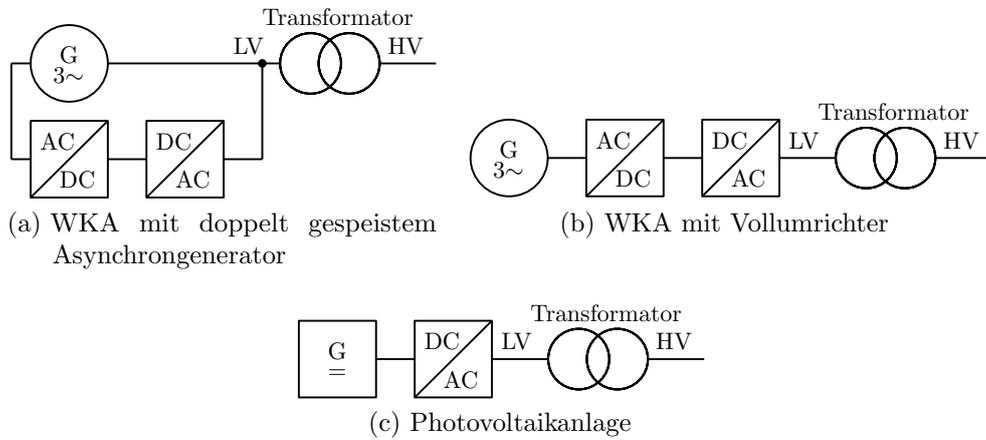


Abbildung 2.17: Umrichterbasierte Erzeugungsanlagen, selbst erstellt nach [15]

WKA mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator wirken in den ersten Perioden eines Kurzschlusses wie ein Asynchrongenerator mit erhöhtem Rotorwiderstand, da der rotorseitige Umrichter zu seinem Schutz deaktiviert wird. Bei Erzeugungsanlagen mit Vollumrichtern wird die Erzeugungseinheit vom Netz praktisch entkoppelt, und somit können diese Einspeiser gleich behandelt werden, da der netzseitige Umrichter das Verhalten bestimmt. Bei einem Kurzschlussverhalten reagiert die Regelung sehr rasch, und die Erzeugungsanlagen können im Allgemeinen als Stromquelle betrachtet werden. Der maximale Kurzschlussstrom liegt dabei nur etwas über dem Nennstrom und besitzt keinen DC-Anteil. Abbildung 2.18 zeigt die Modellierung einer Erzeugungsanlage mit Vollumrichter im Mit-, Gegen- und Nullsystem, und die Abbildung 2.19 vergleicht die Kurzschlussströme unterschiedlicher Erzeugungsanlagen.

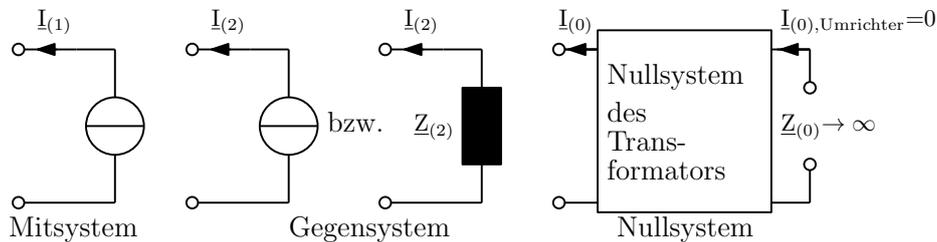
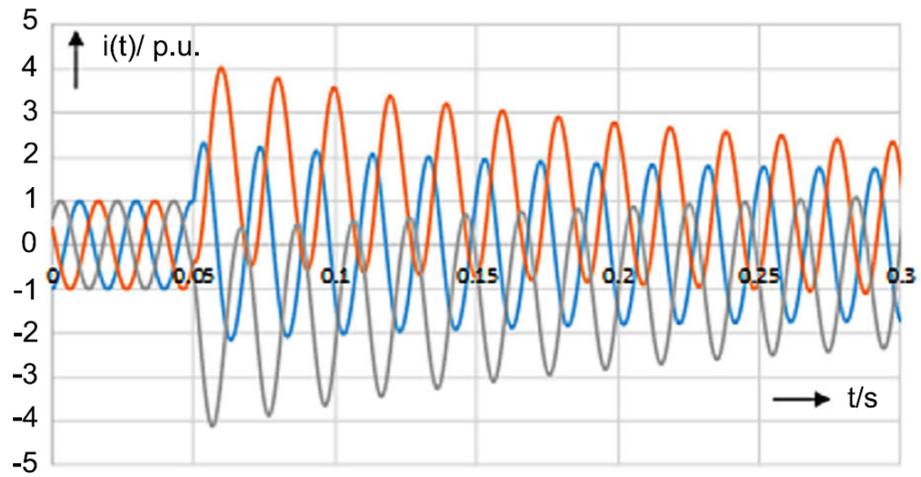
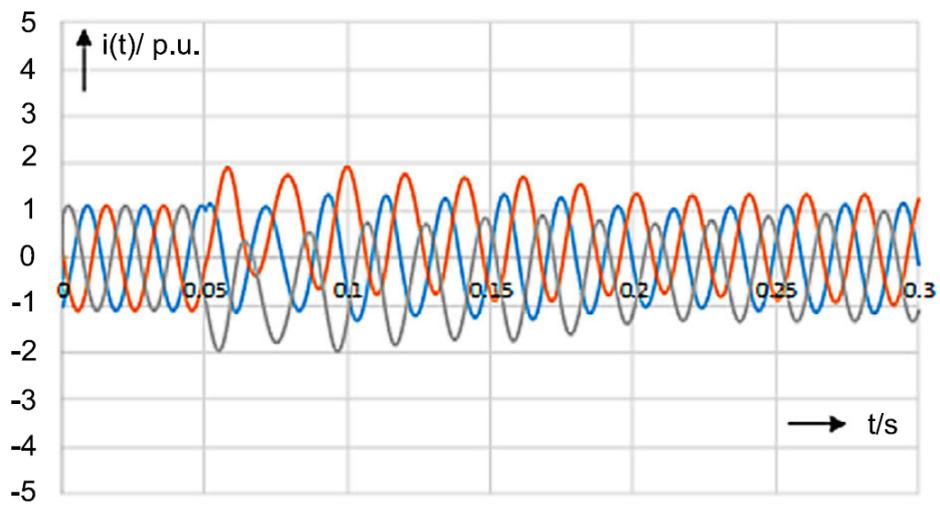


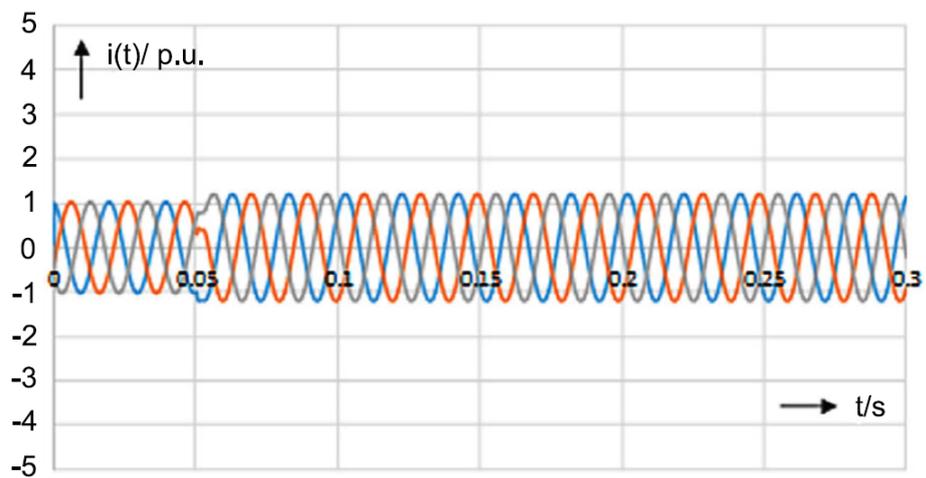
Abbildung 2.18: Mit-, Gegen- und Nullsystem einer Erzeugungsanlage mit Vollumrichter, selbst erstellt nach [15]



(a) Kurzschlussstrom eines Synchrongenerators



(b) Kurzschlussstrom einer WKA-DFIG



(c) Kurzschlussstrom eines WKA-Vollumrichters

Abbildung 2.19: Vergleich von Kurzschlussströmen unterschiedlicher Erzeugungsanlagen, nach [17]

2.3 Berechnung von Kurz- und Erdschlüssen

Grundsätzlich kann zwischen Betriebs- und Fehlerzustand unterschieden werden. Für Untersuchungen im fehlerfreien Betrieb werden Lastflussberechnungen angestellt, damit beispielhaft die Auslastung von Leitungen oder Knotenspannungen berechnet werden kann.

Kurz- bzw. Erdschlüsse sind Fehlerzustände, welche aufgrund einer Überbrückung bzw. eines Überschlages zwischen mehreren Leitern oder zwischen Leiter(n) und Erde zustande kommen. Bei einem Isolationsverlust eines Leiters mit Erde wird der Fehlerzustand maßgebend von der Sternpunktterdung bestimmt. Abbildung 2.20 zeigt unterschiedliche Sternpunktbehandlungen. In einem Netz mit isoliertem bzw. kompensiertem Netz spricht man bei einem Isolationsverlust zwischen einem Leiter und Erde nicht von einem Kurzschluss, sondern von einem Erdschluss. Tabelle 2.2 zeigt die Anwendungsgebiete sowie die Vor- und Nachteile der einzelnen Sternpunktbehandlungen.

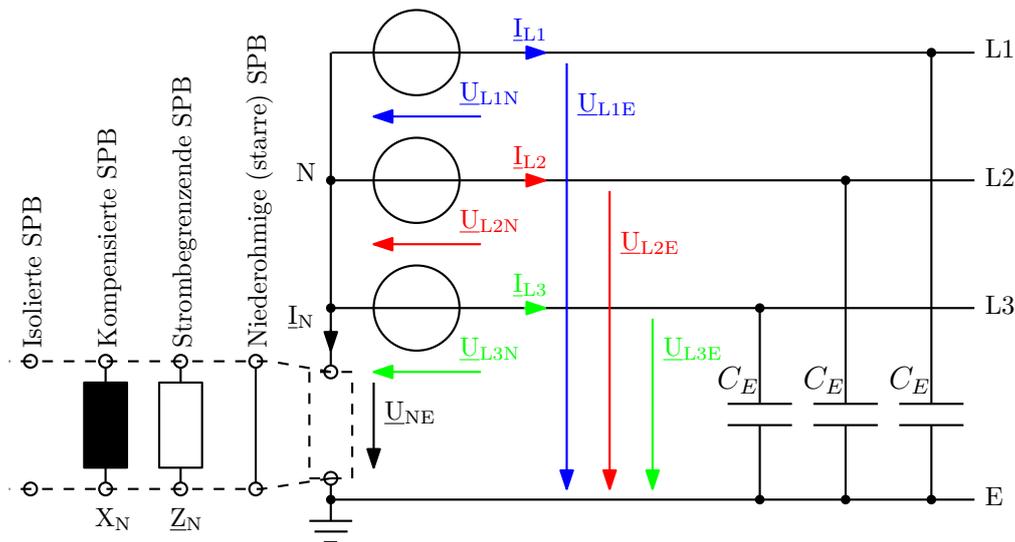


Abbildung 2.20: Sternpunktbehandlung, selbst erstellt nach [10]

Die Kurzschlussstromberechnung wird in der IEC-Norm 60909-0 [18] beschrieben, wobei laufend Neuerungen bzw. Aktualisierungen vorgenommen werden. Die Beschreibungen beinhalten die Berechnung einzelner Kenngrößen des Kurzschlussstromes für die Dimensionierung der Betriebsmittel, die Ermittlung der für die Kurzschlussstromberechnung erforderlichen Betriebsmittelimpedanzen und die Berechnungsmethoden des Kurzschlussstromes. Hier soll das Ersatzspannungsquellen- und Überlagerungsverfahren, welches nachfolgend für die Verifizierung der Simulationsergebnisse verwendet wird, genannt

werden.

Sternpunktbehandlung	Isolierte SPB	Kompensierte SPB	Strombegrenzende SPB	Niederohmige (starre) SPB
Anwendung	KW-Eigenbedarfnetz; Netze mit geringer Ausdehnung	Freileitungsnetze von 10kV bis 110kV	Kabelnetze von 10kV bis 110kV	Hochspannungsnetze 110kV und höher
Netzausdehnung	sehr begrenzt	begrenzt	unbegrenzt	
$\frac{Z_0}{Z_1}$ an der Fehlerstelle	groß	sehr groß	>4	3...5,5
1-pol. KS-Strom (Grundschwingung)	kapazitiver Erdschlussstrom $I_{CE} = \sqrt{3}\omega C_E U_N$	Erdschlussreststrom $I_{Rest} = \sqrt{3}\omega C_E \cdot d + jv U_N$ <small>d Dämpfungsgrad v Verstimmsgrad</small>	$I''_{K1} = \frac{\sqrt{3} \cdot c \cdot U_N}{2Z_1 + Z_0}$	
$\frac{I''_{K1}}{I''_{K3}}$	$\frac{I_{CE}}{I''_{K3}}$	$\frac{I_{Rest}}{I''_{K3}}$	0,05...0,5	0,5...0,75
Erdfehlerfaktor δ	$\sqrt{3}$ im gesamten Netz		1,4...1,73 an der Fehlerstelle	>1,4 an der Fehlerstelle
Lichtbogenfehler	können von selbst verlöschen		Beseitigung durch KU	
Dauerfehler	Weiterbetrieb mit Einschränkungen möglich		Selektive Abschaltung	
Doppelerdkurzschlussgefahr	ja		nein	

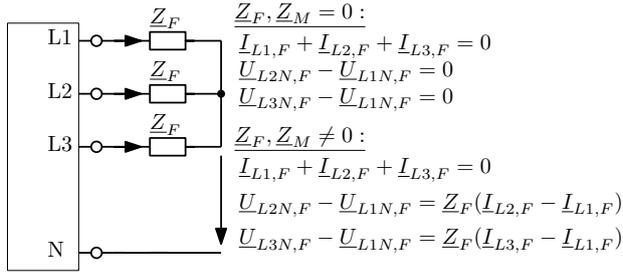
Tabelle 2.2: Sternpunktbehandlung, nach [10], [13]

2.4 Fehlerbedingung in symmetrischen Komponenten

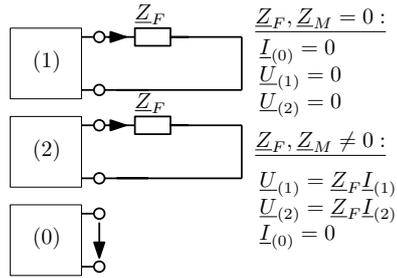
Abbildung 2.21 zeigt für Einfachfehler die Fehlerbedingungen und die Schaltungen der symmetrischen Komponenten sowie die Drehstromgrößen an der Fehlerstelle. Mit Hilfe dieser Bedingungen können die Gleichungen der Spannungen und Ströme für Kurzschlüsse bzw. Erdschlüsse angeschrieben werden und daraus die Kenngrößen eines Kurzschlussstromes für die Auslegung von Betriebsmitteln berechnet werden.

2 Grundlagen

Phasengrößen:

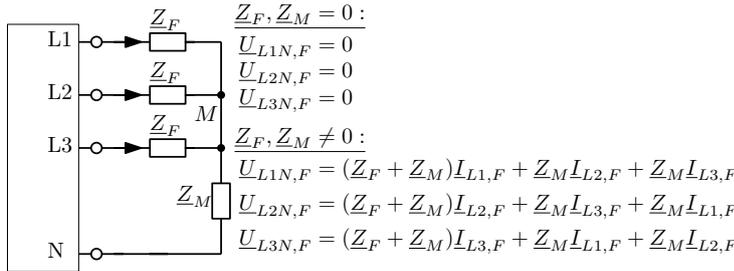


Symmetrische Größen:

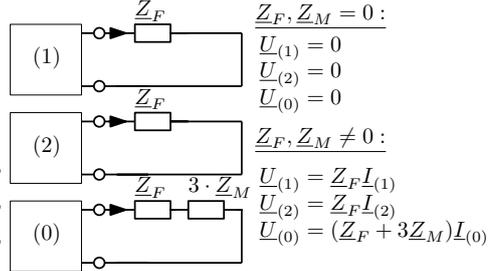


(a) 3-poliger Kurzschluss ohne Erdberührung

Phasengrößen:

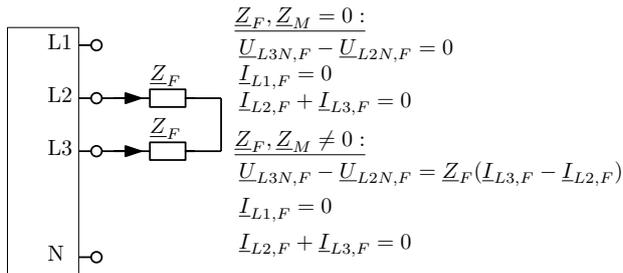


Symmetrische Größen:

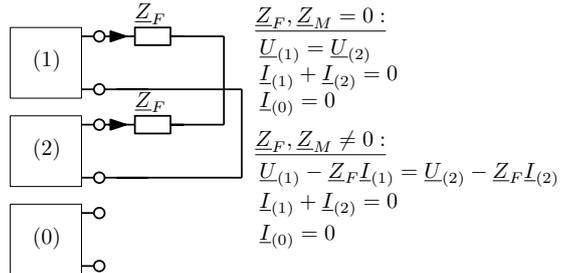


(b) 3-poliger Kurzschluss mit Erdberührung

Phasengrößen:

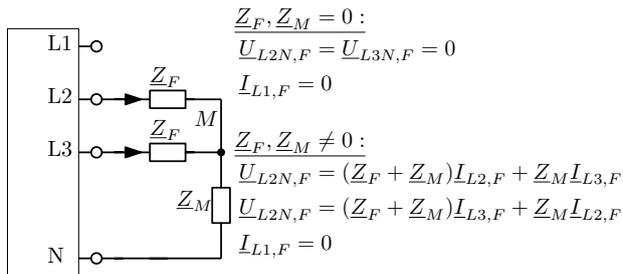


Symmetrische Größen:

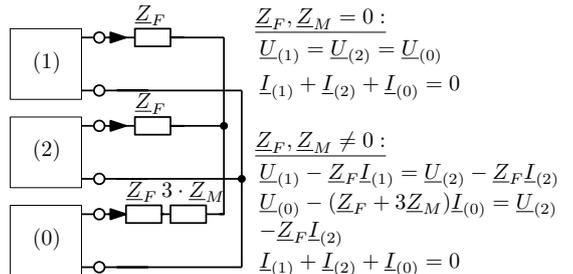


(c) 2-poliger Kurzschluss ohne Erdberührung

Phasengrößen:

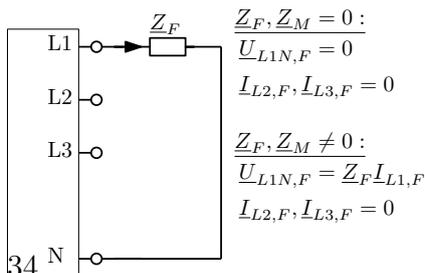


Symmetrische Größen:

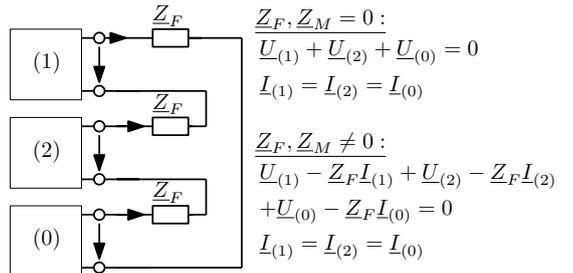


(d) 2-poliger Kurzschluss mit Erdberührung

Phasengrößen:



Symmetrische Größen:



(e) 1-poliger Erd-/Kurzschluss

Abbildung 2.21: Fehlerbedingungen und Schaltungen in symmetrischen Komponenten, selbst erstellt nach [10]

2.5 Grundlagen der Schutztechnik

In diesem Abschnitt werden die allgemeinen Grundlagen der Schutztechnik und insbesondere des Distanzschutzes beschrieben. Für die folgenden Ausführungen des Abschnitts 2.5 wurden die Arbeiten [19], [20], [21] und [22] herangezogen.

Der Netzschutz kann das Auftreten eines Fehlers nicht verhindern, jedoch kann er dessen Auswirkungen so gering wie möglich halten. Dafür muss dieser den Fehler schnell, sicher und selektiv erkennen und notfalls abschalten. Um eine Gefahr für Menschenleben und eine Beschädigung von Betriebsmitteln verhindern zu können, müssen Kurzschlüsse unverzüglich abgeschaltet werden. Bei Erdschlüssen hingegen kann der fehlerbehaftete Netzabschnitt gegebenenfalls weiterbetrieben und eine Meldung abgesetzt werden. Um angemessen auf einen Fehlerfall zu reagieren, muss die Schutzeinrichtung diesen korrekt erkennen können. Um dies zu garantieren, muss ein Schutzsystem die folgenden Anforderungen erfüllen können.

2.5.1 Anforderungen an die Schutztechnik

Die Anforderungen an den Schutz sind oftmals widersprüchlich, wodurch die Auslegung eines Schutzsystems eine komplexe Sache ist und Kompromisse eingegangen werden müssen. Abbildung 2.22 fasst diese Anforderungen in sechs Punkten zusammen.

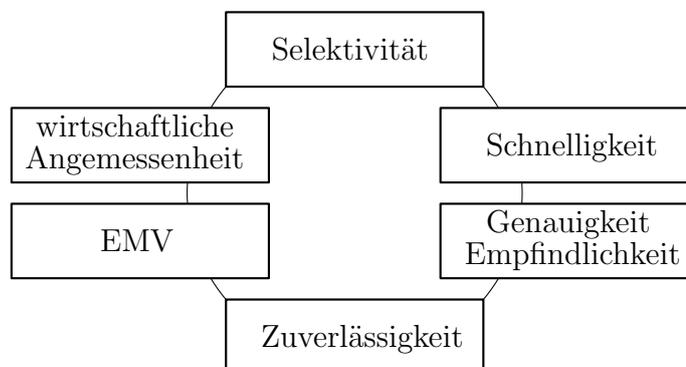


Abbildung 2.22: Anforderungen an die Schutzeinrichtung, selbst erstellt nach [19]

- Selektivität:

Bei der Fehlerort-Selektivität wird durch das Öffnen von Leistungsschaltern nur das fehlerbehaftete Betriebsmittel abgeschaltet, wodurch es zu möglichst geringen Auswirkungen auf den Netzbetrieb kommt. Würden zusätzliche Betriebsmittel bzw.

Netzabschnitte abgeschaltet, erhalte man eine unselektive Auslösung. Wird die Fehlerart (z.B. 2-poliger Kurzschluss in L2 L3 ohne Erdberührung) richtig erkannt, spricht man von einer Fehlerart-Selektivität.

- Schnelligkeit:

Je schneller ein Kurzschluss abgeschaltet wird, desto geringer sind dessen Auswirkungen auf Betriebsmittel bzw. die Personengefährdung. Der Schnelligkeit sind oftmals Grenzen aufgrund der Selektivität (z.B. Zeitverzögerung aufgrund einer Staffelung) bzw. wegen Ausgleichsvorgängen (z.B. Einschaltstrom eines Transformators) gesetzt.

- Genauigkeit, Empfindlichkeit:

Die zu messenden Größen einer Schutzeinrichtung können sehr große Wertebereiche annehmen, wobei der Kurzschlussstrom den vielfachen Wert des Nennstromes haben kann bzw. bei Erdschlüssen der Fehlerstrom kleiner als der Betriebsstrom sein kann. Die Kurzschlussspannung kann ebenfalls Werte von null bis zur Nennspannung annehmen.

Der Schutz muss die Messgrößen für diese Wertebereiche erfassen und das Auslösekriterium aus diesen Größen und aus den eingestellten Parametern bilden können. Die Empfindlichkeit muss dabei ausreichend sein, um einen Fehlerfall von einem Betriebsfall unterscheiden zu können.

- Zuverlässigkeit:

Eine Schutzeinrichtung befindet sich einen Großteil der Betriebszeit in Bereitschaft, muss jedoch zu jeder Zeit ihre Aufgabe zuverlässig erfüllen. Dies bedeutet, dass es beim Auftreten eines Fehlerfalles zu einer korrekten Reaktion der Schutzeinrichtung kommen muss. Ist dies nicht der Fall, spricht man von einer Unterfunktion.

Kommt es im Betriebsfall zu einer Auslösung, ist dies ebenfalls ein fehlerhaftes Verhalten, welches als Überfunktion bezeichnet wird.

- Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV):

Um Fehlfunktionen der Schutzeinrichtung zu verhindern, muss dieses ausreichend vor elektromagnetischen Störfeldern geschützt werden (z.B. geschirmte Kabel).

- Wirtschaftliche Angemessenheit:

Der Investmentaufwand und die Kosten für Wartung und Betrieb einer Schutz-

richtung müssen sich nach dem wirtschaftlichen Wert des zu schützenden Betriebsmittels bzw. der Schadensfolgen richten. Ein Richtwert ist 2% bis 5% des Anlagenwertes, jedoch muss ein Mindestmaß investiert werden, um eine Gefährdung zu verhindern.

2.5.2 Leitungsschutz

Für den Betrieb eines elektrischen Energieversorgungsnetzes benötigt man unterschiedliche Betriebsmittel. Für jede Komponente muss ein funktionierender Schutz vorhanden sein. Dieser kann folgendermaßen eingeteilt werden:

- Schutz von Freileitungen und Kabeln
- Transformatorschutz
- Sammelschienenenschutz
- Motorschutz
- Schutz von Drosselpulen
- Schutz von Kondensatorbänken

Für den Leitungsschutz werden in der Regel folgende Schutzgeräte eingesetzt:

- Überstromschutz
- Überstromrichtungsschutz
- Differenzialschutz
- Distanzschutz

Die Auswahl der Schutzgeräte hängt von Spannungsebene, Netztopologie, Sternpunktbehandlung, Reserveschutzkonzept usw. ab. Um die Zuverlässigkeit des Schutzsystems gewährleisten zu können, wird ein Reserveschutz eingesetzt. Dieser soll die Funktion des Hauptschutzes übernehmen, falls dieser eine Unterfunktion hat. Im nächsten Abschnitt wird der Distanzschutz für den Leitungsschutz näher beschrieben, da dieser Gegenstand der Untersuchungen dieser Arbeit ist.

2.5.3 Distanzschutz

In Abbildung 2.23 ist das Prinzip eines Distanzschutzes dargestellt. Dieser misst, wie Abbildung 2.23a zeigt, aus der Kurzschlussspannung und dem Kurzschlussstrom die Kurzschlussimpedanz und vergleicht diese mit der Leitungsimpedanz. Dafür ordnet der betrachtete Distanzschutz die ermittelte Impedanz einer Zone in einem Auslösepolygon zu, siehe Abbildung 2.23b, und schließt aus der Reaktanz auf den Fehlerort. Dadurch ist eine selektive Auslösung möglich. Der Distanzschutz kann gestaffelt für den Leitungsschutz eingesetzt werden, wodurch eine Reserveschutzfunktion realisiert werden kann (siehe Abbildung 2.23c). Somit kann das vorgelagerte Schutzgerät als Reserveschutz für das nachfolgende fungieren.

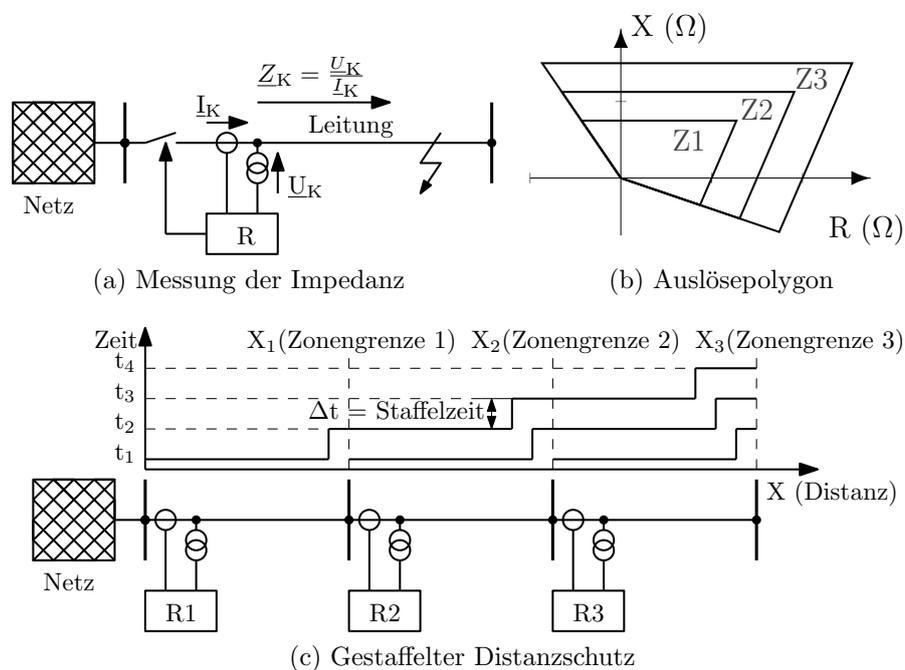


Abbildung 2.23: Prinzip des Distanzschutzes, selbst erstellt nach [22]

Abbildung 2.24 zeigt das Grundprinzip der Funktionsweise eines Distanzschutzes mit einem Messsystem. Dabei steht, vor allem bei älteren Anwendungen, für alle Fehlerarten und Phasen nur ein Messwerk zu Verfügung. Die Auslösezeit kann durch mehrere Messsysteme verringert werden (1-systemiger Distanzschutz $\approx \geq 35\text{ms}$, mehrsystemiger Distanzschutz $\approx \geq 15\text{ms}$), wodurch der mehrsystemige Distanzschutz in der Höchst- und Hochspannung eingesetzt wird. Bei dem mehrsystemigen Distanzschutz gibt es

Geräte mit drei Messschleifen, wobei bei einer Erdanregung die Phase-Erde-Schleifen und bei keiner Erdanregung die Leiter-Leiter-Schleifen berechnet werden. In der analogen elektronisch(statischen) Technik stand jeder Fehlerschleife (L1E, L2E, L3E, L12, L23 und L31) ein eigenes Messwerk für die Berechnung zur Verfügung. Moderne digitale Distanzschutzgeräte berechnen ebenfalls alle sechs Fehlerschleifen gleichzeitig und werten diese aus.

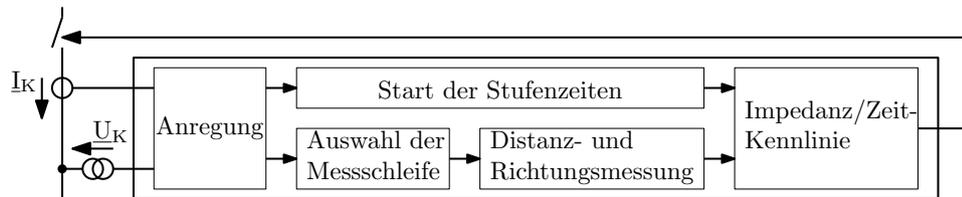


Abbildung 2.24: Funktionsweise des Distanzschutzes, selbst erstellt nach [19]

Bei einem Kurzschluss wird aus den gemessenen Spannungen und Strömen eine Anregung generiert. Dafür muss ein definiertes Anregekriterium (zB.: Überschreiten einer Stromschwelle) über- bzw. unterschritten werden. Dem Distanzschutz stehen folgende Anregeverfahren, welche in Kapitel 3 genauer beschrieben werden, zur Verfügung:

- I-Anregung (Überstrom-Anregung)
- U/I-Anregung (spannungsabhängige Überstrom-Anregung)
- U/I/ φ -Anregung (winkelgesteuerte spannungsabhängige Überstrom-Anregung)
- Z-Anregung (Impedanz-Anregung)

Das eingesetzte Anregeverfahren muss nach den gegebenen Verhältnissen im Netz ausgewählt werden. Die I-Anregung kann eingesetzt werden, wenn der minimale Kurzschlussstrom größer als der maximale Betriebsstrom plus einem Sicherheitsfaktor ist. In einem vermaschten Netz ist diese Bedingung nicht immer erfüllt, wodurch eine spannungsabhängige Überstrom-Anregung verwendet werden muss.

Mit Hilfe der Anregung werden die Fehlerart ermittelt und die Stufenzeiten gestartet. Die zu berechnende Messschleife wird von der Messschleifenauswahl festgelegt und anschließend von der Distanz- und Richtungsbestimmung herangezogen. Ob sich ein Fehler vor oder nach dem Schutzgerät befindet, wird mit der Richtungsbestimmung ermittelt. Die Distanzberechnung berechnet die Kurzschlussimpedanz und bestimmt die Zone, in der diese im Auslösepolygon zu liegen kommt. Mit der parametrisierten Impedanz/Zeit-Kennlinie wird eine Auslösung mit einer definierten Auslösezeit generiert.

2.6 Technische Richtlinien für Erzeugungsanlagen

In technischen Richtlinien werden die Anforderungen an das Verhalten für Erzeugungsanlagen im Betriebs- sowie im Fehlerfall festgelegt. Für eine korrekte Modellierung der Einspeiser müssen diese Richtlinien somit berücksichtigt werden. Um den aktuellen Gegebenheiten bzw. Neuerungen im Bereich der elektrischen Netze gerecht zu werden, kommt es zu einer laufenden Anpassung der technischen Richtlinien. Für Deutschland (Stand April 2018) können folgende Richtlinien für die jeweiligen Spannungsebenen genannt werden:

HöS & HS:

- TransmissionCode 2007 [23]
- EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz [24]

WKA in der HöS & HS:

- Systemdienstleistungsverordnung (SDLWindV) [25]

HS:

- VDE-AR-N 4120 (TAB Hochspannung) [26]

MS:

- Technische Richtlinien Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz [27]

NS:

- VDE-AR-N 4105 (Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz) [28]

In Österreich sind die Anforderungen an das Verhalten von Erzeugungsanlagen in den technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR D4) angeführt.

Wie in der Fragestellung bereits erläutert, soll das Kurzschlussverhalten von unrichterbasierten Einspeisungen auf den Leitungsschutz untersucht werden. Dafür wird ein Windpark mit WKA vom Typ 4 in der 110kV-Spannungsebene untersucht, wodurch in weiterer Folge die technischen Richtlinien für die Hochspannung näher betrachtet werden. In [8], [29], [30] und [31] werden diese beschrieben und nachfolgend für die Erläuterungen in diesem Kapitel herangezogen.

Für den Anschluss einer Erzeugungsanlage in der Hochspannung ist seit 1. Jänner 2015 die VDE-Anwenderrichtlinie 4120 [26] gültig, wobei für Neuanlagen eine Übergangsfrist von zwei Jahren festgelegt wurde. Diese Anwenderrichtlinie ersetzt für diese Spannungsebene den TransmissionCode von 2007 [23] sowie den Leitfaden für den Anschluss von EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz [24]. Für die Höchstspannung gelten weiterhin die bisherigen Richtlinien. Zusätzlich galten für WKA weitere Spezifikationen der SDLWindV [25] aus dem Jahr 2009. Diese Verordnung und deren Überarbeitungen waren bis zum 30. Juni 2017 gültig und legten die zu erfüllenden Anforderungen für stabilisierende Systemdienstleistungen von WKA sowie deren Zertifizierung für die Gewährung des System-Dienstleistungsbonus fest. Damit wurde der steigenden Anzahl von WKA und deren größer werdenden Bedeutung für die Netzstabilität Rechnung getragen.

Da durch die zweijährige Übergangsfrist der VDE-Anwenderrichtlinie 4120 somit für den Zeitraum von 1. Jänner 2017 bis 30. Juni 2017 auch die SDLWindV gültig gewesen wäre, wurde diese damals bis zum 30. Juni 2017 verlängert.

Für die Modellierung der Erzeugungsanlagen in dieser Arbeit werden die SDLWindV und die VDE-AR-N 4120 herangezogen und nachfolgend genauer betrachtet, wobei in den technischen Richtlinien zwischen zwei Typen von Erzeugungsanlagen unterschieden wird:

- Typ 1: Direkt (nur über den Maschinentransformator) ans Netz angebundener Synchrongenerator
- Typ 2: Alle anderen Erzeugungsanlagen

Die Anforderungen an das Verhalten von Erzeugungsanlagen können in statische bzw. quasistatische und dynamische Vorgaben unterteilt werden. Diese gelten für den Netzverknüpfungspunkt, welcher die Stelle im Netz definiert, wo der Einspeiser am Netz des Netzbetreibers angeschlossen wird. Abbildung 2.25 zeigt, dass dieser beispielhaft bei einer einzelnen WKA oberspannungsseitig des Transformators liegen kann, jedoch für einen ganzen Windpark oberspannungsseitig des Windparkumspanners festgelegt sein kann. Dies erfordert eine Umrechnung der Anforderungen vom Netzverknüpfungspunkt auf die Einstellungen der einzelnen WKA des Windparks. Zum Beispiel wird am Netzverknüpfungspunkt ein k-Faktor für die Steuerung der Blindstromeinspeisung gefordert, welcher im Fehlerfall proportional zum Spannungseinbruch eine Blindstromeinspeisung festlegt (nähere Informationen im Abschnitt 2.6.2). Dieser k-Faktor muss beispielhaft nach [26] für einen Windpark nach Gleichung 2.52 unter Berücksichtigung der Transformatoren vom Netzverknüpfungspunkt auf die k-Faktoren der einzelnen WKA umgerechnet

werden.

$$k_i = \frac{c_K}{\frac{1}{k_{Soll}} - u_{k,TRi} \cdot \frac{S_{N,Gi}}{S_{N,Ti}} - u_{k,TR,HS} \cdot \frac{\sum_1^m S_{N,Gi}}{S_{N,TR,HS}}} \quad [26] \quad (2.52)$$

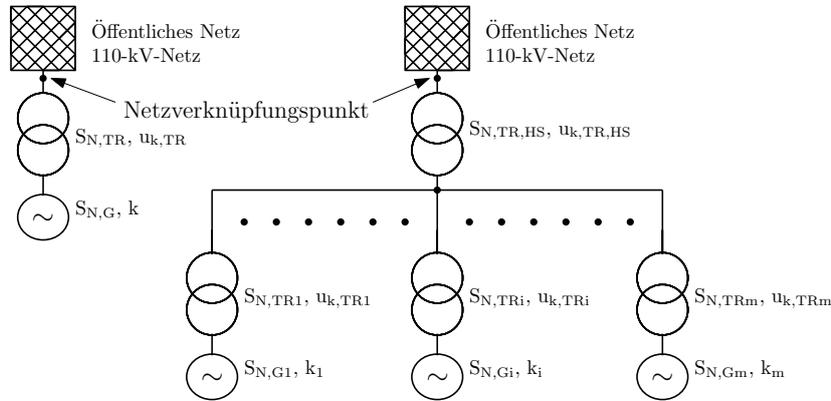


Abbildung 2.25: Netzverknüpfungspunkt, selbst erstellt nach [26]

2.6.1 Anforderungen an das (quasi-)statische Verhalten von Erzeugungsanlagen

Im stationären Betrieb führt eine schwankende Netzlast zu Abweichungen der Netzspannung vom Nennwert. Um diese in einem vorgegebenen Toleranzband halten zu können, muss die Blindleistungseinspeisung der Kraftwerke gegebenenfalls angepasst werden. Durch die immer größer werdende Anzahl bzw. Leistung von EEG-Erzeugungsanlagen (z.B. WKA) müssen sich diese neben den zentralen Großkraftwerken ebenfalls an der Blindleistungsbereitstellung beteiligen. Dabei verlaufen Änderungen der Netzspannung langsam, weshalb von einem statischen bzw. quasistatischen Verhalten gesprochen werden kann. Die zeitlichen Anforderungen an die Arbeitspunktwechsel sind somit nicht kritisch und müssen innerhalb weniger Minuten durchgeführt werden können.

Die Bereitstellung der Blindleistungskapazitäten stellt eine größere Schwierigkeit dar und wird von den technischen Richtlinien unabhängig von der Technologie gefordert. Dies bedeutet, dass die Blindleistung von der WKA oder zum Beispiel auch durch Kondensatorbatterien bzw. Drosselspulen zur Verfügung gestellt werden kann. [25], [26]

In Abbildung 2.26 sind nach der SDLWindV [25] und in Abbildung 2.27 nach der VDE-ARN 4120 [26] jeweils drei unterschiedliche Varianten für die geforderten Leistungsfaktoren in Bezug auf die Spannung bei Betrieb im Nennpunkt am Netzverknüpfungspunkt dargestellt.

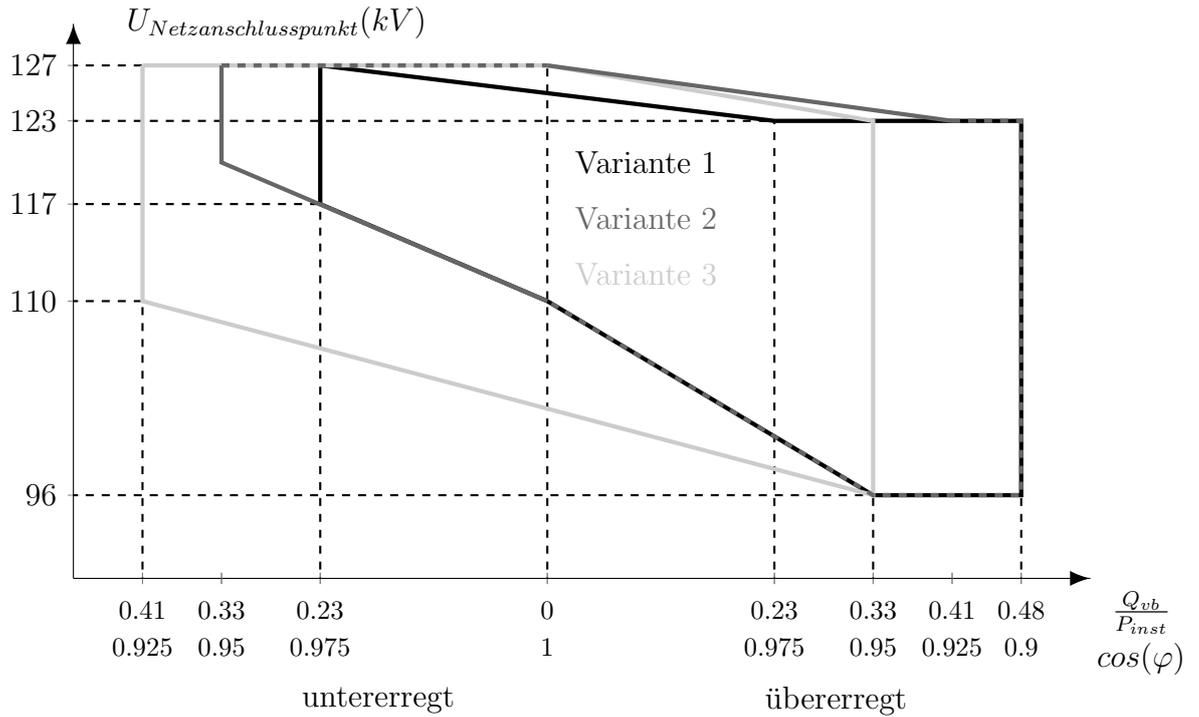


Abbildung 2.26: Statische Blindleistungsanforderung bei P_N nach SDLWindV, selbst erstellt nach [25]

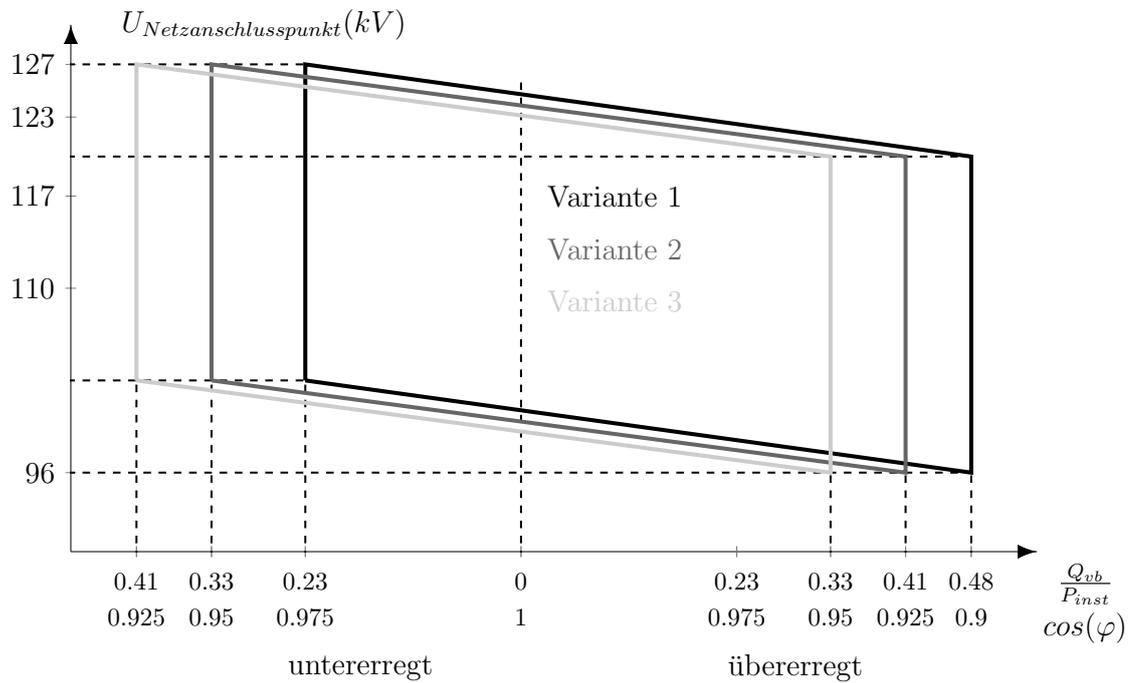


Abbildung 2.27: Statische Blindleistungsanforderung bei P_N nach VDE-AR-N 4120, selbst erstellt nach [26]

2 Grundlagen

In den technischen Richtlinien ist auch die Bereitstellung der Blindleistung unterhalb des Nennpunktes definiert. Abbildung 2.28 und 2.29 zeigen die Anforderungen im Verbraucherzählpfeilsystem (VBZ). Diese sind für einen Bereich von kleiner $20\% \cdot P_N$ in der SDLWindV und in der VDE-AR-N 4120 unterschiedlich festgelegt.

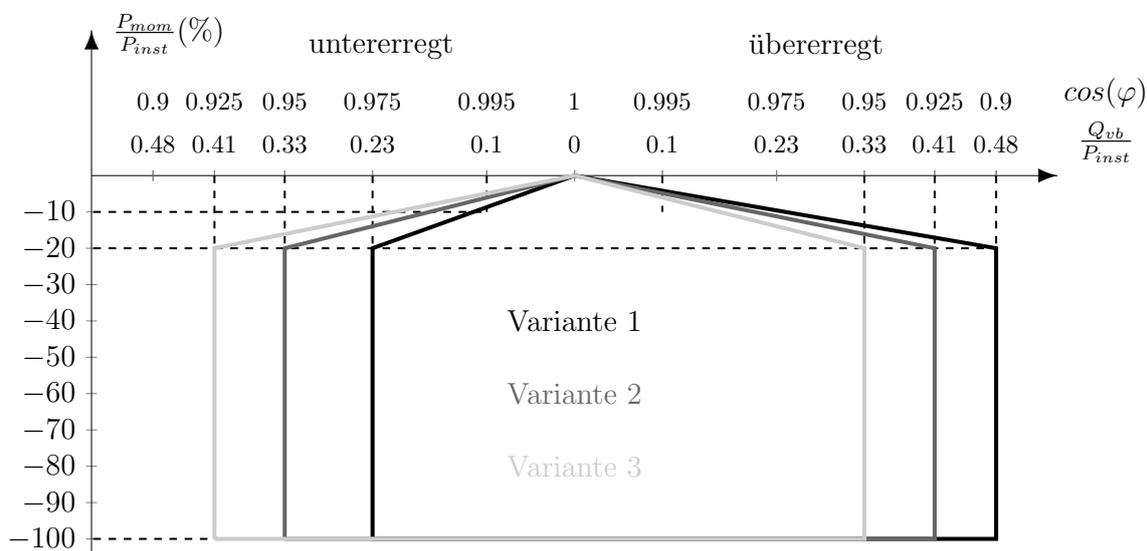


Abbildung 2.28: Statische Blindleistungsanforderung am Netzverknüpfungspunkt unterhalb P_N nach SDLWindV, selbst erstellt nach [25]

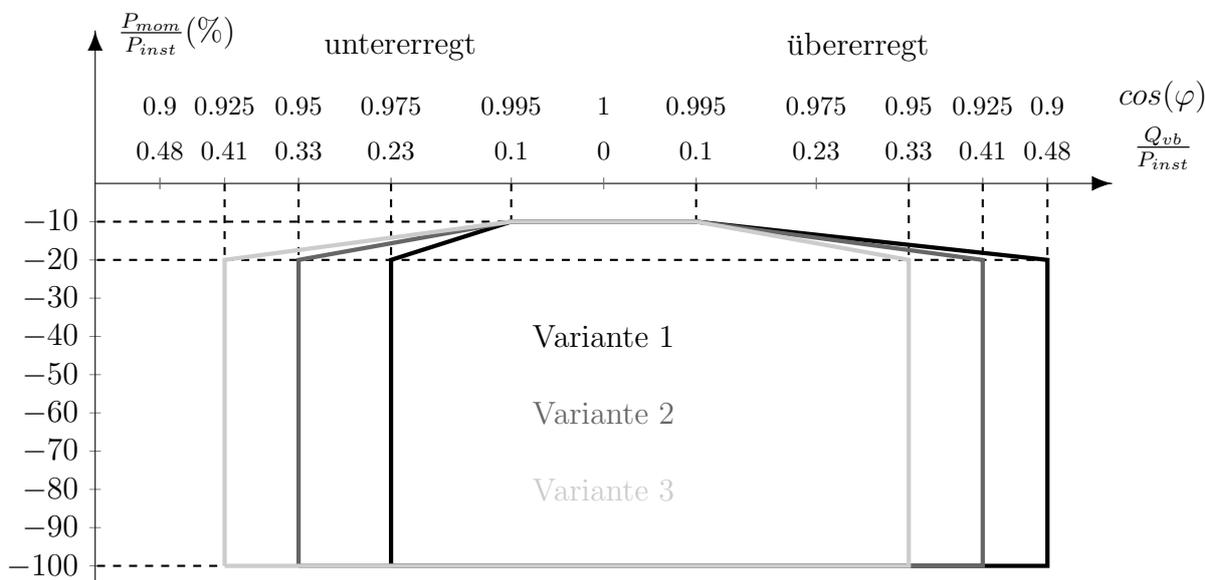


Abbildung 2.29: Statische Blindleistungsanforderung am Netzverknüpfungspunkt unterhalb P_N nach VDE-AR-N 4120, selbst erstellt nach [26]

In der SDLWindV und in der VDE-AR-N-4120 wird verlangt, dass der vorgegebene Sollwert des Netzbetreibers innerhalb von vier Minuten erreicht werden muss. In [26] werden zusätzlich die Methoden zum Erreichen des Sollwertes festgelegt. Dabei kann der Netzbetreiber eine der folgenden Verfahren vorgeben:

- Blindleistungs-Spannungskennlinie $Q(U)$
- Blindleistungs-Wirkleistungskennlinie $Q(P)$
- Direkte Blindleistungsvorgabe
- Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$

Neben den Anforderungen zur Blindleistungsbereitstellung ist auch die Wirkleistungsabgabe in Anhängigkeit von der Frequenz definiert. In Abbildung 2.30 ist die Wirkleistungsreduktion nach [25] und [26] dargestellt. Für Frequenzen über 50,2 Hz muss eine Leistungsabsenkung erfolgen. In [25] wird der Leistungsgradient für WKA mit einer Reduzierung von 100% der momentanen Wirkleistung P_{mom} innerhalb von fünf Sekunden angegeben. In [26] wird die Anschlagzeit für eine Erzeugungsanlage vom Typ 2 mit zwei Sekunden und für den Typ 1 mit fünf Sekunden angegeben. Die Einschwingzeit darf 20 Sekunden nicht überschreiten. Bei einer Rückkehr der Frequenz unter 50,05 Hz darf die Wirkleistungseinspeisung wieder erhöht werden, wobei der Gradient maximal 10% der Anschlusswirkleistung pro Minute betragen darf.

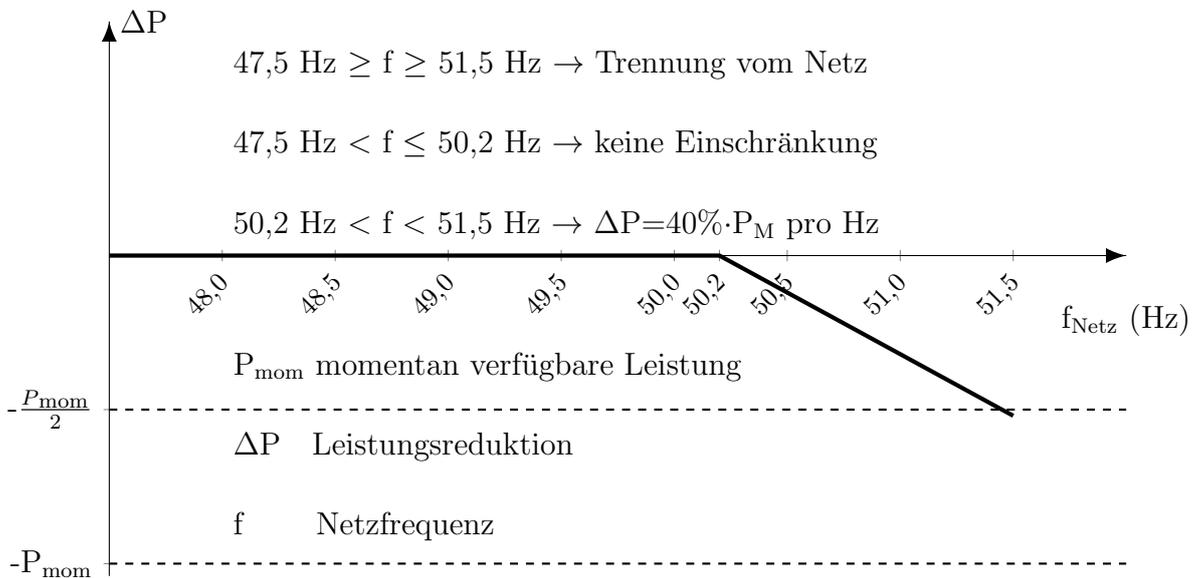


Abbildung 2.30: Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz, selbst erstellt nach [25], [26]

2.6.2 Anforderungen an das dynamische Verhalten von Erzeugungsanlagen

Erzeugungsanlagen sollen sich während eines Fehlerfalles nicht vom Netz trennen, um den Wegfall von Erzeugung zu verhindern. Die Fähigkeit eines Einspeisers, während einer Störung mit dem Netz verbunden zu bleiben, nennt man Fault-Ride-Through-Fähigkeit (FRT). Abbildung 2.31 zeigt die FRT-Charakteristik für EEG-Erzeugungsanlagen nach dem TransmissionCode 2007 [23].

Diese Grenzkurven gelten nur für dreipolige Kurzschlüsse bzw. symmetrische Spannungseinbrüche aufgrund von Netzfehlern. In der SDLWindV [25] wird diese Charakteristik auf einpolige und zweipolige Fehler mit und ohne Erdberührung erweitert. Als Spannungswert wird die größte Leiter-Leiter-Spannung herangezogen. In der VDE-Anwenderrichtlinie nach [26] werden die Anforderungen bezüglich des Durchfahrens von Netzfehlern abgeändert, welche in Abbildung 2.32 und 2.33 dargestellt sind. Dabei wird als Spannungswert die kleinste Leiter-Leiter-Spannung herangezogen.

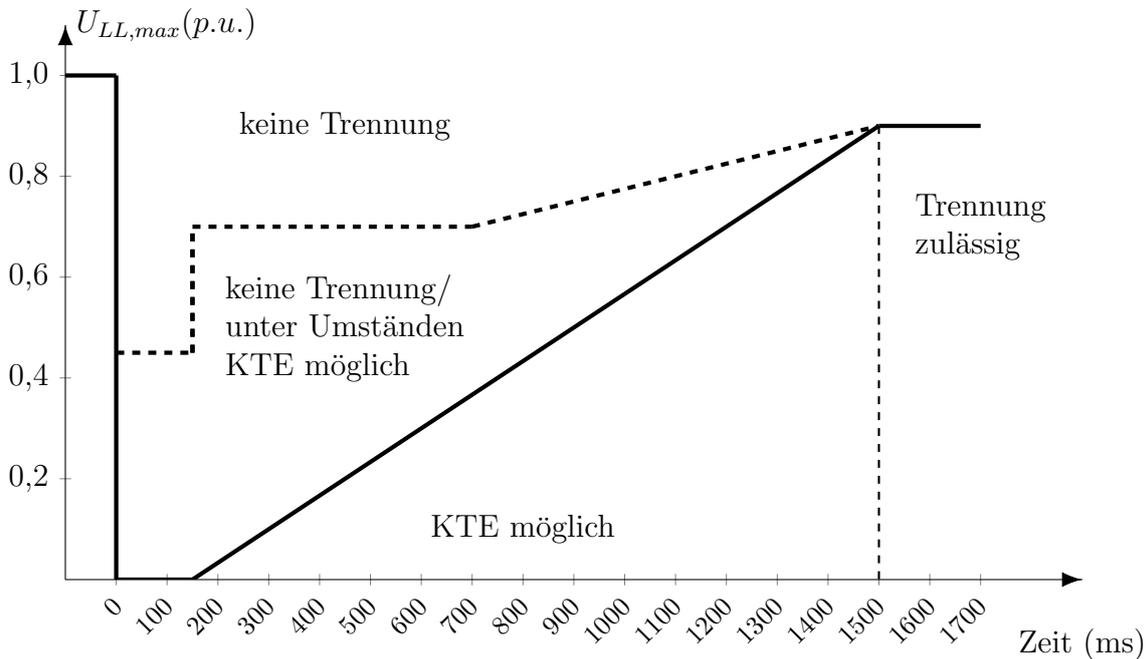


Abbildung 2.31: TransmissionCode 2007: FRT-Grenzkurven zum Durchfahren von Netzfehlern am Netzanschlusspunkt für EEG-Erzeugungsanlagen, selbst erstellt nach [23]

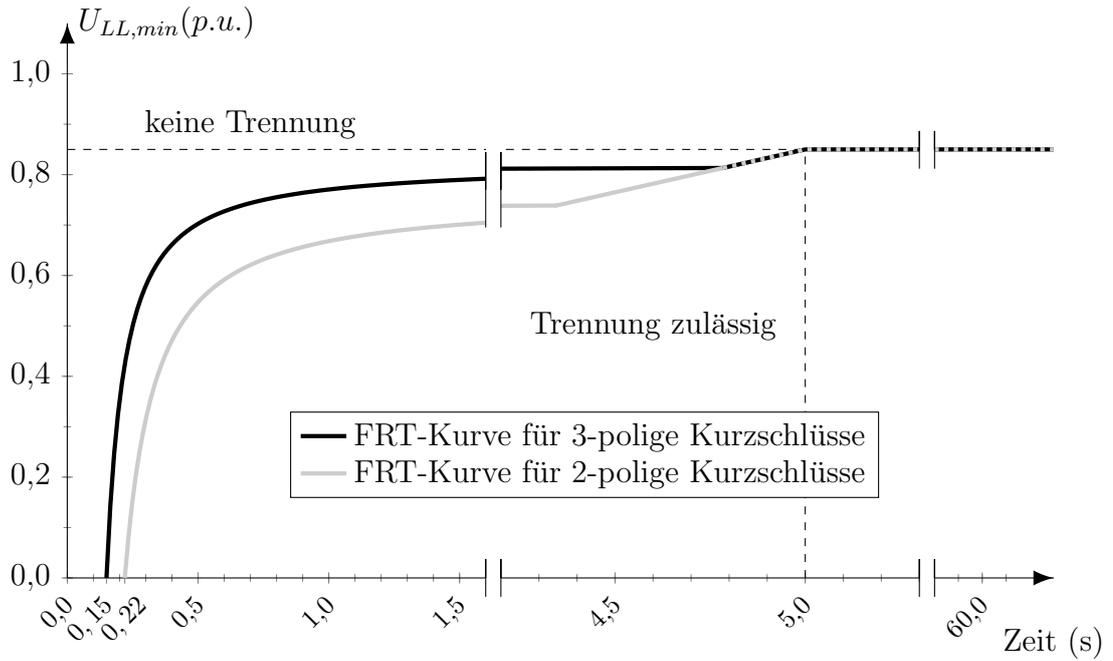


Abbildung 2.32: VDE-AR-N 4120: FRT-Grenzkurven zum Durchfahren von Netzfehlern am Netzanschlusspunkt für Erzeugungsanlagen vom Typ 1, selbst erstellt nach [26]

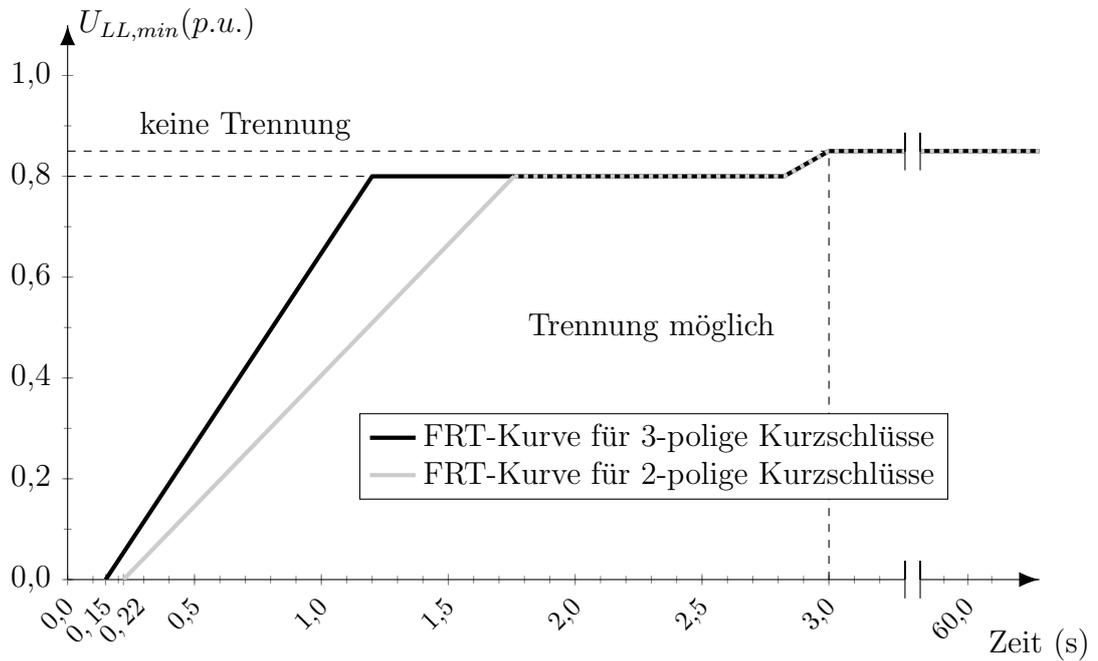


Abbildung 2.33: VDE-AR-N 4120: FRT-Grenzkurven zum Durchfahren von Netzfehlern am Netzanschlusspunkt für Erzeugungsanlagen vom Typ 2, selbst erstellt nach [26]

2 Grundlagen

Im Fehlerfall kann die Spannung stark einbrechen. Zusätzlich zum Verbleib der Erzeugungsanlagen während einer Störung soll durch eine Blindstromeinspeisung die Spannung gestützt werden. Das dynamische Verhalten der Blindstromeinspeisung nach [25] und [26] ist in Abbildung 2.34 dargestellt. Dabei darf die Sprungantwort eine Anschlagzeit von 30 ms bis zum Erreichen von 0.9 p.u. sowie eine Einschwingzeit von 60 ms bis zum Erreichen des Toleranzbandes von 1.2 p.u. bis 0.9 p.u. maximal aufweisen. In [23] wird nur die Anregelzeit mit unter 20 ms gefordert. Somit muss die Blindstromeinspeisung der Erzeugungsanlagen eine hohe Dynamik aufweisen, welche mit moderner Umrichtertechnologie jedoch zu erreichen ist.

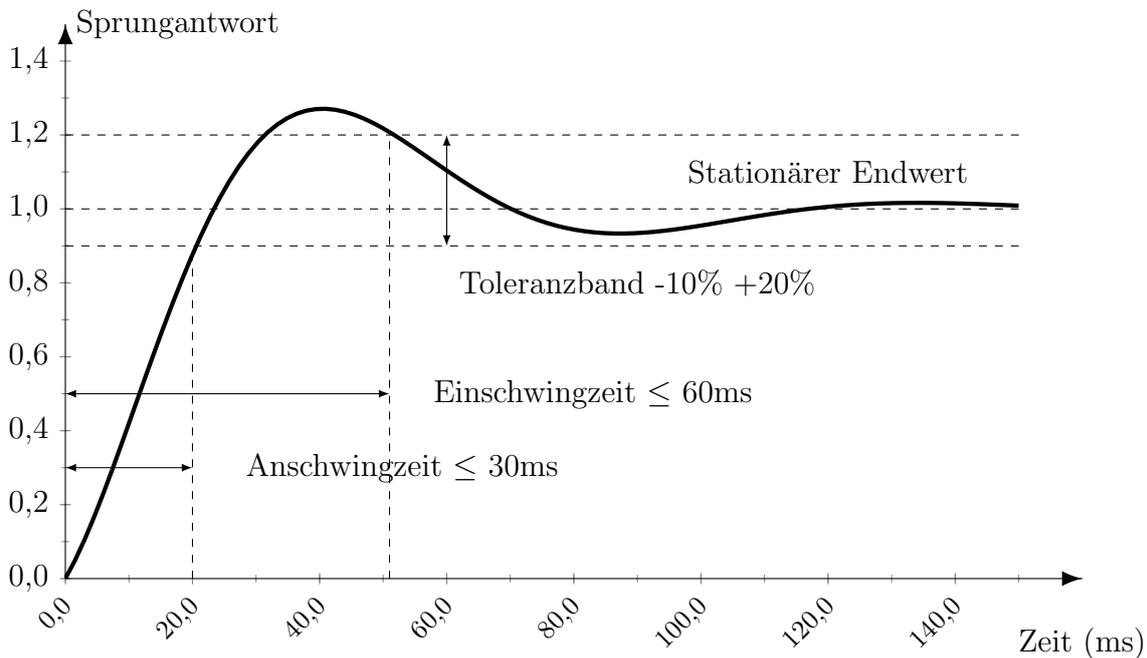
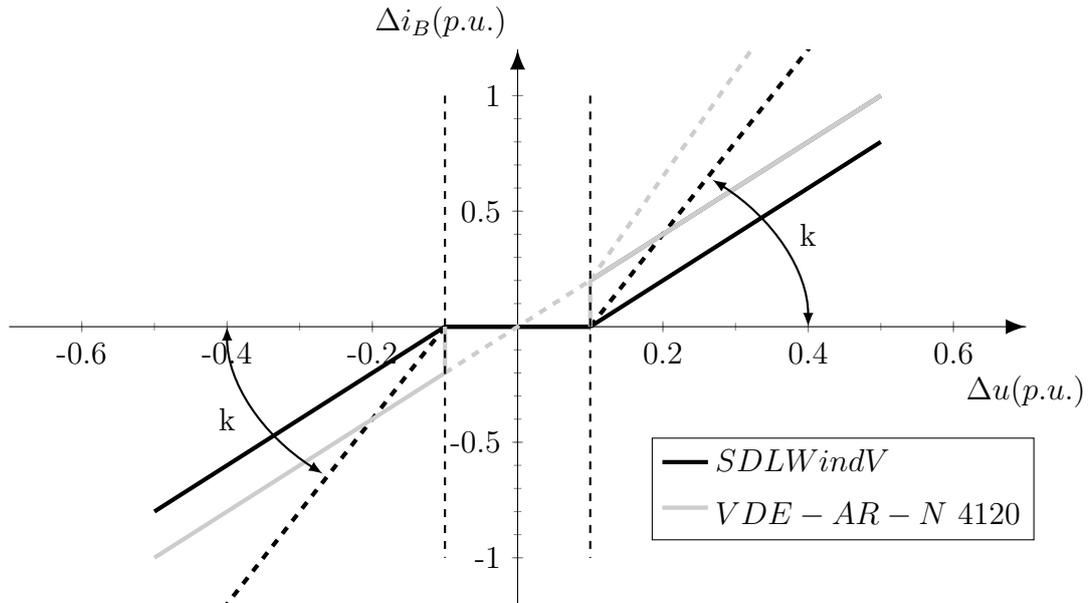


Abbildung 2.34: Dynamische Anforderungen an die Blindstromeinspeisung, selbst erstellt nach [25], [26]

Die technischen Richtlinien legen nicht nur die Dynamik der Blindstromeinspeisung fest, sondern auch wie und in welchem Ausmaß ein Blindstrom zur dynamischen Spannungsstützung eingespeist werden muss.

Abbildung 2.35 zeigt die geforderte Blindstrom-Spannungs-Statik für die SDLWindV und die VDE-AR-N 4120. Dabei wird in der SDLWindV die Mitsystemspannung als Maß für den einzuspeisenden Mitsystemblindstrom herangezogen. Bei einem symmetrischen Fehler muss der technisch realisierbare Mindestblindstrom gleich dem Nennstrom sein, und bei unsymmetrischen Fehlern muss dieser 40% des Nennstromes betragen. Bezüglich

der Einspeisung eines Gegensystemstromes bei unsymmetrischen Fehlern sind in der SDLWindV keine Anforderungen definiert, welcher jedoch von der VDE-AR-N 4120 gefordert wird. Dabei muss die Erzeugungsanlage in der Lage sein, mindestens 100% des Nennstroms als Blindstrom einzuspeisen. Mit den k-Faktoren wird die Höhe des Blindstromes im Mit- und Gegensystem proportional zur Mit- und Gegensystemspannung festgelegt. Eine zusätzliche dynamische Blindstromeinspeisung findet nur außerhalb des eingezeichneten Spannungstotbandes statt.



SDLWindV :

Mitsystem

$$\Delta i_B = \Delta i_{B(1)}$$

$$\Delta u_{(1)} = \frac{\Delta U_{(1)}}{U_N}$$

$$\Delta i_{B(1)} = k * \Delta u_{(1)}$$

$$k_{default} = 2 p.u.$$

$$k = 0 - 10 p.u.$$

Mindestanforderung an

Blindstrom bei :

sym. Fehlern $i_{B(1)} = 1 p.u.$

unsym. Fehlern $i_{B(1)} = 0,4 p.u.$

VDE – AR – N 4120 :

Mitsystem & Gegensystem

$$\Delta i_B = \Delta i_{B(1)} \ \& \ \Delta i_{B(2)}$$

$$\Delta u_{(1),(2)} = \frac{\Delta U_{(1),(2)}}{U_N}$$

$$\Delta i_{B(1)} = k * \Delta u_{(1)}, \Delta i_{B(2)} = k * \Delta u_{(2)}$$

$$k_{default} = 2 p.u.$$

$$k = 2 - 6 p.u.$$

Erzeugungsanlagen müssen in

allen 3 Leitern einen Blindstrom

von mind. 100% I_N liefern können.

Abbildung 2.35: Blindstrom-Spannungs-Statik, selbst erstellt nach [25], [26]

2.7 Stand der Forschung

Die im Folgenden dargestellte Literaturrecherche soll einen Überblick über den für diese Arbeit herangezogenen Stand der Forschung geben und erhebt nicht den Anspruch auf Vollständigkeit. In [32] sind Auswirkungen aufgrund des vermehrten Einsatz von DEA auf den Netzbetrieb und auf die Schutztechnik angeführt und in der Tabelle 2.3 zusammengefasst. In diesem Abschnitt werden einige Punkte aus Tabelle 2.3 näher beschrieben.

	Folgen für Verteilnetzbetrieb	Folgen für Schutztechnik
A	A.1 Zwischeneinspeisung	A.1.1. Fehlmessung
	A.2 Bidirektionaler Leistungsfluss	A.2.1 Unselektive Auslösung mitgehender Schutzeinrichtungen (Sympathic Tripping)
	A.3 Gestiegene Strombelastung der Betriebsmittel im Betriebs- und Störfall	A.3.1 Unterscheidung zwischen Gefährdungs- und Betriebszustand
		A.3.2 Parallelkabelanlagen
		A.3.3 Kurzschlussstrombegrenzer
	A.4 Ungewollte Inselbildung	A.4.1 Inselnetzerkennung, Inselnetzvermeidung
	A.5 Gewollte Inselbildung	A.5.1 Bewältigung eines Störfalls während des Inselnetzbetriebes
		A.5.2 Einleitung/Aufrechterhaltung des Inselnetzes, Rücksynchronisation
	A.6 Gegenspannung bei Schalthandlungen des Netzschutzes	A.6.1 Automatische Wiedereinschaltung, Resynchronisation nach Pausenzeit
		A.6.2 Hohe Schaltüberspannungen am Mittelspannungsleistungsschalter
B	B.1 Unterschiedliches KS-Verhalten verschiedener Erzeugungstechnologien	B.1.1 Spannungsquellen \longleftrightarrow Stromquellen
		B.1.2 Begrenzter Kurzschlussstrombeitrag
	B.2 Ausgleichsvorgänge kleiner Generatoreinheiten	B.2.1 Schnelle Fehlerklärungszeiten
		B.2.2 Driftende Messgrößen
		B.2.3 Leistungspendelungen
	B.3 Volatile Einspeisung	B.3.1 Variierende Einspeisebedingungen
		B.3.2 Variierende Kurzschlussbedingungen
B.3.3 Leistungssprünge		

Tabelle 2.3: Folgen für den Verteilnetzbetrieb und die Schutztechnik durch Einspeisung von DEA, nach [32]

Das unselektive Mitauslösen bei Rückspeisung (Tabelle 2.3, Punkt A.2.1) wurde bereits eingehend untersucht, wobei hier auszugsweise [33], [34], [35] und [36] genannt werden. In diesen Arbeiten wird die Abhängigkeit der unselektiven Mitauslösung bei Rückspeisung (engl. „sympathetic tripping“) von dem Kurzschlussort, dem Einspeisepunkt sowie der installierten Leistung der DEA untersucht.

Anhand des Beispielnetzes nach [33] in Abbildung 2.36 kann gezeigt werden, dass bei einem Kurzschluss auf Leitung 2 der Kurzschlussstrom $I_{KS,DEA}$ der DEA von dem Schutzgerät R1 in Rückwärtsrichtung erkannt wird. Bei einer Schutzeinrichtung ohne Richtungserkennung (Sicherungen, Überstromschutz ohne Richtungserkennung) führt dies zu einer Anregung und nach Ablauf der Auslöseverzögerung zu einer Auslösung. Mit einer Richtungserkennung kann ein unselektives Mitauslösen verhindert werden.

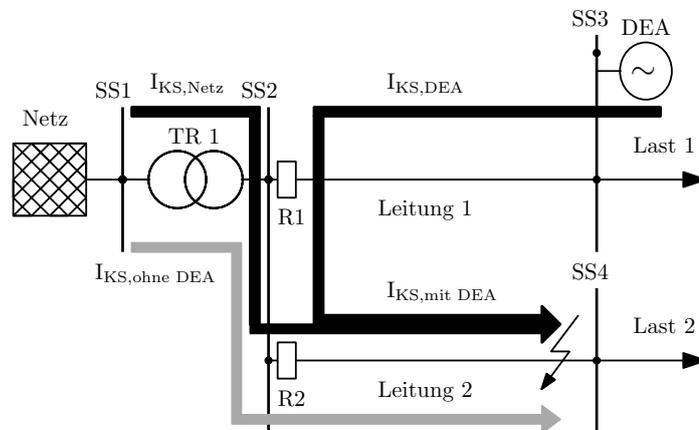


Abbildung 2.36: Unselektives Mitauslösen bei Rückspeisung, selbst erstellt nach [33]

Die Effekte „Vergrößerung“ und „Verkleinerung“ des Kurzschlussstromes werden anhand des Beispielnetzes in Abbildung 2.37 beschrieben. Dabei wird ein 3-poliger Kurzschluss mit der Entfernung x (Bereich 0 bis 1) ausgehend von SS3 betrachtet.

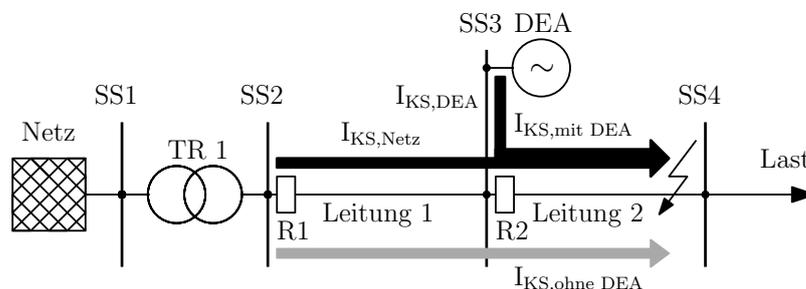


Abbildung 2.37: „Vergrößerung“ und „Verkleinerung“ des Kurzschlussstromes, selbst erstellt nach [33]

2 Grundlagen

Durch das Hinzufügen der DEA an der SS3 kommt es zu einer Veränderung der Topologie des Netzes. Wie in Abbildung 2.38b dargestellt, wird dem Netz am Anschlusspunkt der DEA eine Impedanz sowie eine zweite Spannungsquelle hinzugefügt.

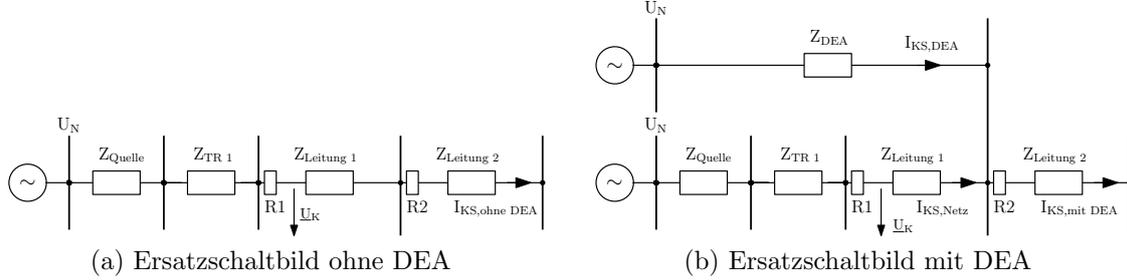


Abbildung 2.38: Ersatzschaltbild ohne und mit DEA, selbst erstellt nach [33]

Durch die Einspeisung der DEA kommt es zu einer „Vergrößerung“ des Kurzschlussstromes am Schutzeinbauort R2 sowie zu einer „Verkleinerung“ (engl. „blinding“) des Kurzschlussstromes an R1 [33]. Für die weiteren Betrachtungen wird die Impedanz der Netzeinspeisung, des Transformators und der Leitung 1 aus Abbildung 2.38 folgendermaßen zusammengefügt:

$$\underline{Z}_{Netz} = \underline{Z}_{Quelle} + \underline{Z}_{TR1} + \underline{Z}_{Leitung1} \quad (2.53)$$

Die Gleichungen 2.54 und 2.55 wenden das Ersatzspannungsquellen-Verfahren an, bei dem eine Ersatzspannungsquelle an der Fehlerstelle angenommen wird und alle anderen Spannungsquellen, welche einen Kurzschlussstrom treiben, kurzgeschlossen werden [18].

$$I''_{KS,ohneDEA} = \frac{c \cdot U_N}{\sqrt{3} \cdot |\underline{Z}_{Netz} + x \cdot \underline{Z}_{Leitung2}|} \quad [33] \quad (2.54)$$

$$I''_{KS,mitDEA} = \frac{c \cdot U_N}{\sqrt{3} \cdot \left| \frac{\underline{Z}_{Netz} \cdot \underline{Z}_{DEA}}{\underline{Z}_{Netz} + \underline{Z}_{DEA}} + x \cdot \underline{Z}_{Leitung2} \right|} \quad [33] \quad (2.55)$$

Ohne eine DEA (Gleichung 2.54) wird der Kurzschlussstrom durch die Impedanzen \underline{Z}_{Netz} und $\underline{Z}_{Leitung2}$ bestimmt. Dabei beschreibt x den Fehlerort entlang der Leitung 2 und kann einen Wert von null bis eins annehmen. Durch die DEA entsteht eine Parallelschaltung der Impedanz des Netzes (\underline{Z}_{Netz}) und der Impedanz der DEA (\underline{Z}_{DEA}) (vgl. Gleichung 2.55). Im Normalfall kann man von einer größeren Impedanz der dezentralen Erzeugungsanlage gegenüber der Netzimpedanz ausgehen und somit die Impedanz der DEA als Vielfaches

der Netzimpedanz beschreiben (vgl. Gleichung 2.56).

$$\underline{Z}_{DEA} = \underline{k} \cdot \underline{Z}_{Netz}, |\underline{k}| > 1 \quad [33] \quad (2.56)$$

Wird nun die Gleichung 2.56 in Gleichung 2.55 eingesetzt, erhält man folgenden Ausdruck:

$$I''_{KS,mitDEA} = \frac{c \cdot U_N}{\sqrt{3} \cdot \left| \frac{\underline{Z}_{Netz} \cdot \underline{k} \cdot \underline{Z}_{Netz}}{\underline{Z}_{Netz} + \underline{k} \cdot \underline{Z}_{Netz}} + x \cdot \underline{Z}_{Leitung2} \right|} = \frac{c \cdot U_N}{\sqrt{3} \cdot \left| \frac{\underline{Z}_{Netz} \cdot \underline{k}}{1 + \underline{k}} + x \cdot \underline{Z}_{Leitung2} \right|} \quad [33] \quad (2.57)$$

Mit der Annahme $|\underline{k}| > 1$ folgt $\frac{\underline{k}}{1 + \underline{k}} < 1$, und somit wird die Gesamtimpedanz gegenüber dem Netz ohne DEA verkleinert, und der Kurzschlussstrom vergrößert sich an der Stelle der Schutzeinrichtung R2, was eine höhere thermische Beanspruchung der Betriebsmittel zur Folge hat.

Durch den Effekt „Verkleinerung“ (engl. „blinding“) des Kurzschlussstromes kann es am Einbauort des Relais R1 zu Problemen mit der Erkennung des Fehlerstromes kommen [37], [33]. Diese Reduktion des Kurzschlussstromes wird bei der Berechnung mit dem Ersatzspannungsquellenverfahren durch folgende Gleichungen beschrieben:

$$\begin{aligned} I''_{KS,Netz} &= I''_{KS,mitDEA} \cdot \frac{|\underline{Z}_{Netz} \cdot \underline{k}|}{|\underline{Z}_{Netz} + \underline{Z}_{Netz} \cdot \underline{k}|} \\ &= \frac{c \cdot U_N}{\sqrt{3} \cdot \left| \frac{\underline{Z}_{Netz} \cdot \underline{k}}{1 + \underline{k}} + x \cdot \underline{Z}_{Leitung2} \right|} \cdot \left| \frac{\underline{k}}{1 + \underline{k}} \right| \quad [33] \end{aligned} \quad (2.58)$$

$$I''_{KS,Netz} = \frac{c \cdot U_N}{\sqrt{3} \cdot \left| \underline{Z}_{Netz} + x \cdot \underline{Z}_{Leitung2} + \frac{x \cdot \underline{Z}_{Leitung2}}{\underline{k}} \right|} \quad [33] \quad (2.59)$$

Durch die Zwischeneinspeisung der DEA an SS3 kommt es am Schutzeinbauort R1 zu einer Fehlmessung der Impedanz (Punkt A.1.1 aus Tabelle 2.3). Ohne eine Erzeugungsanlage an SS3 und $R_F = 0 \Omega$ (Abbildung 2.38a) errechnet sich die Impedanz nach Gleichung 2.60 und mit DEA nach Gleichung 2.61. Es zeigt sich ein Messfehler abhängig vom Kurzschlussstrombeitrag der DEA. Der Distanzschutz verwendet die ermittelte Reaktanz der Impedanz zur Bestimmung der Fehlerdistanz, und somit ist die korrekte Messung der Reaktanz für eine selektive Auslösung von hoher Bedeutung [32] [22].

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{R1,ohneDEA} &= \frac{U_K}{I_{KS,Netz}} = \frac{\underline{Z}_{Leitung1} \cdot I_{KS,Netz} + \underline{Z}_{Leitung2} \cdot I_{KS,Netz}}{I_{KS,Netz}} \\ &= \underline{Z}_{Leitung1} + \underline{Z}_{Leitung2} \end{aligned} \quad (2.60)$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{R1,mitDEA} &= \frac{U_K}{\underline{I}_{KS,Netz}} = \frac{\underline{Z}_{Leitung1} \cdot \underline{I}_{KS,Netz} + \underline{Z}_{Leitung2} \cdot (\underline{I}_{KS,Netz} + \underline{I}_{KS,DEA})}{\underline{I}_{KS,Netz}} \\ &= \underline{Z}_{Leitung1} + \underline{Z}_{Leitung2} + \underbrace{\frac{\underline{I}_{KS,DEA}}{\underline{I}_{KS,Netz}} \cdot \underline{Z}_{Leitung2}}_{\text{Fehlmessung}} \end{aligned} \quad (2.61)$$

In [38] werden die Auswirkungen auf die gemessene Impedanz eines Distanzschutzgerätes abhängig von der Art der Einbindung eines Windparks in das 110kV-Netz beschrieben. Des Weiteren wird gezeigt, dass die Fehlmessungen auch von der eingesetzten Einspeisetechnologie abhängig sind.

Tabelle 2.4 zeigt das breite Spektrum unterschiedlicher Anlagenkonzepte sowie Netzanbindungen für verschiedene Erzeugungsanlagen an.

Erzeugung	Netzanbindung	Anlagentypen					
		PVA	BZA	WKA	WKW	BHKW	MT
Gleichstrom	Wechselrichter	X	X				
Wechselstromgen.	Umrichter			X		X	X
Synchrongenerator	Trafo/direkt				X	X	
Asynchrongenerator	Trafo/direkt			X	X	X	
DFIG	Umrichter/Trafo			X			

Tabelle 2.4: Erzeugungstechnologie und Netzanbindung von unterschiedlichen Anlagentypen, nach [32]

Wie bereits im Abschnitt 2.2.5 erläutert, verhalten sich umrichterbasierte Erzeugungsanlagen im Fehlerfall sehr unterschiedlich zu konventionellen Einspeisern.

In [29], [30], [31], [8] und [39] wird das Verhalten der Erzeugungsanlagen in Bezug zu technischen Richtlinien gebracht und die Regelungen der eingesetzten Umrichter erläutert. Diese bestehen aus einem maschinenseitigen (MU) und einem netzseitigen Umrichter (NU). Die Regelung des NU ermöglicht bei einem Vollumrichter, dass die Wirk- und die Blindleistung im Mit- und Gegensystem unabhängig voneinander eingespeist werden können. Abbildung 2.39 zeigt die zu regelnden Größen der Umrichter für unterschiedliche Anlagentypen.

Ein Vergleich zwischen einem Synchrongenerator und einer umrichterbasierten Einspeisung zeigt, dass der Synchrongenerator durch eine Spannungsquelle beschrieben werden kann. Während eines Ausgleichsvorganges ist eine sub- beziehungsweise transiente Spannung wirksam, wodurch der Synchrongenerator ein sub- beziehungsweise transientes Kurzschlussverhalten aufweist. Ein Umrichter hingegen ist eine stromgesteuerte Span-

nungsquelle, welche wie eine Stromquelle auf das Netz wirkt, und kann innerhalb der thermischen Grenzen theoretisch jeden beliebigen Strom liefern.

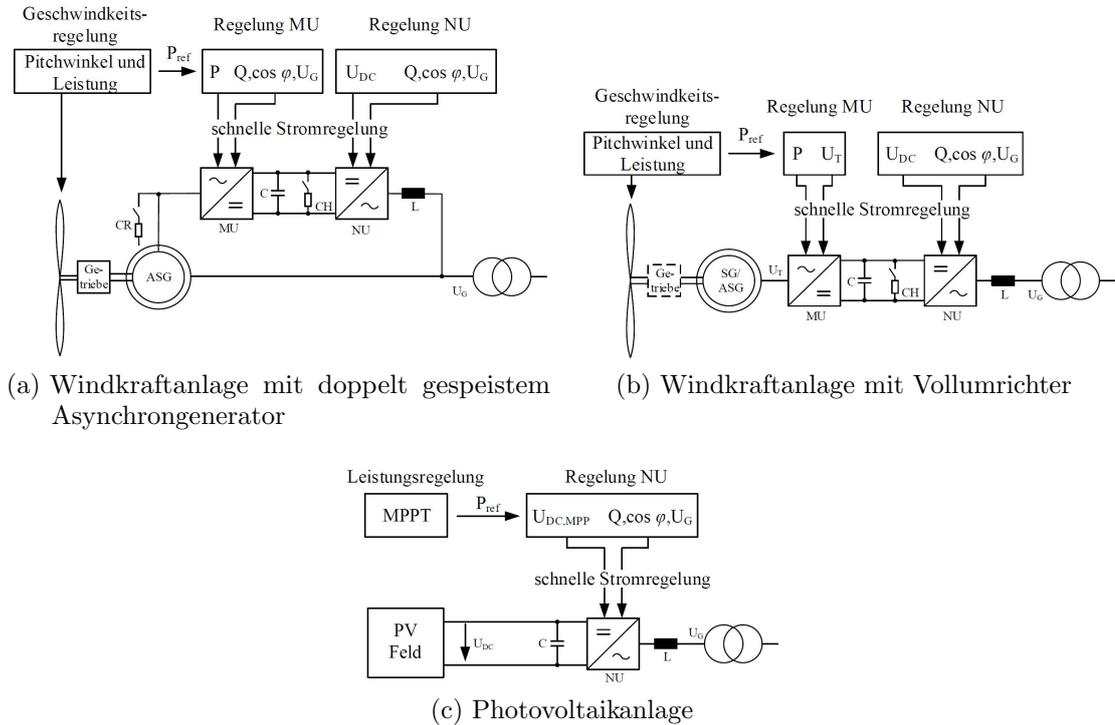


Abbildung 2.39: Umrichterbasierte Erzeugungsanlagen, nach [8]

In [40], [41], [42] und [43] werden verschiedene Regelstrategien für unsymmetrische Fehler vorgestellt, wobei das Ziel ist, die Momentanwerte der Wirk- und/oder Blindleistung konstant zu halten. Tabelle 2.5 fasst diese Verfahren zusammen und stellt die Merkmale dar. Abbildung 2.40 zeigt die zeitlichen Verläufe der Spannung und des Stroms sowie der Wirk- und Blindleistung. Die Ergebnisse zeigen das breite Spektrum der möglichen Regelstrategien, welche mit umrichterbasierten Einspeisungen bewerkstelligt werden können.

Regelstrategie	Momentanwert von P	Momentanwert von Q	Gegensystemströme werden zugelassen	Stromharmonische werden erzeugt
IARC	konstant	konstant	ja	ja
ICPS	konstant	100 Hz-Anteil	nein	ja
PNSC	konstant	100 Hz-Anteil	ja	nein
AARC	100 Hz-Anteil	konstant	ja	nein
BPS	100 Hz-Anteil	100 Hz-Anteil	nein	nein

Tabelle 2.5: Regelstrategien für umrichterbasierte Einspeisungen, nach [40]

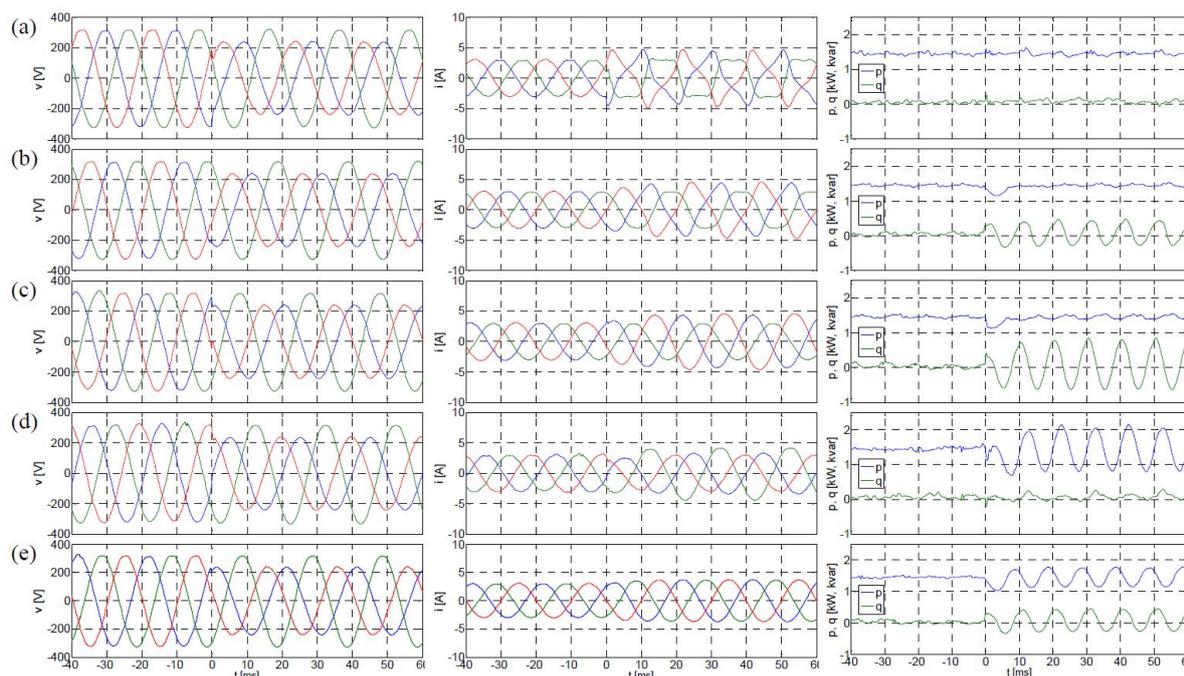


Abbildung 2.40: Regelstrategien für umrichterbasierte Einspeisungen, (a) IARC, (b) ICPS, (c) PNSC, (d) AARC, (e) BPS, nach [40]

In diesem Kapitel wird die zur Untersuchung der Aufgabenstellung verwendete Methodik beschrieben. Die methodische Vorgangsweise (siehe Abbildung 3.1) und die unterschiedlichen Versionen der dafür entwickelten automatisierten Abläufe wurden bereits in Zuge der Veröffentlichungen in [44], [45], [46] und [47] vorgestellt.

Dabei werden im ersten Schritt unterschiedliche Kurzschlüsse in mehreren Modellnetzen betrachtet, wobei einzelne Parameter, wie zum Beispiel der Fehlerwiderstand R_F , variiert werden. Aufgrund dieser Parametervariation ergibt sich eine größere Anzahl an Simulationen, wodurch ein automatisierter Ablauf notwendig ist. Dieser liefert für jede Simulation die Spannungs- und Stromverläufe für im Modellnetz definierte Messpunkte (Relaisbauorte). Zur Kontrolle werden anschließend ausgewählte Ergebnisse mittels einer Kurzschlussrechnung auf ihre Plausibilität überprüft.

Im nächsten Schritt werden mittels der erzeugten Spannungs- und Stromverläufe Modelle der zu untersuchenden Schutzfunktionen des Distanzschutzes simuliert sowie Schutzfunktionsprüfungen durchgeführt, wobei wiederum eine größere Anzahl an Simulationen und Prüfungen notwendig ist und somit eine Automatisierung der Abläufe benötigt wird. Aus dem Vergleich der Ergebnisse können abschließend die Auswirkungen von umrichterbasierten Einspeisungen auf den Distanzschutz betrachtet werden, und es kann deren Ursache eruiert werden.

Die einzelnen Komponenten der Methodik werden in den folgenden Unterpunkten im Detail beschrieben.

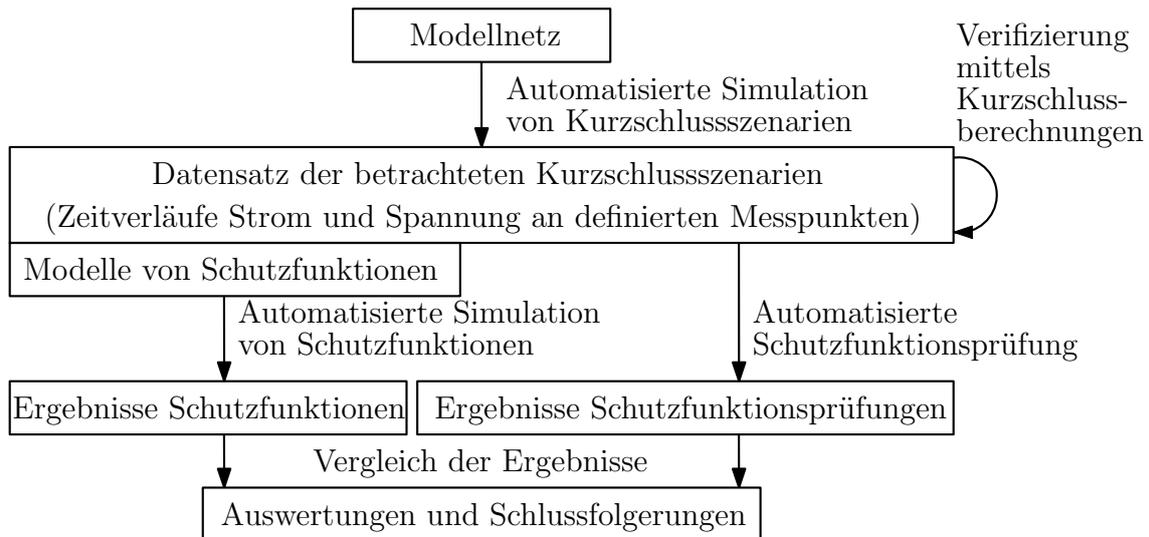


Abbildung 3.1: Methodische Vorgangsweise

3.1 Automatisierte Simulationen von Kurzschluss-szenarien

In Abbildung 3.2 ist der Ablauf der automatisierten Simulationen von Kurzschluss-szenarien dargestellt. Dabei erfolgt die Steuerung der Automatisierung über MATLAB® und die Netzberechnungen werden mit Simulink® durchgeführt. Vor Beginn der Simulationen müssen einige Parameter sowie die Grenzen der Variationsbereiche festgelegt werden (z.B. Modellnetz, Mode der DEA, Fehlerort, Fehlerwiderstand usw.). Die Einstellungen werden von MATLAB® an das Modellnetz in Simulink® übergeben, und anschließend ein Kurzschluss simuliert.

Als Ergebnisse eines Kurzschluss-szenarios werden für definierte Messpunkte die Spannungs- und Stromverläufe als *.mat*- und *.xls*-File gespeichert. Zusätzlich wird ein Comtrade-File des Fehlerfalles erzeugt. Dies ist ein gängiges Format in der Schutztechnik und ermöglicht mit einer entsprechenden Software (z.B. SIGRA®) eine komfortable Analyse von Fehlerfällen. Um eine schnelle Überprüfung der Simulationen zu ermöglichen, werden Abbildungen der Zeitverläufe als *.pdf*-File erstellt. Die Ergebnisse einer Simulation werden anschließend in einer Ordnerstruktur abgelegt, wobei jeder Ordner einem Kurzschluss-szenario entspricht.

Im nächsten Schritt werden die Simulationsparameter modifiziert und der nächste Kurzschluss simuliert.

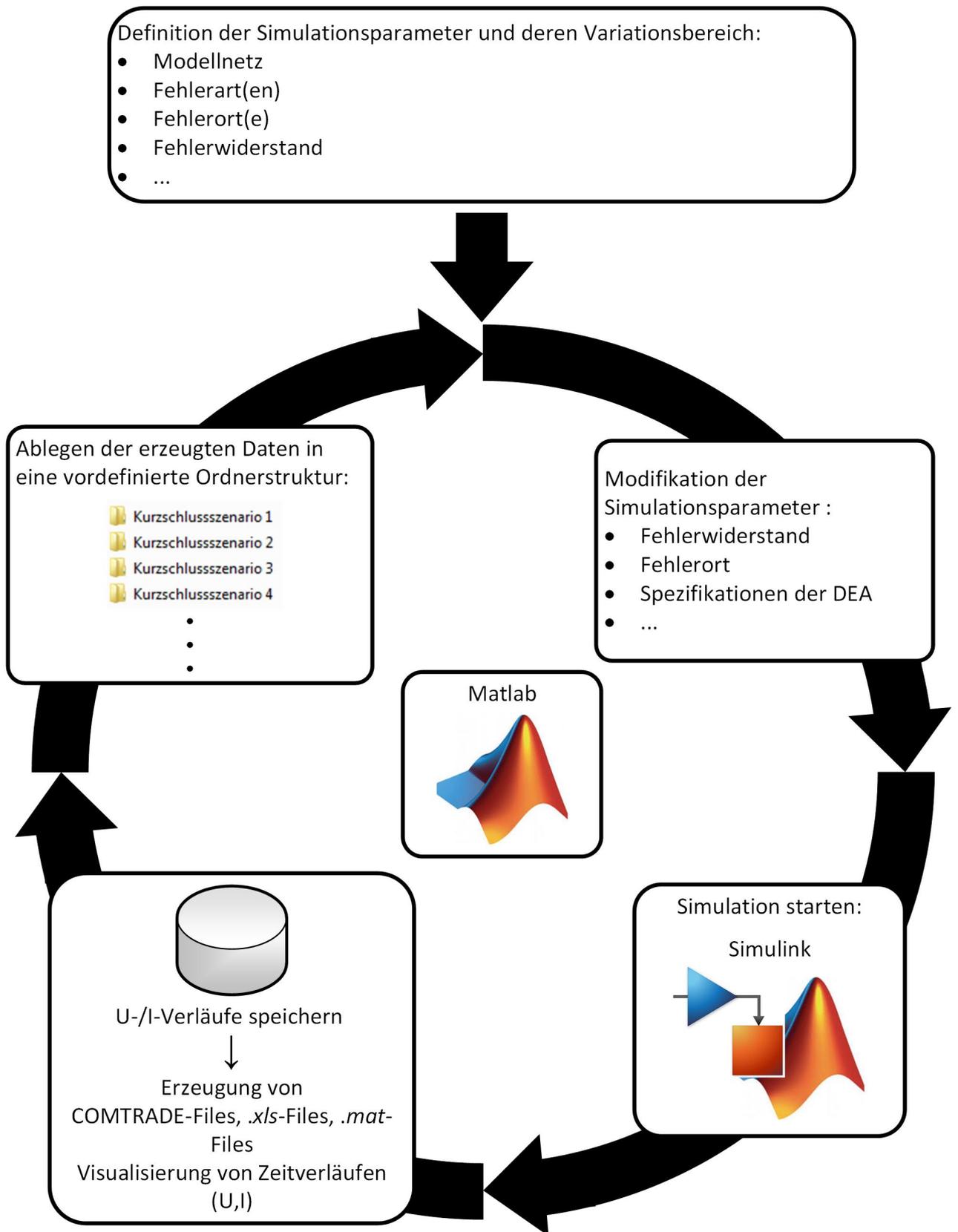


Abbildung 3.2: Automatisierte Simulation von Kurzschlusszenarien

3.2 Modellnetze

Die Modellnetze bestehen aus Modellen der Erzeugungsanlagen sowie aus den Netzen, in welche diese einspeisen. Jedes der drei Modellnetze wird mit drei unterschiedlichen Einspeisern simuliert, um einen Vergleich der verschiedenen Kurzschlussverhalten zu erhalten. Dabei werden eine Ersatzspannungsquelle, welche ein vereinfachtes Modell eines Synchrongenerators darstellt, ein Synchrongenerator und ein generisches Modell eines Windparks als Erzeugungsanlage betrachtet. Alle drei Modellnetze haben eine Nennspannung von 110 kV und weisen unterschiedliche Netztopologien auf, um verschiedene Einflussgrößen untersuchen zu können.

Die Leitungen der Modellnetze werden durch eine PI-Ersatzschaltung (siehe Abschnitt 2.2.2), und die Netzeinspeisung wird durch eine Ersatzspannungsquelle mit Innenimpedanz abgebildet. Der zeitliche Ablauf der Simulationen besteht aus einem Vorfehlerzustand (Betriebszustand, fehlerfreier Zustand), welcher durch den Kurzschlusseintritt zu einem vorgegebenen Zeitpunkt in den Fehlerzustand wechselt (siehe Abbildung 3.3). Die Erzeugungsanlagen speisen im Vorfehlerzustand eine Wirkleistung von 40 MW und eine entsprechende Blindleistung zur Spannungsregelung ein.

Die Lastflussdaten sowie die Parameter der Leitungen und Netznachbildungen der drei Modellnetze sind im Anhang in den Tabellen 8.1, 8.2, 8.3, 8.4, 8.5 und 8.6 angeführt.

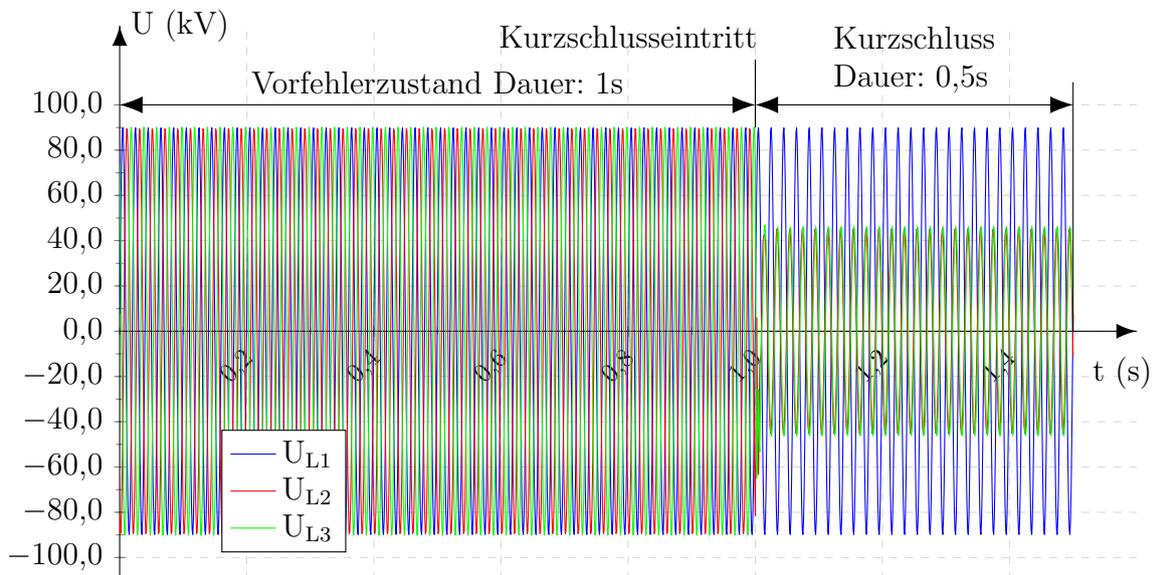


Abbildung 3.3: Zeitlicher Simulationsablauf

3.2.1 Modellnetz 1

Das in Abbildung 3.4 dargestellte Modellnetz 1 besteht aus einer Erzeugungsanlage, welche über eine Einfachleitung in das Netz einspeist. Auf der Leitung 1 wird ein Kurzschluss simuliert, wodurch aufgrund der Erzeugungsanlage und der Netzeinspeisung ein doppelt gespeister Kurzschluss auftritt. Für den Schutz der Leitung werden an den beiden Leitungsenden jeweils ein Distanzschutzgerät (R1 und R2) eingesetzt. Mit dem Modellnetz soll der Einfluss eines Fehlerwiderstandes, des Fehlerortes sowie der Einspeisetechnologie der Erzeugungsanlage auf die Schutzgeräte untersucht werden.

Abbildung 3.5 zeigt die Auswirkung eines Fehlerwiderstandes und einer Lastübertragung im Vorfehlerzustand auf die im Kurzschluss gemessene Impedanz des jeweiligen Distanzschutzgerätes. In dem dargestellten Szenario wird Leistung von der DEA über die Leitung in das Netz eingespeist, wodurch im Vorfehlerfall der Strom $\underline{I}_{\text{Last}}$ fließt. Im Fehlerfall ermitteln die beiden Schutzgeräte eine Impedanz, welche nicht der Impedanz der Leitung zwischen Relaiseinbauort und Fehlerort entspricht. Dabei ist jedoch nicht nur die gemessene Resistanz um den Wert von R_F vergrößert, sondern es kommt auch zu einer Abweichung der gemessenen Reaktanz. Am Einbauort R1 wird diese als zu groß (Untergreifen/Underreach) und am Einbauort R2 als zu klein (Übergreifen/Overreach) ermittelt. Aus den Gleichungen und den Zeigerdiagrammen in Abbildung 3.5 ist ersichtlich, dass der Faktor $\frac{I_1}{I_2} \cdot R_F$ und $\frac{I_2}{I_1} \cdot R_F$ zu diesen Abweichungen führt.

Bei zweiseitiger Speisung eines Kurzschlusses mit Fehlerwiderstand R_F wird aufgrund des Fehlerstromes der Gegenseite ein Spannungsabfall an R_F erzeugt. Dieser wirkt wie eine Zwischeneinspeisung, wodurch die gemessene Impedanz verfälscht wird. Das in Abbildung 3.5 dargestellte Zeigerdiagramm zeigt, dass die Spannung \underline{U}_2 der Spannung \underline{U}_1 aufgrund der Leistungsübertragung um den Lastwinkel ϑ_{Last} vorseilt. Unter der Annahme, dass beide Seiten einen gleichen Kurzschlusswinkel φ_K besitzen, kommt es zwischen den Teilkurzschlussströmen \underline{I}_1 und \underline{I}_2 ebenfalls zu einer Drehung um ϑ_{Last} . Dadurch weisen die Faktoren $\frac{I_1}{I_2} \cdot R_F$ und $\frac{I_2}{I_1} \cdot R_F$ nicht nur einen realen, sondern auch einen imaginären Anteil auf. Würde im Vorfehlerzustand keine Wirkleistung übertragen, träte annähernd kein Lastwinkel zwischen den beiden Spannungen \underline{U}_1 und \underline{U}_2 auf, wodurch die Verfälschung der gemessenen Impedanz nur einen ohmschen Anteil ausmachen würde. [22] Die Reaktanz der gemessenen Impedanz wird beim Distanzschutz zur Fehlerortbestimmung herangezogen, und somit ist die Auslösezeit von der Reaktanz abhängig. Dies kann zu Problemen bei der selektiven Auslösung führen. Da sich der Kurzschlussstrom einer

umrichterbasierten Einspeisung von dem Kurzschlussstrom des Netzes unterscheidet, kann dies zu einer Vergrößerung der Fehlmessungen führen.

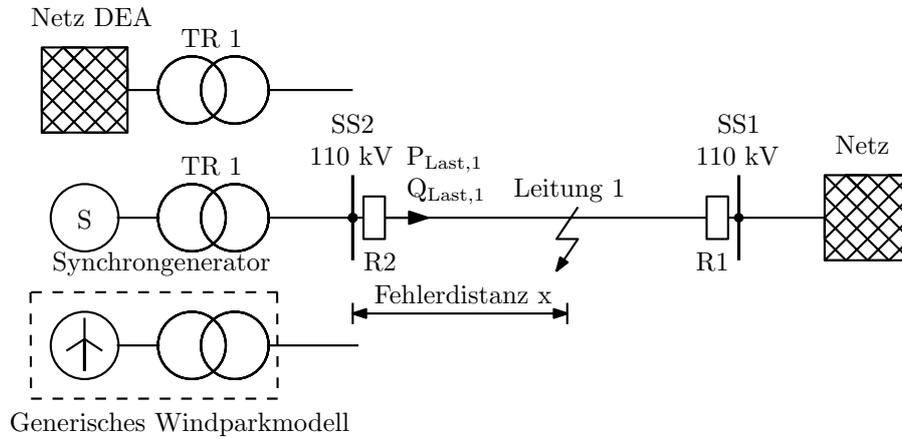


Abbildung 3.4: Modellnetz 1

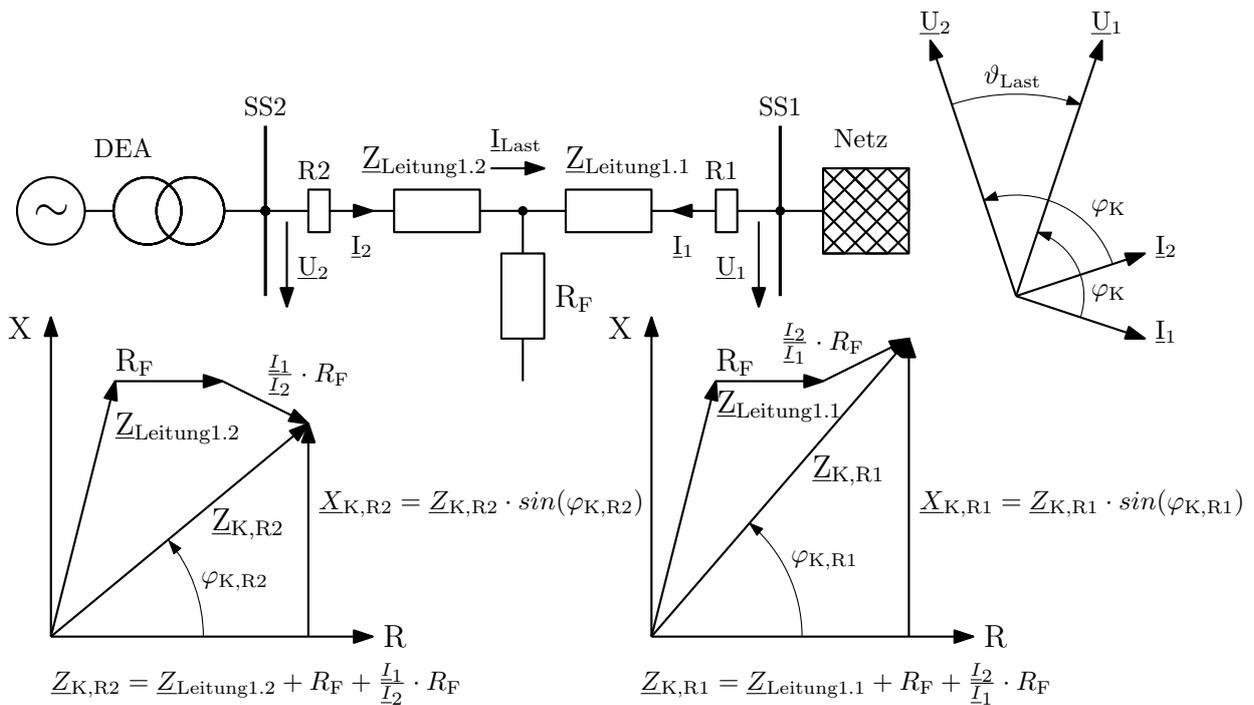


Abbildung 3.5: Zweiseitig gespeister Kurzschluss, selbst erstellt nach [22]

3.2.2 Modellnetz 2

Die Netztopologie bei dem in Abbildung 3.6 dargestellten Modellnetz 2 wurde gegenüber Modellnetz 1 von einer Einfachleitung auf eine Doppelleitung geändert, wobei alle Parameter der Leitungen und der Netzeinspeisung gleich bleiben.

Häufig speisen DEA über eine Doppelleitung in das Netz ein, wodurch sich die Kurzschlussströme gegenüber einer Einfachleitung unterschiedlich aufteilen. Abbildung 3.7 zeigt, dass die Kurzschlussströme \underline{I}_1 und \underline{I}_2 jeweils über die Doppelleitung einen Kurzschlussstromanteil der Gegenseite besitzen. Somit können die Auswirkungen eines Fehlerwiderstandes R_F (Beschreibung Modellnetz 1) bei einer umrichterbasierten Einspeisung mit Überlagerung eines „typischen“ Kurzschlussstromes auf den Distanzschutz untersucht werden und mit den Ergebnissen einer Einfachleitung verglichen werden.

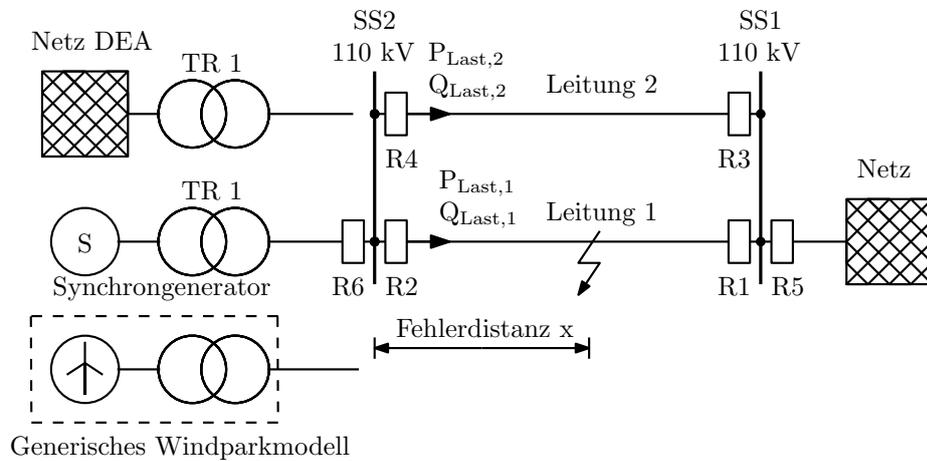


Abbildung 3.6: Modellnetz 2

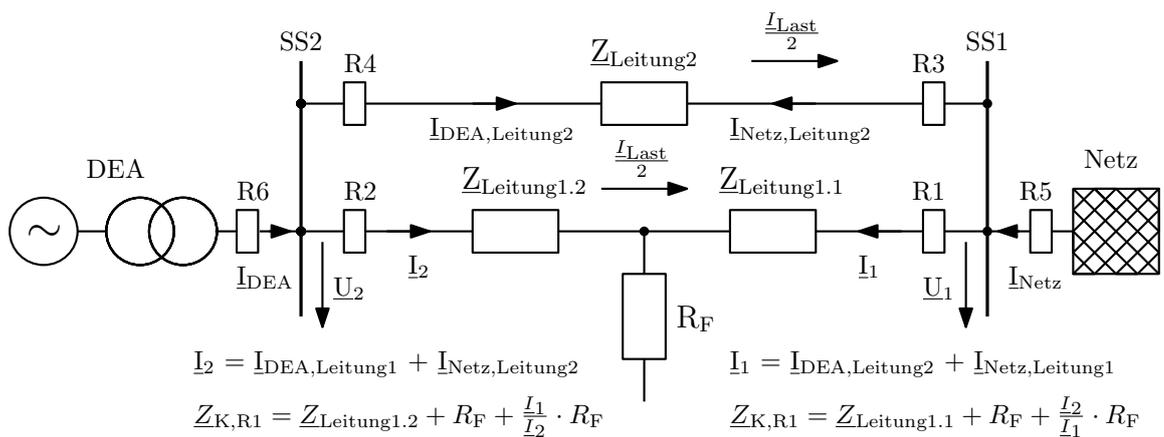


Abbildung 3.7: Kurzschlussstromaufteilung bei Modellnetz 2

3.2.3 Modellnetz 3

Abbildung 3.8 zeigt das Modellnetz 3, mit dem der Zwischeneinspeiseeffekt [22] für unterschiedliche Einspeisetechnologien untersucht werden soll. Das Schutzgerät am Relaisbauort R1 misst aufgrund der Einspeisung der DEA eine verfälschte Impedanz. Wie aus Abbildung 3.9 ersichtlich ist, wird der Messfehler durch den Term $\frac{I_1}{I_2} \cdot Z_{\text{Leitung2}}$ bestimmt. Somit ist der Kurzschlussstrom der DEA ausschlaggebend für die Fehlmessung der gemessenen Impedanz des Schutzgerätes am Relaisbauort R1.

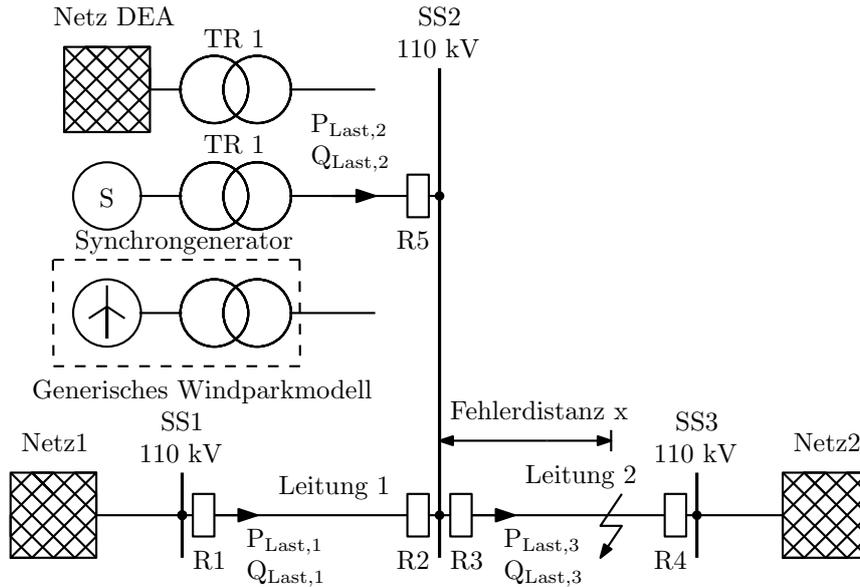


Abbildung 3.8: Modellnetz 3

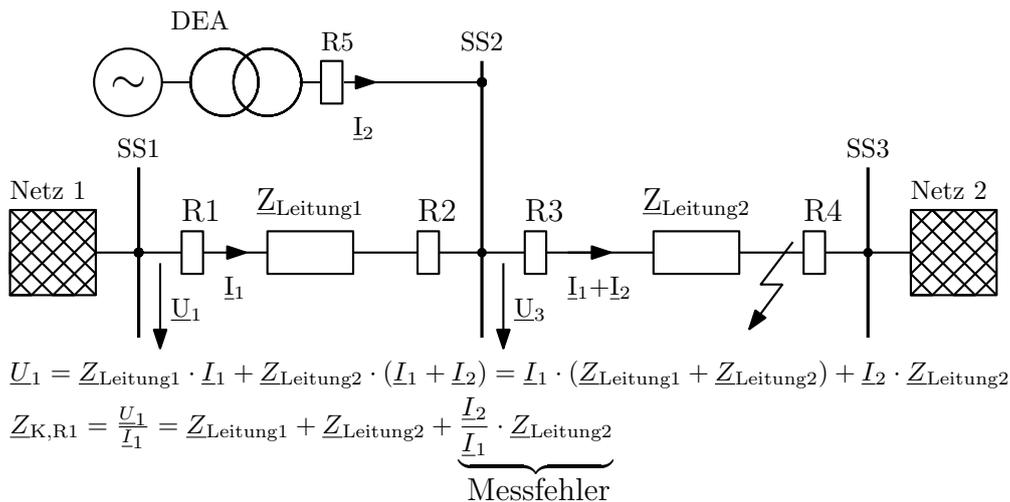


Abbildung 3.9: Zwischeneinspeiseeffekt, selbst erstellt nach [22]

3.2.4 DEA-Modell Ersatzspannungsquelle

Das DEA-Modell Ersatzspannungsquelle soll eine vereinfachte Nachbildung des in Abschnitt 3.2.5 beschriebenen Synchrongenerators sein. Es besteht aus einer Ersatzspannungsquelle und einem Modell eines Transformators. Dieser wird mit der über die Kurzschlussspannung errechneten Längsimpedanz $\underline{Z}_{TR1} = R_{TR1} + i \cdot X_{TR1}$ abgebildet. Die Querimpedanzen des T-Ersatzschaltbildes des Transformators werden vernachlässigt (siehe Abschnitt 2.2.3). Die Innenimpedanz der Ersatzspannungsquelle wurde so gewählt, dass der Kurzschlussstrom dem \underline{I}''_K des DEA-Modell Synchrongenerators angenähert wird. Mit dem Winkel der Spannung \underline{U}_{DEA} wird der Lastfluss im Vorfehlerfall eingestellt.

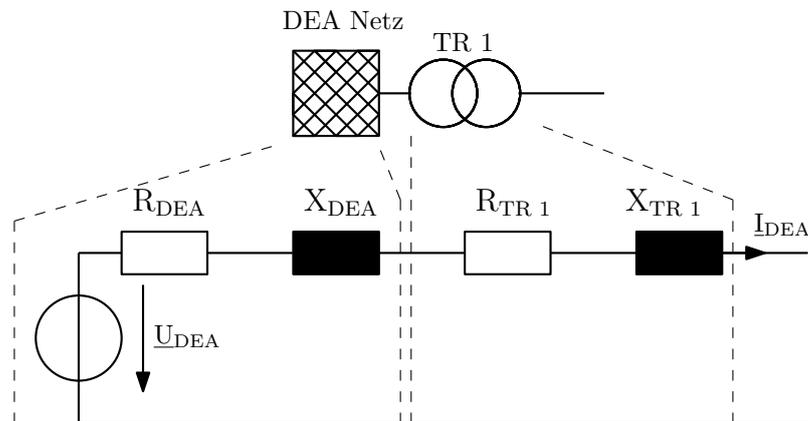


Abbildung 3.10: DEA-Modell Ersatzspannungsquelle

3.2.5 DEA-Modell Synchrongenerator

Das in Abbildung 3.11 dargestellte DEA-Modell Synchrongenerator besteht aus einem Transformator und einem Synchrongenerator mit der dazugehörigen Erregung sowie einem Pendeldämpfungsgerät.

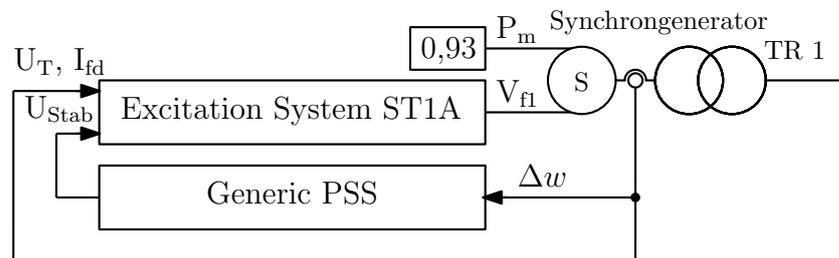


Abbildung 3.11: DEA-Modell Synchrongenerator

Der Transformator wird wie in Abschnitt 3.2.4 über eine Längsimpedanz nachgebildet. Für

das Simulationsmodell des Synchrongenerators wird ein Modell der Simpower-Toolbox aus Simulink® (siehe Synchronous Machine in [16]) verwendet. Dies ist ein Standardmodell, welches den mechanischen und elektrischen (6. Ordnung) Teil der Synchronmaschine für dynamische Untersuchungen nachbildet (siehe Abschnitt 2.2.4). Als Erregung wird eine statische Erregereinrichtung verwendet (siehe ST1A Excitation System in [16]), welche dem IEEE-Modell ST1A nach [48] entspricht. Zusätzlich beinhaltet das Simulationsmodell ein Pendeldämpfungsgerät (siehe Generic Power System Stabilizer in [16]), damit für die Dauer des Kurzschlusses von 500 ms die auftretenden Pendelungen gedämpft werden und dadurch keine Instabilitäten auftreten. Das mechanische Moment wird konstant gehalten, da der Einfluss einer Turbinenregelung auf das Kurzschlussverhalten für den betrachteten Zeitbereich gering ist.

3.2.6 DEA-Modell Generisches Windparkmodell

Das DEA-Modell Generisches Windparkmodell bildet einen Windpark bestehend aus WKA vom Typ 4 nach und ist in Abbildung 3.12 dargestellt. Alle im Windpark enthaltenen WKA werden durch drei unabhängig voneinander ansteuerbare Stromquellen simuliert und generieren das von technischen Richtlinien geforderte Verhalten des Windparks am Netzverknüpfungspunkt.

Speist eine Erzeugungsanlage über einen Vollumrichter in das Netz ein, so reagiert die Regelung des Umrichters im Millisekundenbereich. Der Einspeiser kann dadurch als Stromquelle aufgefasst werden. [17]

Die Einflüsse des Kurzschlussverhaltens des Windparks auf den Distanzschutz sollen durch die Variation einzelner Parameter, wie zum Beispiel der maximalen Stromhöhe, der unterschiedlichen Vorgaben der technischen Richtlinien für das Verhalten im Fehlerfall usw., untersucht werden. Die Auswirkungen auf den Distanzschutz können dadurch auf einzelne Faktoren zurückgeführt werden. Für diese Betrachtungen ist das generische Windparkmodell ausreichend detailliert modelliert. Um die Einflüsse der eingesetzten Umrichtertechnologie untersuchen zu können, wäre ein detailreicheres Modell notwendig (z.B. Auswirkungen der Oberschwingungen aufgrund des Umrichters auf die Schutztechnik).

Abbildung 3.12 zeigt, dass die Vorgabe für die Stromquellen über eine Regelung generiert wird. Diese erfolgt im d-q-Koordinatensystem mit zwei PI-Reglern, welche i_d und i_q separat voneinander regeln. Die Parameter der PI-Regler wurden so gewählt, dass das

Modell eine möglichst hohe Dynamik aufweist, dass jedoch die Simulation aufgrund von zu steilen Flanken nicht instabil wird. Das Verhalten des generischen Modells ist um einiges schneller, als nach den technischen Richtlinien in [26] und [25] gefordert wird. Je höher die Dynamik ist, desto stärker unterscheidet sich das Verhalten von dem eines Synchrongenerators, und dies stellt somit eine größere Herausforderung für die Schutztechnik dar.

Im Modell werden die Spannung und der Strom überspannungsseitig am Netzverknüpfungspunkt gemessen und stehen der Regelung als Eingänge zur Verfügung. Die Ströme werden in das d-q-Koordinatensystem transformiert und der Summierstelle der Regelung zugeführt. Die Spannung wird von den Blöcken Grenzwertberechnung und Sollwertberechnung benötigt, um die Sollwerte von i_d und i_q zu berechnen. Aus Spannung und Strom wird die momentan abgegebene Wirkleistung berechnet, und diese steht dem Block Grenzwertberechnung als Eingang zur Verfügung. Dem Simulationsmodell wird auch der Zeitpunkt des Kurzschlusseintritts („faulttime“) vorgegeben, wodurch zwischen Vorfehlerzustand und Kurzschluss auch hinsichtlich der Zeit und nicht nur hinsichtlich der gemessenen Spannung unterschieden werden kann. Dies wäre grundsätzlich nicht notwendig, soll aber gegebenenfalls einen größeren Freiheitsgrad für die zukünftige Verwendung des Simulationsmodells offenhalten.

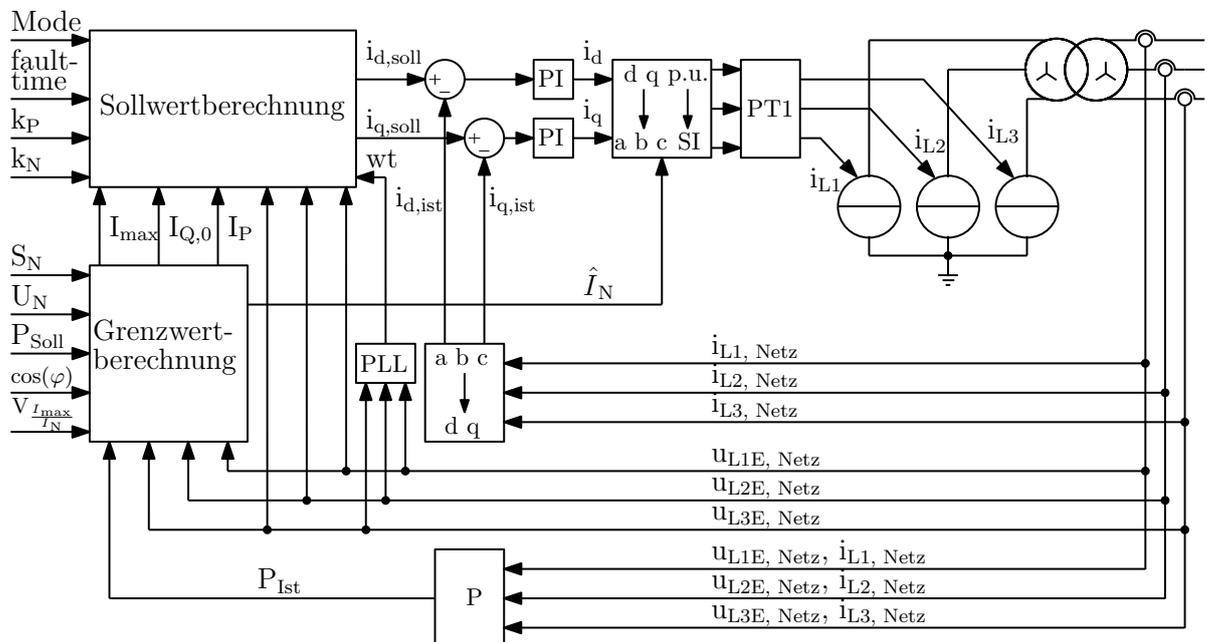


Abbildung 3.12: DEA-Modell Generisches Windparkmodell

3 Methodik

Der Block Grenzwertberechnung in Abbildung 3.14 berechnet aus den Vorgaben für den Betriebszustand (Vorfehlerzustand) P_{Soll} und $\cos(\varphi)$ die Blindleistung Q_{Soll} . Die Werte müssen sich innerhalb des in Abbildung 3.13 dargestellten Leistungsdiagrammes befinden. Aus den Eingangsgrößen werden alle für die im Block Sollwertberechnung durchgeführten Berechnungen der Sollwerte von i_d und i_q notwendigen Grenzwerte des Stromes vom Block Grenzwertberechnung ermittelt.

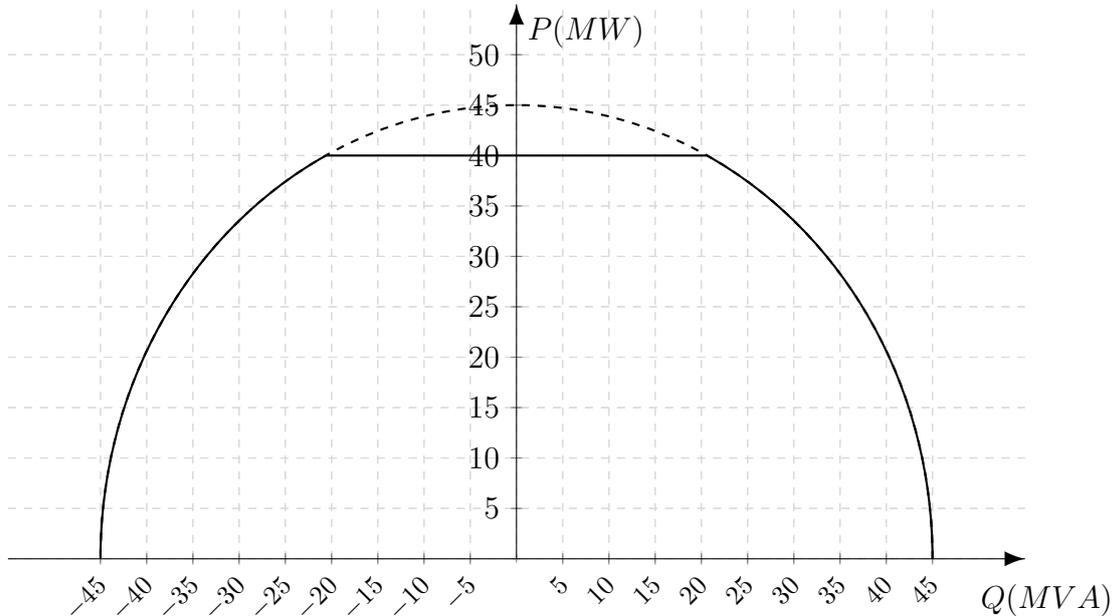


Abbildung 3.13: DEA-Modell Generisches Windparkmodell, P-Q Diagramm (Bsp.)

Wie aus Abbildung 3.14 ersichtlich, wird aus S_N und U_N über die Gleichung 3.1 der Nennstrom I_N des Windparks berechnet, auf den alle anderen Stromvorgaben bezogen werden.

$$I_N = \frac{S_N}{\sqrt{3} \cdot U_N} = \frac{45 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 110 \text{ kV}} = 236,2 \text{ A} \quad (3.1)$$

Aufgrund der bezogenen Größen kann für den maximalen Kurzschlussstrom das Verhältnis von I_{\max} zu I_N $V \frac{I_{\max}}{I_N}$ direkt ausgegeben werden. Aus den Phasenspannungen wird die Mitsystemspannung ermittelt und mit Q_{Soll} der Blindstrom im Vorfehlerzustand $I_{Q,0}$, mit P_{Soll} wird die Wirkstromvorgabe $I_{P,Soll}$ für die gesamte Simulationsdauer und mit dem gemessenen P_{Ist} der Wirkstrom $I_{P,Ist}$ berechnet. Die Differenz der beiden Wirkströme wird einem PI-Regler zugeführt, welcher die Stromvorgabe I_P ausgibt.

Für den Wirkanteil des Kurzschlussstromes gibt es im Modell zwei Grenzen. Bei weit entfernten Kurzschlüssen mit einem genügend großen Fehlerwiderstand R_F bricht die

Spannung nur gering ein. Wird der Wirkstrom im Kurzschlussfall erhöht, würde im Fehlerfall mehr Wirkleistung als im Vorfehlerfall abgegeben werden. Da dies nicht möglich ist, wird dies mit der Regelung von I_P verhindert, was zu Instabilitäten bei der Simulation führen kann. Des Weiteren kann damit eine gewünschte Dynamik simuliert werden, und somit kommt es zu keinen sprunghaften Vorgaben von I_P . Als zweite Grenze gilt der maximale Kurzschlussstrom I_{\max} , welcher nicht überschritten werden darf.

Die errechneten Größen I_P und $I_{Q,0}$ werden abschließend begrenzt, damit diese bei gestörten Eingangsgrößen nicht außerhalb der definierten Bereiche liegen und somit die Simulation ebenfalls instabil werden könnte.

Für I_P gilt im Vorfehlerzustand I_N als maximale Grenze, und im Fehlerfall nach dem Kurzschlusseintritt ist I_{\max} die obere Grenze. Das Minimum von I_P ist null, da das Modell keinen Wirkstrom beziehen kann. Die maximale und minimale Grenze von $I_{Q,0}$ wird aus I_N und I_P durch $\sqrt{1 - I_P^2}$ ermittelt.

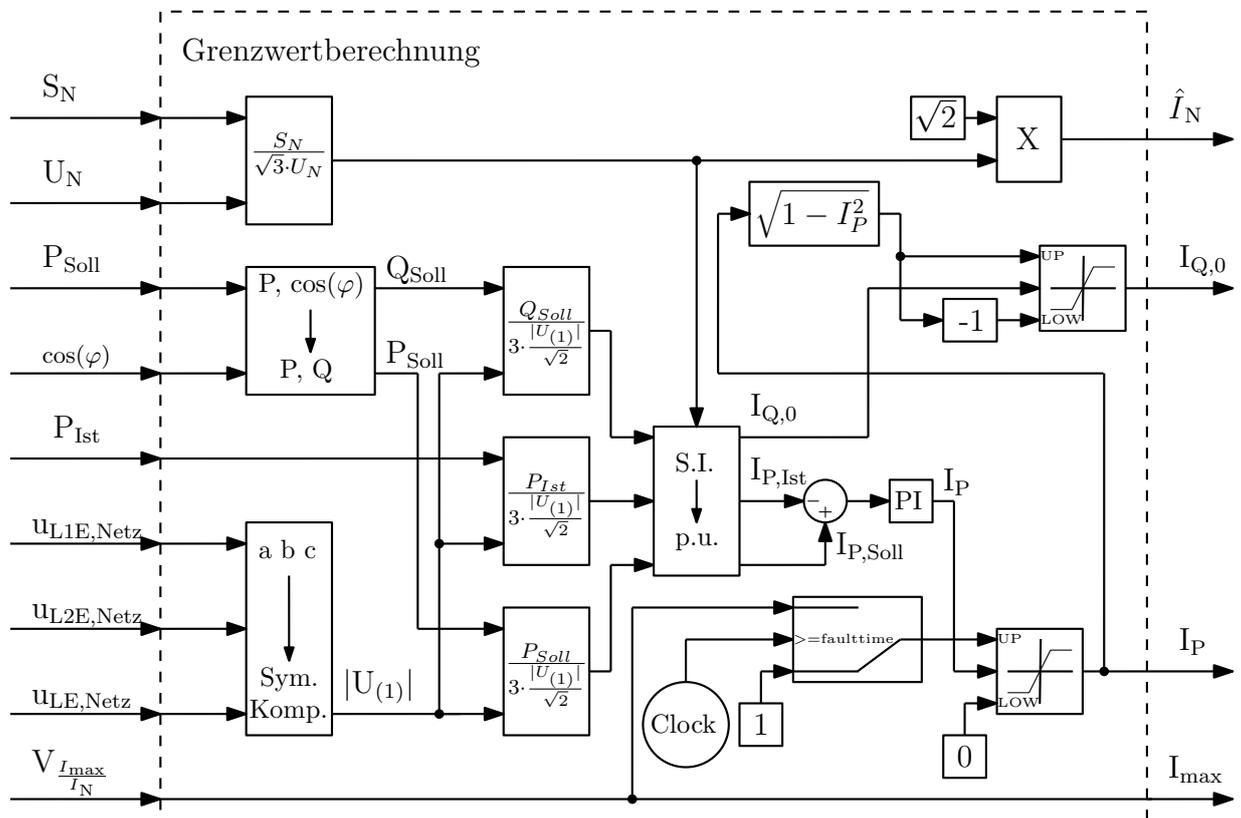


Abbildung 3.14: DEA-Modell Generisches Windparkmodell, Grenzwertberechnung

3 Methodik

Die Sollwerte von i_d und i_q werden mit dem Block Sollwertberechnung ermittelt, welcher in Abbildung 3.15 dargestellt ist. Für die Modellierung wurden [41], [49] und [50] herangezogen. Folgende Eingänge stehen dem Block zur Berechnung zur Verfügung:

- Stromvorgaben des Blockes Grenzwertberechnung (siehe Abbildung 3.14)
 - I_N
 - $I_{Q,0}$
 - I_P
 - I_{\max}
- Vorgaben der technischen Richtlinien (siehe Abschnitt 2.6)
 - Mode: Gibt vor, nach welcher Richtlinie (SDLWindV oder VDE-AR-N 4120) die Sollwerte der Ströme berechnet werden.
 - k_P: Blindstrom-Spannungs-Statik für die Blindstromeinspeisung zur Spannungsstützung während eines Fehlerfalls im Mitsystem (siehe Abbildung 2.35)
 - k_N: Blindstrom-Spannungs-Statik für die Blindstromeinspeisung zur Spannungsstützung während eines Fehlerfalls im Gegensystem (siehe Abbildung 2.35)
- u_{L1E,Netz}, u_{L2E,Netz}, u_{L3E,Netz}: Phasenspannungen am Netzverknüpfungspunkt
- wt: Spannungswinkel am Netzverknüpfungspunkt
- t: Simulationszeit
- faulttime: Zeitpunkt des Kurzschlusses

Aus den Phasenspannungen am Netzverknüpfungspunkt werden die Mit- und Gegensystemspannung $U_{(1)}$ und $U_{(2)}$ sowie über einen SOGI-Bandpassfilter nach [41] die Spannungen $u_{\alpha(1)}$, $u_{\beta(1)}$, $u_{\alpha(2)}$ und $u_{\beta(2)}$ im α - β -Koordinatensystem für das Mit- und Gegensystem berechnet. Die Eingänge und die errechneten Spannungen werden vom Block Sollwertberechnung nach technischen Richtlinien zur Berechnung der Stromvorgaben im d-q-Koordinatensystem für das Mit- und Gegensystem $i_{d(1)}$, $i_{q(1)}$, $i_{d(2)}$ und $i_{q(2)}$ sowie die Spannungswinkel θ_1 und θ_2 verwendet. Diese Größen werden mit einem Verzögerungsglied 1. Ordnung geglättet, um mögliche Phasensprünge zu verhindern, und mit dem Winkel wt auf die Ströme $i_{\alpha,\text{Soll}}$ und $i_{\beta,\text{Soll}}$ in das α - β -Koordinatensystem umgerechnet. Im letzten Schritt werden die Sollvorgaben in das d-q-Koordinatensystem transformiert.

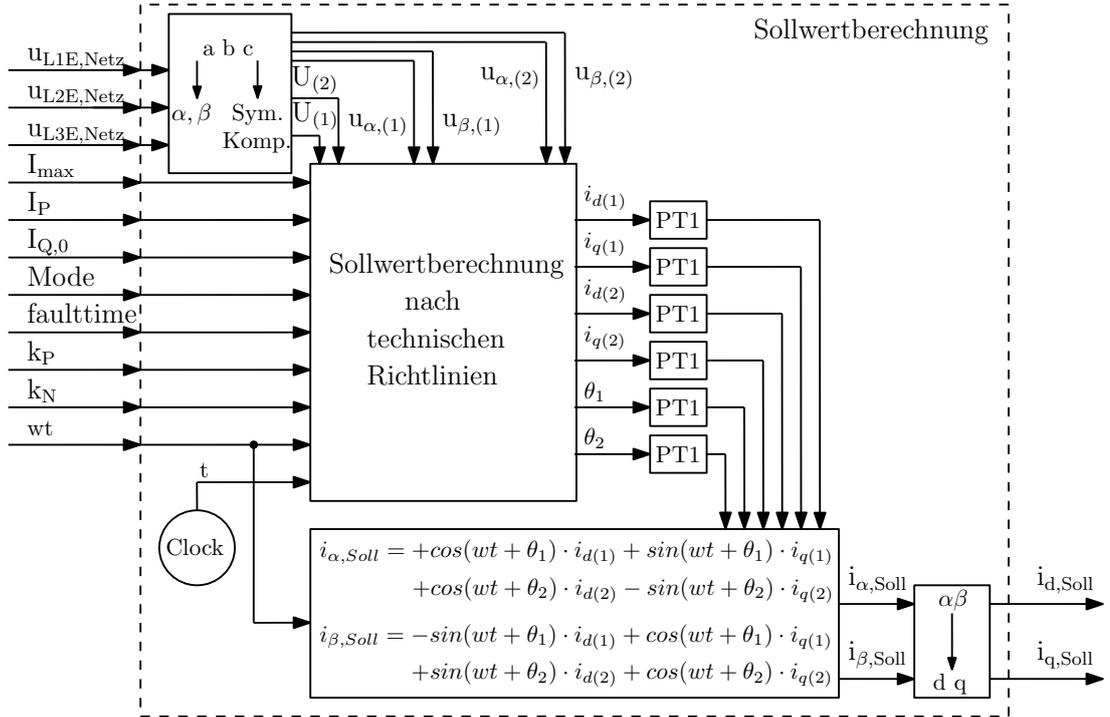


Abbildung 3.15: DEA-Modell Generisches Windparkmodell, Sollwertberechnung

Abbildung 3.16 zeigt das Simulationsmodell des Blockes Sollwertberechnung nach technischen Richtlinien. Dabei werden im ersten Schritt die Spannungswinkel der Mit- und Gegensystemspannung durch die Gleichungen 3.2 bis 3.7 berechnet.

$$v_{d,(1)} = \cos(wt) \cdot v_{\beta,(1)} - \sin(wt) \cdot v_{\alpha,(1)} \quad [50] \quad (3.2)$$

$$v_{q,(1)} = \sin(wt) \cdot v_{\beta,(1)} + \cos(wt) \cdot v_{\alpha,(1)} \quad [50] \quad (3.3)$$

$$v_{d,(2)} = \cos(-wt) \cdot v_{\beta,(2)} + \sin(-wt) \cdot v_{\alpha,(2)} \quad [50] \quad (3.4)$$

$$v_{q,(2)} = \sin(-wt) \cdot v_{\beta,(1)} + \cos(-wt) \cdot v_{\alpha,(2)} \quad [50] \quad (3.5)$$

$$\theta_1 = \arctan\left(-\frac{v_{q,(1)}}{v_{d,(1)}}\right) \quad [50] \quad (3.6)$$

$$\theta_2 = \arctan\left(\frac{v_{q,(2)}}{v_{d,(2)}}\right) \quad [50] \quad (3.7)$$

Im nächsten Schritt werden die Ströme für den Vorfehlerzustand definiert. Vor dem Kurzschlusseintritt wird im letzten Simulationsschritt $I_{Q,0}$ als $I_{Q,0,store}$ abgespeichert, da der Blindstrom im Vorfehlerzustand zu dem zusätzlich eingespeisten Blindstrom zur Spannungsstützung im Fehlerfall addiert werden muss (siehe Abbildung 2.35). Während

3 Methodik

des Kurzschlusses werden die Spannungsänderungen zum Vorfehlerzustand ermittelt, und es wird überprüft, mit welchem Mode (SDLWindV oder VDE-AR-N 4120) die Stromvorgaben berechnet werden müssen. Sind die Spannungsänderungen außerhalb eines definierten Toleranzbandes, wird der zusätzliche Blindstrom zur Spannungsstützung eingespeist.

Im letzten Schritt wird überprüft, ob durch den zusätzlichen Strom der maximale Strom des Umrichters I_{\max} überschritten wird. Ist dies nicht der Fall, werden die errechneten Größen ausgegeben. Wird der Strom überschritten, wird dieser iterativ verkleinert, wobei zuerst der Wirkanteil im Mitsystem und erst im zweiten Schritt die Blindanteile im Mit- und Gegensystem reduziert werden. Die Überschreitung der Stromgrenze wird durch die Gleichungen von 3.8 bis 3.14 nach [50] überprüft.

$$I_{(1)} = \sqrt{i_{d(1)}^2 + i_{q(1)}^2} \quad [50] \quad (3.8)$$

$$I_{(2)} = \sqrt{i_{d(2)}^2 + i_{q(2)}^2} \quad [50] \quad (3.9)$$

$$\alpha = \theta_2 - \theta_1 - \arctan\left(\frac{i_{q(2)}}{i_{d(2)}}\right) + \arctan\left(\frac{i_{q(1)}}{i_{d(1)}}\right) \quad [50] \quad (3.10)$$

$$I_{L1,max} = \sqrt{I_{(1)}^2 + I_{(2)}^2 + 2 \cdot I_{(1)} \cdot I_{(2)} \cdot \cos(\alpha)} \quad [50] \quad (3.11)$$

$$I_{L2,max} = \sqrt{I_{(1)}^2 + I_{(2)}^2 + 2 \cdot I_{(1)} \cdot I_{(2)} \cdot \cos\left(\alpha + \frac{4\pi}{3}\right)} \quad [50] \quad (3.12)$$

$$I_{L3,max} = \sqrt{I_{(1)}^2 + I_{(2)}^2 + 2 \cdot I_{(1)} \cdot I_{(2)} \cdot \cos\left(\alpha - \frac{4\pi}{3}\right)} \quad [50] \quad (3.13)$$

$$I_{max} = \max(I_{L1,max}, I_{L2,max}, I_{L3,max}) \quad [50] \quad (3.14)$$

Die in den betrachteten technischen Richtlinien nach [25] und [26] geforderte FRT-Charakteristik nach Abbildung 2.31, Abbildung 2.32 und Abbildung 2.33 verlangen von den Erzeugungsanlagen, dass diese mindestens 150 ms am Netz bleiben müssen. Im generischen Simulationsmodell wurden die FRT-Kennlinien so umgesetzt, dass der Windpark während der gesamten Simulationsdauer des Kurzschlusses am Netz bleibt. Da nur die Auswirkungen auf eine unverzögerte Auslösung untersucht werden und die Staffelung der Schutzgeräte nicht Thema dieser Arbeit ist, ist eine Modellierung der Kennlinien nicht notwendig. Das Windparkmodell kann jedoch diesbezüglich erweitert werden.

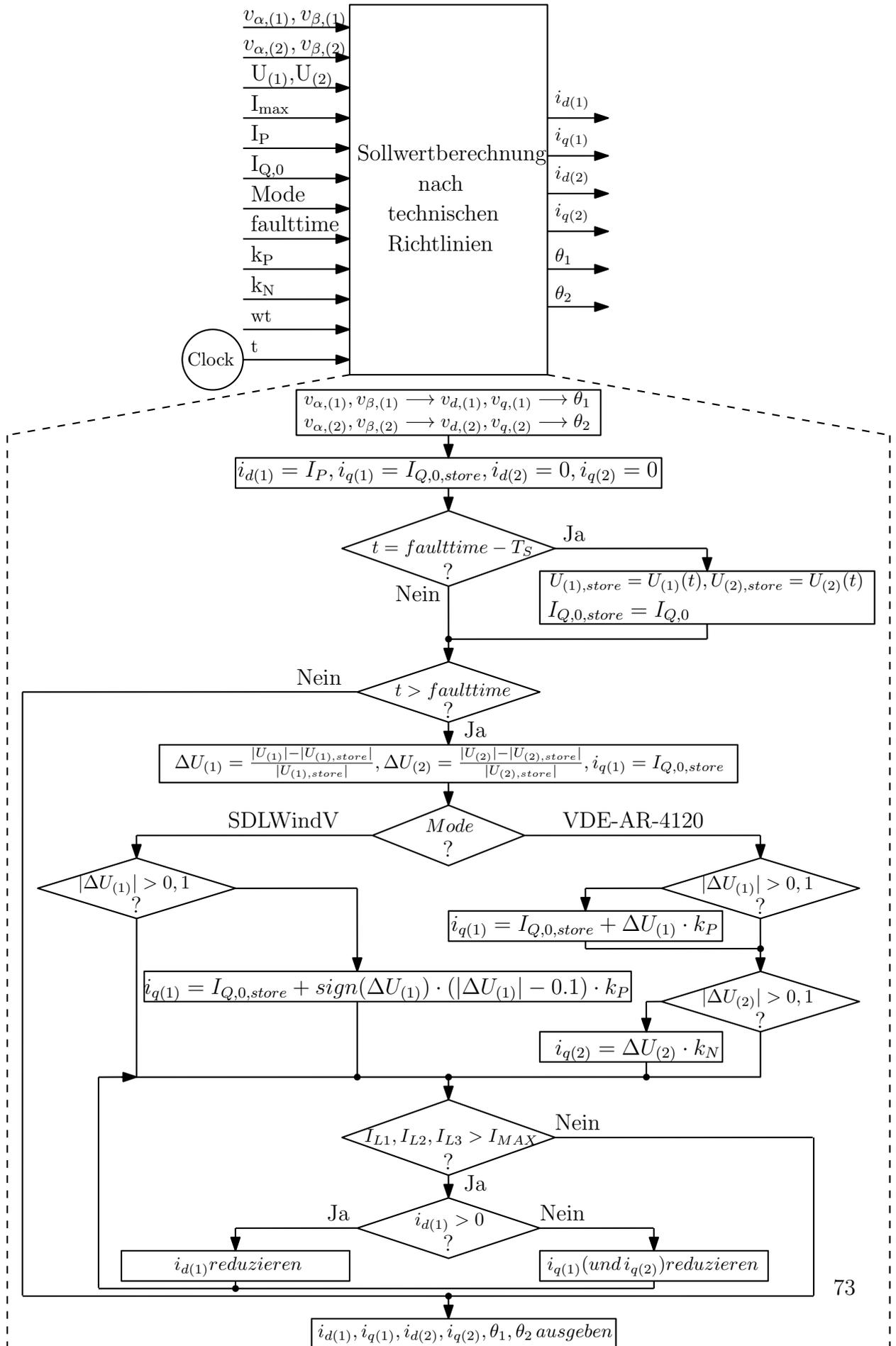


Abbildung 3.16: DEA-Modell Generisches Windparkmodell, Sollwertberechnung nach technischen Richtlinien

3.3 Automatisierte Simulationen von Schutzfunktionen

Der Ablauf der automatisierten Simulationen der Schutzfunktionen des Distanzschutzes ist in Abbildung 3.17 dargestellt.

Zuerst wird die von den Simulationen der Kurzschlusszenarien erzeugte Ordnerstruktur in ein *.mat*-File umgewandelt. Die betrachtete Schutzfunktion wird dabei mit den Spannungs- und Stromverläufen jedes enthaltenen Fehlerfalles simuliert. Dabei werden diese über eine Messeinheit eingelesen, die benötigten Größen (z.B. die komplexen Zeiger der Spannungen und Ströme bzw. deren Effektivwerte usw.) erzeugt und mit der Reaktion der Schutzfunktion als Ergebnis gespeichert.

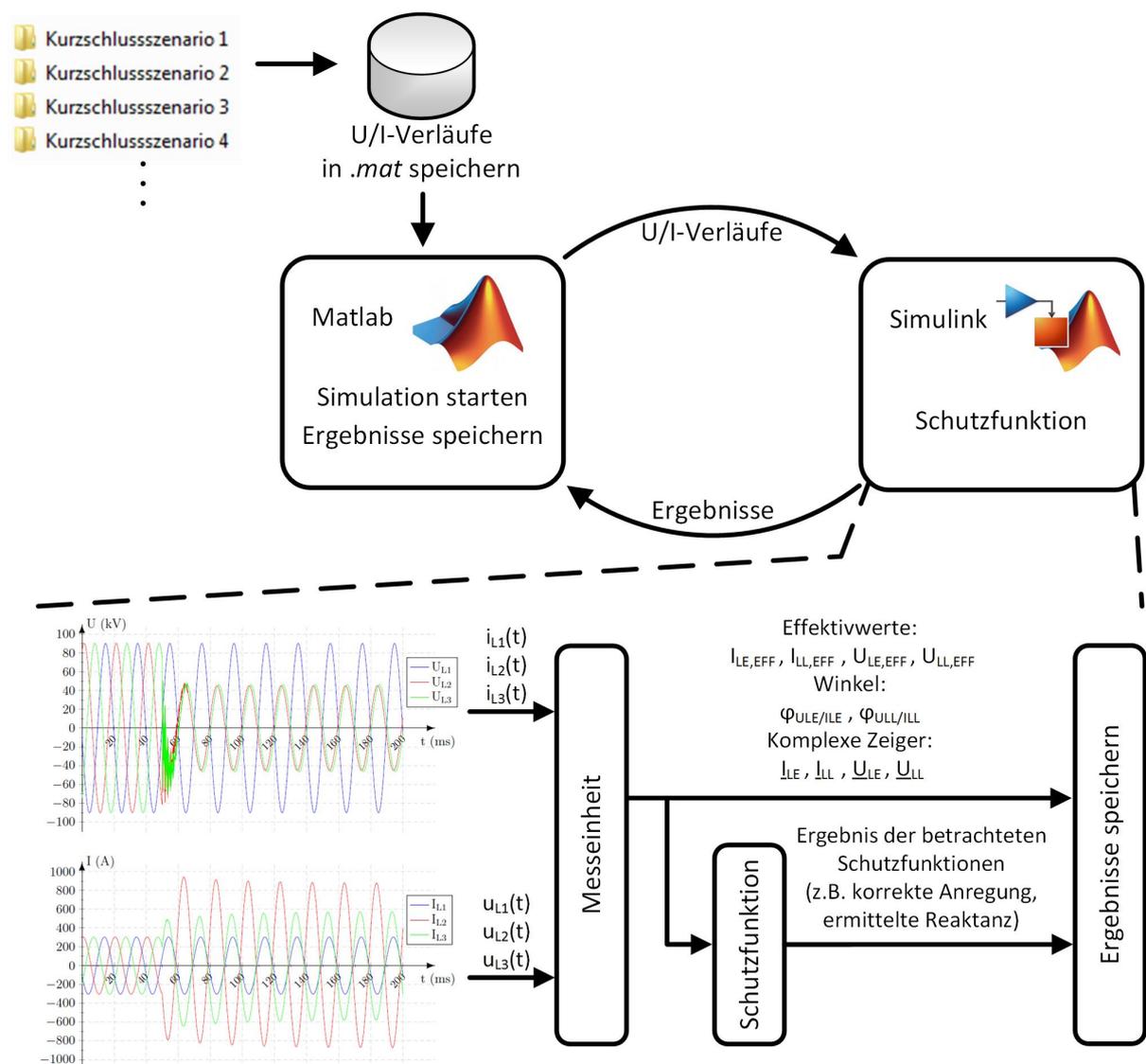


Abbildung 3.17: Automatisierte Simulation von Schutzfunktionen

3.4 Simulationsmodelle Distanzschutz

Folgende Schutzfunktionen des Distanzschutzes werden betrachtet:

- Anregung
 - I-Anregung
 - U/I-Anregung
 - U/I/ φ -Anregung
 - Z-Anregung
- Richtungsbestimmung
 - mit fehlergetreuer Spannung
 - mit fehlerfremder Spannung
 - mit Speicherspannung
- Selektive Auslösung und Fehlerortung
 - klassische Fehlerschleife (Reaktanz der gemessenen Impedanz)

Für die Modellierung der Schutzfunktionen wird das Siemens-Handbuch für 7SA87, 7SD87, 7SL87, 7VK87 nach [51] herangezogen. In den folgenden Unterpunkten werden die Simulationsmodelle der angeführten Schutzfunktionen näher beschrieben.

3.4.1 I-Anregung

Das Simulationsmodell der I-Anregung ist in Abbildung 3.18 dargestellt. Als Eingänge stehen dem Modell die Effektivwerte der drei Phasenströme $I_{L1,eff}$, $I_{L2,eff}$ und $I_{L3,eff}$ sowie die Anregeschwelle I_{\gg} zur Verfügung. Daraus werden die I-Anregung sowie die Anregungen der einzelnen Phasen Anregung L1, L2 und L3 berechnet.

Im ersten Schritt werden die Effektivwerte der Phasenströme eingelesen und mit der Anregeschwelle verglichen. Falls ein Phasenstrom größer als die Anregeschwelle ist, wird die Anregung der jeweiligen Phase auf den Wert eins gesetzt. Im nächsten Schritt wird überprüft, ob eine 1-phasige Anregung ohne Erdanregung vorliegt und der Effektivwert einer der beiden nicht angeregten Phasen größer als $\frac{2}{3}$ der angeregten Phase ist. Ist diese Bedingung erfüllt, wird diese Phase ebenfalls angeregt. Ist die Anregung für den

betrachteten Fehlerfall korrekt, wird die I-Anregung auf den Wert zwei gesetzt, um zu verdeutlichen, dass die Anregung zwar korrekt ist, aber zuvor eine 1-phasige Anregung vorhanden war. Ist die Bedingung der 1-phasigen Anregung ohne Erdanregung nicht erfüllt, wird ebenfalls überprüft, ob die Anregung korrekt ist und - falls ja - die Anregung I auf den Wert eins gesetzt.

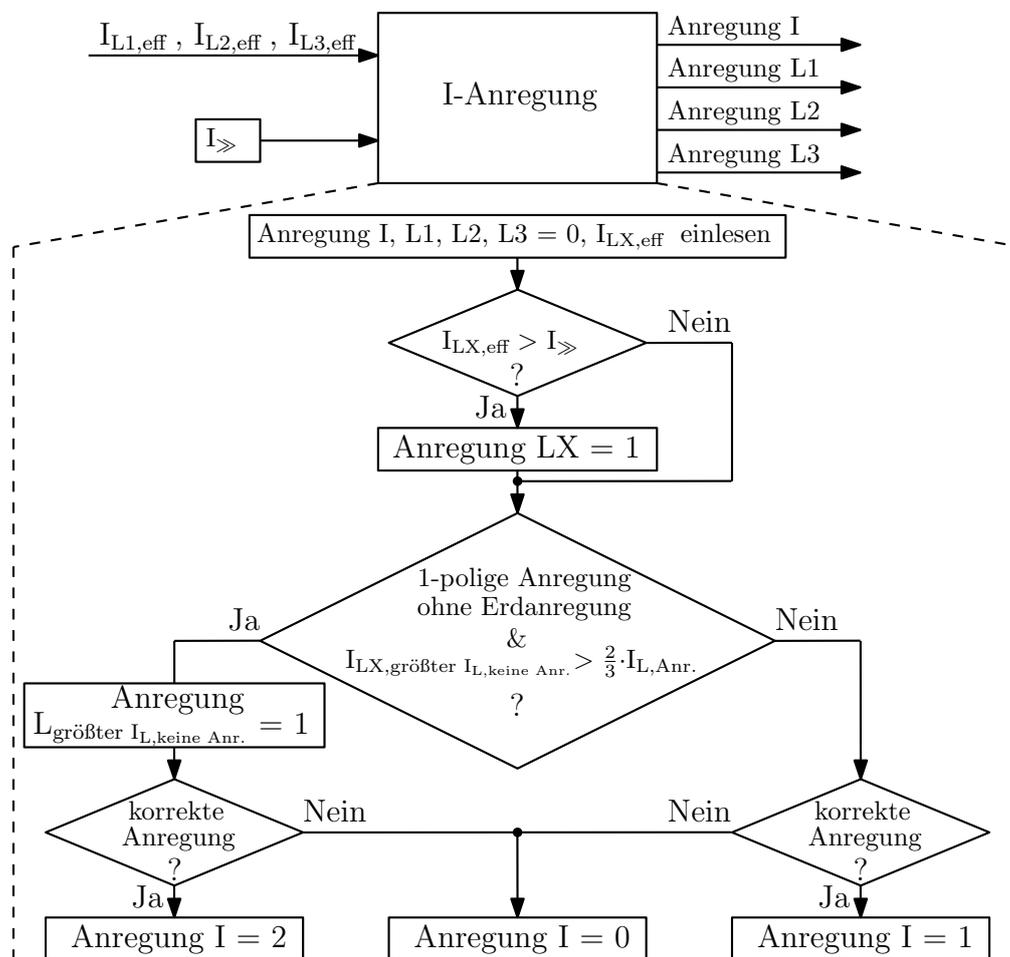


Abbildung 3.18: Simulationsmodell I-Anregung

3.4.2 U/I-Anregung

Bei der U/I-Anregung wird die Kennlinie in Abbildung 3.19 implementiert, mit welcher der Kurzschlussbereich vom Lastbereich getrennt wird. Diese wird über die Spannungen $U_>$, $U_>>$ und die dazugehörigen Ströme $I_>$, $I_>>$ definiert. Diese Werte müssen für die Leiter-Leiter-Spannungen sowie für die Leiter-Erde-Spannungen angegeben werden.

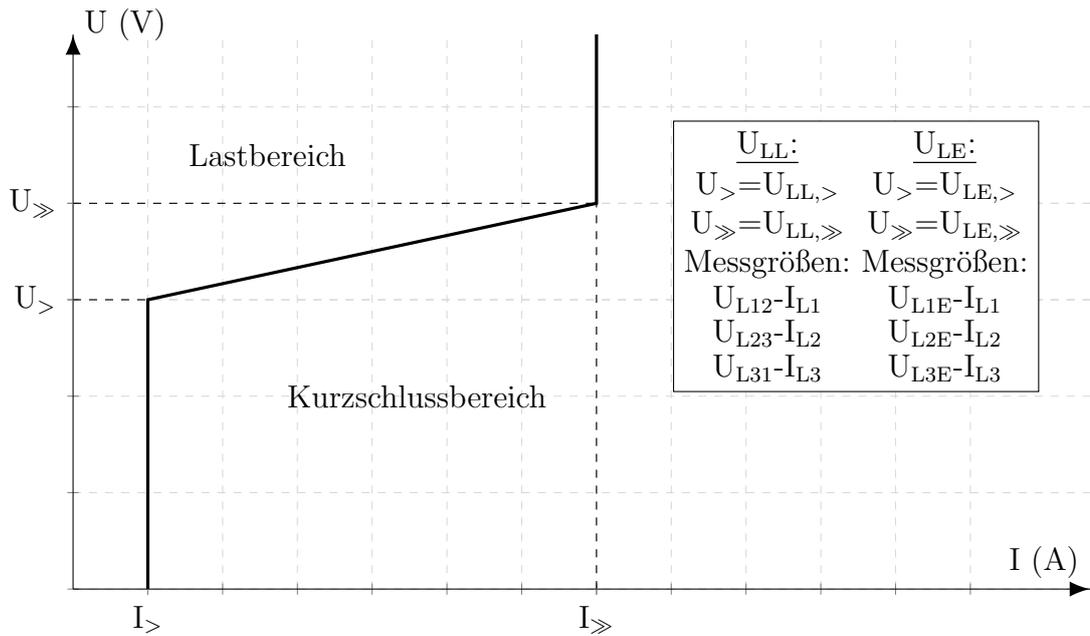


Abbildung 3.19: U/I-Kennlinie, selbst erstellt nach [51]

Das Simulationsmodell der U/I-Anregung in Abbildung 3.20 verwendet für die Berechnung der Anregung die Effektivwerte der Leiter-Leiter-Spannungen ($U_{L12,\text{eff}}$, $U_{L23,\text{eff}}$, $U_{L31,\text{eff}}$), der Leiter-Erde-Spannungen ($U_{L1E,\text{eff}}$, $U_{L2E,\text{eff}}$, $U_{L3E,\text{eff}}$) und der Phasenströme ($I_{L1,\text{eff}}$, $I_{L2,\text{eff}}$, $I_{L3,\text{eff}}$). Des Weiteren werden die Spannungen und Ströme der Auslösekennlinien für die Bewertung der Leiter-Leiter-Spannungen sowie der Leiter-Erde-Spannungen ($U_{LL,>}$, $U_{LL,>>}$, $U_{LE,>}$, $U_{LE,>>}$, $I_{>}$, $I_{>>}$) als Eingänge genutzt. Als Ergebnis erhält man die Anregungen $U_{LL}-I$ und $U_{LE}-I$, welche vom Simulationsmodell parallel berechnet werden, sowie die Anregungen der einzelnen Phasen L1, L2 und L3.

Das Modell liest im ersten Schritt alle Eingangsgrößen ein. Daraus werden die Spannungen berechnet, welche für einen bestimmten Effektivwert der Ströme unterschritten werden müssen, damit eine Anregung erfolgt. Die Legende in Abbildung 3.19 gibt die betrachteten U/I-Messgrößen für die Ermittlung der Anregung an. Anschließend wird überprüft, welche U/I-Messgrößen im Kurzschlussbereich liegen und die entsprechenden Phasen angeregt. Ist ein Phasenstrom größer als die Anregeschwelle $I_{>>}$, wird diese unabhängig von der Spannung angeregt. Stimmt die Phasenanregung mit dem Fehlerfall überein, werden die jeweiligen Anregungen $U_{LL}-I$ und $U_{LE}-I$ entsprechend auf eins gesetzt. Bei einer 1-phasigen Anregung ohne Erdanregung läuft die Überprüfung der beiden nicht angeregten Phasen wie bei der I-Anregung im Abschnitt 3.4.1 ab.

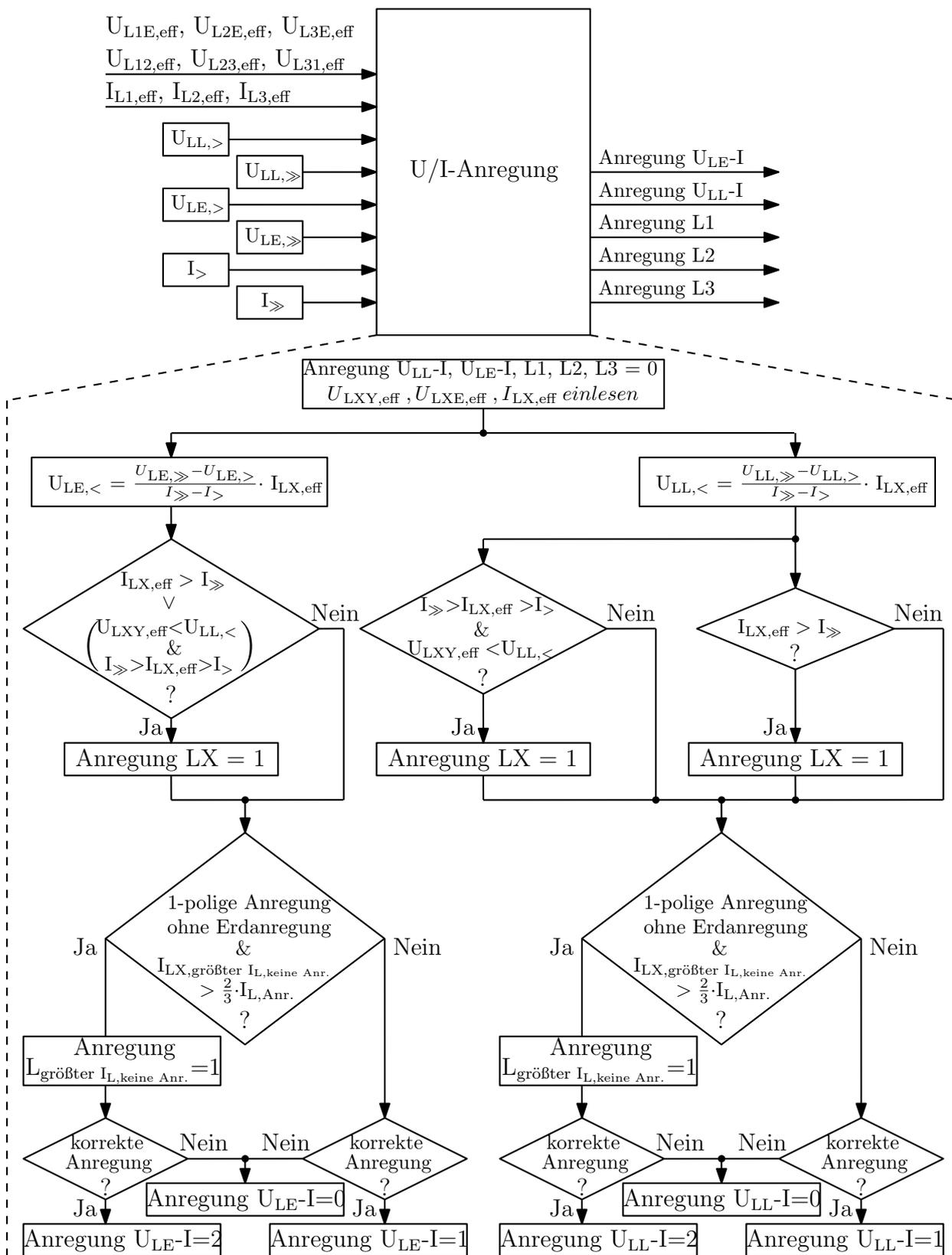


Abbildung 3.20: Simulationsmodell U/I-Anregung

3.4.3 U/I/ φ -Anregung

Prinzipiell funktioniert die U/I/ φ -Anregung gleich wie die U/I-Anregung, jedoch wird noch zusätzlich der Kurzschlusswinkel der Leiter-Leiter- und der Leiter-Erde-Schleifen bewertet (Gleichung 3.15 bis 3.20).

$$\varphi_{L1E} = \text{angle}\left(\frac{U_{L1E}}{I_{L1}}\right) \quad [51] \quad (3.15)$$

$$\varphi_{L2E} = \text{angle}\left(\frac{U_{L2E}}{I_{L2}}\right) \quad [51] \quad (3.16)$$

$$\varphi_{L3E} = \text{angle}\left(\frac{U_{L3E}}{I_{L3}}\right) \quad [51] \quad (3.17)$$

$$\varphi_{L12} = \text{angle}\left(\frac{U_{L12}}{I_{L12}}\right) \quad [51] \quad (3.18)$$

$$\varphi_{L23} = \text{angle}\left(\frac{U_{L23}}{I_{L23}}\right) \quad [51] \quad (3.19)$$

$$\varphi_{L31} = \text{angle}\left(\frac{U_{L31}}{I_{L31}}\right) \quad [51] \quad (3.20)$$

Ist dieser innerhalb der in Abbildung 3.21 grau hinterlegten Bereiche, wird der Kurzschlussbereich der U/I-Kennlinie, wie in Abbildung 3.22 gezeigt, um den grau hinterlegten Bereich erweitert. Die U/I/ φ -Kennlinie wird zusätzlich zur U/I-Kennlinie mittels der Spannung $U_{\varphi>}$ und des Stroms $I_{\varphi>}$ definiert.

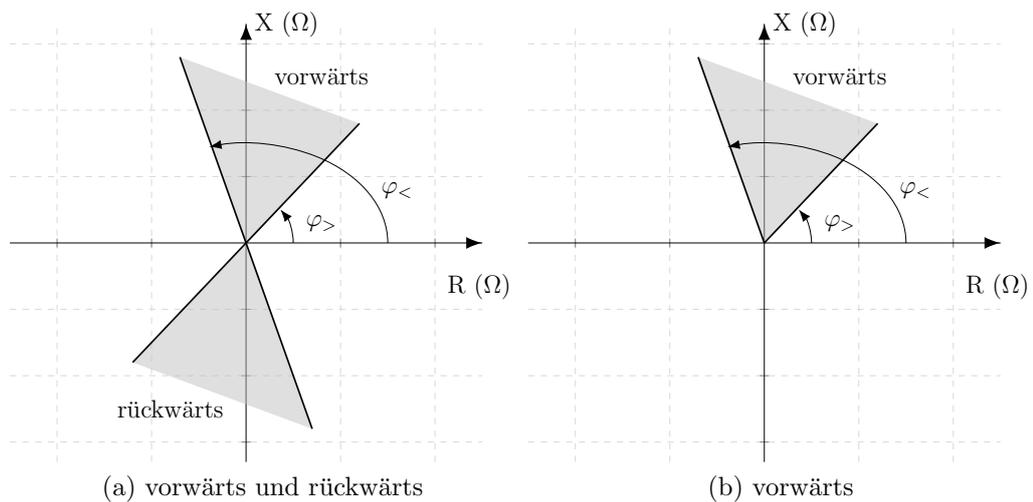


Abbildung 3.21: Kurzschlusswinkelbereich, selbst erstellt nach [51]

3 Methodik

Das Simulationsmodell der U/I/ φ -Anregung in Abbildung 3.23 beinhaltet zusätzlich zu den Eingängen der U/I-Anregung noch die Kurzschlusswinkel (φ_{L1E} , φ_{L2E} , φ_{L3E} , φ_{L12} , φ_{L23} , φ_{L31}) sowie die Spannung $U_{\varphi >}$ und den Strom $I_{\varphi >}$ der Anregekennlinie des erweiterten Kurzschlussbereiches. Über den Parameter „Mode Richtung“ kann, wie in Abbildung 3.21 dargestellt, angegeben werden, ob der Bereich des Kurzschlusswinkels vorwärts und rückwärts oder nur vorwärts berücksichtigt wird.

Das Modell liest im ersten Schritt alle Eingänge ein und überprüft, welcher Mode des Parameter „Mode Richtung“ aktiviert ist. Anschließend wird überprüft, ob der Winkel des Kurzschlusses in den vorgegebenen Bereichen liegt. Im nächsten Schritt werden die Spannungen berechnet, unter denen die betrachteten Leiter-Leiter- bzw. Leiter-Erde-Spannungen liegen müssen, um eine Anregung für einen bestimmten Phasenstrom zu generieren. Diese Spannungen werden einer U/I-Anregung nach Abschnitt 3.4.2 übergeben und diese anschließend durchgeführt.

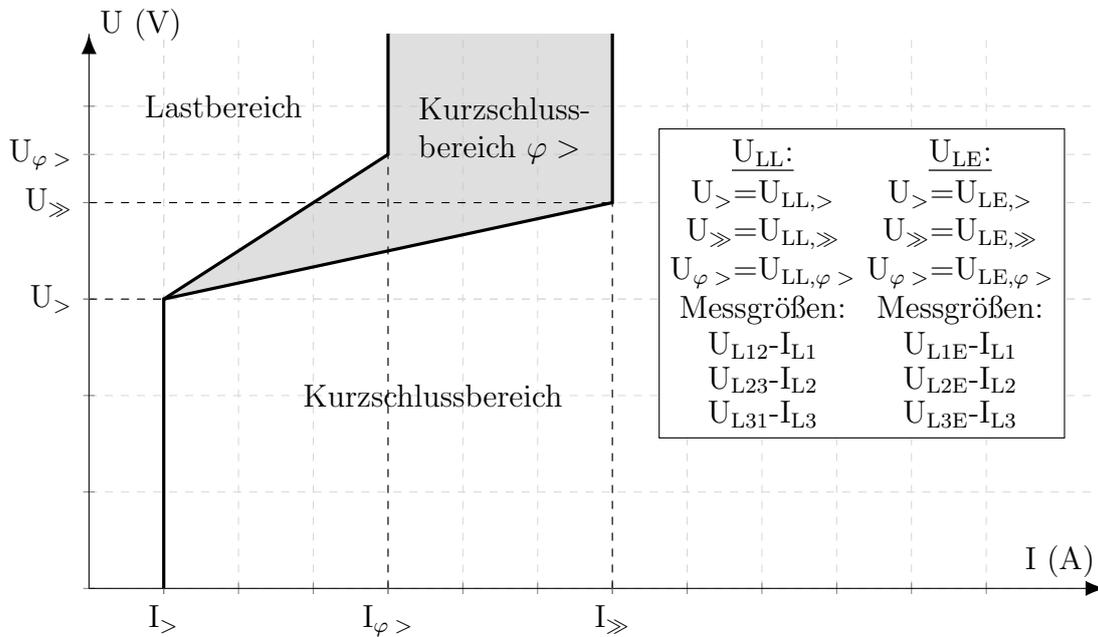


Abbildung 3.22: U/I/ φ -Kennlinie, selbst erstellt nach [51]

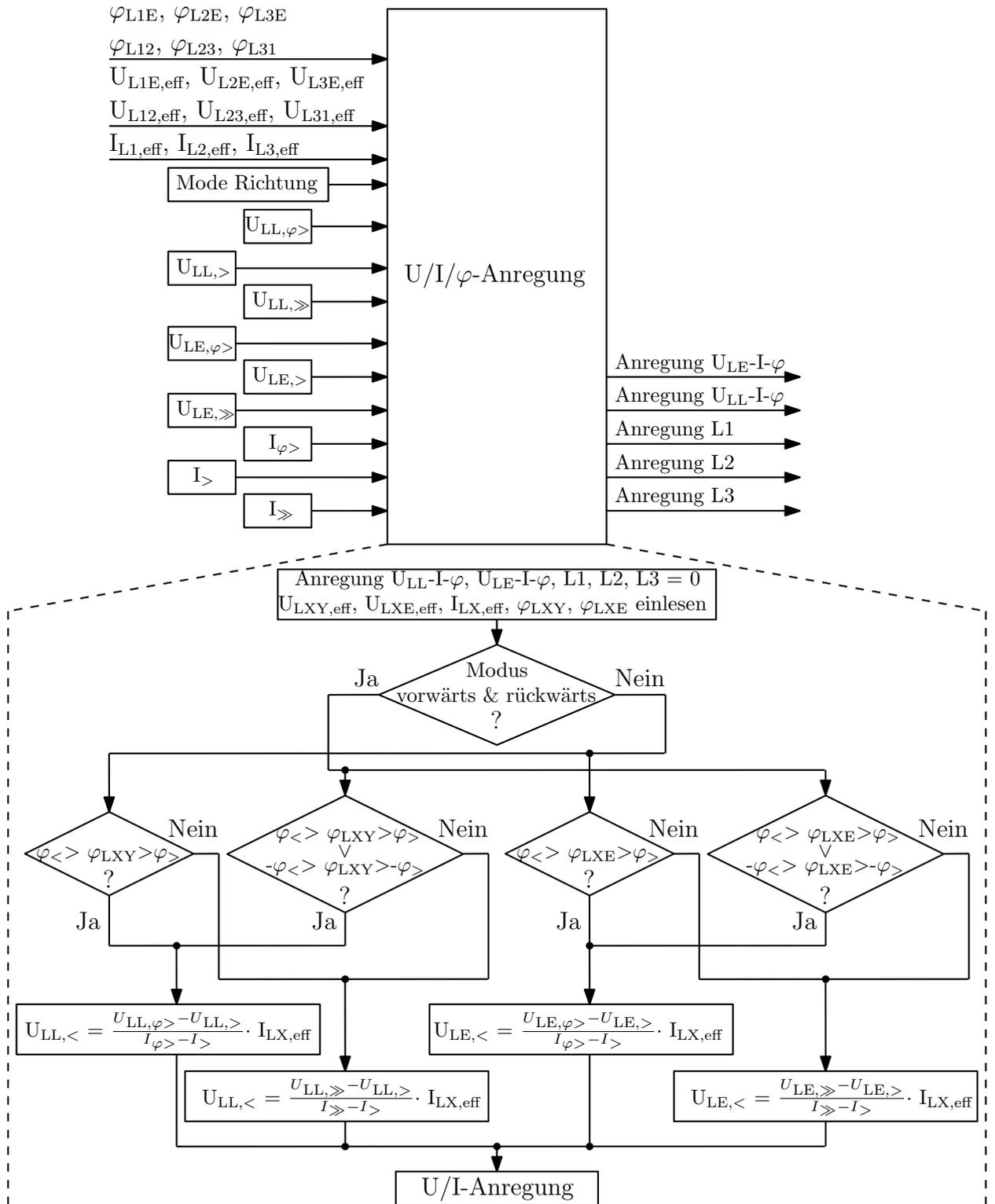


Abbildung 3.23: Simulationsmodell U/I/φ-Anregung

3.4.4 Z-Anregung

Bei der Z-Anregung wird für alle sechs Fehlerschleifen die Impedanz berechnet, wofür die Spannung und der Strom am Relaiseinbauort gemessen werden. Bei dem Simulationsmodell in Abbildung 3.25 werden aufgrund der untersuchten Fehlerfälle nur die Impedanzen der Leiter-Leiter-Schleifen nach den Gleichungen 3.21 bis 3.23 berechnet.

$$\underline{Z}_{L12} = \frac{U_{L12}}{I_{L12}} \quad (3.21)$$

$$\underline{Z}_{L23} = \frac{U_{L23}}{I_{L23}} \quad (3.22)$$

$$\underline{Z}_{L31} = \frac{U_{L31}}{I_{L31}} \quad (3.23)$$

Befindet sich eine der Impedanzen in einem zuvor definierten Bereich in der X-R-Ebene, kommt es für die jeweilige Schleife zu einer Anregung. Für diese Arbeit wird als Anregebereich das in Abbildung 3.24 dargestellte Polygon nach [51] untersucht.

Dessen Größe und Form wird durch einen X- und R-Wert sowie durch den Winkel φ_{Dist} definiert. Des Weiteren kann mit einer Richtungsvorgabe die Form des Polygons auf den Bereich vorwärts, rückwärts oder auf den ganzen Bereich (beide) festgelegt werden. Um für stark belastete Leitungen den Lastbereich erweitern zu können, kann ein Lastausschnitt definiert werden. Dieser ist in Abbildung 3.24 durch den grau hinterlegten Bereich dargestellt und wird über die Parameter R_{Last} und φ_{Lastaus} angegeben.

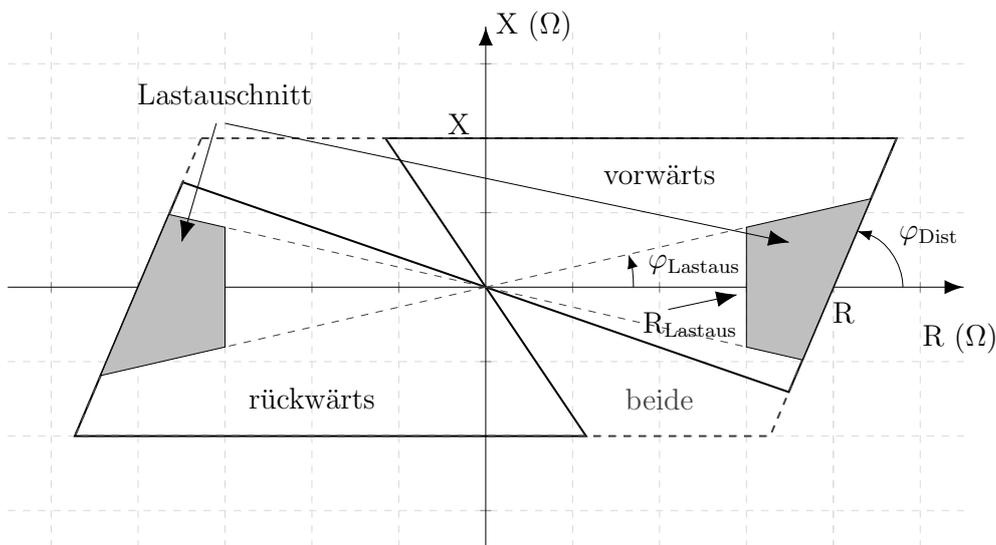


Abbildung 3.24: Auslösepolygon Z-Anregung, selbst erstellt nach [51]

Das Simulationsmodell nach Abbildung 3.25 liest zuerst die Eingangsgrößen ein und berechnet die Impedanzen der Leiter-Leiter-Schleifen. Anschließend wird überprüft, ob sich die jeweiligen Impedanzen im Auslösepolygon befinden, und dann werden die entsprechenden Phasen angeregt. Im nächsten Schritt wird kontrolliert, ob eine Impedanz im Lastausschnitt liegt und dieser aktiviert ist. Falls ja, wird die Anregung der betroffenen Phasen auf 0 gesetzt. Abschließend wird die Korrektheit der Anregung in Bezug auf den simulierten Fehlerfall überprüft und der Wert der Anregung Z entsprechend gesetzt.

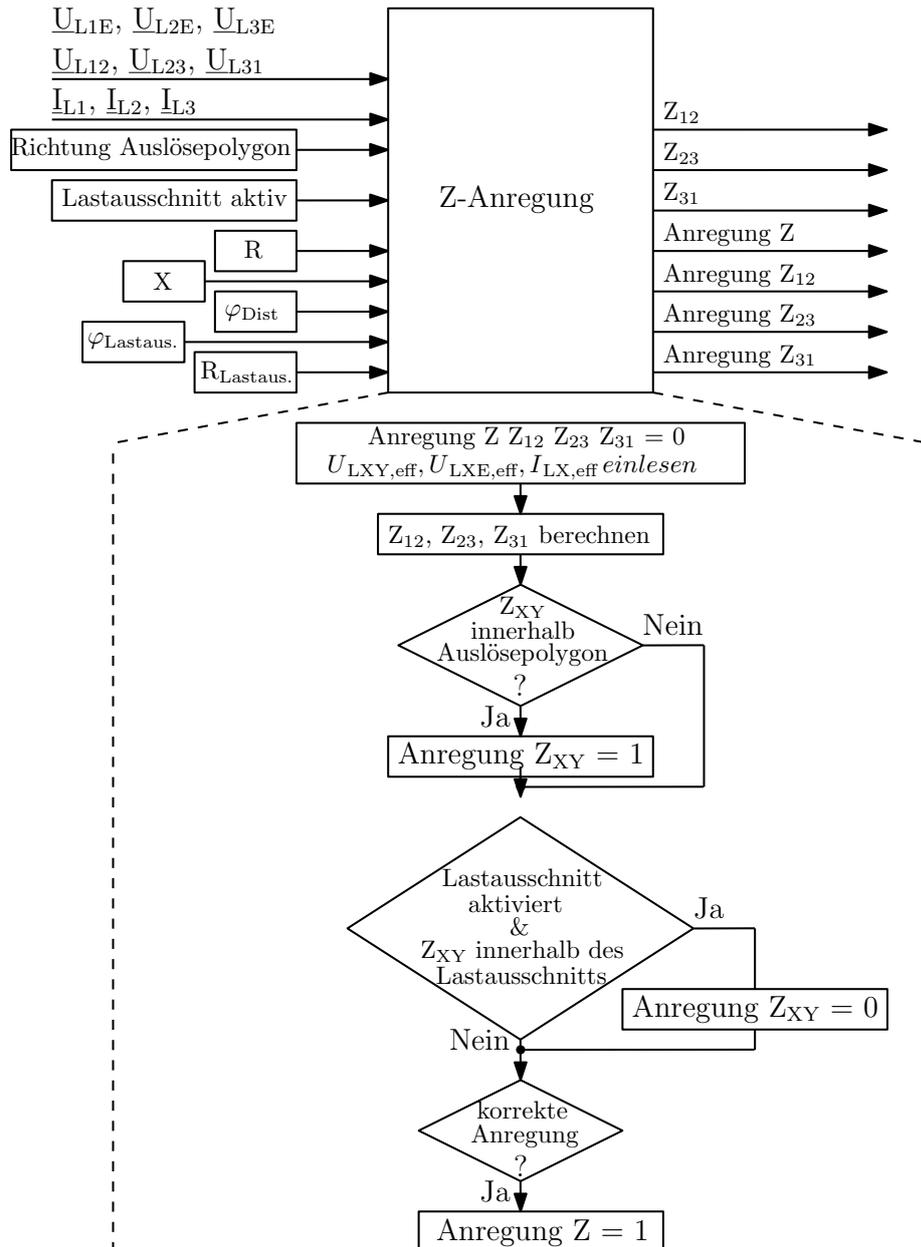


Abbildung 3.25: Simulationsmodell Z-Anregung

3.4.5 Richtungsbestimmung

Bei der Richtungsbestimmung gibt es drei mögliche Ergebnisse: vorwärts, rückwärts und unbestimmt. Die Grenzen dieser Bereiche sind in Abbildung 3.26 nach [51] dargestellt.

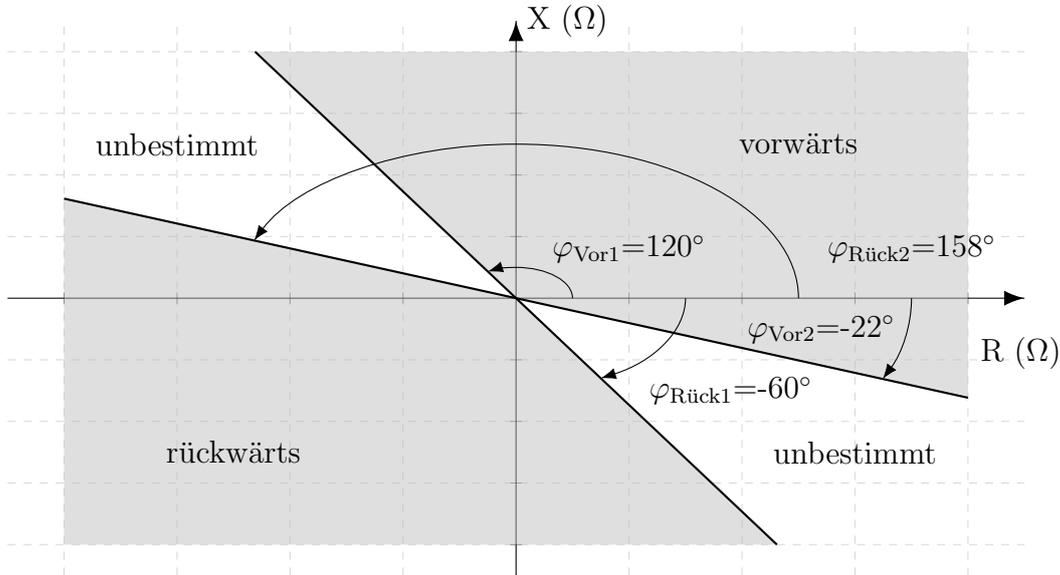


Abbildung 3.26: Richtungskennlinien in der R-X-Ebene, selbst erstellt nach [51]

Dem Simulationsmodell in Abbildung 3.27 können die Grenzen der Richtungen vorgegeben werden. Die Winkel werden für die beispielhaft betrachtete Leiter-Leiter-Schleife in den Phasen L2 und L3 durch die Gleichungen 3.24 bis 3.26 mit unterschiedlichen Spannungen berechnet. Die Spannungs-Strom-Kombinationen für die Richtungsbestimmung mit fehlergetreuer und fehlerfremder Spannung für unterschiedliche Fehlerfälle sind in [22] und [51] angeführt. Im Simulationsmodell wird als Speicherspannung ein gespeicherter, fehlergetreuer Spannungszeiger des Vorfehlerzustands verwendet. Wie Abbildung 3.27 zeigt, werden die drei beschriebenen Richtungsbestimmungen parallel simuliert und ausgewertet.

$$\varphi_{\underline{U}_{Getreu}} = \text{angle}\left(\frac{\underline{U}_{L23}}{\underline{I}_{L23}}\right) \quad (3.24)$$

$$\varphi_{\underline{U}_{Fremd}} = \text{angle}\left(\frac{\underline{U}_{L31} - \underline{U}_{L12}}{\underline{I}_{L23}}\right) \quad (3.25)$$

$$\varphi_{\underline{U}_{Speicher}} = \text{angle}\left(\frac{\underline{U}_{L23,Speicher}}{\underline{I}_{L23}}\right) \quad (3.26)$$

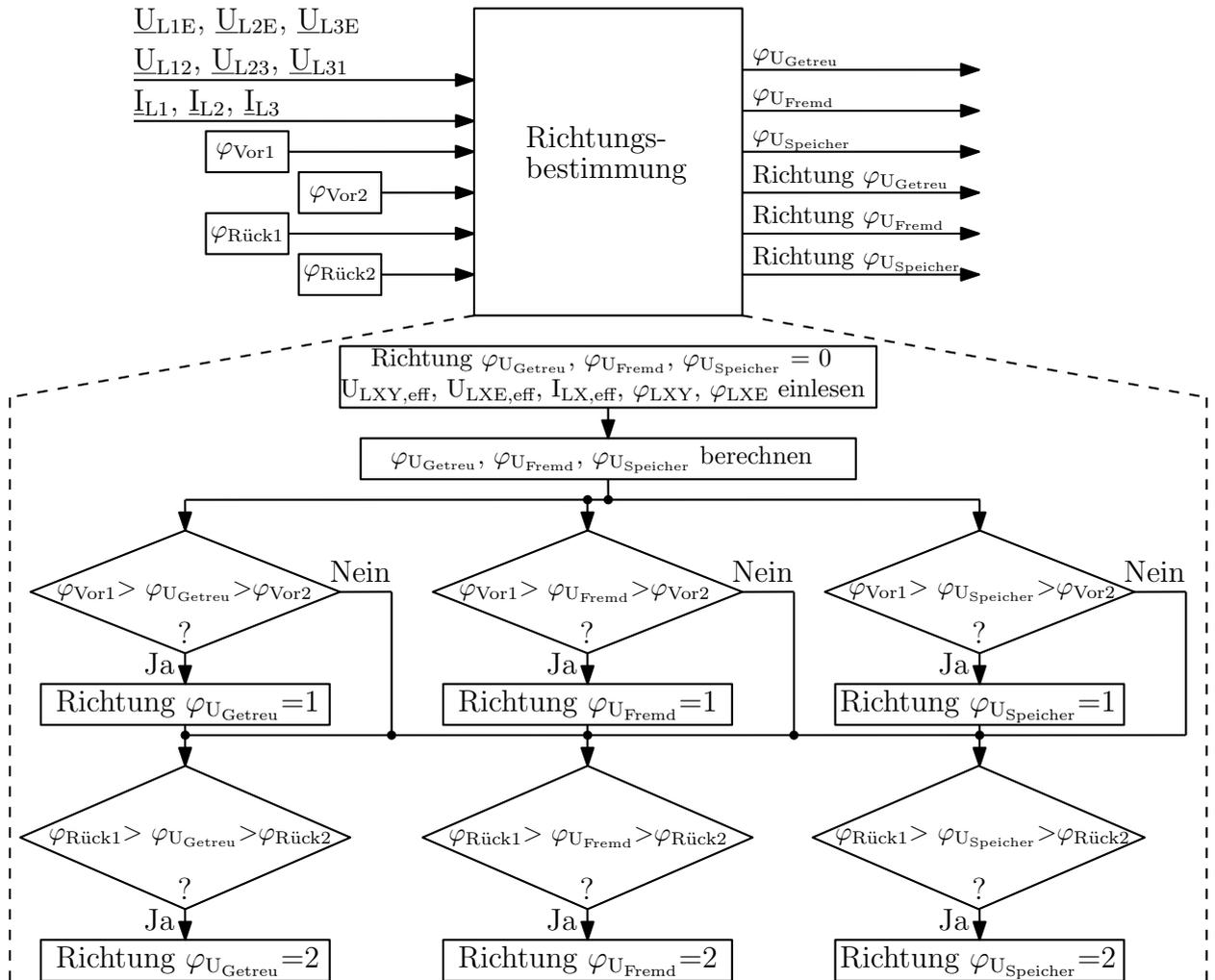


Abbildung 3.27: Simulationsmodell Richtungsbestimmung

3.4.6 Selektive Auslösung und Fehlerortung

Für die Untersuchungen zur selektiven Auslösung und zur Fehlerortung eines 2-poligen Kurzschlusses ohne Erdberührung in Phase L2 und L3 wird die klassische Berechnung der Reaktanz einer Fehlerschleife (Gleichung 3.27) herangezogen.

$$X = \text{Imag}\left(\frac{\underline{U}_{L2} - \underline{U}_{L3}}{\underline{I}_{L2} - \underline{I}_{L3}}\right) \quad (3.27)$$

3.5 Automatisierte Schutzfunktionsprüfungen

Der automatisierte Ablauf der Schutzfunktionsprüfungen ist in Abbildung 3.28 dargestellt. Die Steuerung der Automatisierung erfolgt über ein VBA-Programm (Visual Basic for Applications) in Excel®. Dabei werden die bei den Simulationen der Kurzschlusszenarien erzeugten Spannungs- und Stromverläufe der angelegten Ordnerstruktur verwendet. Bevor die Schutzfunktionsprüfungen gestartet werden können, müssen einige Parameter festgelegt werden. Dazu zählen beispielhaft die Spannungs- und Stromwandlerübersetzungsverhältnisse, die Anzahl der Prüfwiederholung einer Schutzprüfung, um zu untersuchen, in wie vielen Fällen eine falsche/richtige Reaktion des Schutzgerätes erfolgt usw. .

Im nächsten Schritt werden die Spannungs- und Stromverläufe eines Kurzschlusszenarios auf das Schutzprüfgerät CMC 356 geladen. Die Kommunikation zwischen dem VBA-Programm und dem CMC 356 erfolgt mit der von Omicron zur Verfügung gestellten Kommunikationsschnittstelle Omicron CM Engine. Nach jeder Prüfung werden die Anrege- und Auslösezeit und nach einem vorgegebenen Intervall die Störfallmeldungen abgespeichert. Anschließend erfolgt die Prüfung des nächsten Kurzschlussfalles. Im letzten Schritt werden die Ergebnisse aufbereitet und zur weiteren Verwendung in einer Tabelle zusammengefasst.

Abbildung 3.29 zeigt den zeitlichen Ablauf der Schutzfunktionsprüfungen. Dabei wird ein Vorfehlerzustand von 1 s simuliert, damit alle Speichergrößen (z.B. Speicherspannungen) eingeschwungen sind, das Gerät betriebsbereit ist und somit mögliche Auswirkungen auf die Ergebnisse aufgrund des zeitlichen Prüfablaufes verhindert werden. Nach dem Eintritt des Kurzschlusses treten gegebenenfalls eine Anrege- und eine Auslösemeldung auf. Ist eine solche vorhanden, werden die Spannungen und Ströme nach Ablauf der Eigenzeit des Leistungsschalters auf 0 gesetzt. Falls nicht, werden an das Schutzgerät die Verläufe der Spannungen und Ströme für die gesamte Kurzschlussdauer (500 ms) gelegt.

Der Prüfaufbau der Schutzfunktionsprüfungen ist in Abbildung 3.30 dargestellt. Die Spannungs- und Stromeingänge sind dabei über ein Generatorkabel mit dem CMC 356 verbunden. Zusätzlich sind der Auslösekontakt mit dem Binäreingang 1 und der Anregekontakt mit dem Binäreingang 2 verbunden, um die Anrege- und Auslösezeit messen und den Prüfablauf steuern zu können.

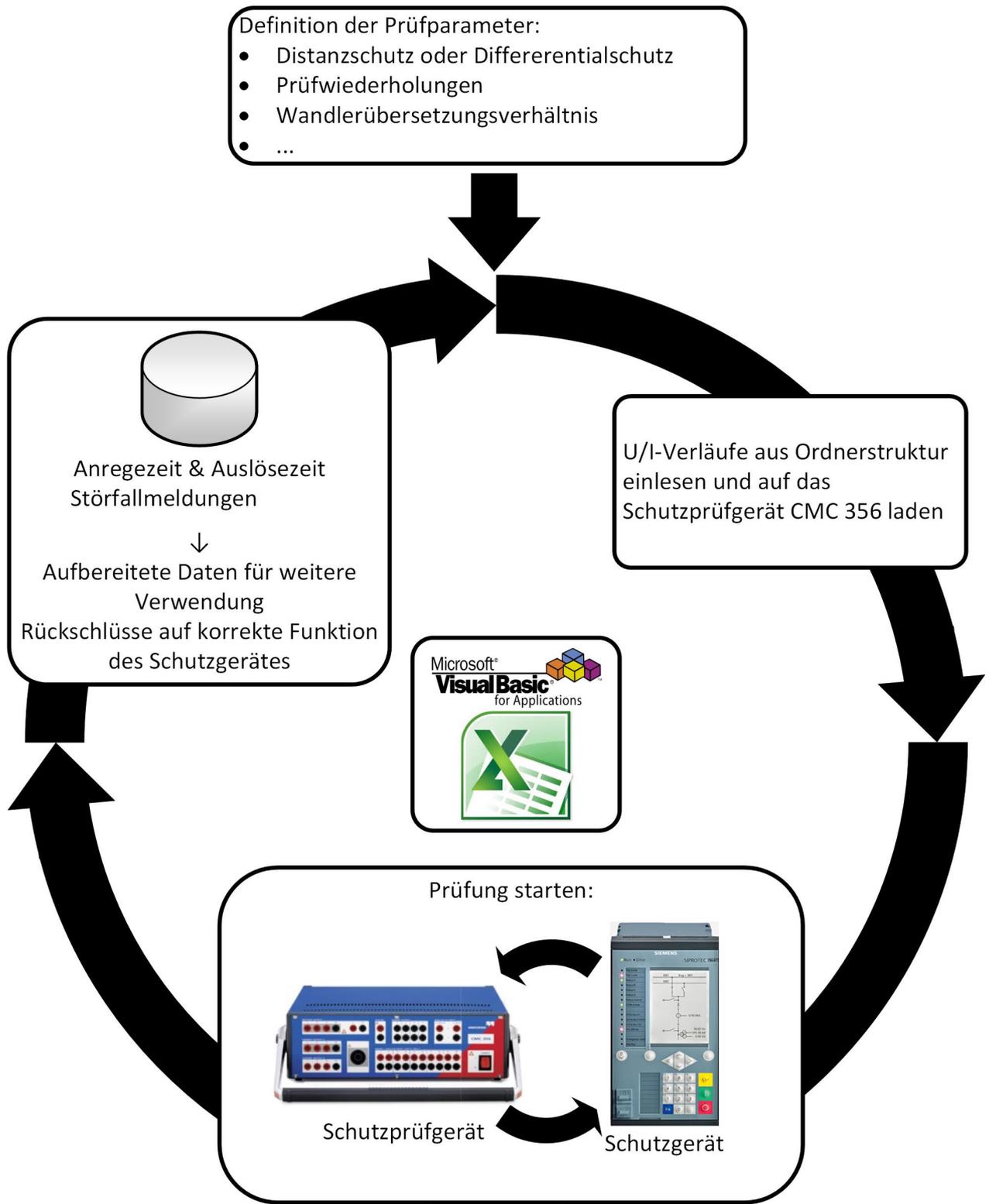


Abbildung 3.28: Automatisierte Schutzfunktionsprüfungen

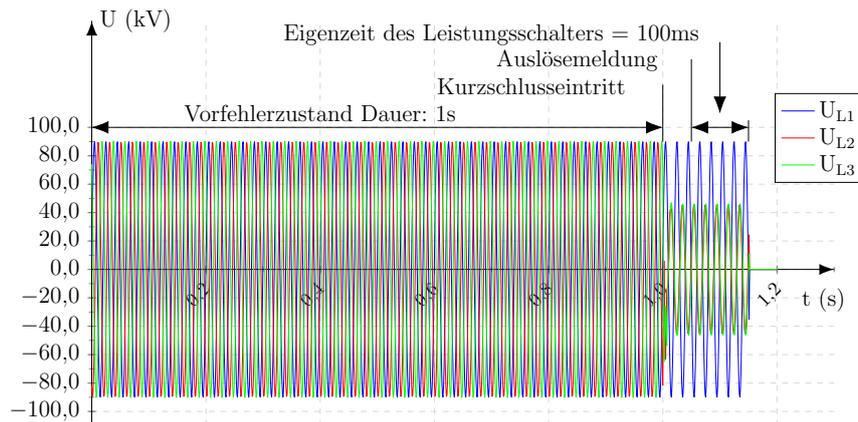


Abbildung 3.29: Zeitlicher Prüfablauf

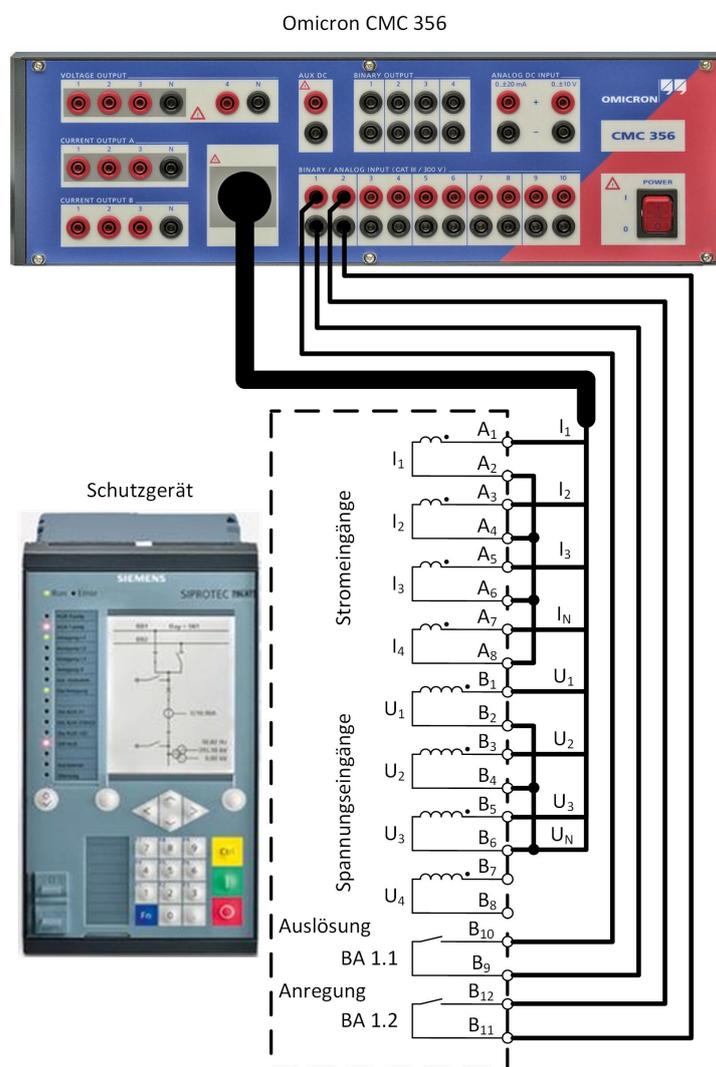


Abbildung 3.30: Aufbau der Schutzfunktionsprüfungen

3.6 Simulationen und Schutzprüfungen

Um eine Aussage zur Fragestellung treffen zu können, müssen einige Parameter bei den Simulationen der Kurzschlusszenarien variiert werden. Folgende Größen der betrachteten Fehlerfälle werden verändert:

- Modellnetze: Alle drei Modellnetze werden mit den drei beschriebenen Modellen der Erzeugungsanlagen simuliert (siehe Abschnitt 3.2).
- Fehlerart: Als Fehlerart wird der 2-polige Kurzschluss ohne Erdberührung in den Phasen L2-L3 simuliert. Die Modellnetze verfügen über eine Nennspannung von 110 kV und repräsentieren einen Ausschnitt eines Verteilnetzes in der Hochspannung. Diese Netze werden oftmals kompensiert betrieben. Damit nur die Auswirkungen des unterschiedlichen Verhaltens einer umrichterbasierten Einspeisung gegenüber einem Synchrongenerator untersucht werden, nicht aber der Einfluss der Sternpunktterdung, wird ein Fehlerfall ohne Erdberührung untersucht. Zusätzlich wird ein unsymmetrischer Kurzschluss betrachtet, da so unter anderem das unterschiedliche Verhalten der Erzeugungsanlagen im Gegensystem analysiert werden kann.
- Fehlerort: Der Fehlerort wird auf der betroffenen Leitung von 0% bis 100% der Leitungslänge in 5%-Schritten ausgehend vom betrachteten Schutzgerät verändert.
- Fehlerwiderstand: Der Fehlerwiderstand wird in einem weiten Bereich von $R_F = 0 \Omega$ bis 10Ω in 1Ω -Schritten variiert.
- Erzeugungsanlage: Als Erzeugungsanlagen werden das Modell der Ersatzspannungsquelle, des Synchrongenerators und das generische Windparkmodell untersucht. Beim Windparkmodell werden folgende Parameter variiert:
 - Verhältnis von maximalem Strom zu Nennstrom ($V_{\frac{I_{max}}{I_N}} = 1,1 / 1,5 / 2$)
 - Die technische Richtlinie, nach welcher das Verhalten des generischen Windparkmodells im Fehlerfall vorgegeben wird (SDLWindV und VDE-AR-N 4120)
 - Die Blindstrom-Spannungs-Statik k_P und k_N ($k_P = k_N = 0 / 2 / 4 / 6$)

Analytische Verifizierung der Simulationsergebnisse der Kurzschlusszenarien

In diesem Kapitel werden einzelne Ergebnisse der simulierten Kurzschlusszenarien anhand einer analytischen Berechnung überprüft. Dabei wird zuerst das Kurzschlussverhalten der Simulationsmodelle der Erzeugungsanlagen ohne Modellnetz analysiert und auf deren korrektes Verhalten überprüft. Im nächsten Schritt werden die Simulationsergebnisse eines Kurzschlusses in der Mitte der Leitung und bei Auftreten eines Fehlwiderstandes für die drei Modellnetze einer analytischen Berechnung gegenübergestellt. Als Erzeugungsanlage wird das DEA-Modell Ersatzspannungsquelle verwendet.

4.1 DEA-Modell Generisches Windparkmodell

Zur Analyse des Verhaltens des generischen Windparkmodells werden unterschiedliche Spannungen im Mit- und Gegensystem simuliert und dessen korrektes Verhalten nach den in Abschnitt 2.6, beschriebenen Anforderungen der technischen Richtlinien überprüft. Das dazu verwendete Simulationsmodell ist in Abbildung 4.1 dargestellt.

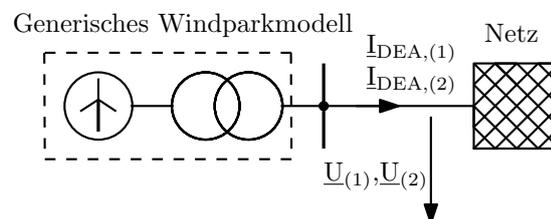


Abbildung 4.1: Verifizierung des DEA-Modells Generisches Windparkmodell

Dem generischen Windparkmodell wird für eine Sekunde eine reine Mitsystemspannung

angelegt. Dabei speist dieses eine reine Wirkleistung von 40 MW in das Netz ein. Zum Zeitpunkt $t = 1\text{ s}$ wird eine definierte Spannung im Mit- und Gegensystem an das Simulationsmodell vorgegeben und der eingespeiste Strom im Mit- und Gegensystem analysiert. Abbildung 4.2 und 4.3 zeigen einen Ausschnitt des zeitlichen Verhaltens des generischen Windparkmodells für unterschiedliche Betriebsmodi. Dabei sind der zeitliche Verlauf der drei Phasenspannungen und der drei Phasenströme sowie deren Mit- und Gegensystemkomponente dargestellt.

Abbildung 4.2a zeigt das Verhalten des generischen Windparkmodells nach der technischen Richtlinie SDLWindV. Dabei ist der maximale Kurzschlussstrom gleich dem 1,1-fachen Nennstrom ($I_{N,eff} = \frac{U_N}{\sqrt{3} \cdot S_N} = \frac{110\text{kV}}{\sqrt{3} \cdot 45\text{MVA}} = 236,2\text{A}$) und der Blindstromfaktor $k_P = 0$, wodurch kein Blindstrom zur Spannungsstützung eingespeist wird. Aus den symmetrischen Komponenten des Stromes ist ersichtlich, dass nach $t = 1\text{ s}$ nur die Wirkkomponente des Mitsystemstroms erhöht wird, da das Simulationsmodell versucht, die abgegebene Leistung trotz reduzierter Mitsystemspannung konstant zu halten. Aufgrund von $k_P = 0$ bleibt der Blindstrom im Mitsystem unverändert bei null. Durch die Vorgaben der SDLWindV wird im Gegensystem ebenfalls kein Strom eingespeist.

Wird der Blindstromfaktor, wie in Abbildung 4.2b dargestellt, auf $k_P = 2$ gesetzt, kommt es zu einer entsprechenden kapazitiven Blindstromeinspeisung im Mitsystem. Dadurch kann die Wirkkomponente nicht mehr so stark erhöht werden, da ansonsten der maximale Kurzschlussstrom überschritten werden würde und der Blindstrom gegenüber dem Wirkstrom priorisiert wird. Durch eine Erhöhung des maximalen Kurzschlussstroms kann bei entsprechender Blindleistungseinspeisung der Wirkstrom stärker erhöht werden (siehe Abbildung 4.3a).

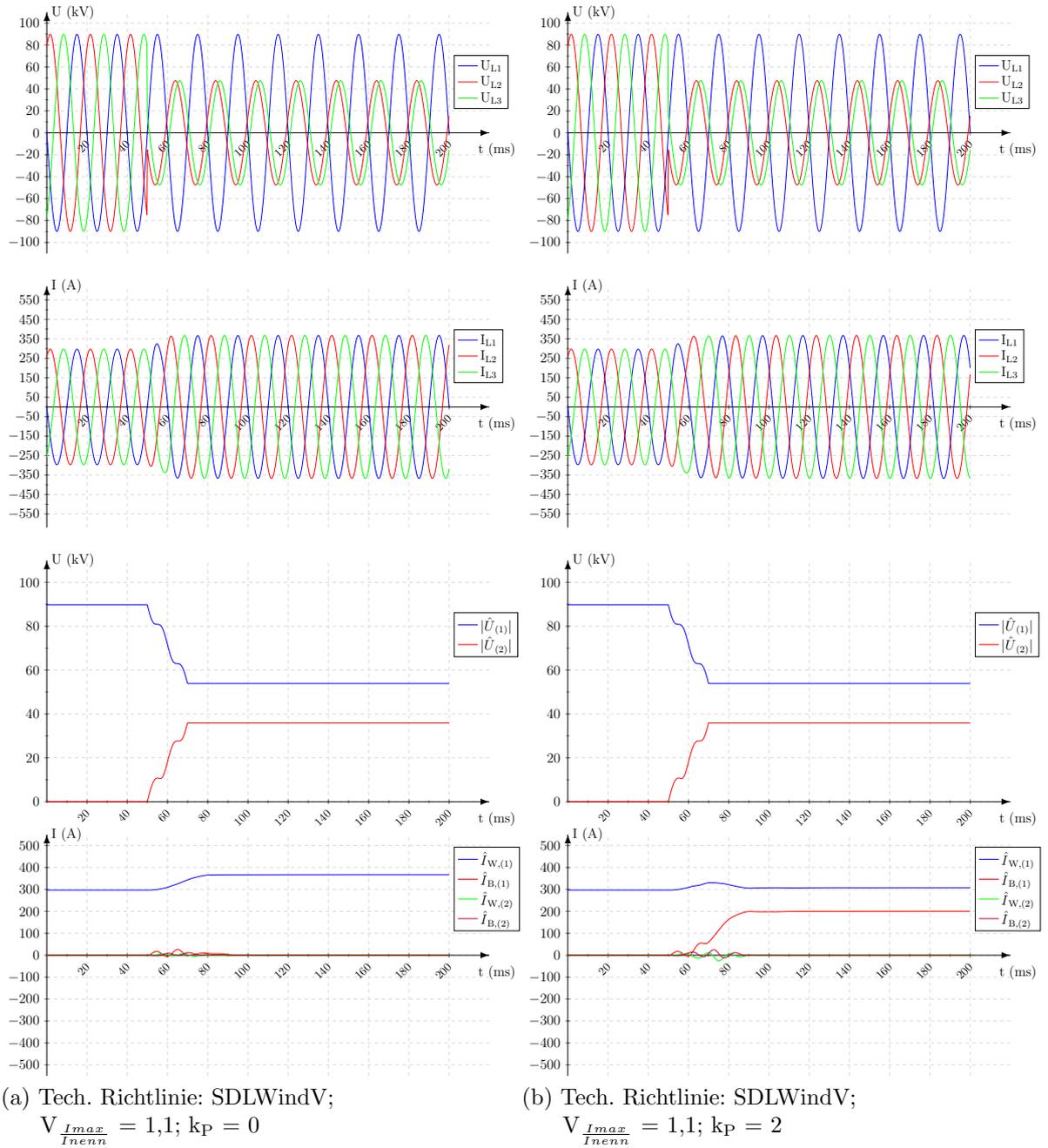


Abbildung 4.2: Verifizierung DEA-Modell Generisches Windparkmodell; Zeitverlauf von Spannung und Strom; $U_{(1)} = 0,6$ p.u.; $U_{(2)} = 0,4$ p.u.

4 Analytische Verifizierung der Simulationsergebnisse der Kurzschlusszenarien

Abbildung 4.3b zeigt die Ströme im Mit- und Gegensystem für einen Betriebsmodus nach der technischen Richtlinie VDE-AR-N 4120. Um eine auftretende Gegensystemspannung zu reduzieren, wird dabei ein induktiver Blindstrom im Gegensystem eingespeist.

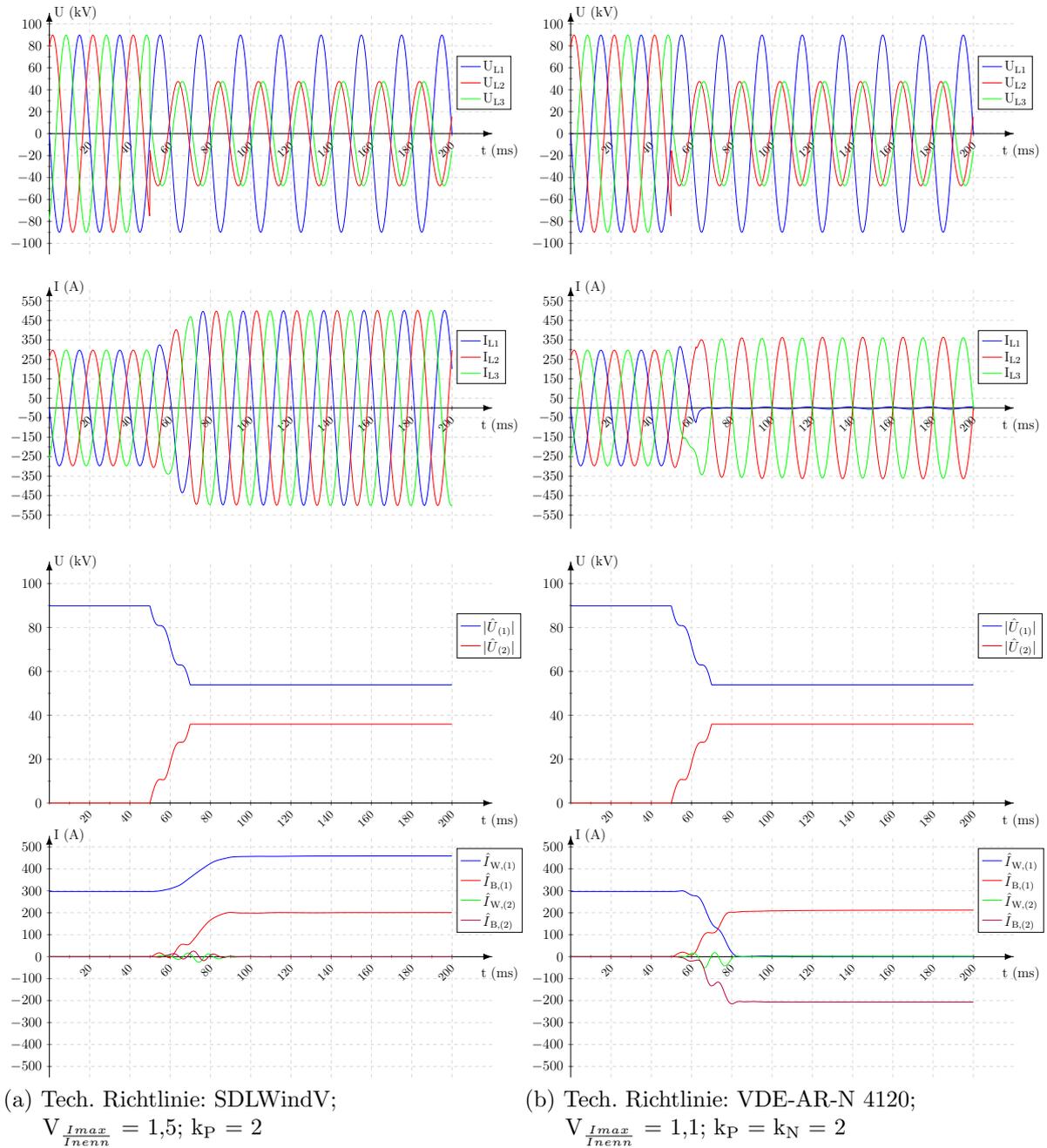


Abbildung 4.3: Verifizierung DEA-Modell Generisches Windparkmodell; Zeitverlauf von Spannung und Strom; $U_{(1)} = 0,6$ p.u.; $U_{(2)} = 0,4$ p.u.

Anhand der obigen Abbildungen lässt sich auch zeigen, dass das geforderte dynamische Verhalten nach den technischen Richtlinien (geforderte Sprungantwort siehe Abbildung 2.34) durch das Simulationsmodell erfüllt wird.

Durch die Änderung der vorgegebenen Spannung zum Zeitpunkt $t = 1\text{s}$ pendelt sich der eingespeiste Strom auf einen neuen Arbeitspunkt ein (siehe Abbildung 4.2 und 4.3). Diese stationären Kurzschlussgrößen werden in Abhängigkeit von der Mit- und Gegensystemspannung in Abbildung 4.4 für die unterschiedlichen Betriebsmodi des generischen Windparkmodells dargestellt.

Aus Abbildung 4.4 kann festgestellt werden, dass trotz eines $k_P = 0$ und somit keiner Blindleistungseinspeisung bei einer geringen Reduktion der Mitsystemspannung der Wirkstrom im Mitsystem nicht den maximalen Kurzschlussstrom erreicht. Wie in Abbildung 4.5 ersichtlich, wird die geforderte Wirkleistung bei einer geringen Verkleinerung der Mitsystemspannung bereits mit einem geringeren Strom als dem maximalen Kurzschlussstrom konstant gehalten. Dieser Fall wird im Modellnetz bei einer großen Fehlerdistanz und einem hohen Fehlwiderstand erreicht. Ist der Spannungseinbruch groß genug und die eingestellten Blindstromfaktoren k_P bzw. k_N größer null, wird der maximale Kurzschlussstrom in Form eines Blindstroms eingespeist. Das Verhalten des Simulationsmodells wurde so gewählt, dass eine reine Blindstromeinspeisung möglich ist. In den technischen Richtlinien wird nur eine Mindestanforderung an die Blindstromeinspeisung angegeben, wodurch ein gewisser Spielraum in der Implementierung des Verhaltens gegeben ist. Abbildung 4.4 zeigt, dass je nach Spannungsvorgabe das Modell des generischen Windparkmodells die Ströme im Mit- und Gegensystem korrekt innerhalb der in den technischen Richtlinien angegebenen Toleranzen einspeist.

Aufgrund des geringen maximalen Kurzschlussstromes tritt, wie in Abbildung 4.4 dargestellt, eine reine Blindstromeinspeisung in vielen der untersuchten Fälle auf. Wird der Kurzschlussstrom nach der technischen Richtlinie VDE-AR-N 4120 eingespeist, tritt ein Wirkstromanteil im Mitsystem nur mehr bei sehr geringen Spannungsveränderungen im Mit- und Gegensystem, sowie bei $k_P = k_N = 0$ auf.

4 Analytische Verifizierung der Simulationsergebnisse der Kurzschlusszenarien

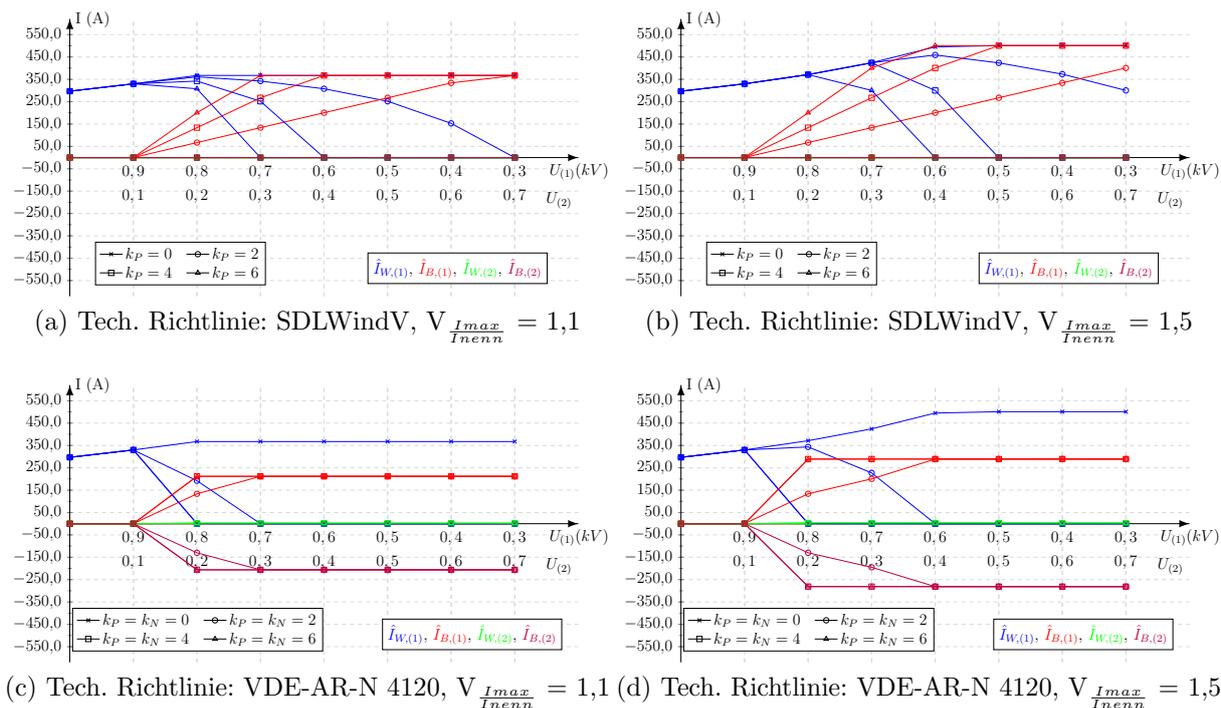


Abbildung 4.4: Verifizierung DEA-Modell Generisches Windparkmodell, Stationäre Größen des Stroms in symmetrischen Komponenten

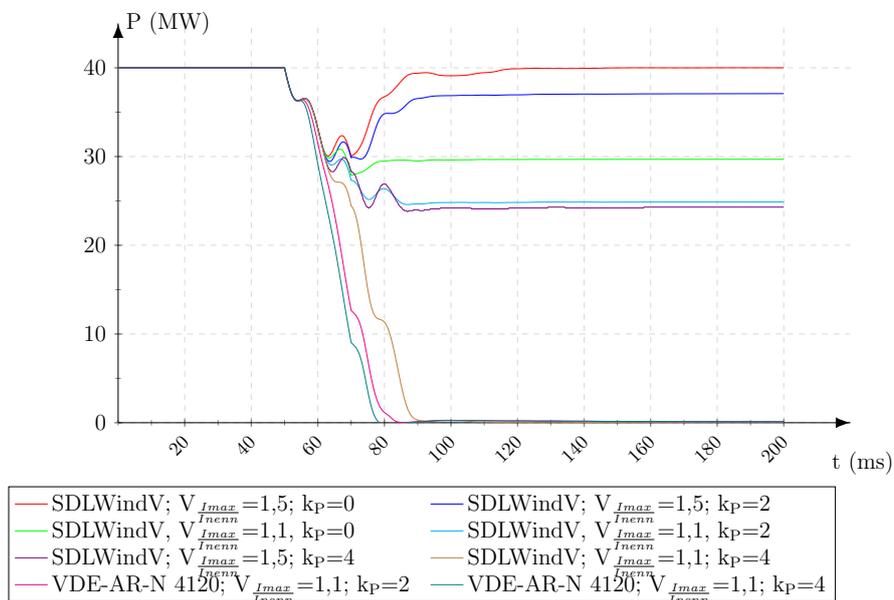


Abbildung 4.5: Verifizierung DEA-Modell Generisches Windparkmodell; zeitlicher Verlauf der Wirkleistungseinspeisung; $U_{(1)} = 0,6$ p.u.; $U_{(2)} = 0,4$ p.u.

4.2 DEA-Modell Ersatzspannungsquelle

Für die Überprüfung des DEA-Modells Ersatzspannungsquelle wird, wie in Abbildung 4.6 dargestellt, an der Oberspannungsseite des Transformators ein 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung simuliert. Die Ergebnisse der Simulation werden den Ergebnissen einer analytischen Berechnung gegenübergestellt.

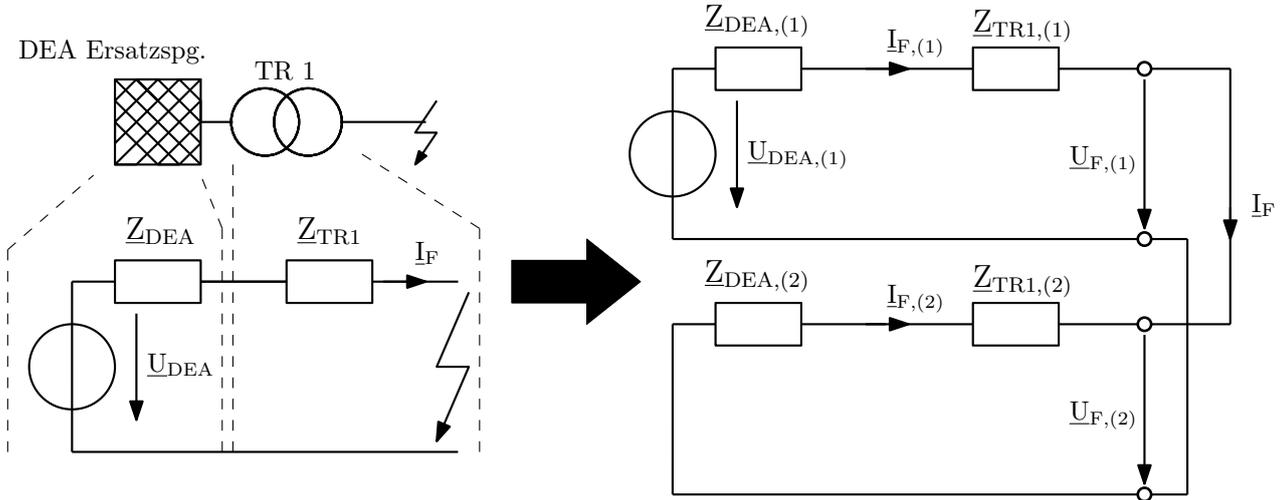


Abbildung 4.6: DEA-Modell Ersatzspannungsquelle

Für die analytische Berechnung werden die auf der 110kV-Spannungsebene (Oberspannungsseite des Transformators) wirksamen Impedanzen des DEA-Modells Ersatzspannungsquelle folgendermaßen ermittelt:

DEA-Transformator:

Schaltgruppe Dyn11

$S_N = 45 \text{ MVA}$

$U_{TR1,1} = 10,5 \text{ kV}, U_{TR1,2} = 110 \text{ kV}$

$u_{kx} = 12\%, u_{kr} = 0,4\%$

$$X_{K,TR} = u_{kx} \cdot \frac{U_{TR1,1}^2}{S_N} = 0,1 \cdot \frac{10,5 \text{ kV}^2}{45 \text{ MVA}} = 0,294 \Omega \quad (4.1)$$

$$R_{K,TR} = u_{kr} \cdot \frac{U_{TR1,1}^2}{S_N} = 0,004 \cdot \frac{10,5 \text{ kV}^2}{45 \text{ MVA}} = 0,010 \Omega \quad (4.2)$$

$$\underline{Z}_{TR,(1)} = R_{K,TR} + j \cdot X_{K,TR} = 0,010 \Omega + j \cdot 0,294 \Omega \quad (4.3)$$

$$\underline{Z}_{TR,(2)} = \underline{Z}_{TR,(1)} = 0,010 \Omega + j \cdot 0,294 \Omega \quad (4.4)$$

DEA-Ersatzspannungsquelle:

$$U_{N,DEA-Ersatzspq.} = 10,5kV, \varphi_{U_{N,DEA-Ersatzspq.}} = 0^\circ, S''_{K,DEA-Ersatzspq.} = 45 \text{ MVA}$$

Die Impedanz der DEA-Ersatzspannungsquelle wurde so gewählt, dass der Anfangskurzschlussstrom des Simulationmodells DEA-Modell Synchrongenerator mit den Daten aus Tabelle 4.1 bestmöglich nachgebildet wird. Daraus ergeben sich folgende Impedanzen:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{DEA-Ersatzspq.,(1)} &= R_{DEA-Ersatzspq.,(1)} + j \cdot X_{DEA-Ersatzspq.,(1)} \\ &= 0,0154 \cdot \frac{U_{N,DEA-Ersatzspq.}^2}{S''_{K,DEA-Ersatzspq.}} + j \cdot 0,24 \cdot \frac{U_{N,DEA-Ersatzspq.}^2}{S''_{K,DEA-Ersatzspq.}} \\ &= 0,0154 \cdot \frac{10,5kV^2}{45MVA} + j \cdot 0,24 \cdot \frac{10,5kV^2}{45MVA} \\ &= 0,038\Omega + j \cdot 0,588\Omega \end{aligned} \quad (4.5)$$

$$\underline{Z}_{DEA-Ersatzspq.,(2)} = \underline{Z}_{DEA-Ersatzspq.,(1)} = 0,038\Omega + j \cdot 0,588\Omega \quad (4.6)$$

$$\underline{U}_{DEA-Ersatzspq.,10,5kV,(1)} = 10,5kV \quad (4.7)$$

DEA(DEA-Ersatzspq. und Transformator):

Transformation der Impedanzen und der Spannung auf die 110kV-Ebene.

$$\begin{aligned} \underline{U}_{DEA} &= \underline{U}_{DEA-Ersatzspq.,10,5kV} \cdot \frac{U_{TR1,2}^2}{U_{TR1,1}^2} \cdot e^{-j \cdot 330^\circ} \\ &= 10,5kV \cdot \frac{110kV^2}{10,5kV^2} \cdot e^{-j \cdot 330^\circ} = 95,26kV + j \cdot 55,00kV \end{aligned} \quad (4.8)$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{DEA,(1)} &= (\underline{Z}_{DEA-Ersatzspq.,(1)} + \underline{Z}_{TR,(1)}) \cdot \frac{U_{TR1,2}^2}{U_{TR1,1}^2} \\ &= (0,048\Omega + j \cdot 0,882\Omega) \cdot \frac{110kV^2}{10,5kV^2} = 5,22\Omega + j \cdot 96,80\Omega \end{aligned} \quad (4.9)$$

$$\underline{Z}_{DEA,(2)} = \underline{Z}_{DEA,(1)} = 5,22\Omega + j \cdot 96,80\Omega \quad (4.10)$$

Kurzschlussstrom und Spannung:

$$\begin{aligned} \hat{\underline{I}}_{F,(1)} &= \frac{\frac{\sqrt{2} \cdot \underline{U}_{DEA}}{\sqrt{3}}}{\underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(2)}} = \frac{\frac{\sqrt{2} \cdot (95,26kV + j \cdot 55,00kV)}{\sqrt{3}}}{10,43\Omega + j \cdot 193,60\Omega} \\ &= -209,70A - j \cdot 413,07A \end{aligned} \quad (4.11)$$

$$\hat{\underline{I}}_{F,(2)} = -\hat{\underline{I}}_{F,(1)} = 209,70A + j \cdot 413,07A \quad (4.12)$$

$$\begin{aligned}\hat{U}_{F,(1)} &= \frac{\sqrt{2} \cdot U_{DEA}}{\sqrt{3}} - \hat{I}_{F,(1)} \cdot Z_{DEA,(1)} = \frac{\sqrt{2} \cdot (95,26kV + j \cdot 55,00kV)}{\sqrt{3}} \\ &- (-209,70A - j \cdot 413,07A) \cdot (5,22\Omega + j \cdot 96,80\Omega) \\ &= 38,89kV - i \cdot 22,25kV\end{aligned}\quad (4.13)$$

$$\begin{aligned}\hat{U}_{F,(2)} &= -\hat{I}_{F,(2)} \cdot Z_{DEA,(2)} = -(209,70A + j \cdot 413,07A) \cdot (5,22\Omega + j \cdot 96,80\Omega) \\ &= 38,89kV - j \cdot 22,25kV\end{aligned}\quad (4.14)$$

Die Ergebnisse der oben angeführten analytischen Berechnung werden in Tabelle 4.1 mit denen der Simulation verglichen, wobei der relative Fehler zwischen den Ergebnissen unter einem Prozent liegt. Abbildung 4.7 zeigt, dass bei dem Simulationsmodell der Ersatzspannungsquelle die Querimpedanz $Z_{DEA,Sim}$ hinzugefügt wurde, um bei allen möglichen Kurzschlusszenarien numerische Probleme zu verhindern. Wird diese weggelassen, ist der relative Fehler zwischen den Ergebnissen der analytischen Berechnung und der Simulation nochmals bedeutend kleiner.

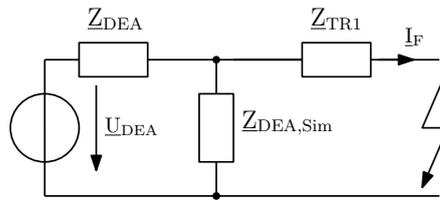


Abbildung 4.7: DEA-Modell Ersatzspannungsquelle mit Simulationsimpedanz

	Analytische Berechnung	Simulation (Relativer Fehler: $F_{Rel} = \frac{F_{Simulation} - F_{Analytisch}}{F_{Analytisch}}$)	
		mit $Z_{DEA,Sim}$	ohne $Z_{DEA,Sim}$
$\hat{I}_{F,(1)}$ (A)	$-209,70 - j \cdot 413,07$	$-210,43 - j \cdot 412,61$ $F_{Rel,Real}: 0,35\%$ $F_{Rel,Imag}: -0,11\%$	$-209,71 - j \cdot 413,01$ $F_{Rel,Real}: -0,01\%$ $F_{Rel,Imag}: 0,06\%$
$\hat{I}_{F,(2)}$ (A)	$209,70 + j \cdot 413,07$	$210,44 + j \cdot 412,60$ $F_{Rel,Real}: 0,35\%$ $F_{Rel,Imag}: -0,11\%$	$209,72 + j \cdot 413,00$ $F_{Rel,Real}: 0,02\%$ $F_{Rel,Imag}: -0,07\%$
$\hat{U}_{F,(1)}$ (kV)	$38,89 - j \cdot 22,45$	$38,72 - j \cdot 22,66$ $F_{Rel,Real}: -0,44\%$ $F_{Rel,Imag}: 0,94\%$	$38,85 - j \cdot 22,46$ $F_{Rel,Real}: -0,04\%$ $F_{Rel,Imag}: -0,01\%$
$\hat{U}_{F,(2)}$ (kV)	$38,89 - j \cdot 22,45$	$38,72 - j \cdot 22,66$ $F_{Rel,Real}: -0,44\%$ $F_{Rel,Imag}: 0,94\%$	$38,85 - j \cdot 22,46$ $F_{Rel,Real}: 0,04\%$ $F_{Rel,Imag}: -0,01\%$

Tabelle 4.1: DEA-Modell Ersatzspannungsquelle; Vergleich der analytischen Berechnung und der Simulation

4 Analytische Verifizierung der Simulationsergebnisse der Kurzschlusszenarien

Das Simulationsmodell der Ersatzspannungsquelle wird mit dem des Synchrongenerators in Abbildung 4.8 verglichen. Dabei wird bei dem DEA-Modell Synchrongenerator der gleiche Kurzschluss simuliert wie bei dem DEA-Modell Ersatzspannungsquelle nach Abbildung 4.6. Man kann erkennen, dass für die ersten Perioden nach dem Kurzschlusseintritt der zeitliche Verlauf der Ströme bei beiden Modelle annähernd gleich ist. Der Kurzschlussstrom des DEA-Modells Synchrongenerator wird durch das Wirksamwerden der transienten Reaktanz in weiterer Folge geringer als bei der Ersatzspannungsquelle (Kurzschlussstrom bleibt konstant). Da dieses Modell nur zum Vergleich mit der Reaktion eines Distanzschutzes (in Schnellzeit) auf eine umrichterbasierte Einspeisung verwendet werden soll, reicht das einfachere Modell der Ersatzspannungsquelle für die folgenden Betrachtungen aus.

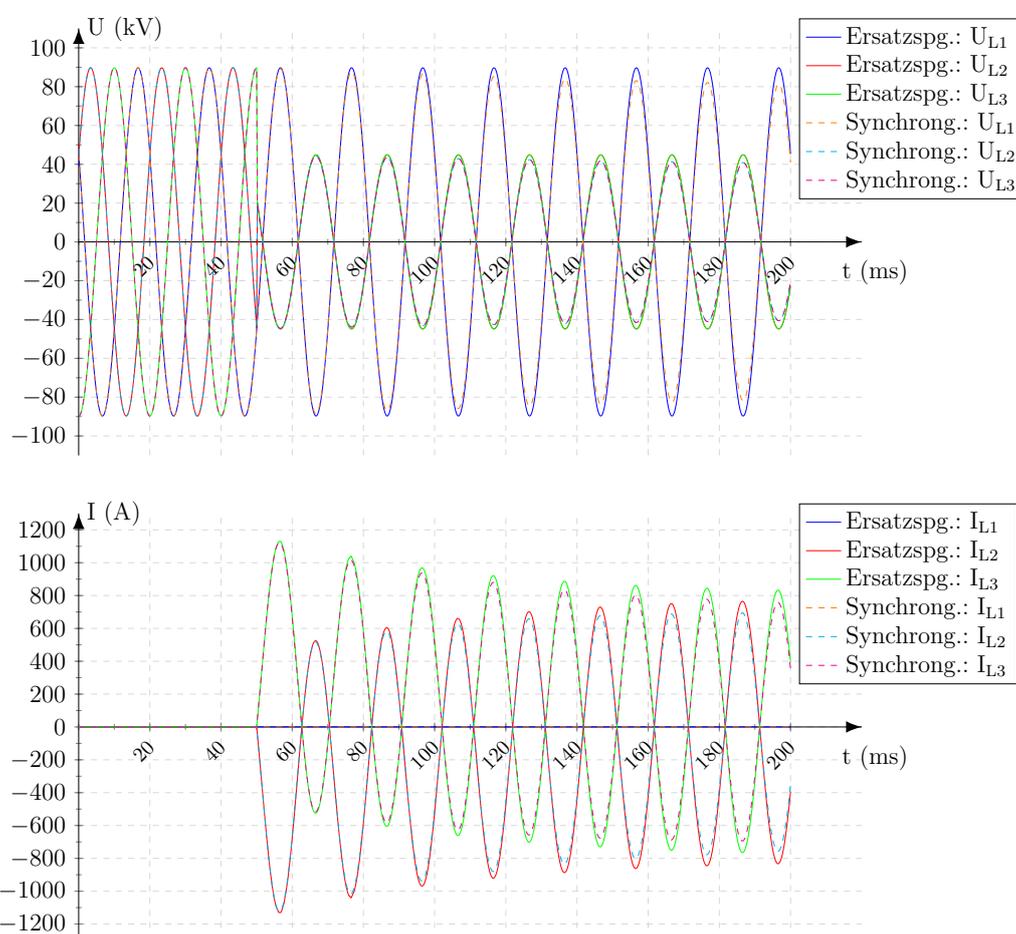


Abbildung 4.8: Vergleich DEA-Modell Ersatzspannungsquelle und DEA-Modell Synchron-generator; Zeitverlauf von Spannung und Strom, 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung

4.3 Modellnetz 1

Für eine exakte Berechnung der Kurzschlussströme an den Einbauorten der Schutzgeräte R_X muss der Vorfehlerzustand ebenfalls berücksichtigt werden und das Überlagerungsverfahren angewandt werden. Dazu werden der Laststrom sowie die Spannung am Fehlerort zum Kurzschlusseintritt berechnet. In Abbildung 4.9 ist das Ersatzschaltbild des Modellnetzes 1 dargestellt. Für eine Vereinfachung der analytischen Berechnung werden die Querimpedanzen (Kapazitäten) der Leitungen vernachlässigt.

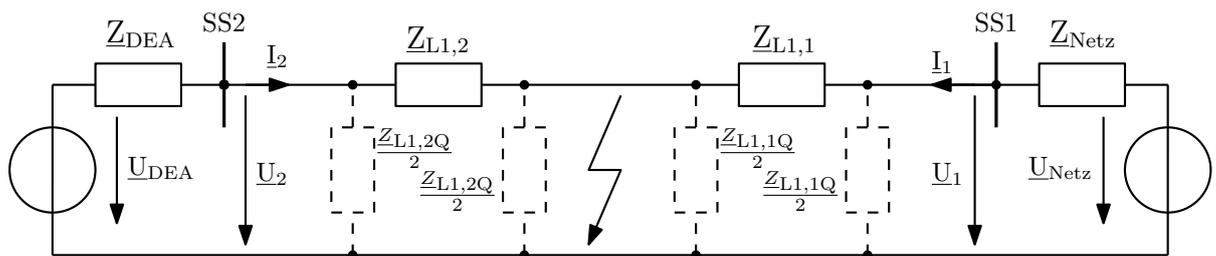


Abbildung 4.9: Modellnetz 1 Ersatzschaltbild

Im ersten Schritt der analytischen Berechnung werden alle Impedanzen der Betriebsmittel auf die 110kV-Spannungsebene (Kurzschlussort) umgerechnet:

Berechnung der Impedanzen und Spannungen:

DEA (DEA-Ersatzspq. und Transformator):

$$U_{N,DEA-Ersatzspq.} = 10,5kV, \varphi_{U_{DEA-Ersatzspq.,10,5kV}} = 54,04^\circ$$

Die auf der 110kV-Spannungsebene wirksamen Impedanzen der Erzeugungsanlage wurden bereits in Abschnitt 4.2 berechnet. Somit muss nur mehr die Spannung transformiert werden.

$$\begin{aligned} \underline{U}_{DEA} &= \underline{U}_{DEA-Ersatzspq.,10,5kV} \cdot \frac{U_{TR1,2}^2}{U_{TR1,1}^2} \cdot e^{-j \cdot 330^\circ} \\ &= (6,66kV + j \cdot 8,50kV) \cdot \frac{110kV^2}{10,5kV^2} \cdot e^{-j \cdot 330^\circ} = 100,46kV + j \cdot 44,81kV \end{aligned} \quad (4.15)$$

Netz:

$$U_{N,Netz} = 110kV, \varphi_{U_{N,Netz}} = 0^\circ$$

$$S''_{K,Netz} = 3 \text{ GVA}, X/R = 10$$

$$|Z_{Netz,(1)}| = \frac{U_{N,Netz}^2}{S''_{K,Netz}} = \frac{110kV^2}{3GVA} = 4,03\Omega \quad (4.16)$$

4 Analytische Verifizierung der Simulationsergebnisse der Kurzschlusszenarien

$$X_{Netz,(1)} = \frac{|\underline{Z}_{Netz,(1)}|}{\sqrt{1 + \frac{1}{X/R_{ratio}^2}}} = \frac{4,03\Omega}{\sqrt{1 + \frac{1}{10^2}}} = 4,01\Omega \quad (4.17)$$

$$R_{Netz,(1)} = \sqrt{|\underline{Z}_{Netz,(1)}|^2 - X_{Netz,(1)}^2} = \sqrt{4,03\Omega^2 - 4,01\Omega^2} = 0,40\Omega \quad (4.18)$$

$$\underline{Z}_{Netz,(1)} = R_{Netz,(1)} + j \cdot X_{Netz,(1)} = 0,40\Omega + j \cdot 4,01\Omega \quad (4.19)$$

$$\underline{Z}_{Netz,(2)} = \underline{Z}_{Netz,(1)} = 0,40\Omega + j \cdot 4,01\Omega \quad (4.20)$$

$$\underline{U}_{Netz,(1)} = 110kV + j \cdot 0kV \quad (4.21)$$

Leitung 1:

$$R'_{L1,(1)} = 0,14 \frac{\Omega}{km} \quad X'_{L1,(1)} = 0,40 \frac{\Omega}{km}, \quad C'_{L1,(1)} = 9n \frac{F}{km}$$

$$R'_{L1,(0)} = 0,41 \frac{\Omega}{km}, \quad X'_{L1,(0)} = 1,19 \frac{\Omega}{km}, \quad C'_{L1,(0)} = 6n \frac{F}{km}$$

$$l_{L1} = 50 km$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{L1,(1)} &= R'_{L1,(1)} \cdot l_{L1} + j \cdot X'_{L1,(1)} \cdot l_{L1} \\ &= 0,14 \frac{\Omega}{km} \cdot 50km + j \cdot 0,40 \frac{\Omega}{km} \cdot 50km = 7,00\Omega + j \cdot 20,00\Omega \end{aligned} \quad (4.22)$$

$$\underline{Z}_{L1Q,(1)} = -j \cdot \frac{1}{\omega \cdot C_{L1,(1)} \cdot l_{L1}} = -j \cdot \frac{1}{314,16s^{-1} \cdot 9n \frac{F}{km} \cdot 50km} = -j \cdot 7073,55\Omega \quad (4.23)$$

$$\underline{Z}_{L1,(2)} = \underline{Z}_{L1,(1)} = 7,00\Omega + j \cdot 20,00\Omega \quad (4.24)$$

$$\underline{Z}_{L1Q,(2)} = \underline{Z}_{L1Q,(1)} = -j \cdot 7073,55\Omega \quad (4.25)$$

Fehlerort und Fehlerwiderstand:

Der Fehlerort liegt bei 25 km von SS2 weggezählt ($x = 50\%$) und $R_F = 2 \Omega$. Somit wird die Leitung in zwei PI-Ersatzschaltbilder aufgeteilt.

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{L1,1,(1)} &= (1 - x) \cdot \underline{Z}_{L1,(1)} = (1 - 0,5) \cdot (7,00\Omega + j \cdot 20,00\Omega) \\ &= 4,50\Omega + j \cdot 10,00\Omega \end{aligned} \quad (4.26)$$

$$\underline{Z}_{L1,1,(2)} = \underline{Z}_{L1,1,(1)} = 4,50\Omega + j \cdot 10,00\Omega \quad (4.27)$$

$$\underline{Z}_{L1,1Q,(1)} = (1 - x) \cdot \underline{Z}_{L1Q,(1)} = (1 - 0,5) \cdot -j \cdot 7073,55\Omega = -j \cdot 3536,775\Omega \quad (4.28)$$

$$\underline{Z}_{L1,1Q,(2)} = \underline{Z}_{L1,1Q,(1)} = -j \cdot 3536,775\Omega \quad (4.29)$$

$$\begin{aligned}\underline{Z}_{L1,2,(1)} &= x \cdot \underline{Z}_{L1,(1)} = 0,5 \cdot (7,00\Omega + j \cdot 20,00\Omega) \\ &= 3,50\Omega + j \cdot 10,00\Omega\end{aligned}\quad (4.30)$$

$$\underline{Z}_{L1,2,(2)} = \underline{Z}_{L1,1,(1)} = 3,50\Omega + j \cdot 10,00\Omega \quad (4.31)$$

$$\underline{Z}_{L1,2Q,(1)} = x \cdot \underline{Z}_{L1Q,(1)} = 0,5 \cdot -j \cdot 7073,55\Omega = -j \cdot 3536,775\Omega \quad (4.32)$$

$$\underline{Z}_{L1,2Q,(2)} = \underline{Z}_{L1,2Q,(1)} = -j \cdot 3536,775\Omega \quad (4.33)$$

Lastfluss:

Abbildung 4.10 stellt das Ersatzschaltbild des Modellnetzes 1 im Mitsystem zur Berechnung des Vorfehlerzustandes ($\hat{I}_{Last,(1)}$ und $\hat{U}_{Prefault,(1)}$) dar.

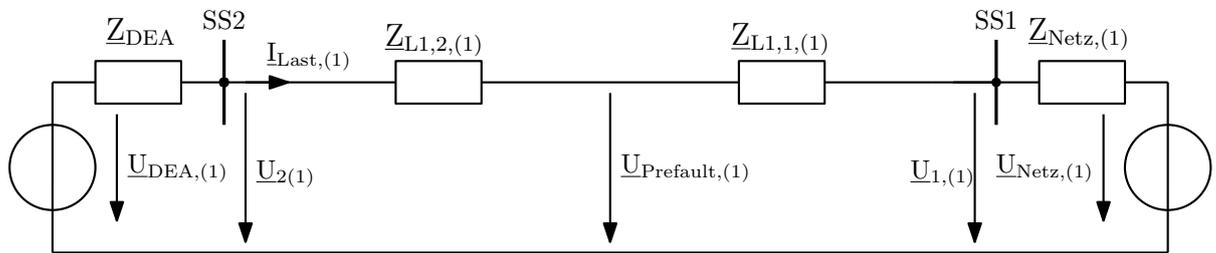


Abbildung 4.10: Modellnetz 1 Ersatzschaltbild; Lastfluss

$$\begin{aligned}\hat{I}_{Last,(1)} &= \frac{\frac{\sqrt{2} \cdot U_{Netz}}{\sqrt{3}} - \frac{\sqrt{2} \cdot U_{DEA}}{\sqrt{3}}}{\underline{Z}_{DEA,(1)} + \underline{Z}_{L1,1,(1)} + \underline{Z}_{L1,2,(1)} + \underline{Z}_{DEA,(1)}} \\ &= \frac{\frac{\sqrt{2} \cdot 110kV}{\sqrt{3}} - \frac{\sqrt{2} \cdot (100,46kV + j \cdot 44,81kV)}{\sqrt{3}}}{12,62\Omega + j \cdot 120,81\Omega} = 292,88A + j \cdot 95,05A\end{aligned}\quad (4.34)$$

$$\begin{aligned}\hat{U}_{Prefault,(1)} &= \frac{\sqrt{2} \cdot U_{Netz}}{\sqrt{3}} - \hat{I}_{Last,(1)} \cdot (\underline{Z}_{Netz,(1)} + \underline{Z}_{L1,1,(1)}) \\ &= \frac{\sqrt{2} \cdot 110kV}{\sqrt{3}} - (292,88A + j \cdot 95,05A) \cdot (3,90\Omega + j \cdot 14,01\Omega) \\ &= 89,63kV + j \cdot 4,47kV\end{aligned}\quad (4.35)$$

2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung:

In Abbildung 4.11 ist das Ersatzschaltbild des Modellnetzes 1 für den 2-poligen Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung mit Fehlerwiderstand R_F dargestellt.

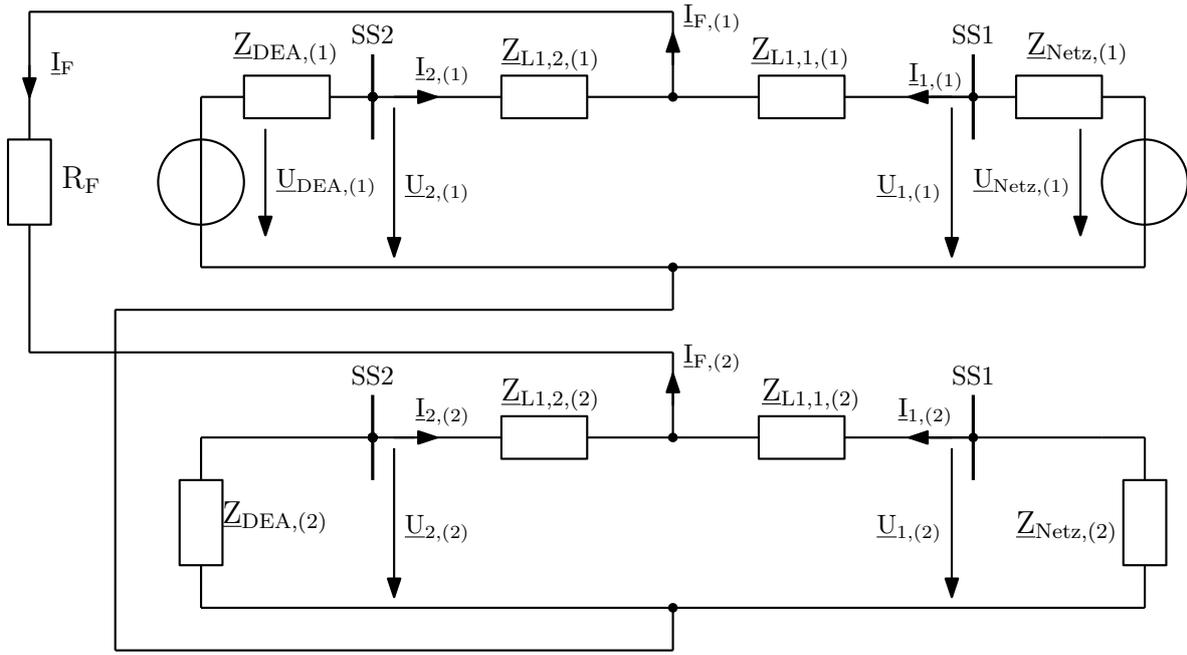


Abbildung 4.11: Modellnetz 1 Ersatzschaltbild; 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{(1)} &= \frac{(\underline{Z}_{Netz,(1)} + \underline{Z}_{L1,1,(1)}) \cdot (\underline{Z}_{DEA,(1)} + \underline{Z}_{L1,2,(1)})}{\underline{Z}_{Netz,(1)} + \underline{Z}_{L1,1,(1)} + \underline{Z}_{DEA,(1)} + \underline{Z}_{L1,2,(1)}} \\ &= \frac{(3,90\Omega + j \cdot 14,01\Omega) \cdot (8,72\Omega + j \cdot 106,80\Omega)}{12,62\Omega + j \cdot 120,81\Omega} \end{aligned} \quad (4.36)$$

$$= 3,16\Omega + j \cdot 12,44\Omega$$

$$\underline{Z}_{(2)} = \underline{Z}_{(1)} = 3,16\Omega + j \cdot 12,44\Omega \quad (4.37)$$

$$\begin{aligned} \hat{I}_{F,(1)} &= \frac{\hat{U}_{Prefault,(1)}}{\underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(2)} + R_F} \\ &= \frac{89,63kV + j \cdot 4,47kV}{8,32\Omega + j \cdot 24,87\Omega} = 1246,05A - j \cdot 3186,46A \end{aligned} \quad (4.38)$$

$$\hat{I}_F = \hat{I}_{F,(1)} = -\hat{I}_{F,(2)} \quad (4.39)$$

$$\begin{aligned} \hat{I}_{2,(1)} &= \frac{\underline{Z}_{Netz,(1)} + \underline{Z}_{L1,1,(1)}}{\underline{Z}_{Netz,(1)} + \underline{Z}_{L1,1,(1)} + \underline{Z}_{DEA,(1)} + \underline{Z}_{L1,2,(1)}} \cdot \hat{I}_F + \hat{I}_{Last,(1)} \\ &= \frac{3,90\Omega + j \cdot 14,01\Omega}{12,62\Omega + j \cdot 120,81\Omega} \cdot (1246,05A - j \cdot 3186,46A) + (292,88A + j \cdot 95,05A) \\ &= 376,40A - j \cdot 306,06A \end{aligned} \quad (4.40)$$

$$\begin{aligned}\hat{I}_{2,(2)} &= \hat{I}_{2,(1)} - \hat{I}_{Last,(1)} \\ &= (376,40A - j \cdot 306,06A) - (292,88A + j \cdot 95,05A) = -83,52A + j \cdot 401,11A\end{aligned}\quad (4.41)$$

$$\begin{aligned}\hat{U}_{2,(1)} &= \frac{\sqrt{2} \cdot U_{DEA}}{\sqrt{3}} - \hat{I}_{2,(1)} \cdot Z_{DEA,(1)} \\ &= \frac{\sqrt{2} \cdot (100,46kV + j \cdot 44,81kV)}{\sqrt{3}} - (376,40A - j \cdot 306,06A) \cdot (5,22\Omega + j \cdot 96,80\Omega) \\ &= 50,44kV + j \cdot 1,74kV\end{aligned}\quad (4.42)$$

$$\begin{aligned}\hat{U}_{2,(2)} &= -\hat{I}_{2,(2)} \cdot Z_{DEA,(2)} \\ &= -(-83,52A + j \cdot 401,11A) \cdot (5,22\Omega + j \cdot 96,80\Omega) = 39,26kV + j \cdot 5,99kV\end{aligned}\quad (4.43)$$

Die Ergebnisse der oben angeführten analytischen Berechnung werden in Tabelle 4.2 mit denen der Simulation verglichen, wobei der relative Fehler zwischen den Ergebnissen der analytischen Berechnung und der Simulation ausreichend klein ist.

	Analytische Berechnung	Simulation (Relativer Fehler: $F_{Rel} = \frac{F_{Simulation} - F_{Analytisch}}{F_{Analytisch}}$)		
		mit $Z_{DEA,Sim}$ mit Z_{LQ}	ohne $Z_{DEA,Sim}$ mit Z_{LQ}	ohne $Z_{DEA,Sim}$ ohne Z_{LQ}
\hat{I}_{Last} (A)	292,88 + j·95,05	288,75 + j·96,02 F _{Rel,Real} : -1,41% F _{Rel,Imag} : 1,02%	292,53 + j·96,92 F _{Rel,Real} : -0,12% F _{Rel,Imag} : 1,97%	292,36 + j·95,40 F _{Rel,Real} : -0,18% F _{Rel,Imag} : 0,37%
$\hat{U}_{Prefault,(1)}$ (kV)	89,63 + j·4,47	89,74 + j·4,39 F _{Rel,Real} : 0,12% F _{Rel,Imag} : -1,79%	89,75 + j·4,45 F _{Rel,Real} : 0,13% F _{Rel,Imag} : -0,45%	89,62 + j·4,47 F _{Rel,Real} : -0,01% F _{Rel,Imag} : 0,00%
\hat{I}_F (A)	1246,05 - j·3186,46	1244,91 - j·3187,55 F _{Rel,Real} : -0,09% F _{Rel,Imag} : 0,03%	1245,73 - j·3187,24 F _{Rel,Real} : -0,03% F _{Rel,Imag} : 0,02%	1245,94 - j·3186,36 F _{Rel,Real} : -0,01% F _{Rel,Imag} : 0,00%
$\hat{I}_{2,(1)}$ (A)	376,40 - j·306,06	373,42 - j·305,78 F _{Rel,Real} : -0,79% F _{Rel,Imag} : -0,09%	376,17 - j·305,06 F _{Rel,Real} : -0,06% F _{Rel,Imag} : -0,33%	376,07 - j·305,83 F _{Rel,Real} : -0,09% F _{Rel,Imag} : -0,08%
$\hat{I}_{2,(2)}$ (A)	-83,52 + j·401,11	-84,69 + j·401,79 F _{Rel,Real} : 1,40% F _{Rel,Imag} : 0,17%	-83,64 + j·401,98 F _{Rel,Real} : 0,14% F _{Rel,Imag} : 0,22%	-83,71 + j·401,23 F _{Rel,Real} : 0,23% F _{Rel,Imag} : 0,03%
$\hat{U}_{2,(1)}$ (kV)	50,44 + j·1,74	50,50 + j·1,67 F _{Rel,Real} : 0,12% F _{Rel,Imag} : -4,02%	50,50 + j·1,72 F _{Rel,Real} : 0,12% F _{Rel,Imag} : -1,15%	50,43 + j·1,74 F _{Rel,Real} : -0,02% F _{Rel,Imag} : 0,00%
$\hat{U}_{2,(2)}$ (kV)	39,26 + j·5,99	39,33 + j·5,94 F _{Rel,Real} : 0,18% F _{Rel,Imag} : -0,83%	39,33 + j·5,98 F _{Rel,Real} : 0,18% F _{Rel,Imag} : -0,17%	39,26 + j·5,99 F _{Rel,Real} : 0,00% F _{Rel,Imag} : 0,00%

Tabelle 4.2: Modellnetz 1; Vergleich der analytischen Berechnung und der Simulation

4.4 Modellnetz 2

Das Modellnetz 2 hat dieselben Betriebsmittel wie Modellnetz 1, wobei anstelle einer Einfachleitung eine Doppelleitung vorhanden ist. Die beiden Leitungen besitzen die gleichen Parameter wie die Leitung in Modellnetz 1. Der Winkel der Spannung des Simulationsmodells der Ersatzspannungsquelle besitzt im Vergleich zu Modellnetz 1 einen unterschiedlichen Spannungswinkel, um den gleichen Lastfluss wie in Modellnetz 1 zu erhalten. Die geänderte Spannung bzw. die Impedanz der hinzugefügten Leitung werden wie folgt berechnet:

Berechnung der Impedanzen und Spannungen:

DEA(DEA-Ersatzspq. und Transformator):

$$U_{N,DEA-Ersatzspq.} = 10,5kV, \varphi_{U_{DEA-Ersatzspq.,10,5kV}} = 51,99^\circ$$

Die auf der 110kV-Spannungsebene wirksamen Impedanzen der Erzeugungsanlage wurden bereits in Abschnitt 4.2 berechnet. Somit muss nur mehr die Spannung transformiert werden.

$$\begin{aligned} \underline{U}_{DEA} &= \underline{U}_{DEA-Ersatzspq.,10,5kV,(1)} \cdot \frac{U_{TR1,2}^2}{U_{TR1,1}^2} \cdot e^{-j \cdot 330^\circ} \\ &= (6,47kV + j \cdot 8,27kV) \cdot \frac{110kV^2}{10,5kV^2} \cdot e^{-j \cdot 330^\circ} = 102,00kV + j \cdot 41,19kV \end{aligned} \quad (4.44)$$

$$\underline{Z}_{L2,(1)} = \underline{Z}_{L1,(1)} = \underline{Z}_{L2,(2)} = \underline{Z}_{L1,(2)} = 7,00\Omega + j \cdot 20,00\Omega \quad (4.45)$$

$$\underline{Z}_{L2Q,(1)} = \underline{Z}_{L1Q,(1)} = \underline{Z}_{L2Q,(2)} = \underline{Z}_{L1Q,(2)} = -j \cdot 7073,55\Omega \quad (4.46)$$

Lastfluss:

Abbildung 4.12 stellt das Ersatzschaltbild des Modellnetzes 2 im Mitsystem zur Berechnung des Vorfehlerzustandes ($\hat{I}_{Last,(1)}$ und $\hat{U}_{Prefault,(1)}$) dar.

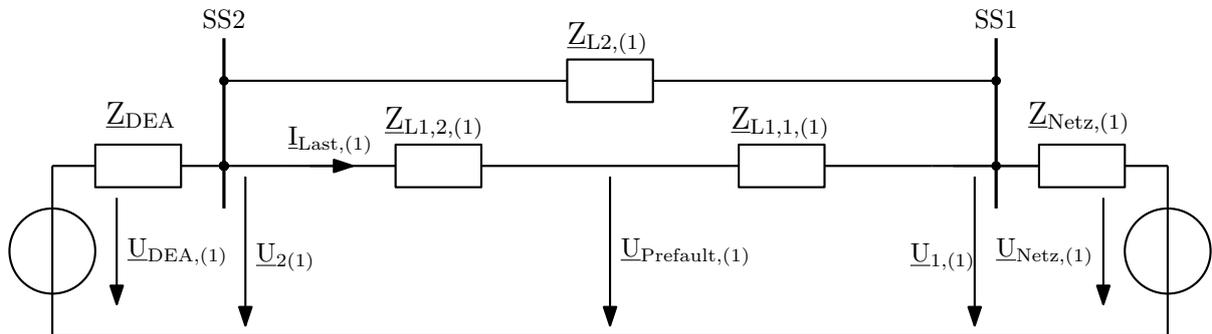


Abbildung 4.12: Modellnetz 2 Ersatzschaltbild; Lastfluss

$$\begin{aligned}\hat{I}_{Last,(1)} &= \frac{1}{2} \cdot \frac{\frac{\sqrt{2} \cdot U_{Netz}}{\sqrt{3}} - \frac{\sqrt{2} \cdot U_{DEA}}{\sqrt{3}}}{Z_{DEA,(1)} + \frac{Z_{L1,(1)} \cdot Z_{L2,(1)}}{Z_{L1,(1)} + Z_{L2,(1)}} + Z_{DEA,(1)}} \\ &= \frac{1}{2} \cdot \frac{\frac{\sqrt{2} \cdot 110kV}{\sqrt{3}} - \frac{\sqrt{2} \cdot (102,00kV + j \cdot 41,19kV)}{\sqrt{3}}}{9,12\Omega + j \cdot 110,81\Omega} = 148,33A + j \cdot 41,69A\end{aligned}\quad (4.47)$$

$$\begin{aligned}\hat{U}_{Prefault,(1)} &= \frac{\sqrt{2} \cdot U_{Netz}}{\sqrt{3}} - \hat{I}_{Last,(1)} \cdot (2 \cdot Z_{Netz,(1)} + Z_{L1,1,(1)}) \\ &= \frac{\sqrt{2} \cdot 110kV}{\sqrt{3}} - (148,33A + j \cdot 41,69A) \cdot (4,30\Omega + j \cdot 18,03\Omega) \\ &= 89,70kV + j \cdot 2,85kV\end{aligned}\quad (4.48)$$

2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung:

In Abbildung 4.13 ist das Ersatzschaltbild des Modellnetzes 2 für den 2-poligen Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung mit Fehlerwiderstand R_F dargestellt.

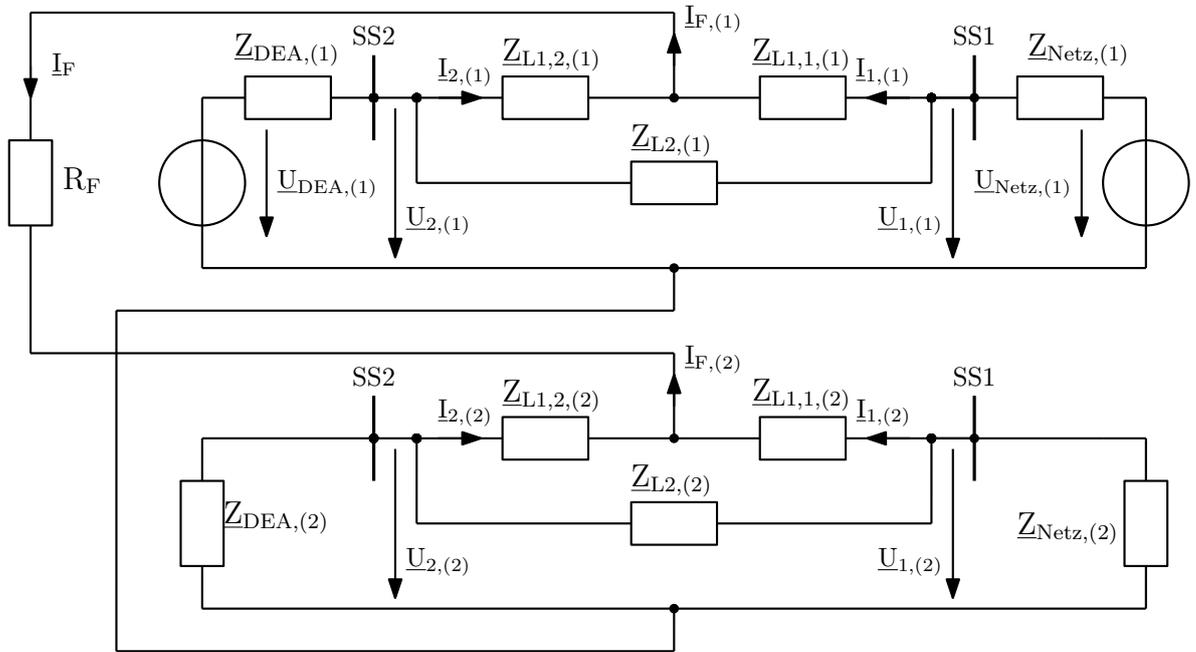


Abbildung 4.13: Modellnetz 2 Ersatzschaltbild; 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung

Für die Berechnung des Kurzschlussstromes $\hat{I}_{F,(1)}$, der Teilkurzschlussströme $\hat{I}_{2,(1)}$, $\hat{I}_{2,(2)}$ sowie der Spannungen $\hat{U}_{2,(1)}$, $\hat{U}_{2,(2)}$ am Relais einbauort R2 (Sammelschiene SS2; gerichtet zur Sammelschiene SS1) wird eine Stern-Dreieck-Transformation benötigt, welche in Abbildung 4.14 und 4.15 dargestellt ist.

4 Analytische Verifizierung der Simulationsergebnisse der Kurzschlusszenarien

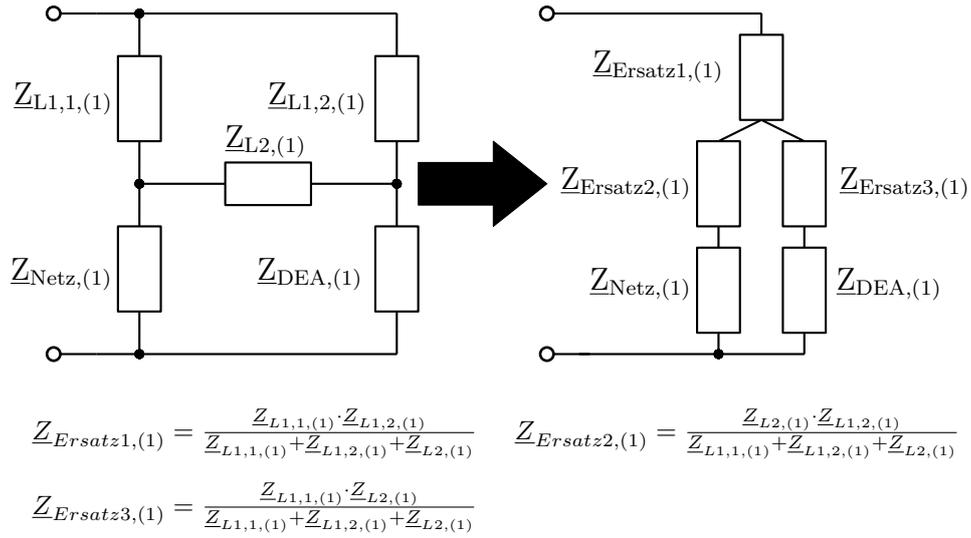


Abbildung 4.14: Modellnetz 2; Mitsystem Stern-Dreieck-Transformation

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{(1)} &= \underline{Z}_{Ersatz1,(1)} + \frac{(\underline{Z}_{Ersatz2,(1)} + \underline{Z}_{Netz,(1)}) \cdot (\underline{Z}_{Ersatz3,(1)} + \underline{Z}_{DEA,(1)})}{\underline{Z}_{Ersatz2,(1)} + \underline{Z}_{Netz,(1)} + \underline{Z}_{Ersatz3,(1)} + \underline{Z}_{DEA,(1)}} \\ &= (0,88\Omega + j \cdot 2,50\Omega) + \frac{(2,15\Omega + j \cdot 9,01\Omega) \cdot (6,96\Omega + j \cdot 101,80\Omega)}{9,12\Omega + j \cdot 110,81\Omega} \quad (4.49) \\ &= 2,74\Omega + j \cdot 10,80\Omega \end{aligned}$$

$$\underline{Z}_{(2)} = \underline{Z}_{(1)} = 3,16\Omega + j \cdot 12,44\Omega \quad (4.50)$$

$$\begin{aligned} \hat{I}_{F,(1)} &= \frac{\hat{U}_{Prefault,(1)}}{\underline{Z}_{(1)} + \underline{Z}_{(2)} + R_F} \\ &= \frac{89,70kV + j \cdot 2,85kV}{7,47\Omega + j \cdot 21,60\Omega} = 1401,30A - j \cdot 3668,94A \end{aligned} \quad (4.51)$$

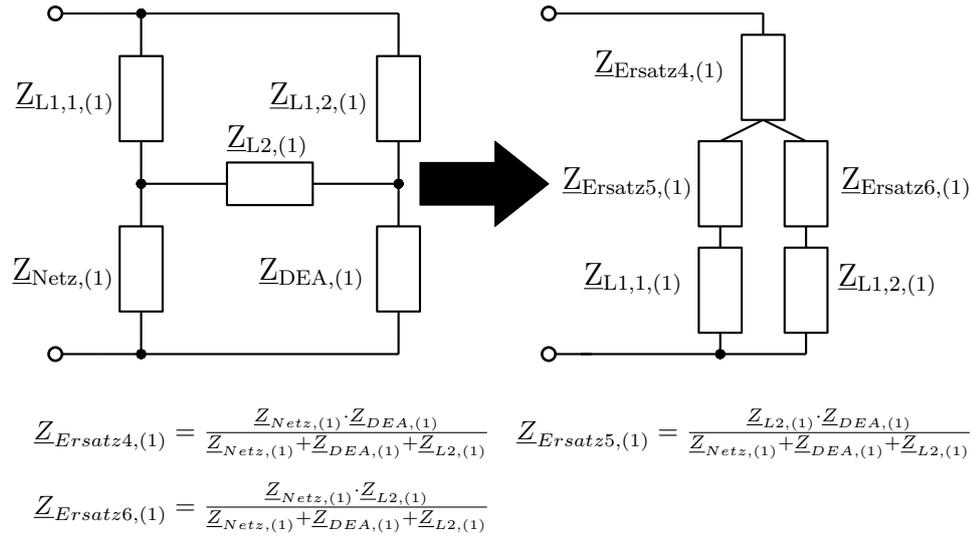


Abbildung 4.15: Modellnetz 2; Mitsystem Stern-Dreieck-Transformation

$$\begin{aligned} \hat{\underline{I}}_{2,(1)} &= \frac{\frac{\underline{Z}_{Ersatz6,(1)} + \underline{Z}_{L1,2,(1)}}{\underline{Z}_{Ersatz5,(1)} + \underline{Z}_{L1,1,(1)}}}{1 + \frac{\underline{Z}_{Ersatz6,(1)} + \underline{Z}_{L1,2,(1)}}{\underline{Z}_{Ersatz5,(1)} + \underline{Z}_{L1,1,(1)}}} \cdot \hat{\underline{I}}_F + \hat{\underline{I}}_{Last,(1)} \\ &= \frac{0,41\Omega - j \cdot 0,01\Omega}{1,41\Omega - j \cdot 0,01\Omega} \cdot (1401,30A - j \cdot 3668,94A) + (148,33A + j \cdot 41,69A) \\ &= 53,32A - j \cdot 1035,51A \end{aligned} \quad (4.52)$$

$$\begin{aligned} \hat{\underline{I}}_{2,(2)} &= -\frac{\frac{\underline{Z}_{Ersatz6,(2)} + \underline{Z}_{L1,2,(2)}}{\underline{Z}_{Ersatz5,(2)} + \underline{Z}_{L1,1,(2)}}}{1 + \frac{\underline{Z}_{Ersatz6,(2)} + \underline{Z}_{L1,2,(2)}}{\underline{Z}_{Ersatz5,(2)} + \underline{Z}_{L1,1,(2)}}} \cdot \hat{\underline{I}}_F \\ &= -\frac{0,41\Omega - j \cdot 0,01\Omega}{1,41\Omega - j \cdot 0,01\Omega} \cdot (1401,30A - j \cdot 3668,94A) \\ &= -83,52A + j \cdot 401,11A \end{aligned} \quad (4.53)$$

$$\begin{aligned} \hat{\underline{U}}_{2,(1)} &= \frac{\sqrt{2} \cdot \underline{U}_{DEA}}{\sqrt{3}} - \left(\frac{\frac{\underline{Z}_{Ersatz2,(1)} + \underline{Z}_{Netz,(1)}}{\underline{Z}_{Ersatz3,(1)} + \underline{Z}_{DEA,(1)}}}{1 + \frac{\underline{Z}_{Ersatz2,(1)} + \underline{Z}_{Netz,(1)}}{\underline{Z}_{Ersatz3,(1)} + \underline{Z}_{DEA,(1)}}} \cdot \hat{\underline{I}}_F + 2 \cdot \hat{\underline{I}}_{Last,(1)} \right) \cdot \underline{Z}_{DEA,(1)} \\ &= \frac{\sqrt{2} \cdot (102,00kV + j \cdot 41,19kV)}{\sqrt{3}} \\ &\quad - \left(\frac{0,09\Omega + j \cdot 0,02\Omega}{1,09\Omega + j \cdot 0,02\Omega} \cdot (1401,30A - j \cdot 3668,94A) + 2 \cdot (148,33A + j \cdot 41,69A) \right) \\ &\quad \cdot (5,22\Omega + j \cdot 96,80\Omega) = 58,47kV - j \cdot 0,5348kV \end{aligned} \quad (4.54)$$

4 Analytische Verifizierung der Simulationsergebnisse der Kurzschlusszenarien

$$\begin{aligned}
 \hat{U}_{2,(2)} &= \frac{\frac{\underline{Z}_{Ersatz2,(2)} + \underline{Z}_{Netz,(2)}}{\underline{Z}_{Ersatz3,(2)} + \underline{Z}_{DEA,(2)}}}{1 + \frac{\underline{Z}_{Ersatz2,(2)} + \underline{Z}_{Netz,(2)}}{\underline{Z}_{Ersatz3,(2)} + \underline{Z}_{DEA,(2)}}} \cdot \hat{I}_F \cdot \underline{Z}_{DEA,(2)} \\
 &= \frac{0,09\Omega + j \cdot 0,02\Omega}{1,09\Omega + j \cdot 0,02\Omega} \cdot (1401,30A - j \cdot 3668,94A) \cdot (5,22\Omega + j \cdot 96,80\Omega) \\
 &= 31,33kV + j \cdot 5,02kV
 \end{aligned} \tag{4.55}$$

Die Ergebnisse der oben angeführten analytischen Berechnung werden in Tabelle 4.3 mit denen der Simulation verglichen, wobei der relative Fehler zwischen den Ergebnissen der analytischen Berechnung und der Simulation ausreichend klein ist.

	Analytische Berechnung	Simulation (Relativer Fehler: $F_{Rel} = \frac{F_{Simulation} - F_{Analytisch}}{F_{Analytisch}}$)		
		mit $\underline{Z}_{DEA,Sim}$ mit \underline{Z}_{LQ}	ohne $\underline{Z}_{DEA,Sim}$ mit \underline{Z}_{LQ}	ohne $\underline{Z}_{DEA,Sim}$ ohne \underline{Z}_{LQ}
\hat{I}_{Last} (A)	148,33 + j·41,69	146,08 + j·42,58 F _{Rel,Real} : -1,52% F _{Rel,Imag} : 2,13%	148,19 + j·42,96 F _{Rel,Real} : -0,09% F _{Rel,Imag} : 3,05%	148,06 + j·41,90 F _{Rel,Real} : -0,18% F _{Rel,Imag} : 0,50%
$\hat{U}_{Prefault,(1)}$ (kV)	89,7 + j·2,85	89,87 + j·2,78 F _{Rel,Real} : 0,19% F _{Rel,Imag} : -2,46%	89,88 + j·2,82 F _{Rel,Real} : 0,20% F _{Rel,Imag} : -1,05%	89,70 + j·2,85 F _{Rel,Real} : 0,00% F _{Rel,Imag} : 0,00%
\hat{I}_F (A)	1401,3 - j·3668,94	1400,13 - j·3671,70 F _{Rel,Real} : -0,08% F _{Rel,Imag} : 0,08%	1400,99 - j·3671,45 F _{Rel,Real} : -0,02% F _{Rel,Imag} : 0,07%	1401,17 - j·3668,82 F _{Rel,Real} : -0,01% F _{Rel,Imag} : 0,00%
$\hat{I}_{2,(1)}$ (A)	533,19 - j·1035,51	531,89 - j·1036,12 F _{Rel,Real} : 0,06% F _{Rel,Imag} : 0,06%	533,04 - j·1035,76 F _{Rel,Real} : 0,00% F _{Rel,Imag} : 0,02%	532,97 - j·1035,33 F _{Rel,Real} : 0,01% F _{Rel,Imag} : -0,02%
$\hat{I}_{2,(2)}$ (A)	-384,86 + j·1077,21	-385,10 + j·1078,70 F _{Rel,Real} : 0,11140% F _{Rel,Imag} : 0,14%	-384,85 + j·1078,71 F _{Rel,Real} : 0,11114% F _{Rel,Imag} : 0,14%	-384,90 + j·1077,23 F _{Rel,Real} : 0,11123% F _{Rel,Imag} : 0,00%
$\hat{U}_{2,(1)}$ (kV)	58,47 - j·0,5348	58,58 - j·0,6036 F _{Rel,Real} : 0,19% F _{Rel,Imag} : 12,86%	58,58 - j·0,5639 F _{Rel,Real} : 0,19% F _{Rel,Imag} : 5,44%	58,47 - j·0,5382 F _{Rel,Real} : 0,00% F _{Rel,Imag} : 0,64%
$\hat{U}_{2,(2)}$ (kV)	31,33 + j·5,02	31,42 + j·4,98 F _{Rel,Real} : 0,29% F _{Rel,Imag} : -0,80%	31,42 + j·5,00 F _{Rel,Real} : 0,29% F _{Rel,Imag} : -0,40%	31,33 + j·5,01 F _{Rel,Real} : 0,00% F _{Rel,Imag} : -0,20%

Tabelle 4.3: Modellnetz 2; Vergleich der analytischen Berechnung und der Simulation

4.5 Modellnetz 3

Das Modellnetz 3 verwendet dieselben Elemente wie das Modellnetz 1 und 2, welche für die Lastflussberechnung wie in Abbildung 4.16 und für die Kurzschlussberechnung wie in Abbildung 4.17 verschaltet werden. Die Verifizierung von Modellnetz 1 und 2 zeigte, dass die Ergebnisse der Simulationen und der analytischen Berechnung für die Simulationsmodelle sowie für eine unterschiedliche Verschaltung dieser mit einer guten Näherung übereinstimmen. Dadurch wird in diesem Abschnitt keine Gegenüberstellung der Ergebnisse der analytischen Berechnung und der Simulation dargestellt.

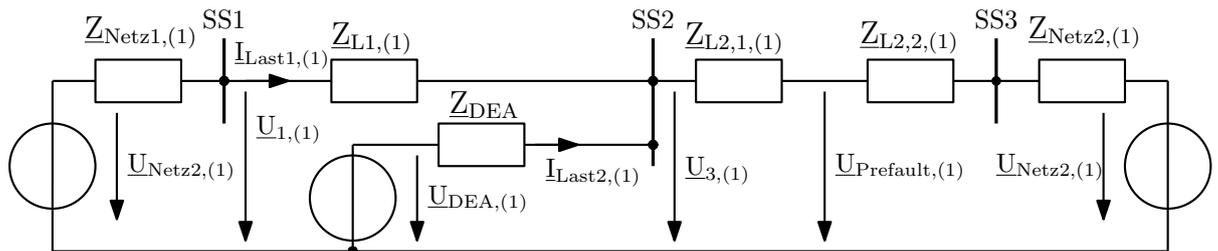


Abbildung 4.16: Modellnetz 3 Ersatzschaltbild; Lastfluss

2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung:

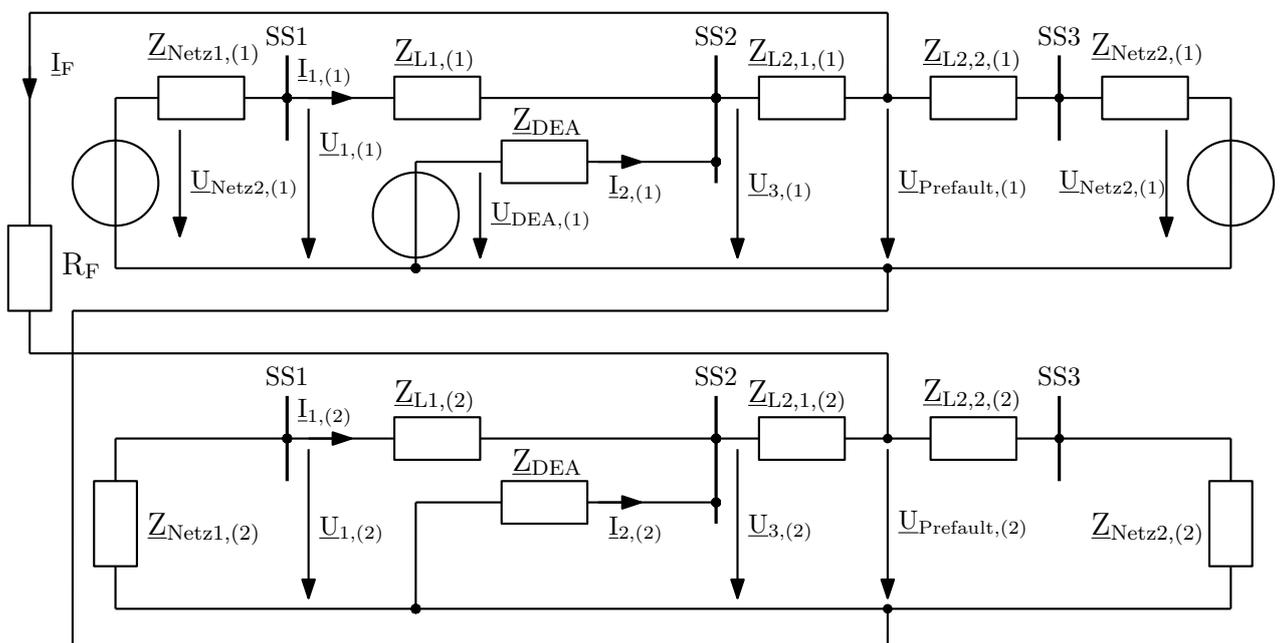


Abbildung 4.17: Modellnetz 3 Ersatzschaltbild; 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung

Simulationsergebnisse der Kurzschlusszenarien

In diesem Kapitel werden die Simulationsergebnisse der simulierten Fehlerfälle näher beschrieben und dargestellt. Für die unrichterbasierte Einspeisung werden in diesem Passus die Kurzschlussverläufe für einen maximalen Kurzschlussstrom von 1,1-fachem Nennstrom beschrieben, da sich diese am stärksten von einer konventionellen Einspeisung unterscheiden. Die Darstellung mehrerer Betriebsmodi wäre an diesem Punkt zu unübersichtlich, wodurch die Ergebnisse für in diesem Abschnitt nicht beschriebene Betriebsmodi ($V_{\frac{I_{max}}{I_{nenn}}} = 1,5$, $V_{\frac{I_{max}}{I_{nenn}}} = 2,0$, usw.) aus Abbildungen im Anhang entnommen werden können.

5.1 Modellnetz 1

Abbildung 5.1 zeigt den Spannungs- und Stromverlauf für das Modellnetz 1 bei einer Einspeisung eines konventionellen Kraftwerkes (DEA-Modell Ersatzspannungsquelle) und einem 2-poligen Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung in der Mitte der Leitung 1 (25 km entfernt von SS2). Zwischen Abbildung 5.1a und 5.1b wird der Fehlerwiderstand R_F von 0Ω auf 10Ω erhöht. Dies entspricht dem gesamten betrachteten Variationsbereich des Fehlerwiderstandes.

Aus der Abbildung ist ersichtlich, dass aufgrund des Fehlerwiderstands die Phasenspannung U_{L3} kleiner und die Phasenspannung U_{L2} größer gegenüber einem Fehlerfall ohne Fehlerwiderstand wird. Dies führt zu einer höheren Mitsystemspannung und einer geringeren Gegensystemspannung. Die drei Phasenströme verändern sich betragsmäßig nur sehr gering, jedoch ist aus den symmetrischen Komponenten ersichtlich, dass sich die Zusammensetzung des Wirk- und Blindanteils des Stromes im Mit- und Gegensystem

ändert. Grundsätzlich zeigt sich ein Kurzschlussverlauf, welcher typisch für eine konventionelle Einspeisung über einen Synchrongenerator ist.

Im Vergleich zu Abbildung 5.1 zeigt Abbildung 5.2 das Kurzschlussverhalten für eine umrichterbasierte Einspeisung (DEA-Modell Generisches Windparkmodell) nach der technischen Richtlinie SDLWindV. Der Blindstromfaktor wurde mit $k_P = 2$ festgelegt, wobei zwischen Abbildung 5.2a und Abbildung 5.2b der Fehlerort von 5% auf 95% der Leitungslänge verändert wird.

Es zeigt sich, dass gegenüber einer konventionellen Erzeugungsanlage der Gleichanteil im Kurzschlussstrom fehlt und dass der maximale Kurzschlussstrom geringer ist. Die Aufteilung der einzelnen Anteile der Wirk- und Blindkomponente des Stromes im Mit- und Gegensystem ist ebenfalls unterschiedlich und abhängig von den gewählten Parametern. Aufgrund der technischen Richtlinie SDLWindV fließt im Gegensystem kein Kurzschlussstrom. Bei einer Fehlerdistanz von 95% ist im Vergleich zu einer Fehlerdistanz von 5% der Spannungseinbruch im Mitsystem geringer, wodurch weniger Blindstrom im Mitsystem eingespeist wird. Dies hat wiederum zur Folge, dass bei der Fehlerdistanz von 95% der Wirkanteil des Kurzschlussstromes höher ist als bei einer Fehlerdistanz von 5%. Im Vergleich zu der Einspeisung nach der technischen Richtlinie SDLWindV bei einem Blindstromfaktor von $k_P = 2$ in Abbildung 5.2 zeigt Abbildung 5.3 zusätzlich zwei unterschiedliche Betriebsmodi der umrichterbasierten Einspeisung für einen Fehler auf der Leitungsmitte der Leitung 1 und einen Fehlerwiderstand von $R_F = 0 \Omega$. Aus Abbildung 5.3a ist ersichtlich, dass trotz eines Spannungseinbruches der Mitsystemspannung bei einem Blindstromfaktor von $k_P = 0$ der Blindstrom im Mitsystem unverändert auf dem Wert des Vorfehlerzustandes bleibt.

Hingegen wird bei der Anwendung der technischen Richtlinie VDE-AR-N 4120 und einem Blindstromfaktor von $k_P = k_N = 2$ auch ein Blindstrom im Gegensystem eingespeist (siehe Abbildung 5.3b). Die Abbildungen zeigen, dass die betrachteten Erzeugungsanlagen ein stark unterschiedliches Verhalten aufweisen, wobei die Aufteilung von Wirk- und Blindstrom im Mit- und Gegensystem bei der technischen Richtlinie VDE-AR 4120 der einer konventionellen Einspeisung (Synchrongenerator) am nächsten kommt.

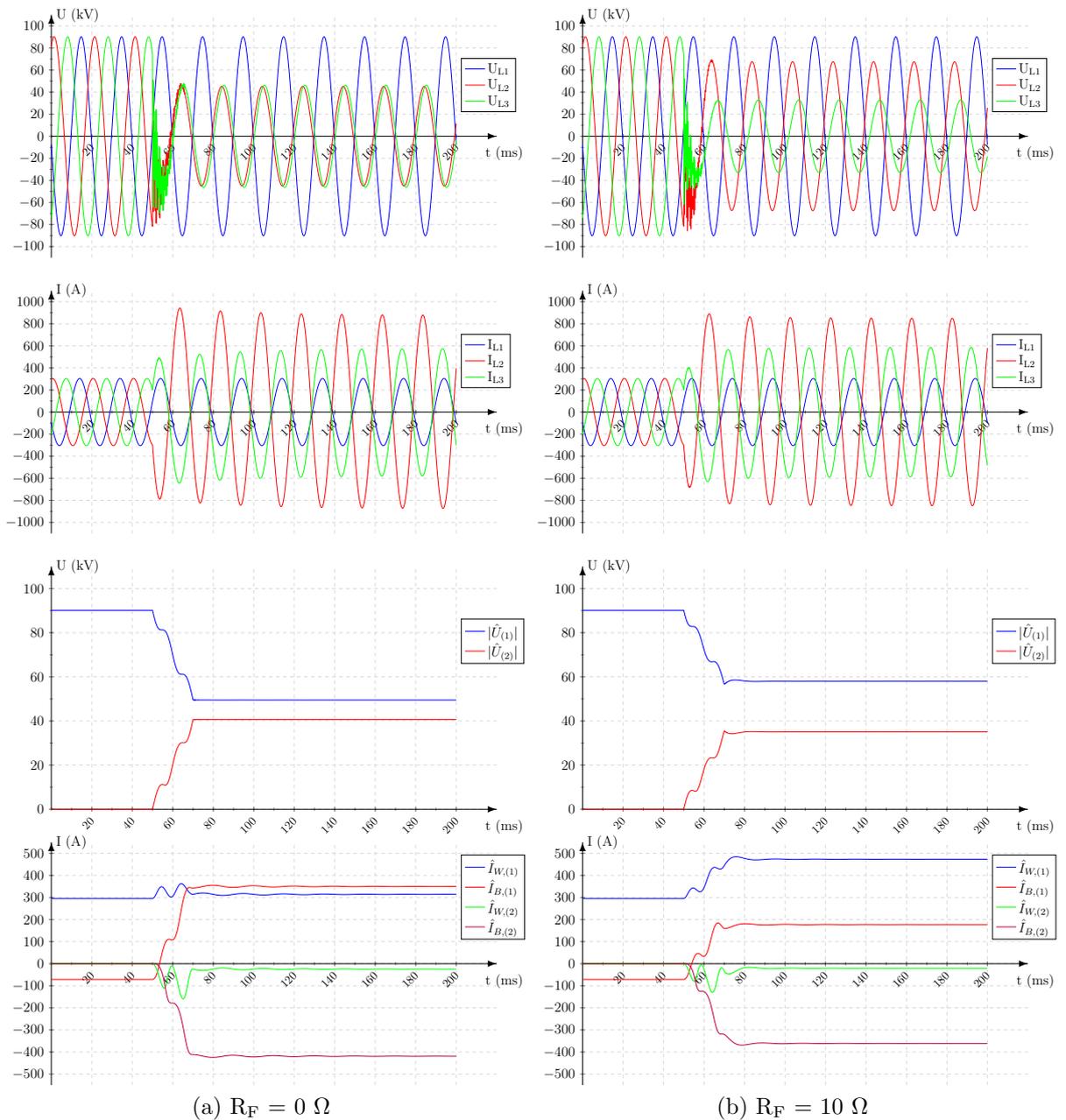


Abbildung 5.1: Zeitverlauf von Spannung und Strom, 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung, Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt R2; Fehlerort: $x = 50\%$; DEA-Modell: Ersatzspannungsquelle

5 Simulationsergebnisse der Kurzschlusszenarien

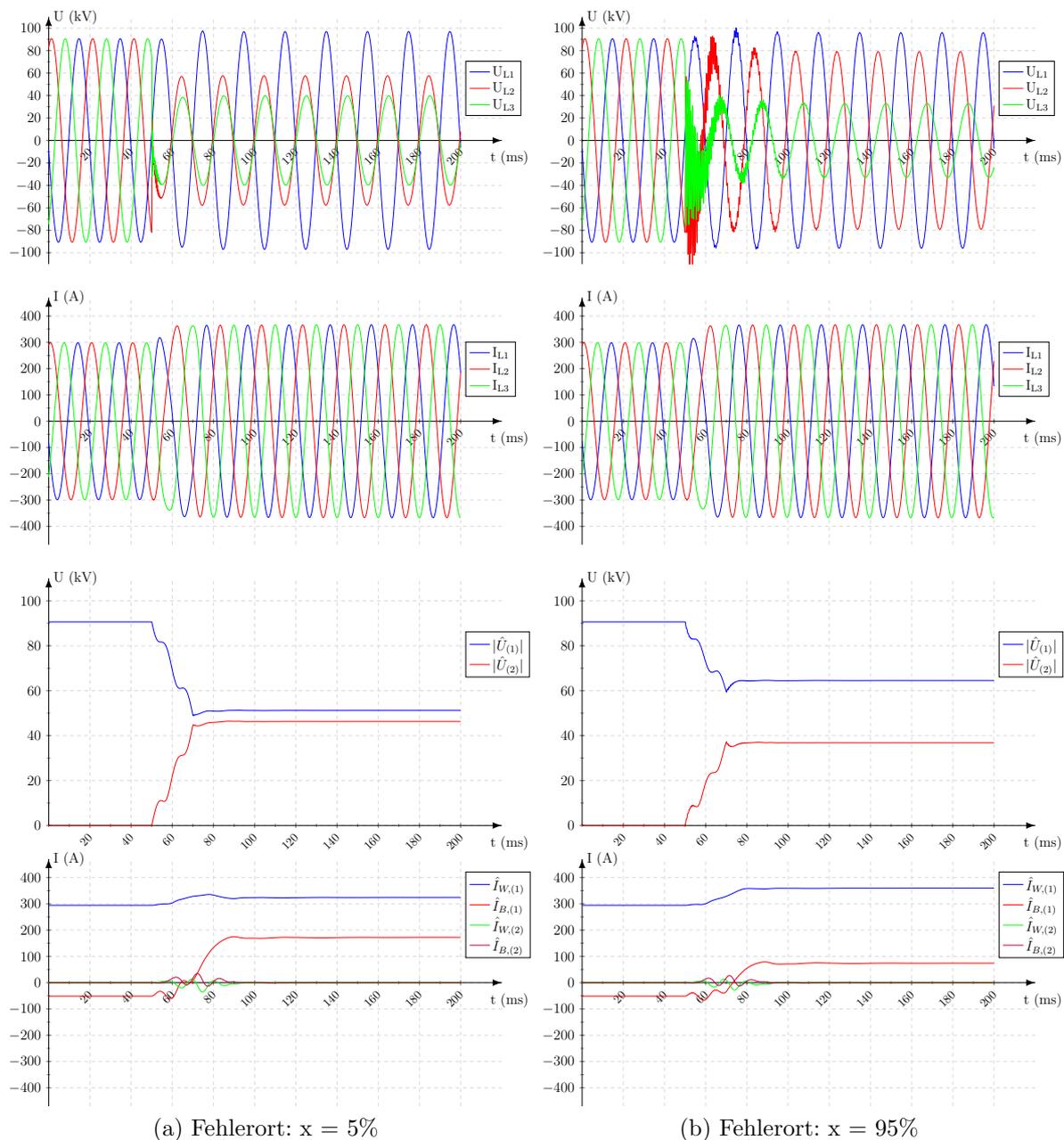


Abbildung 5.2: Zeitverlauf von Spannung und Strom, 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung, Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt R2; Fehlerwiderstand: $R_F = 6 \Omega$; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V_{\frac{I_{max}}{I_{nenn}}} = 1,1$; $k_P = 2$

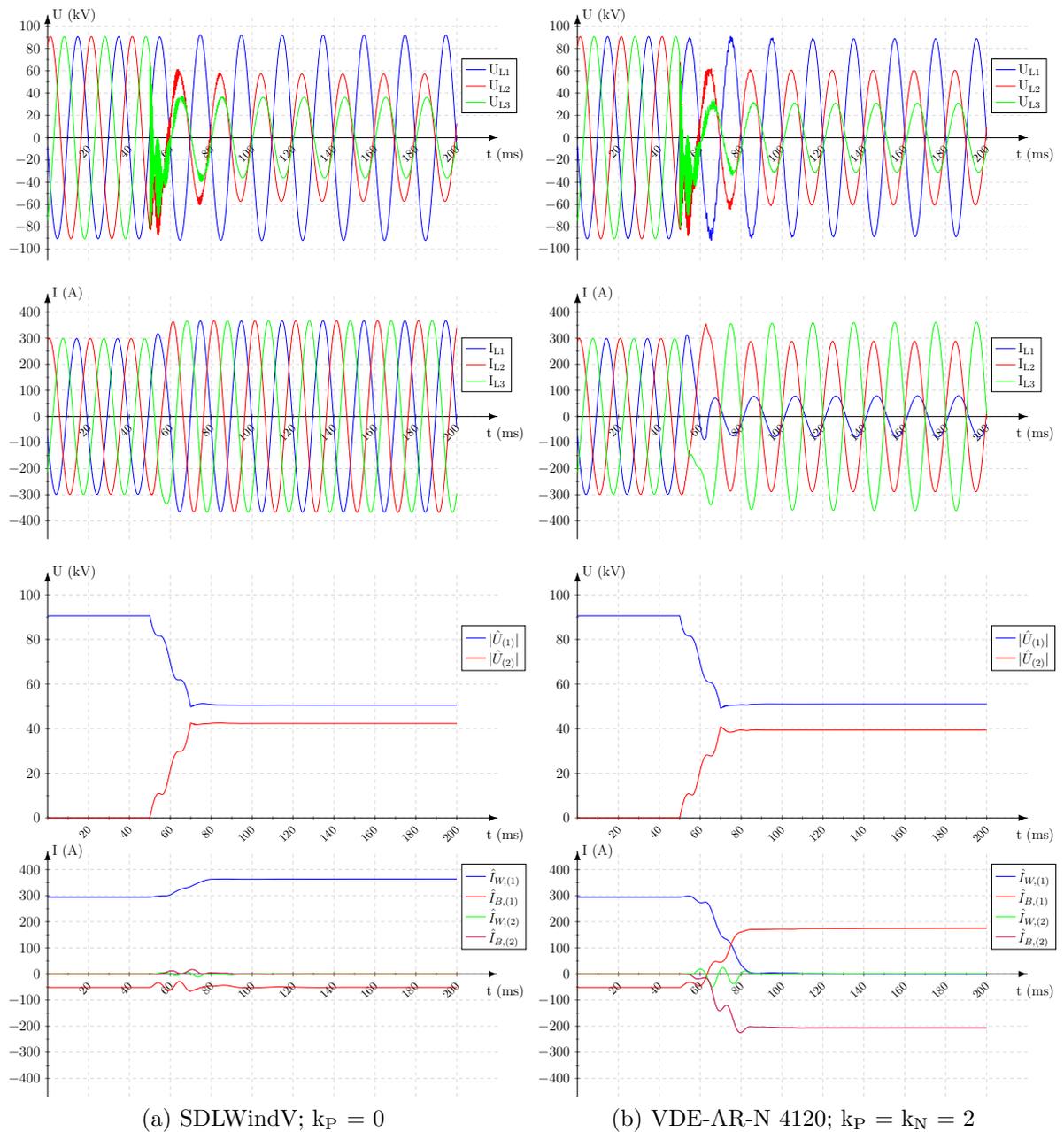


Abbildung 5.3: Zeitverlauf von Spannung und Strom, 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung, Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt R2; Fehlerwiderstand: $R_F = 6 \Omega$; Fehlerort: $x = 50\%$; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$

Abbildung 5.4 stellt die stationären Kurzschlussgrößen für eine konventionelle Erzeugungsanlage, Abbildung 5.5 für eine umrichterbasierte Einspeisung nach der technischen Richtlinie SDLWindV und Abbildung 5.6 für eine umrichterbasierte Einspeisung nach der technischen Richtlinie VDE-AR-N 4120 für unterschiedliche Fehlerwiderstände in den symmetrischen Komponenten dar.

Für alle betrachteten Erzeugungsanlagen zeigt sich, dass mit steigender Fehlerdistanz die Mitsystemspannung im Fehlerfall größer und die Gegensystemspannung geringer wird. Dieser Effekt wird mit steigendem Fehlerwiderstand verstärkt. Wie in Abbildung 5.4 bis 5.6 ersichtlich, verändert sich die Mit- und Gegensystemspannung für alle betrachteten Erzeugungsanlagen auf die gleiche Weise und nimmt nur minimal unterschiedliche Werte an.

Die stationären Werte des Kurzschlussstromes des DEA-Modells Ersatzspannungsquelle weisen einen hohen Wirk- und Blindanteil im Mitsystem sowie einen hohen Blindanteil im Gegensystem auf. Der Wirkanteil im Gegensystem ist im Vergleich dazu gering. Mit steigender Fehlerdistanz nehmen die Blindstromanteile im Mit- und Gegensystem ab. Der Wirkanteil des Mitsystemstromes wird mit steigender Fehlerdistanz, abhängig vom Fehlerwiderstand, größer.

Im Vergleich dazu sind die stationären Kurzschlussströme für eine umrichterbasierte Einspeisung nach der technischen Richtlinie SDLWindV in Abbildung 5.5 stark von dem eingestellten Blindstromfaktor abhängig. Bei $k_P = 0$ ist das Verhalten für alle Fehlerdistanzen und Fehlerwiderstände gleich, wobei der maximale Kurzschlussstrom größtenteils als Wirkstrom im Mitsystem eingespeist wird. Der Blindstrom besitzt den Wert des Vorfehlerzustandes. Bei einer Fehlerdistanz im Bereich von 100% und einem hohen Fehlerwiderstand kommt es zu einer minimalen Verringerung der Wirkstromes im Mitsystem. Der Grund dafür ist, dass die geforderte Wirkleistungsabgabe des Vorfehlerzustands bereits mit einem geringeren Strom als dem maximalen Kurzschlussstrom erreicht wird.

Für einen Blindstromfaktor von $k_P = 2$ wird ein Blindstrom im Mitsystem eingespeist. Mit steigender Fehlerdistanz steigt die Mitsystemspannung im Fehlerfall, wodurch sich der eingespeiste Blindstrom verringert. Je größer der Fehlerwiderstand, desto kleiner ist mit steigender Fehlerdistanz der Blindstrom im Mitsystem.

Bei einem Blindstromfaktor von $k_P = 4$ wird gegenüber einem geringeren Blindstromfaktor mehr Blindstrom im Mitsystem eingespeist. Dies hat zur Folge, dass bei keinem Auftreten eines Fehlerwiderstandes ausschließlich Blindleistung eingespeist wird. Mit

steigendem Fehlerwiderstand und größer werdender Fehlerdistanz wird der Wirkanteil des Kurzschlussstromes aufgrund eines kleiner werdenden Blindanteils größer. Dieser ist hingegen bei geringen Fehlerdistanzen aufgrund des größeren Mitsystemspannungseinbruchs sehr gering.

Wird $k_P = 6$ gewählt, wird dieser Effekt verstärkt, und der Kurzschlussstrom besitzt nur bei einem hohen Fehlerwiderstand und einer großen Fehlerdistanz einen Wirkanteil im Mitsystem.

Aus Abbildung 5.6 ist ersichtlich, dass bei einem Blindstromfaktor von $k_P = k_N = 0$ das Verhalten bei der Verwendung der technischen Richtlinie VDE-AR-N 4120 dem der SDLWindV entspricht. Das unterschiedliche Verhalten der beiden Richtlinien bezieht sich nur auf das Verhalten der Blindströme im Mit- und Gegensystem. Wird $k_P = k_N > 0$ gewählt erkennt man, dass auch ein Blindstrom im Gegensystem eingespeist wird. Für die simulierten Kurzschlusszenarien zeigt sich, dass bei den betrachteten Blindstromfaktoren der Kurzschlussstrom für einen Großteil der Fehlerfälle einen reinen Blindstrom im Mit- und Gegensystem einspeist.

Bei $k_P = k_N = 2$ wird bei einem Fehlerwiderstand größer null und einer großen Fehlerdistanz neben den Blindströmen auch ein Wirkanteil im Mitsystem eingespeist. Grund dafür ist ein geringer Einbruch der Mitsystem- bzw. eine geringe Gegensystemspannung. Für $k_P = k_N = 4$ bzw. 6 wird ausschließlich ein Blindstrom für alle betrachteten Fehlerwiderstände und Fehlerdistanzen eingespeist. Aufgrund des eingestellten Blindstromfaktors und der Mit- und Gegensystemspannung im Fehlerfall wären die errechneten Blindströme im Mit- und Gegensystem höher als der maximale Kurzschlussstrom. Die Strombegrenzung reduziert die beiden Blindströme gleichmäßig. Dadurch wird bei $k_P = k_N = 4$ bzw. 6, hohem Fehlerwiderstand und großer Fehlerdistanz der induktive Blindstrom im Gegensystem erhöht, da der Blindstrom im Mitsystem aufgrund der höheren Mitsystemspannung verringert wird.

Weitere Ergebnisse der stationären Kurzschlussgrößen für das Modellnetz 1 bei unterschiedlichen Betriebsmodi einer unrichterbasierten Einspeisung sind im Anhang in Abbildung 8.1 bis 8.4 dargestellt.

5 Simulationsergebnisse der Kurzschlusszenarien

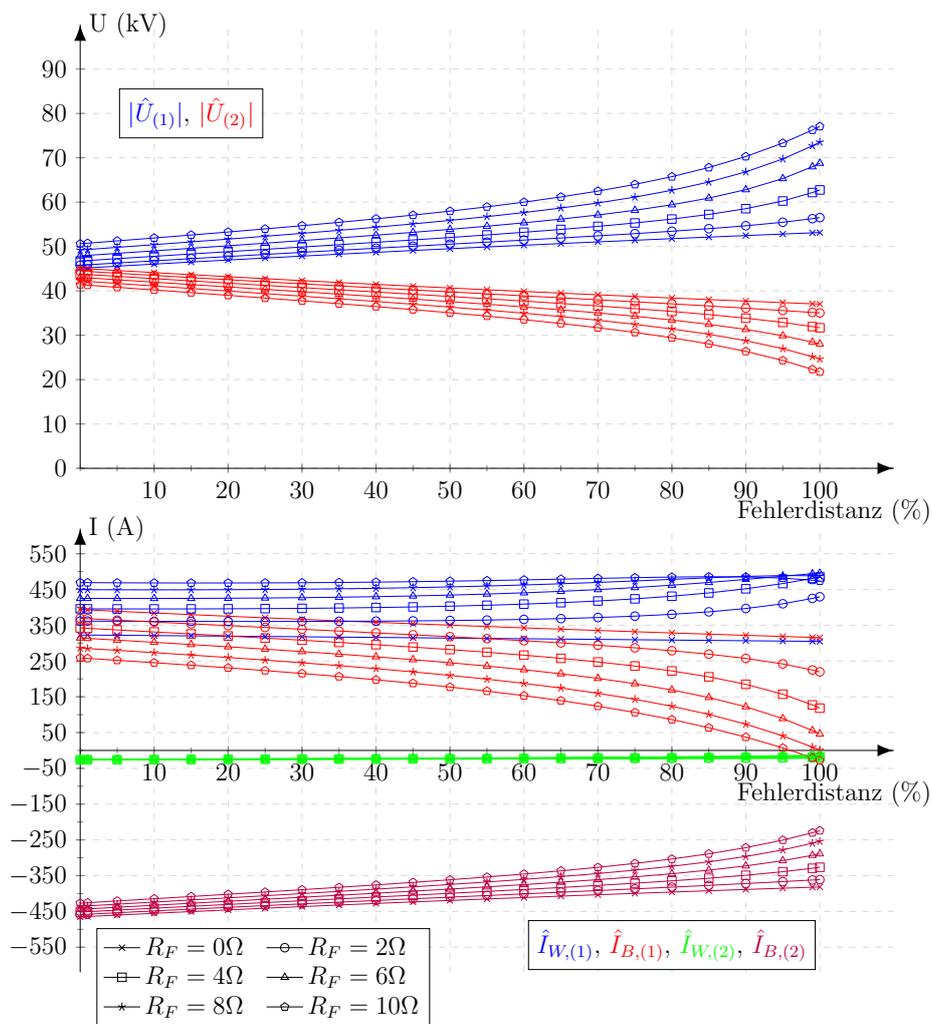


Abbildung 5.4: Stationäre Kurzschlussgrößen in symmetrischen Komponenten; 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Ersatzspannungsquelle

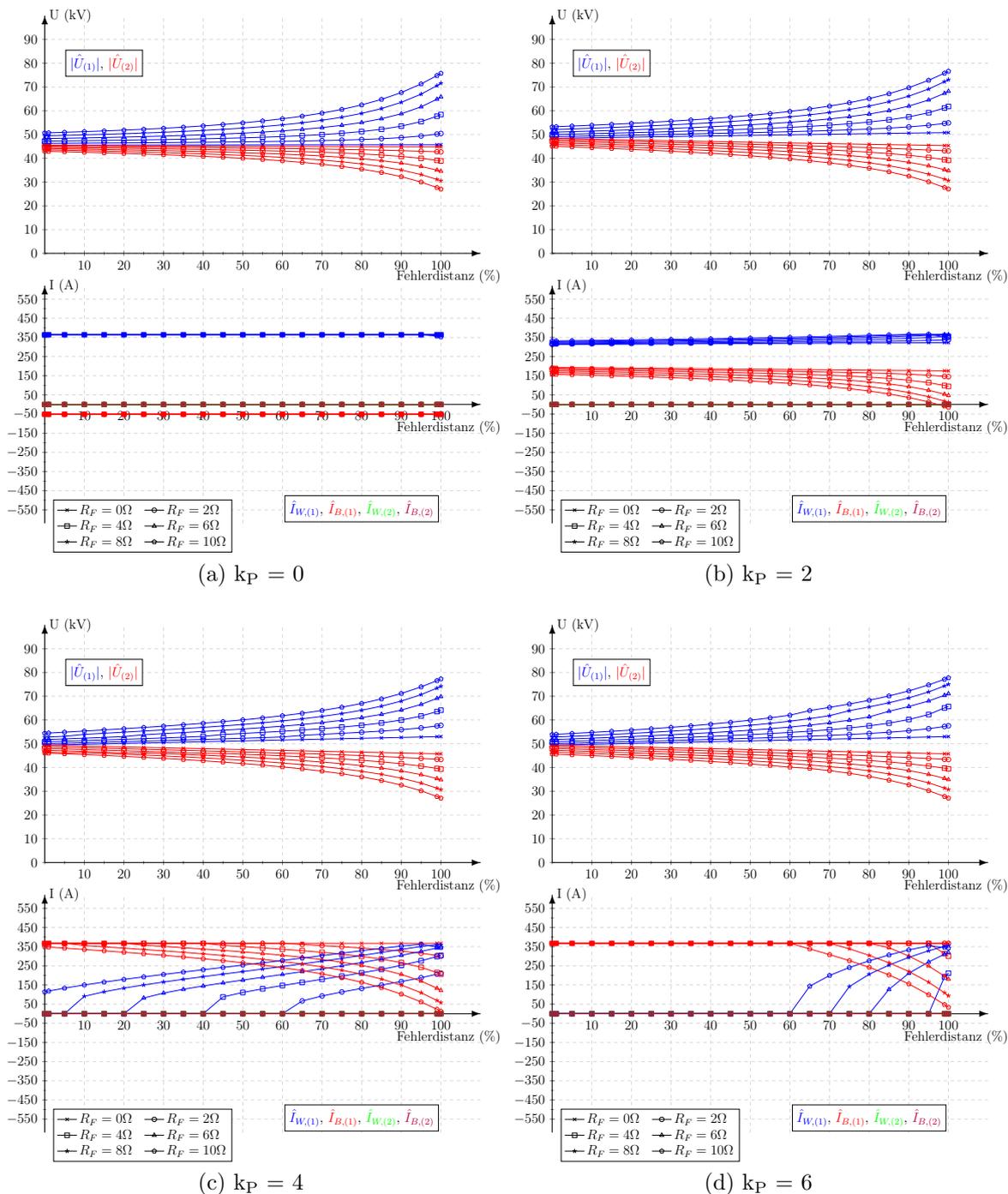


Abbildung 5.5: Stationäre Kurzschlussgrößen in symmetrischen Komponenten; 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$

5 Simulationsergebnisse der Kurzschlusszenarien

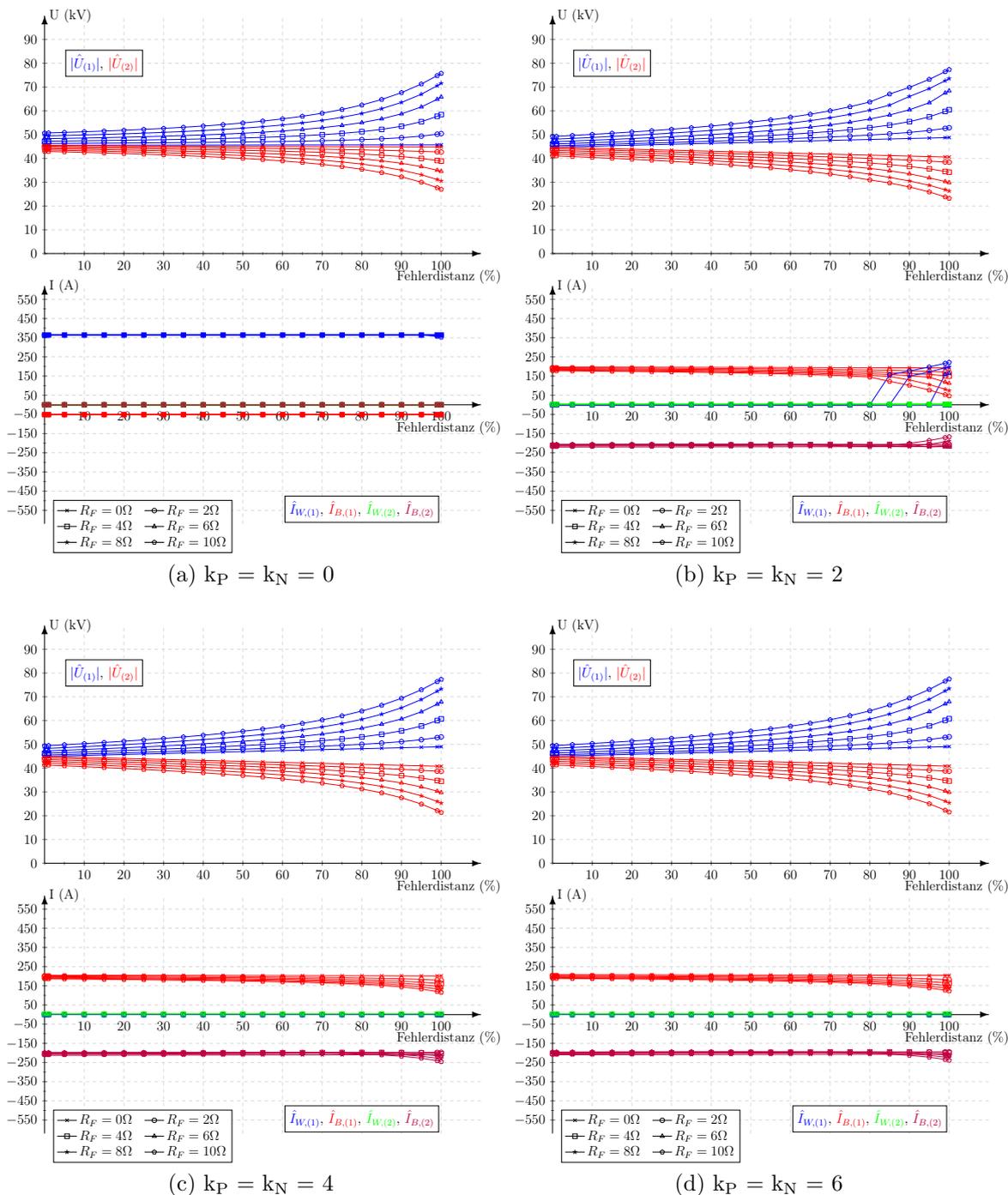


Abbildung 5.6: Stationäre Kurzschlussgrößen in symmetrischen Komponenten; 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: VDE-AR-N 4120; $V_{\frac{I_{max}}{I_{nenn}}} = 1,1$

5.2 Modellnetz 2

Abbildung 5.7 zeigt analog zum Modellnetz 1 den zeitlichen Spannungs- und Stromverlauf für das Modellnetz 2 bei einer Einspeisung eines konventionellen Kraftwerkes (DEA-Modell Ersatzspannungsquelle) und einem 2-poligen Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung in der Mitte der Leitung 1. Wiederum wurde zwischen Abbildung 5.7a und 5.7b der Fehlerwiderstand R_F von 0Ω auf 10Ω erhöht. Im Vergleich zu Modellnetz 1 (siehe Abbildung 5.1) ist der Betrag des Kurzschlussstroms aufgrund des Netzbeitrages über den Pfad der Doppelleitung größer als bei Modellnetz 1. Der Fehlerwiderstand hat zur Folge, dass die Amplitude des Kurzschlussstromes sinkt und sich die Anteile des Wirk- und Blindstromes im Mit- und Gegensystem im Verhältnis zueinander verändern. Die Kurzschlussgrößen für unterschiedliche Fehlerorte bei konstantem Fehlerwiderstand werden in den Abbildungen 5.8 und 5.9 dargestellt. Dafür werden die Ergebnisse einer umrichterbasierten Einspeisung nach der technischen Richtlinie SDLWindV mit einem Blindstromfaktor von $k_P = 2$ und einem maximalen Kurzschlussstrom von 1,1-fachem Nennstrom dargestellt. Für eine Fehlerdistanz von 5%, 50% und 95% schwächt sich der Anteil des Netzes über die Doppelleitung aufgrund der Stromaufteilung mit zunehmender Fehlerdistanz ab, ist aber trotzdem der dominante Anteil am Kurzschlussstrom. Bei einer Fehlerdistanz von 99% ist der Kurzschlussstrombeitrag der umrichterbasierten Einspeisung deutlich erkennbar, jedoch besitzt der Netzbeitrag bei dieser Fehlerdistanz noch immer einen relevanten Anteil am Kurzschlussstrom. Dies ist erkennbar an einem höheren Betrag des Kurzschlussstromes als dem maximale Kurzschlussstrom der umrichterbasierten Einspeisung und an dem Blindstrom im Gegensystem, da nach der technischen Richtlinie SDLWindV nur Ströme im Mitsystem eingespeist werden. Zum Vergleich zur Abbildung 5.9b sind in Abbildung 5.10 zwei Betriebsmodi einer umrichterbasierten Einspeisung dargestellt. An den symmetrischen Komponenten des Stromes lässt sich erkennen, dass der verwendete Betriebsmodus der umrichterbasierten Einspeisung bei einer Fehlerdistanz von 99% zu unterschiedlichen Kurzschlussströmen führt, wenngleich die Auswirkungen aufgrund der Überlagerung des Netzbeitrages nicht so stark wie bei dem Modellnetz 1 (Einfachleitung) sind.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass bei dem Modellnetz 2 aufgrund der Doppelleitung der Netzbeitrag am Kurzschlussstrom für einen Großteil der Leitungslänge dominant ist.

5 Simulationsergebnisse der Kurzschlusszenarien

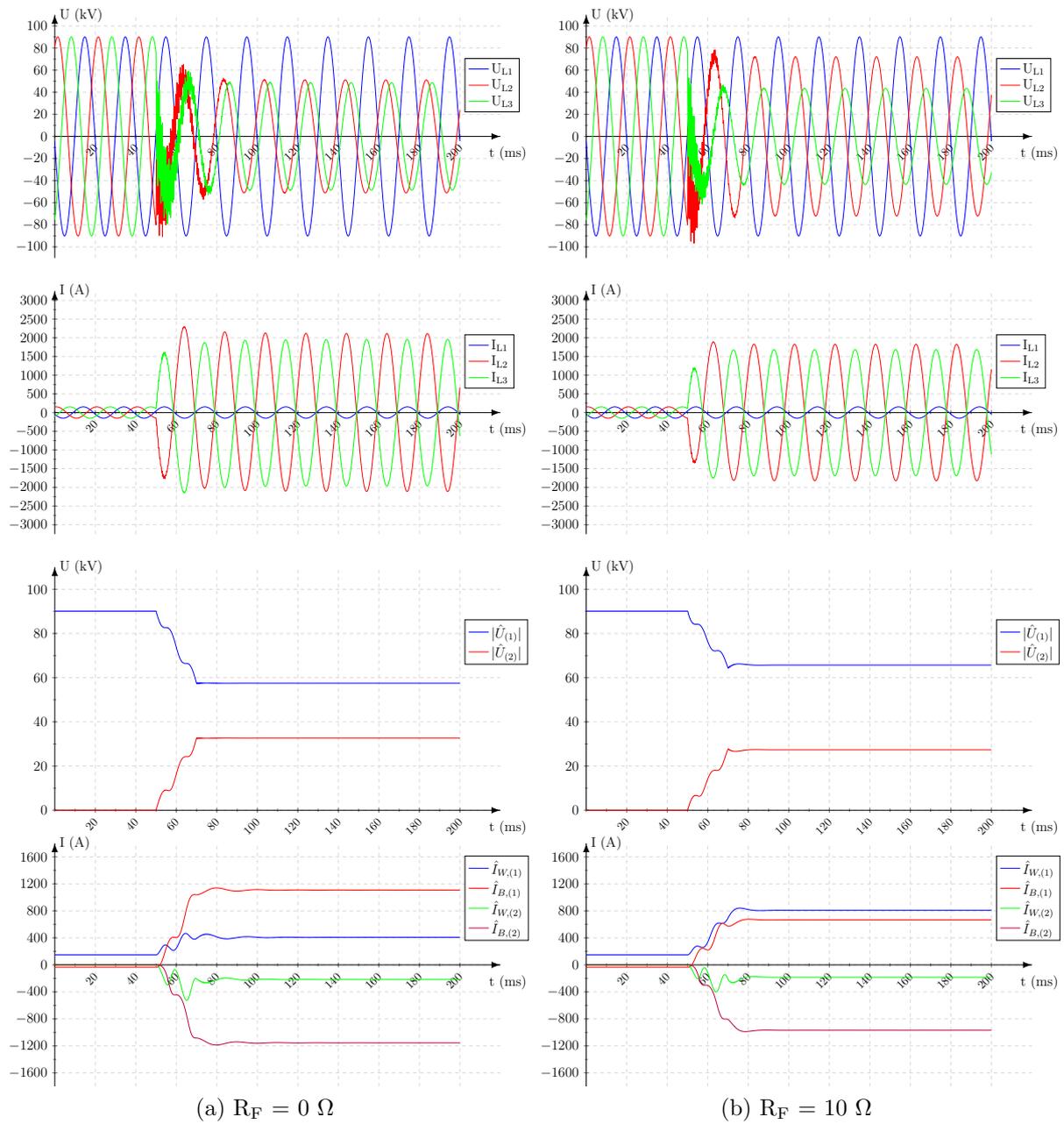


Abbildung 5.7: Zeitverlauf von Spannung und Strom, 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung, Parameter: Modellnetz 2; Messpunkt R2; Fehlerort: $x = 50\%$; DEA-Modell: Ersatzspannungsquelle

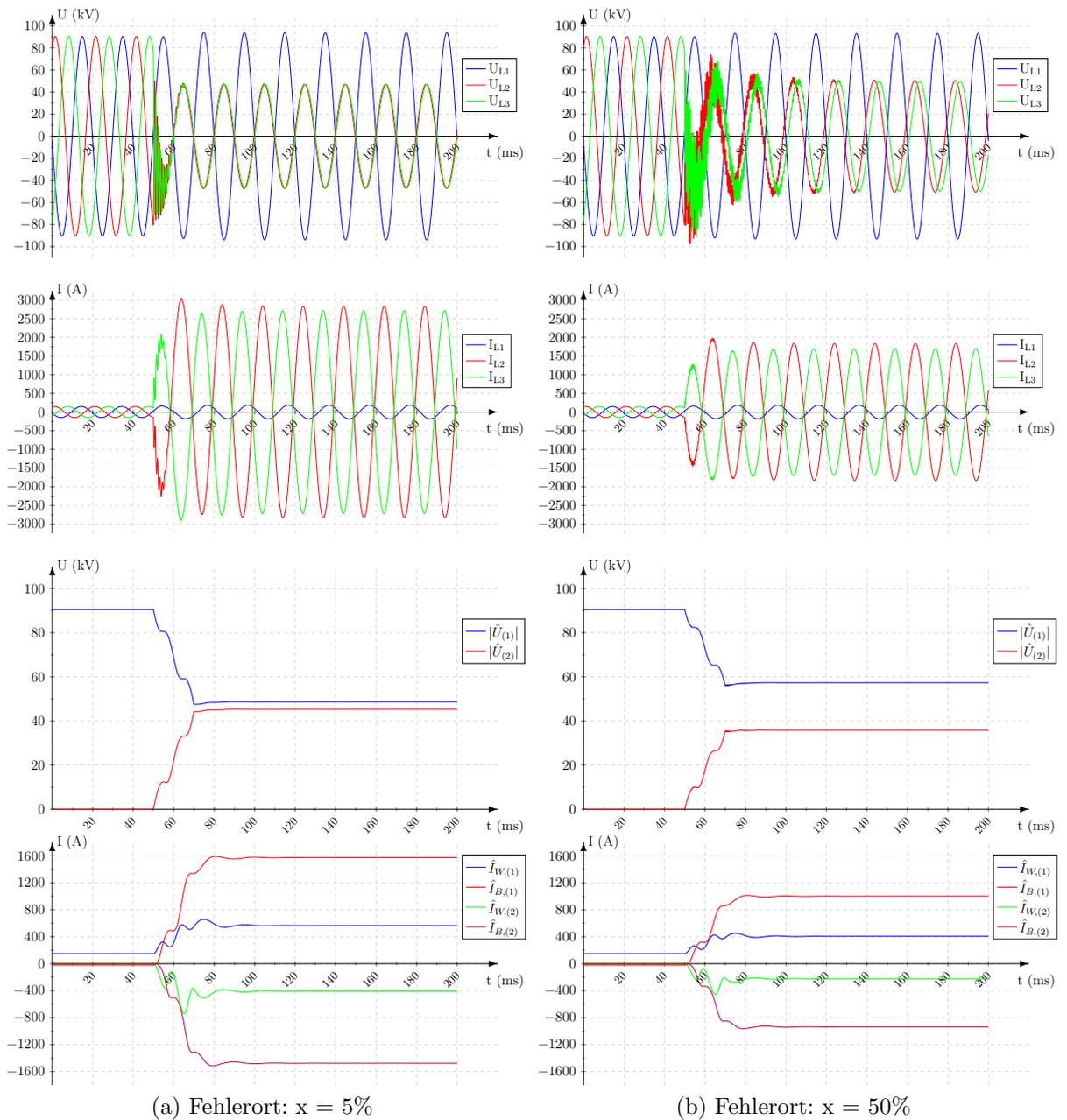


Abbildung 5.8: Zeitverlauf von Spannung und Strom, 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung, Parameter: Modellnetz 2; Messpunkt R2; Fehlerwiderstand: $R_F = 0 \Omega$; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V_{\frac{I_{max}}{I_{nenn}}} = 1,1$; $k_P = 2$

5 Simulationsergebnisse der Kurzschlusszenarien

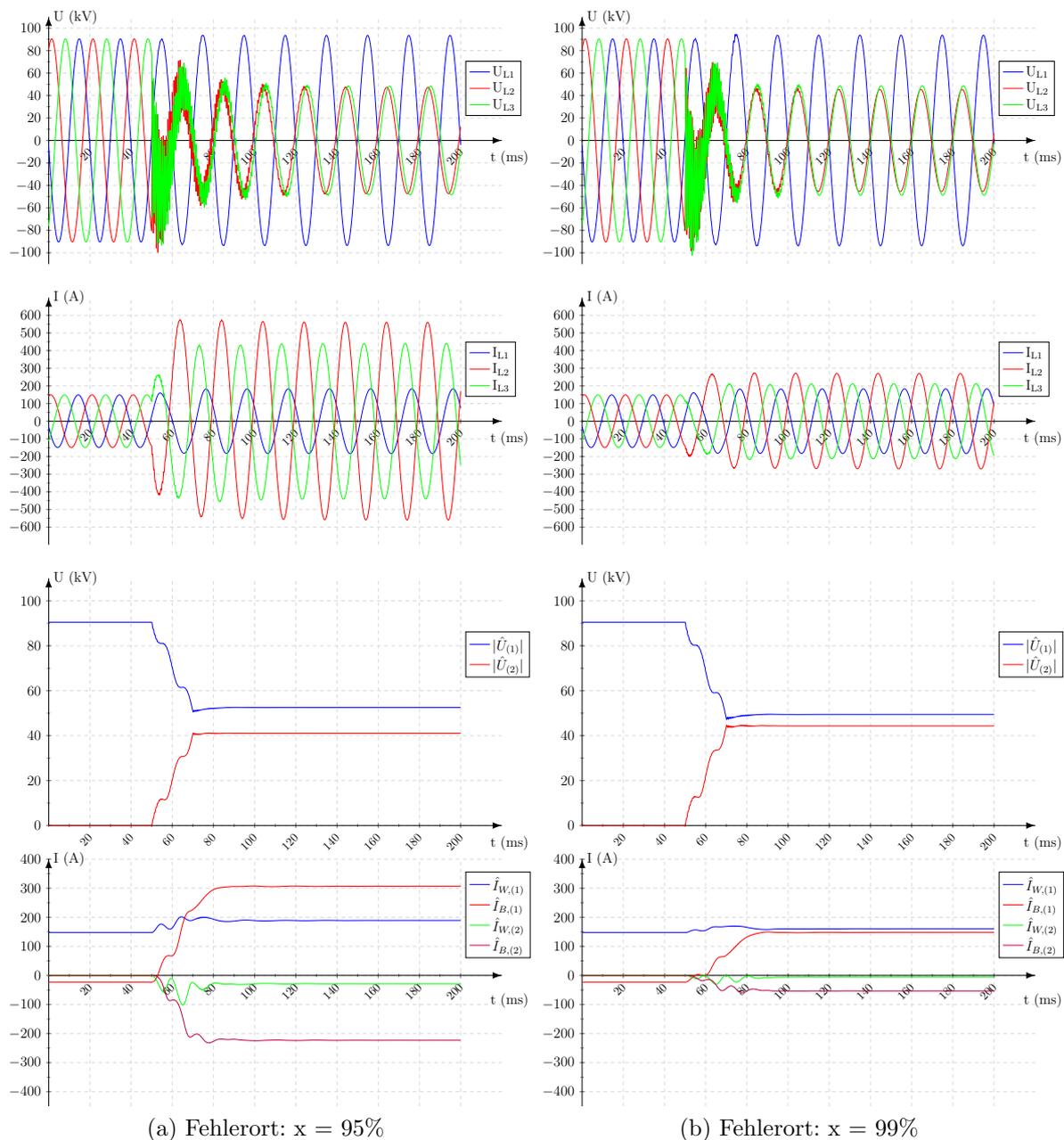


Abbildung 5.9: Zeitverlauf von Spannung und Strom, 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung, Parameter: Modellnetz 2; Messpunkt R2; Fehlerwiderstand: $R_F = 0 \Omega$; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V_{\frac{I_{max}}{I_{nenn}}} = 1,1$; $k_P = 2$

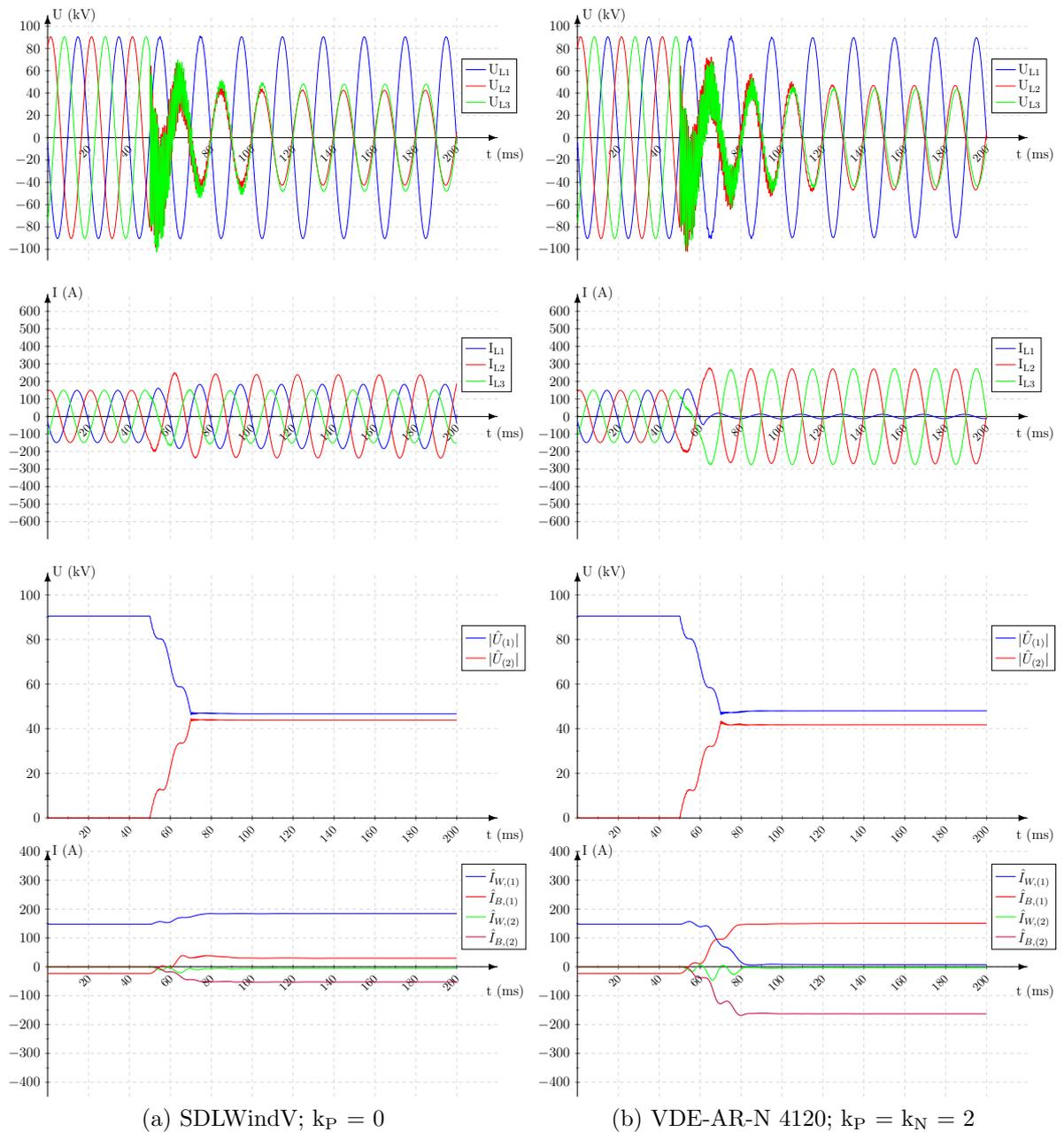


Abbildung 5.10: Zeitverlauf von Spannung und Strom, 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung, Parameter: Modellnetz 2; Messpunkt R2; Fehlerwiderstand: $R_F = 0 \Omega$; Fehlerort: $x = 99\%$; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$

Die stationären Fehlergrößen der Spannungen und Ströme werden in Abbildung 5.11 für eine konventionelle Erzeugungsanlage, in Abbildung 5.12 für eine umrichterbasierte Einspeisung nach der technischen Richtlinie SDLWindV und in Abbildung 5.13 für eine umrichterbasierte Einspeisung nach der technischen Richtlinie VDE-AR-N 4120 für unterschiedliche Fehlerwiderstände in den symmetrischen Komponenten dargestellt.

Die Mitsystemspannung nimmt im Fehlerfall mit steigender Fehlerdistanz anfangs zu, und die Gegensystemspannung wird mit steigender Fehlerdistanz geringer. Je größer der Fehlerwiderstand ist, desto stärker tritt dieser Effekt auf. Am Ende der Leitung (große Fehlerdistanz) nimmt bei keinem oder geringeren Fehlerwiderstand die Mitsystemspannung wieder ab und die Gegensystemspannung wieder zu. Für alle betrachteten Erzeugungsanlagen nehmen die Spannungen nur geringfügig unterschiedliche Werte an. Der Wirk- und der Blindanteil des Kurzschlussstromes im Mit- und Gegensystem nehmen mit zunehmender Fehlerdistanz bei allen untersuchten Erzeugungsanlagen ab. Erst am Ende der Leitung (ab 95% der Leitungslänge) sind die Ergebnisse stärker unterschiedlich. Im Gegensatz zu den Ergebnissen des Modellnetzes 1 weichen die Ergebnisse zwischen den Erzeugungsanlagen für die restlichen betrachteten Fehlerdistanzen nur gering voneinander ab. Der Grund dafür ist der dominante Kurzschlussbeitrag des Netzes.

Weitere Ergebnisse der stationären Kurzschlussgrößen für das Modellnetz 2 bei unterschiedlichen Betriebsmodi einer umrichterbasierten Einspeisung sind im Anhang in Abbildung 8.5 bis 8.8 dargestellt.

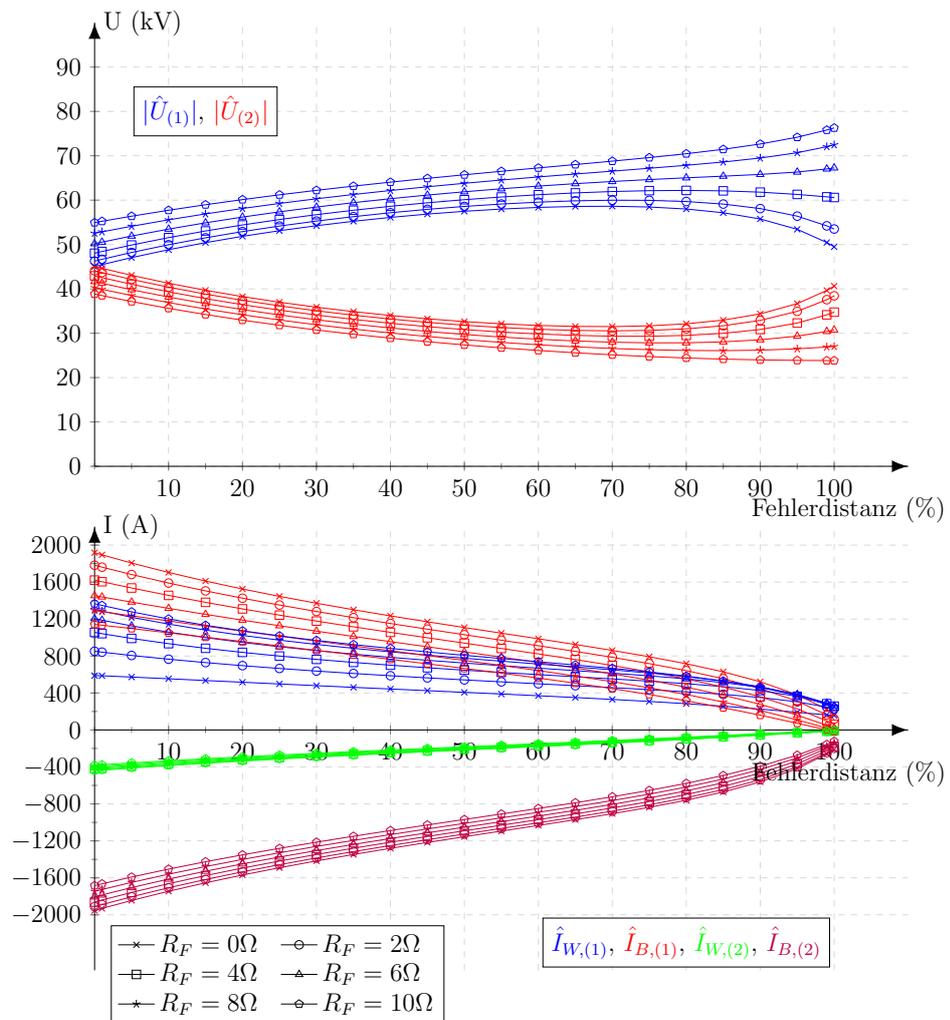


Abbildung 5.11: Stationäre Kurzschlussgrößen in symmetrischen Komponenten; 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung; Parameter: Modellnetz 2; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Ersatzspannungsquelle

5 Simulationsergebnisse der Kurzschlusszenarien

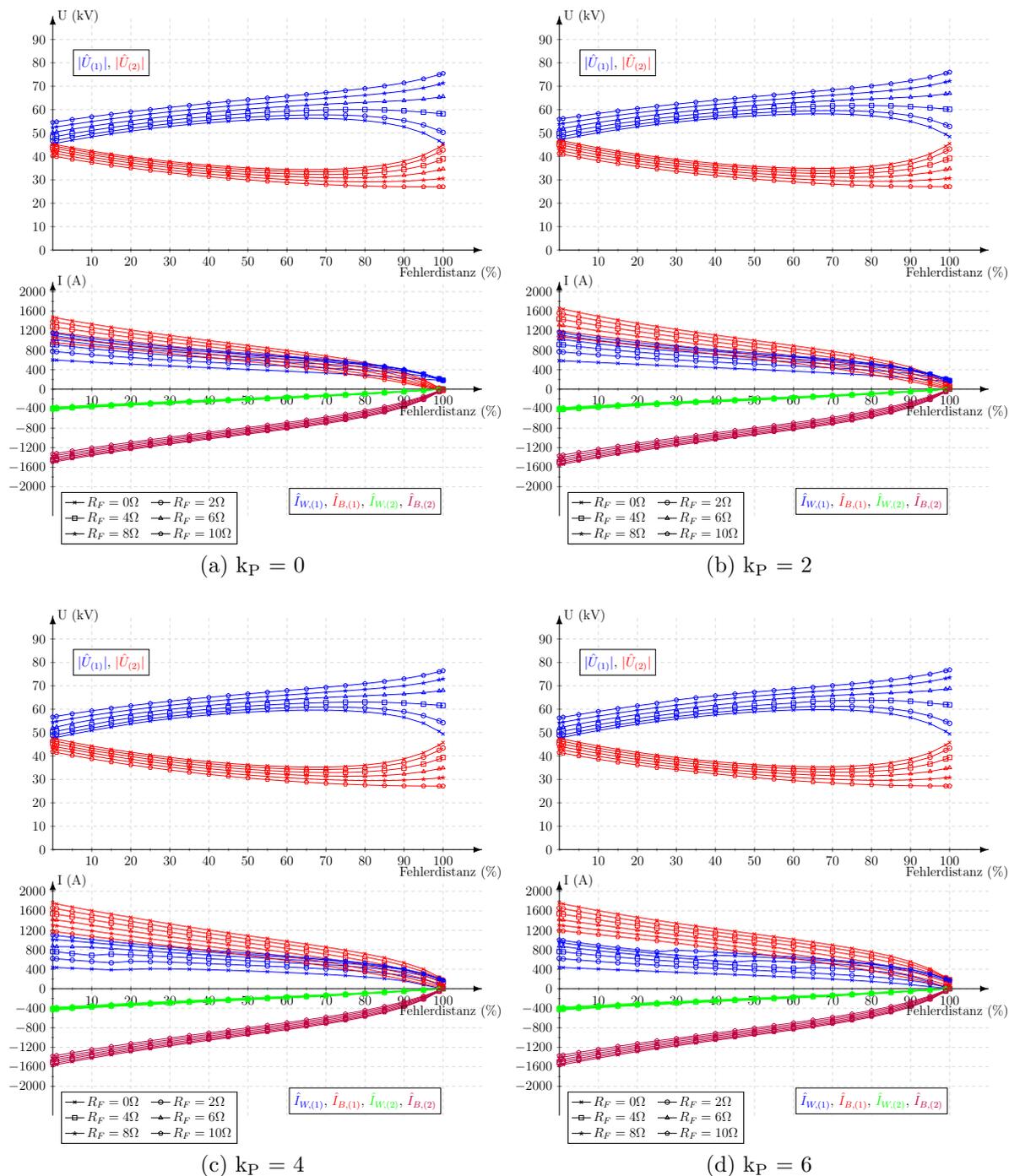


Abbildung 5.12: Stationäre Kurzschlussgrößen in symmetrischen Komponenten; 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung; Parameter: Modellnetz 2; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V_{\frac{I_{max}}{I_{nenn}}} = 1,1$

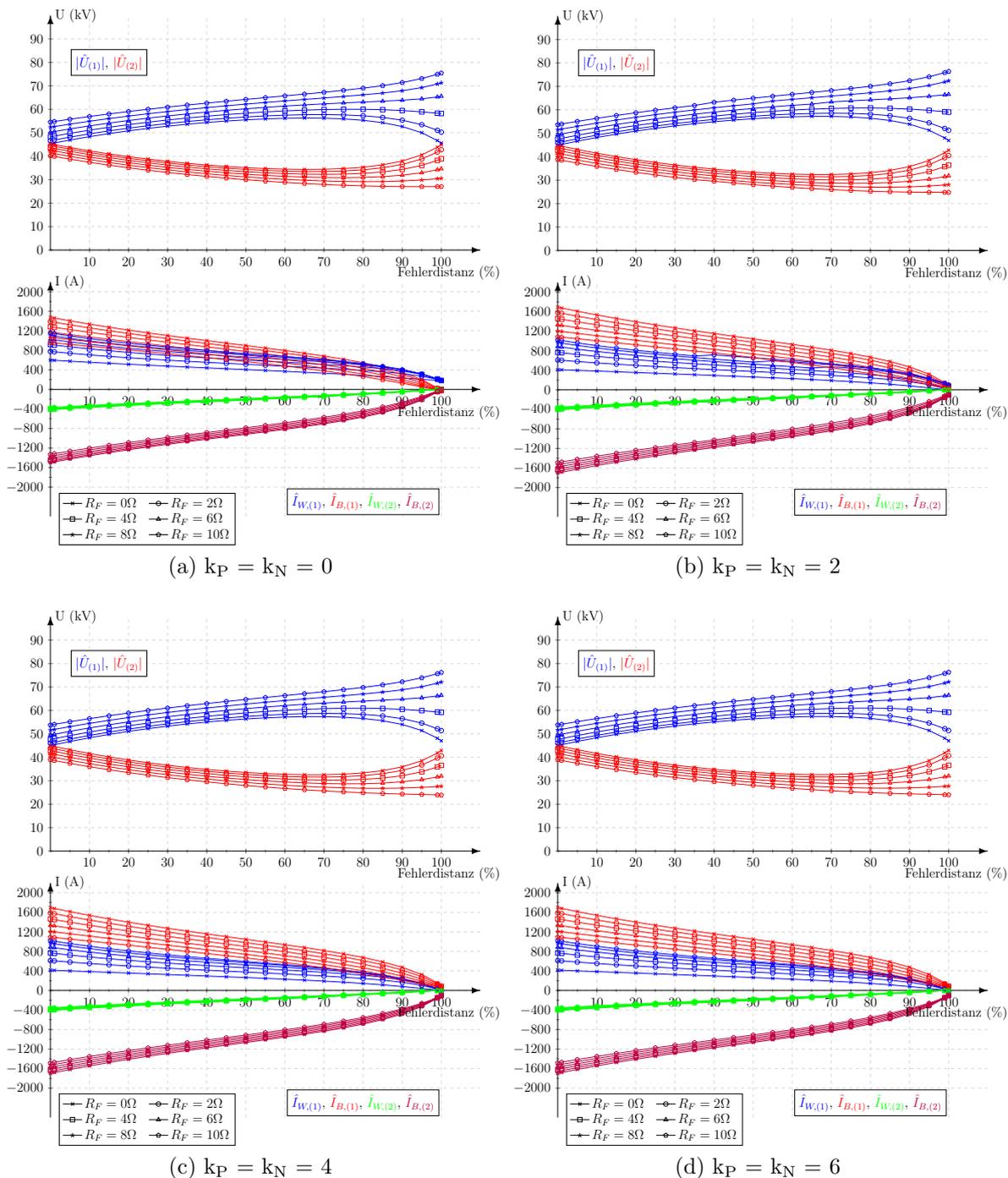


Abbildung 5.13: Stationäre Kurzschlussgrößen in symmetrischen Komponenten; 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung; Parameter: Modellnetz 2; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: VDE-AR-N 4120; $V_{\frac{I_{max}}{I_{enn}}} = 1,1$

5.3 Modellnetz 3

Anhand des Modellnetzes 3 wird der Zwischeneinspeiseeffekt (siehe Abschnitt 3.2.3) am Relaisbauort R5 und R1 untersucht. Dafür werden für die beiden Messpunkte die zeitlichen Verläufe von Spannung und Strom miteinander verglichen (R5: Abbildung 5.14, R1: Abbildung 5.15). Die beiden Abbildungen zeigen einen 2-poligen Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung in der Mitte der Leitung 2 (12,5 km entfernt von SS2) für unterschiedliche Erzeugungsanlagen.

Durch die Zwischeneinspeisung wird ein Spannungsanteil am untersuchten Relaisbauort gemessen, welcher nicht durch den Kurzschlussstrom des betrachteten Zweiges erzeugt wird, sondern durch die Zwischeneinspeisung.

Am Relaisbauort R5 (siehe Abbildung 3.8) erkennt man, dass sich der Kurzschlussstrom deutlich zwischen der konventionellen (DEA-Modell Ersatzspannungsquelle) und der umrichterbasierten Einspeisung (DEA-Modell Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V_{\frac{I_{max}}{I_{nenn}}} = 1,1$; $k_P = 0$) unterscheidet. Die gemessene Mit- und Gegensystemspannungen verändert sich nur gering, und zwar in Abhängigkeit von der Erzeugungsanlage. Der Grund dafür ist, dass die Zwischeneinspeisung in beiden Fällen durch das Netz generiert wird und diese nicht verändert wird.

Für die beiden simulierten Kurzschlusszenarien verändern sich der Kurzschlussstrom und die Spannung am Relaisbauort R1 ebenso nur gering, da der Beitrag des Netzes am Kurzschlussstrom größer als der Beitrag der dezentralen Erzeugungsanlage ist.

Die symmetrischen Komponenten der Kurzschlussgrößen für unterschiedliche Fehlerwiderstände und Fehlerdistanzen aus Abbildung 5.16 bestätigen den oben beschriebenen Vergleich unterschiedlicher dezentraler Erzeugungsanlagen auf die gemessenen Kurzschlussgrößen am Relaisbauort R5 und R1.

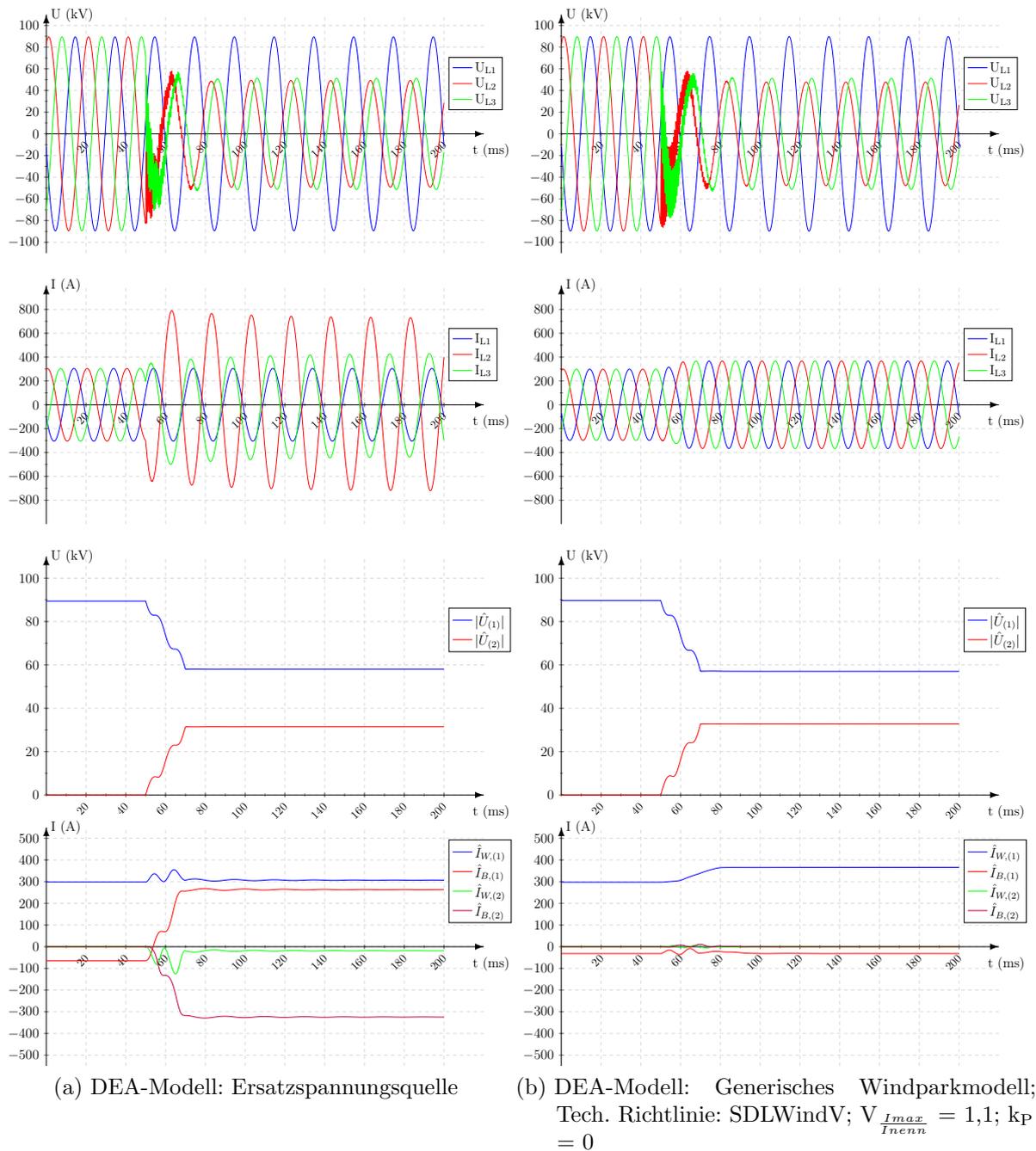


Abbildung 5.14: Zeitverlauf von Spannung und Strom, 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung, Parameter: Modellnetz 3; Messpunkt R5; Fehlerort: $x = 50\%$; Fehlerwiderstand: $R_F = 0 \Omega$

5 Simulationsergebnisse der Kurzschlusszenarien

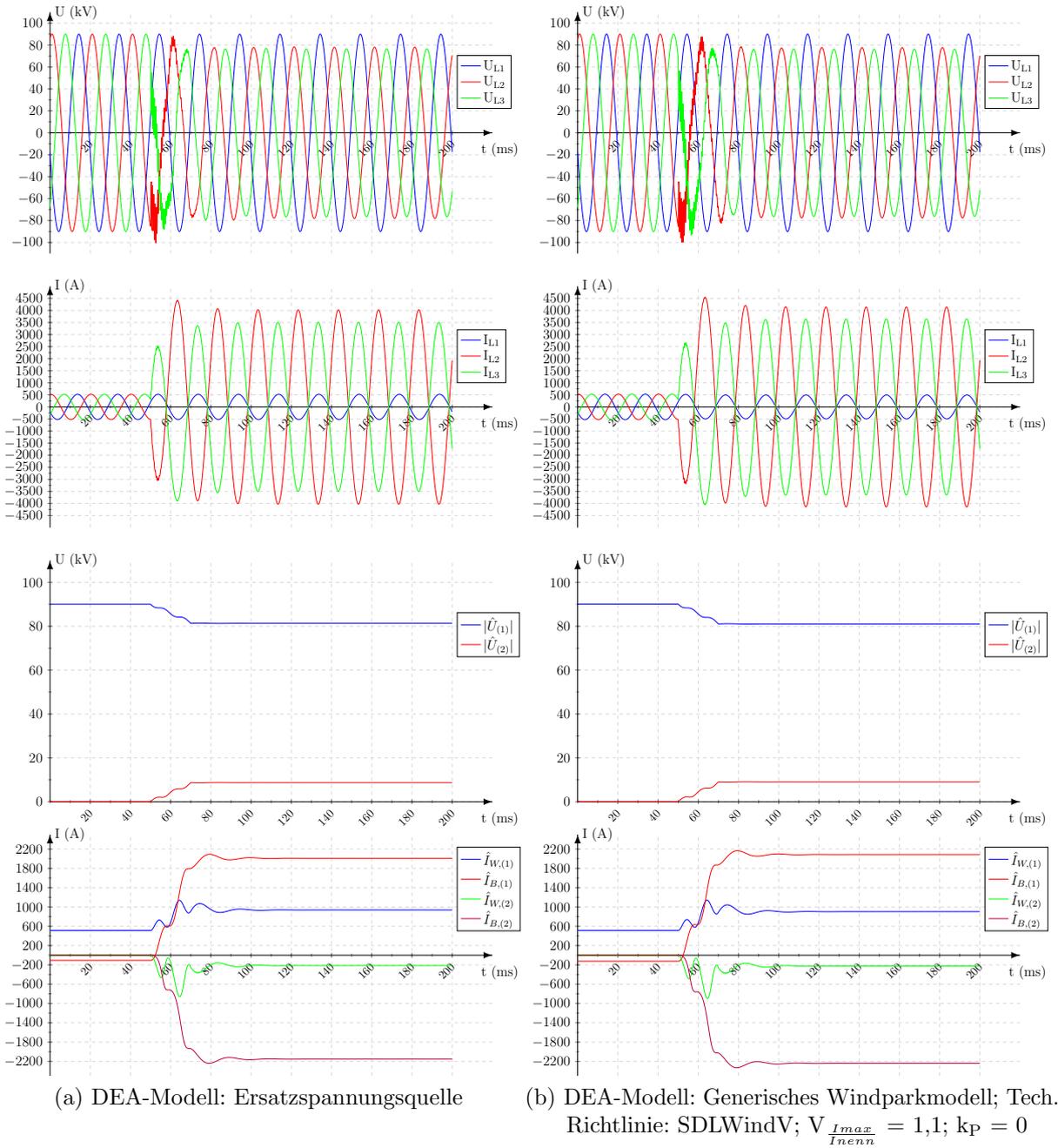
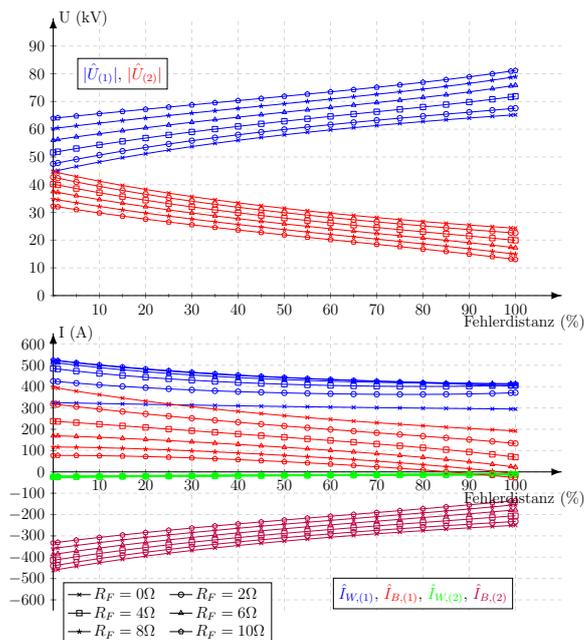
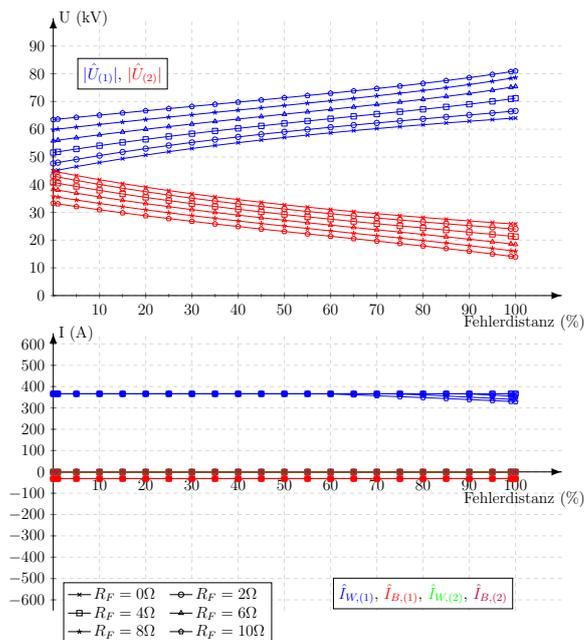


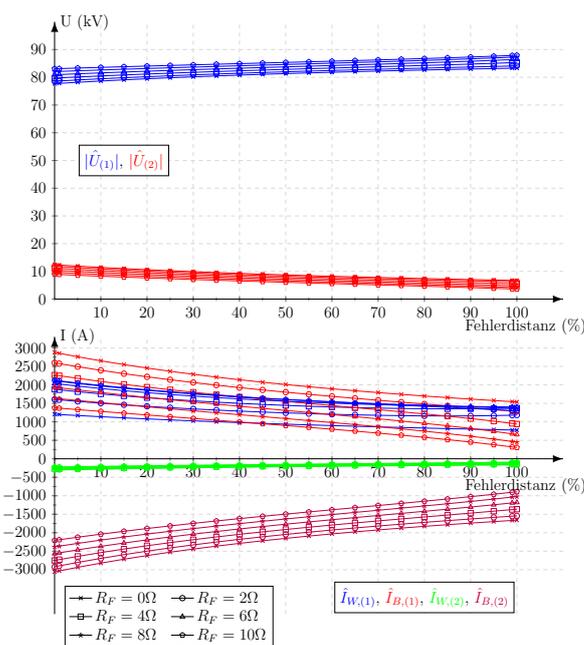
Abbildung 5.15: Zeitverlauf von Spannung und Strom, 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung, Parameter: Modellnetz 3; Messpunkt R1; Fehlerort: $x = 50\%$; Fehlerwiderstand: $R_F = 0 \Omega$



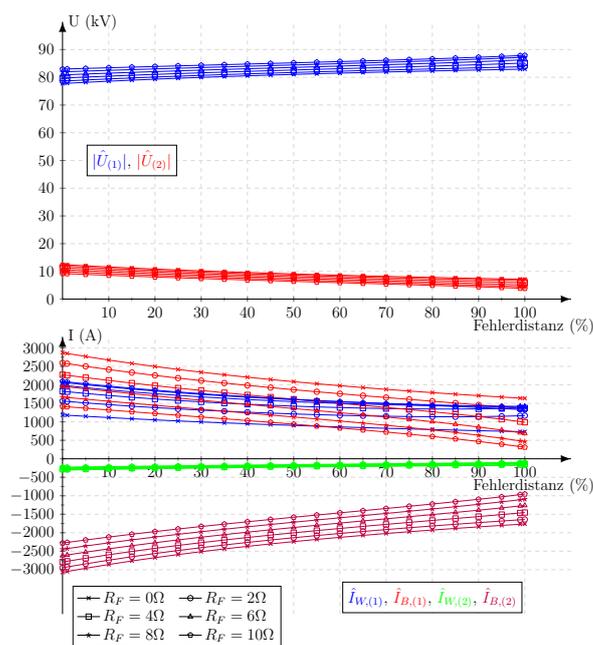
(a) DEA-Modell: Ersatzspannungsquelle; Messpunkt: R5



(b) DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V_{\frac{I_{max}}{I_{nenn}}} = 1,1$; $k_P = 0$; Messpunkt: R5



(c) DEA-Modell: Ersatzspannungsquelle; Messpunkt: R1



(d) DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V_{\frac{I_{max}}{I_{nenn}}} = 1,1$; $k_P = 0$; Messpunkt: R1

Abbildung 5.16: Stationäre Kurzschlussgrößen in symmetrischen Komponenten; 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung; Parameter: Modellnetz 3

Simulations- und Schutzfunktionsprüfungsergebnisse des Distanzschutzes

In diesem Kapitel werden die Reaktionen der einzelnen Schutzfunktionen eines Distanzschutzgerätes auf die simulierten Kurzschlusszenarien dargestellt. Der Fehlerwiderstand wird dabei, wie in Abschnitt 3.6 beschrieben, in einem Bereich von $R_F = 0 \Omega$ bis $R_F = 10 \Omega$ variiert. Dies ist im Vergleich zu den Leitungsdaten ein sehr großer Bereich und soll an dieser Stelle bezüglich der Interpretation der Reaktionen der einzelnen Schutzfunktionen erwähnt werden. Um eine allgemeine Form der Ergebnisse zu erhalten, wurde ein fester Fehlerwiderstand und kein Lichtbogenwiderstand simuliert. Wie die Warrington-Gleichung zeigt, wird der Lichtbogenwiderstand umso kleiner, je größer der Kurzschlussstrom ist. Für Kurzschlüsse mit einer großen Fehlerdistanz am Ende der Leitung würde bei den betrachteten Modellnetzen ein auftretender Lichtbogenwiderstand aufgrund des hohen Kurzschlussstromes der Gegenseite einen geringeren Wert annehmen als der betrachtete Variationsbereich des Fehlerwiderstandes.

Die folgenden Ergebnisse stellen die Reaktionen der einzelnen Schutzfunktionen eines Distanzschutzes dar. Dabei wird zwischen einer konventionellen Erzeugungsanlage (DEA-Modell: Ersatzspannungsquelle) und einer umrichterbasierten Einspeisung verglichen. Wie im Abschnitt 3.6 bereits beschrieben, wurde eine Vielzahl von unterschiedlichen Betriebsmodi einer umrichterbasierten Einspeisung simuliert. Damit im Folgenden nicht eine unübersichtliche Anzahl an Ergebnissen dargestellt wird, werden nur die Ergebnisse für einen maximalen Kurzschlussstrom von 1,1-fachem Nennstrom analysiert. Bei diesem Betriebsmodus unterscheiden sich die Kurzschlussströme auch am stärksten von dem einer konventionellen Einspeisung.

Die folgenden Ergebnisse der Schutzfunktionsprüfungen beziehen sich nur auf das getestete Schutzgerät. Die überprüften Funktionen sind zwar theoretisch für alle Hersteller gleich, jedoch werden diese zwischen den einzelnen Herstellern leicht unterschiedlich umgesetzt, und die Algorithmen arbeiten möglicherweise auch verschieden. Dadurch kann es bei Schutzgeräten von verschiedenen Herstellern auch zu geringfügig unterschiedlichen Ergebnissen kommen.

6.1 I-Anregung

Um die I-Anregung zuverlässig verwenden zu können, sollte nach [19] der minimale Kurzschlussstrom ungefähr den 2-fachen maximalen Betriebsstrom nicht unterschreiten. Da wechselrichterbasierte Einspeisungen einen maximalen Kurzschlussstrom im Bereich des Nennstromes aufweisen, kann die genannte Bedingung nicht erfüllt werden. Dadurch ist die Anwendung der I-Anregung bei umrichterbasierter Einspeisung nicht zulässig. Wäre der Kurzschlussstrom einer umrichterbasierten Einspeisung ausreichend groß, wäre bei der Anwendung der technischen Richtlinie SDLWindV die Fehlerartselektivität nicht gegeben. Da auch bei unsymmetrischen Fehlern ein reiner Mitsystemstrom eingespeist wird, würden immer alle drei Phasen angeregt.

6.2 U/I-Anregung

Die folgenden Ergebnisse wurden mit einer U/I-Kennlinie nach Abbildung 3.19 und mit den eingestellten Parametern aus Tabelle 6.1 erzeugt. Die gewählten Einstellwerte orientieren sich an Standardeinstellwerten und sind in Effektivwerten angegeben. Im Folgenden wird die Auswertung der Leiter-Erde- und Leiter-Leiter-Spannungen für den 2-poligen Kurzschluss ohne Erdberührung in L2 und L3 analysiert. In [51] wird für Fehler ohne Erdberührung die Verwendung der Leiter-Leiter-Spannung empfohlen.

Parameter	Angaben in Primärgrößen
Modellnetz 1	
$U_{LL,>} = U_{LL,\gg}$	88,0kV ($0,8 \cdot U_N = 0,8 \cdot 110kV$)
$U_{LE,>} = U_{LE,\gg}$	50,8kV ($0,8 \cdot \frac{U_N}{\sqrt{3}} = 0,8 \cdot \frac{110kV}{\sqrt{3}}$)
$I_{>}$	47,2A ($0,2 \cdot I_{DEA,N} = 0,2 \cdot 236,2A$)
I_{\gg}	330,7A ($1,4 \cdot I_{DEA,N} = 1,4 \cdot 236,2A$)
Modellnetz 2	
$U_{LL,>} = U_{LL,\gg}$	88,0kV ($0,8 \cdot U_N = 0,8 \cdot 110kV$)
$U_{LE,>} = U_{LE,\gg}$	50,8kV ($0,8 \cdot \frac{U_N}{\sqrt{3}} = 0,8 \cdot \frac{110kV}{\sqrt{3}}$)
$I_{>}$	23,6A ($0,2 \cdot \frac{I_{DEA,N}}{2} = 0,2 \cdot \frac{236,2A}{2}$)
I_{\gg}	165,3A ($1,4 \cdot \frac{I_{DEA,N}}{2} = 1,4 \cdot \frac{236,2A}{2}$)

Tabelle 6.1: Parameter U/I-Anregung

In Abbildung 6.1 sind die stationären Kurzschlussgrößen für das Modellnetz 1 und Modellnetz 2 am Relaiseinbauort R2 mit dem DEA-Modell Ersatzspannungsquelle für eine Auswertung von U_{LL} und U_{LE} dargestellt. Aus Abbildung 6.1a bis 6.1d ist ersichtlich, dass bei dem Modellnetz 1 und Modellnetz 2 die gemessenen Phasenströme in L2 und L3 über der eingesellten Hochstromstufe (I_{\gg}) liegen und somit bei Verwendung von U_{LL} und U_{LE} eine korrekte Anregung generiert wird. Dies haben durchgeführte Schutzprüfungen bestätigt.

Grundsätzlich zeigt sich, dass das U/I-Anregeverfahren für konventionelle Einspeisungen sehr gut geeignet ist, da es bei allen betrachteten Fehlerfällen zu einer korrekten Anregung kommt.

6 Simulations- und Schutzfunktionsprüfungsergebnisse des Distanzschutzes

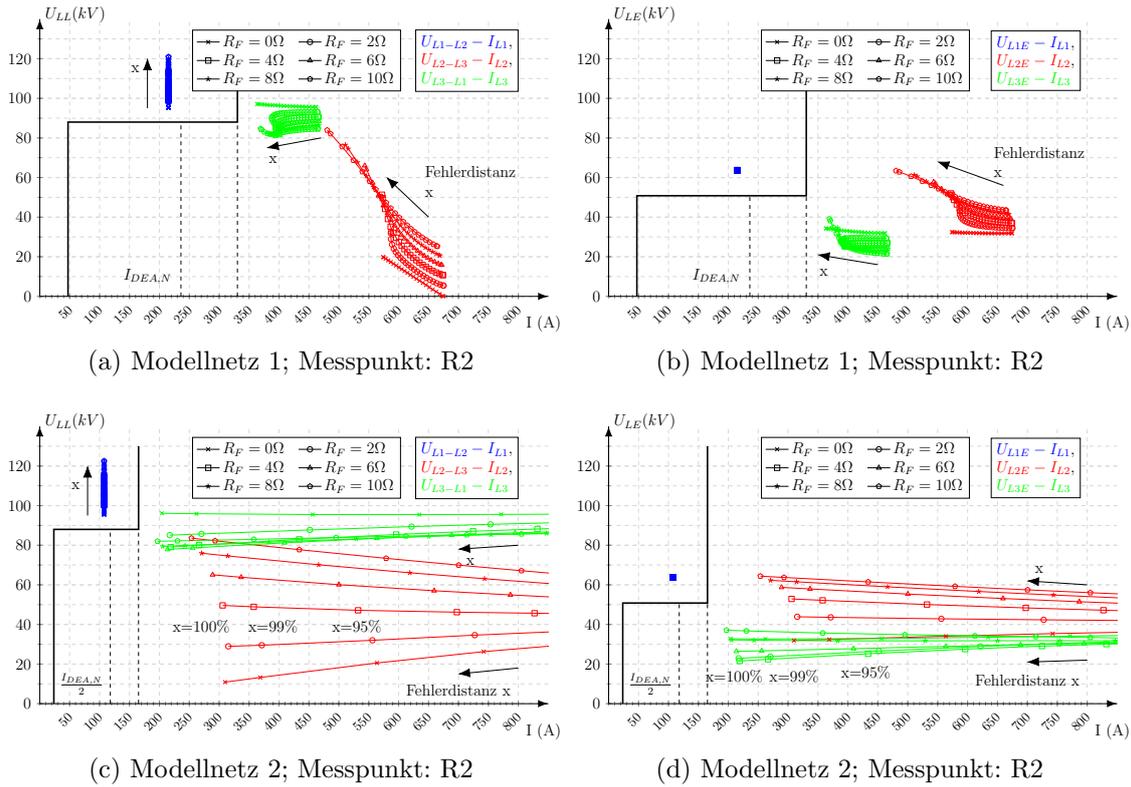


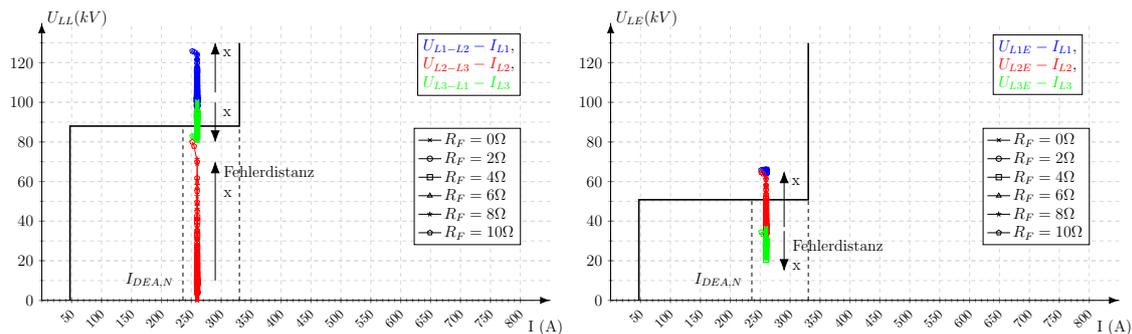
Abbildung 6.1: U/I-Anregung; Auswertung von U_{LL} und U_{LE} ; DEA-Modell: Ersatzspannungsquelle

In Abbildung 6.2 sind die Ergebnisse der U/I-Anregung bei einer unrichterbasierten Einspeisung für Modellnetz 1 am Relaiseinbauort R2 bei unterschiedlichen Betriebsmodi dargestellt. Da der maximale Kurzschlussstrom im Bereich des Nennstromes liegt, verliert die Hochstromstufe (I_{\gg}) ihre Funktion, und die U/I-Anregung wird bei unrichterbasierten Einspeisungen praktisch zu einer U-Anregung und reagiert nur auf Unterspannungen. Des Weiteren zeigt Abbildung 6.2, dass für alle drei Phasen die U/I-Messwerte bei einer Einspeisung nach der technischen Richtlinie SDLWindV auf einer Linie (I_{Max}) zu liegen kommen. Bei einer Einspeisung nach der technischen Richtlinie VDE-AR-N 4120 können aufgrund des Blindstroms im Gegensystem die Ströme in den einzelnen Phasen geringer als I_{Max} des Umrichters sein. Die Knicke der U/I-Messwerte in Abbildung 6.2g und 6.4h sind auf die Winkeländerung des Kurzschlussstromes aufgrund eines Wirkanteiles mit steigender Fehlerdistanz zurückzuführen. In der Abbildung 6.2 ist durch Pfeile dargestellt, in welche Richtung sich die Messwerte für einen Großteil der Simulationen bei steigender Fehlerdistanz verschieben. Abbildung 6.3 zeigt zusätzlich die drei Spannungen

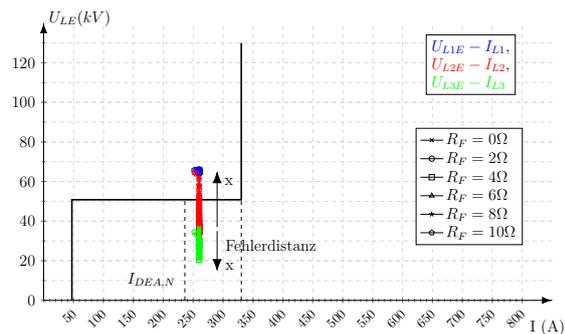
von U_{LL} und U_{LE} in Abhängigkeit von der Fehlerdistanz, um die Lage der Messwerte für Modellnetz 1 deutlicher darzustellen. Nicht für alle Fehlerdistanzen und Fehlerwiderstände liegen die entsprechenden Spannungen der betroffenen Phasen (L2 und L3) unter dem U-Anregewert, wodurch es zu einer 1-poligen Anregung kommt. Für solche Fälle wird bei Distanzschutzgeräten nach [51] eine Mitnahme einer Phase bei einer 1-poligen Anregung ohne Erdanregung unter bestimmten Bedingungen generiert. Diese Funktion ist auch im Simulationsmodell der U/I-Anregung integriert. Dabei wird bei 1-poliger Anregung ohne Erdanregung eine zusätzliche Phase angeregt, wenn der größere Phasenstrom der beiden nicht angeregten Phasen größer als $\frac{2}{3}$ des Phasenstromes der angeregten Phase ist. Daraus lässt sich ableiten, dass es bei einem Verhalten nach der technischen Richtlinie SDLWindV und somit einer reinen Mitsystemeinspeisung zu Problemen mit der Mitnahme der nicht angeregten Phase kommen kann, da alle drei Ströme betragsmäßig gleich groß sind.

Bei den Ergebnissen des Modellnetzes 2 am Relaiseinbauort R2 sind, wie in Abbildung 6.4 dargestellt, bei Fehlern am Ende der Leitung für Fehlerdistanzen von $x = 99\%$ und 100% gegebenenfalls Messwerte einer der beiden fehlerbehafteten Phasen (L2 und L3) im Lastbereich. Somit wird nur eine der beiden Phasen angeregt, und man benötigt für eine korrekte Anregung eine Mitnahme der fehlerhaften, nicht angeregten Phase. Für kleinere Fehlerdistanzen liegen die Messwerte am Relaiseinbauort R2 aufgrund des Beitrages des Netzes über den Pfad der Doppelleitung am Kurzschlussstrom über der Hochstromstufe (I_{\gg}), wodurch beide betroffenen Phasen (L2 und L3) korrekt angeregt werden.

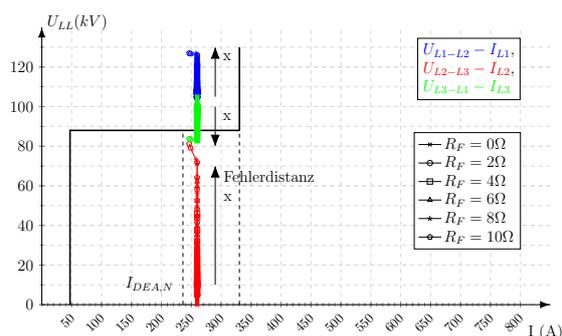
6 Simulations- und Schutzfunktionsprüfungsergebnisse des Distanzschutzes



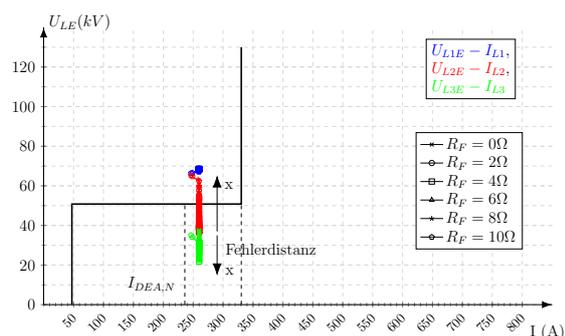
(a) Tech. Richtlinie: SDLWindV; $k_P = 0$



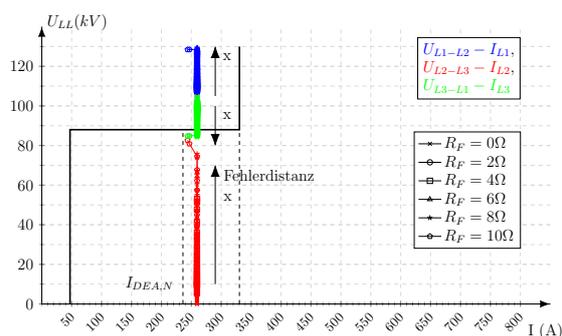
(b) Tech. Richtlinie: SDLWindV; $k_P = 0$



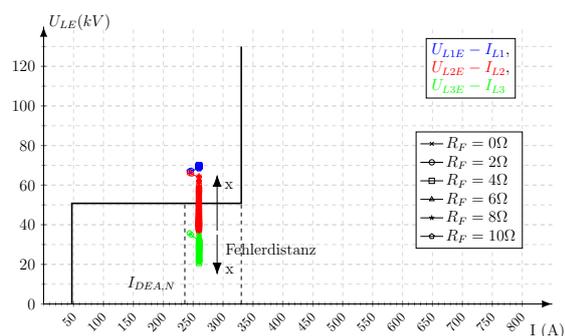
(c) Tech. Richtlinie: SDLWindV; $k_P = 2$



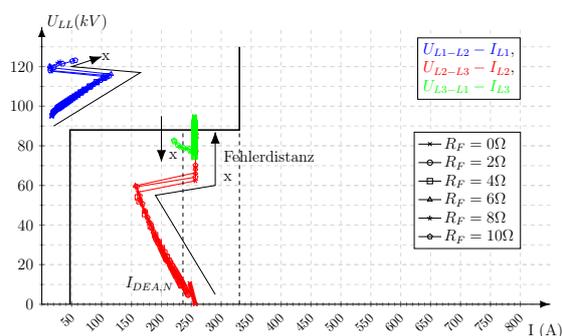
(d) Tech. Richtlinie: SDLWindV; $k_P = 2$



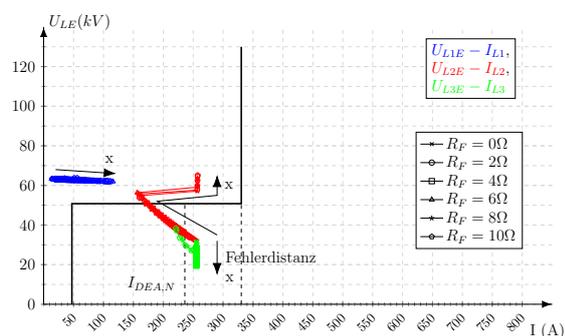
(e) Tech. Richtlinie: SDLWindV; $k_P = 6$



(f) Tech. Richtlinie: SDLWindV; $k_P = 6$



(g) Tech. Richtlinie: VDE-AR-N 4120;
 $k_P = k_N = 2$



(h) Tech. Richtlinie: VDE-AR-N 4120;
 $k_P = k_N = 2$

Abbildung 6.2: U/I-Anregung; Auswertung von U_{LL} und U_{LE} ; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell,

142

$$V_{\frac{I_{max}}{I_{nenn}}} = 1,1$$

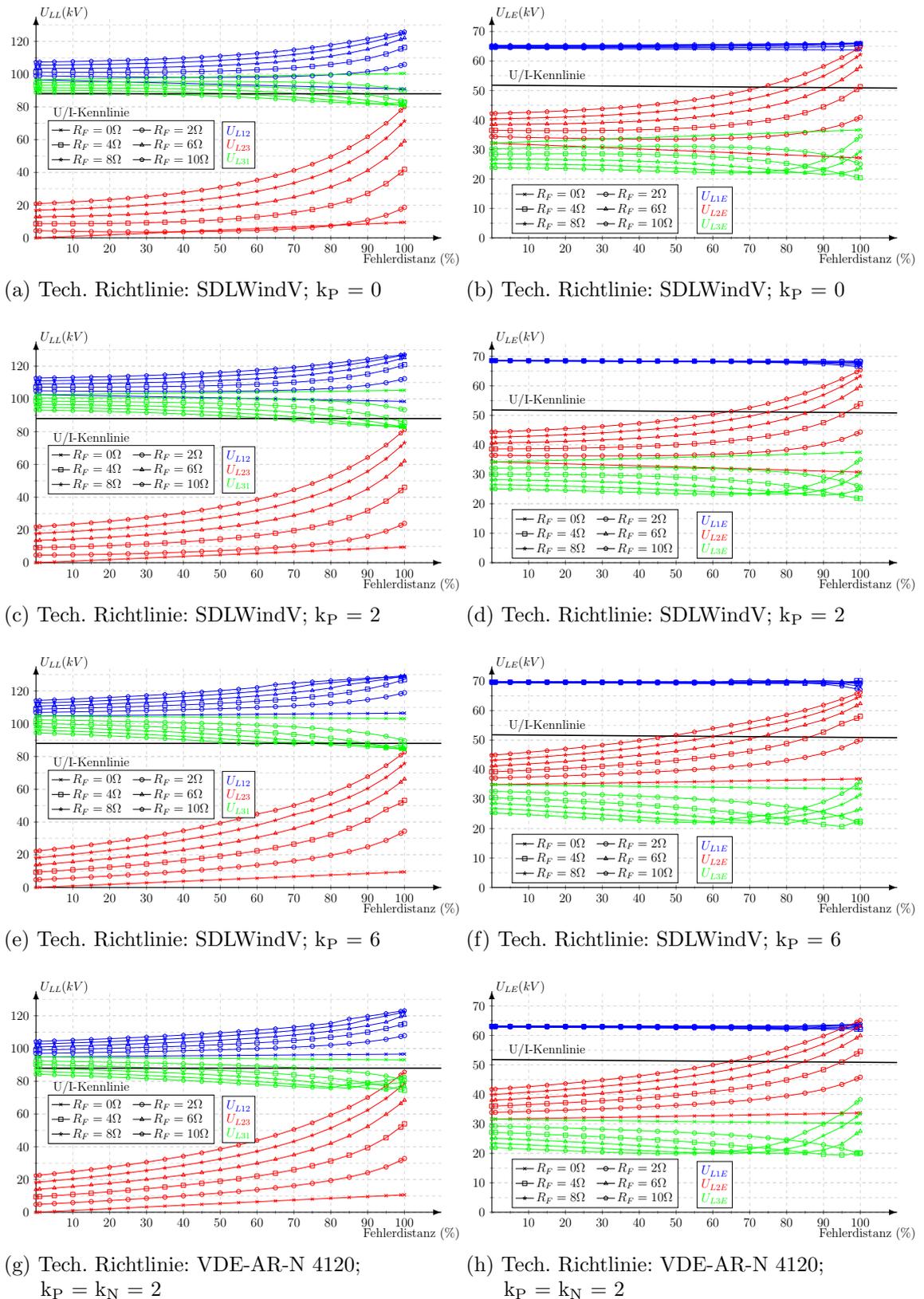
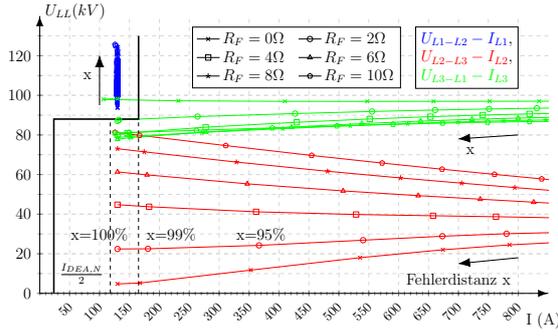


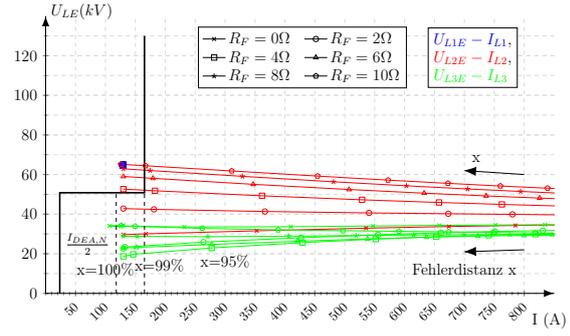
Abbildung 6.3: U/I-Anregung; Auswertung von U_{LL} und U_{LE} ; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell,

$$V_{\frac{I_{max}}{I_{enn}}} = 1,1$$

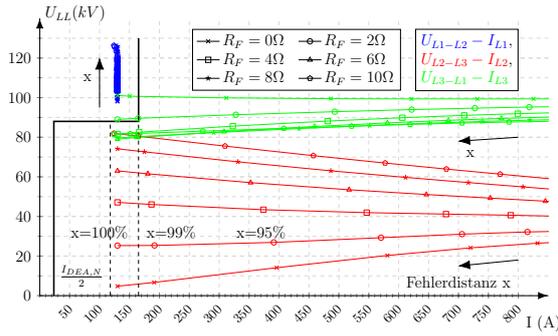
6 Simulations- und Schutzfunktionsprüfungsergebnisse des Distanzschutzes



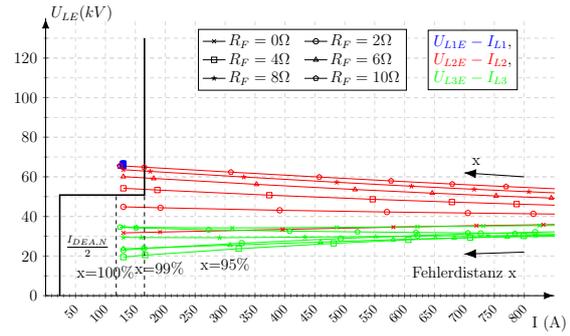
(a) Tech. Richtlinie: SDLWindV; $k_P = 0$



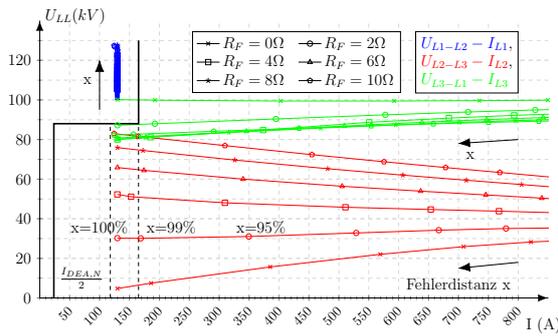
(b) Tech. Richtlinie: SDLWindV; $k_P = 0$



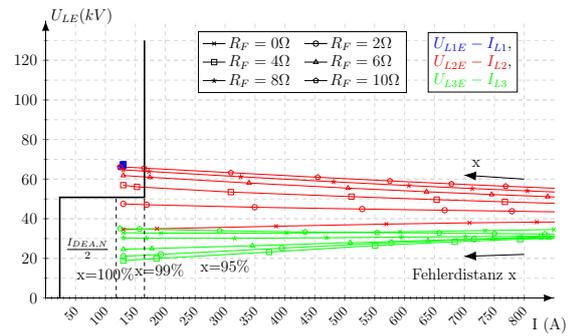
(c) Tech. Richtlinie: SDLWindV; $k_P = 2$



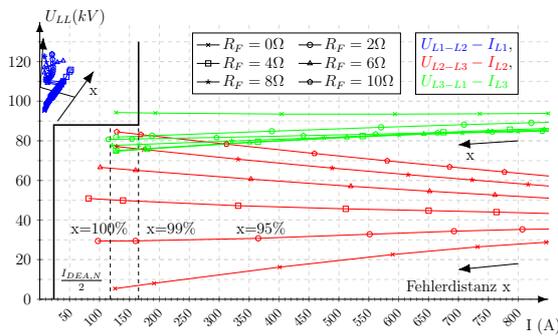
(d) Tech. Richtlinie: SDLWindV; $k_P = 2$



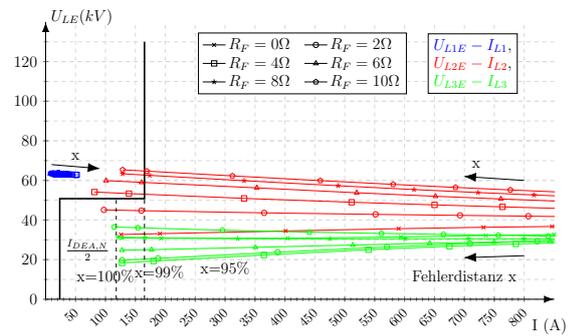
(e) Tech. Richtlinie: SDLWindV; $k_P = 6$



(f) Tech. Richtlinie: SDLWindV; $k_P = 6$



(g) Tech. Richtlinie: VDE-AR-N 4120;
 $k_P = k_N = 2$



(h) Tech. Richtlinie: VDE-AR-N 4120;
 $k_P = k_N = 2$

Abbildung 6.4: U/I-Anregung; Auswertung von U_{LL} und U_{LE} ; Parameter: Modellnetz 2; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell,

In den Abbildungen 6.5 bis 6.14 sind die Ergebnisse des Simulationsmodells der U/I-Anregung und der entsprechenden Schutzprüfungen für eine umrichterbasierte Einspeisung in tabellarischer Form abgebildet. Die Darstellung der Ergebnisse des Simulationsmodells erfolgt bei einer 2-phasigen Anregung durch die Zahl 1, bei einer 1-phasigen Anregung und einer Mitnahme der zweiten Phase durch die Zahl 2 und bei einer falschen/keiner Anregung durch die Zahl 0. Als Ergebnis einer Schutzprüfung wird die Anzahl von fehlerhaften Anregungen von 10 durchgeführten Anregungen angegeben.

Die U/I-Anregung generiert bei der Bewertung der Leiter-Leiter-Spannung für das Modellnetz 1 bei vielen der betrachteten Fehlerfälle eine korrekte Anregung durch eine 1-phasige Anregung mit einer Mitnahme der zweiten fehlerhaften Phase. Nur bei der technischen Richtlinie SDLWindV und einem Blindstromfaktor von $k_P = 0$ wird bei $R_F = 0 \Omega$ ab einer Fehlerdistanz von $x = 80\%$ eine falsche Anregung generiert (siehe Abbildung 6.5). Bei der technischen Richtlinie SDLWindV wird ein reiner Mitsystemstrom eingespeist, wodurch alle drei Phasenströme theoretisch dieselbe Amplitude haben. Das Simulationsmodell liefert jedoch minimal unterschiedliche Ströme. Bei den simulierten Kurzschlüssen ab einer Fehlerdistanz von $x = 80\%$ ist der Strom in Phase L1 in der Nachkommastelle größer als in der Phase L3, was eine Mitnahme der Phase L1 zur Folge hat, wodurch die Anregung falsch generiert wird. In den restlichen Fehlerfällen mit einer Einspeisung nach der SDLWindV ist der Strom in Phase L3 minimal größer als in Phase L1, wodurch die Mitnahme der korrekten Phase und somit eine korrekte Anregung erfolgt. Dies zeigt das Problem der Mitnahme einer Phase bei einer Mitsystemeinspeisung nach der technischen Richtlinie SDLWindV auf. Die entsprechenden Schutzprüfungen bestätigen mit einer guten Näherung die Ergebnisse des Simulationsmodells und sind in Abbildung 6.6, 6.8, 6.10 und 6.12 für das Modellnetz 1 dargestellt.

Wird die Leiter-Erde-Spannung ausgewertet, erfolgt bei dem Simulationsmodell für einen hohen Fehlerwiderstand und einer großen Fehlerdistanz abhängig vom Betriebsmodus des Umrichters entweder eine 1-phasige Anregung mit einer Mitnahme der zweiten betroffenen Phase oder eine falsche Anregung (siehe Abbildung 6.5b bis 6.11b). Ob die korrekte Phase mitgenommen wird oder ob die Anregung aufgrund einer falsch mitgenommenen Phase falsch ist, ist wiederum abhängig davon, welche der nicht angeregten Phasen einen minimal größeren Strom besitzt. Bei der Einspeisung nach der technischen Richtlinie VDE-AR-N 4120 und einem Blindstromfaktor von $k_P = k_N = 2$ sind bei den falschen Anregungen in Abbildung 6.11b die Ströme in beiden nicht angeregten Phasen unter $\frac{2}{3}$ der angeregten Phase, wodurch keine der nicht angeregten Phasen mitgenommen wird. Für die restlichen

betrachteten Kurzschlüsse erfolgt eine korrekte 2-phasige Anregung. Die Abbildungen 6.6b bis 6.12b zeigen die Ergebnisse der entsprechenden Schutzprüfungen, welche mit den Ergebnissen des Simulationsmodells gut übereinstimmen. Für die Fehlerfälle mit hohem Fehlerwiderstand und großer Fehlerdistanz, bei denen eine Mitnahme einer Phase für eine korrekte Anregung notwendig ist, hat das getestete Schutzgerät bei Auswertung der Spannung U_{LE} Probleme, die korrekte Phase mitzunehmen, wodurch für diese Fehlerfälle die Anregung falsch generiert wird.

In den Abbildungen 6.13 und 6.14 sind die Ergebnisse des Simulationsmodells und die Ergebnisse der dazugehörigen Schutzprüfungen für eine Einspeisung nach der technischen Richtlinie SDLWindV und einem Blindstromfaktor von $k_P = 0$ am Relaiseinbauort R2 im Modellnetz 2 dargestellt. Dabei zeigt sich, dass für eine Fehlerdistanz von $x < 99\%$ die 2 betroffenen Phasen aufgrund des überlagerten Netzbeitrages am Kurzschlussstrom korrekt aufgrund der Hochstromstufe (I_{\gg}) angeregt werden. Erst am Ende der Leitung treten die oben beschriebenen Effekte ähnlich zu Modellnetz 1 auf, da der Kurzschlussstromanteil von der umrichterbasierten Einspeisung dominiert wird.

Grundsätzlich lässt sich zeigen, dass für einen Großteil der betrachteten Fehlerfälle die U/I-Anregung bei einer umrichterbasierten Einspeisung eine korrekte Anregung generiert. Die Mitnahme einer nicht angeregten fehlerhaften Phase ist bei der technischen Richtlinie SDLWindV schwierig, da ein reiner Mitsystemstrom eingespeist wird. Abhängig vom Betriebsmodus können bei der technischen Richtlinie VDE-AR-N 4120 die Ströme der beiden nicht angeregten Phasen kleiner als $\frac{2}{3}$ des Stromes der angeregten Phase sein, wodurch keine Mitnahme einer Phase erfolgt.

U _{LL} - I						
Fehlerdistanz(%)	R _F = 0Ω	R _F = 2Ω	R _F = 4Ω	R _F = 6Ω	R _F = 8Ω	R _F = 10Ω
0	2	2	2	2	2	2
1	2	2	2	2	2	2
5	2	2	2	2	2	2
10	2	2	2	2	2	2
15	2	2	2	2	2	2
20	2	2	2	2	2	2
25	2	2	2	2	2	2
30	2	2	2	2	2	1
35	2	2	2	2	2	1
40	2	2	2	2	2	1
45	2	2	2	2	2	1
50	2	2	2	2	2	1
55	2	2	2	2	1	1
60	2	2	2	2	1	1
65	2	2	2	2	1	1
70	2	2	2	2	1	1
75	2	2	2	1	1	1
80	0	2	2	1	1	1
85	0	2	2	1	1	1
90	0	2	1	1	1	1
95	0	2	1	1	1	1
99	0	2	1	1	1	1
100	0	2	1	1	1	1

0...keine/falsche Anregung
1...Anregung
2...Anregung mit Messung bei 1-ph.
Anr.: L-L-Schleife oder L-E-Schleife

(a) U_{LL}

U _{LE} - I						
Fehlerdistanz(%)	R _F = 0Ω	R _F = 2Ω	R _F = 4Ω	R _F = 6Ω	R _F = 8Ω	R _F = 10Ω
0	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1
10	1	1	1	1	1	1
15	1	1	1	1	1	1
20	1	1	1	1	1	1
25	1	1	1	1	1	1
30	1	1	1	1	1	1
35	1	1	1	1	1	1
40	1	1	1	1	1	1
45	1	1	1	1	1	1
50	1	1	1	1	1	1
55	1	1	1	1	1	1
60	1	1	1	1	1	1
65	1	1	1	1	1	1
70	1	1	1	1	1	1
75	1	1	1	1	1	2
80	1	1	1	1	1	2
85	1	1	1	1	2	2
90	1	1	1	1	2	2
95	1	1	1	2	2	2
99	1	1	1	2	2	2
100	1	1	2	2	2	2

0...keine/falsche Anregung
1...Anregung
2...Anregung mit Messung bei 1-ph.
Anr.: L-L-Schleife oder L-E-Schleife

(b) U_{LE}

Abbildung 6.5: U/I-Anregung; Auswertung von U_{LL} und U_{LE}; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V_{\frac{I_{max}}{I_{nenn}}} = 1,1$; $k_p = 0$

U _{LL} - I						
Fehlerdistanz (%)	R _F = 0Ω	R _F = 2Ω	R _F = 4Ω	R _F = 6Ω	R _F = 8Ω	R _F = 10Ω
0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0
35	0	0	0	0	0	0
40	0	0	0	0	0	0
45	0	0	0	0	0	0
50	0	0	0	0	0	0
55	0	0	0	0	0	0
60	0	0	0	0	0	0
65	0	0	0	0	0	0
70	0	0	0	0	0	0
75	0	0	0	0	0	0
80	0	0	0	0	0	0
85	8	0	0	0	0	0
90	10	0	0	0	0	0
95	10	0	0	0	0	0
99	10	0	0	0	0	0
100	10	0	0	0	0	0

0-10...Anzahl fehlerhafter/keiner Anregungen bei 10 durchgeführten Schutzprüfungen

(a) U_{LL}

U _{LE} - I						
Fehlerdistanz (%)	R _F = 0Ω	R _F = 2Ω	R _F = 4Ω	R _F = 6Ω	R _F = 8Ω	R _F = 10Ω
0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0
35	0	0	0	0	0	0
40	0	0	0	0	0	0
45	0	0	0	0	0	0
50	0	0	0	0	0	0
55	0	0	0	0	0	0
60	0	0	0	0	0	0
65	0	0	0	0	0	0
70	0	0	0	0	0	0
75	0	0	0	0	0	0
80	0	0	0	0	0	10
85	0	0	0	0	0	10
90	0	0	0	0	10	10
95	0	0	0	10	10	10
99	0	0	0	10	10	10
100	0	0	0	10	10	10

0-10...Anzahl fehlerhafter/keiner Anregungen bei 10 durchgeführten Schutzprüfungen

(b) U_{LE}

Abbildung 6.6: Schutzprüfungen U/I-Anregung; Auswertung von U_{LL} und U_{LE}; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V_{\frac{I_{max}}{I_{enn}}} = 1,1$; $k_P = 0$

U _{LL} - I						
Fehlerdistanz(%)	R _F = 0Ω	R _F = 2Ω	R _F = 4Ω	R _F = 6Ω	R _F = 8Ω	R _F = 10Ω
0	2	2	2	2	2	2
1	2	2	2	2	2	2
5	2	2	2	2	2	2
10	2	2	2	2	2	2
15	2	2	2	2	2	2
20	2	2	2	2	2	2
25	2	2	2	2	2	2
30	2	2	2	2	2	2
35	2	2	2	2	2	2
40	2	2	2	2	2	2
45	2	2	2	2	2	2
50	2	2	2	2	2	2
55	2	2	2	2	2	2
60	2	2	2	2	2	2
65	2	2	2	2	2	1
70	2	2	2	2	2	1
75	2	2	2	2	2	1
80	2	2	2	2	1	1
85	2	2	2	2	1	1
90	2	2	2	1	1	1
95	2	2	2	1	1	1
99	2	2	1	1	1	1
100	2	2	1	1	1	1

0...keine/falsche Anregung
1...Anregung
2...Anregung mit Messung bei 1-ph.
Anr.: L-L-Schleife oder L-E-Schleife

(a) U_{LL}

U _{LE} - I						
Fehlerdistanz(%)	R _F = 0Ω	R _F = 2Ω	R _F = 4Ω	R _F = 6Ω	R _F = 8Ω	R _F = 10Ω
0	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1
10	1	1	1	1	1	1
15	1	1	1	1	1	1
20	1	1	1	1	1	1
25	1	1	1	1	1	1
30	1	1	1	1	1	1
35	1	1	1	1	1	1
40	1	1	1	1	1	1
45	1	1	1	1	1	1
50	1	1	1	1	1	1
55	1	1	1	1	1	1
60	1	1	1	1	1	1
65	1	1	1	1	1	2
70	1	1	1	1	1	2
75	1	1	1	1	2	2
80	1	1	1	1	2	2
85	1	1	1	1	2	2
90	1	1	1	2	2	2
95	1	1	1	2	2	2
99	1	1	2	2	2	2
100	1	1	2	2	2	2

0...keine/falsche Anregung
1...Anregung
2...Anregung mit Messung bei 1-ph.
Anr.: L-L-Schleife oder L-E-Schleife

(b) U_{LE}

Abbildung 6.7: U/I-Anregung; Auswertung von U_{LL} und U_{LE}; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V_{\frac{I_{max}}{I_{nenn}}} = 1,1$; $k_p = 2$

U _{LL} - I						
Fehlerdistanz(%)	R _F = 0Ω	R _F = 2Ω	R _F = 4Ω	R _F = 6Ω	R _F = 8Ω	R _F = 10Ω
0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0
35	0	0	0	0	0	0
40	0	0	0	0	0	0
45	0	0	0	0	0	0
50	0	0	0	0	0	0
55	0	0	0	0	0	0
60	0	0	0	0	0	0
65	0	0	0	0	0	0
70	0	0	0	0	0	0
75	0	0	0	0	0	0
80	0	0	0	0	0	0
85	0	0	0	0	0	0
90	0	0	0	0	0	0
95	0	0	0	0	0	0
99	0	0	0	0	0	0
100	0	0	0	0	0	0

0-10...Anzahl fehlerhafter/keiner Anregungen bei 10 durchgeführten Schutzprüfungen

(a) U_{LL}

U _{LE} - I						
Fehlerdistanz(%)	R _F = 0Ω	R _F = 2Ω	R _F = 4Ω	R _F = 6Ω	R _F = 8Ω	R _F = 10Ω
0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0
35	0	0	0	0	0	0
40	0	0	0	0	0	0
45	0	0	0	0	0	0
50	0	0	0	0	0	0
55	0	0	0	0	0	0
60	0	0	0	0	0	0
65	0	0	0	0	0	0
70	0	0	0	0	0	0
75	0	0	0	0	0	10
80	0	0	0	0	0	10
85	0	0	0	0	10	10
90	0	0	0	0	10	10
95	0	0	0	10	10	10
99	0	0	0	10	10	10
100	0	0	10	10	10	10

0-10...Anzahl fehlerhafter/keiner Anregungen bei 10 durchgeführten Schutzprüfungen

(b) U_{LE}

Abbildung 6.8: Schutzprüfungen U/I-Anregung; Auswertung von U_{LL} und U_{LE}; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V_{\frac{I_{max}}{I_{enn}}} = 1,1$; $k_P = 2$

U _{LL} - I						
Fehlerdistanz(%)	R _F = 0Ω	R _F = 2Ω	R _F = 4Ω	R _F = 6Ω	R _F = 8Ω	R _F = 10Ω
0	2	2	2	2	2	2
1	2	2	2	2	2	2
5	2	2	2	2	2	2
10	2	2	2	2	2	2
15	2	2	2	2	2	2
20	2	2	2	2	2	2
25	2	2	2	2	2	2
30	2	2	2	2	2	2
35	2	2	2	2	2	2
40	2	2	2	2	2	2
45	2	2	2	2	2	2
50	2	2	2	2	2	2
55	2	2	2	2	2	2
60	2	2	2	2	2	1
65	2	2	2	2	2	2
70	2	2	2	2	1	2
75	2	2	2	2	2	2
80	2	2	2	1	2	1
85	2	2	2	2	1	1
90	2	2	1	1	1	1
95	2	2	1	1	1	1
99	2	2	1	1	1	1
100	2	2	1	1	1	1

0...keine/falsche Anregung
1...Anregung
2...Anregung mit Messung bei 1-ph.
Anr.: L-L-Schleife oder L-E-Schleife

(a) U_{LL}

U _{LE} - I						
Fehlerdistanz(%)	R _F = 0Ω	R _F = 2Ω	R _F = 4Ω	R _F = 6Ω	R _F = 8Ω	R _F = 10Ω
0	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1
10	1	1	1	1	1	1
15	1	1	1	1	1	1
20	1	1	1	1	1	1
25	1	1	1	1	1	1
30	1	1	1	1	1	1
35	1	1	1	1	1	1
40	1	1	1	1	1	1
45	1	1	1	1	1	1
50	1	1	1	1	1	0
55	1	1	1	1	1	0
60	1	1	1	1	0	0
65	1	1	1	1	0	0
70	1	1	1	1	0	0
75	1	1	1	0	0	0
80	1	1	1	0	0	0
85	1	1	1	0	0	0
90	1	1	0	0	0	0
95	1	1	0	0	0	0
99	1	1	0	0	0	0
100	1	1	0	0	0	0

0...keine/falsche Anregung
1...Anregung
2...Anregung mit Messung bei 1-ph.
Anr.: L-L-Schleife oder L-E-Schleife

(b) U_{LE}

Abbildung 6.9: U/I-Anregung; Auswertung von U_{LL} und U_{LE}; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V_{\frac{I_{max}}{I_{nenn}}} = 1,1$; k_P = 6

U _{LL} - I						
Fehlerdistanz(%)	R _F = 0Ω	R _F = 2Ω	R _F = 4Ω	R _F = 6Ω	R _F = 8Ω	R _F = 10Ω
0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0
35	0	0	0	0	0	0
40	0	0	0	0	0	0
45	0	0	0	0	0	0
50	0	0	0	0	0	0
55	0	0	0	0	0	0
60	0	0	0	0	0	0
65	0	0	0	0	0	0
70	0	0	0	0	0	0
75	0	0	0	0	0	0
80	0	0	0	0	0	0
85	0	0	0	0	0	0
90	0	0	0	0	0	0
95	0	0	0	0	0	0
99	0	0	0	0	0	0
100	0	0	0	0	0	0

0-10...Anzahl fehlerhafter/keiner Anregungen bei 10 durchgeführten Schutzprüfungen

(a) U_{LL}

U _{LE} - I						
Fehlerdistanz(%)	R _F = 0Ω	R _F = 2Ω	R _F = 4Ω	R _F = 6Ω	R _F = 8Ω	R _F = 10Ω
0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0
35	0	0	0	0	0	0
40	0	0	0	0	0	0
45	0	0	0	0	0	0
50	0	0	0	0	0	0
55	0	0	0	0	0	0
60	0	0	0	0	0	10
65	0	0	0	0	0	10
70	0	0	0	0	10	10
75	0	0	0	0	10	10
80	0	0	0	10	10	10
85	0	0	0	10	10	10
90	0	0	0	10	10	10
95	0	0	10	10	10	10
99	0	0	10	10	10	10
100	0	0	10	10	10	10

0-10...Anzahl fehlerhafter/keiner Anregungen bei 10 durchgeführten Schutzprüfungen

(b) U_{LE}

Abbildung 6.10: Schutzprüfungen U/I-Anregung; Auswertung von U_{LL} und U_{LE}; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$; k_P = 6

U _{LL} - I						
Fehlerdistanz(%)	R _F = 0Ω	R _F = 2Ω	R _F = 4Ω	R _F = 6Ω	R _F = 8Ω	R _F = 10Ω
0	2	2	2	2	2	1
1	2	2	2	2	2	1
5	2	2	2	2	2	1
10	2	2	2	2	1	1
15	2	2	2	2	1	1
20	2	2	2	2	1	1
25	2	2	2	2	1	1
30	2	2	2	2	1	1
35	2	2	2	1	1	1
40	2	2	2	1	1	1
45	2	2	2	1	1	1
50	2	2	2	1	1	1
55	2	2	2	1	1	1
60	2	2	1	1	1	1
65	2	2	1	1	1	1
70	2	2	1	1	1	1
75	2	2	1	1	1	1
80	2	2	1	1	1	1
85	2	2	1	1	1	2
90	2	1	1	1	2	2
95	2	1	1	1	2	2
99	2	1	1	2	2	1
100	2	1	1	2	2	1

0...keine/falsche Anregung
1...Anregung
2...Anregung mit Messung bei 1-ph.
Anr.: L-L-Schleife oder L-E-Schleife

(a) U_{LL}

U _{LE} - I						
Fehlerdistanz(%)	R _F = 0Ω	R _F = 2Ω	R _F = 4Ω	R _F = 6Ω	R _F = 8Ω	R _F = 10Ω
0	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1
10	1	1	1	1	1	1
15	1	1	1	1	1	1
20	1	1	1	1	1	1
25	1	1	1	1	1	1
30	1	1	1	1	1	1
35	1	1	1	1	1	1
40	1	1	1	1	1	1
45	1	1	1	1	1	1
50	1	1	1	1	1	1
55	1	1	1	1	1	1
60	1	1	1	1	1	1
65	1	1	1	1	1	2
70	1	1	1	1	1	0
75	1	1	1	1	2	0
80	1	1	1	1	0	0
85	1	1	1	2	0	2
90	1	1	1	0	2	2
95	1	1	2	0	2	2
99	1	1	0	2	2	2
100	1	1	0	2	2	2

0...keine/falsche Anregung
1...Anregung
2...Anregung mit Messung bei 1-ph.
Anr.: L-L-Schleife oder L-E-Schleife

(b) U_{LE}

Abbildung 6.11: U/I-Anregung; Auswertung von U_{LL} und U_{LE}; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: VDE-AR-N 4120; $V_{\frac{I_{max}}{I_{nenn}}} = 1,1$; $k_P = k_N = 2$

U _{LL} - I						
Fehlerdistanz(%)	R _F = 0Ω	R _F = 2Ω	R _F = 4Ω	R _F = 6Ω	R _F = 8Ω	R _F = 10Ω
0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0
35	0	0	0	0	0	0
40	0	0	0	0	0	0
45	0	0	0	0	0	0
50	0	0	0	0	0	0
55	0	0	0	0	0	0
60	0	0	0	0	0	0
65	0	0	0	0	0	0
70	0	0	0	0	0	0
75	0	0	0	0	0	0
80	0	0	0	0	0	0
85	0	0	0	0	0	0
90	0	0	0	0	0	0
95	0	0	0	0	0	0
99	0	0	0	0	0	0
100	0	0	0	0	0	0

0-10...Anzahl fehlerhafter/keiner Anregungen bei 10 durchgeführten Schutzprüfungen

(a) U_{LL}

U _{LE} - I						
Fehlerdistanz(%)	R _F = 0Ω	R _F = 2Ω	R _F = 4Ω	R _F = 6Ω	R _F = 8Ω	R _F = 10Ω
0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0
35	0	0	0	0	0	0
40	0	0	0	0	0	0
45	0	0	0	0	0	0
50	0	0	0	0	0	0
55	0	0	0	0	0	0
60	0	0	0	0	0	0
65	0	0	0	0	0	0
70	0	0	0	0	0	0
75	0	0	0	0	0	0
80	0	0	0	0	0	10
85	0	0	0	0	0	10
90	0	0	0	0	10	10
95	0	0	0	10	10	10
99	0	0	0	10	10	10
100	0	0	0	10	10	10

0-10...Anzahl fehlerhafter/keiner Anregungen bei 10 durchgeführten Schutzprüfungen

(b) U_{LE}

Abbildung 6.12: Schutzprüfungen U/I-Anregung; Auswertung von U_{LL} und U_{LE}; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: VDE-AR-N 4120; $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$; $k_P = k_N = 2$

U _{LL} - I						
Fehlerdistanz (%)	R _F = 0Ω	R _F = 2Ω	R _F = 4Ω	R _F = 6Ω	R _F = 8Ω	R _F = 10Ω
0	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1
10	1	1	1	1	1	1
15	1	1	1	1	1	1
20	1	1	1	1	1	1
25	1	1	1	1	1	1
30	1	1	1	1	1	1
35	1	1	1	1	1	1
40	1	1	1	1	1	1
45	1	1	1	1	1	1
50	1	1	1	1	1	1
55	1	1	1	1	1	1
60	1	1	1	1	1	1
65	1	1	1	1	1	1
70	1	1	1	1	1	1
75	1	1	1	1	1	1
80	1	1	1	1	1	1
85	1	1	1	1	1	1
90	1	1	1	1	1	1
95	1	1	1	1	1	1
99	0	1	1	1	1	1
100	0	1	1	1	1	1

0...keine/falsche Anregung
1...Anregung
2...Anregung mit Messung bei 1-ph.
Anr.: L-L-Schleife oder L-E-Schleife

(a) U_{LL}

U _{LE} - I						
Fehlerdistanz (%)	R _F = 0Ω	R _F = 2Ω	R _F = 4Ω	R _F = 6Ω	R _F = 8Ω	R _F = 10Ω
0	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1
10	1	1	1	1	1	1
15	1	1	1	1	1	1
20	1	1	1	1	1	1
25	1	1	1	1	1	1
30	1	1	1	1	1	1
35	1	1	1	1	1	1
40	1	1	1	1	1	1
45	1	1	1	1	1	1
50	1	1	1	1	1	1
55	1	1	1	1	1	1
60	1	1	1	1	1	1
65	1	1	1	1	1	1
70	1	1	1	1	1	1
75	1	1	1	1	1	1
80	1	1	1	1	1	1
85	1	1	1	1	1	1
90	1	1	1	1	1	1
95	1	1	1	1	1	1
99	1	1	1	1	1	1
100	1	1	2	2	2	2

0...keine/falsche Anregung
1...Anregung
2...Anregung mit Messung bei 1-ph.
Anr.: L-L-Schleife oder L-E-Schleife

(b) U_{LE}

Abbildung 6.13: U/I-Anregung; Auswertung von U_{LL} und U_{LE}; Parameter: Modellnetz 2; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V_{\frac{I_{max}}{I_{nenn}}} = 1,1$; $k_p = 0$

U _{LL} - I						
Fehlerdistanz(%)	R _F = 0Ω	R _F = 2Ω	R _F = 4Ω	R _F = 6Ω	R _F = 8Ω	R _F = 10Ω
0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0
35	0	0	0	0	0	0
40	0	0	0	0	0	0
45	0	0	0	0	0	0
50	0	0	0	0	0	0
55	0	0	0	0	0	0
60	0	0	0	0	0	0
65	0	0	0	0	0	0
70	0	0	0	0	0	0
75	0	0	0	0	0	0
80	0	0	0	0	0	0
85	0	0	0	0	0	0
90	0	0	0	0	0	0
95	0	0	0	0	0	0
99	0	0	0	0	0	0
100	0	0	0	0	0	0

0-10...Anzahl fehlerhafter/keiner Anregungen bei 10 durchgeführten Schutzprüfungen

(a) U_{LL}

U _{LE} - I						
Fehlerdistanz(%)	R _F = 0Ω	R _F = 2Ω	R _F = 4Ω	R _F = 6Ω	R _F = 8Ω	R _F = 10Ω
0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0
35	0	0	0	0	0	0
40	0	0	0	0	0	0
45	0	0	0	0	0	0
50	0	0	0	0	0	0
55	0	0	0	0	0	0
60	0	0	0	0	0	0
65	0	0	0	0	0	0
70	0	0	0	0	0	0
75	0	0	0	0	0	0
80	0	0	0	0	0	0
85	0	0	0	0	0	0
90	0	0	0	0	0	0
95	0	0	0	0	0	0
99	0	0	0	0	0	0
100	0	0	0	10	10	10

0-10...Anzahl fehlerhafter/keiner Anregungen bei 10 durchgeführten Schutzprüfungen

(b) U_{LE}

Abbildung 6.14: Schutzprüfungen U/I-Anregung; Auswertung von U_{LL} und U_{LE}; Parameter: Modellnetz 2; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V_{\frac{I_{max}}{I_{nenn}}} = 1,1$; k_P = 0

6.3 U/I/ φ -Anregung

Die U/I/ φ -Anregung geht davon aus, dass der Winkel des Kurzschlussstromes größer als der des Laststromes ist und somit ein zusätzlicher Anregebereich abhängig vom Kurzschlusswinkel definiert werden kann (siehe Abbildung 3.22, grauer Bereich). Abbildung 6.15 zeigt die Kurzschlusswinkel der Fehlerschleife L23 ($\varphi_{Z_{L23}}$) für eine konventionelle Einspeisung und bei einer umrichterbasierte Einspeisung mit unterschiedlichen Betriebsmodi. Man erkennt, dass bei einem Fehlerwiderstand von $R_F = 0 \Omega$ unabhängig von der Einspeisung der Kurzschlusswinkel dem Leitungswinkel entspricht. Mit größer werdendem Fehlerwiderstand sinkt für eine umrichterbasierte Einspeisung der betrachtete Kurzschlusswinkel stärker als bei einer konventionellen Erzeugungsanlage, wodurch bereits bei einem kleinen Fehlerwiderstand der Kurzschlusswinkel zu gering ist (siehe Abbildung 6.4, $R_F = 2 \Omega$). Dies ist vom Betriebsmodus der umrichterbasierten Einspeisung abhängig. Gegebenenfalls kann mit der U/I/ φ -Anregung erreicht werden, dass anstelle einer 1-phasigen Anregung eine 2-phasige Anregung generiert wird, wodurch die beschriebenen Probleme der U/I-Anregung bei Mitnahme einer fehlerbehafteten Phase nicht auftreten.

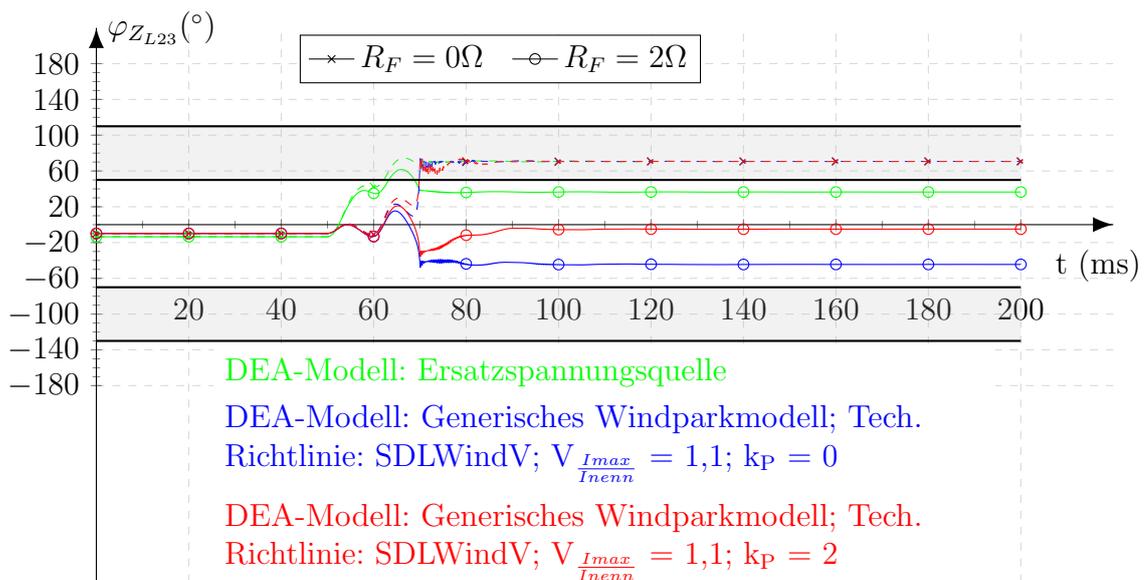


Abbildung 6.15: U/I/ φ -Anregung; $\varphi_{Z_{L23}}$; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; Fehlerdistanz $x = 50\%$

6.4 Z-Anregung

In Abbildung 6.17 und 6.18 sind die stationäre Kurzschlussimpedanz von Z_{L23} der simulierten Kurzschlusszenarien am Relaisbauort R2 für das Modellnetz 1 und 2 bei Einspeisung einer konventionellen und einer umrichterbasierten Erzeugungsanlage mit unterschiedlichen Betriebsmodi dargestellt.

Dabei zeigt sich, dass die gemessene Impedanz Z_{L23} bei einem Fehlerwiderstand von $R_F = 0 \Omega$ unabhängig von der einspeisenden Erzeugungsanlage gleich der Impedanz der Leitung ist und somit entsprechend der Fehlerdistanz auf der Leitungsgerade liegt. Dadurch ist die Anregesicherheit bei $R_F = 0 \Omega$ durch eine umrichterbasierte Einspeisung gleich der einer konventionellen Einspeisung.

Bei einem Fehlerwiderstand größer 0Ω ($R_F > 0 \Omega$) kommt es zu einer Abweichung der gemessenen Impedanz von der Leitungsimpedanz. Diesem bekannten Effekt wird durch die Verwendung eines Anregepolygons Rechnung getragen, bei dem eine Lichtbogenreserve eingestellt werden kann. Die Fehlmessungen bei einer zweiseitig gespeisten Leitung samt Auftreten eines Fehlerwiderstandes wird in Abbildung 3.5 beschrieben. Aufgrund eines Laststromes kommt es zu einer Winkeldifferenz zwischen den Spannungen an den Leitungsenden. Ist der Winkel zwischen den Kurzschlussströmen und der jeweiligen Spannung ungefähr gleich, wird am leistungsendenden Ende der Leitung eine zu geringe Reaktanz und am leistungsempfangenden Ende eine zu große Reaktanz gemessen. In Abbildung 3.5 ist die entsprechende Gleichung angeführt, aus der diese Fehlmessung der Reaktanz auf den Term $\frac{I_1}{I_2} \cdot R_F$ zurückzuführen ist.

Aus Abbildung 6.17 ist ersichtlich, dass die Fehlmessungen bei der Einspeisung einer konventionellen Erzeugungsanlage dem beschriebenen Verhalten entsprechen. Aufgrund des Terms $\frac{I_1}{I_2} \cdot R_F$ sind die Fehlmessungen bei umrichterbasierten Einspeisungen infolge des geringeren Kurzschlussstromes größer als bei einer konventionellen Einspeisung. Durch den Einsatz verschiedener technischer Richtlinien (SDLWindV bzw. VDE-AR-N 4120) und Blindstromfaktoren (k_P und k_N) kommt es zu unterschiedlichen Winkeln des Kurzschlussstromes der einspeisenden umrichterbasierten Erzeugungsanlagen bei verschiedenen Betriebsmodi. Abbildung 6.17 zeigt, dass diese Winkel des Kurzschlussstromes eine große Auswirkung auf die gemessene Kurzschlussimpedanz von Z_{L23} haben. Da die Kurzschlusswinkel an beiden Leitungsenden nicht mehr ungefähr gleich sind, wird bei einem hoch eingestellten Blindstromfaktor, wie in Abbildung 6.17g und 6.17h ($k_P [= k_N] = 6$) dargestellt, eine zu große Reaktanz von Z_{L23} ermittelt. Dies entspricht nach

Abbildung 3.5 der Messung eines Distanzschutzgerätes am leistungsempfangenden Ende. In Abbildung 5.5d sind die stationären Kurzschlussströme für eine umrichterbasierte Einspeisung nach der technischen Richtlinie SDLWindV und einem Blindstromfaktor von $k_P = 6$ dargestellt. Die zu diesen Betriebsmodi dazugehörigen gemessene Kurzschlussimpedanzen Z_{L23} für unterschiedliche Fehlerdistanzen und Fehlerwiderstände sind in Abbildung 6.17g dargestellt. Aus einem Vergleich dieser beiden Abbildungen erkennt man den Zusammenhang zwischen einer zu groß gemessenen Reaktanz und dem Winkel des Kurzschlussstromes. Bei einer hohen Fehlerdistanz und einem Fehlerwiderstand wird weniger Blindstrom eingespeist, da die Mitsystemspannung im Fehlerfall größer als bei einer kleineren Fehlerdistanz ist. Durch die geringere Blindstromeinspeisung kann zusätzlich ein Wirkstrom eingespeist werden, wodurch sich der Winkel des Kurzschlussstromes ändert. Abbildung 6.17g zeigt, dass die Kennlinien der gemessenen Impedanzen bei diesen Fehlerfällen einen Knick aufweisen und die gemessenen Reaktanzen mit steigender Fehlerdistanz geringer werden. Dies ist auf die Winkeländerung des Kurzschlussstromes aufgrund des Wirkanteiles zurückzuführen. Ein Vergleich aus Abbildung 5.6b und 6.17d zeigt den gleichen Effekt für eine umrichterbasierte Einspeisung nach der technischen Richtlinie VDE-AR-N 4120 und einem Blindstromfaktor von $k_P = k_N = 2$.

Bei einer zweiseitig gespeisten Einfachleitung wie in Modellnetz 1 wird einer der beiden Kurzschlussströme ausschließlich von der betrachteten Erzeugungsanlage und der andere vom öffentlichen Netz geliefert. Somit sind die Auswirkungen des Kurzschlussverhaltens der Erzeugungsanlage auf die gemessene Impedanz am größten. Die ermittelten Impedanzen bei einer Doppelleitung (Modellnetz 2) sind zum Vergleich zu Modellnetz 1 in Abbildung 6.18 dargestellt. Es zeigt sich, dass aufgrund des überlagerten Netzbeitrages am Kurzschlussstrom die einspeisende Erzeugungsanlage die Fehlmessungen für einen Großteil der betrachteten Fehlerdistanzen nur geringfügig beeinflusst. Erst am Leitungsende ab einer Fehlerdistanz von $x = 95\%$ ist der Netzbeitrag weniger dominant, und die gemessene Impedanz ist stärker von der Erzeugungsanlage abhängig. Bei einer Fehlerdistanz von $x = 100\%$ sind die Fehlmessungen der Impedanz bei Einspeisung aller simulierten Erzeugungsanlagen im Vergleich zum Modellnetz 1 größer. Grund dafür ist die Stromaufteilung über die Doppelleitung, was zur Folge hat, dass der Kurzschlussstrom am Relaisbauort R2 geringer als bei Modellnetz 1 ist und dies zu größeren Abweichungen der ermittelten Impedanz zur Leitungsimpedanz führt.

Um die Anwendbarkeit der Z-Anregung bei umrichterbasierten Einspeisungen mit denen einer konventionellen Einspeisung vergleichbar zu machen, werden die Kurzschluss-

szenarios bei der Einspeisung aller Erzeugungsanlagen mit demselben Anregepolygon verglichen, welches in Abbildung 6.16 dargestellt ist. Dieses ist so definiert, dass alle simulierten Kurzschlusszenarien bei einer konventionellen Einspeisung (DEA-Modell Ersatzspannungsquelle) korrekt anregen. Da die Simulationen auch Fehlerfälle mit großem Fehlerwiderstand beinhalten, ist die Wahl auf ein unübliches Anregepolygon gefallen.

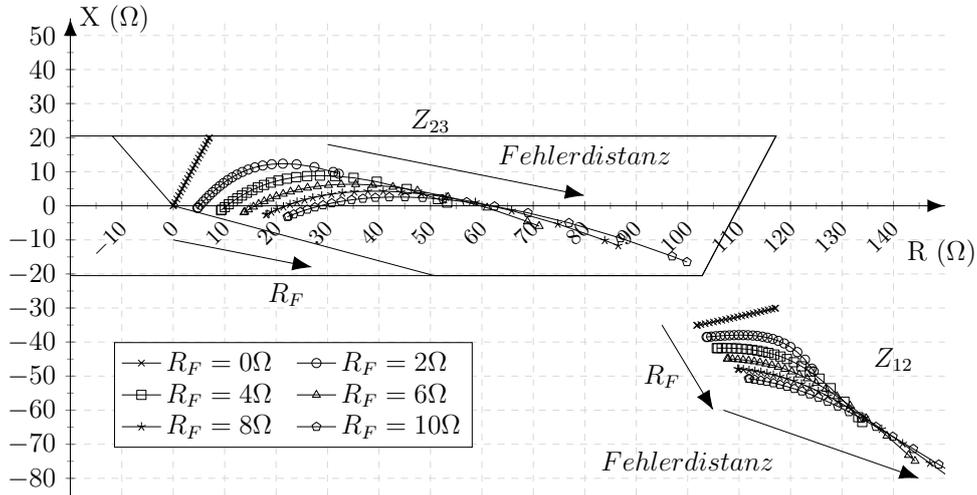
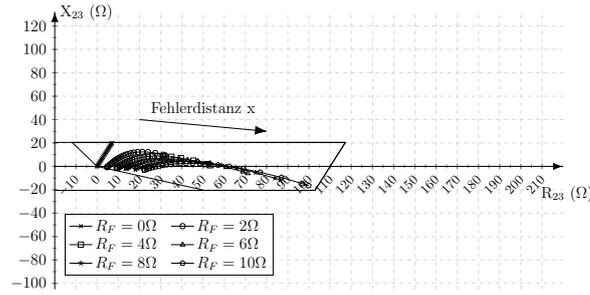
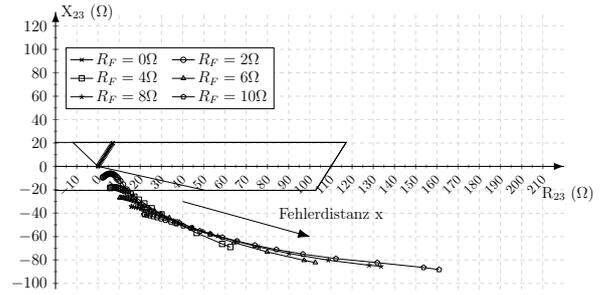


Abbildung 6.16: Anregepolygon Z-Anregung; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Ersatzspannungsquelle

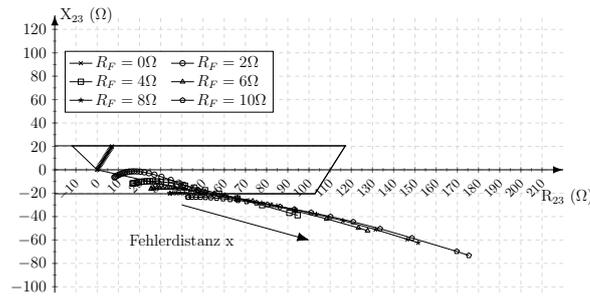
Abbildung 6.19 zeigt den absoluten Fehler der gemessenen Reaktanz und Resistanz der Kurzschlussimpedanz am Relaisbauort R2 für das Modellnetz 1 und 2 sowie unterschiedlichen Erzeugungsanlagen. Dabei wurde der absolute Fehler angegeben, da bei geringeren Fehlerdistanzen und damit einhergehenden geringeren Werten der gemessenen Impedanz bereits eine minimale Abweichung zu einem großen relativen Fehler führt und dieser somit nicht aussagekräftig über die Qualität der Ergebnisse zwischen Simulation und Schutzprüfungen ist. Aus der Abbildung 6.19 ist erkennbar, dass der absolute Fehler der Reaktanz und Resistanz zwischen Simulation und Schutzprüfung mit steigender Fehlerdistanz steigt und auch von der Erzeugungsanlage abhängig ist. Dies ist auf die größeren Werte der gemessenen Impedanz zurückzuführen. Um dies zu verdeutlichen, ist der relative Fehler für die Resistanz in der Abbildung 6.19 dargestellt und gibt an, ab welcher Fehlerdistanz dieser unter 1% fällt. Daraus ist ersichtlich, dass die absoluten Abweichungen bei großen Fehlerdistanzen einen relativen Fehler von (deutlich) unter 1% besitzen und somit die Simulationen eine ausreichend genaue Übereinstimmung mit den Ergebnissen der Schutzfunktionsprüfungen aufweisen.



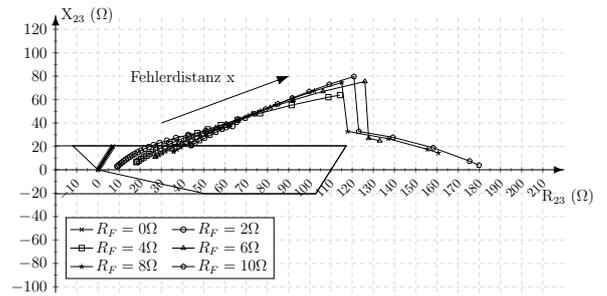
(a) DEA-Modell: Ersatzspannungsquelle



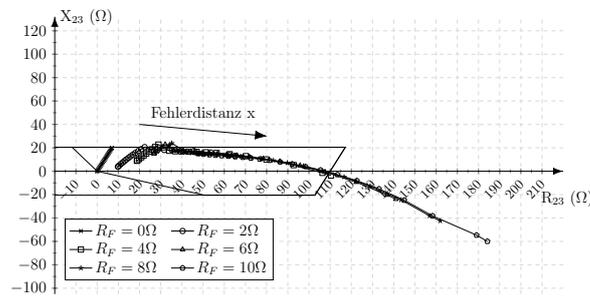
(b) DEA-Modell: Generisches Windparkmodell;
Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$;
 $k_p = 0$



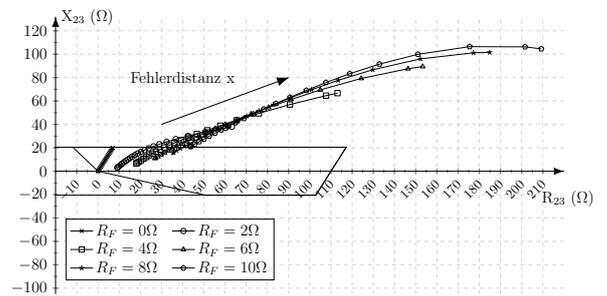
(c) DEA-Modell: Generisches Windparkmodell;
Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$;
 $k_p = 2$



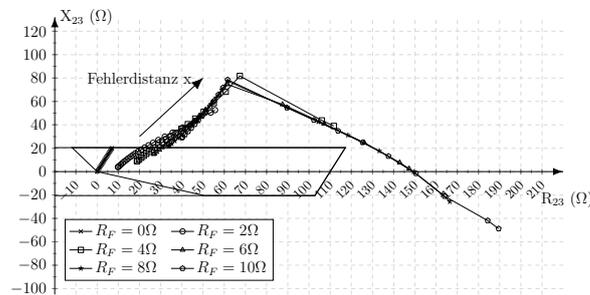
(d) DEA-Modell: Generisches Windparkmodell;
Tech. Richtlinie: VDE-AR-N 4120; $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$;
 $k_p = 2$



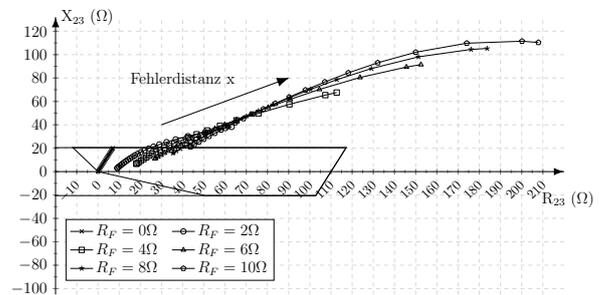
(e) DEA-Modell: Generisches Windparkmodell;
Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$;
 $k_p = 4$



(f) DEA-Modell: Generisches Windparkmodell;
Tech. Richtlinie: VDE-AR-N 4120; $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$;
 $k_p = 4$



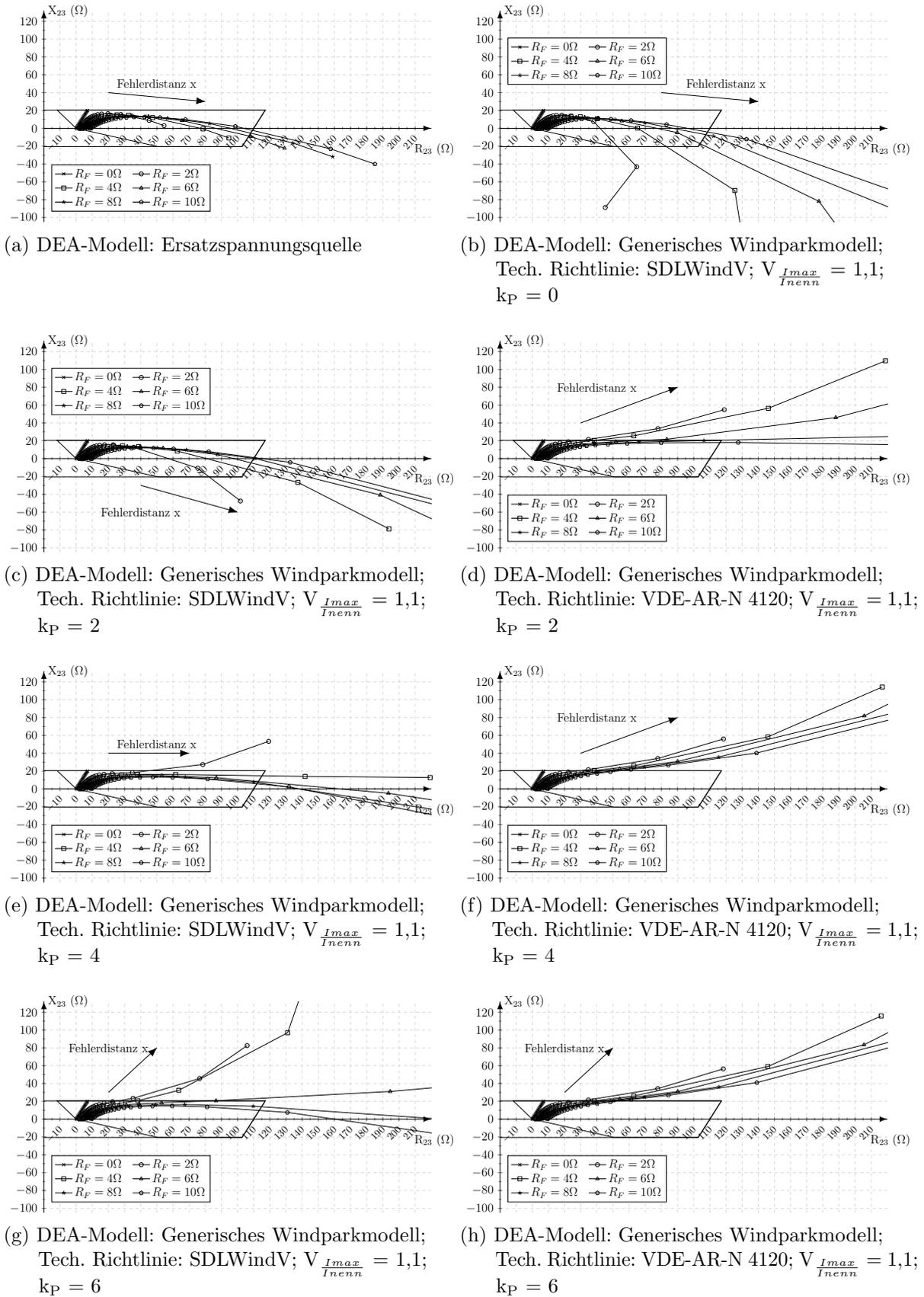
(g) DEA-Modell: Generisches Windparkmodell;
Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$;
 $k_p = 6$



(h) DEA-Modell: Generisches Windparkmodell;
Tech. Richtlinie: VDE-AR-N 4120; $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$;
 $k_p = 6$

Abbildung 6.17: Z-Anregung; Impedanz Z_{L23} ;
Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2

6 Simulations- und Schutzfunktionsprüfungsergebnisse des Distanzschutzes



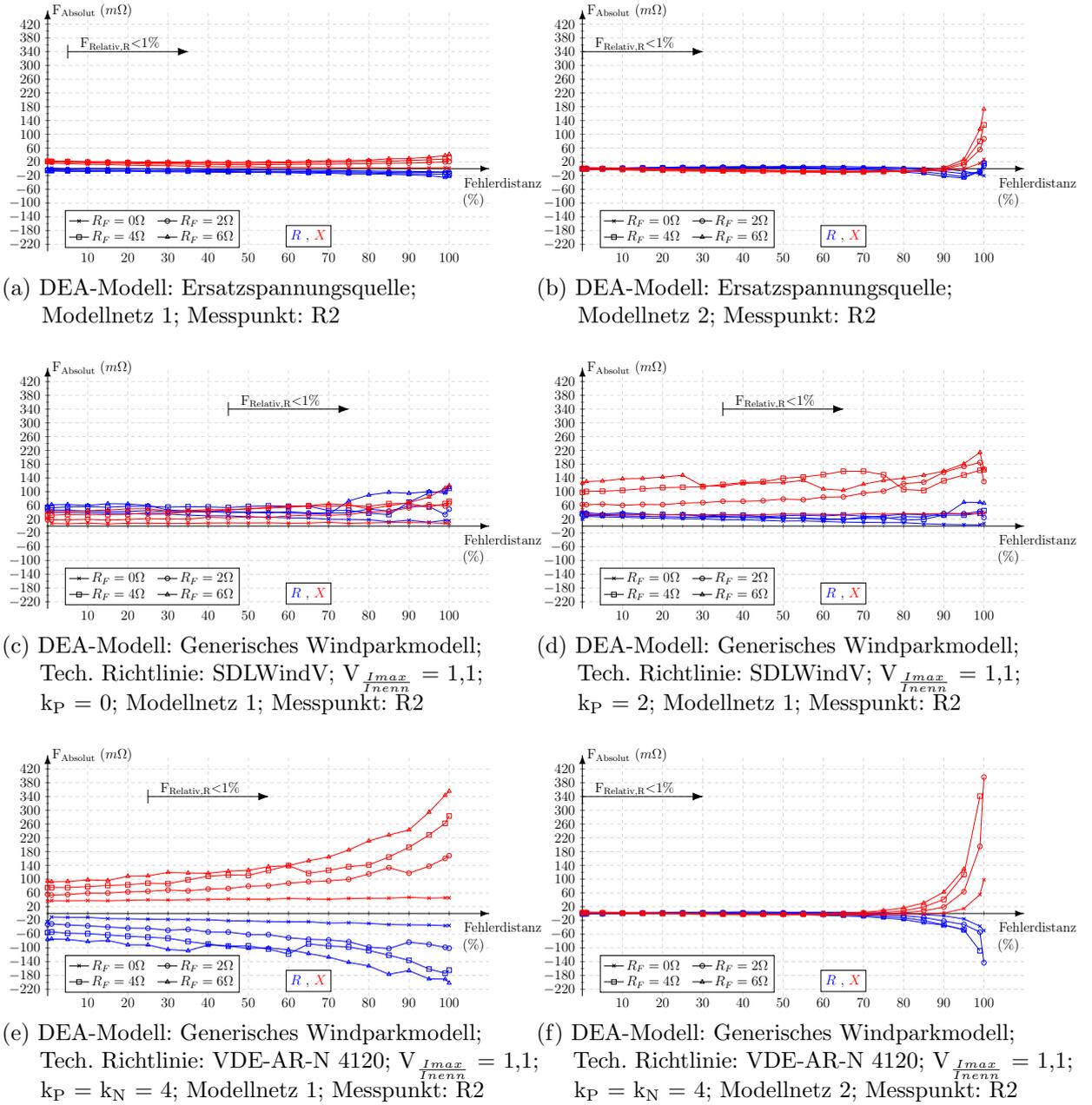


Abbildung 6.19: Absoluter Fehler des stationären Kurzschlussimpedanzwertes zwischen der Simulation und Schutzfunktionsprüfung

Abbildung 6.20 und 6.21 zeigen beispielhaft tabellarisch die Ergebnisse der Simulationen der Z-Anregung für das Modellnetz 1 und Modellnetz 2 für unterschiedliche Betriebsmodi der umrichterbasierten Erzeugungsanlage. Vergleichend dazu sind in Abbildung 6.22 und 6.23 die Ergebnisse der Schutzfunktionsprüfungen dargestellt. Bei den Simulationsergebnissen wird zwischen keiner Anregung, Anregung in ungerichteter und in Vorwärtsrichtung unterschieden. Bei der Darstellung der Ergebnisse der Schutzfunktionsprüfungen wird die Anzahl der fehlerhaften Anregungen von 10 durchgeführten Prüfungen angegeben. Für eine konventionelle Einspeisung (DEA-Modell Ersatzspannungsquelle) regen mit dem definierten Anregepolygon alle betrachteten Fehlerfälle bei dem Modellnetz 1 korrekt an (siehe Abbildung 6.17a). Für eine umrichterbasierte Einspeisung ist der Betriebsmodus von entscheidender Bedeutung. Aus Abbildung 6.20 ist ersichtlich, dass bei der Anwendung der technischen Richtlinie SDLWindV und einem Blindstromfaktor von $k_P = 0$ die Anregung in Vorwärtsrichtung nur bei einem Fehlerwiderstand $R_F = 0 \Omega$ gegeben ist. Bei Auftreten eines Fehlerwiderstandes wird für geringe Fehlerdistanzen und Fehlerwiderstände eine Anregung bei einem ungerichteten Anregepolygon generiert. Abbildung 6.17b zeigt, dass bei einem Blindstromfaktor von $k_P = 0$ die Reaktanz zu gering gemessen wird und somit mit dem definierten Anregepolygon keine Anregung generiert wird. Durch die Erhöhung des Blindstromfaktors auf $k_P = 2$ wird eine größere Reaktanz gemessen, und somit kommt für mehr simulierte Kurzschlüsse mit unterschiedlichen Fehlerdistanzen und Fehlerwiderständen die gemessene Kurzschlussimpedanz von Z_{L23} im definierten Anregepolygon zu liegen (siehe Abbildung 6.20b). Aus Abbildung 6.20c ist ersichtlich, dass die Ergebnisse auch von der angewandten technischen Richtlinie abhängig sind und sich bei gleichem Blindstromfaktor die Ergebnisse unterscheiden. Bei Modellnetz 2 liegen, wie bereits erwähnt, die Impedanzen nur am Leitungsende außerhalb des Anregepolygons. Aus der tabellarischen Darstellung ist gut erkennbar, dass im Vergleich zu einer konventionellen Einspeisung und dem definierten Anregepolygon für eine umrichterbasierte Einspeisung mehr Impedanzen aufgrund der größeren Fehlmessungen von Z_{L23} außerhalb des Anregepolygons zu liegen kommen. Ist ein Kurzschlussstrom vom Netz dem Kurzschlussstrombeitrag der umrichterbasierten Einspeisung überlagert, kommt es zu geringeren Abweichungen der gemessenen Impedanz, und die Ergebnisse sind für einen Großteil der simulierten Kurzschlüsse mit denen einer konventionellen Erzeugungsanlage vergleichbar.

Bei einem Vergleich der Simulationsergebnisse mit den Ergebnissen der Schutzfunktionsprüfungen zeigt sich, dass die Ergebnisse mit einer guten Näherung übereinstimmen und somit die Aussagen und Ergebnisse dieses Abschnittes für das getestete Distanzschutzgerät bestätigen.

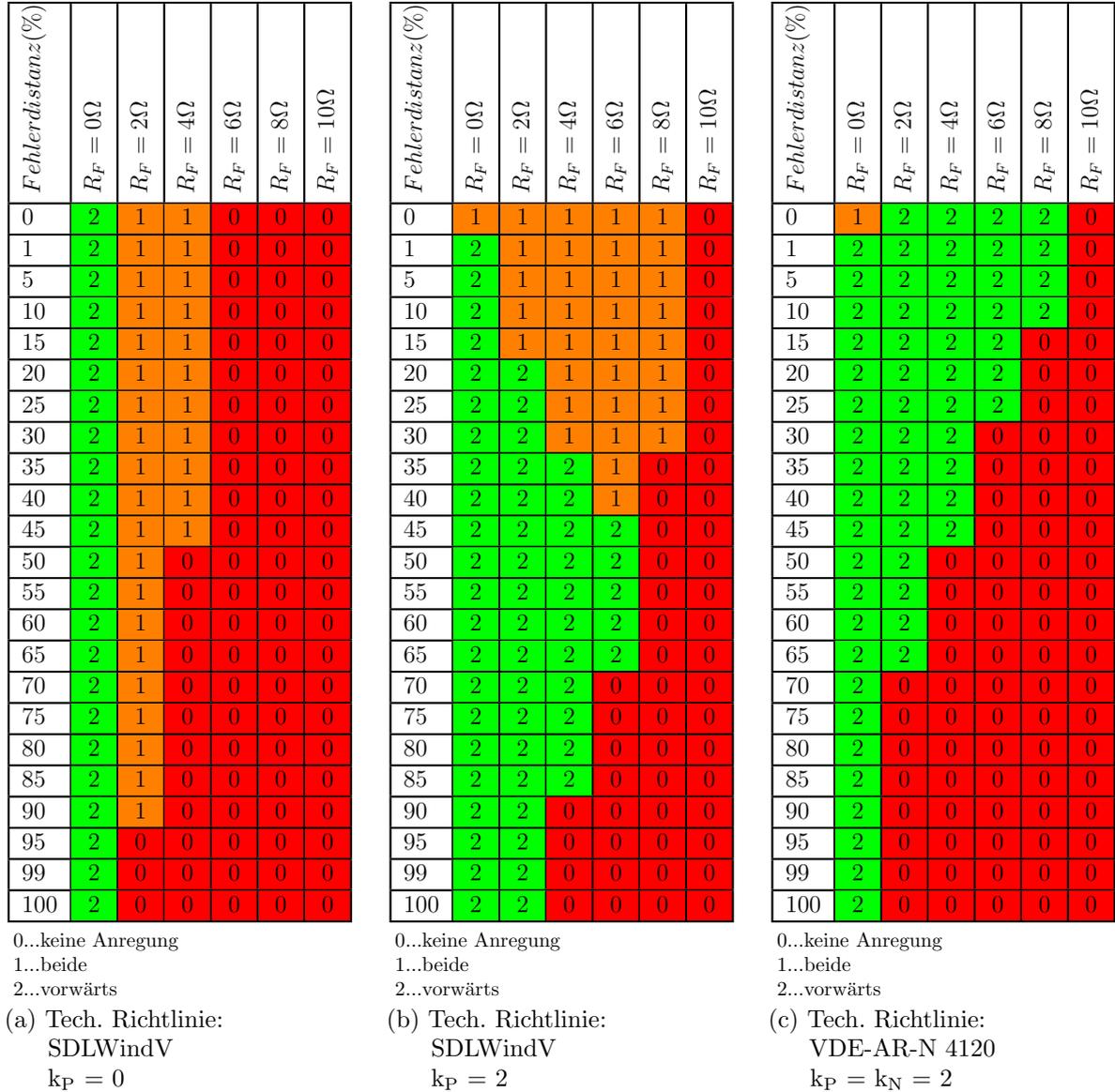


Abbildung 6.20: Z-Anregung; Anregung Z_{L23} ; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell, $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$

6 Simulations- und Schutzfunktionsprüfungsergebnisse des Distanzschutzes

Fehlerdistanz(%)	$R_F = 0\Omega$	$R_F = 2\Omega$	$R_F = 4\Omega$	$R_F = 6\Omega$	$R_F = 8\Omega$	$R_F = 10\Omega$
0	3	2	2	2	2	2
1	2	2	2	2	2	2
5	2	2	2	2	2	2
10	2	2	2	2	2	2
15	2	2	2	2	2	2
20	2	2	2	2	2	2
25	2	2	2	2	2	2
30	2	2	2	2	2	2
35	2	2	2	2	2	2
40	2	2	2	2	2	2
45	2	2	2	2	2	2
50	2	2	2	2	2	2
55	2	2	2	2	2	2
60	2	2	2	2	2	2
65	2	2	2	2	2	2
70	2	2	2	2	2	2
75	2	2	2	2	2	2
80	2	2	2	2	2	2
85	2	2	2	2	2	2
90	2	2	2	2	2	2
95	2	2	2	2	0	0
99	2	0	0	0	0	0
100	2	0	0	0	0	0

0...keine Anregung
1...beide
2...vorwärts

(a) Tech. Richtlinie:
SDLWindV
 $k_P = 0$

Fehlerdistanz(%)	$R_F = 0\Omega$	$R_F = 2\Omega$	$R_F = 4\Omega$	$R_F = 6\Omega$	$R_F = 8\Omega$	$R_F = 10\Omega$
0	3	2	2	2	2	2
1	2	2	2	2	2	2
5	2	2	2	2	2	2
10	2	2	2	2	2	2
15	2	2	2	2	2	2
20	2	2	2	2	2	2
25	2	2	2	2	2	2
30	2	2	2	2	2	2
35	2	2	2	2	2	2
40	2	2	2	2	2	2
45	2	2	2	2	2	2
50	2	2	2	2	2	2
55	2	2	2	2	2	2
60	2	2	2	2	2	2
65	2	2	2	2	2	2
70	2	2	2	2	2	2
75	2	2	2	2	2	2
80	2	2	2	2	2	2
85	2	2	2	2	2	2
90	2	2	2	2	2	2
95	2	2	2	2	0	0
99	2	2	0	0	0	0
100	2	0	0	0	0	0

0...keine Anregung
1...beide
2...vorwärts

(b) Tech. Richtlinie:
SDLWindV
 $k_P = 2$

Fehlerdistanz(%)	$R_F = 0\Omega$	$R_F = 2\Omega$	$R_F = 4\Omega$	$R_F = 6\Omega$	$R_F = 8\Omega$	$R_F = 10\Omega$
0	3	2	2	2	2	2
1	2	2	2	2	2	2
5	2	2	2	2	2	2
10	2	2	2	2	2	2
15	2	2	2	2	2	2
20	2	2	2	2	2	2
25	2	2	2	2	2	2
30	2	2	2	2	2	2
35	2	2	2	2	2	2
40	2	2	2	2	2	2
45	2	2	2	2	2	2
50	2	2	2	2	2	2
55	2	2	2	2	2	2
60	2	2	2	2	2	2
65	2	2	2	2	2	2
70	2	2	2	2	2	2
75	2	2	2	2	2	2
80	2	2	2	2	2	2
85	2	2	2	2	2	2
90	2	2	2	2	2	2
95	2	0	0	0	2	0
99	2	0	0	0	0	0
100	2	0	0	0	0	0

0...keine Anregung
1...beide
2...vorwärts

(c) Tech. Richtlinie:
VDE-AR-N 4120
 $k_P = k_N = 2$

Abbildung 6.21: Z-Anregung; Anregung Z_{L23} ; Parameter: Modellnetz 2; Messpunkt: R2;
DEA-Modell: Generisches Windparkmodell, $V_{\frac{I_{max}}{I_{nenn}}} = 1,1$

Fehlerdistanz(%)	$R_F = 0\Omega$	$R_F = 2\Omega$	$R_F = 4\Omega$	$R_F = 6\Omega$	$R_F = 8\Omega$	$R_F = 10\Omega$
0	0	0	0	10	10	10
1	0	0	0	10	10	10
5	0	0	0	10	10	10
10	0	0	0	10	10	10
15	0	0	0	10	10	10
20	0	0	0	10	10	10
25	0	0	0	10	10	10
30	0	0	0	10	10	10
35	0	0	0	10	10	10
40	0	0	0	10	10	10
45	0	0	0	10	10	10
50	0	0	10	10	10	10
55	0	0	10	10	10	10
60	0	0	10	10	10	10
65	0	0	10	10	10	10
70	0	0	10	10	10	10
75	0	0	10	10	10	10
80	0	0	10	10	10	10
85	0	0	10	10	10	10
90	0	0	10	10	10	10
95	0	10	10	10	10	10
99	0	10	10	10	10	10
100	0	10	10	10	10	10

0-10...Anzahl fehlerhafter/keiner Anregungen bei 10 durchgeführten Schutzprüfungen

(a) Modellnetz 1; Messpunkt: R2

Fehlerdistanz(%)	$R_F = 0\Omega$	$R_F = 2\Omega$	$R_F = 4\Omega$	$R_F = 6\Omega$	$R_F = 8\Omega$	$R_F = 10\Omega$
0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0
35	0	0	0	0	0	0
40	0	0	0	0	0	0
45	0	0	0	0	0	0
50	0	0	0	0	0	0
55	0	0	0	0	0	0
60	0	0	0	0	0	0
65	0	0	0	0	0	0
70	0	0	0	0	0	0
75	0	0	0	0	0	0
80	0	0	0	0	0	0
85	0	0	0	0	0	0
90	0	0	0	0	0	0
95	0	0	0	0	10	10
99	0	10	10	10	10	10
100	0	10	10	10	10	10

0-10...Anzahl fehlerhafter/keiner Anregungen bei 10 durchgeführten Schutzprüfungen

(b) Modellnetz 2; Messpunkt: R2

Abbildung 6.22: Schutzprüfungen Z-Anregung; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V_{\frac{I_{max}}{I_{nenn}}} = 1,1$; $k_P = 0$

Fehlerdistanz(%)	$R_F = 0\Omega$	$R_F = 2\Omega$	$R_F = 4\Omega$	$R_F = 6\Omega$	$R_F = 8\Omega$	$R_F = 10\Omega$
0	0	0	0	0	0	10
1	0	0	0	0	0	10
5	0	0	0	0	0	10
10	0	0	0	0	0	10
15	0	0	0	0	0	10
20	0	0	0	0	0	10
25	0	0	0	0	0	10
30	0	0	0	0	0	10
35	0	0	0	0	10	10
40	0	0	0	0	10	10
45	0	0	0	0	10	10
50	0	0	0	0	10	10
55	0	0	0	0	10	10
60	0	0	0	0	10	10
65	0	0	0	0	10	10
70	0	0	0	10	10	10
75	0	0	0	10	10	10
80	0	0	0	10	10	10
85	0	0	0	10	10	10
90	0	0	10	10	10	10
95	0	0	10	10	10	10
99	0	0	10	10	10	10
100	0	0	10	10	10	10

0-10...Anzahl fehlerhafter/keiner Anregungen bei 10 durchgeführten Schutzprüfungen

(a) Tech. Richtlinie:
SDLWindV; $k_P = 2$

Fehlerdistanz(%)	$R_F = 0\Omega$	$R_F = 2\Omega$	$R_F = 4\Omega$	$R_F = 6\Omega$	$R_F = 8\Omega$	$R_F = 10\Omega$
0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	10
5	0	0	0	0	1	10
10	0	0	0	0	0	10
15	0	0	0	0	10	10
20	0	0	0	3	10	10
25	0	0	0	10	10	10
30	0	0	0	10	10	10
35	0	0	0	10	10	10
40	0	0	6	10	10	10
45	0	0	10	10	10	10
50	0	0	10	10	10	10
55	0	0	10	10	10	10
60	0	6	10	10	10	10
65	0	7	10	10	10	10
70	0	10	10	10	10	10
75	0	10	10	10	10	10
80	0	10	10	10	10	10
85	0	10	10	10	10	10
90	0	10	10	10	10	10
95	0	10	10	10	10	10
99	0	10	10	10	10	10
100	0	10	10	10	10	10

0-10...Anzahl fehlerhafter/keiner Anregungen bei 10 durchgeführten Schutzprüfungen

(b) Tech. Richtlinie:
VDE-AR-N 4120; $k_P = k_N = 2$

Abbildung 6.23: Schutzprüfungen Z-Anregung; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2;
DEA-Modell: Generisches Windparkmodell, $V_{\frac{I_{max}}{I_{nenn}}} = 1,1$

6.5 Richtungsbestimmung

Moderne Distanzschutzgeräte verwenden für die Richtungsbestimmung häufig ein adaptives Verfahren [22]. Abhängig von den Kurzschlussgrößen werden dabei unterschiedliche Größen für die Bestimmung der Richtung herangezogen. Dabei kann beispielhaft ein mit einer fehlergetreuen oder fehlerfremden Spannung berechneter Winkel einer Impedanz verwendet werden. Nach [51] können jedoch auch folgende Größen ausgewertet werden:

- Kurzschlussgetreue aktuelle Spannung
- Kurzschlussgetreue gespeicherte Spannung
- Kurzschlussfremde aktuelle Spannung
- Kurzschlussfremde gespeicherte Spannung
- Delta-Größen
- Symmetrische Komponenten
- Delta-Mitsystemgrößen [51]

Die Implementierung der Richtungsbestimmung von Distanzschutzgeräten ist hersteller- und typabhängig, und der genaue Ablauf dieser ist auch nicht bekannt. Das in dieser Arbeit für die Schutzprüfungen eingesetzte Distanzschutzgerät verwendet eine adaptive Richtungsbestimmung. Dadurch können in diesem Abschnitt auch nur einzelne Verfahren (zum Beispiel kurzschlussgetreue aktuelle Spannung) mit den Schutzprüfungsergebnissen verglichen werden und auf Gemeinsamkeiten überprüft werden. Des Weiteren werden die Ergebnisse des berechneten Kurzschlusswinkels aus dem Simulationsmodell und in weiterer Folge die Ergebnisse der daraus bestimmten Richtung zwischen den betrachteten Erzeugungsanlagen verglichen.

Das Simulationsmodell der Richtungsbestimmung (Abschnitt 3.4.5) bestimmt mit einer aktuellen fehlergetreuen, aktuellen fehlerfremden und einer gespeicherten fehlergetreuen Spannung den Winkel der Impedanz Z_{L23} anhand der Gleichungen 3.24 bis 3.26. Diese Winkel werden in die Zonen der Abbildung 3.26 eingeordnet, und die Richtung für die einzelnen Verfahren wird ermittelt. [51]

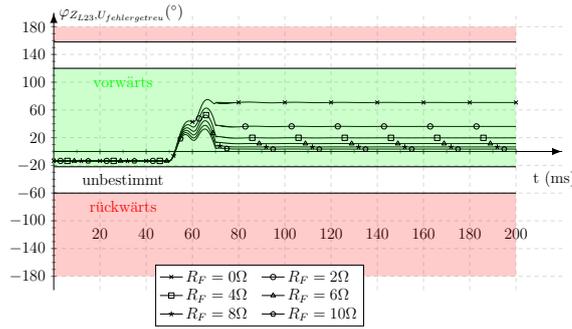
In Abbildung 6.24 sind die zeitlichen Verläufe des Winkels von Z_{L23} für unterschiedliche Erzeugungsanlagen am Relaisbauort R2 im Modellnetz 1 und für eine Fehlerdistanz

von $x = 50\%$ abgebildet. Dabei sind die Ergebnisse der Richtungsbestimmung mit einer fehlergetreuen und einer fehlerfremden Spannung dargestellt. Die Winkelbestimmung mit der fehlergetreuen Speicherspannung ist nicht angeführt, da diese nur einige Grad Abweichung zu den Ergebnissen der Bestimmung mit fehlerfremder Spannung aufweist und die gleichen Schlüsse daraus gezogen werden können.

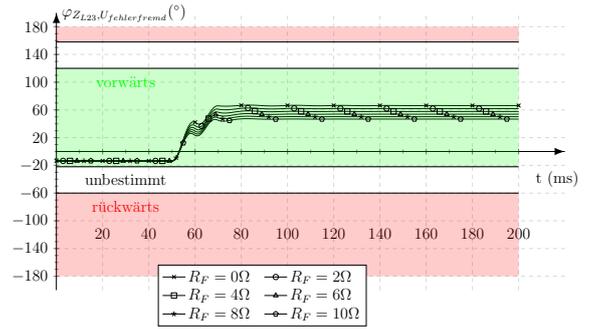
Für alle betrachteten Erzeugungsanlagen zeigt sich, dass der Winkel bei der Berechnung mit fehlerfremder Spannung größer als bei der Verwendung der fehlergetreuen Spannung ist und dieser im Bereich der Vorwärtsrichtung zu liegen kommt. Auch bei den restlichen betrachteten Simulationsergebnissen ist dies der Fall, wodurch bei den folgenden Abbildungen nur mehr die Ergebnisse der fehlergetreuen Spannung dargestellt werden.

Der Winkel der Impedanz nimmt bei fehlergetreuer Spannung und einem Fehlerwiderstand von $R_F = 0 \Omega$ den Leitungswinkel an und sinkt mit steigendem Fehlerwiderstand. Auch bei der fehlerfremden Spannung sinkt der Winkel mit steigendem R_F , jedoch nicht so stark. Abbildung 6.24c zeigt, dass bei einer umrichterbasierten Einspeisung nach der tech. Richtlinie SDLWindV und einem Blindstromfaktor von $k_P = 0$ der Kurzschlusswinkel mit fehlergetreuer Spannung einen stationären Wert im Unbestimmt-Bereich annimmt, wodurch keine korrekte Richtungsbestimmung gegeben ist.

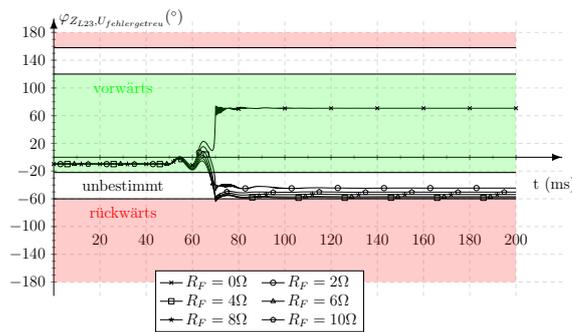
Aus Abbildung 6.24 ist auch ersichtlich, dass der dynamische Übergang von dem Vorfehlerzustand auf die stationären Kurzschlussgrößen zwischen der konventionellen Erzeugungsanlage (DEA-Modell Ersatzspannungsquelle) und einer umrichterbasierten Einspeisung (DEA-Modell Generisches Windparkmodell) unterschiedlich ist. Der dynamische Verlauf des gemessenen Winkels der Impedanz ist von der implementierten Filterung abhängig und kann somit zwischen den Schutzgeräten unterschiedlich sein. Der dargestellte Verlauf ist nur für die implementierte Filterung des Simulationsmodells gültig. Da ein Distanzschutzgerät aufgrund der geringen Auslösezeiten die notwendigen Messgrößen rasch verarbeiten muss, sind die Filter von Schutzgeräten von komplexer Art und können ohne die Information des Herstellers über deren Implementierung nicht in einem Simulationsmodell nachgebildet werden. Die Auswirkungen des dynamischen Verlaufes auf die Richtungsbestimmung (zum Beispiel bei der Verwendung von Delta-Größen) konnten somit in dieser Arbeit nicht überprüft werden.



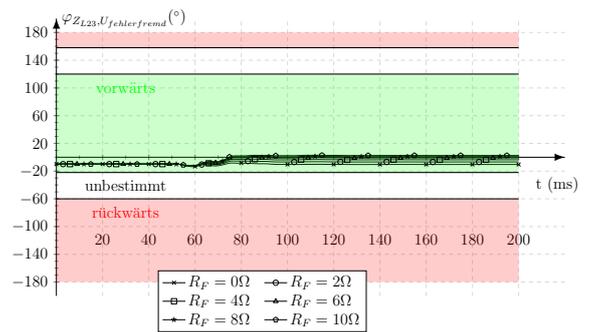
(a) DEA-Modell: Ersatzspannungsquelle Fehlergetreue Spannung



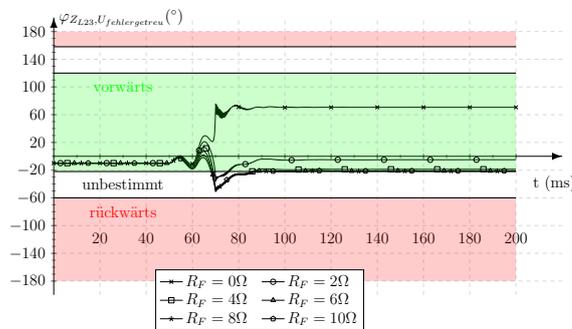
(b) DEA-Modell: Ersatzspannungsquelle Fehlerfremde Spannung



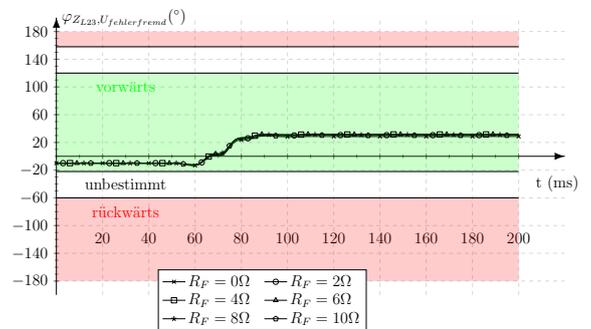
(c) DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$; $k_P = 0$ Fehlergetreue Spannung



(d) DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$; $k_P = 0$ Fehlerfremde Spannung



(e) DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$; $k_P = 2$ Fehlergetreue Spannung



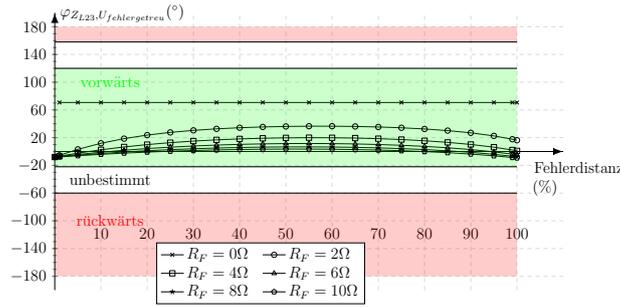
(f) DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$; $k_P = 2$ Fehlerfremde Spannung

Abbildung 6.24: Simulationsmodell Richtungsbestimmung; zeitlicher Verlauf des Kurzschlusswinkels; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; Fehlerdistanz $x = 50\%$

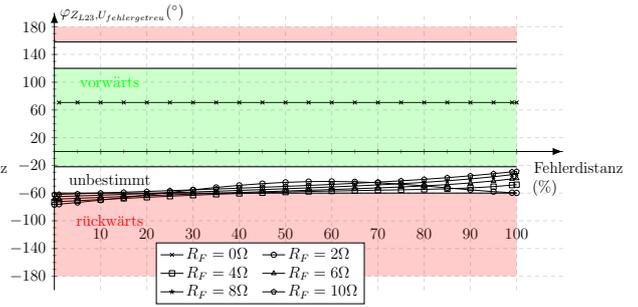
Die stationären Winkel der Kurzschlussimpedanz Z_{L23} für eine Richtungsbestimmung mit fehlergetreuer Spannung am Relaiseinbauort R2 im Modellnetz 1 sind in Abbildung 6.25 dargestellt. Für das Simulationsmodell DEA-Modell Ersatzspannungsquelle liegen für alle betrachteten Fehlerwiderstände und Fehlerdistanzen die Winkel innerhalb des Vorwärts-Bereiches, wodurch die Richtung korrekt bestimmt wird. Bei einer umrichterbasierten Einspeisung nach technischer Richtlinie SDLWindV und einem Blindstromfaktor von $k_P = 0$ sind alle ermittelten Winkel im Unbestimmt- oder Rückwärts-Bereich, was bei der Verwendung der fehlergetreuen Spannung zu fehlerhaften Richtungsbestimmungen führen würde.

Auch bei einem Blindstromfaktor von $k_P = 2$ kommen bei kleineren Fehlerdistanzen die ermittelten Kurzschlusswinkel im Unbestimmt-Bereich zum Liegen. Für höhere Blindstromfaktoren liegen bei allen simulierten Fehlerfällen die Winkel in Vorwärtsrichtung. Daraus zeigt sich eine Abhängigkeit des gemessenen Kurzschlusswinkels von dem eingestellten Blindstromfaktor. Ebenso besitzt die technische Richtlinie, gemäß der sich die umrichterbasierte Einspeisung verhält, eine große Rolle, da bei den betrachteten Blindstromfaktoren $k_P = k_N > 0$ alle Simulationen für die technische Richtlinie VDE-AR-N 4120 eine korrekte Richtungsbestimmung ergeben.

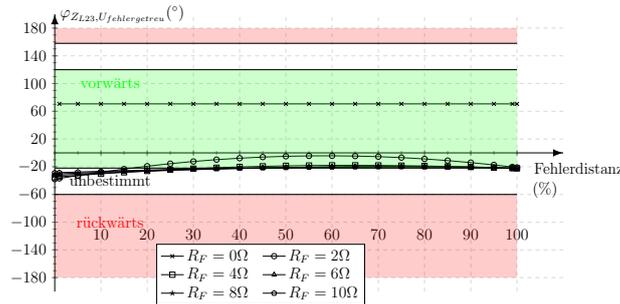
Abbildung 6.26 zeigt die Ergebnisse für das Modellnetz 2 am Relaiseinbauort R2. Aufgrund des überlagerten Netzbeitrages am Kurzschlussstrom kommt es erst bei großen Fehlerdistanzen ($x > 95\%$) zu einer von den Betriebsmodi der umrichterbasierten Einspeisung abhängigen Winkelmessung der Impedanz von Z_{L23} . Nur bei einer Einspeisung nach der technischen Richtlinie SDLWindV sowie einem Blindstromfaktor von $k_P = 0$ oder $k_P = 2$ kommen die ermittelten Winkel im Unbestimmt-Bereich zum Liegen. Für die anderen Betriebsmodi sind alle Winkel im Vorwärts-Bereich, jedoch ist der Abstand zur Zonengrenze ab $x > 95\%$ sehr gering. Die ermittelten Winkel der Kurzschlussimpedanz Z_{L23} sind bei der technischen Richtlinie VDE-AR-N 4120 größer als bei der technischen Richtlinie SDLWindV. Für die restlichen Fehlerdistanzen sind die gemessenen Winkel zwischen den betrachteten Erzeugungsanlagen nur geringfügig unterschiedlich und besitzen eine ausreichend große Reserve zur Zonengrenze des Unbestimmt-Bereiches. Aufgrund des Netzbeitrages ist somit die Richtungsbestimmung mit fehlergetreuer Spannung für das Modellnetz 2 bei einer Doppelleitung unkritischer als für das Modellnetz 1 mit einer Einfachleitung. Bei der Richtungsbestimmung mit einer fehlerfremden oder einer gespeicherten fehlergetreuen Spannung liegen für alle betrachteten Fehlerfälle die ermittelten Winkel für das Modellnetz 1 und 2 im Vorwärts-Bereich.



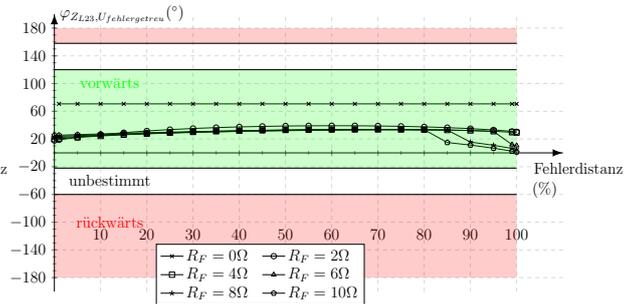
(a) DEA-Modell: Ersatzspannungsquelle



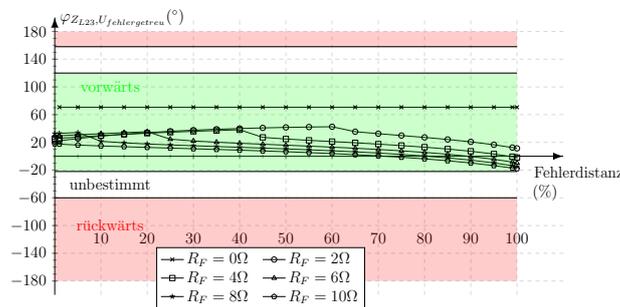
(b) DEA-Modell: Generisches Windparkmodell;
Tech. Richtlinie: SDLWindV;
 $k_P = 0$



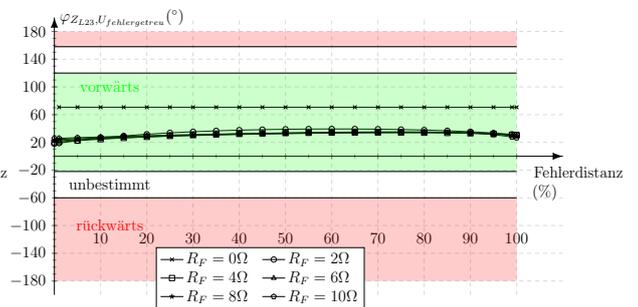
(c) DEA-Modell: Generisches Windparkmodell;
Tech. Richtlinie: SDLWindV;
 $k_P = 2$



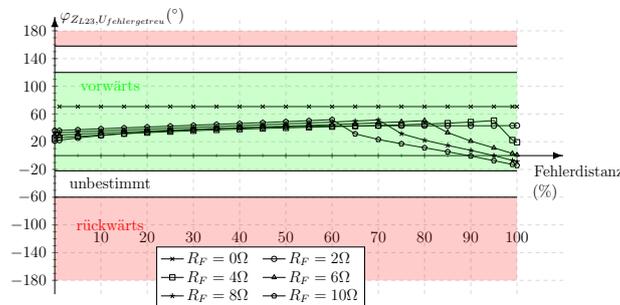
(d) DEA-Modell: Generisches Windparkmodell;
Tech. Richtlinie: VDE-AR-N 4120;
 $k_P = k_N = 2$



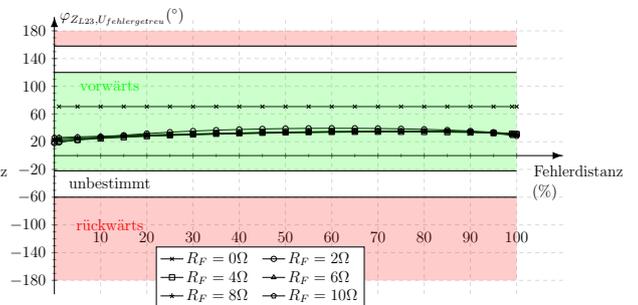
(e) DEA-Modell: Generisches Windparkmodell;
Tech. Richtlinie: SDLWindV;
 $k_P = 4$



(f) DEA-Modell: Generisches Windparkmodell;
Tech. Richtlinie: VDE-AR-N 4120;
 $k_P = k_N = 4$



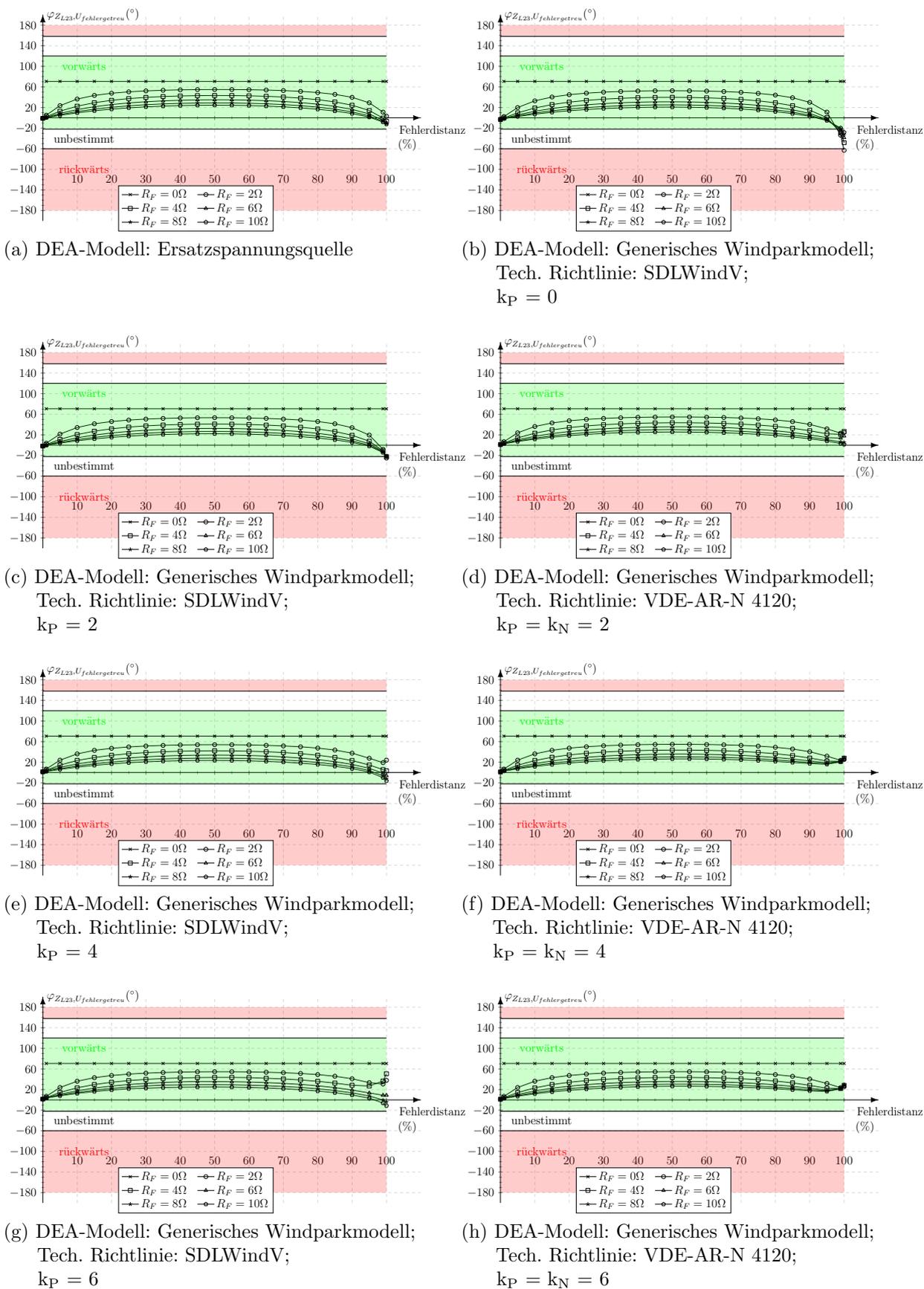
(g) DEA-Modell: Generisches Windparkmodell;
Tech. Richtlinie: SDLWindV;
 $k_P = 6$



(h) DEA-Modell: Generisches Windparkmodell;
Tech. Richtlinie: VDE-AR-N 4120;
 $k_P = k_N = 6$

Abbildung 6.25: Simulationsmodell Richtungsbestimmung mit fehlergetreuer Spannung; stationärer Kurzschlusswinkel; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2

6 Simulations- und Schutzfunktionsprüfungsergebnisse des Distanzschutzes



Ein Vergleich zwischen den Ergebnissen des Simulationsmodells der Richtungsbestimmung mit fehlergetreuer Spannung und den durchgeführten Schutzprüfungen ist in tabellarischer Form in den Abbildungen 6.27 bis 6.35 abgebildet. Bei der Richtungsbestimmung mit fehlerfremder Spannung ermittelt das Simulationsmodell für alle betrachteten Fehlerfälle die Richtung korrekt, wodurch diese nachfolgend nicht dargestellt ist. Bei der Ergebnisdarstellung der Simulationsergebnisse wird zwischen Vorwärts- (1), Rückwärts- (2) und Unbestimmt-Richtung (3) unterschieden. Für die Schutzfunktionsprüfungen wird die Anzahl der fehlerhaften Richtungsbestimmungen (unbestimmt, rückwärts) von 10 durchgeführten Prüfungen angegeben. Bei einer nicht korrekten Anregung wird die Schutzprüfung des entsprechenden Kurzschlusszenarios mit weißer Farbe und ohne Nummerierung gekennzeichnet. Des Weiteren werden die Prüfungen der Richtungsbestimmung nur bis zu einem Fehlerwiderstand von $R_F = 6 \Omega$ durchgeführt, da es schwierig ist, eine korrekte Anregung für einen höheren Fehlerwiderstand zu generieren.

Abbildung 6.27 zeigt die Simulationsergebnisse für eine umrichterbasierte Einspeisung nach SDLWindV und einem Blindstromfaktor von $k_P = 0$ bis $k_P = 4$. Mit steigendem Blindstromfaktor wird die Anzahl der fehlerhaften Richtungsbestimmungen geringer, wobei für $k_P = 4$ alle Richtungen korrekt ermittelt werden. Die Richtung wird bei der Anwendung der technischen Richtlinie VDE-AR-N 4120 ausschließlich korrekt bestimmt (siehe Abbildung 6.28).

Ein Vergleich mit Abbildung 6.29 zeigt, dass bei den Schutzprüfungen die Ergebnisse unterschiedlich zu denen des Simulationsmodells sind. Jedoch sinkt auch bei den Schutzprüfungen die Anzahl der fehlerhaften Richtungsbestimmungen mit steigendem Blindstromfaktor. Bei einem Fehlerwiderstand von $R_F = 0 \Omega$ treten im Gegensatz zum Simulationsmodell ebenfalls fehlerhafte Richtungsbestimmungen auf. Bei den Schutzprüfungen zur Einspeisung nach der technischen Richtlinie VDE-AR-N 4120 werden außer bei einem Fehlerwiderstand von $R_F = 6 \Omega$ sowie einer Fehlerdistanz von $x = 99\%$ und $x = 100\%$ die Richtungen wie beim Simulationsmodell korrekt ermittelt. Abbildung 5.6b zeigt, dass für diese beiden Kurzschlusszenarien aufgrund des geringen Mitsystemspannungseinbruchs der eingespeiste Wirkstrom größer als der Blindstrom ist, was bei der Richtungsbestimmung des getesteten Schutzgerätes zu fehlerhaften Richtungsbestimmungen führen kann. Des Weiteren ist aus Abbildung 6.30 ersichtlich, dass bei einer Wiederholung der Prüfreihe für einen Betriebsmodus einer Erzeugungsanlage die Ergebnisse der Richtungsbestimmung geringfügig variieren.

Für Modellnetz 2 ermitteln das Simulationsmodell sowie die durchgeführten Schutzprüfungen der Richtungsbestimmung unabhängig von den betrachteten Erzeugungsanlagen für alle Fehlerfälle mit einer Fehlerdistanz von $x < 99\%$ aufgrund des Netzbeitrages am Kurzschlussstrom die Richtung korrekt in Vorwärtsrichtung. Ab einer Fehlerdistanz von $x = 99\%$ bestimmt das Simulationsmodell abhängig vom Betriebsmodus die Richtung falsch. Auch die Schutzprüfungen ergeben falsche Richtungsbestimmungen ab einer Fehlerdistanz von $x = 99\%$, jedoch für andere Betriebsmodi als das Simulationsmodell (siehe Abbildung 6.32 bis 6.35)

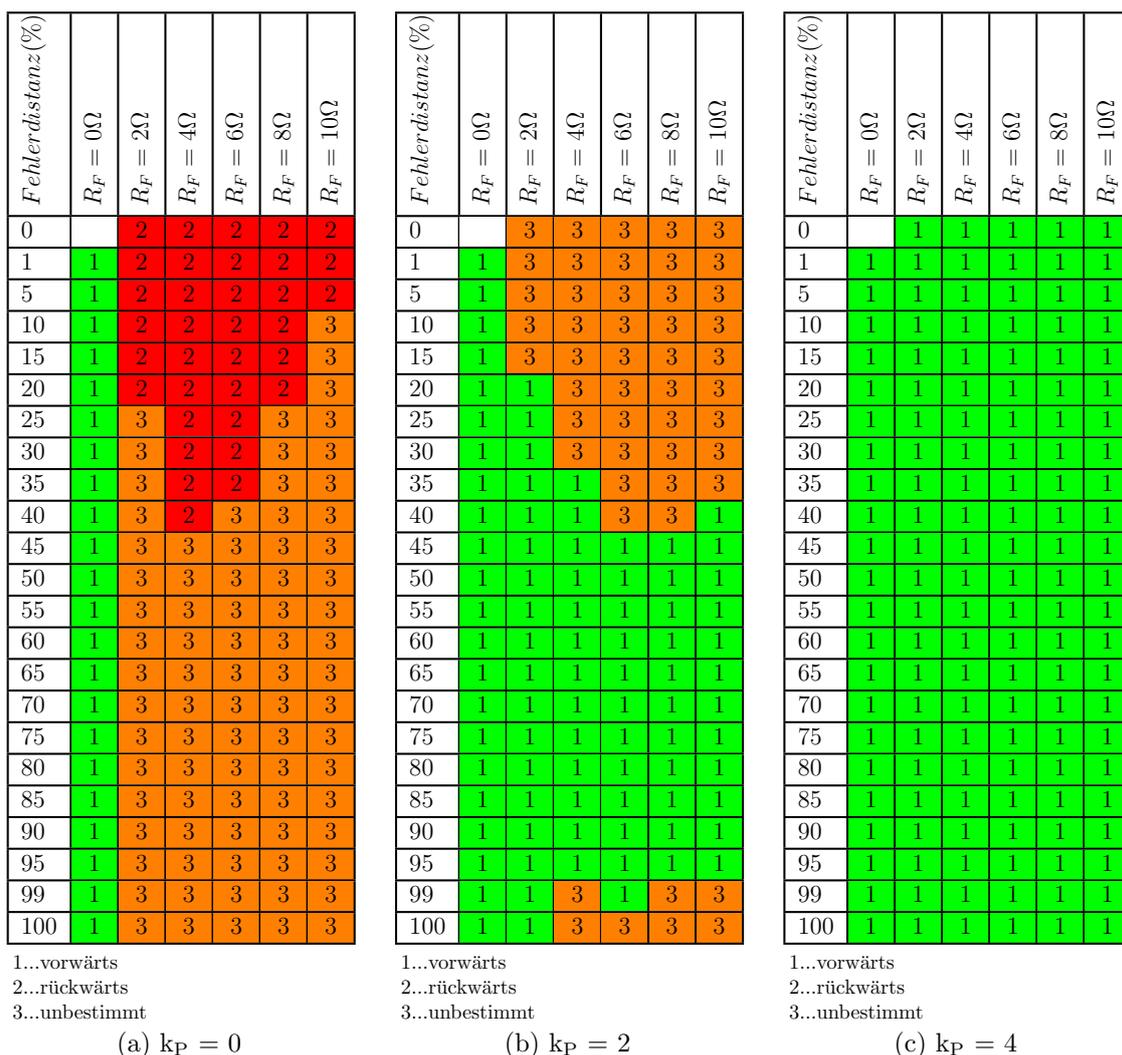


Abbildung 6.27: Simulationsmodell Richtungsbestimmung mit fehlergetreuer Spannung; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell, Tech. Richtlinie: SDLWindV, $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$

Fehlerdistanz(%)	$R_F = 0\Omega$	$R_F = 2\Omega$	$R_F = 4\Omega$	$R_F = 6\Omega$	$R_F = 8\Omega$	$R_F = 10\Omega$
0		1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1
10	1	1	1	1	1	1
15	1	1	1	1	1	1
20	1	1	1	1	1	1
25	1	1	1	1	1	1
30	1	1	1	1	1	1
35	1	1	1	1	1	1
40	1	1	1	1	1	1
45	1	1	1	1	1	1
50	1	1	1	1	1	1
55	1	1	1	1	1	1
60	1	1	1	1	1	1
65	1	1	1	1	1	1
70	1	1	1	1	1	1
75	1	1	1	1	1	1
80	1	1	1	1	1	1
85	1	1	1	1	1	1
90	1	1	1	1	1	1
95	1	1	1	1	1	1
99	1	1	1	1	1	1
100	1	1	1	1	1	1

1...vorwärts
 2...rückwärts
 3...unbestimmt
 (a) $k_P = k_N = 2$

Fehlerdistanz(%)	$R_F = 0\Omega$	$R_F = 2\Omega$	$R_F = 4\Omega$	$R_F = 6\Omega$	$R_F = 8\Omega$	$R_F = 10\Omega$
0		1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1
10	1	1	1	1	1	1
15	1	1	1	1	1	1
20	1	1	1	1	1	1
25	1	1	1	1	1	1
30	1	1	1	1	1	1
35	1	1	1	1	1	1
40	1	1	1	1	1	1
45	1	1	1	1	1	1
50	1	1	1	1	1	1
55	1	1	1	1	1	1
60	1	1	1	1	1	1
65	1	1	1	1	1	1
70	1	1	1	1	1	1
75	1	1	1	1	1	1
80	1	1	1	1	1	1
85	1	1	1	1	1	1
90	1	1	1	1	1	1
95	1	1	1	1	1	1
99	1	1	1	1	1	1
100	1	1	1	1	1	1

1...vorwärts
 2...rückwärts
 3...unbestimmt
 (b) $k_P = k_N = 4$

Abbildung 6.28: Simulationsmodell Richtungsbestimmung mit fehlergetreuer Spannung;
 Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches
 Windparkmodell, VDE-AR-N 4120, $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$

6 Simulations- und Schutzfunktionsprüfungsergebnisse des Distanzschutzes

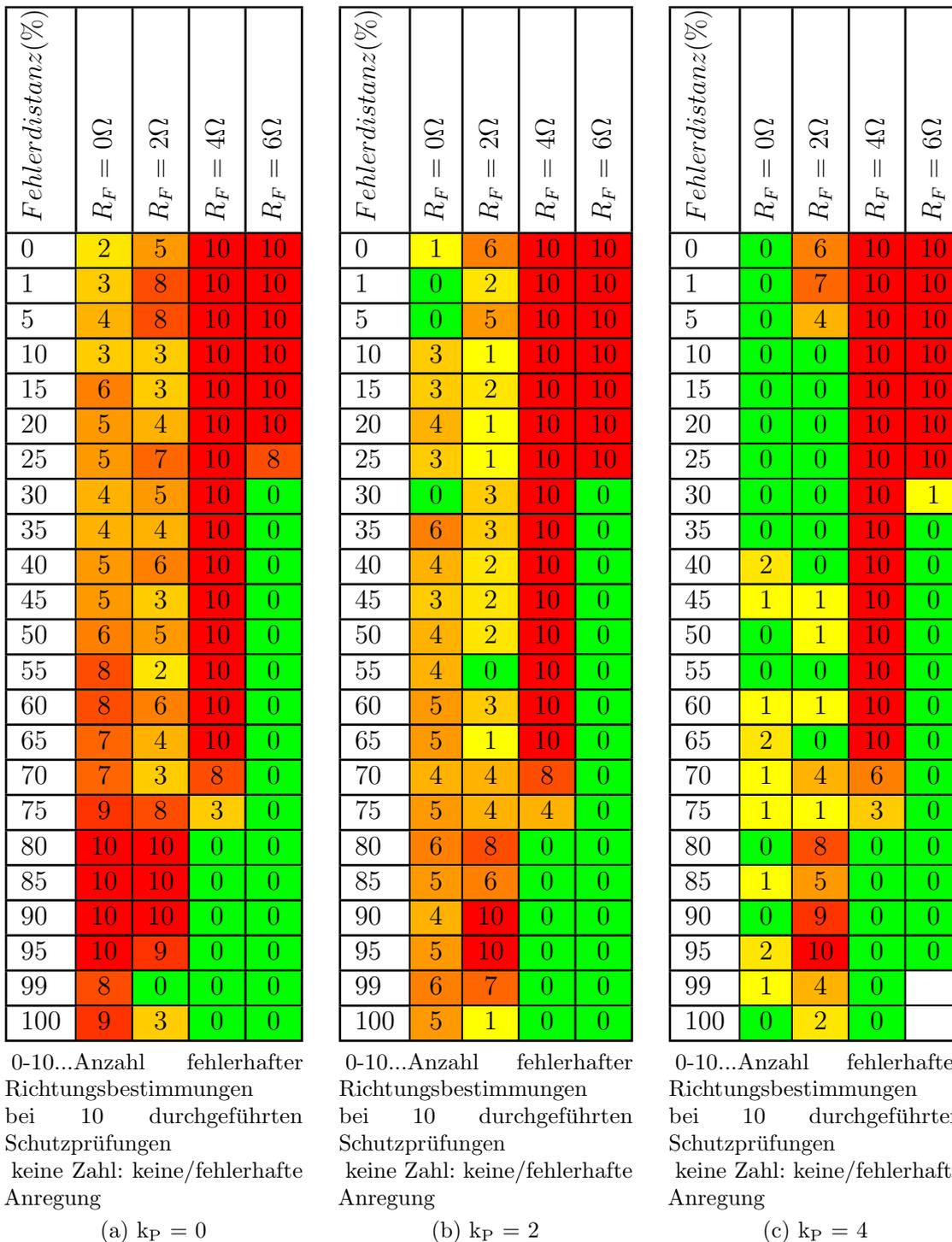


Abbildung 6.29: Schutzprüfungen Richtungsbestimmung; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell, Tech. Richtlinie: $SDL_{WindV}, V_{\frac{I_{max}}{I_{nenn}}} = 1,1$

Fehlerdistanz(%)	$R_F = 0\Omega$	$R_F = 2\Omega$	$R_F = 4\Omega$	$R_F = 6\Omega$
0	1	6	10	10
1	0	2	10	10
5	0	5	10	10
10	3	1	10	10
15	3	2	10	10
20	4	1	10	10
25	3	1	10	10
30	0	3	10	0
35	6	3	10	0
40	4	2	10	0
45	3	2	10	0
50	4	2	10	0
55	4	0	10	0
60	5	3	10	0
65	5	1	10	0
70	4	4	8	0
75	5	4	4	0
80	6	8	0	0
85	5	6	0	0
90	4	10	0	0
95	5	10	0	0
99	6	7	0	0
100	5	1	0	0

0-10...Anzahl fehlerhafter Richtungsbestimmungen bei 10 durchgeführten Schutzprüfungen
keine Zahl: keine/fehlerhafte Anregung

(a) Prüfreihe 1

Fehlerdistanz(%)	$R_F = 0\Omega$	$R_F = 2\Omega$	$R_F = 4\Omega$	$R_F = 6\Omega$
0	0	7	10	10
1	2	3	10	10
5	0	2	10	10
10	1	2	10	10
15	1	0	10	10
20	0	2	10	10
25	3	1	10	10
30	5	2	10	0
35	3	1	10	0
40	4	2	10	0
45	4	0	10	0
50	3	2	10	0
55	3	0	10	0
60	4	1	10	0
65	5	0	10	0
70	4	2	6	0
75	6	4	5	0
80	4	8	0	0
85	5	9	0	0
90	1	8	0	0
95	6	9	0	0
99	2	4	0	0
100	5	1	0	0

0-10...Anzahl fehlerhafter Richtungsbestimmungen bei 10 durchgeführten Schutzprüfungen
keine Zahl: keine/fehlerhafte Anregung

(b) Prüfreihe 2

Fehlerdistanz(%)	$R_F = 0\Omega$	$R_F = 2\Omega$	$R_F = 4\Omega$	$R_F = 6\Omega$
0	1	7	10	10
1	1	5	10	10
5	2	6	10	10
10	2	0	10	10
15	1	0	10	10
20	2	0	10	10
25	2	4	10	10
30	4	2	10	0
35	0	1	10	0
40	2	2	10	0
45	4	2	10	0
50	2	1	10	0
55	6	1	10	0
60	2	1	10	0
65	3	1	10	0
70	6	3	8	0
75	8	5	3	0
80	3	8	0	0
85	3	7	0	0
90	2	7	0	0
95	0	9	0	0
99	5	3	0	0
100	2	5	0	0

0-10...Anzahl fehlerhafter Richtungsbestimmungen bei 10 durchgeführten Schutzprüfungen
keine Zahl: keine/fehlerhafte Anregung

(c) Prüfreihe 3

Abbildung 6.30: Schutzprüfungen Richtungsbestimmung; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell, Tech. Richtlinie: SDLWindV, $V_{\frac{I_{max}}{I_{nenn}}} = 1,1$, $k_P = 2$

Fehlerdistanz(%)	$R_F = 0\Omega$	$R_F = 2\Omega$	$R_F = 4\Omega$	$R_F = 6\Omega$
0	0	0	0	0
1	0	0	0	0
5	0	0	0	0
10	0	0	0	0
15	0	0	0	0
20	0	0	0	0
25	0	0	0	0
30	0	0	0	0
35	0	0	0	0
40	0	0	0	0
45	0	0	0	0
50	0	0	0	0
55	0	0	0	0
60	0	0	0	0
65	0	0	0	0
70	0	0	0	0
75	0	0	0	0
80	0	0	0	0
85	0	0	0	0
90	0	0	0	0
95	0	0	0	0
99	0	0	0	6
100	0	0	0	10

0-10...Anzahl fehlerhafter Richtungsbestimmungen bei 10 durchgeführten Schutzprüfungen
keine Zahl: keine/fehlerhafte Anregung

(a) $k_P = k_N = 2$

Fehlerdistanz(%)	$R_F = 0\Omega$	$R_F = 2\Omega$	$R_F = 4\Omega$	$R_F = 6\Omega$
0	0	0	0	0
1	0	0	0	0
5	0	0	0	0
10	0	0	0	0
15	0	0	0	0
20	0	0	0	0
25	0	0	0	0
30	0	0	0	0
35	0	0	0	0
40	0	0	0	0
45	0	0	0	0
50	0	0	0	0
55	0	0	0	0
60	0	0	0	0
65	0	0	0	0
70	0	0	0	0
75	0	0	0	0
80	0	0	0	0
85	0	0	0	0
90	0	0	0	0
95	0	0	0	0
99	0	0	0	0
100	0	0	0	0

0-10...Anzahl fehlerhafter Richtungsbestimmungen bei 10 durchgeführten Schutzprüfungen
keine Zahl: keine/fehlerhafte Anregung

(b) $k_P = k_N = 4$

Abbildung 6.31: Schutzprüfungen Richtungsbestimmung; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell, Tech. Richtlinie: VDE-AR-N 4120, $V_{\frac{I_{max}}{I_{nenn}}} = 1,1$

Fehlerdistanz(%)	$R_F = 0\Omega$	$R_F = 2\Omega$	$R_F = 4\Omega$	$R_F = 6\Omega$	$R_F = 8\Omega$	$R_F = 10\Omega$
0		1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1
10	1	1	1	1	1	1
15	1	1	1	1	1	1
20	1	1	1	1	1	1
25	1	1	1	1	1	1
30	1	1	1	1	1	1
35	1	1	1	1	1	1
40	1	1	1	1	1	1
45	1	1	1	1	1	1
50	1	1	1	1	1	1
55	1	1	1	1	1	1
60	1	1	1	1	1	1
65	1	1	1	1	1	1
70	1	1	1	1	1	1
75	1	1	1	1	1	1
80	1	1	1	1	1	1
85	1	1	1	1	1	1
90	1	1	1	1	1	1
95	1	1	1	1	1	1
99	1	3	3	3	1	1
100	1	2	3	3	3	3

1...vorwärts
2...rückwärts
3...unbestimmt

(a) $k_P = 0$

Fehlerdistanz(%)	$R_F = 0\Omega$	$R_F = 2\Omega$	$R_F = 4\Omega$	$R_F = 6\Omega$	$R_F = 8\Omega$	$R_F = 10\Omega$
0		1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1
10	1	1	1	1	1	1
15	1	1	1	1	1	1
20	1	1	1	1	1	1
25	1	1	1	1	1	1
30	1	1	1	1	1	1
35	1	1	1	1	1	1
40	1	1	1	1	1	1
45	1	1	1	1	1	1
50	1	1	1	1	1	1
55	1	1	1	1	1	1
60	1	1	1	1	1	1
65	1	1	1	1	1	1
70	1	1	1	1	1	1
75	1	1	1	1	1	1
80	1	1	1	1	1	1
85	1	1	1	1	1	1
90	1	1	1	1	1	1
95	1	1	1	1	1	1
99	1	1	1	1	1	1
100	1	3	3	1	1	1

1...vorwärts
2...rückwärts
3...unbestimmt

(b) $k_P = 2$

Fehlerdistanz(%)	$R_F = 0\Omega$	$R_F = 2\Omega$	$R_F = 4\Omega$	$R_F = 6\Omega$	$R_F = 8\Omega$	$R_F = 10\Omega$
0		1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1
10	1	1	1	1	1	1
15	1	1	1	1	1	1
20	1	1	1	1	1	1
25	1	1	1	1	1	1
30	1	1	1	1	1	1
35	1	1	1	1	1	1
40	1	1	1	1	1	1
45	1	1	1	1	1	1
50	1	1	1	1	1	1
55	1	1	1	1	1	1
60	1	1	1	1	1	1
65	1	1	1	1	1	1
70	1	1	1	1	1	1
75	1	1	1	1	1	1
80	1	1	1	1	1	1
85	1	1	1	1	1	1
90	1	1	1	1	1	1
95	1	1	1	1	1	1
99	1	1	1	1	1	1
100	1	1	1	1	1	1

1...vorwärts
2...rückwärts
3...unbestimmt

(c) $k_P = 4$

Abbildung 6.32: Simulationsmodell Richtungsbestimmung mit fehlergetreuer Spannung; Parameter: Modellnetz 2; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell, Tech. Richtlinie: SDLWindV, $V_{\frac{I_{max}}{I_{enn}}} = 1,1$

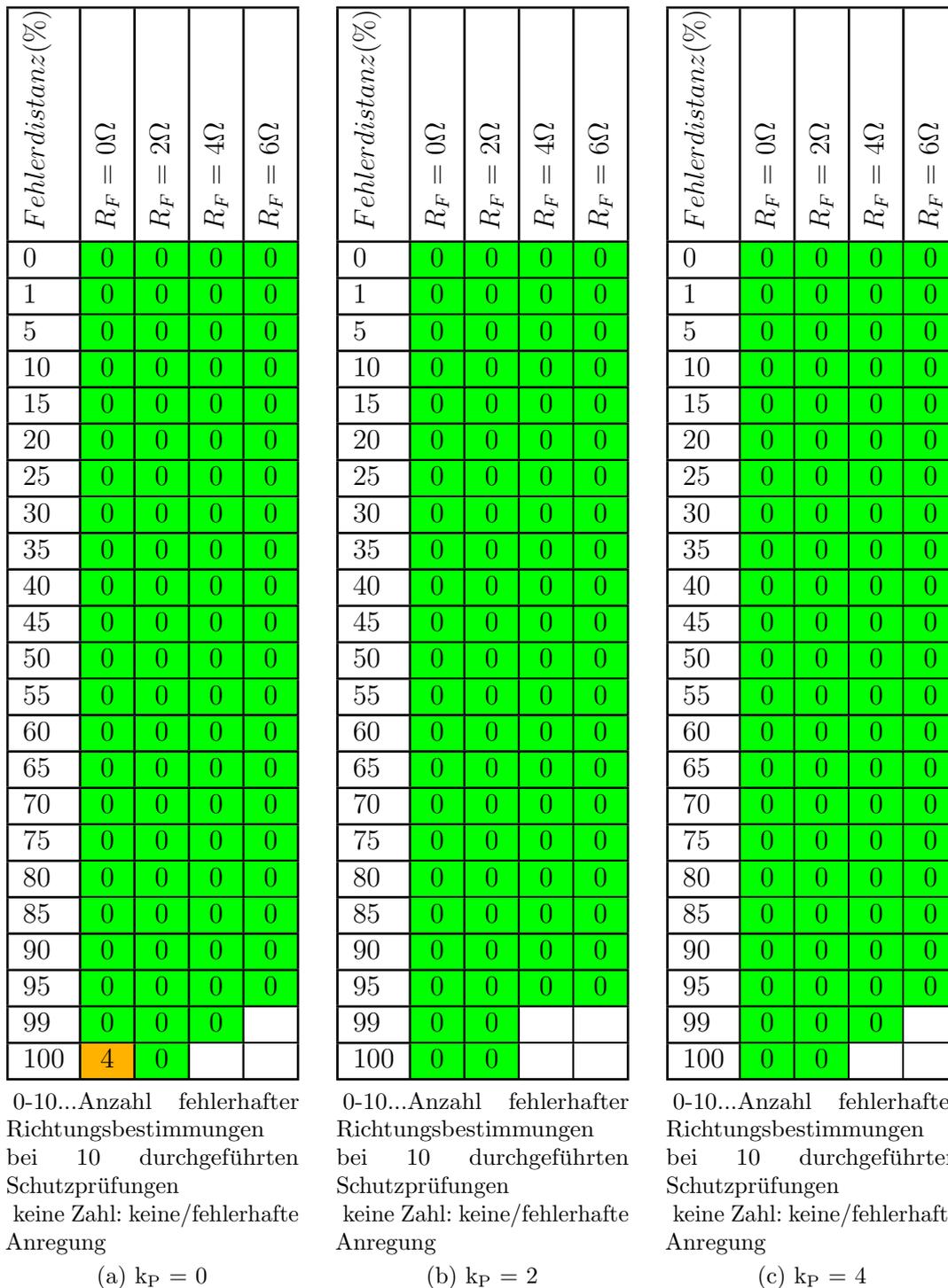


Abbildung 6.33: Schutzprüfungen Richtungsbestimmung; Parameter: Modellnetz 2; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell, Tech. Richtlinie: $SDL_{WindV}, V_{\frac{I_{max}}{I_{nenn}}} = 1,1$

Fehlerdistanz(%)	$R_F = 0\Omega$	$R_F = 2\Omega$	$R_F = 4\Omega$	$R_F = 6\Omega$	$R_F = 8\Omega$	$R_F = 10\Omega$
0		1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1
10	1	1	1	1	1	1
15	1	1	1	1	1	1
20	1	1	1	1	1	1
25	1	1	1	1	1	1
30	1	1	1	1	1	1
35	1	1	1	1	1	1
40	1	1	1	1	1	1
45	1	1	1	1	1	1
50	1	1	1	1	1	1
55	1	1	1	1	1	1
60	1	1	1	1	1	1
65	1	1	1	1	1	1
70	1	1	1	1	1	1
75	1	1	1	1	1	1
80	1	1	1	1	1	1
85	1	1	1	1	1	1
90	1	1	1	1	1	1
95	1	1	1	1	1	1
99	1	1	1	1	1	1
100	1	1	1	1	1	1

1...vorwärts
 2...rückwärts
 3...unbestimmt
 (a) $k_P = k_N = 2$

Fehlerdistanz(%)	$R_F = 0\Omega$	$R_F = 2\Omega$	$R_F = 4\Omega$	$R_F = 6\Omega$	$R_F = 8\Omega$	$R_F = 10\Omega$
0		1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1
10	1	1	1	1	1	1
15	1	1	1	1	1	1
20	1	1	1	1	1	1
25	1	1	1	1	1	1
30	1	1	1	1	1	1
35	1	1	1	1	1	1
40	1	1	1	1	1	1
45	1	1	1	1	1	1
50	1	1	1	1	1	1
55	1	1	1	1	1	1
60	1	1	1	1	1	1
65	1	1	1	1	1	1
70	1	1	1	1	1	1
75	1	1	1	1	1	1
80	1	1	1	1	1	1
85	1	1	1	1	1	1
90	1	1	1	1	1	1
95	1	1	1	1	1	1
99	1	1	1	1	1	1
100	1	1	1	1	1	1

1...vorwärts
 2...rückwärts
 3...unbestimmt
 (b) $k_P = k_N = 4$

Abbildung 6.34: Simulationsmodell Richtungsbestimmung mit fehlergetreuer Spannung;
 Parameter: Modellnetz 2; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches
 Windparkmodell, VDE-AR-N 4120, $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$

Fehlerdistanz(%)	$R_F = 0\Omega$	$R_F = 2\Omega$	$R_F = 4\Omega$	$R_F = 6\Omega$
0	0	0	0	0
1	0	0	0	0
5	0	0	0	0
10	0	0	0	0
15	0	0	0	0
20	0	0	0	0
25	0	0	0	0
30	0	0	0	0
35	0	0	0	0
40	0	0	0	0
45	0	0	0	0
50	0	0	0	0
55	0	0	0	0
60	0	0	0	0
65	0	0	0	0
70	0	0	0	0
75	0	0	0	0
80	0	0	0	0
85	0	0	0	0
90	0	0	0	0
95	0	0	0	0
99	0	0	10	
100	0	0		

0-10...Anzahl fehlerhafter Richtungsbestimmungen bei 10 durchgeführten Schutzprüfungen
keine Zahl: keine/fehlerhafte Anregung

(a) $k_P = k_N = 2$

Fehlerdistanz(%)	$R_F = 0\Omega$	$R_F = 2\Omega$	$R_F = 4\Omega$	$R_F = 6\Omega$
0	0	0	0	0
1	0	0	0	0
5	0	0	0	0
10	0	0	0	0
15	0	0	0	0
20	0	0	0	0
25	0	0	0	0
30	0	0	0	0
35	0	0	0	0
40	0	0	0	0
45	0	0	0	0
50	0	0	0	0
55	0	0	0	0
60	0	0	0	0
65	0	0	0	0
70	0	0	0	0
75	0	0	0	0
80	0	0	0	0
85	0	0	0	0
90	0	0	0	0
95	0	0	0	0
99	0	0	7	
100	0	0		

0-10...Anzahl fehlerhafter Richtungsbestimmungen bei 10 durchgeführten Schutzprüfungen
keine Zahl: keine/fehlerhafte Anregung

(b) $k_P = k_N = 4$

Abbildung 6.35: Schutzprüfungen Richtungsbestimmung; Parameter: Modellnetz 2; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell, Tech. Richtlinie: VDE-AR-N 4120, $V_{\frac{I_{max}}{I_{nenn}}} = 1,1$

6.6 Selektive Auslösung und Fehlerortung

Der Fehlerort wird bei dem klassischen Distanzschutz anhand der gemessenen Reaktanz der von der Messschleifenauswahl festgelegten Fehlerschleife bestimmt. Die in diesem Abschnitt betrachtete Reaktanz entspricht dem Imaginärteil der in Abschnitt 6.4 bezüglich der Z-Anregung dargestellten Kurzschlussimpedanzen von Z_{L23} . Für eine selektive Auslösung wird diese ermittelte Impedanz einer Zone zugeordnet und ein entsprechendes Auslösesignal generiert. Durch diese zeitlich vom Fehlerort abhängige Auslösung kann ein fehlerhaftes Betriebsmittel selektiv abgeschaltet werden. Somit ist die korrekte Bestimmung des Fehlerortes von großer Bedeutung.

Abbildung 6.36 zeigt die gemessene Fehlerdistanz für das Modellnetz 1 am Relaiseinbauort R2 in Abhängigkeit vom Fehlerwiderstand und der Fehlerdistanz für unterschiedliche Erzeugungsanlagen. Für einen Fehlerwiderstand von $R_F = 0 \Omega$ wird für alle Erzeugungsanlagen die korrekte Distanz ermittelt. Mit steigendem Fehlerwiderstand erhöht sich auch der Messfehler. Grundsätzlich lässt sich erkennen, dass die Abweichungen der gemessenen Fehlerdistanz zur tatsächlichen Fehlerdistanz für eine konventionelle Einspeisung (DEA-Modell Ersatzspannungsquelle) geringer als bei einer umrichterbasierter Einspeisung (DEA-Modell Generisches Windparkmodell) sind. Diese sind bei einer Einspeisung über Umrichter stark vom verwendeten Betriebsmodus abhängig und können von einer zu geringen bis zu einer zu groß gemessenen Fehlerdistanz reichen. Vergleicht man die Abbildungen 6.36d und 6.36g mit den eingespeisten Kurzschlussströmen für diese beiden Betriebsmodi in Abbildung 5.5d und 5.6b, erkennt man, dass die Knicke in den Kurven der ermittelten Fehlerdistanzen mit der erhöhten Wirkstromeinspeisung aufgrund einer verringerten Blindstromeinspeisung für diese Kurzschlusszenarien zusammenfallen. Diese beiden Beispiele zeigen deutlich die Abhängigkeit des Messfehlers der gemessenen Fehlerdistanz vom Kurzschlussverhalten der umrichterbasierten Einspeisung.

Die Ergebnisse der Fehlerortung für das Modellnetz 2 am Relaiseinbauort R2 sind in Abbildung 6.37 dargestellt. Dabei sind die Unterschiede der gemessenen Fehlerdistanz für eine Fehlerdistanz bis $x = 95\%$ zwischen den unterschiedlichen Erzeugungsanlagen aufgrund des überlagerten Netzbeitrages am Kurzschlussstrom gering. Erst am Ende der Leitung und bei geringerem Netzbeitrag unterscheiden sich die Ergebnisse der unterschiedlichen Erzeugungsanlagen stärker. Die Messfehler am Ende der Leitung sind aufgrund der Stromaufteilung und des damit verbundenen geringeren Kurzschlussstromes größer als bei Modellnetz 1.

Anhand von Modellnetz 3 soll die Auswirkung einer Zwischeneinspeisung mit unterschiedlichen Einspeisetechnologien für das netzseitige Schutzgerät am Relaiseinbauort R1 (siehe Abbildung 6.38) und dem Schutzgerät im Zweig der dezentralen Erzeugungsanlage am Relaiseinbauort R5 (siehe Abbildung 6.39) untersucht werden.

Am Relaiseinbauort R1 würde das Distanzschutzgerät ohne Zwischeneinspeisung eine Fehlerdistanz von 100% bis 200% für die betrachteten Fehlerfälle messen. Aufgrund der Zwischeneinspeisung kommt es zu Messfehlern bei der ermittelten Fehlerdistanz. In Abbildung 6.38 ist zu erkennen, dass für einen Fehlerwiderstand von $R_F = 0 \Omega$ eine Abweichung auftritt. Die Unterschiede zwischen den Erzeugungsanlagen sind gering, wobei die Fehlmessungen bei einer konventionellen Einspeisung aufgrund des größeren Kurzschlussstromes gegenüber einer umrichterbasierten Einspeisung größer sind. Bei einer umrichterbasierten Einspeisung sind die Messfehler umso größer, je mehr Blindstrom zur Spannungsstützung eingespeist wird. Mit steigendem Fehlerwiderstand steigen für alle Erzeugungsanlagen auch die Abweichungen der ermittelten Fehlerdistanz, wobei diese zum Großteil auf den Fehlerwiderstand zurückzuführen sind.

Für den Relaiseinbauort R5 sind die Fehlmessungen im Vergleich zum Relaiseinbauort R1 bedeutend größer und stark von der einspeisenden Erzeugungsanlage und dem Betriebsmodus abhängig. Die Abweichungen sind hier im Gegensatz zum Relaiseinbauort R1 für eine konventionelle Einspeisung geringer als für eine umrichterbasierte Einspeisung.

Die gemessenen Reaktanzen zwischen dem Simulationsmodell und den Schutzprüfungen passen mit einer guten Näherung überein und sind beispielhaft für einige Betriebsmodi der betrachteten Erzeugungsanlagen in Abbildung 6.19 dargestellt.

6.6 Selektive Auslösung und Fehlerortung

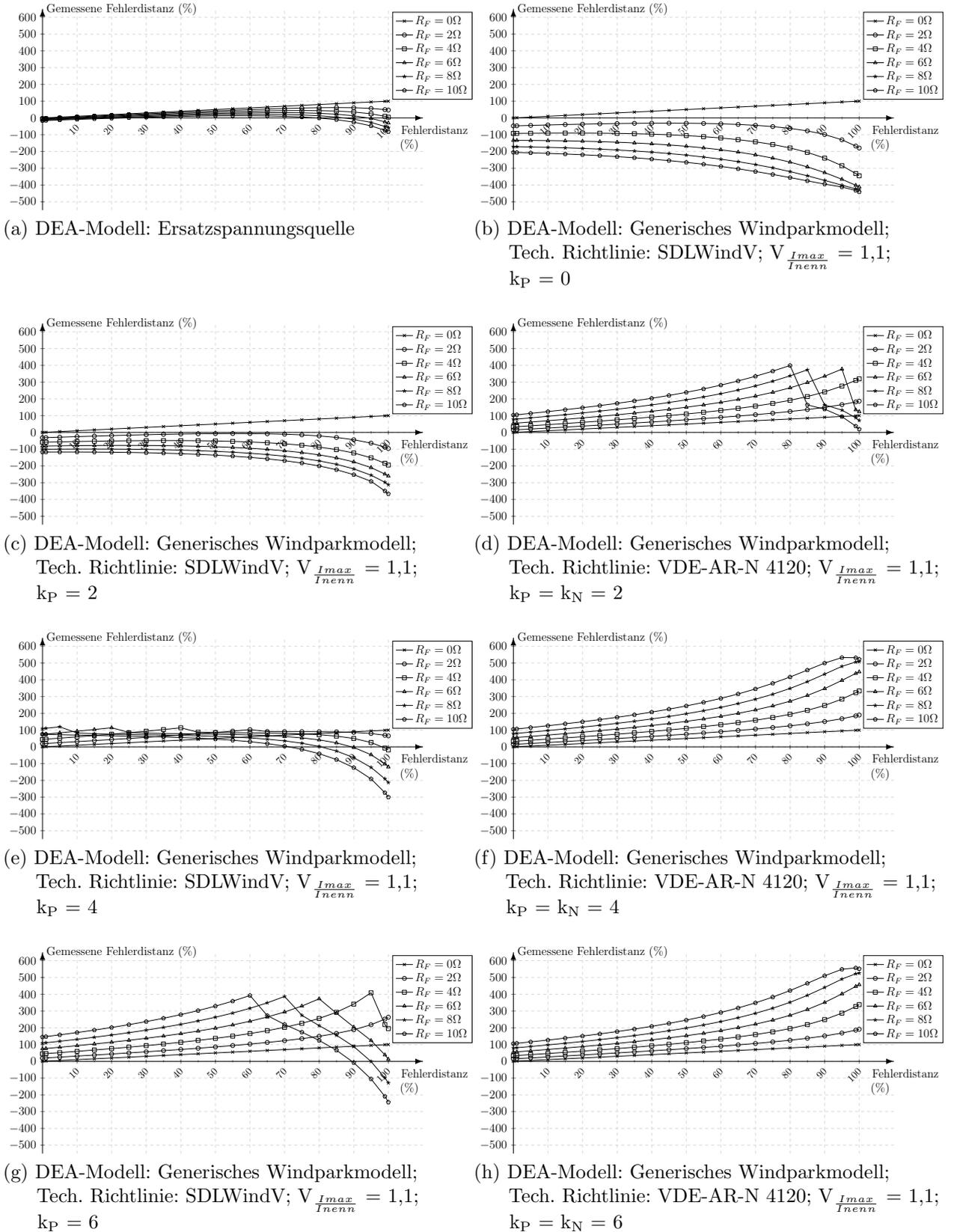


Abbildung 6.36: Selektive Auslösung und Fehlerortung; gemessene Fehlerdistanz; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2

6 Simulations- und Schutzfunktionsprüfungsergebnisse des Distanzschutzes

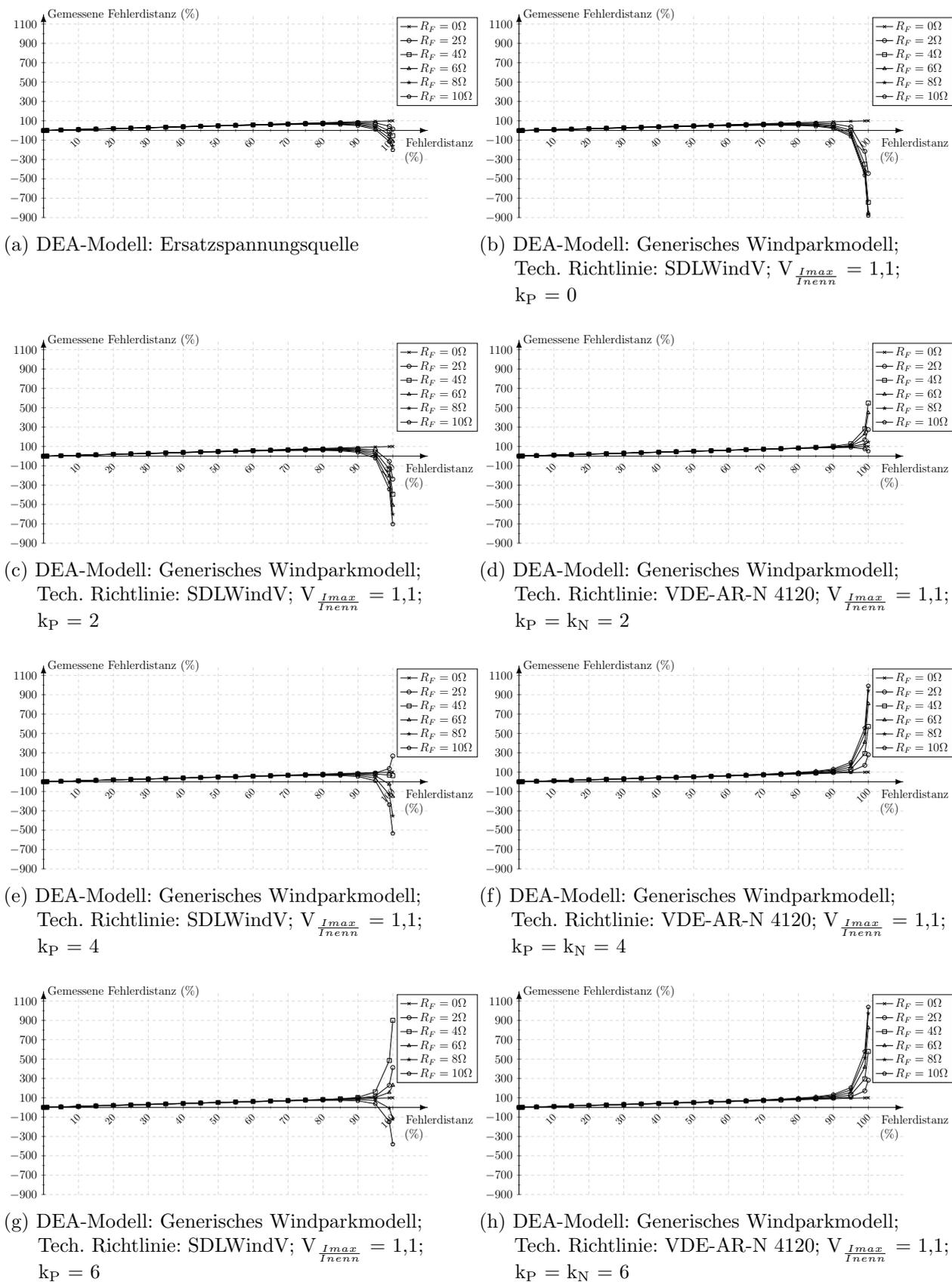


Abbildung 6.37: Selektive Auslösung und Fehlerortung; gemessene Fehlerdistanz;
Parameter: Modellnetz 2; Messpunkt: R2

6.6 Selektive Auslösung und Fehlerortung

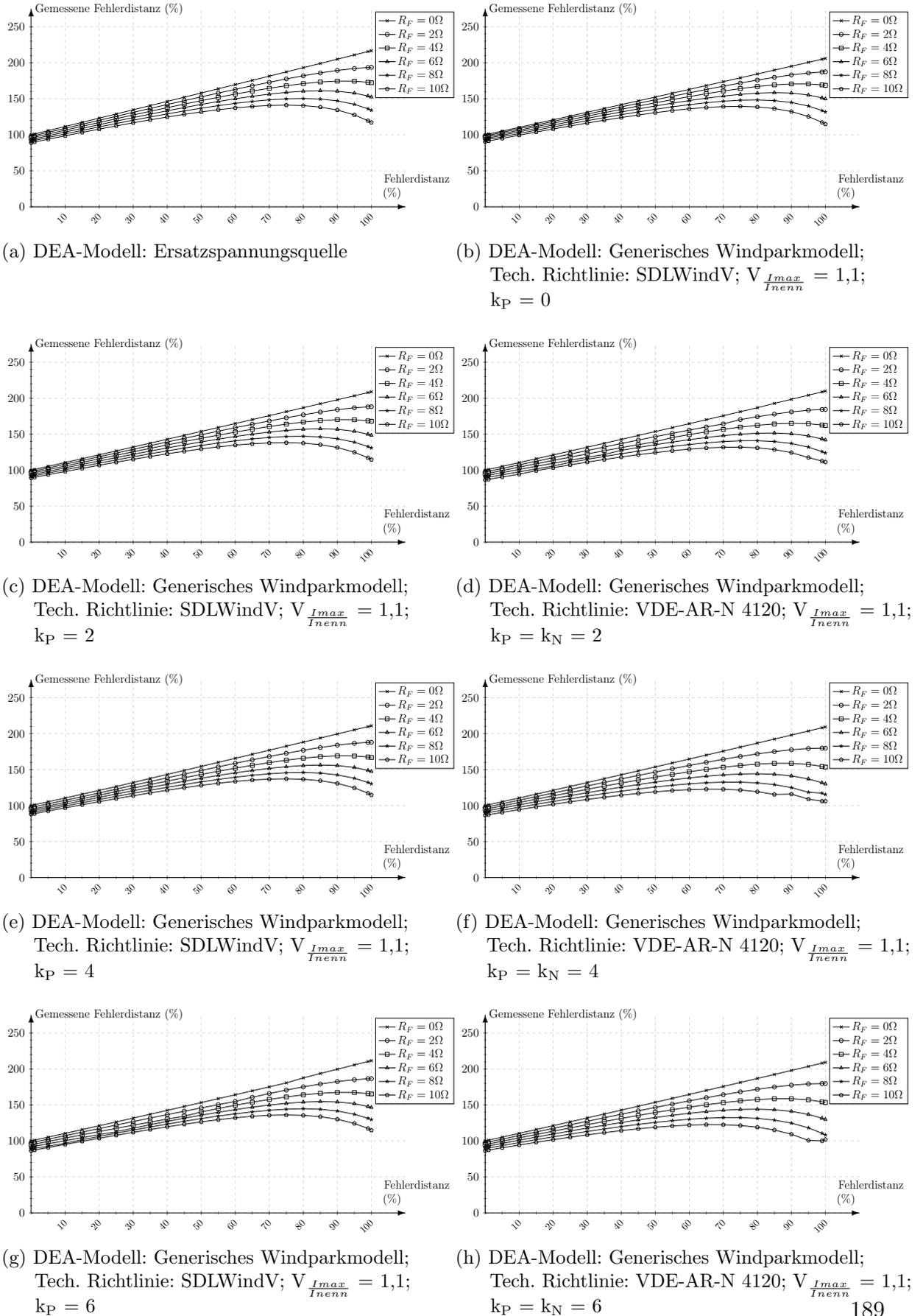


Abbildung 6.38: Selektive Auslösung und Fehlerortung; gemessene Fehlerdistanz; Parameter: Modellnetz 3; Messpunkt: R1

6 Simulations- und Schutzfunktionsprüfungsergebnisse des Distanzschutzes

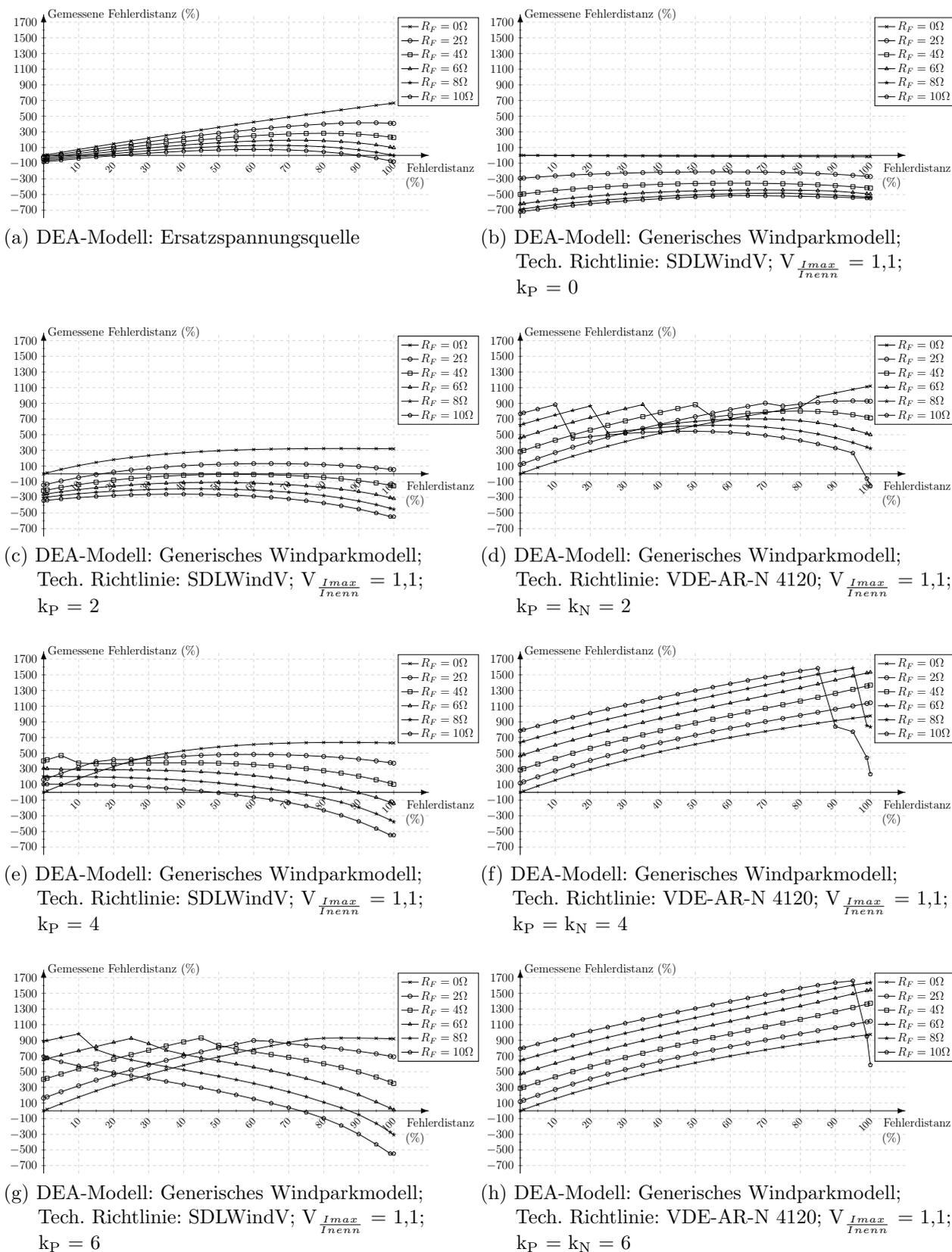


Abbildung 6.39: Selektive Auslösung und Fehlerortung; gemessene Fehlerdistanz; Parameter: Modellnetz 3; Messpunkt: R5

Zusammenfassung und Ausblick

Dieses Kapitel fasst alle Ergebnisse in kurzer und übersichtlicher Form zusammen und gibt einen Ausblick auf mögliche weiterführende Arbeiten.

7.1 Zusammenfassung

In dieser Arbeit wurde die Anwendbarkeit einzelner Schutzfunktionen eines Distanzschutzes bei einer umrichterbasierten Einspeisung untersucht. Zum Vergleich wurde die Reaktion der Schutzfunktionen auch für konventionelle Einspeisung über Synchroneratoren (in dieser Arbeit anhand des Modells „DEA-Modell Ersatzspannungsquelle“) betrachtet. Dabei zeigt sich, dass bei konventionellen Erzeugungsanlagen die Schutzfunktionen wie erwartet reagieren und deren korrekte Funktion gegeben ist. Für die Simulationen einer umrichterbasierten Einspeisung wurde deren Kurzschlussverhalten nach der technischen Richtlinie SDLWindV und VDE-AR-N 4120 modelliert. Dabei zeigt sich, dass das Kurzschlussverhalten gegenüber einer konventionellen Einspeisung stark unterschiedlich ist. Der maximal eingespeiste Kurzschlussstrom ist betragsmäßig bedeutend geringer und besitzt einen Wert im Bereich des Nennstromes. Des Weiteren ist das Verhalten im Mit- und Gegensystem von der technischen Richtlinie abhängig und unterscheidet sich ebenfalls von dem Verhalten eines Synchronerators.

Die nachfolgend beschriebenen Reaktionen der untersuchten Schutzfunktionen sind für umrichterbasierte Erzeugungsanlagen bei einer Einspeisung über eine Einfachleitung (Modellnetz 1) und eine Doppelleitung (Modellnetz 2) nach Abbildung 7.1 zusammengefasst. Betrachtet wurde die Reaktion eines Distanzschutzgerätes am Relaisbauort R2.

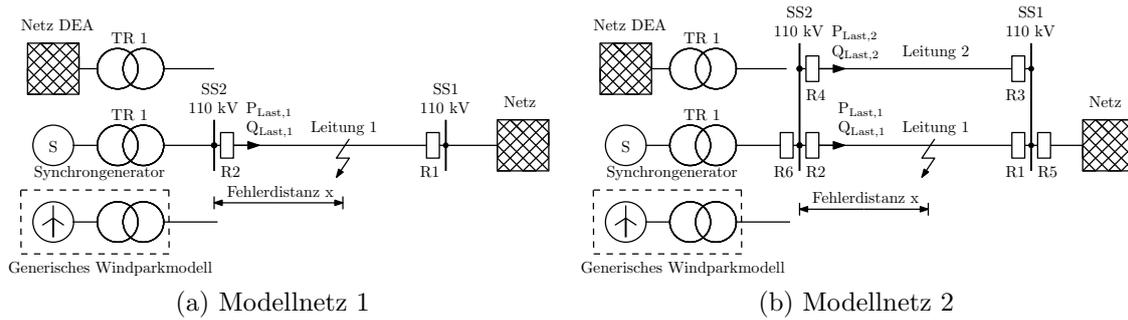


Abbildung 7.1: Modellnetze

- **Anregung:**

Für das Modellnetz 1 zeigt sich, dass die I-Anregung aufgrund des geringen Kurzschlussstromes einer umrichterbasierten Einspeisung im Bereich des Nennstromes nicht eingesetzt werden kann. Somit ist auch die Hochstromstufe der U/I-Anregung unwirksam, wodurch die U/I-Anregung zu einer U-Anregung wird. Diese kann jedoch bei umrichterbasierten Einspeisungen genauso wie die U/I/ φ -Anregung eingesetzt werden. Bei einer 1-poligen Anregung ohne Erdanregung kann es zu Problemen bei der Mitnahme der zweiten, nicht angeregten, fehlerbehafteten Phase kommen.

Bei der Verwendung der Z-Anregung entsprechen bei Kurzschlüssen mit einem Fehlerwiderstand von $R_F = 0 \Omega$ die ermittelten Impedanzen für alle betrachteten Erzeugungsanlagen der Leitungsimpedanz. Für $R_F > 0 \Omega$ sind die Abweichungen der gemessenen Impedanz von der Leitungsimpedanz bei umrichterbasierten Einspeisungen größer als bei konventionellen Erzeugungsanlagen und vom Betriebsmodus (z.B. Blindstromfaktor, technische Richtlinie usw.) stark abhängig.

Bei einer Doppelleitung treten die beschriebenen Effekte nur bei einem Kurzschluss am Leitungsende ($x < 95\%$) auf, da aufgrund der Stromaufteilung bei den Kurzschlüssen für die restlichen Fehlerdistanzen der Netzbeitrag am Kurzschlussstrom dominiert und somit das Kurzschlussverhalten dem einer konventionellen Einspeisung entspricht.

- **Richtungsbestimmung:**

Moderne Schutzgeräte verwenden häufig für die Richtungsbestimmung ein adaptives Verfahren, wodurch die Ergebnisse zwischen den simulierten Methoden und den

Schutzfunktionsprüfungen unterschiedlich waren. Ohne Kenntnis des implementierten Algorithmus der Richtungsbestimmung ist dieser schwierig zu modellieren. Die Schutzprüfungen für das getestete Schutzgerät zeigten jedoch ebenso wie das Simulationsmodell, dass bei einer umrichterbasierten Einspeisung bei Verwendung der technischen Richtlinie SDLWindV und geringem Blindstromfaktor ($k_P = 0$ und 2) fehlerhafte Richtungsbestimmungen auftreten. Mit steigendem Blindstromfaktor nimmt deren Anzahl ab. Bei dem Einsatz der technischen Richtlinie VDE-AR-N 4120 treten für die betrachteten Fehlerfälle bedeutend weniger falsche Richtungsbestimmungen auf. Es zeigte sich somit, dass die Richtungsbestimmung bei einer umrichterbasierten Einspeisung fehlerhaft sein kann, dass dies jedoch stark abhängig vom Betriebsmodus ist. Für Modellnetz 2 tritt das beschriebene Verhalten wiederum nur am Leitungsende auf.

- **Selektive Auslösung Fehlerortung:**

Für die betrachtete Netzkonfiguration (Modellnetz 1) mit einer Einspeisung über eine Einfachleitung lässt sich zeigen, dass die Abweichungen der gemessenen Fehlerdistanz zur tatsächlichen Fehlerdistanz für eine konventionelle Einspeisung (DEA-Modell Ersatzspannungsquelle) geringer als bei einer umrichterbasierten Einspeisung (DEA-Modell Generisches Windparkmodell) sind. Diese sind bei einer Einspeisung über Umrichter stark vom verwendeten Betriebsmodus abhängig und können von einer zu geringen bis zu einer zu groß gemessenen Fehlerdistanz reichen. Bei einer Einspeisung über eine Doppelleitung treten für das simulierte Netz (Modellnetz 2) die beschriebenen Effekte nur für Fehler am Leitungsende auf. Anhand von Modellnetz 3 wurde der Zwischeneinspeiseeffekt untersucht.

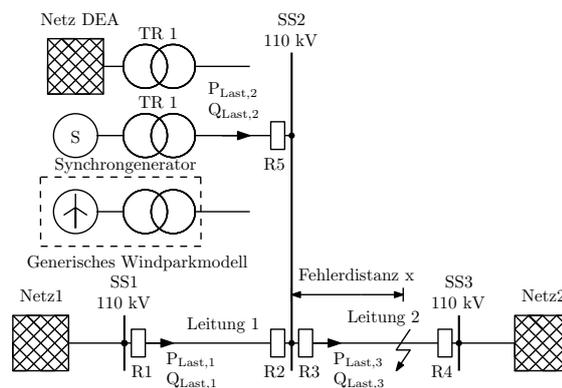


Abbildung 7.2: Modellnetz 3

Dabei zeigt sich, dass am Relaiseinbauort R1 die Unterschiede der Fehlmessungen gering sind. Diese sind jedoch für eine konventionelle Einspeisung größer als für eine Einspeisung über Umrichter. Je mehr Blindstrom der Umrichter zur Spannungstützung einspeist, desto größer sind die Fehlmessungen. Am Relaiseinbauort R5 sind die Fehlmessungen bedeutend größer als am Relaiseinbauort R1. Des Weiteren sind die Abweichungen bei einer umrichterbasierten Einspeisung größer als bei einer konventionellen Erzeugungsanlage und stark vom Betriebsmodus abhängig.

7.2 Ausblick

Diese Arbeit untersucht, ob die Anwendbarkeit von Schutzfunktionen eines klassischen Distanzschutzes bei umrichterbasierter Einspeisung gegeben ist. Viele Schutzhersteller haben neben den klassischen Methoden auch neue Methoden entwickelt bzw. bereits in den Schutzgeräten implementiert. Die Reaktion dieser Verfahren auf Kurzschlussverläufe von umrichterbasierten Einspeisungen wäre Gegenstand weiterführender Untersuchungen. Auch neu entwickelte Verfahren speziell für diese Erzeugungsanlagen wären gegebenenfalls empfehlenswert.

Das generische Modell des Windparks bildete das Verhalten einer umrichterbasierten Einspeisung für die Grundschiwingung nach. Eine Untersuchung des Oberschwingungsverhaltens von umrichterbasierten Einspeisungen und deren Auswirkungen auf die einzelnen Schutzfunktionen wäre eine sinnvolle weiterführende Untersuchung.

DEA-Modell	$P_{Last,1}$ in MW	$Q_{Last,1}$ in MVA
Netz	40	-9,6
Synchrongenerator	40	-7,0
Gen. Windpark	40	-7,0

Tabelle 8.1: Lastflussdaten Modellnetz 1

Modellnetz 1		
Netzspannung	U_N	110 kV
Netz	S''_K	3 GVA
	X/R	10
Leitung 1	Länge	50 km
	$R_{(1)}$	0,14 Ω /km
	$X_{(1)}$	0,4 Ω /km
	$C_{(1)}$	9 nF/km
	$R_{(0)}$	0,41 Ω /km
	$X_{(0)}$	1,19 Ω /km
	$C_{(0)}$	6nF/km

Tabelle 8.2: Netzdaten Modellnetz 1

DEA-Modell	$P_{Last,1}$ in MW	$Q_{Last,1}$ in MVA
	$P_{Last,2}$ in MW	$Q_{Last,2}$ in MVA
Netz	20	-4,8
Synchrongenerator	20	-3,1
Gen. Windpark	20	-3,1

Tabelle 8.3: Lastflussdaten Modellnetz 2

Modellnetz 2		
Netzspannung	U_N	110 kV
Netz	S''_K	3 GVA
	X/R	10
Leitung1 Leitung2	Länge	50 km
	$R_{(1)}$	0,14 Ω /km
	$X_{(1)}$	0,4 Ω /km
	$C_{(1)}$	9 nF/km
	$R_{(0)}$	0,41 Ω /km
	$X_{(0)}$	1,19 Ω /km
	$C_{(0)}$	6nF/km

Tabelle 8.4: Netzdaten Modellnetz 2

DEA-Modell	$P_{Last,1}$ in MW	$Q_{Last,1}$ in MVA	$P_{Last,2}$ in MW	$Q_{Last,2}$ in MVA	$P_{Last,3}$ in MW	$Q_{Last,3}$ in MVA
Netz	69,2	-14,5	40,0	-8,7	107,8	-26,5
Synchrongenerator	69,2	-17,3	40,0	-3,2	107,7	-23,8
Gen. Windpark	69,5	-16,8	40,0	-4,2	108,0	-24,4

Tabelle 8.5: Lastflussdaten Modellnetz 3

Modellnetz 3		
Netzspannung	U_N	110 kV
Netz 1 Netz 2	S''_K	3 GVA
	X/R	10
Leitung 1 Leitung 2	Länge	25 km
	$R_{(1)}$	0,14 Ω /km
	$X_{(1)}$	0,4 Ω /km
	$C_{(1)}$	9 nF/km
	$R_{(0)}$	0,41 Ω /km
	$X_{(0)}$	1,19 Ω /km
	$C_{(0)}$	6nF/km

Tabelle 8.6: Netzdaten Modellnetz 3

Ersatzspannungsquelle		
Netz	U_N	10,5 kV
	$X_{\text{Ersatzspg.}}$	0,588 Ω
	$R_{\text{Ersatzspg.}}$	0,038 Ω
TR1	S_N	45 MVA
	Schaltgruppe	Dyn11
	$U_{N,US}$	10,5 kV
	$U_{N,OS}$	110 kV
	$u_{k,TR}$	12 %
	$u_{r,TR}$	0,4 %

Tabelle 8.7: Daten DEA-Modell Ersatzspannungsquelle

DEA Synchrongenerator		
Synchrongenerator	U_N	10,5 kV
	S_N	45 MVA
	X_d	91 %
	X'_d	29 %
	X''_d	24 %
	X'_q	45,5 %
	X''_q	24 %
	T'_d	0,6 s
	T''_d	0,1 s
	T''_q	0,1 s
	r_a	1,54 %
	Polpaare	22
	H	3,3 s
	TR1	S_N
Schaltgruppe		Dyn11
$U_{N,US}$		10,5 kV
$U_{N,OS}$		110 kV
$u_{k,TR}$		12 %
$u_{r,TR}$		0,4 %

Tabelle 8.8: DEA-Modell Synchrongenerator

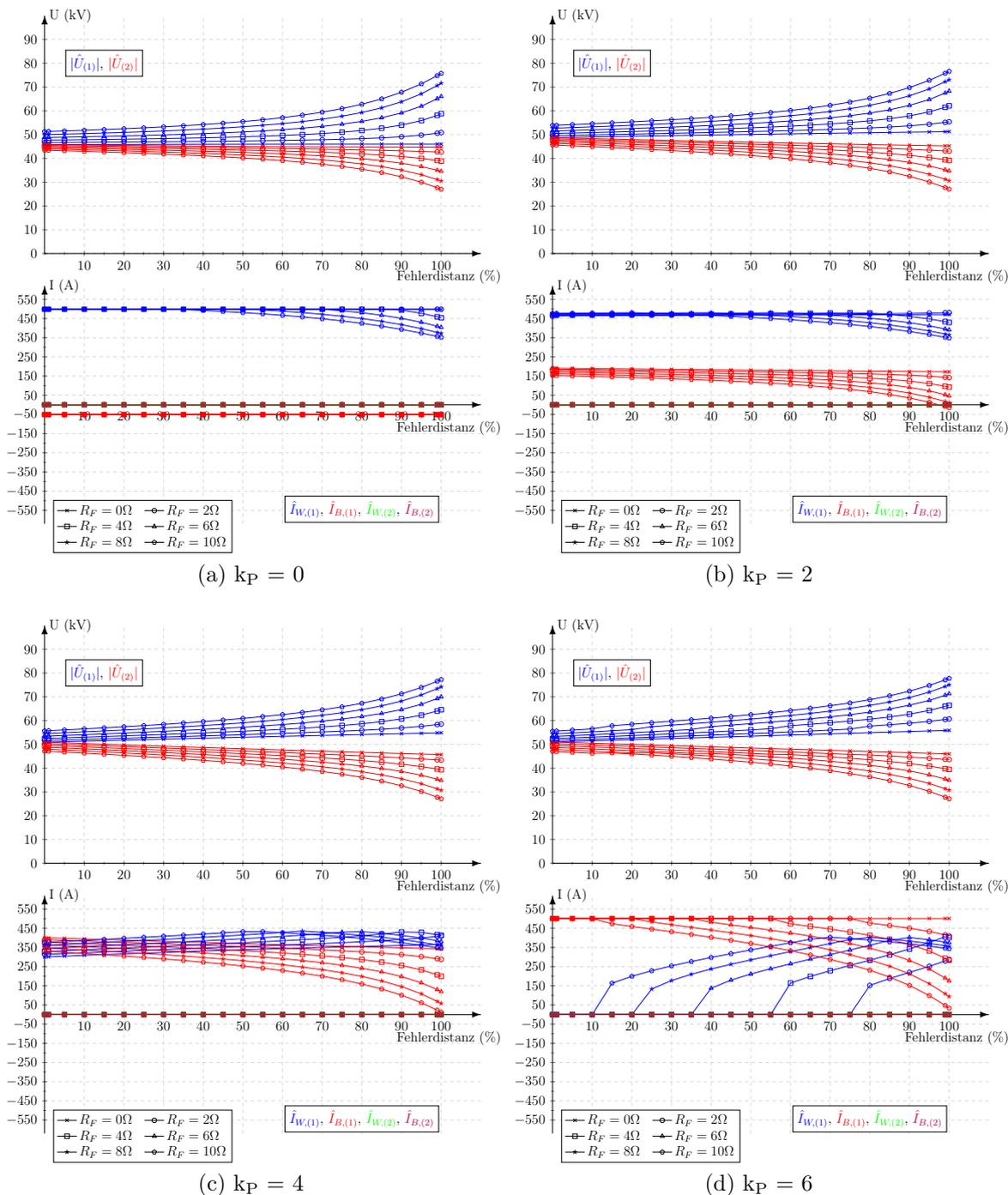
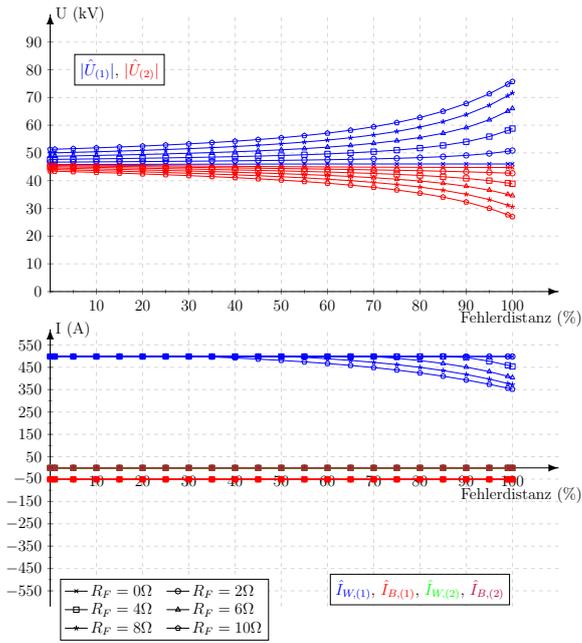
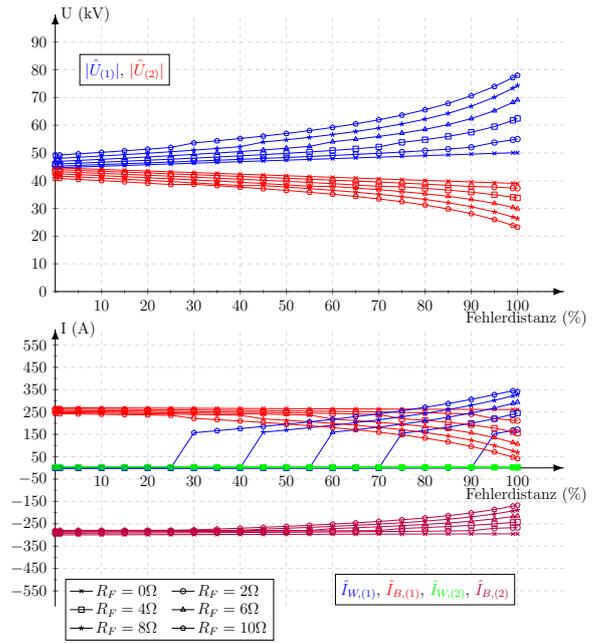


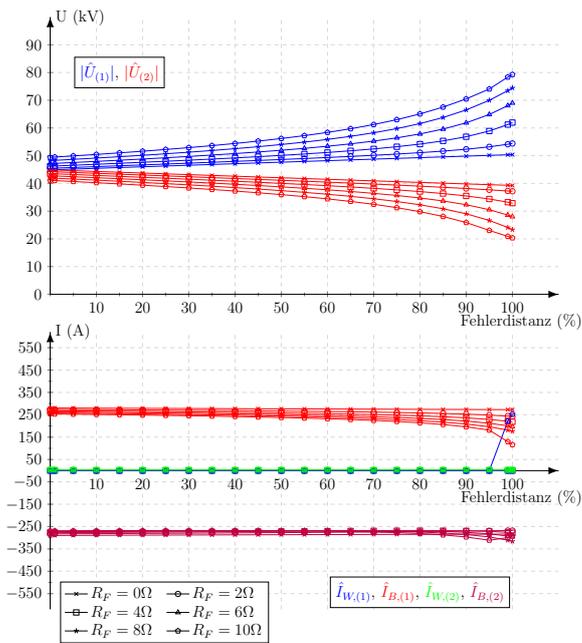
Abbildung 8.1: Stationäre Kurzschlussgrößen in symmetrischen Komponenten; 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,5$



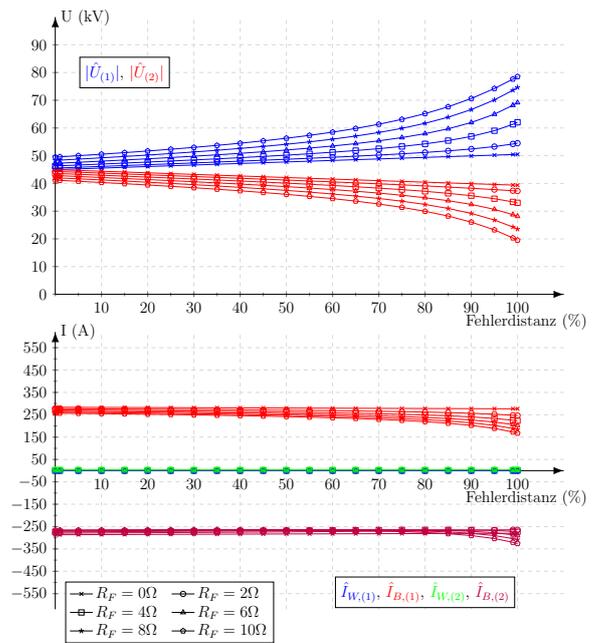
(a) $k_P = k_N = 0$



(b) $k_P = k_N = 2$



(c) $k_P = k_N = 4$



(d) $k_P = k_N = 6$

Abbildung 8.2: Stationäre Kurzschlussgrößen in symmetrischen Komponenten; 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: VDE-AR-N 4120; $V \frac{I_{max}}{I_{enn}} = 1,5$

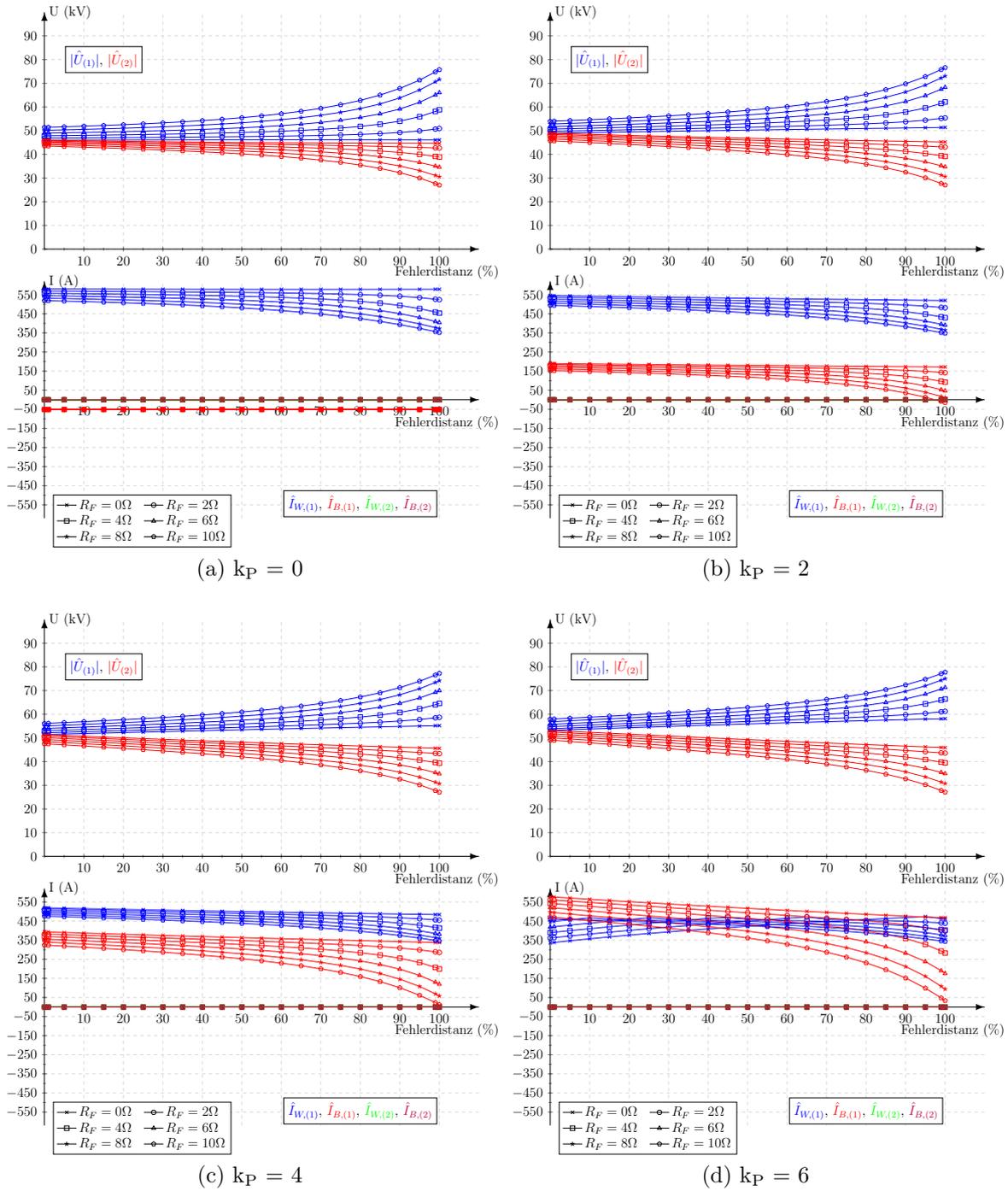
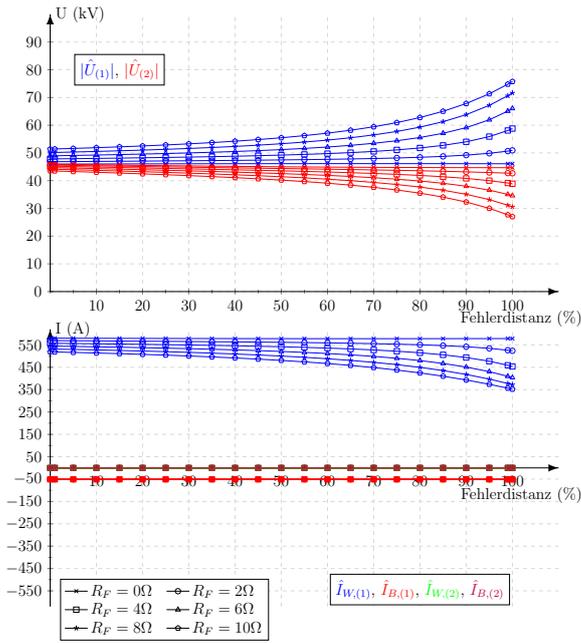
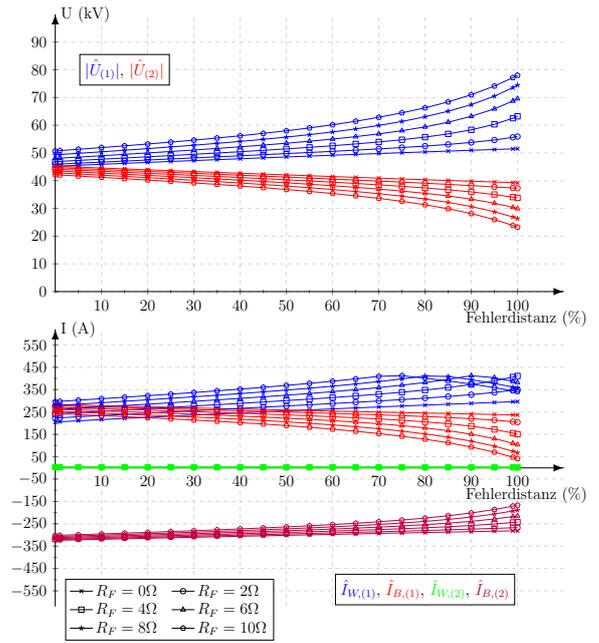


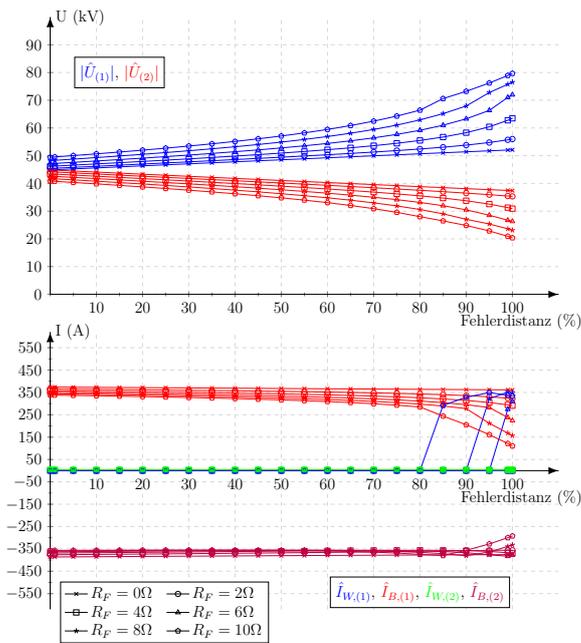
Abbildung 8.3: Stationäre Kurzschlussgrößen in symmetrischen Komponenten; 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 2,0$



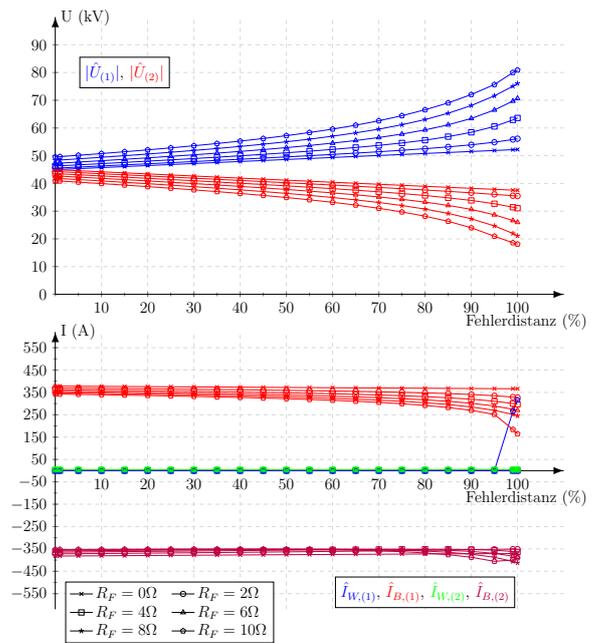
(a) $k_P = k_N = 0$



(b) $k_P = k_N = 2$



(c) $k_P = k_N = 4$



(d) $k_P = k_N = 6$

Abbildung 8.4: Stationäre Kurzschlussgrößen in symmetrischen Komponenten; 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: VDE-AR-N 4120; $V \frac{I_{max}}{I_{enn}} = 2,0$

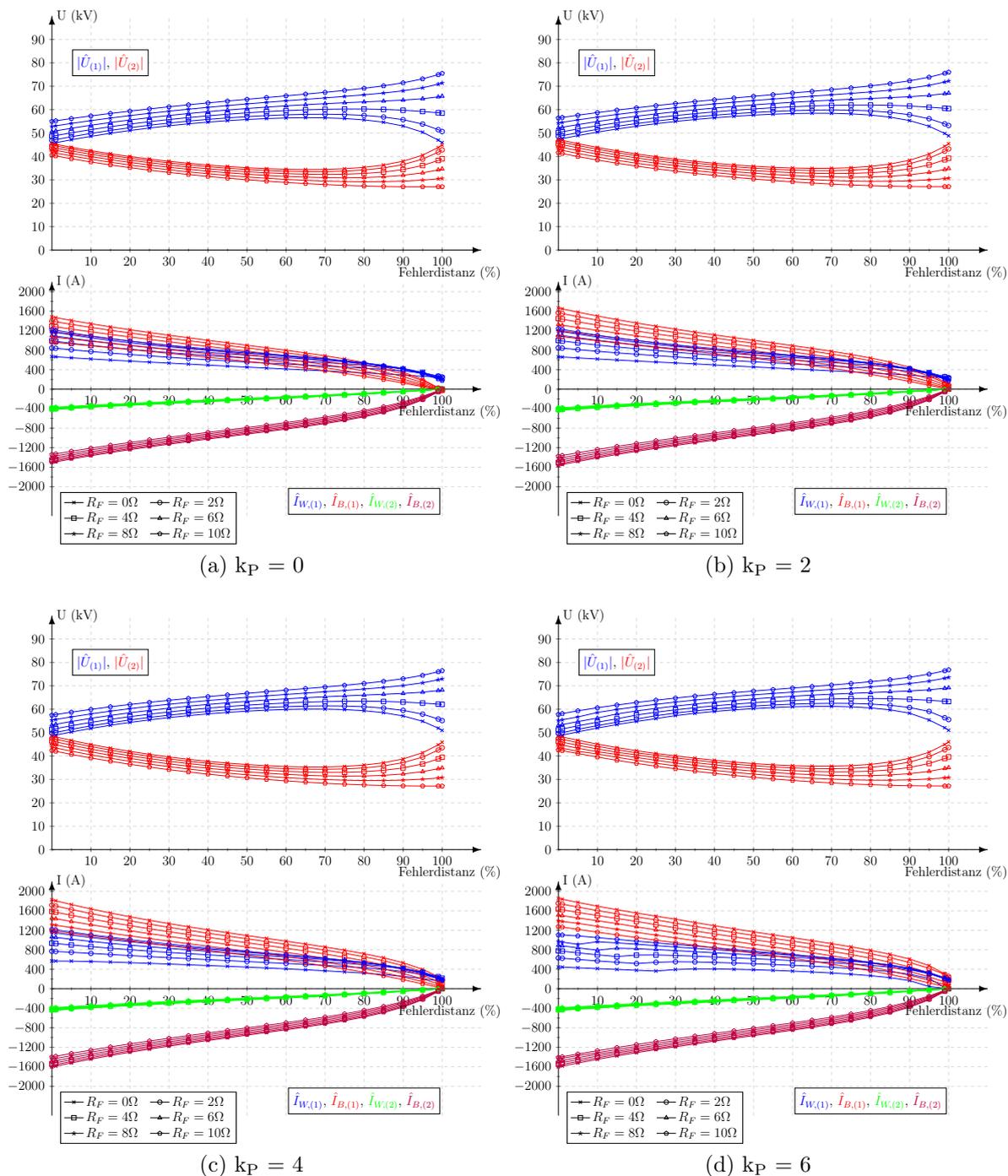


Abbildung 8.5: Stationäre Kurzschlussgrößen in symmetrischen Komponenten; 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung; Parameter: Modellnetz 2; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V_{\frac{I_{max}}{I_{nenn}}} = 1,5$

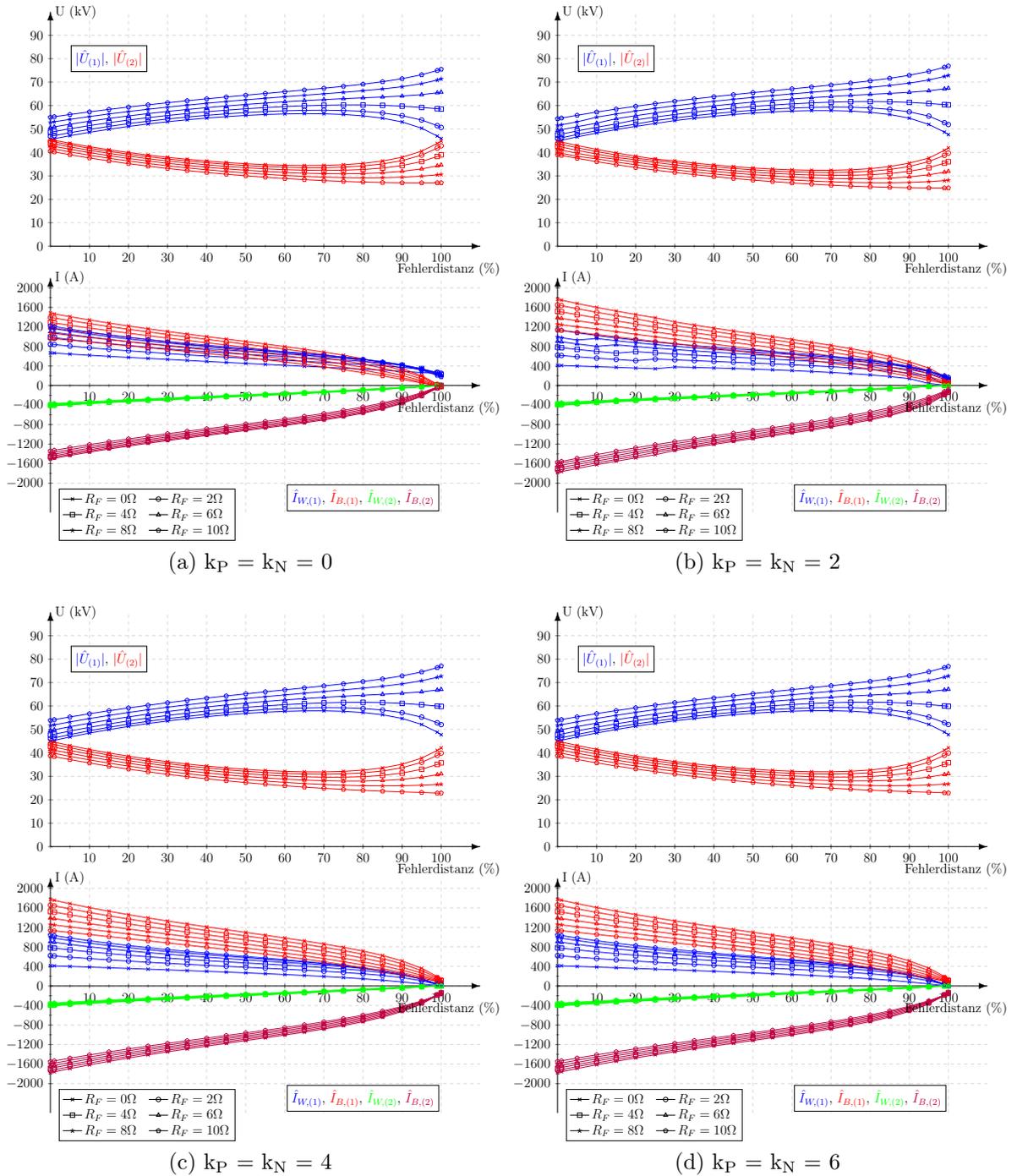


Abbildung 8.6: Stationäre Kurzschlussgrößen in symmetrischen Komponenten; 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung; Parameter: Modellnetz 2; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: VDE-AR-N 4120; $V_{\frac{I_{max}}{I_{enn}}} = 1,5$

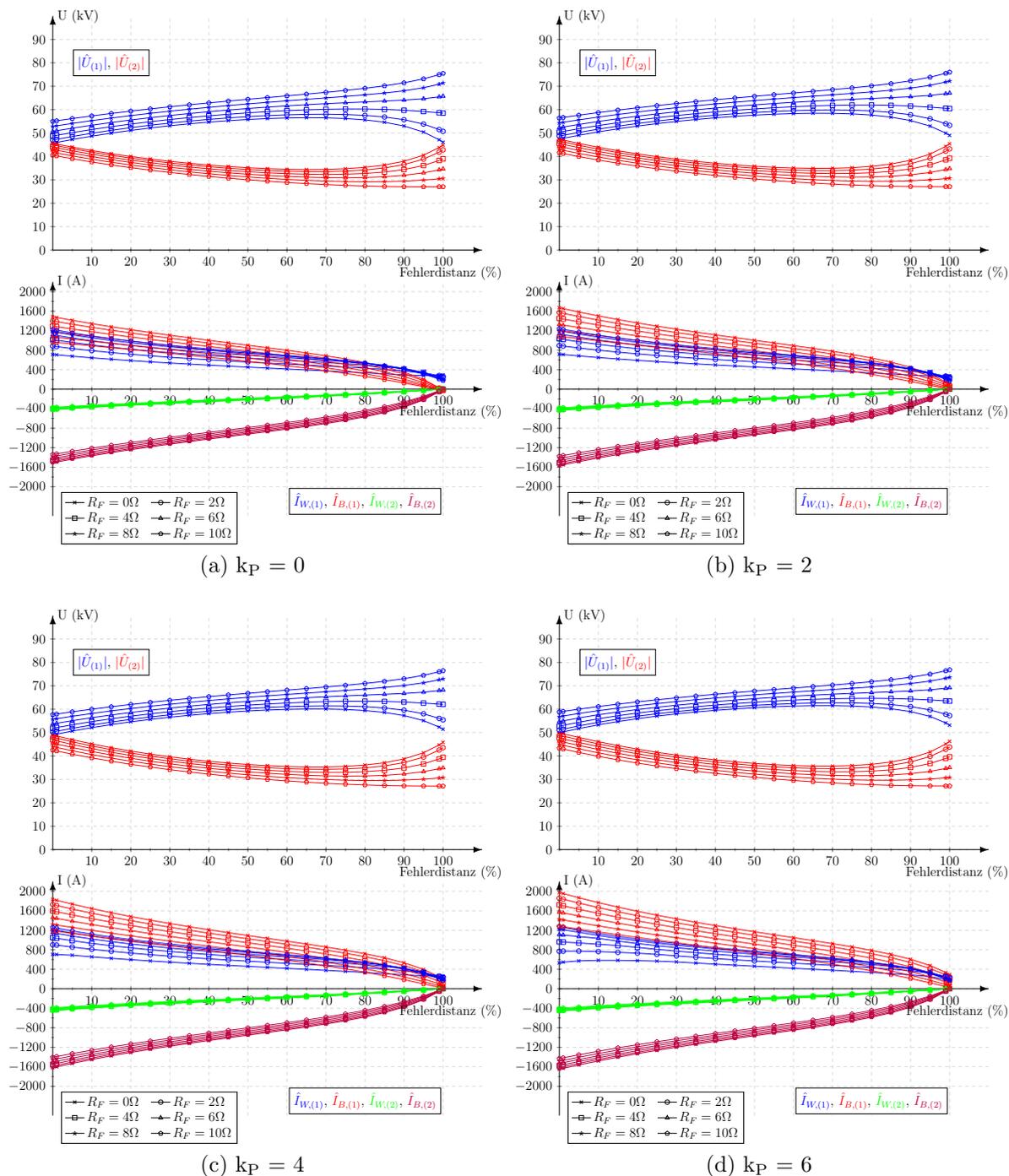


Abbildung 8.7: Stationäre Kurzschlussgrößen in symmetrischen Komponenten; 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung; Parameter: Modellnetz 2; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V_{\frac{I_{max}}{I_{nenn}}} = 2,0$

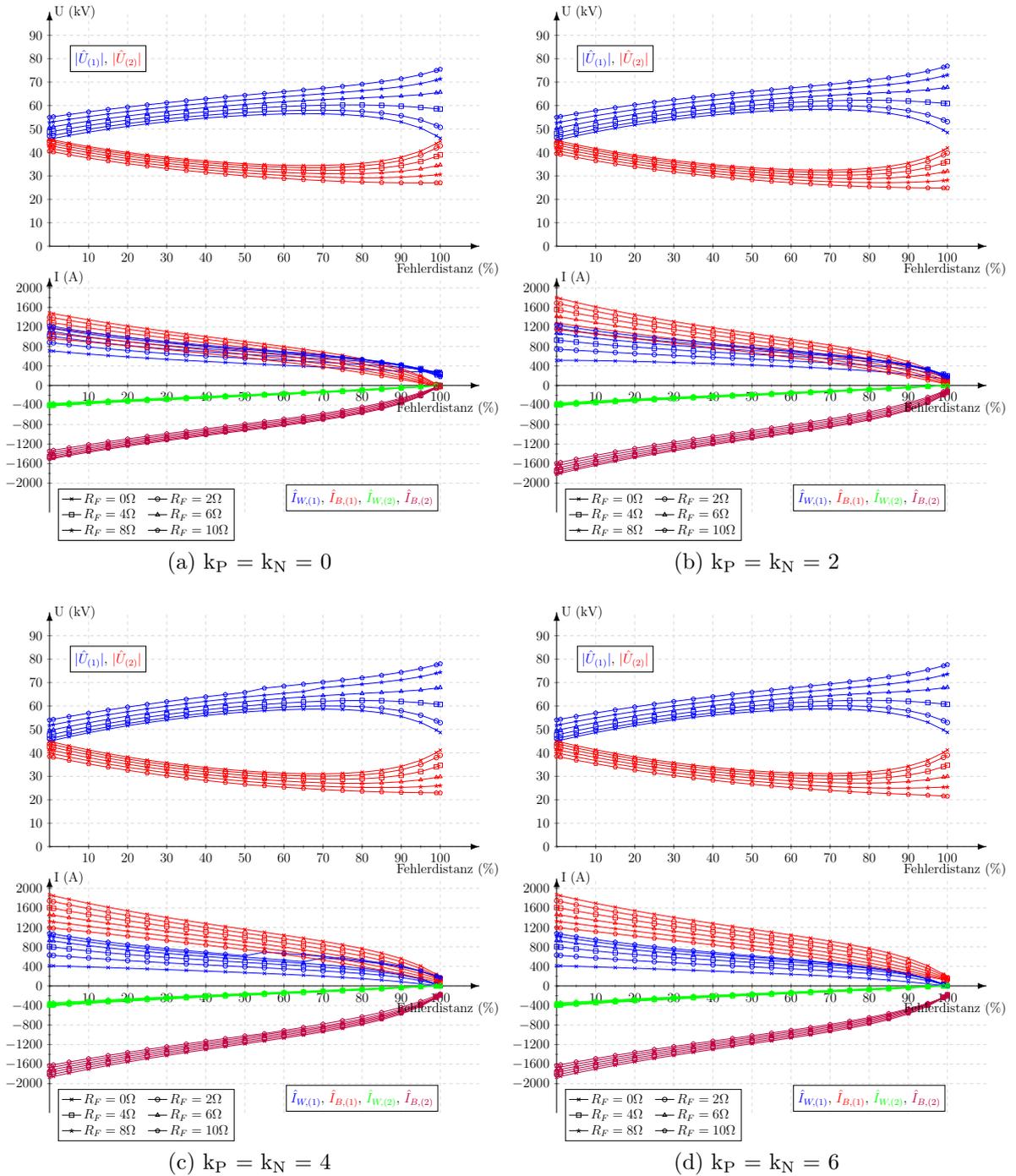


Abbildung 8.8: Stationäre Kurzschlussgrößen in symmetrischen Komponenten; 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung; Parameter: Modellnetz 2; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: VDE-AR-N 4120; $V_{\frac{I_{max}}{I_{enn}}} = 2,0$

Abkürzungsverzeichnis

AARC	Average active-reactive control
AC	Alternating current (Wechselstrom)
AKW	Atomkraftwerk
AR	Anwenderrichtlinie
BHKW	Blockheizkraftwerk
BPS	Balanced positive-sequence
BZA	Brennstoffzellenanlage
COMTRADE	Common format for Transient Data Exchange for power systems
DC	Direct current (Gleichstrom)
DEA	Dezentrale Erzeugungsanlage
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
EU	Europäische Union
FRT	Fault-Ride-Through-Fähigkeit
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

HS	Hochspannung
HS/MS	Umspannebene Hochspannung/Mittelspannung
HöS	Höchstspannungsebene
HöS/HS	Umspannebene Höchstspannung/Hochspannung
IARC	Instantaneous active-reactive control
ICPS	Instantaneously controlled positive-sequence
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
KS	Kurzschluss
KTE	Kurzzeitige Trennung der Erzeugungsanlage
KU	Kurzunterbrechung
KW	Kraftwerk
MS	Mittelspannung
MS/NS	Umspannebene Mittelspannung/Niederspannung
MT	Mikroturbine
MU	Maschinenseitiger Umrichter
NS	Niederspannung
NU	Netzseitiger Umrichter
OS	Oberspannungsseite
PLL	Phase-locked loop (Phasenregelschleife)
PNSC	Positive- negative-sequence compensation
PT1	Verzögerungsglied 1. Ordnung

PSS	Power System Stabilizer (Pendeldämpfungsgerät)
PVA	Photovoltaikanlage
p. u.	Per unit
Q(P)	Blindleistungs-Wirkleistungskennlinie
Q(U)	Blindleistungs-Spannungskennlinie
R	Relais-(Schutzgerät-)Einbauort
SDLWindV	Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windkraftanlagen
SI	Système international d'unités
SOGI	Second-order generalized integrator
SPE	Sternpunkterdung
SPB	Sternpunktbehandlung
SS	Sammelschiene
TAB	Technische Anschlussbedingungen
TR	Transformator
US	Unterspannungsseite
VBA	Visual Basic for Applications
VBZ	Verbraucherzählpfeilsystem
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
WKA	Windkraftanlage
WKW	Wasserkraftwerk

Symbolverzeichnis

<i>Symbol</i>	<i>Beschreibung (Einheit)</i>
Δ	Differenz
$L1, L2, L3$	Phasenbezeichnungen
E	Erde
N	Sternpunkt, Sternpunktleiter
t	Zeitvariable (s)
f	Frequenz (Hz)
ω	Kreisfrequenz (s^{-1})
ω_L	Läuferwinkelgeschwindigkeit (s^{-1})
φ_U	Phasenwinkel der Spannung ($^\circ$)
Θ	Winkel zwischen α -Achse und d-Achse ($^\circ$)
φ_0	Schaltwinkel bei Kurzschlusseintritt ($^\circ$)
δ_{G0}	Winkel zwischen Klemmenspannung (Leiter-Erde) und Polradspannung (q-Richtung) unmittelbar vor Kurzschlusseintritt; Generatorpolradwinkel ($^\circ$)
$\cos(\varphi)$	Leistungsfaktor (1)

8 Anhang

J	Trägheitsmoment ($kg \cdot m^2$)
H	Trägheitskonstante (s)
p	Polpaarzahl (1)
M_{Mech}	Mechanisches Moment (Nm)
M_{el}	Elektrisches Moment (Nm)
\ddot{u}	Übersetzungsverhältnis des Transformators (1)
\underline{a}	Komplexe Wechselstromrechnung: Drehoperator ($^\circ$)
\underline{U}	Komplexe Wechselstromrechnung: Spannung (V)
\underline{I}	Komplexe Wechselstromrechnung: Strom (A)
\underline{Z}	Komplexe Wechselstromrechnung: Impedanz (Ω)
\underline{Y}	Komplexe Wechselstromrechnung: Admittanz (S)
\underline{S}	Komplexe Wechselstromrechnung: Scheinleistung (MVA)
\hat{U}	Amplitude der Spannung (V)
$U_{N,OS}, U_{N,US}$	Nennspannung der OS- und US-Seite des Transformators (V)
$U_{L1N}, U_{L2N}, U_{L3N}$	Phasenspannungen (V)
$U_{L1E}, U_{L2E}, U_{L3E}$	Phase-Erde-Spannungen (V)
$U_{L12}, U_{L23}, U_{L31}$	Außenleiterspannungen (Leiter-Leiter-Spannungen) (V)
U_{NE}	Verlagerungsspannung (V)
$U_{(0)}, U_{(1)}, U_{(2)}$	Spannung im Null-, Mit- und Gegensystem (V)
u_α, u_β	Spannung der α - und β -Komponente (V)
u_d, u_q	Spannung der d- und q-Komponente (V)
U_K	Kurzschlussspannung (V)

u_{fd}	Spannung an der Erregerwicklung in dq0-Komponentenn (V)
U''_{d0}, U''_{q0}	Subtransiente innere wirksame Spannung in dq0-Komponenten unmittelbar vor Kurzschlusseintritt (V)
U'_{d0}, U'_{q0}	Transiente innere wirksame Spannung in dq0-Komponenten unmittelbar vor Kurzschlusseintritt (V)
U_{d0}, U_{q0}	Innere wirksame Spannung in dq0-Komponenten unmittelbar vor Kurzschlusseintritt (V)
U_{g0}	Generatorklemmenspannung unmittelbar vor Kurzschlusseintritt (V)
\hat{I}	Amplitude des Stroms (A)
I_{L1}, I_{L2}, I_{L3}	Phasenströme (A)
I_{L12}	$I_{L12} = I_{L1} - I_{L2}$ (A)
I_N	Sternpunktleiterstrom (A)
I_P, I_W	Wirkstrom (A)
I_B, I_Q	Blindstrom (A)
I_R	ohm'sche Stromkomponente (A)
I_C	kapazitive Stromkomponente (A)
I_L	induktive Stromkomponente (A)
$I_{(0)}, I_{(1)}, I_{(2)}$	Strom im Null-, Mit- und Gegensystem (A)
i_d, i_q	Strom der d- und q-Komponente (A)
$I_{0,TR}$	Leerlaufstrom des Transformators (A)
I_K	(Dauer-)Kurzschlussstrom (A)
I''_{K3}	3-poliger Anfangs-Kurzschlussstrom (A)
I''_{K1}	1-poliger Anfangs-Kurzschlussstrom (A)

I''_K	Anfangs-Kurzschlussstrom (A)
I_{gmax}	Maximaler Anfangswert des Gleichstromgliedes eines Kurzschlussstromes (A)
i_p	Stoßkurzschlussstrom (A)
I_{Rest}	Ohm'sche Stromkomponente (A)
I_{C_E}	ohm'sche Stromkomponente (A)
i_{fd}	Strom in der Erregerwicklung in dq0-Komponentenn (A)
Z_N	Erdungsimpedanz (Ω)
Z_{LL}	Koppelimpedanz (Ω)
$Z_{(0)}, Z_{(1)}, Z_{(2)}$	Impedanz im Null-, Mit- und Gegensystem (Ω)
Z_K	Kurzschlussimpedanz (Ω)
Z_F	Fehlerimpedanz (Ω)
Z_M	Impedanz zwischen dem Punkt M und N (Ω)
R	Resistanz (Ω)
X	Reaktanz (Ω)
C	Kapazität (F)
L	Induktivität (H)
R_{OS}, R_{US}	Wicklungswiderstand der OS- und US-Seite des Transformators (Ω)
R_F	Ohm'scher Fehlerwiderstand (Ω)
R_v	Ersatzwiderstand für die Eisenverluste des Transformators (Ω)
R_a	Ohm'scher Widerstand der Ankerwicklung in dq0-Komponentenn (Ω)
r_a	Bezogener ohm'scher Widerstand der Ankerwicklung in dq0-Komponentenn (%)

R_{fd}	Ohm'scher Widerstand der Erregerwicklung in dq0-Komponentenn (Ω)
R_{dd}, R_{dq}	Ohm'scher Widerstand der Dämpferwicklung in dq0-Komponenten (Ω)
$u_{k,TR}$	Kurzschlussspannung (%)
$u_{r,TR}$	Ohm'scher Anteil der Kurzschlussspannung (%)
C_E	Erdkapazität (F)
L_σ	Streuinduktivität (H)
$L_{\sigma,OS}$	Streuinduktivität der OS-Seite des Transformators (H)
$L_{\sigma,US}$	Streuinduktivität der US-Seite des Transformators (H)
L_h	Hauptfeldinduktivität des Transformators (H)
L_d, L_q, L_0	Selbstinduktivitäten der Ankerwicklung in dq0-Komponentenn (H)
L_{hd}, L_{hq}	Hauptinduktivität in dq0-Komponentenn (H)
L_{dd}, L_{dq}	Selbstinduktivitäten der Dämpferwicklung in dq0-Komponentenn (H)
L_{fd}	Selbstinduktivität der Erregerwicklung in dq0-Komponentenn (H)
X''_d, X''_q	Subtransiente Reaktanz in dq0-Komponenten (H)
x''_d, x''_q	Bezogene subtransiente Reaktanz in dq0-Komponenten (<i>p.u. bzw.</i> %)
X'_d, X'_q	Transiente Reaktanz in dq0-Komponenten (H)
x'_d, x'_q	Bezogene transiente Reaktanz in dq0-Komponenten (<i>p.u. bzw.</i> %)
X_d, X_q	Synchrone Reaktanz in dq0-Komponenten (H)
x_d, x_q	Bezogene synchrone Reaktanz in dq0-Komponenten (<i>p.u. bzw.</i> %)
$Y_{(0)}, Y_{(1)}, Y_{(2)}$	Admittanz im Null-, Mit- und Gegensystem (S)

8 Anhang

Y_{LL}	Koppeladmittanz (S)
G	Wirkleitwert (S)
S_N	Nennleistung (MVA)
S''_K	Kurzschlussleistung (MVA)
P	Wirkleistung (W)
P_v	Eisenverluste des Transformators (W)
P_{mom}	Momentan verfügbare Wirkleistung (W)
P_{inst}	Installierte Wirkleistung (W)
P_K	Kurzschlussverluste (W)
Q	Blindleistung (VA)
Q_{vb}	Zu Verfügung zu stellende Blindleistung (VA)
Ψ_d, Ψ_q, Ψ_0	Verkettungsflüsse der Ankerwicklung in dq0-Komponentenn (Wb)
Ψ_{dd}, Ψ_{dq}	Verkettungsflüsse der Dämpferwicklung in dq0-Komponentenn (Wb)
T''_d, T''_q	Subtransiente Zeitkonstante der d- und q-Komponente (s)
T'_d, T'_q	Transiente Zeitkonstante der d- und q-Komponente (s)
T_a	Gleichstrom-Zeitkonstante (s)

Abbildungsverzeichnis

1.1	Weltweiter Energieverbrauch	1
1.2	Weltweiter CO ₂ -Ausstoß	2
1.3	Installierte Nettoleistung in Deutschland	4
1.4	Nettostromerzeugung in Deutschland zur öffentlichen Stromversorgung im Jahr 2014	5
1.5	Elektrisches Energiesystem mit zentralen Strukturen	6
1.6	Mögliches zukünftiges Energiesystem	6
1.7	Installierte Leistung von EEG-Erzeugungsanlagen im Jahr 2013 nach Spannungsebenen	7
2.1	Wechselspannung	12
2.2	Spannungen im 3-phasigen Drehstromsystem	13
2.3	Wechselspannungen eines 3-phasigen Drehstroms	14
2.4	Phasenverschiebung zwischen Spannung und Strom bei einem Widerstand, einer Spule und einem Kondensator	16
2.5	Wechselspannung im 3-phasigen Drehstromnetz mit Oberschwingungen	16
2.6	Transformation einer Spannungsquelle in die symmetrischen Komponenten	19
2.7	Elementar-Längsachtpol	19
2.8	Impedanzen eines Elementar-Längsachtpoles in symmetrischen Komponenten	21
2.9	Admittanzen eines Elementar-Querachtpoles in symmetrischen Komponenten	21
2.10	Ersatzschaltbild eines Ersatznetzes in symmetrischen Komponenten	24
2.11	Ersatzschaltbild einer elektrisch kurzen Leitung	25
2.12	Ersatzschaltbild einer Drehstromleitung	25

2.13	Ersatzschaltbild eines Transformators	26
2.14	Ersatzschaltbilder in d- und q-Achse eines Synchrongenerators	27
2.15	Prinzipieller zeitlicher Verlauf eines 3-poligen Kurzschlussstroms eines Synchrongenerators	28
2.16	Ersatzreaktanzen in d- und q-Achse eines Synchrongenerators	29
2.17	Umrichterbasierte Erzeugungsanlagen	30
2.18	Mit-, Gegen- und Nullsystem einer Erzeugungsanlage mit Vollumrichter .	30
2.19	Vergleich von Kurzschlussströmen unterschiedlicher Erzeugungsanlagen .	31
2.20	Sternpunktbehandlung	32
2.21	Fehlerbedingungen und Schaltungen in symmetrischen Komponenten . .	34
2.22	Anforderungen an die Schutzeinrichtung	35
2.23	Prinzip des Distanzschutzes	38
2.24	Funktionsweise des Distanzschutzes	39
2.25	Netzverknüpfungspunkt	42
2.26	Statische Blindleistungsanforderung bei P_N nach SDLWindV	43
2.27	Statische Blindleistungsanforderung bei P_N nach VDE-AR-N 4120	43
2.28	Statische Blindleistungsanforderung am Netzverknüpfungspunkt unterhalb P_N nach SDLWindV	44
2.29	Statische Blindleistungsanforderung unterhalb P_N am Netzverknüpfungspunkt nach VDE-AR-N-4120	44
2.30	Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz	45
2.31	TransmissionCode 2007: FRT-Grenzkurven zum Durchfahren von Netzfehlern am Netzanschlusspunkt für EEG-Erzeugungsanlagen	46
2.32	VDE-AR-N 4120: FRT-Grenzkurven zum Durchfahren von Netzfehlern am Netzanschlusspunkt für Erzeugungsanlagen vom Typ 1	47
2.33	VDE-AR-N 4120: FRT-Grenzkurven zum Durchfahren von Netzfehlern am Netzanschlusspunkt für Erzeugungsanlagen vom Typ 2	47
2.34	Dynamische Anforderungen an die Blindstromeinspeisung	48
2.35	Blindstrom-Spannungs-Statik	49
2.36	Unselektives Mitauslösen bei Rückspeisung	51
2.37	„Vergrößerung“ und „Verkleinerung“ des Kurzschlussstromes	51
2.38	Ersatzschaltbild ohne und mit DEA	52
2.39	Umrichterbasierte Erzeugungsanlagen	55

2.40	Regelstrategien für umrichterbasierte Einspeisungen, (a) IARC, (b) ICPS, (c) PNSC, (d) AARC, (e) BPS	56
3.1	Methodische Vorgangsweise	58
3.2	Automatisierte Simulation von Kurzschlusszenarien	59
3.3	Zeitlicher Simulationsablauf	60
3.4	Modellnetz 1	62
3.5	Zweiseitig gespeister Kurzschluss	62
3.6	Modellnetz 2	63
3.7	Kurzschlussstromaufteilung bei Modellnetz 2	63
3.8	Modellnetz 3	64
3.9	Zwischeneinspeiseeffekt	64
3.10	DEA-Modell Ersatzspannungsquelle	65
3.11	DEA-Modell Synchrongenerator	65
3.12	DEA-Modell Generisches Windparkmodell	67
3.13	DEA-Modell Generisches Windparkmodell, P-Q Diagramm (Bsp.)	68
3.14	DEA-Modell Generisches Windparkmodell, Grenzwertberechnung	69
3.15	DEA-Modell Generisches Windparkmodell, Sollwertberechnung	71
3.16	DEA-Modell Generisches Windparkmodell, Sollwertberechnung nach technischen Richtlinien	73
3.17	Automatisierte Simulation von Schutzfunktionen	74
3.18	Simulationsmodell I-Anregung	76
3.19	U/I-Kennlinie	77
3.20	Simulationsmodell U/I-Anregung	78
3.21	Kurzschlusswinkelbereich	79
3.22	U/I/ φ -Kennlinie	80
3.23	Simulationsmodell U/I/ φ -Anregung	81
3.24	Auslösepolygon Z-Anregung	82
3.25	Simulationsmodell Z-Anregung	83
3.26	Richtungskennlinien in der R-X-Ebene	84
3.27	Simulationsmodell Richtungsbestimmung	85
3.28	Automatisierte Schutzfunktionsprüfungen	87
3.29	Zeitlicher Prüfablauf	88
3.30	Aufbau der Schutzfunktionsprüfungen	88

4.1	Verifizierung des DEA-Modells Generisches Windparkmodell	91
4.2	Verifizierung DEA-Modell Generisches Windparkmodell; Zeitverlauf von Spannung und Strom; $U_{(1)} = 0,6$ p.u.; $U_{(2)} = 0,4$ p.u.	93
4.3	Verifizierung DEA-Modell Generisches Windparkmodell; Zeitverlauf von Spannung und Strom; $U_{(1)} = 0,6$ p.u.; $U_{(2)} = 0,4$ p.u.	94
4.4	Verifizierung DEA-Modell Generisches Windparkmodell, Stationäre Größen des Stroms in symmetrischen Komponenten	96
4.5	Verifizierung DEA-Modell Generisches Windparkmodell; zeitlicher Verlauf der Wirkleistungseinspeisung; $U_{(1)} = 0,6$ p.u.; $U_{(2)} = 0,4$ p.u.	96
4.6	DEA-Modell Ersatzspannungsquelle	97
4.7	DEA-Modell Ersatzspannungsquelle mit Simulationsimpedanz	99
4.8	Vergleich DEA-Modell Ersatzspannungsquelle und DEA-Modell Synchron-generator; Zeitverlauf von Spannung und Strom, 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung	100
4.9	Modellnetz 1 Ersatzschaltbild	101
4.10	Modellnetz 1 Ersatzschaltbild; Lastfluss	103
4.11	Modellnetz 1 Ersatzschaltbild; 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung	104
4.12	Modellnetz 2 Ersatzschaltbild; Lastfluss	106
4.13	Modellnetz 2 Ersatzschaltbild; 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung	107
4.14	Modellnetz 2; Mitsystem Stern-Dreieck-Transformation	108
4.15	Modellnetz 2; Mitsystem Stern-Dreieck-Transformation	109
4.16	Modellnetz 3 Ersatzschaltbild; Lastfluss	111
4.17	Modellnetz 3 Ersatzschaltbild; 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung	111
5.1	Zeitverlauf von Spannung und Strom, 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung, Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt R2; Fehlerort: $x = 50\%$; DEA-Modell Ersatzspannungsquelle	115
5.2	Zeitverlauf von Spannung und Strom, 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung, Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt R2; Fehlerwiderstand: $R_F = 6 \Omega$; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$; $k_P = 2$	116

5.3	Zeitverlauf von Spannung und Strom, 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung, Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt R2; Fehlerwiderstand: $R_F = 6 \Omega$; Fehlerort: $x = 50\%$; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$	117
5.4	Stationäre Kurzschlussgrößen in symmetrischen Komponenten; 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Ersatzspannungsquelle	120
5.5	Stationäre Kurzschlussgrößen in symmetrischen Komponenten; 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell, Tech. Richtlinie: SDLWindV, $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$	121
5.6	Stationäre Kurzschlussgrößen in symmetrischen Komponenten; 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell, Tech. Richtlinie: VDE-AR-N 4120, $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$	122
5.7	Zeitverlauf von Spannung und Strom, 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung, Parameter: Modellnetz 2; Messpunkt R2; Fehlerort: $x = 50\%$; DEA-Modell Ersatzspannungsquelle	124
5.8	Zeitverlauf von Spannung und Strom, 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung, Parameter: Modellnetz 2; Messpunkt R2; Fehlerwiderstand: $R_F = 0 \Omega$; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$; $k_P = 2$	125
5.9	Zeitverlauf von Spannung und Strom, 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung, Parameter: Modellnetz 2; Messpunkt R2; Fehlerwiderstand: $R_F = 0 \Omega$; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$; $k_P = 2$	126
5.10	Zeitverlauf von Spannung und Strom, 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung, Parameter: Modellnetz 2; Messpunkt R2; Fehlerwiderstand: $R_F = 0 \Omega$; Fehlerort: $x = 99\%$; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$	127
5.11	Stationäre Kurzschlussgrößen in symmetrischen Komponenten; 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung; Parameter: Modellnetz 2; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Ersatzspannungsquelle	129

5.12	Stationäre Kurzschlussgrößen in symmetrischen Komponenten; 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung; Parameter: Modellnetz 2; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell, Tech. Richtlinie: SDLWindV, $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$	130
5.13	Stationäre Kurzschlussgrößen in symmetrischen Komponenten; 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung; Parameter: Modellnetz 2; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell, Tech. Richtlinie: VDE-AR-N 4120, $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$	131
5.14	Zeitverlauf von Spannung und Strom, 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung, Parameter: Modellnetz 3; Messpunkt R5; Fehlerort: $x = 50\%$; Fehlerwiderstand: $R_F = 0 \Omega$	133
5.15	Zeitverlauf von Spannung und Strom, 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung, Parameter: Modellnetz 3; Messpunkt R1; Fehlerort: $x = 50\%$; Fehlerwiderstand: $R_F = 0 \Omega$	134
5.16	Stationäre Kurzschlussgrößen in symmetrischen Komponenten; 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung; Parameter: Modellnetz 3; Messpunkt: R5	135
6.1	U/I-Anregung; Auswertung von U_{LL} und U_{LE} ; DEA-Modell: Ersatzspannungsquelle	140
6.2	U/I-Anregung; Auswertung von U_{LL} und U_{LE} ; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell, $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$	142
6.3	U/I-Anregung; Auswertung von U_{LL} und U_{LE} ; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell, $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$	143
6.4	U/I-Anregung; Auswertung von U_{LL} und U_{LE} ; Parameter: Modellnetz 2; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell, $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$	144
6.5	U/I-Anregung; Auswertung von U_{LL} und U_{LE} ; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$; $k_P = 0$	147
6.6	Schutzprüfungen U/I-Anregung; Auswertung von U_{LL} und U_{LE} ; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$; $k_P = 0$	148

6.7	U/I-Anregung; Auswertung von U_{LL} und U_{LE} ; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$; $k_P = 2$	149
6.8	Schutzprüfungen U/I-Anregung; Auswertung von U_{LL} und U_{LE} ; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$; $k_P = 2$	150
6.9	U/I-Anregung; Auswertung von U_{LL} und U_{LE} ; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$; $k_P = 6$	151
6.10	Schutzprüfungen U/I-Anregung; Auswertung von U_{LL} und U_{LE} ; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$; $k_P = 6$	152
6.11	U/I-Anregung; Auswertung von U_{LL} und U_{LE} ; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: VDE-AR-N 4120; $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$; $k_P = k_N = 2$	153
6.12	Schutzprüfungen U/I-Anregung; Auswertung von U_{LL} und U_{LE} ; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: VDE-AR-N 4120; $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$; $k_P = k_N = 2$	154
6.13	U/I-Anregung; Auswertung von U_{LL} und U_{LE} ; Parameter: Modellnetz 2; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$; $k_P = 0$	155
6.14	Schutzprüfungen U/I-Anregung; Auswertung von U_{LL} und U_{LE} ; Parameter: Modellnetz 2; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$; $k_P = 0$	156
6.15	U/I/ φ -Anregung; $\varphi_{Z_{L23}}$; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; Fehlerdistanz $x = 50\%$	157
6.16	Anregepolygon Z-Anregung; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Ersatzspannungsquelle	160
6.17	Z-Anregung; Impedanz Z_{L23} ; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2 . .	161
6.18	Z-Anregung; Impedanz Z_{L23} ; Parameter: Modellnetz 2; Messpunkt: R2 . .	162
6.19	Absoluter Fehler des stationären Kurzschlussimpedanzwertes zwischen der Simulation und Schutzfunktionsprüfung	163
6.20	Z-Anregung; Anregung Z_{L23} ; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell, $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$	165

6.21	Z-Anregung; Anregung Z_{L23} ; Parameter: Modellnetz 2; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell, $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$	166
6.22	Schutzprüfungen Z-Anregung; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell; Tech. Richtlinie: SDLWindV; $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$; $k_P = 0$	167
6.23	Schutzprüfungen Z-Anregung; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell, $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$	168
6.24	Simulationsmodell Richtungsbestimmung; zeitlicher Verlauf des Kurz- schlusswinkels; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; Fehlerdistanz x $= 50\%$	171
6.25	Simulationsmodell Richtungsbestimmung mit fehlergetreuer Spannung; stationärer Kurzschlusswinkel; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2 .	173
6.26	Simulationsmodell Richtungsbestimmung mit fehlergetreuer Spannung; stationärer Kurzschlusswinkel; Parameter: Modellnetz 2; Messpunkt: R2 .	174
6.27	Simulationsmodell Richtungsbestimmung mit fehlergetreuer Spannung; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Wind- parkmodell, SDLWindV, $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$	176
6.28	Simulationsmodell Richtungsbestimmung mit fehlergetreuer Spannung; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Wind- parkmodell, VDE-AR-N 4120, $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$	177
6.29	Schutzprüfungen Richtungsbestimmung; Parameter: Modellnetz 1; Mess- punkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell, SDLWindV, $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}}$ $= 1,1$	178
6.30	Schutzprüfungen Richtungsbestimmung; Parameter: Modellnetz 1; Mess- punkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell, SDLWindV, $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}}$ $= 1,1$, $k_P = 2$	179
6.31	Schutzprüfungen Richtungsbestimmung; Parameter: Modellnetz 1; Mess- punkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell, VDE-AR-N 4120, $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$	180
6.32	Simulationsmodell Richtungsbestimmung mit fehlergetreuer Spannung; Parameter: Modellnetz 2; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Wind- parkmodell, SDLWindV, $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$	181
6.33	Schutzprüfungen Richtungsbestimmung; Parameter: Modellnetz 2; Mess- punkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell, SDLWINDV, $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$	182

6.34	Simulationsmodell Richtungsbestimmung mit fehlergetreuer Spannung; Parameter: Modellnetz 2; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Wind- parkmodell, VDE-AR-N 4120, $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$	183
6.35	Schutzprüfungen Richtungsbestimmung; Parameter: Modellnetz 2; Mess- punkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell, VDE-AR-N 4120, $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,1$	184
6.36	Selektive Auslösung und Fehlerortung; gemessene Fehlerdistanz; Parame- ter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2	187
6.37	Selektive Auslösung und Fehlerortung; gemessene Fehlerdistanz; Parame- ter: Modellnetz 2; Messpunkt: R2	188
6.38	Selektive Auslösung und Fehlerortung; gemessene Fehlerdistanz; Parame- ter: Modellnetz 3; Messpunkt: R1	189
6.39	Selektive Auslösung und Fehlerortung; gemessene Fehlerdistanz; Parame- ter: Modellnetz 3; Messpunkt: R5	190
7.1	Modellnetze	192
7.2	Modellnetz 3	193
8.1	Stationäre Kurzschlussgrößen in symmetrischen Komponenten; 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell, Tech. Richt- linie: SDLWindV, $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,5$	198
8.2	Stationäre Kurzschlussgrößen in symmetrischen Komponenten; 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell, Tech. Richt- linie: VDE-AR-N 4120, $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,5$	199
8.3	Stationäre Kurzschlussgrößen in symmetrischen Komponenten; 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell, Tech. Richt- linie: SDLWindV, $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 2,0$	200
8.4	Stationäre Kurzschlussgrößen in symmetrischen Komponenten; 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung; Parameter: Modellnetz 1; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell, Tech. Richt- linie: VDE-AR-N 4120, $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 2,0$	201

8.5	Stationäre Kurzschlussgrößen in symmetrischen Komponenten; 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung; Parameter: Modellnetz 2; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell, Tech. Richtlinie: SDLWindV, $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,5$	202
8.6	Stationäre Kurzschlussgrößen in symmetrischen Komponenten; 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung; Parameter: Modellnetz 2; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell, Tech. Richtlinie: VDE-AR-N 4120, $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 1,5$	203
8.7	Stationäre Kurzschlussgrößen in symmetrischen Komponenten; 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung; Parameter: Modellnetz 2; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell, Tech. Richtlinie: SDLWindV, $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 2,0$	204
8.8	Stationäre Kurzschlussgrößen in symmetrischen Komponenten; 2-poliger Kurzschluss in L2 und L3 ohne Erdberührung; Parameter: Modellnetz 2; Messpunkt: R2; DEA-Modell: Generisches Windparkmodell, Tech. Richtlinie: VDE-AR-N 4120, $V \frac{I_{max}}{I_{nenn}} = 2,0$	205

Tabellenverzeichnis

2.1	Richtwerte für die Kurzschlussleistung	24
2.2	Sternpunktbehandlung	33
2.3	Folgen für den Verteilnetzbetrieb und die Schutztechnik durch Einspeisung von DEA	50
2.4	Erzeugungstechnologie und Netzanbindung von unterschiedlichen Anlagentypen	54
2.5	Regelstrategien für umrichterbasierte Einspeisungen	56
4.1	DEA-Modell Ersatzspannungsquelle; Vergleich der analytischen Berechnung und der Simulation	99
4.2	Modellnetz 1; Vergleich der analytischen Berechnung und der Simulation	105
4.3	Modellnetz 2; Vergleich der analytischen Berechnung und der Simulation	110
6.1	Parameter U/I-Anregung	139
8.1	Lastflussdaten Modellnetz 1	195
8.2	Netzdaten Modellnetz 1	195
8.3	Lastflussdaten Modellnetz 2	195
8.4	Netzdaten Modellnetz 2	196
8.5	Lastflussdaten Modellnetz 3	196
8.6	Netzdaten Modellnetz 3	196
8.7	Daten DEA-Modell Ersatzspannungsquelle	197
8.8	DEA-Modell Synchrongenerator	197

- [1] BP, *BP Statistical Review of World Energy June 2015*. 2015.
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. 2010.
- [3] Europäische Kommission, *Klima- und energiepolitische Ziele für eine Klima- und energiepolitische Ziele für eine wettbewerbsfähige, sichere und CO₂-arme EU-Wirtschaft bis 2030*. 2014.
- [4] A. Atputharajah and T. K. Saha, “Power system blackouts - literature review,” in *2009 International Conference on Industrial and Information Systems (ICIIS)*, pp. 460–465, IEEE, 2009.
- [5] Bundesnetzagentur, *Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur Stand 25.9.2015*. 2015.
- [6] B. Burger, *Stromerzeugung aus Solar- und Windenergie im Jahr 2014*. 2015.
- [7] Bundesnetzagentur, *EEG in Zahlen 2013*. 2015.
- [8] T. Neumann and I. Erlich, “Einspeiseverhalten von umrichterbasierten Erzeugungseinheiten während unsymmetrischer Netzfehler,” in *Internationaler ETG-Kongress 2013 – Energieversorgung auf dem Weg nach 2050 - Symposium 1: Security in Critical Infrastructures Today 05.11.2013 - 06.11.2013 in Berlin, Deutschland*, vol. 139 of *ETG-FB*, 1995.

- [9] V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 1: Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik*. Berlin: Springer, 2., bearb. Aufl. ed., 2007.
- [10] D. Oeding and B. R. Oswald, *Elektrische Kraftwerke und Netze*. s.l.: Springer-Verlag, 7. Aufl. ed., 2011.
- [11] W. Gawlik, *Energieversorgung, Vorlesungsunterlagen*. 2014.
- [12] B. R. Oswald, *Vorlesungsunterlagen Sternpunktbehandlung, Vorlesung Elektrische Energieversorgung 2*. 2005.
- [13] B. R. Oswald, *Vorlesungsunterlagen Freileitungen, Vorlesung Elektrische Energieversorgung 2*. 2005.
- [14] M. Hahn, *Stabilität von Übertragungsnetzen mit starker regenerativer Erzeugung, Diplomarbeit*. 2010.
- [15] R. Schürhuber, *Fehlerberechnung in Drehstromsystemen, Vorlesungsunterlagen*. 2014.
- [16] G. Sybille and P. Brunelle, *SimPowerSystems For Use with Simulink*. version 4 ed., 2004.
- [17] R. Schürhuber, “Die Kurzschlussnorm IEC 60909-0: 2016 – Neues und Änderungen,” *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik*, vol. 133, no. 4-5, pp. 228–235, 2016.
- [18] *Short-circuit currents in three-phase a.c. systems: Part 0: calculations of currents*. Geneva Switzerland: IEC, edition 2.0, 2016-01 ed., 2016.
- [19] M. Wurm, *Schutztechnik in elektrischen Netzen, Vorlesungsunterlagen*. 2014.
- [20] W. Gawlik, *Energieübertragung und Kraftwerke, Vorlesungsunterlagen*. 2012.
- [21] VDE Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE, *Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen*. 2009.
- [22] G. Ziegler, *Digitaler Distanzschutz*. Hoboken: Wiley-VCH, 2008.
- [23] Verband der Netzbetreiber - VDN, *DistributionCode 2007: Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen*. version 1.1, august 2007 ed., 2007.

- [24] Verband der Netzbetreiber - VDN, *EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz: Leitfaden für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien an das Hoch- und Höchstspannungsnetz in Ergänzung zu den NetzCodes*. 2004.
- [25] Bundesgesetzblatt, *Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung - SDLWindV*. 2009.
- [26] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., *VDE-AR-N 4120: Technische Bedingungen für den Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz (TAB Hochspannung)*. VDE-Verlag GmbH, 2015.
- [27] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., *Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz: Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz Ausgabe Juni 2008*. 2008.
- [28] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., *VDE-AR-N 4105: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*. Berlin: VDE-Verlag GmbH, 2011.
- [29] J. C. Boemer, J. L. R. Torres, E. van Ruitenbeek, K. Skaloumpakas, and M. van der Meijden, *Weiterentwicklung der Anforderungen an Erzeugungsanlagen: Verhalten im Fehlerfall*. 2014.
- [30] I. Erlich, J. Fortmann, S. Engelhardt, and J. Kretschmann, "Spannungsregelung mit moderner WEA-Technik," in *Windenergiesysteme : 14. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik ; [Tagungsband ; 24. - 25. September 2009] = Wind energy systems*, pp. 108–117, 2009.
- [31] I. Erlich, C. Feltes, and M. Wilch, "Beitrag von Windturbinen zur Spannungs- und Wirkleistungsregelung in elektrischen Netzen," *Internationaler ETG-Kongress ... : Vorträge des internationalen ETG-Kongresses*, vol. 3, pp. 121–127, 2009.
- [32] T. Keil, *Schutzsysteme für elektrische Energieversorgungsnetze mit dezentralen Stromerzeugungsanlagen: Univ., Diss.-Erlangen-Nürnberg, 2011*. Berichte aus der Elektrotechnik, Aachen: Shaker, 2011.

- [33] A. Shustov, *Netzschutz für elektrische Energieversorgungssysteme mit hohem Anteil dezentraler Stromerzeugungsanlagen: Univ., Diss.–Kassel, 2009*, vol. 13 of *Erneuerbare Energien und Energieeffizienz*. Kassel: Kassel Univ. Press, 2009.
- [34] K. Jennett, C. Booth, and M. Lee, “Analysis of the sympathetic tripping problem for networks with high penetrations of Distributed Generation,” in *2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection*, pp. 384–389, IEEE, 2011.
- [35] A. J. Roscoe, K. I. Jennett, C. D. Booth, and F. Coffele, “Investigation of the sympathetic tripping problem in power systems with large penetrations of distributed generation,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 9, no. 4, pp. 379–385, 2015.
- [36] K. Mäki, *Novel methods for assessing the protection impacts of distributed generation in distribution network planning*, vol. 701 of *Publication*. Tampere: Tampere University of Technology, 2007.
- [37] K. Mäki, S. Repo, and P. Järventausta, “Blinding of feeder protection caused by distributed generation in distribution network,” in *5th WSEAS International Conference on Distance Learning and Web Engineering (DIWEB 5textquoteleft05), August 23-25, 2005, Corfu Island, Greece*, p. 6 p, 2005.
- [38] K. Fembek, M. Wurm, and L. Fickert, “Probleme und Gestaltung des elektrischen Schutzes bei der Anbindung von Windpark-Umspannwerken,” *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik*, vol. 121, no. 10, pp. 351–358, 2004.
- [39] T. Neumann, “Dynamische Untersuchungen eines netzgekoppelten Photovoltaik-Wechselrichters unter Fehlerbedingungen,” in *Dresdener Kreis*, pp. 1–6, 2011.
- [40] P. Rodriguez, A. V. Timbus, R. Teodorescu, M. Liserre, and F. Blaabjerg, “Independent PQ Control for Distributed Power Generation Systems under Grid Faults,” in *IECON 2006 - 32nd Annual Conference on IEEE Industrial Electronics*, pp. 5185–5190, IEEE, 2006.
- [41] P. Rodriguez, A. V. Timbus, R. Teodorescu, M. Liserre, and F. Blaabjerg, “Flexible Active Power Control of Distributed Power Generation Systems During Grid Faults,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 54, no. 5, pp. 2583–2592, 2007.

- [42] P. Rodriguez, G. Medeiros, A. Luna, M. C. Cavalcanti, and R. Teodorescu, "Safe current injection strategies for a STATCOM under asymmetrical grid faults," in *2010 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, pp. 3929–3935, IEEE, 2010.
- [43] M. Castilla, J. Miret, J. L. Sosa, J. Matas, and L. G. de Vicuña, "Grid-Fault Control Scheme for Three-Phase Photovoltaic Inverters With Adjustable Power Quality Characteristics," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 25, no. 12, pp. 2930–2940, 2010.
- [44] C. Gererstorfer, S. Stukelj, G. Stix, and W. Gawlik, "Automatisierte Simulationen von Fehlerfällen für Schutzfunktionsprüfungen bei dezentraler Einspeisung," 18.05.2015 - 22.05.2015.
- [45] C. Gererstorfer, S. Stukelj, G. Stix, and W. Gawlik, "Schutz in Netzen mit leistungselektronischer Einspeisung – Betrachtungen zu Einflussgrößen auf die Distanzmessung von Distanzschutzgeräten," *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik*, vol. 133, no. 8, pp. 381–387, 2016.
- [46] W. Gawlik, C. Gererstorfer, G. Stix, and S. Stukelj, "Herausforderungen an die Schutztechnik durch dezentrale Einspeisungen über Leistungselektronik," 23.02.2016 - 24.02.2016.
- [47] C. Gererstorfer, G. Stix, S. Stukelj, and W. Gawlik, "Automatisierte Schutzfunktionsprüfungen," in *Energie für unser Europa*, 2016.
- [48] IEEE Power Engineering Society, *421.5-2005 IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*. s.l.: IEEE / Institute of Electrical and Electronics Engineers Incorporated.
- [49] T. Wijnhoven, G. Deconinck, T. Neumann, and I. Erlich, "Control aspects of the dynamic negative sequence current injection of type 4 wind turbines," in *2014 IEEE PES General Meeting — Conference & Exposition*, pp. 1–5, IEEE, 2014.
- [50] C.-T. Lee, C.-W. Hsu, and P.-T. Cheng, "A Low-Voltage Ride-Through Technique for Grid-Connected Converters of Distributed Energy Resources," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 47, no. 4, pp. 1821–1832, 2011.

- [51] Siemens AG, *SIPROTEC 5 Distanzschutz, Leitungsdifferentialschutz und Schaltermanagement für 1-polige und 3-polige Auslösung 7SA87, 7SD87, 7SL87, 7VK87, Handbuch*. 2014.