



Patrick Pögel, BSc.

# Beeinflussung der Zuverlässigkeit von Distanzschutzgeräten in Mittelspannungsnetzen mit hoher Eigenerzeugung

**Masterarbeit**

zu Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

Masterstudium: Elektrotechnik-Wirtschaft

eingereicht an der

**Technische Universität Graz**

Betreuer

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

Co-Betreuer

Ing. Dipl.-Ing.(FH) Oliver Skrbinjek

Institut für elektrische Anlagen und Netze  
Institutsleiter: Univ.-Prof. DDipl.-Ing. Dr.techn. Robert Schürhuber

Graz, September 2019

# Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich herzlich bei meinem Betreuer Herrn Prof. Lothar Fickert für die hervorragende Betreuung und die nahezu grenzenlose Hilfsbereitschaft bedanken. Mein Dank gilt auch Herrn DI (FH) Oliver Skrbinjek, der mir stets mit wertvollen Hilfestellungen zur Seite stand.

Des Weiteren spreche ich meinen Dank dem Institut für elektrische Anlagen aus. Insbesondere danke ich Herrn Prof. Schürhuber und Herrn Prof. Renner für die Hilfsbereitschaft und Bemühung, mir bei Fragestellungen weiterzuhelfen.

Der Dynamobauzeichensaal war in meiner Studienzeit ein wichtiger Bestandteil für mich – sowohl während meines Studiums, als auch in meiner Freizeit. Daher möchte ich mich bei meinen DZS-Kollegen für diese Zeit bedanken.

Ich möchte mich auch bei meinem Bruder Manuel für die unermüdliche Unterstützung in meiner Studienzeit bedanken. Ein besonderer Dank gilt auch meinen Eltern Angelika und Horst, die mir das Studium ermöglicht haben.

Abschließend möchte ich auch bei meiner Freundin Lisa Danke sagen - sie hat mich auf meinem Weg immer wieder unterstützt und ermutigt.

## **EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG**

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Masterarbeit identisch.

---

Datum

---

Unterschrift

## Kurzfassung

Durch den Anstieg dezentraler Stromerzeuger ergeben sich neue Herausforderungen an die Zuverlässigkeit der Netzschutzkonzepte in der Mittelspannungsebene. Der Distanzschutz wird in der Mittelspannungsebene als Leitungsschutz eingesetzt, wodurch sich aufgrund der Dezentralisierung der Stromerzeugung eine Abweichung in der Anregung sowie in der Erfassung der Kurzschlussimpedanz ergibt.

In dieser Arbeit wird die Auswirkung dezentraler Stromerzeugungsanlagen auf den Distanzschutz mit Überstromanregung untersucht. Dabei werden die dezentralen Erzeugungsanlagen als Synchronmaschinen und Vollumrichter in der Mittelspannungs- und Niederspannungsebene berücksichtigt. Es wird einerseits auf die Abweichung der Impedanzmessung und andererseits auf die Anregesicherheit und Anregeverlässlichkeit des Distanzschutzgerätes eingegangen. Zu Beginn wird die entstehende Problematik anhand einer vereinfachten Betrachtungen gezeigt. In weiterer Folge wird ein Netzmodell, welches sich an realen Netzdaten orientiert, erstellt und die Auswirkungen auf den Distanzschutz untersucht. Der Distanzschutz, eingesetzt in der Funktion als Hauptschutz, wird im Netzmodell am Beginn der Leitung positioniert und in der Funktion als Reserveschutz zwischen der Sammelschiene und dem Transformator, der das Mittelspannungsnetz speist, platziert.

Die Ergebnisse der Netzsimulation zeigen, dass bei Anregung mit Überstrom im simulierten Netz bei einem Distanzschutz, eingesetzt als Hauptschutz, kein Verlust der Anregeverlässlichkeit erfolgt. Bei Einsatz als Reserveschutz wird das Kriterium der Anregeverlässlichkeit nicht erfüllt. Zudem wird bei Kurzschlüssen am Ende der Leitung die Anregesicherheit nicht erreicht. Die Abweichung der gemessenen Impedanz, welche der Fehlerortung dient, ist ebenfalls abhängig vom Einsatz des Distanzschutzes als Reserveschutz oder Hauptschutz und erhöht sich bei hoher dezentralen Einspeisungen, bei weit entfernten Kurzschlüssen sowie mit der Auslegung des speisenden Transformators der Mittelspannung.

Schlüsselwörter: Distanzschutz, Überstromanregung, dynamische Netzstützung, dezentrale Energieversorgung

## Abstract

The increase in decentralised power generators has created new challenges for the reliability of medium-voltage grid protection concepts. Distance protection is used in the medium-voltage level as line protection, which results in a deviation in the excitation and in the detection of the short-circuit impedance due to the decentralisation of power generation.

In this thesis, the impact of decentralized power generation plants on distance protection with overcurrent excitation is investigated. The decentralized generation plants are considered as synchronous machines and full converters in the medium-voltage and low-voltage level. The defined behaviour in case of failure of non-synchronous generation plants is required by the dynamic network support. The deviation of the impedance measurement on the one hand and the excitation safety and excitation reliability of the distance protection device on the other hand are dealt with. At the beginning, the arising problems are shown by means of simplified considerations. In the following, a network model will be created which is oriented to real network data and the effects on distance protection will be investigated. The distance protection, used in the function as main protection, is positioned in the network model at the beginning of the line and placed in the function as reserve protection between the busbar and the transformer feeding the medium-voltage network.

The results of the network simulation show that when excited with overcurrent in the simulated network with a distance protection, used as main protection, no loss of excitation reliability occurs. When used as reserve protection, the criterion of excitation reliability is not fulfilled. In addition, the excitation safety is not achieved with short circuits at the end of the line. The deviation of the measured impedance, which serves to locate the fault, also depends on the use of the distance protection as reserve protection or main protection and increases with high decentralised feeds, with distant short-circuits and with the design of the feeding transformer of the medium voltage.

Keywords: Distance protection, overcurrent excitation, dynamic network support, decentralised energy supply

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>1</b>
1.1	Problemstellung . . . . .	1
1.2	Ziel der Arbeit . . . . .	1
1.3	Aufbau der Arbeit . . . . .	2
<b>2</b>	<b>Gesetzliche Vorgabe</b>	<b>3</b>
2.1	Anforderungen nach TOR (D4) . . . . .	4
2.1.1	Dynamische Netzstützung im Mittelspannungsnetz . . . . .	4
2.1.2	Dynamische Netzstützung im Niederspannungsnetz . . . . .	5
2.2	Anforderungen nach TOR (RfG-VO, RfG-Schwellenwert-VO und RfG-Anforderungs-VO) . . . . .	5
2.2.1	Verhalten im Fehlerfall . . . . .	5
<b>3</b>	<b>Netzschutz</b>	<b>10</b>
3.1	Allgemein . . . . .	10
3.2	Distanzschutz . . . . .	12
3.2.1	Prinzip . . . . .	13
3.2.2	Anregeverhalten . . . . .	14
<b>4</b>	<b>Netzkurzschluss</b>	<b>19</b>
4.1	Dreipoliger Kurzschluss . . . . .	20
4.2	Zweipoliger Kurzschluss . . . . .	21
4.3	Einpoliger Kurzschluss . . . . .	23
4.4	Kurzschlussverhalten von Erzeugungsanlagen . . . . .	24
4.4.1	Synchronmaschine . . . . .	24
4.4.2	Wechselrichter . . . . .	25
<b>5</b>	<b>Analytische Betrachtung Überstromanregung</b>	<b>31</b>
5.1	Spannungsverlauf . . . . .	31
5.2	Betrachtung des Überstromanregeverfahren . . . . .	35
5.2.1	Überstromanregung mit Zwischenstromeinspeisung ohne parallele Leitungen . . . . .	35
5.2.2	Überstromanregung mit Zwischenstromeinspeisung und parallelen Leitungen . . . . .	36
<b>6</b>	<b>Netzkurzschlussimulation</b>	<b>40</b>

6.1	Power Factory 2018 . . . . .	40
6.1.1	Dynamische Netzstützung . . . . .	40
6.2	Netzmodell . . . . .	41
6.3	Kurzschlusszenarien . . . . .	49
6.3.1	Fehlerortvariation . . . . .	49
6.3.2	Verhalten des Wechselrichters im Fehlerfall . . . . .	49
6.4	Ergebnisse . . . . .	49
6.4.1	Kurzschlussberechnung- aktueller Netzausbau . . . . .	50
6.4.2	Kurzschlussberechnung - voraussichtlicher Netzausbau im Jahr 2030 . . . . .	52
6.4.3	Kurzschlussberechnung - Reserveschutz . . . . .	54
<b>7</b>	<b>Zusammenfassung</b>	<b>58</b>
<b>A</b>	<b>Netzaufbautabellen</b>	<b>60</b>
<b>B</b>	<b>Netzkurzschluss-simulations-Ergebnisse</b>	<b>64</b>

# Abkürzungsverzeichnis

<b>FRT</b>	Fault Ride Through
<b>TOR</b>	Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen
<b>RfG</b>	Requirements for Generators
<b>EU</b>	Europäische Union
<b>KWKW</b>	Kleinwasserkraftwerk
<b>GWKW</b>	Großwasserkraftwerk
<b>PV</b>	Photovoltaik
<b>WR</b>	Wechselrichter
<b><math>P_N</math></b>	Nennleistung einer Stromerzeugungsanlage
<b><math>S_N</math></b>	Nennscheinleistung einer Stromerzeugungsanlage
<b>Nsp</b>	Niederspannung
<b>Nsp</b>	Mittelspannung
<b>DS</b>	Distanzschutzrelais
<b><math>U_N</math></b>	Außenleiterspannung
<b><math>Z_Q</math></b>	Kurzschlussimpedanz des übergeordneten Netz
<b><math>I_{AL}</math></b>	Anregestrom
<b><math>I_N</math></b>	Nennstrom
<b><math>f_{AS}</math></b>	Anregesicherheitsfaktor
<b><math>f_{AV}</math></b>	Anregeverlässlichkeitsfaktor
<b><math>f_{AS}</math></b>	Anregesicherheitsfaktor
<b><math>x_d''</math></b>	Subtransiente Längsreaktanz (p.u.)
<b><math>x_q''</math></b>	Subtransiente Querreaktanz (p.u.)
<b><math>I_K''</math></b>	Anfangs-Stoßkurzschlussstrom

$I_K'$	Transienten Kurzschlusswechselstrom
$I_K$	Stationärer Kurzschlusswechselstrom
$\alpha$	Schaltwinkel
$T_a$	Zeitkonstant des abklingenden Gleichstromes
$T_d''$	subtransiente Zeitkonstante
$T_d'$	transiente Zeitkonstante
$X_d''$	subtransiente Längsreaktanz
$X_d'$	transiente Längsreaktanz
$X_d$	synchrone Längsreaktanz

# Kapitel 1

## Einleitung

In den vergangenen Jahren ist in Österreich ein Zuwachs von dezentraler Einspeisung zu verzeichnen. Dieser ist durch die steigende Verbreitung von erneuerbarer Energie, insbesondere durch die Nutzung der Sonnenenergie mittels Photovoltaikanlagen zu erklären. Aufgrund der dezentralen Stromerzeugungsanlagen kommt es zu einer Beeinflussung des Netzverhaltens im Fehlerfall: Im Kurzschlussfall liefert das übergeordnete Netz sowie die dezentralen Stromerzeugungsanlagen den auftretenden Kurzschlussstrom.

Für den sicheren Betrieb von Freileitungen kommt in der Mittelspannungsebene häufig ein Distanzschutzrelais mit Überstromanregung zur Anwendung. Der Distanzschutz errechnet die Impedanz aus auftretendem Strom und Spannung. Anhand eines Vergleichs mit der gegebenen spezifizierten Leitungsimpedanz kann der Fehlerort bestimmt werden.

### 1.1 Problemstellung

Durch das vermehrte Aufkommen von dezentralen Stromerzeuger, kommt es zu einer Veränderung der klassischen Struktur der zentralen Energiebereitstellung. Schutzsysteme müssen bei einer Veränderung der Netzstruktur dennoch funktionieren und im Bedarfsfall angepasst werden. Aus diesem Grund müssen Schutzsysteme auf ihre korrekte Funktion geprüft werden. Der Distanzschutz wird durch die dezentrale Stromerzeugung einerseits durch eine Abweichung der gemessenen Impedanz, andererseits in deren Anregung beeinflusst. Durch diese Abweichung kann es zu einer Einschränkung der Selektivität kommen.

### 1.2 Ziel der Arbeit

Ziel dieser Arbeit ist es aus der genannten Problemstellung, die Zuverlässigkeit des Distanzschutzes in einem Netz mit einer hohen Dichte dezentraler Stromerzeugungsanlagen auf die Anregung mittels Überstromanregung, sowie der Impedanzmessung hin zu untersuchen. Neben der analytischen Betrachtung an einem stark vereinfachten Netz, soll auch

eine Netzkurzschluss-Simulation an einem Netz durchgeführt werden, welches sich an realen Netzdaten orientiert. Die Simulation soll unter Variation verschiedener Parameter erfolgen:

- Scheinleistung des Transformators, der das Mittelspannungsnetz speist
- Verteilung der Einspeisepunkte der dezentralen Stromerzeuger entlang der Leitung
- Kurzschlussverhalten des Wechselrichters
- Erhöhung der Einspeiseleistung der dezentrale Stromerzeuger auf approximierete Werte im Jahr 2030

### 1.3 Aufbau der Arbeit

Zu Beginn der Arbeit werden die durch den Gesetzgeber festgelegten Anforderungen an den parallel zum Netz betriebenen Stromerzeugungsanlagen gezeigt, dabei wird auf die Regelung für Neuanlagen und bestehenden Angaben eingegangen.

Im dritten Kapitel werden Grundlagen zum Netzschutz erklärt. Aufgrund der Relevanz für die vorliegende Arbeit wird vor allem auf die Funktionalität des Schutzgeräts Distanzschutz eingegangen, sowie auf die unterschiedlichen Verfahren der Anregung.

Im darauffolgenden Kapitel wird die Theorie der Kurzschlussrechnung erklärt, sowie das Verhalten einer Synchronmaschine und eines Wechselrichters im Kurzschluss. Beim Verhalten des Wechselrichters soll für ein vereinfachtes Modell der Zusammenhang von einer dezentralen Wechselrichter-Einspeisung an einer Leitung, auf die Messung der Impedanz durch den Distanzschutz am Beginn der Leitung gezeigt werden.

In Kapitel fünf wird die Spannungsanhebung, sowie die Veränderung des auftretenden Stroms am Anfang der Leitung, dem Ort der Messung, gezeigt werden. Des Weiteren wird auf den Einfluss auf das Anregeverfahren mittels Überstrom, bei Einsatz des Distanzschutzes als Haupt- und Reserve-Schutz, eingegangen.

Im abschließenden Kapitel wird die Stromanregung sowie die Abweichung der gemessenen Impedanz an einem Netzmodell simuliert, welches sich an realen Netzdaten orientiert. Im Modell erfolgt die Einspeisung durch Wasserkraftwerke, Einspeisung durch Synchronmaschinen, und Photovoltaik-Erzeugungsanlagen, Einspeisung mittels Wechselrichter.

# Kapitel 2

## Gesetzliche Vorgabe

In Österreich werden die Anforderungen an parallel zum Netz betriebene Stromerzeugungsanlagen durch die technisch organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) gefordert. In der Rechtsvorschrift Energie-Control-Gesetz sind in §22 die Regulierungsaufgaben der E-Control festgelegt. In Absatz 2 ist die Erarbeitung der TOR, in Zusammenarbeit mit den Betreibern von Stromnetzen, gefordert.

Auf Ebene der Europäischen Union (EU) wurde die Verordnung "Verordnung zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger" (RfG-VO) ausgegeben und war für alle EU-Mitgliedsstaaten mit einer Frist von drei Jahren umzusetzen[1]. Die RfG-VO enthält Gestaltungsräume durch die Mitgliedsstaaten, welche jedes Land national ergänzt, wie etwa die Schwellenwerte der Erzeugertypen. Der Inhalt des bis dahin gültigen Teils D4 V2.3 der TOR wird inhaltlich ersetzt durch:

- VERORDNUNG (EU) 2016/631 DER KOMMISSION vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger
- Verordnung des Vorstands der E-Control betreffend die Festlegung von allgemeinen technischen Anforderungen für den Netzanschluss von Stromerzeugungsanlagen (RfG Anforderungs-V)
- Verordnung des Vorstands der E-Control betreffend die Festlegung von Schwellenwerten für Stromerzeugungsanlagen des Typs B, C und D gemäß Artikel 5 Abs. 3 der Verordnung (EU) 2016/631 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (RfG Schwellenwert-Verordnung, RfG Schwellenwert-V)

In den technisch organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen wird der Teil D4 ab dem 27.4.2019 ersetzt durch die Kapitel:

- "Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs A und von Kleinstenerzeugungsanlagen" in der Version 1.0
- "Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs B" in der Version 1.0

- "Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs C" in der Version 1.0
- "Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs D" in der Version 1.0

Die durch die TOR geforderten Eigenschaften an Stromerzeugungsanlagen, gelten bei einer neu errichteten bzw. für bestehende Anlagen bei welchen eine wesentliche Änderung durchgeführt wird.

In dieser Arbeit werden die Anforderungen an die parallel zum Netz einspeisenden nicht-synchronen und synchronen Stromerzeuger im Fehlerfall betrachtet. Dabei geht es einerseits um die Anforderungen der bisherigen Rahmenbedingungen der TOR Hauptteil D4 in der Version V2.3 und um die Betrachtung der Anforderungen der aktuell gültigen TOR, die entsprechend der RfG-VO umgesetzt wurde.

In den nachfolgenden Ausführungen werden nur die für diese Arbeit relevanten Teile aus den jeweiligen Regelwerken entnommen.

## 2.1 Anforderungen nach TOR (D4)

Das Verhalten im Fehlerfall von parallel zum Netz betriebenen Stromerzeugungsanlagen wird in Österreich durch die technisch organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen im Hauptteil D4 geregelt. Die hier erwähnte Version V2.3 ist das vor der Gültigkeit der RfG-VO anzuwendende Regelwerk.

Die Netzstützung wird in die dynamische und statische Netzstützung unterteilt. Unter der statischen Netzstützung versteht man die Blindleistungsanpassung bei langsamen Spannungsänderungen. Bei der dynamischen Netzstützung handelt es sich um die die Spannungsstützung bei Einbruch der Spannung, wie es bei einem Kurzschluss der Fall ist. Die Anforderungen an die Erzeugungsanlagen bei einer dynamischen Netzstützung sind[2]:

- keine Netztrennung innerhalb definierten Grenzen des Spannungseinbruchs[2]
- Stützung der Netzspannung durch eine Blindstromeinspeisung[2]
- die entnommene induktive Blindleistung soll nach Fehlerklärung nicht höher als vor Fehlereintritt sein[2]

Nachfolgend wird auf die Anforderungen an die Stromerzeugungsanlagen in der Niederspannungs- und Mittelspannungs-Ebene eingegangen.

### 2.1.1 Dynamische Netzstützung im Mittelspannungsnetz

Erzeugungsanlagen, welche in der Mittelspannung angeschlossen werden, müssen generell die Möglichkeit besitzen an der dynamischen Netzstützung teilzunehmen[2].

Bei einem Einbruch der Spannung bis zu 30 % der festgelegten Spannung am Anschlusspunkt darf sich die Erzeugungsanlage 700 ms lang nicht vom Netz trennen. Bei einem Einbruch

der Spannung unter 30% der festgelegten Spannung am Anschlusspunkt mit einer Dauer bis 150 ms darf sich die Erzeugungsanlage nicht vom Netz trennen[2].

### 2.1.2 Dynamische Netzstützung im Niederspannungsnetz

Erzeugungsanlagen, welche in der Niederspannung angeschlossen werden und die Fähigkeit besitzen an der dynamischen Netzstützung teilzunehmen, sollen bei entsprechender Direktive durch den Netzbetreiber für die dynamische Netzstützung verwendet werden[2].

## 2.2 Anforderungen nach TOR (RfG-VO, RfG-Schwellenwert-VO und RfG-Anforderungs-VO)

In der TOR, umgesetzt nach RfG-VO, werden die Stromerzeugungsklassen nach Einspeiseleistung beziehungsweise Nennspannung am Netzanschlusspunkt klassifiziert:

- Typ A: Einspeiseleistung:  $0,8 \text{ kW} \leq P_N < 250 \text{ kW}$   
und Nennspannung  $< 110 \text{ kV}$  [3]
- Typ B: Einspeiseleistung:  $250 \text{ kW} \leq P_N < 35 \text{ MW}$   
und Nennspannung  $< 110 \text{ kV}$  [4]
- Typ C: Einspeiseleistung:  $35 \text{ MW} \leq P_N < 50 \text{ MW}$   
und Nennspannung  $< 110 \text{ kV}$  [5]
- Typ D: Einspeiseleistung:  $50 \text{ MW} \geq P_N$   
oder Nennspannung  $\geq 110 \text{ kV}$  [6]

Bei den Anforderungen an die klassifizierten Erzeugungsanlagen wird zwischen synchronen Stromerzeugungsanlagen und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen unterschieden. Unter synchronen Stromerzeugungsanlagen werden Anlagen mit einem festen Verhältnis zwischen der Netzfrequenz, erzeugten Spannung und Generatorzahl verstanden. Nicht-synchrone Stromerzeugungsanlagen haben diese synchrone Eigenschaft nicht oder sind mittels Leistungselektronik mit dem Netz verbunden[1].

### 2.2.1 Verhalten im Fehlerfall

Im Fehlerfall wird das Verhalten FRT (Fault right through) von Stromerzeugungsanlagen, im Falle von symmetrischen und asymmetrischen Fehlern im Netz, gefordert. Das bedeutet, dass die Anlagen fähig sein müssen, sich im Fehlerfall nicht vom Netz zu trennen um einen stabilen Betrieb zu ermöglichen. Dieses Verhalten ist gefordert, solange die Grenzwerte des Spannung-Zeit-Profil am Netzanschlusspunkt eingehalten werden. Schutzkonzepte müssen so ausgelegt sein, dass sie im Falle eines internen Fehlers, die FRT-Fähigkeit nicht beeinflussen[1]. Im FRT-Profil wird der Grenzwert der Spannung in "per Unit" am Netzanschlusspunkt in Abhängigkeit der Zeit aufgetragen. Bei Unterschreiten des Grenzwertes ist ein Trennen der Anlage zulässig. Das FRT-Profil für synchrone Stromerzeugungsanlagen

ist in Abbildung 2.1 ersichtlich. Das FRT-Profil für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit einem Netzanschlusspunkt in der Niederspannungsebene ist in Abbildung 2.2, für den Netzanschlusspunkt in der Mittelspannungsebene in Abbildung 2.3, ersichtlich[3].

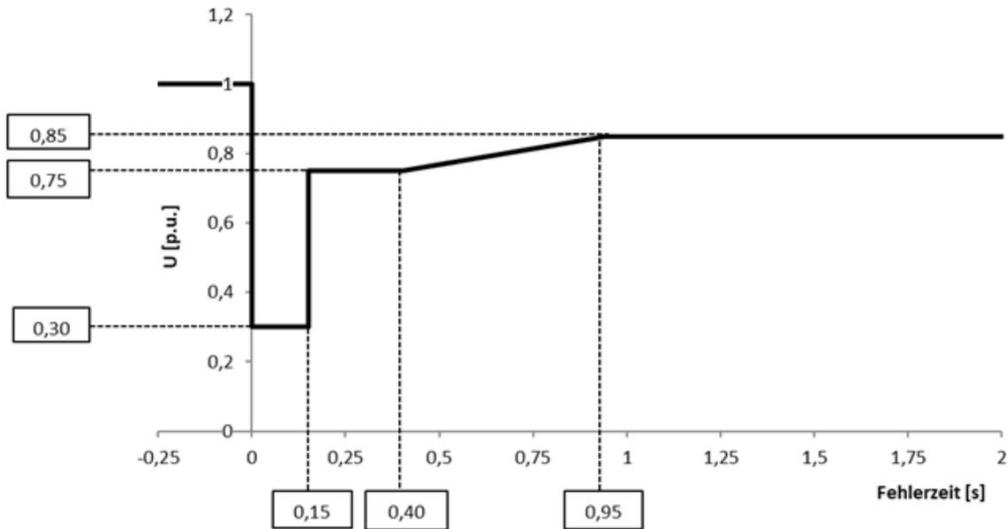


Abbildung 2.1: FRT-Profil von synchronen Stromerzeugungsanlagen am Netzanschlusspunkt[3]

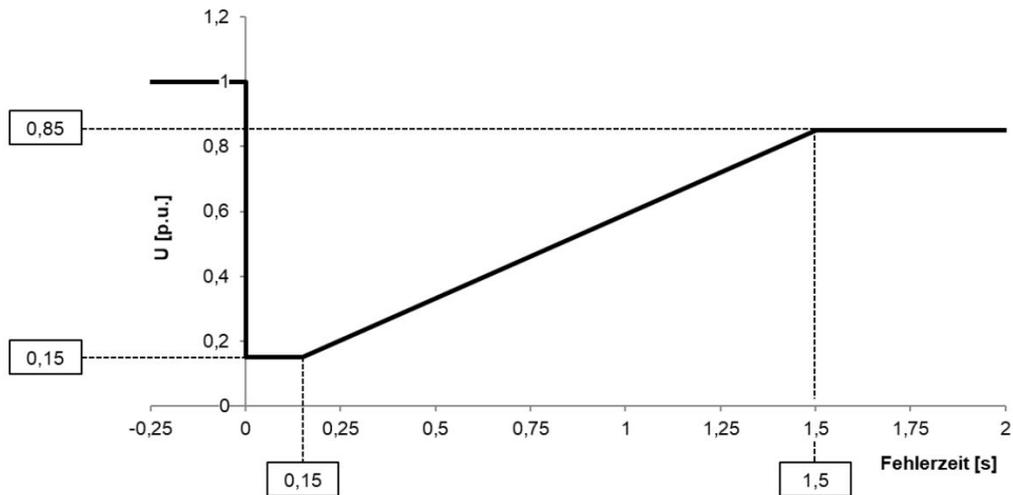


Abbildung 2.2: FRT-Profil von nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs A am Netzanschlusspunkt in der Niederspannungsebene[3]

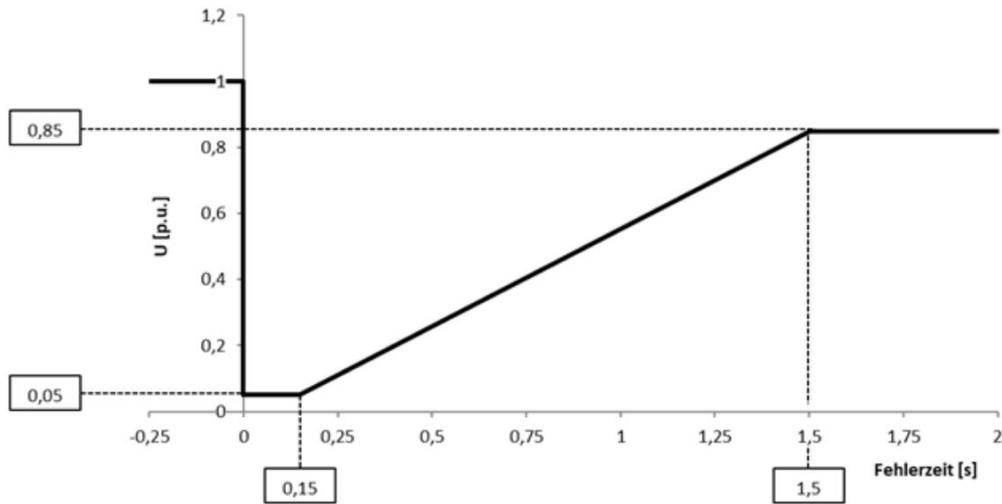


Abbildung 2.3: FRT-Profil von nichtsynchrone Stromezeugungsanlagen des Typs A und B am Netzanschlusspunkt in der Mittelspannungsebene[3]

Im Fehlerfall müssen Stromezeugungsanlagen des Typs A und Typs B folgende Verhalten aufweisen:

- Synchrone Stromezeugungsanlagen
  - Typ A mit Nsp.-Netzanschlusspunkt:
 

Für synchrone Stromezeugungsanlagen des Typs A, welche den Netzanschlusspunkt im Niederspannungsnetz haben, sollen im Fehlerfall, die Verbindung und einen stabilen Betrieb, je nach Fähigkeit entsprechend der Angaben des Herstellers, aufrechterhalten. Das FRT-Profil in Abbildung 2.1 gilt als Richtwert[3].
  - Typ A mit Msp.-Netzanschlusspunkt und Typ B:
 

Für synchrone Stromezeugungsanlagen des Typs A, welche den Netzanschlusspunkt im Mittelspannungsnetz haben, und des Typs B gilt das FRT-Profil in Abbildung 2.1[3] [4].
- Nichtsynchrone Stromezeugungsanlagen
  - Typ A mit Nsp.-Netzanschlusspunkt und Typ B mit Nsp.-Netzanschlusspunkt:
 

Nichtsynchrone Stromezeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt im Niederspannungsnetz müssen eine Spannungsabsenkung  $U < 0,8 U_N$  durchfahren, keinen Strom in das Netz einspeisen und sich nicht vom Netz trennen (eingeschränkte dynamische Netzstützung). In Abstimmung und mit Zustimmung des zuständigen Netzbetreibers kann vereinbart werden, dass ein definierte Betriebspunkt aufrecht erhalten wird. Dies soll bei Anwendung mit einer hohen Genauigkeit erfolgen[3] [4].
  - Typ A mit Msp.-Netzanschlusspunkt und Typ B mit Msp.-Netzanschlusspunkt:
 

Nichtsynchrone Stromezeugungsanlagen des Typs A und Typs B welche in der Mittelspannungsebene einspeisen, müssen im Fehlerfall, welcher ein FRT-

Verhalten fordert, eine dynamischen Blindstromstützung unter bestimmten Bedingungen durchführen. Tritt eine Spannungsänderung sprunghaft auf oder kommt es zu einer Leiter-Leiter Betriebsspannung größer 110 % oder kleiner 90 % muss die Spannung durch eine Reduzierung oder Erhöhung des Blindstrom im Mitsystem und Gegensystem erhöht oder abgesenkt werden. Der zusätzliche Mitsystem-Blindstrom  $\Delta i_{B1}$  und Gegensystem-Blindstrom  $\Delta i_{B2}$  ist proportional zum jeweiligen Mitsystem-Spannungseinbruch  $\Delta u_1$  und Gegensystem-Spannungseinbruch  $\Delta u_2$  und dem Verstärkungsfaktor  $k$ , welcher vom Netzbetreiber vorgegeben wird (siehe Abbildung 2.4 und Formel 2.1 und 2.2). Der Verstärkungsfaktor wird abhängig von der Impedanz zwischen der Stromerzeugungsanlage und dem Anschlusspunkt, gewählt ( $2 \leq k \leq 6$ ). Wird keine Vereinbarung getroffen gilt  $k=2$ . Ist der Fehler geklärt, soll ein kontinuierlicher Übergang von der dynamischen Blindstromstützung zur statischen Spannungshaltung erfolgen. Nichtsynchrone Stromerzeugungseinheiten müssen fähig sein, mindestens einen Blindstrom in der Höhe des Bemessungsstroms einzuspeisen[3][4].

$$\Delta i_{B1} = k_1 \cdot \Delta u_1 \tag{2.1}$$

$$\Delta i_{B2} = k_2 \cdot \Delta u_2 \tag{2.2}$$

Geforderter zusätzlicher Blindstrom

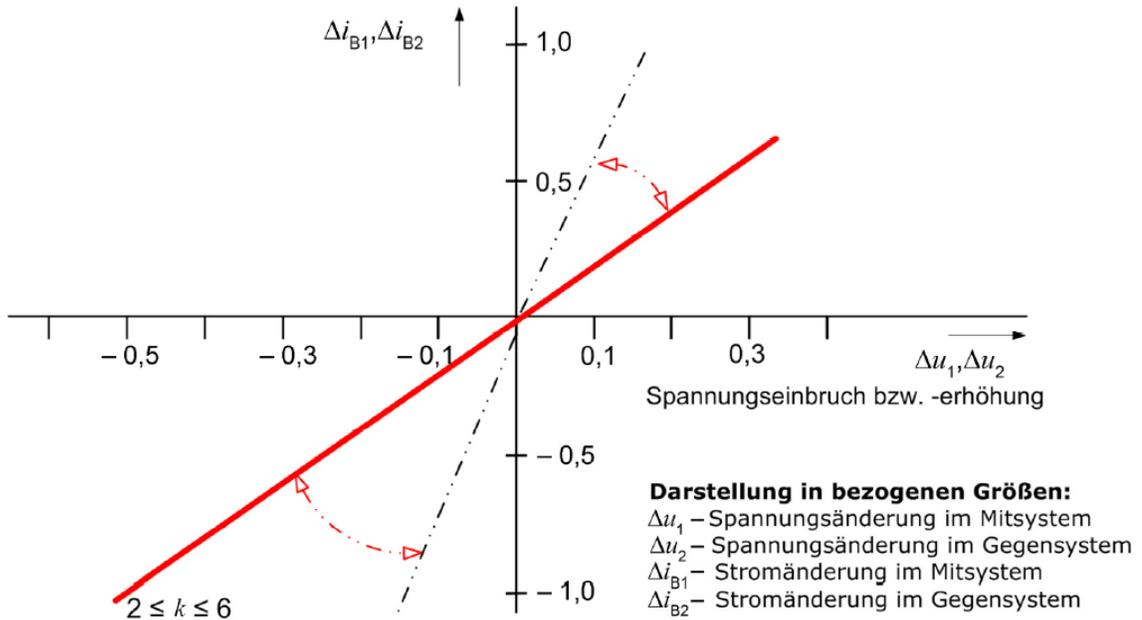


Abbildung 2.4: Geforderter zusätzlicher einzuspeisender Blindstrom im Mit- und Gegensystem in Abhängigkeit der Spannungsänderung  $\Delta u_1$  und  $\Delta u_2$ [7]

Das bis zum 27.04.2019 gültige Regelwerk für parallel zum Netz betriebenen Stromerzeugungsanlagen TOR Hauptteil D4 fordert in der Mittelspannungs-Ebene eine dynamische Netzstützung. Die Rahmenbedingung ,in welchem Umfang dies erfolgen soll, wird nicht genauer spezifiziert. Die Höhe des einzuspeisenden Blindstroms wird nicht in Relation zur Spannungsabsenkung und Spannungserhöhung gefordert.

In der seit 27.04.2019 gültigen technisch organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, welche nach der EU-Verordnung 2016/631 umgesetzt ist, werden Spannungsprofile vorgegeben, bei welchen sich eine Erzeugungsanlage vom Netz trennen darf. Dabei wird zwischen synchronen und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen und der Anschluss-Spannungsebene der Anlage unterschieden. Bei der dynamische Netzstützung ist die Höhe des Mitsystem- und Gegensystem-Blindstrom im Fall des symmetrischen und un-symmetrischen Kurzschluss genau spezifiziert, welche in Abhängigkeit von der Spannungs-Absenkung bzw. -Erhöhung und einem Verstärkungsfaktor  $k$  gefordert wird.

# Kapitel 3

## Netzschutz

### 3.1 Allgemein

Der Netzschutz ist ein Teil der elektrischen Energieversorgungsnetzen, welcher bei Betriebsstörungen und Fehlern eingreift. Dieser verhindert nicht das Auftreten des Netzfehlers, sondern erkennt den Fehler-Zustand und schaltet den betroffenen Teil des Netzes ab, um diesen vor weiterer Zerstörung zu schützen, Gefahren gegenüber Menschen zu vermeiden sowie den Betrieb des fehlerfreien Netzes aufrechtzuerhalten[8].

Der Netzschutz erfolgt mit Schutzeinrichtungen, an die unterschiedliche Anforderungen gestellt werden, ersichtlich in Abbildung 3.1. Diese sind teilweise widersprüchlich beziehungsweise voneinander abhängig. Somit ist das Ziel der Schutztechnik, diese Anforderungen zu vereinen und für die jeweilige Anwendung den bestmöglichen Kompromiss zu finden[9].

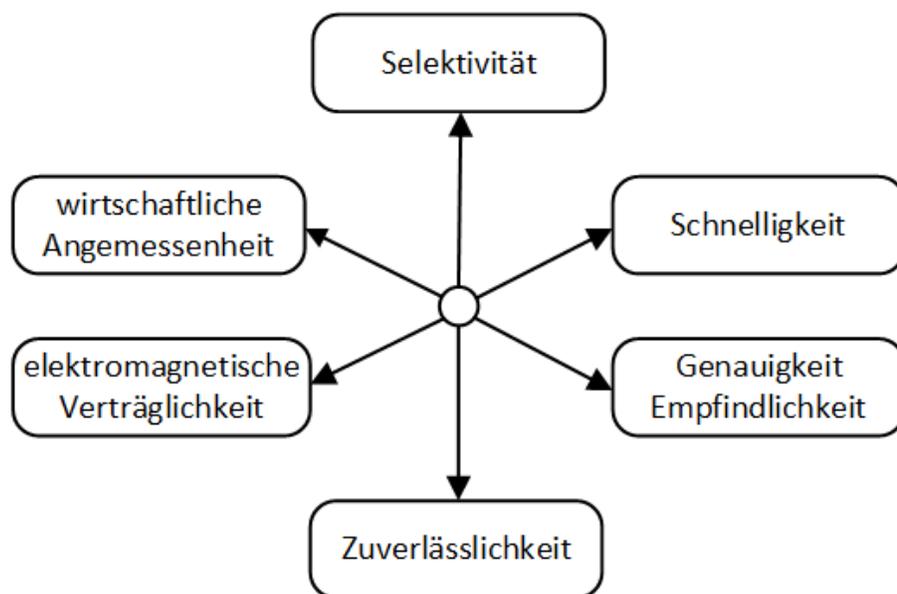


Abbildung 3.1: Anforderungen an die Schutztechnik nach[9]

Um eine Netzstörung abzuschalten und das fehlerfreie Netz ungestört in Betrieb zu lassen, ist es notwendig die Einstellungen der Schutzgeräte aufeinander abzustimmen. Ziel ist es eine möglichst niedrige Versorgungsunterbrechung zu erreichen und die Netzstabilität aufrecht zu erhalten, [10].

Die verwendeten Schutzeinrichtungen im Netz werden in drei Kategorien unterteilt[11]:

- Leitungsschutz  
Der Leitungsschutz ist abhängig vom Netzaufbau (Strahlennetz, vermaschtes Netz), dem auftretenden Kurzschlussstrom und von der Sternpunktbehandlung des Transformators. So kann in einem gelöschten Netz, für einen einpoligen Kurzschluss nicht die gleiche Schutzfunktion verwendet werden, wie bei mehrpoligen[11]. Der Schutz der Leitung wird für den Kurzschluss ausgelegt und ist im wesentlichen kein Schutz vor einem Betrieb in Überlast[8].
  
- Transformatorschutz  
Der Transformatorschutz umfasst den Schutz gegen innere und äußere Fehler. Die am meisten verbreitete Schutzmaßnahme gegen innere Fehler ist der Differentialschutz[12].
  
- Generatorschutz  
Der Generatorschutz umfasst den Schutz gegen innere und äußere Fehler. Tritt ein Fehler auf, ist das Ziel der Schutz der Maschine, somit wird der Generator abgeschaltet und enterregt[12].

In der Netzplanung ist ein Schutzkonzept umzusetzen. Für die unterschiedlichen Fehlerarten und Orte des möglich auftretenden Fehlers, ist ein Hauptschutz und ein Reserveschutzkonzept umzusetzen. Wird ein aufgetretener Fehler nicht oder nicht in der geforderten Zeit geklärt, so wirkt der Reserveschutz. Dadurch kann ein mögliches Versagen eines einzelnen Elements abgefangen werden. Der geschützte Bereich des Hauptschutzes und Reserveschutzes ist beispielhaft in Abbildung 3.2 dargestellt[13].

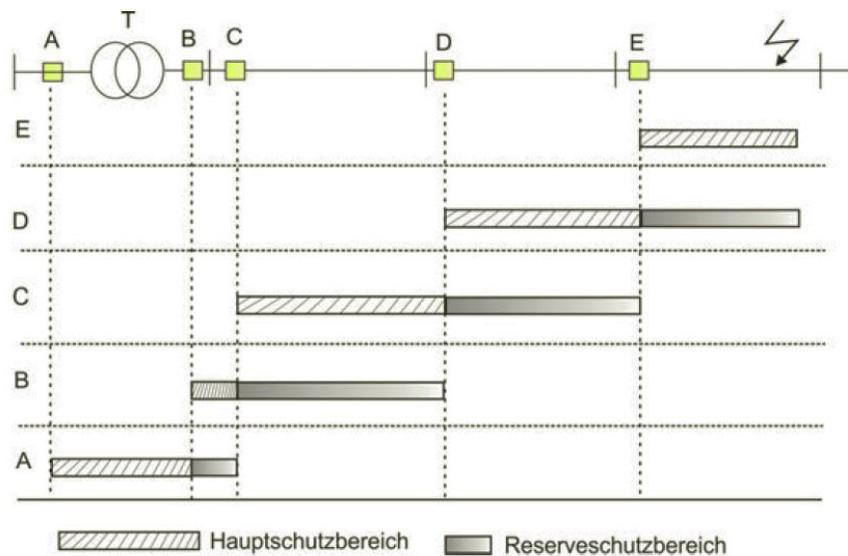


Abbildung 3.2: Darstellung des Wirkungsbereichs des Hauptschutzes und Reserveschutzes einer Leitung anhand eines Beispiels[14]

Für den Leitungsschutz wird, abhängig von den Anforderungen, meist ein Überstromzeit-schutz oder ein Distanzschutzrelais verwendet. Der Schutz der Freileitung wird meist mit einem Schutzgerät als Hauptschutz am Leitungsanfang und einem Schutzgerät zwischen übergeordnetem Transformator und Sammelschiene als Reserveschutz umgesetzt. Auf den Distanzschutz wird im nachfolgenden Kapitel 3.2 eingegangen.

## 3.2 Distanzschutz

Der Distanzschutz ist eine selektive Zeitstaffelschutzeinrichtung, der in erster Linie für den Fehlerschutz von Leitungen und Kabeln eingesetzt wird[14][15]. Das Schutzsystem besteht aus einem Distanzschutzrelais, Stromwandler, Spannungswandler sowie einer Auslöseeinheit. Bei Erreichen der definierten Kriterien regt der Distanzschutz die Auslösung am Leistungsschalter an. In Abbildung 3.3 sind die benötigten Komponenten bei Einsatz eines Distanzschutzes ersichtlich.

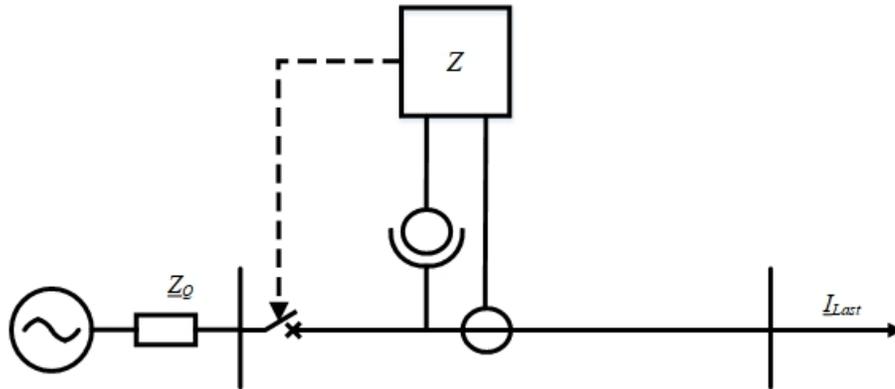


Abbildung 3.3: Distanzschutz mit Leistungsschalter

### 3.2.1 Prinzip

Kurzschlüsse auf Leitungen können mit dem Distanzschutz in Schnellzeit erfasst und mit Hilfe des Leistungsschalters vom fehlerfreien Netz getrennt werden. Durch eine Strom- und Spannungsmessung mittels Messwandler, wird die Fehlerimpedanz berechnet und durch den Vergleich mit der Leitungsimpedanz der Fehlerort ermittelt[16].

Die gemessene Distanz entspricht nicht zu 100% der tatsächlichen Distanz zwischen Messstelle und Kurzschlussort. Diese Unschärfe ist aufgrund von Messfehlern, Wandlerfehlern und der Ungenauigkeit der angenommenen Leitungsimpedanzen bedingt[15]. Somit endet der Schutz in Schnellzeit einer Leitung 10% bis 15% vor dem tatsächlichen Leitungsende. Um eine sichere Abschaltung und Selektivität zu gewährleisten werden Distanzzonen verwendet. Befindet sich ein Fehler in der ersten Zone, wird in Schnellzeit ausgelöst, was in der Mittelspannung 100 ms entspricht. Im Bereich danach wird bei einem aufrecht bleibenden Fehler mit einer Verzögerung ausgelöst, ersichtlich in Abbildung 3.4 [17].

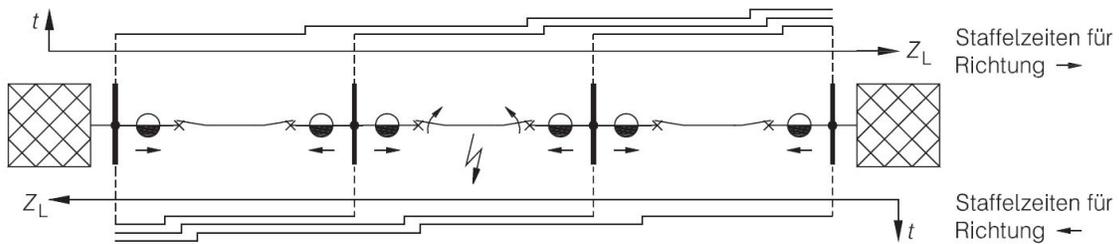


Abbildung 3.4: Distanzschutz mit gestaffelten Distanzzonen bei einer beidseitig gespeisten Leitung[17]

Für den Vergleich der gemessenen Impedanz und der Impedanz entsprechend der Auslösecharakteristik werden Impedanzdiagramme verwendet. Im fehlerfreien Zustand wird die Lastimpedanz  $Z_{Last}$  gemessen, welche umgekehrt proportional zur übertragenen Last  $P_{Last}$  ist:

$$Z_{Last} = \frac{U_{vk}^2}{P_{Last}} \quad (3.1)$$

$Z_{Last}$ ... Lastimpedanz in  $\Omega$

$U_{vk}$ ... Netzspannung in V

$P_{Last}$ ... Übertragene Leistung in W

Tritt der Fehlerfall in Form eines Kurzschlusses auf, entspricht die bestimmte Impedanz aus der Strom und Spannungsmessung nicht mehr der Lastimpedanz, sondern der Kurzschlussimpedanz, welche kleiner als die Impedanz der Last ist. Der Wert der Kurzschlussimpedanz entspricht im Idealfall der Leitungsimpedanz vom Messpunkt bis zur Fehlerstelle, sowie den eventuellen Übergangswiderständen. Der Winkel zwischen dem Kurzschlussstrom und der Kurzschlussspannung wird als Kurzschlusswinkel  $\varphi_K$  bezeichnet, welcher für die Richtungsbestimmung der Fehlerstelle verwendet wird. Der gemessene Wert wird mit der Ansprechcharakteristik des Distanzschutzes verglichen, welche durch Kennlinien im Impedanzdiagramm definiert werden. Somit kann zwischen dem fehlerfreien und dem fehlerbehafteten Zustand unterschieden werden. Erfolgt die Einspeisung beidseitig, wie es bei Ringnetzen der Fall ist, muss unterschieden werden, ob sich der Fehler in Vorwärts- oder Rückwärts-Richtung des Distanzschutzes befindet, um eine entsprechend selektive Abschaltung durchführen zu können. Wird für die Kurzschlussimpedanz eine ohmsch-induktive Impedanz angenommen, eilt der Strom im Verbraucherzählpeilsystem der Spannung nach[15].

### 3.2.2 Anregeverhalten

Der Distanzschutz benötigt für die korrekte Bestimmung der Impedanz eine Anregung. Durch die Anregung wird die Fehlerart erkannt. Die Fehlerart ist notwendig, um die entsprechenden Messgrößen für die Bestimmung der Kurzschlussimpedanz zu wählen[12].

Für die Anregung werden folgende Kriterien verwendet[15]:

- erhöhter Strom (Überstrom)
- erhöhter Strom in Abhängigkeit der Spannung
- kleine Impedanz

Aus diesen Kriterien ergeben sich folgende Anregeverfahren für den Distanzschutz:

- Überstromanregung
- Spannungsgesteuerte Überstromanregung (U/I-Anregung)
- Impedanzanregung

### Überstromanregung

Die Überstromanregung ist eine einfache und schnelle Art der Fehlererkennung, welche vor allem in der Mittelspannung verwendet wird. Ist der Strom am Messpunkt größer oder gleich dem eingestellten Anregestrom, erfolgt die Schutzanregung. Um eine Anregesicherheit zu erreichen, muss der Wert des Anregestroms über dem maximalen Laststrom liegen, um im störungsfreien Betrieb nicht falsch anzuregen. Der eingestellte Anregestrom  $I_{>>}$  muss kleiner als der minimale Kurzschlussstrom  $I_{K,min}$  im Fehlerfall sein, um im zu schützenden Abschnitt, eine Anregeverlässlichkeit zu erreichen[8]. Der minimale Kurzschluss wird mit dem zweipoligen Kurzschluss gerechnet, da dieser im Vergleich zum dreipoligen Kurzschluss um den Faktor  $\frac{\sqrt{3}}{2}$  kleiner ist[15]. Für die Dimensionierung des Schutzes ist die Anregesicherheit und Anregeverlässlichkeit zu prüfen. In Abbildung 3.5 ist der Einstellbereich des Anregestroms sowie die Bereiche der Anregesicherheit und Anregeverlässlichkeit abgebildet[8].

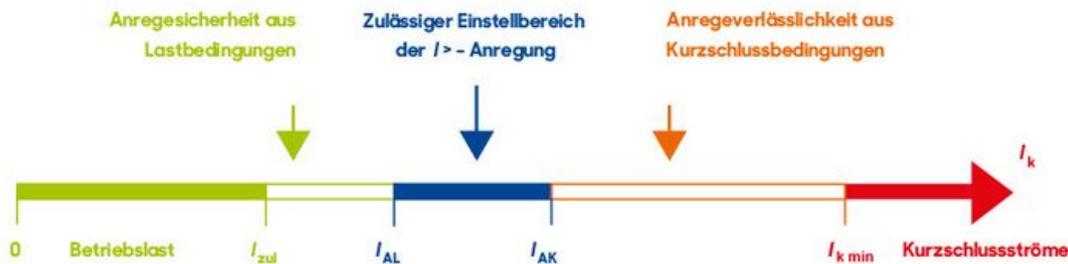


Abbildung 3.5: Anregesicherheit bei einem Distanzschutz mit Überstromanregung[8]

Schützt das Distanzschutzrelais eine Freileitung, wird die untere Grenze des zulässigen Anregestroms  $I_{AL}$  in Abhängigkeit vom zulässigen Nennstrom der Leitung  $I_N$  und dem Anregesicherheitsfaktor  $f_{AS}$  berechnet:

$$I_{AL} = I_N \cdot f_{AS} \quad (3.2)$$

In der Praxis wird mindestens der Anregesicherheitsfaktor  $f_{AS} = 1,4$  für eine einfache Leitung angenommen[8].

Der Faktor der Anregeverlässlichkeit  $f_{AV}$  wird aus dem Verhältnis des minimalen Kurzschlussstroms  $I_{K,min}$  und dem Anregestrom  $I_{>>}$  berechnet:

$$f_{AV} = \frac{I_{K,min}}{I_{>>}} \quad (3.3)$$

Der zulässige Faktor der Anregeverlässlichkeit  $f_{AV}$  ist davon abhängig, ob der Distanzschutz in der Funktion des Hauptschutzes oder des Reserveschutzes eingesetzt wird. Unter der Vernachlässigung des Lichtbogeneinflusses können folgende Werte für den Faktor der Anregeverlässlichkeit angenommen werden[8]:

- Hauptschutz:  $f_{AV} \geq 1,8$  [8]
- Reserveschutz:  $f_{AV} \geq 1,3$  [8]

### Spannungsgesteuerte Überstromanregung

Tritt im Fehlerfall ein kleinerer Kurzschlussstrom auf, als der größte Betriebsstrom beträgt, so muss anstatt Überstrom als Anrege-Kriterium, die Spannung als zusätzliches Kriterium verwendet werden. Das Anrege-Verfahren Spannungsgesteuerte Überstromanregung findet vor allem im Hochspannungsnetz Anwendung[12].

Der Kurzschlussstrom kann aus folgenden Gründen für eine Stromanregung zu gering sein:

- Hohe Quellenimpedanz
- Erdstrombegrenzung durch Impedanz im Transformatorsternpunkt
- Vermaschtes Netz (Stromaufteilung auf parallele Wege)
- Zwischenstromeinspeisungen

Die durch den Spannungswandler gemessene Spannung ist abhängig von der Fehlerschleifenimpedanz des Kurzschlusses und der Impedanz der Quelle. Der Wert des Ansprechwerts des Stroms ist in Abhängigkeit von der Spannung gesteuert. Die Empfindlichkeit des Ansprechens des Stroms erhöht sich mit steigender Spannung. Um ein Ansprechen einer spannungslosen Leitung zu verhindern, wird das Kriterium mit der Bedingung verknüpft, so dass der Strom mindestens  $0,2$  bis  $0,5 \cdot I_N$  betragen muss[15].

Zusätzlich kann bei der spannungsgesteuerten Überstromanregung der Winkel zwischen Strom und Spannung als weiteres Anregekriterium verwendet werden. Dieses erweiterte Verfahren wird "winkelabhängige Unterimpedanzanregung" genannt, welche vor allem in Hochspannungsnetzen mit einem niederohmig geerdeten Sternpunkt eingesetzt wird[12]. Die Unterscheidung des Betriebszustands mittels winkelabhängiger Anregung funktioniert, da der Kurzschlusswinkel in Freileitungsnetzen deutlich größer ist ( $> 70^\circ$  in HSp.), als der Winkel unter Last ( $\pm 30^\circ$ ). Das Verfahren der spannungsgesteuerten Überstromanregung kann mit der Berücksichtigung des Winkels erweitert werden, wenn der gemessene Winkel größer ist als der Lastwinkel, der durch einen definierten Bereich voreingestellt wird. Durch diese Erweiterung ist es möglich, Fehler am Ende langer Leitungen zu erfassen sowie die Fehlererfassung auf Folgeleitungen, bei Impedanzverlängerungen durch Zwischeneinspeisungen. Diese genauere Fehlererfassung erfolgt durch eine Umschaltung auf eine empfindlichere Kennlinie, wenn der Kurzschlusswinkel im eingestellten Bereich liegt (größerer Lastwinkel)[15].

### Impedanzanregung

Die Anregung mittels Impedanz fordert eine ständige Erfassung der Impedanzen der sechs Fehlerschleifen:

- L1-L2
- L2-L3
- L3-L1
- L1-E
- L2-E
- L3-E

Die gemessene Impedanz einer Schleife wird mit der Anregefläche eines Impedanzdiagramms verglichen, siehe Abbildung 3.6.

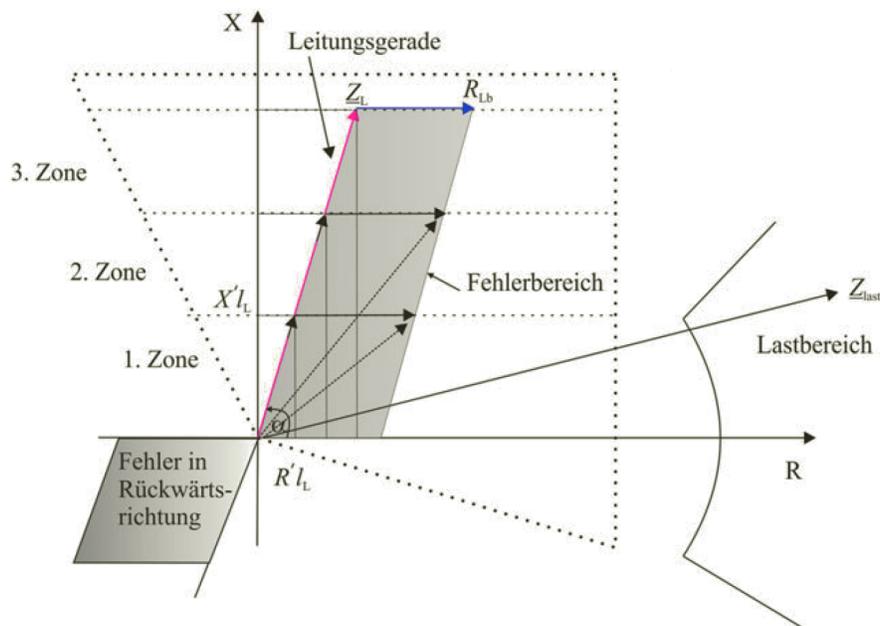


Abbildung 3.6: Zonendiagramm eines Distanzschutzrelais mit Impedanzanregung[14]

$Z_L$ ... Impedanz der geschützten Leitung in  $\Omega$

$R'$ ... längenabhängiger Widerstand der geschützten Leitung in  $\frac{\Omega}{km}$

$X'$ ... längenabhängige Reaktanz der geschützten Leitung in  $\frac{\Omega}{km}$

$l_L$ ...Distanz zwischen Messstelle und Kurzschlussort in km

$R_{lb}$ ... Lichtbogenwiderstand in  $\Omega$

$Z_{Last}$ ... gemessene Impedanz im Lastbetrieb in  $\Omega$

Die Herausforderung liegt darin, die fehlerfreien Impedanzschleifen von den fehlerbehafteten zu unterscheiden. Dies führt zu einem Gegensatz von erhöhter Anregeempfindlichkeit (hohe Fehlerwiderstände, große Reichweite) zur Phasenselektivität. Die erhöhte Anregeempfindlichkeit wird im Impedanzdiagramm durch eine Vergrößerung der Anregefläche umgesetzt, wodurch es zur fehlerhaften Anregung bzw. zu einer falschen Fehlerinterpretation kommen kann. So kann ein einpoliger Fehler als dreipoliger Fehler interpretiert werden. Die Anregefläche muss dementsprechend begrenzt werden. Bei Digitalrelais werden stufen-

weise Algorithmen aufgerufen, um die Fehlerart genau zu bestimmen. Die kleinste Fehlerimpedanz gibt im Normalfall die Fehlerart an. Ist das erste Kriterium nicht ausreichend, um eine eindeutige Aussage zu treffen oder liegen mehrere Fehlerimpedanzen nah beieinander, werden weitere Selektionsalgorithmen für die Auswertung angewendet. So wird bei einem einpoligen Fehler, bei dem beim Impedanzvergleich der Fehlerschleifen mehr als eine Fehlerschleife anspricht, auch der Gegensystem- und Nullsystem-Strom verglichen[15].

In Netzen im deutschsprachigen Raum werden zum Schutz von Leitungen in der Mittelspannungsebene meist Distanzschutzrelais mit Überstromanregung eingesetzt. Der Einfluss von dezentralen Erzeugungsanlagen in der Mittel- und Nieder-Spannungsebene auf die Anregung des Distanzschutzrelais, sowie die Auswirkung auf die Selektivität der Schutzeinrichtung, wird in dieser Arbeit betrachtet. Die Selektivität des Distanzschutzes soll in der Funktion als Hauptschutz, sowie als Reserveschutz betrachtet werden.

# Kapitel 4

## Netzkurzschluss

Die Schutztechnik findet keine Anwendung im störfreien Betrieb, sondern im Störfall, wie es bei einem Netzkurzschluss der Fall ist. Es handelt sich um eine niederohmige Verbindung zwischen einem spannungsführenden Leiter mit mindestens einem weiteren Leiter oder Erde. Es wird je nach Anzahl der beteiligten Leiter, zwischen verschiedenen Kurzschlussarten unterschieden[17]. Bei der Auswahl des Schutzgeräts muss neben der Kurzschlussart auch die Netztopologie und der Transformatorsternpunkt betrachtet werden. Ein Mittelspannungsnetz wird im deutschsprachigen Raum (Deutschland und Österreich) hauptsächlich mit einem gelöschten Transformator-Sternpunkt betrieben[17]. Für die Betrachtung des Einflusses durch dezentrale Einspeisung auf die Impedanzmessung des Distanzschutzrelais ist der Kurzschluss mit dem größten eingespeisten Strom durch die dezentralen Erzeuger relevant. Welcher Kurzschlussstrom am größten ist, hängt vom Verhältnis der Mitsystem-Impedanz  $Z_1$  und Nullsystem-Impedanz  $Z_0$  ab. Das Impedanz-Verhältnis hängt im Netz von der Sternpunktbehandlung ab. Ist die Mitsystem-Impedanz gleich der Gegensystemimpedanz, ist das Verhältnis je nach Kurzschlussart folgendermaßen definiert[18]:

$$I_{1p} : I_{2pN} : I_{2p} : I_{3p} = \frac{3}{|2 + \frac{Z_0}{Z_1}|} : \frac{3}{|1 + 2 \cdot \frac{Z_0}{Z_1}|} : \frac{\sqrt{3}}{2} : 1 \quad (4.1)$$

$I_{1p}$ ... Kurzschlussstrom bei einem einpoligen Fehler in A

$I_{2pN}$ ... Kurzschlussstrom bei einem zweipoligen Fehler mit Erdberührung in A

$I_{2p}$ ... Kurzschlussstrom bei einem zweipoligen Fehler in A

$I_{3p}$ ... Kurzschlussstrom bei einem dreipoligen Fehler in A

Bei Kurzschlüssen wird zwischen gernatornahen und generatorfernen Kurzschlüssen unterschieden. Man spricht von gernatornahen Kurzschlüssen, wenn bei mindestens einem Synchrongenerator der Kurzschlussstrom bei Fehlereintritt größer als der zweifache Bemessungsstrom ist, wie es bei einem Kurzschluss an der Klemme einer Synchronmaschine der Fall ist. Der Wechselstromanteil des Kurzschlussstromes klingt schneller ab, als der Gleichstromanteil. Man spricht von generatorfernen Kurzschlüssen, wenn der Wechselstromanteil des Kurzschlussstromes, solange der Kurzschluss anliegt, annähernd konstant bleibt[11].

## 4.1 Dreipoliger Kurzschluss

Beim dreipoligen Kurzschluss handelt es sich um den Kurzschluss der drei Außenleiter, siehe Abbildung 4.1. Bei der Berechnung des Kurzschlusses mittels symmetrischen Komponenten wird das Mit-, Gegen- und Null-System getrennt voneinander betrachtet, siehe Abbildung 4.2.

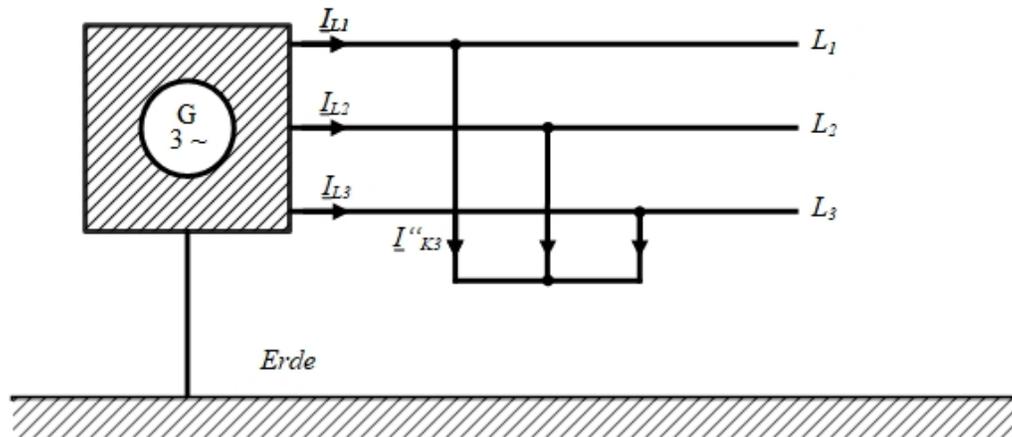


Abbildung 4.1: Dreipoliger Kurzschluss

Sind keine Quellen im Gegen- und Null-System vorhanden, so fließt nur im Mitsystem ein Kurzschlussstrom, wodurch die Berechnung des Kurzschlussstromes einphasig im Mitsystem erfolgt, siehe Abbildung 4.2. [18]

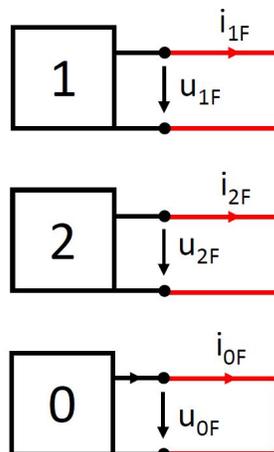


Abbildung 4.2: Berechnung des dreipoligen Kurzschlussstroms in symmetrischen Komponenten[18]

### 4.2 Zweipoliger Kurzschluss

Beim zweipoligen Kurzschluss wird unterschieden zwischen:

- zweipoliger Kurzschluss ohne Erdberührung
- zweipoliger Kurzschluss mit Erdberührung

Beim zweipoligen Kurzschluss ohne Erdberührung handelt es sich um eine niederohmige Verbindung zwischen zwei Außenleitern, siehe Abbildung 4.3. Bei der Berechnung des Kurzschlusses mittels symmetrischen Komponenten wird das Mit-, Gegen- und Null-System entsprechend Abbildung 4.4 miteinander verschaltet[17].

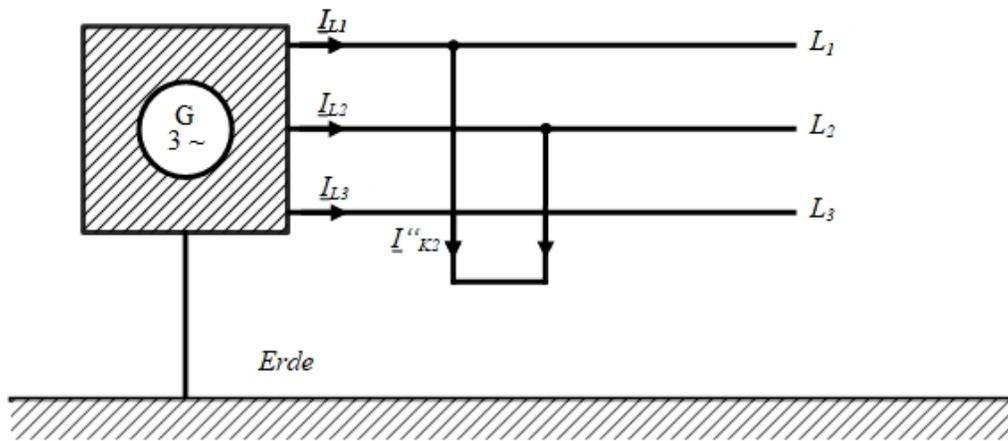


Abbildung 4.3: Zweipoliger Kurzschluss ohne Erdberührung, gezeigt anhand Leiter 1 und Leiter 2

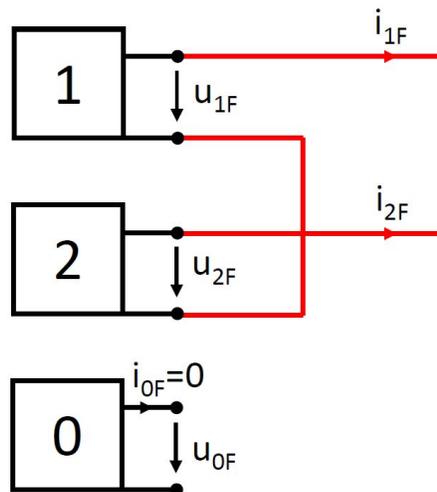


Abbildung 4.4: Berechnung des zweipoligen Kurzschlussstroms ohne Erdberührung in symmetrischen Komponenten[18]

Beim zweipoligen Kurzschluss mit Erdberührung handelt es sich um eine niederohmige Verbindung zwischen zwei Außenleitern und einer Verbindung auf Erdpotential, siehe Abbildung 4.5. Bei der Berechnung des Kurzschlusses mittels symmetrischen Komponenten wird das Mit-, Gegen- und Null-System entsprechend Abbildung 4.6 verschaltet[17].

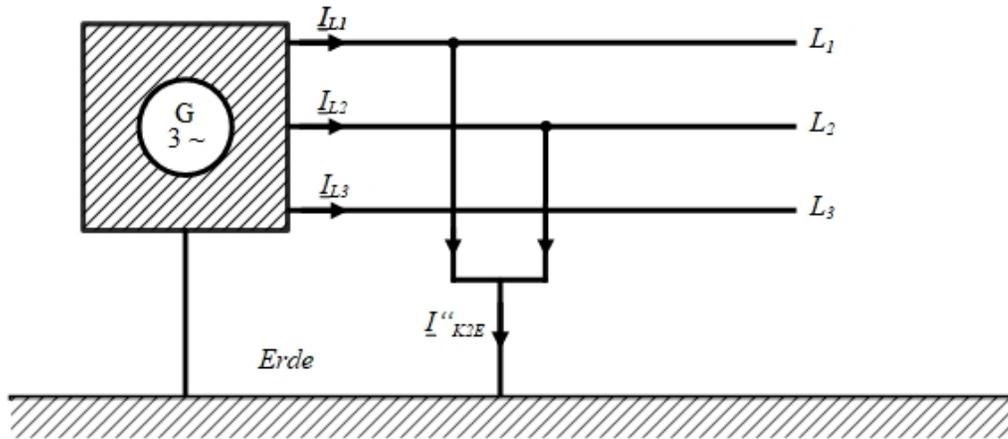


Abbildung 4.5: Zweipoliger Kurzschluss mit Erdberührung, gezeigt anhand Leiter 1 und Leiter 2

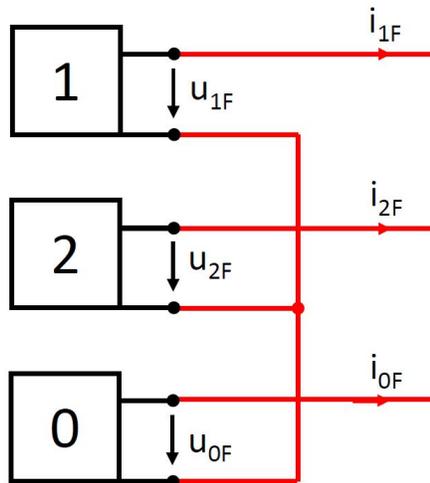


Abbildung 4.6: Berechnung des zwei poligen Kurzschlussstroms mit Erdberührung in symmetrischen Komponenten[18]

Da im deutschsprachigen Raum das Mittelspannungsnetz meist kompensiert betrieben wird[17], kann das Nullsystem vernachlässigt werden und der zweipolige Kurzschluss mit Erdberührung kann als zweipoliger Kurzschluss ohne Erdberührung betrachtet werden.

### 4.3 Einpoliger Kurzschluss

Beim einpoligen Kurzschluss handelt es sich um eine Verbindung von einem Außenleiter gegen Erde, siehe Abbildung 4.7. Bei der Berechnung des Kurzschlusses mittels symmetrischen Komponenten wird das Mit-, Gegen- und Null-System entsprechend Abbildung 4.8 verschaltet[18].

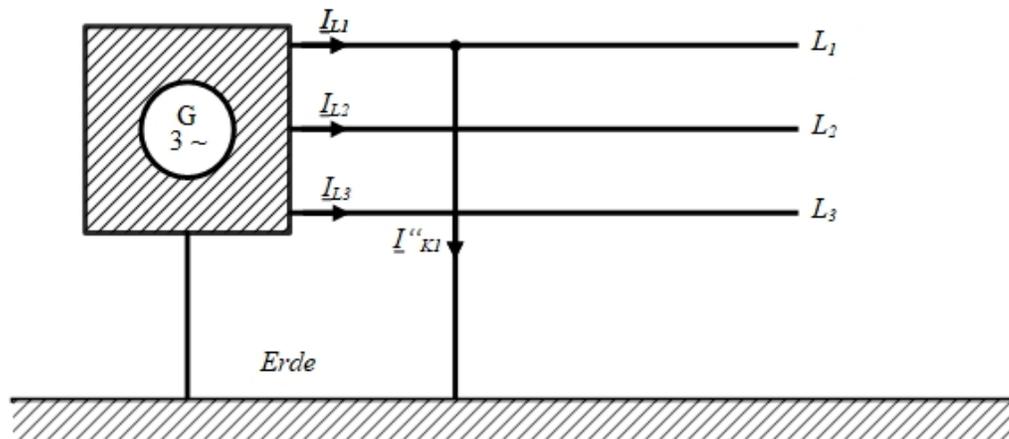


Abbildung 4.7: Einpoliger Kurzschluss, gezeigt anhand Leiter 1

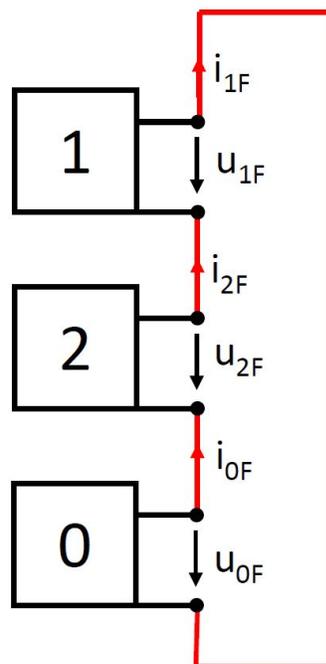


Abbildung 4.8: Berechnung des einpoligen Kurzschlussstroms in symmetrischen Komponenten[18]

## 4.4 Kurzschlussverhalten von Erzeugungsanlagen

Nachfolgend wird auf das Verhalten der Synchronmaschine und des Wechselrichters (Vollumrichter) eingegangen.

### 4.4.1 Synchronmaschine

Bei einem Kurzschluss der erregten Synchronmaschine tritt ein Ausgleichsvorgang mit Stromspitzen auf, welche abklingen und in den Dauerkurzschluss übergehen. Der Grund dafür ist, dass bei Kurzschlusseintritt das Hauptfeld vollständig vorhanden ist. Die Ankerückwirkung begrenzt das Feld indem das Luftspaltfeld bis zu einem Rest nahezu abgebaut wird [19].

Das Polsystem der elektrischen Maschine weist magnetische und elektrische Asymmetrien auf und verursacht Oberschwingungen. Entspricht die subtransiente Längsreaktanz  $x_d''$  der subtransienten Querreaktanz  $x_q''$ , sind diese nicht vorhanden und es treten nur Kurzschlussströme mit Grundschiwingung auf, welche für die grundlegende Betrachtungsweise ausreicht[20].

Die Formel in 4.4.1 beschreibt den Kurzschlussstromverlauf einer Synchronmaschine an einem Strang, zum Zeitpunkt mit einem maximal verketteten Fluss. Der Kurvenverlauf setzt sich aus vier Anteilen zusammen[19]:

- abklingender Gleichstromanteil
- schnell abklingender Wechselstromanteil
- langsam abklingender Wechselstromanteil
- Dauerkurzschlussstrom.

$$\begin{aligned}
 i_p = & I_k'' \cdot \sqrt{2} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}} \cdot \cos(\alpha) + \\
 & ((I_k'' \cdot \sqrt{2} - I_k' \cdot \sqrt{2})e^{\frac{-t}{T_d''}} + \\
 & (I_k' \cdot \sqrt{2} - I_k \cdot \sqrt{2})e^{\frac{-t}{T_d'}} + \\
 & I_k \cdot \sqrt{2}) \cdot \cos(\omega \cdot t + \alpha)
 \end{aligned} \tag{4.2}$$

$\underline{Z}_{Last...}$  gemessene Impedanz im Lastbetrieb in  $\Omega$

Der erste Summand in Gleichung 4.4.1 beschreibt den abklingenden Gleichstromanteil, dessen Größe vom Schaltwinkel  $\alpha$  abhängt. Bei  $\alpha = 0$  wird im Spannungsnulldurchgang geschaltet und der Gleichstromanteil ist maximal ausgeprägt. Die weiteren Summanden sind Wechselströme mit der Netzfrequenz, deren Effektivwert folgendermaßen berechnet werden kann[19]:

$$I_k'' = \frac{U_N}{X_d''} \tag{4.3}$$

$$I'_k = \frac{U_N}{Xd'} \quad (4.4)$$

$$I_k = \frac{U_N}{Xd} \quad (4.5)$$

#### 4.4.2 Wechselrichter

Im Gegensatz zu einer Synchronmaschine hat der Wechselrichter kein physikalisch definiertes Verhalten im Kurzschlussfall. Die Reaktion auf einen außerbetrieblichen Zustand ist mittels Programmierung vorgegeben.

In der durchgeführten Simulation wurden zwei durch die technisch organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) definierten Verhalten eines Wechselrichters im Kurzschlussfall betrachtet:

- eingeschränkte dynamische Netzstützung
- dynamische Blindstromstützung

In der TOR ist bei nichtsynchrone Stromezeugungsanlagen eine dynamische Netzstützung nur bei Anlagen in der Mittelspannungs-Ebene gefordert. In der Niederspannungs-Ebene ist eine eingeschränkte dynamische Netzstützung vorgesehen.

Aus Gründen der Netzstabilität ist das Verhalten, dass sich nichtsynchrone Stromezeugungsanlagen nicht vom Netz trennen wichtig, um den Ausfall der eingespeisten Leistung zu minimieren, insbesondere bei Netzen mit einem hohen Anteil an erneuerbarer Energieerzeugung. Würden die nichtsynchrone Stromezeugungsanlagen in der Nsp.-Ebene im Fehlerfall Blindstrom einspeisen, wie es bei der dynamischen Netzstützung gefordert ist, so würden durch die Spannungsanhebung der Ausfall der eingespeisten Leistung weiter minimiert. Dies verursacht allerdings Herausforderungen für bestehende Schutzkonzepte[21].

In dieser Arbeit wird für die angestellten Betrachtungen angenommen, dass nichtsynchrone Stromezeugungsanlagen in der Niederspannungs-Ebene mittels dynamischer Netzstützung einspeisen.

#### Einfluss auf die Distanzschutz-Impedanz-Messung

In der Mittelspannungs-Ebene wird häufig ein Distanzschutzrealis für den Leitungsschutz eingesetzt[17]. Die dezentrale Einspeisung von Stromezeugern beeinflusst die Impedanz-Messung durch den Distanzschutz. Diese Abweichung der Impedanz resultiert in einer ungenauen Fehlerortung, beziehungsweise im Verlust der Selektivität. Der Zusammenhang zwischen der gemessenen Impedanz und der dezentralen Einspeisung durch Stromezeuger soll in diesem Kapitel gezeigt werden.

In der nachfolgenden Berechnung soll die Beeinflussung auf die gemessene Impedanz, anhand eines vereinfachten Modells, sowie durch Vernachlässigungen angenähert werden. In Abbildung 4.9 ist das vereinfachte Modell ersichtlich.

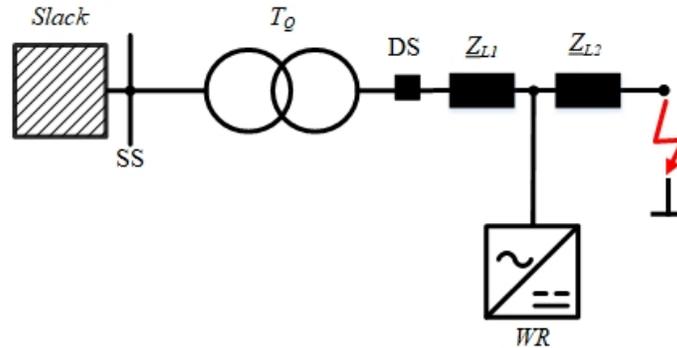


Abbildung 4.9: Schaltbild des vereinfachten Berechnungsmodells

$Z_{L1}$ ... Leitungsimpedanz zwischen Transnformator  $T_Q$  und der Zwischenstromeinspeisung durch einen Wechselrichter

$Z_{L2}$ ... Leitungsimpedanz der Zwischenstromeinspeisung durch einen Wechselrichter und der Fehlerstelle  $\Omega$

Für die Berechnung werden folgende Annahmen getroffen:

- 3-poliger Kurzschluss
- Phasenwinkel des Wechselrichter-Kurzschlussstromes  $\varphi_K = 90^\circ$
- Kurzschlussleistung des übergeordneten Netzes:  $S'_K \rightarrow \infty$
- Der Wechselrichter verhält sich im Kurzschluss wie eine Stromquelle.

Nachfolgend wird das Superpositionsverfahren in drei Schritten angewandt, bei dem die Quellen getrennt voneinander betrachtet werden und die Ströme und Spannungen anschließend überlagert werden.

1.) Slackknoten aktiv, Wechselrichter inaktiv.

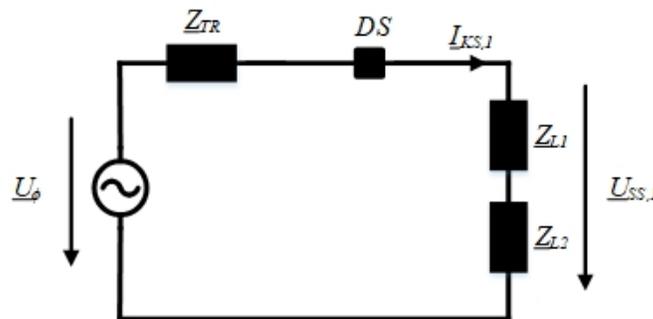


Abbildung 4.10: Ersatzschaltbild für den inaktiven Wechselrichter und aktiven übergeordneten Netz

$\underline{Z}_{L1}$ ... Leitungsimpedanz zwischen Transformator  $T_Q$  und der Zwischenstromeinspeisung durch einen Wechselrichter in  $\Omega$

$\underline{Z}_{L2}$ ... Leitungsimpedanz zwischen der Zwischenstromeinspeisung durch einen Wechselrichter und der Fehlerstelle in  $\Omega$

$\underline{Z}_{TR}$ ... Impedanz des Transformators  $T_Q$  in  $\Omega$

$\underline{U}_\phi$ ... Spannung am Slackknoten in V

$\underline{U}_{SS,1}$ ... Spannung am Messpunkt des Distanzschutz bei aktivem Slack-Generator in V

$\underline{I}_{KS,1}$ ... Kurzschluss-Strom bei aktivem Slack-Generator in A

$$\underline{I}_{KS,1} = \frac{\underline{U}_\phi}{\underline{Z}_{TR} + \underline{Z}_{L1} + \underline{Z}_{L2}} \quad (4.6)$$

$$\underline{U}_{SS,1} = \underline{I}_{KS,1} \cdot (\underline{Z}_{L1} + \underline{Z}_{L2}) = \frac{\underline{U}_\phi \cdot (\underline{Z}_{L1} + \underline{Z}_{L2})}{\underline{Z}_{TR} + \underline{Z}_{L1} + \underline{Z}_{L2}} \quad (4.7)$$

2.) Slackknoten inaktiv, Wechselrichter aktiv

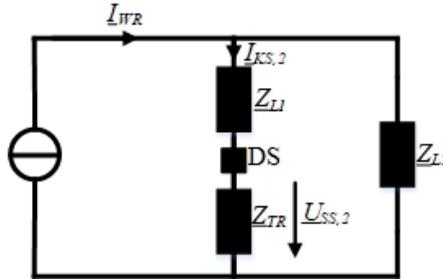


Abbildung 4.11: Ersatzschaltbild für den aktiven Wechselrichter und inaktiven übergeordneten Netz

$\underline{Z}_{L1}$ ... Leitungsimpedanz zwischen Transformator  $T_Q$  und der Zwischenstromeinspeisung durch einen Wechselrichter in  $\Omega$

$\underline{Z}_{L2}$ ... Leitungsimpedanz zwischen der Zwischenstromeinspeisung durch einen Wechselrichter und der Fehlerstelle in  $\Omega$

$\underline{Z}_{TR}$ ... Impedanz des Transformators  $T_Q$  in  $\Omega$

$\underline{U}_{SS,2}$ ... Spannung am Messpunkt des Distanzschutzes bei aktivem Wechselrichter in V

$\underline{I}_{WR}$ ... Kurzschluss-Strom des Wechselrichters in A

$\underline{I}_{KS,2}$ ... Kurzschluss-Strom bei aktivem Wechselrichter in A

$$\underline{I}_{KS,2} = \underline{I}_{WR} \cdot \frac{\underline{Z}_{L2}}{\underline{Z}_{L1} + \underline{Z}_{L2} + \underline{Z}_{TR}} \quad (4.8)$$

$$\underline{U}_{SS,2} = \underline{Z}_{TR} \cdot \underline{I}_{KS,2} = \underline{I}_{WR} \cdot \frac{\underline{Z}_{L2} \cdot \underline{Z}_{TR}}{\underline{Z}_{L1} + \underline{Z}_{L2} + \underline{Z}_{TR}} \quad (4.9)$$

3.) Überlagerung

$$\begin{aligned} \underline{U}_{SS} &= \underline{U}_{SS,1} + \underline{U}_{SS,2} \\ &= \underline{U}_\phi \cdot \frac{\underline{Z}_{L1} + \underline{Z}_{L2}}{\underline{Z}_{L1} + \underline{Z}_{L2} + \underline{Z}_{TR}} + \underline{I}_{WR} \cdot \frac{\underline{Z}_{L2} \cdot \underline{Z}_{TR}}{\underline{Z}_{L1} + \underline{Z}_{L2} + \underline{Z}_{TR}} \end{aligned} \quad (4.10)$$

$$\begin{aligned} \underline{I}_{KS} &= \underline{I}_{KS,1} - \underline{I}_{KS,2} \\ &= \frac{\underline{U}_\phi - \underline{I}_{WR} \cdot \underline{Z}_{L2}}{\underline{Z}_{L1} + \underline{Z}_{L2} + \underline{Z}_{TR}} \end{aligned} \quad (4.11)$$

4.) Vergleich

Der dreipolige Kurzschlussstrom ohne dezentrale Einspeisung  $\underline{I}_{KS,OE}$ , entspricht der Formel 4.12. Der Kurzschlussstrom, bei einer aktiven dezentrale Einspeisung mittels Wechselrichter, entspricht  $\underline{I}_{KS}$  in Formel 4.13.

$$\underline{I}_{KS,OE} = \frac{\underline{U}_\phi}{\underline{Z}_{L1} + \underline{Z}_{L2} + \underline{Z}_{LTR}} \quad (4.12)$$

$$\begin{aligned} \frac{\underline{I}_{KS}}{\underline{I}_{KS,OE}} &= \frac{\frac{\underline{U}_\phi - \underline{I}_{WR} \cdot \underline{Z}_{L2}}{\underline{Z}_{L1} + \underline{Z}_{L2} + \underline{Z}_{TR}}}{\frac{\underline{U}_\phi}{\underline{Z}_{L1} + \underline{Z}_{L2} + \underline{Z}_{TR}}} \\ &\Rightarrow \underline{I}_{KS} = \underline{I}_{KS,OE} \cdot \left( 1 - \frac{\underline{I}_{WR} \cdot \underline{Z}_{L2}}{\underline{U}_\phi} \right) \end{aligned} \quad (4.13)$$

5.) Die durch den Distanzschutz bestimmte Impedanz  $\underline{Z}$ , wird nachfolgend bestimmt:

$$\underline{Z} = \frac{\underline{U}_{SS}}{\underline{I}_{KS}} = \frac{\underline{U}_\phi \cdot (\underline{Z}_{L1} + \underline{Z}_{L2}) + \underline{I}_{WR} \cdot \underline{Z}_{L2} \cdot \underline{Z}_{TR}}{\underline{U}_\phi - \underline{I}_{WR} \cdot \underline{Z}_{L2}} \quad (4.14)$$

$$= (\underline{Z}_{L1} + \underline{Z}_{L2}) \cdot \frac{\underline{U}_\phi + \frac{\underline{I}_{WR} \cdot \underline{Z}_{TR} \cdot \underline{Z}_{L2}}{\underline{Z}_{L1} + \underline{Z}_{L2}}}{\underline{U}_\phi - \underline{I}_{WR} \cdot \underline{Z}_{L2}} \quad (4.15)$$

Somit kann die Abweichung beschrieben werden:

$$\Delta(\underline{Z}_{L1} + \underline{Z}_{L2}) = \frac{\underline{U}_\phi + \frac{\underline{I}_{WR} \cdot \underline{Z}_{TR} \cdot \underline{Z}_{L2}}{\underline{Z}_{L1} + \underline{Z}_{L2}}}{\underline{U}_\phi - \underline{I}_{WR} \cdot \underline{Z}_{L2}} \quad (4.16)$$

Die Abweichung der Impedanz ist am größten bei  $\underline{Z}_{L1} \rightarrow 0$ , wodurch die größte mögliche Beeinflussung durch den Wechselrichter-Fehlerstrom bestimmt werden kann.

$$\begin{aligned}
\underline{Z}|_{\underline{Z}_{L1}=0} &= \underline{Z}_{L2} \cdot \frac{1 + \frac{I_{WR} \cdot \underline{Z}_{TR}}{U_\phi}}{1 - \frac{I_{WR} \cdot \underline{Z}_{L2}}{U_\phi}} = \underline{Z}_{L2} \cdot \frac{1 + \frac{I_{WR} \cdot \underline{Z}_{TR}}{U_\phi}}{1 - \frac{I_{WR} \cdot \underline{Z}_{L2}}{U_\phi}} \cdot \frac{1 + \frac{I_{WR} \cdot \underline{Z}_{L2}}{U_\phi}}{1 + \frac{I_{WR} \cdot \underline{Z}_{L2}}{U_\phi}} \\
&= \underline{Z}_{L2} \cdot \left(1 + \frac{I_{WR} \cdot \underline{Z}_{TR}}{U_\phi}\right) \cdot \left(1 + \frac{I_{WR} \cdot \underline{Z}_{L2}}{U_\phi}\right) \cdot \frac{1}{1 - \left(\frac{I_{WR} \cdot \underline{Z}_{L2}}{U_\phi}\right)^2}
\end{aligned}$$

Mit der Approximation von  $\frac{1}{1 - \left(\frac{I_{WR} \cdot \underline{Z}_{L2}}{U_\phi}\right)^2} \approx 1$  folgt:

$$\begin{aligned}
\underline{Z}|_{\underline{Z}_{L1}=0} &= \underline{Z}_{L2} \cdot \left(1 + \frac{I_{WR} \cdot \underline{Z}_{TR}}{U_\phi}\right) \cdot \left(1 + \frac{I_{WR} \cdot \underline{Z}_{L2}}{U_\phi}\right) \\
&= \underline{Z}_{L2} \cdot \left(1 + \frac{I_{WR}}{U_\phi} \cdot (\underline{Z}_{TR} + \underline{Z}_{L2}) + \frac{I_{WR}^2 \cdot \underline{Z}_{L2} \cdot \underline{Z}_{TR}}{U_\phi^2}\right)
\end{aligned}$$

Mit der Annäherung  $\frac{I_{WR}^2 \cdot \underline{Z}_{L2} \cdot \underline{Z}_{TR}}{U_\phi^2} \approx 0$  folgt:

$$\underline{Z}|_{\underline{Z}_{L1}=0} = \underline{Z}_{L2} \cdot \left(1 + \frac{I_{WR}}{U_\phi} \cdot (\underline{Z}_{TR} + \underline{Z}_{L2})\right) \quad (4.17)$$

In Formel 4.17 ist der Zusammenhang der gemessenen Impedanz, der Abhängigkeit von der Einspeiseleistung und des Ortes des Kurzschlusses dargestellt. Es wird angenommen, dass die Stromquelle am Anfang der Leitung einspeist. Mit einer Senkung der Transformatorleistung erhöht sich die Transformator-Impedanz, wodurch eine höhere Abweichung der Impedanz gemessen wird. Die Abweichung steigt zudem mit zunehmender Einspeiseleistung, sowie mit einer höheren Leitungslänge zwischen Zwischeneinspeisung und Kurzschlussort.

Das übergeordnete Netz wird mit einer unendlichen Kurzschlussleistung angenommen. Somit ist der Kurzschlussstrom vom übergeordneten Netz durch den Transformator  $T_Q$  begrenzt. In Kapitel 6 erfolgt eine Netzsimulation, dabei wurden zwei Transformatoren ( $S_N = 50$  MVA und  $S_N = 32$  MVA) eingesetzt. Die Impedanz-Abweichung der Distanzschutzmessung durch eine dezentrale Wechselrichter-Einspeisung, auf die vereinfachte Betrachtung in Abbildung 4.9 mit einer Einspeiseleistung von 5 MVA und 10 MVA, sowie der in Kapitel 6 verwendeten Transformatoren, ist in Abbildung 4.12 ersichtlich. Es ist ersichtlich, dass die Impedanz-Abweichung mit steigender Fehlerentfernung steigt, sowie stark von der dezentralen Einspeiseleistung abhängt. Bei Verwendung des Transformators mit der höheren Nennscheinleistung ( $S_N = 50$  MVA), ist der Kurzschlussstrom vom übergeordneten Netz größer und mindert den Einfluss der Stromerzeugungsanlage.

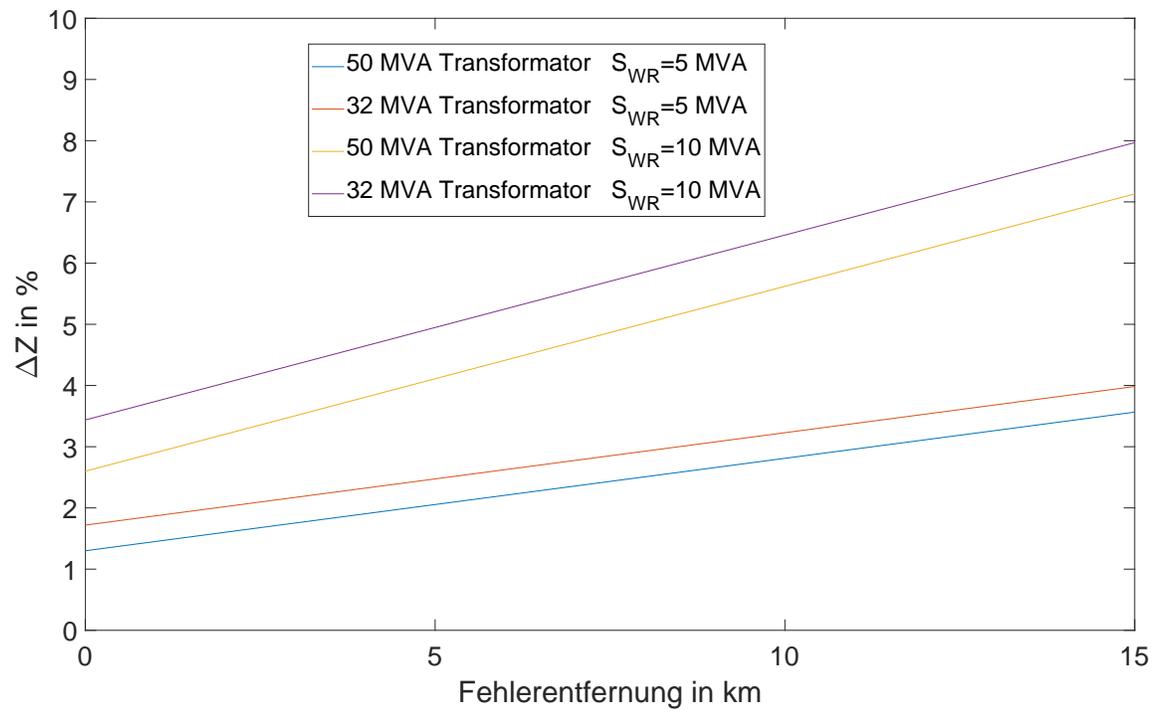


Abbildung 4.12: Prozentuale Abweichung der gemessenen Impedanz in Abhängigkeit der Fehlerentfernung, Transformator-Nennwerte und Einspeiseleistung

## Kapitel 5

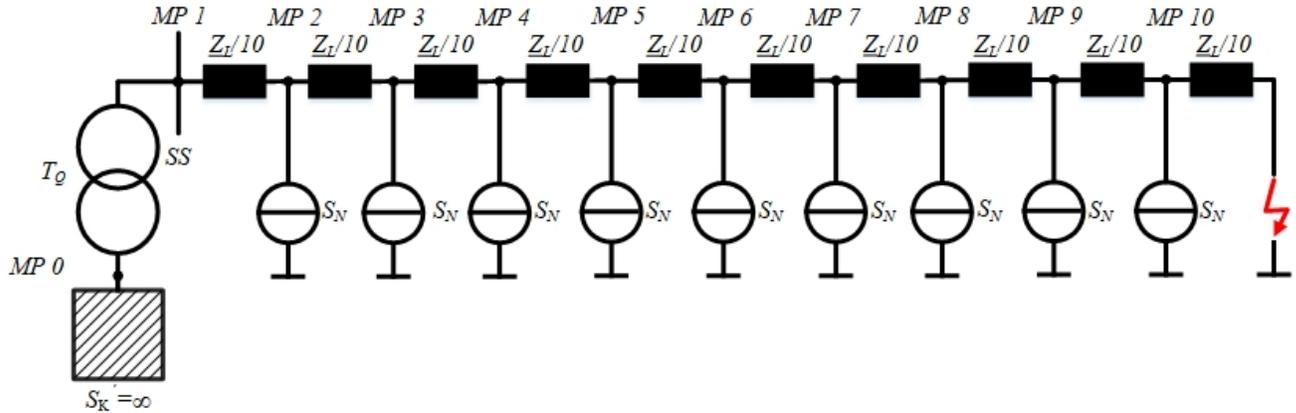
# Analytische Betrachtung der Überstromanregung und Spannungsabsenkung

Wie bereits in der Einleitung erwähnt, befinden sich Stromerzeugungs-Anlagen nicht mehr hauptsächlich in der Hochspannungsebene, da die Zunahme kleinerer dezentrale Anlagen in der Mittelspannungs- sowie in der Niederspannungs-Ebene, die Stromerzeugung auch in das Verteilnetz verlagert. Diese Verlagerung hat dazu veranlasst, die Auswirkung der Veränderung auf bestehende Schutzkonzepte in der Mittelspannung zu untersuchen. In diesem Kapitel soll der Einfluss von Stromerzeugungsanlagen auf den Distanzschutz gezeigt werden. Hierfür wird der Spannungsverlauf entlang einer Freileitung untersucht, um den Einfluss auf die zulässige Netztrennung von Erzeugungsanlagen bei Netzfehler durch das LVRT-Verhalten zu zeigen. Weiters wird die Stromhöhe am Leitungsanfang sowie an der Sammelschiene herangezogen, um die Einhaltung der Überstromanregungs-Bedingungen, bei Einsatz des Distanzschutzes als Haupt- und Reserve-Schutz, zu untersuchen.

### 5.1 Spannungsverlauf

Im Fehlerfall ist die Spannungshöhe und die Dauer der Einsenkung ein Kriterium, ob ein Erzeuger vom Netz entkoppelt wird. Der zulässige Spannungseinbruch ist durch die TOR definiert, wobei zwischen synchronen und nicht-synchronen Erzeugungsanlagen unterschieden wird. Die Grenzen werden durch das FRT-Verhalten für Einspeiser unter 110 kV vorgegeben (siehe Abbildung 2.3 und Abbildung 2.1). Das für das Schutzsystem relevante Zeitfenster ist bis 150 ms und somit beträgt die Spannung unter der der Generator entkoppelt wird folgende Werte:

- 5 % der Nennspannung bei nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen
- 30 % der Nennspannung bei synchronen Stromerzeugungsanlagen



*MP... Messpunkt*

Abbildung 5.1: Vereinfachtes Netzmodell für die Betrachtung der Spannungsänderung entlang einer Leitung

Um den Spannungsverlauf entlang einer Freileitung darzustellen, wird ein vereinfachtes Netz in der Mittelspannung ( $U_N = 30$  kV) herangezogen, siehe Abbildung 5.1. Eine Freileitung wird über einen Transformator  $T_Q$  mit einem Slackgenerator ( $S_K' = \infty$ ) gespeist. Dadurch wird der Kurzschlussstrom vom übergeordneten Netz nur durch die Transformator-Impedanz begrenzt. Entlang der Leitung werden neun Stromquellen angenommen, die gleichmäßig entlang der Leitung verteilt sind. Die Einspeiseleistungen der Stromquellen werden variiert, um deren Einfluss auf den Spannungsverlauf zu zeigen. Für die Berechnung mit dem Superpositionsverfahren wird die Vereinfachung gewählt, dass die Phasenwinkel der eingespeisten Ströme ident sind. Für das Modell wird eine Kurzschlussberechnung durchgeführt. Der dreipolige Kurzschluss tritt in der Spannungsebene  $U_N = 30$  kV am Ende der Freileitung auf. Für den berechneten Spannungsverlauf werden folgende Daten gewählt:

- Transformator  $T_Q$ 
  - $S_N = 50$  MVA
  - $u_K = 12$  %
  - $\frac{R}{X'} = 0,1$
- Leitung
  - $l = 10$  km
  - $\underline{Z}_L' = (0,2 + j \cdot 0,3) \frac{\Omega}{km}$
- Stromquelle - Leistungsvariation
 

– $S_N = 0$ MVA	– $S_N = 2,5$ MVA
– $S_N = 0,5$ MVA	– $S_N = 5$ MVA
– $S_N = 1$ MVA	– $S_N = 10$ MVA

Für die Berechnung des Spannungsverlaufs entlang der Leitung wurde das Superpositionsverfahren angewandt. Die Spannungen werden an den Messpunkten, welche am Anfang und am Ende der Freileitung sowie an den Knotenpunkten gewählt werden, berechnet. Die an den Messpunkten anliegenden Spannungen unter dem Einfluss verschiedener Einspeiseleistungen sind in Tabelle 5.1 ersichtlich.

Einspeise-Leistung je Quelle	Spannung am Messpunkt gegen Erde in V											
	MP 0	MP 1	MP 2	MP 3	MP 4	MP 5	MP 6	MP 7	MP 8	MP 9	MP 10	MP 11
0 MW	17321	10781	9702	8624	7546	6468	5390	4312	3234	2156	1078	0
0,5 MW	17321	10804	9727	8656	7585	6512	5437	4359	3277	2190	1098	0
1 MW	17321	10827	9752	8688	7623	6556	5484	4406	3320	2224	1118	0
2,5 MW	17321	10895	9827	8782	7738	6687	5624	4545	3447	2326	1178	0
5 MW	17321	11011	9951	8939	7930	6906	5859	4780	3661	2496	1278	0
10 MW	17321	11241	10200	9254	8313	7344	6327	5247	4088	2836	1478	0

Tabelle 5.1: Spannungsverlauf entlang einer Leitung an den Messpunkten mit unterschiedlich großen Zwischenstromspeisungen

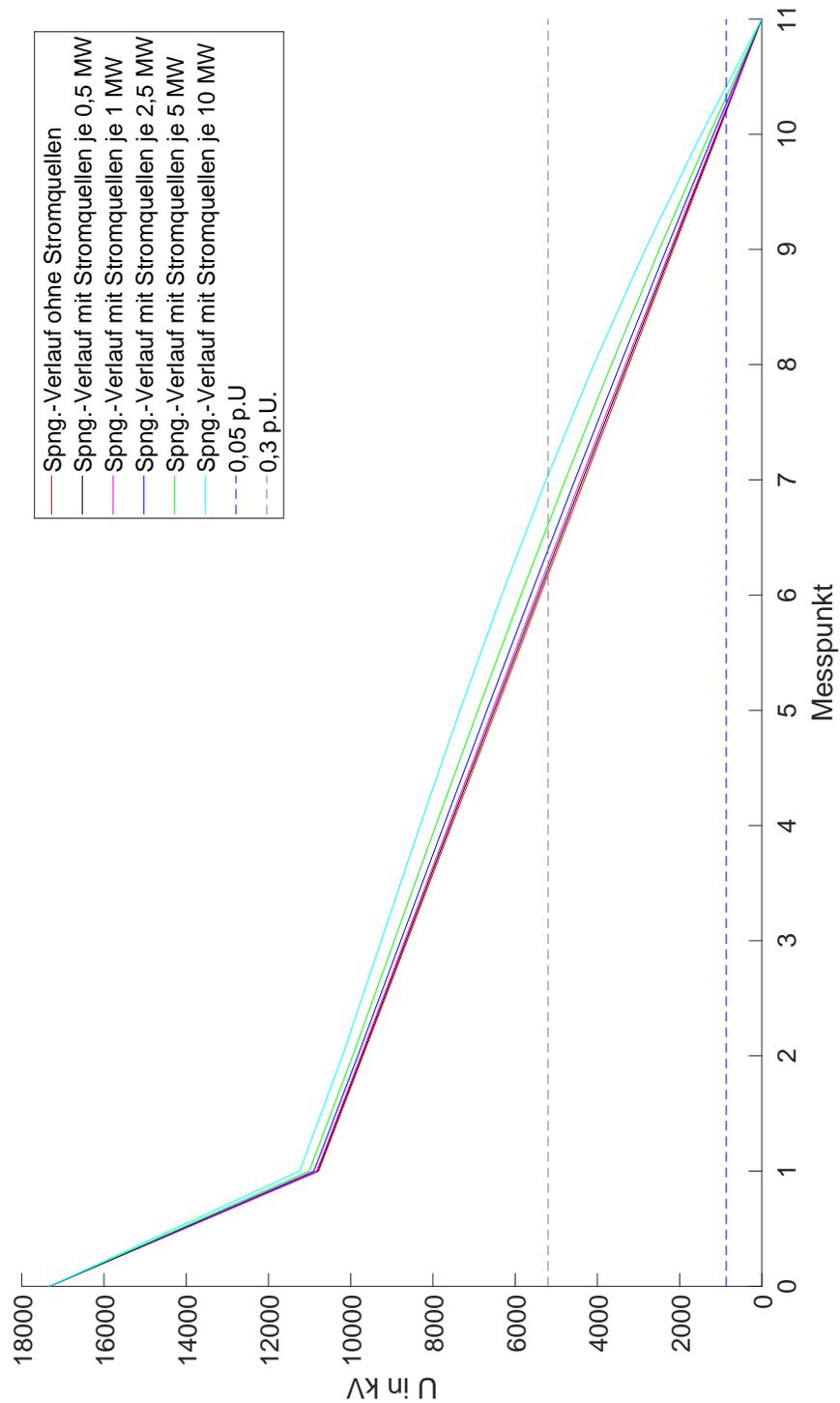


Abbildung 5.2: Spannungsverlauf entlang einer Leitung an den Messpunkten mit unterschiedlich großen Zwischenstromeinspeisungen

Der Spannungsverlauf entlang der Leitung ohne Stromquellen, sowie der beeinflusste Spannungsverlauf mit Zwischeneinspeisung durch Stromquellen ist in Abbildung 5.2 ersichtlich. Die Erhöhung der Einspeiseleistung hebt die Spannung an den mittleren Knotenpunkten an. Dadurch verschiebt sich der Bereich, bei dem sich im Netz befindlichen Stromerzeuger die sich vom Netz trennen, in Richtung Fehlerstelle. Die untere Grenze, bei der sich die Stromerzeuger nicht vom Netz trennen dürfen, beträgt bei synchronen Erzeugeranlagen 30 % und bei nichtsynchroenen 5 %, Grenzen siehe Abbildung 5.2. Das bedeutet, dass sich nach einer Fehlerklärung, mehr Stromeinspeiser am Netz befinden und so der Erzeugungsausfall geringer ist.

Der im Diagramm dargestellte Spannungssprung zwischen Messpunkt 0 und Messpunkt 1 stellt den Spannungsabfall an der Transformator-Impedanz dar. Es ist erkennbar, dass je höher die Einspeiseleistung ist, desto niedriger wird der Spannungsabfall über der Impedanz  $Z_Q$ . Der geringere Spannungsabfall über der Transformator-Impedanz entspricht der geringeren im übergeordneten Netz gelieferten Kurzschlussleistung.

## 5.2 Betrachtung des Überstromanregeverfahren

Bei Einsatz eines Distanzschutzes als Leitungsschutz in der Mittelspannungsebene ist im mitteleuropäischen Raum das Anregekriterium "Überstrom" etabliert. Um einen möglichst zuverlässigen Betriebsmittelschutz zu gewährleisten, gibt es zwei Schutzstufen. Ein Schutzgerät direkt an dem zu schützenden Betriebsmittel wird als Hauptschutz eingesetzt, ferner gibt es einen Reserveschutz, der bei Auslöseversagen des Hauptschutzes agiert[8]. In den nachfolgenden Kapiteln soll der Einfluss von Stromerzeugungsanlagen auf den Distanzschutz mit Überstromanregung in der Funktion als Hauptschutz und Reserveschutz betrachtet werden.

### 5.2.1 Überstromanregung mit Zwischenstromeinspeisung ohne parallele Leitungen

Wird eine Leitung mittels Distanzschutz geschützt, so wird der Strom, der das Relais anregt, am Anfang der Leitung durch eine Stromeinspeisung entlang der Leitung beeinflusst. Um diese Abweichung zu zeigen, wird das Modell aus 5.1 mit denselben Netzdaten angewendet.

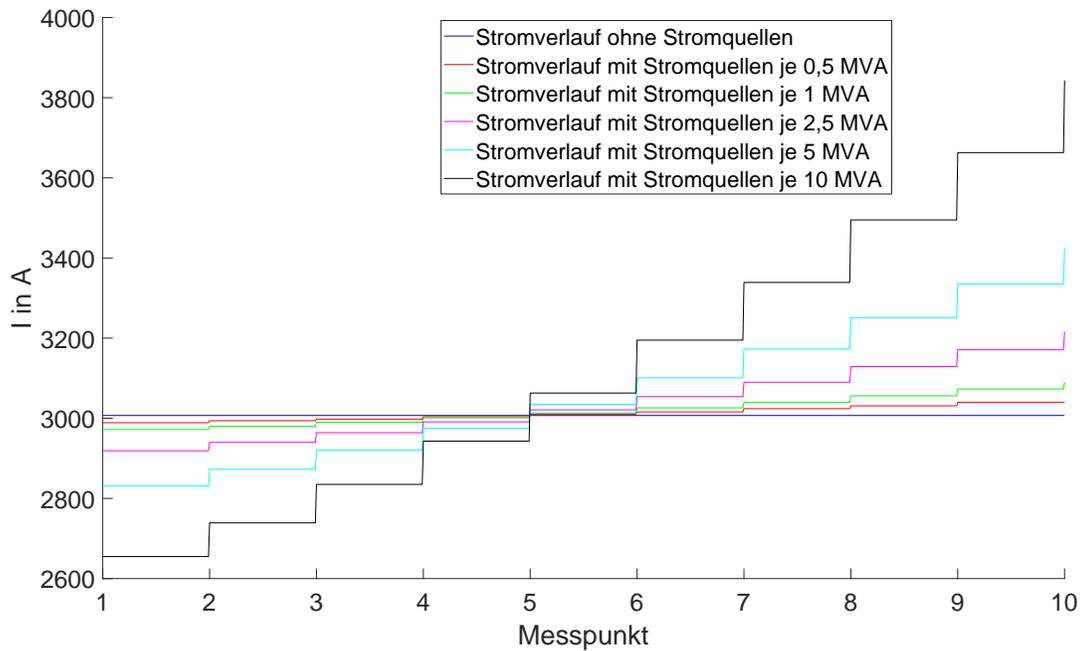


Abbildung 5.3: Stromverlauf entlang einer Leitung an verschiedenen Messpunkten mit unterschiedlich großen Zwischenstromspeisungen

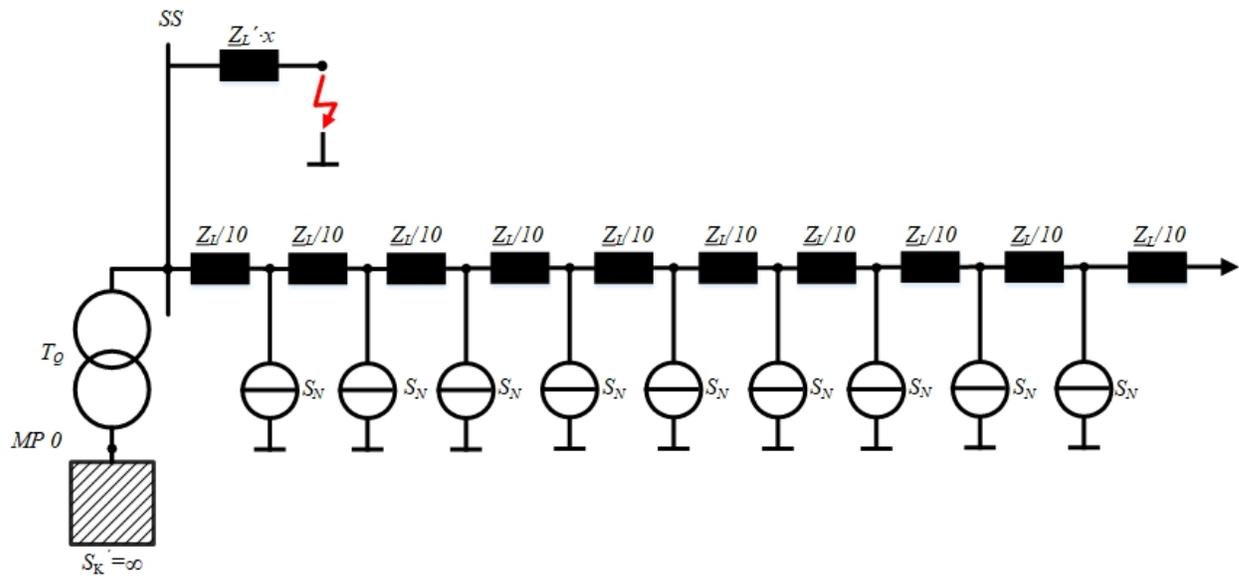
Im Kurvenverlauf in Abbildung 5.3 ist die Änderung des dreipoligen Kurzschlussstroms durch die Zwischenstromspeisungen, bei Variation der Einspeiseleistung pro Stromquelle, dargestellt. Der Strom am Messpunkt 1 sinkt mit der Erhöhung der Leistung der Zwischenstromspeisung. Der Anregesicherheitsfaktor kann mit 1,4 angenommen werden. Bei einer typisch eingesetzten Freileitung in der 30-kV-Spannungsebene kann für den Nennstrom  $I_N = 400 \text{ A}$  angenommen werden[11]. Somit ergibt sich für den unteren Anregestrom  $I_{Anrege} = 1,4 \cdot 400 \text{ A} = 560 \text{ A}$ . Bei Einsatz des Distanzschutzrelais als Hauptschutz kann der Faktor für die Anregeverlässlichkeit  $f_{AV} = 1,8$  angenommen werden. Für das Erreichen der Anregeverlässlichkeit ist somit ein minimaler Kurzschluss von  $I_{K,min} = I_{>>} \cdot f_{AV} = 1008 \text{ A}$  notwendig. Aus dem erstellten Modell ist daher ersichtlich, dass der Distanzschutz am Beginn der Leitung (MP 1) bei der größten berechneten Zwischenstromspeisung ( $9 \cdot 10 \text{ MVA}$ ) sicher anregt.

Zusätzlich zur Anregung muss auch die Abweichung der gemessenen Fehlerentfernung betrachtet werden. Diese Abweichung wird im Kapitel 4.4.2 behandelt.

### 5.2.2 Überstromanregung mit Zwischenstromspeisung und parallelen Leitungen

Bei Einsatz des Distanzschutzes mit Überstromanregung als Reserveschutz hat die Einspeisung auf parallele Abgängen einen Einfluss auf den gemessenen Strom im Fehlerfall. Um diesen Einfluss zu zeigen, wird das Modell aus 5.1 mit einer parallel angeschlossenen Freileitung, an der Sammelschiene erweitert. Auf dieser zusätzlichen Leitung wird ein Kurzschluss

in verschiedenen Entfernungen  $x$  zur Sammelschiene betrachtet (Übersicht siehe Abbildung 5.4).



MP... Messpunkt

Abbildung 5.4: Netzmodell für die Betrachtung der Stromänderung an der Sammelschiene für die Betrachtung der Überstromanregung des Reserveschutzes

Wird auf der parallelen Leitung angenommen, dass der eingespeiste Strom gänzlich Richtung Fehlerstelle fließt und kein Strom von den Lasten aufgenommen wird, so kann das Schaltbild in Abbildung 5.4 auf Abbildung 5.5 vereinfacht werden.

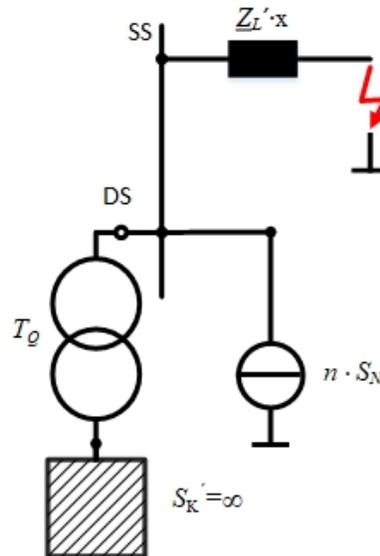


Abbildung 5.5: Netzmodell für die Betrachtung der Stromänderung an der Sammelschiene für die Betrachtung der Überstromanregung des Reserveschutzes

Durch die Stromquelle am parallelen Abgang zur Fehlerstelle wird die Spannung an der Sammelschiene angehoben und der Strom, der über den Stromwandler des Reserveschutzes fließt (Umspannerabzweig), reduziert. Die Abhängigkeit ergibt sich wie folgt:

$$\underline{I}_{DS} = \frac{1}{\underline{Z}_Q + \underline{Z}_L} \cdot \left( \frac{\underline{U}_N}{\sqrt{3}} - \frac{S_n \cdot \underline{Z}_L}{\sqrt{3} \cdot \underline{U}_N} \right)$$

In Tabelle 5.2 und Tabelle 5.3 ist die Reduzierung des messbaren Stroms an der Stelle des Reserveschutzes mit verschiedenen Einspeiseleistungen, Fehlerdistanzen sowie Transformatorleistungen ersichtlich.

Der Distanzschutz, der vor der Sammelschiene positioniert ist, wirkt als Reserveschutz für das Schutzgerät am Leitungsanfang. Hierfür muss der Anregestrom auf den Nennstrom des Transformators angepasst werden. In der Praxis üblich ist der eingestellte Anregestrom mit  $I_{>>} = 1,4 \cdot I_N$ . Damit ergeben sich für die zwei betrachteten Transformatoren unterschiedliche Einstellwerte des Anregestroms:

- Transformator mit  $S_N = 32 \text{ MVA}$ :  $I_{>>,32\text{MVA}} = 862 \text{ A}$
- Transformator mit  $S_N = 50 \text{ MVA}$ :  $I_{>>,50\text{MVA}} = 1347 \text{ A}$

Der minimale Kurzschlussstrom im Netz soll aus Gründen der Anregeverlässlichkeit des Distanzschutzgeräts bei Verwendung als Reserveschutz, mindestens  $I_{K,min} = 1,3 \cdot I_{>>}$ , betragen. Somit ist die Anregesicherheit bei folgenden Kurzschlussströmen gegeben (Kurzschluss in der 30-kV-Ebene):

- Transformator mit  $S_N = 32 \text{ MVA}$ :  
 $I_{K,min,32\text{MVA}} = 1,3 \cdot I_{>>,32\text{MVA}} = 1120 \text{ A}$
- Transformator mit  $S_N = 50 \text{ MVA}$ :  
 $I_{K,min,50\text{MVA}} = 1,3 \cdot I_{>>,50\text{MVA}} = 1751 \text{ A}$

Bei den errechneten Kurzschlussströmen ist bei Einsatz beider Transformatoren, mit den angenommen Einstellwerten des Distanzschutzes, Anregeverlässlichkeit gegeben. Erwähnt sei, dass üblicherweise maximal 65% der Transformatorleistung eingespeist wird und somit die Einspeiseleistungen  $S_n = 5$  MVA und  $S_n = 10$  MVA je Erzeuger nicht der Praxis entsprechen. Zudem soll angemerkt werden, dass für den minimalen Kurzschlussstrom der zweipolige Kurzschlussstrom eingesetzt wird. Das Verhältnis zum dreipoligen Kurzschlussstrom, bei gleicher Mit- und Gegenimpedanz, beträgt  $\frac{\sqrt{3}}{2}$ . Die Anregeverlässlichkeit ist auch für den zweipoligen Kurzschluss gegeben.

$S_N$	Fehlerdistanz x									
	1 km	2 km	3 km	4 km	5 km	6 km	7 km	8 km	9 km	10 km
<b>0</b>	5124 A	4667 A	4279 A	3948 A	3661 A	3412 A	3194 A	3001 A	2829 A	2675 A
<b>0,5</b>	5114 A	4650 A	4256 A	3919 A	3628 A	3375 A	3153 A	2957 A	2783 A	2627 A
<b>1</b>	5105 A	4633 A	4233 A	3891 A	3596 A	3339 A	3113 A	2914 A	2737 A	2579 A
<b>2,5</b>	5078 A	4583 A	4164 A	3806 A	3497 A	3228 A	2992 A	2785 A	2600 A	2435 A
<b>5</b>	5031 A	4499 A	4048 A	3663 A	3332 A	3044 A	2791 A	2569 A	2371 A	2194 A
<b>10</b>	4939 A	4331 A	3817 A	3379 A	3002 A	2675 A	2389 A	2136 A	1912 A	1712 A

Tabelle 5.2: Messbarer Strom an der Sammelschiene bei unterschiedlichen Fehlerdistanzen und Transformator  $S_N = 32$  MVA

$S_N$	Fehlerdistanz x									
	1 km	2 km	3 km	4 km	5 km	6 km	7 km	8 km	9 km	10 km
<b>0</b>	7589 A	6617 A	5854 A	5242 A	4742 A	4327 A	3977 A	3679 A	3421 A	3197 A
<b>0,5</b>	7576 A	6593 A	5822 A	5204 A	4700 A	4280 A	3927 A	3626 A	3366 A	3139 A
<b>1</b>	7562 A	6570 A	5791 A	5167 A	4657 A	4234 A	3877 A	3573 A	3310 A	3082 A
<b>2,5</b>	7521 A	6498 A	5696 A	5053 A	4529 A	4093 A	3727 A	3414 A	3144 A	2909 A
<b>5</b>	7453 A	6379 A	5538 A	4865 A	4315 A	3860 A	3476 A	3149 A	2867 A	2621 A
<b>10</b>	7316 A	6141 A	5222 A	4487 A	3889 A	3392 A	2975 A	2619 A	2313 A	2046 A

Tabelle 5.3: Messbarer Strom an der Sammelschiene bei unterschiedlichen Fehlerdistanzen und Transformator  $S_N = 50$  MVA

# Kapitel 6

## Netzkurzschlussimulation

Der in Kapitel 5 gezeigte Einfluss der Abweichung der gemessenen Impedanz durch den Distanzschutz sowie die Problematik des Erreichens des Anregestroms, soll in einem realen Netzabschnitt simuliert und diesem Kapitel behandelt werden.

### 6.1 Power Factory 2018

Für die Kurzschlussberechnungen wurde das Berechnungsprogramm Power Factory von DIgSILENT(DIgital SIMulation of ELEctrical NETworks) in der Version 2018 SP4 verwendet. Das Programm wird für Analysen von Energieversorgungssystemen verwendet. Für die Kurzschlussberechnung können verschiedene Methoden angewendet werden. Zum einen werden vereinfachte Verfahren mit einer Ersatzspannungsquelle an der Fehlerstelle eingesetzt, wie z.B.:

- IEC 60909 Kurzschlussberechnung

Zum anderen können ausführliche Verfahren verwendet werden wie:

- Überlagerungsverfahren(vollständige Kurzschlussberechnung)
- Lösung der Differentialgleichungen (EMT)

Bei der durchgeführten Netzsimulation wurde das Überlagerungsverfahren angewandt, welches bei der Software PowerFactory als vollständige Kurzschlussberechnung bezeichnet wird. Bei der vollständigen Kurzschlussberechnung wird der Lastfluss-Zustand vor dem Fehlerfall mit dem Zustand des Fehlerfalls überlagert, bei dem alle Spannungsquellen inaktiv sind und die negative Spannung des Betriebs am Fehlerort anliegt[22].

#### 6.1.1 Dynamische Netzstützung

Die durch die TOR geforderte dynamische Netzstützung, bei nichtsynchonen Stromerzeugungsanlagen bei Einspeisung in der Mittelspannungsebene oder höher, wird im verwendeten Netzberechnungsprogramm Powerfactory von DIgSILENT als dynamische Spannungs-

stützung bezeichnet. Bei dem durch den Wechselrichter im Kurzschlussfall eingespeisten Strom  $\underline{i}_{PQ}$ , wird der Blindstromanteil im Kurzschlussfall gemäß der nachfolgenden Formel erhöht:

$$I(\underline{i}_{1PQ}) = I(\underline{i}_{1ldf}) + K \cdot (du_1 - 0, 1) \quad (6.1)$$

$du_1$ ... Änderung der Mitsystemspannung in per Unit

$\underline{i}_{ldf}$ ... Strom im Lastfluss im Mitsystem in per Unit

$\underline{i}_{PQ}$ ... transienter Kurzschlussstrom im Mitsystem in per Unit

$k$  ... Verstärkungsfaktor

Erreicht der berechnete Blindstromanteil das eingestellte Maximum  $i_{max}$ , so gilt:

$$I(\underline{i}_{PQ}) = i_{max} \quad (6.2)$$

$$R(\underline{i}_{PQ}) = 0 \quad (6.3)$$

Die Erhöhung des eingespeisten Blindstromanteils und die Absenkung des Wirkstromanteils des im Kurzschluss gelieferten Stroms, in Abhängigkeit der Spannungsabsenkung, ist in Abbildung 6.1 ersichtlich.

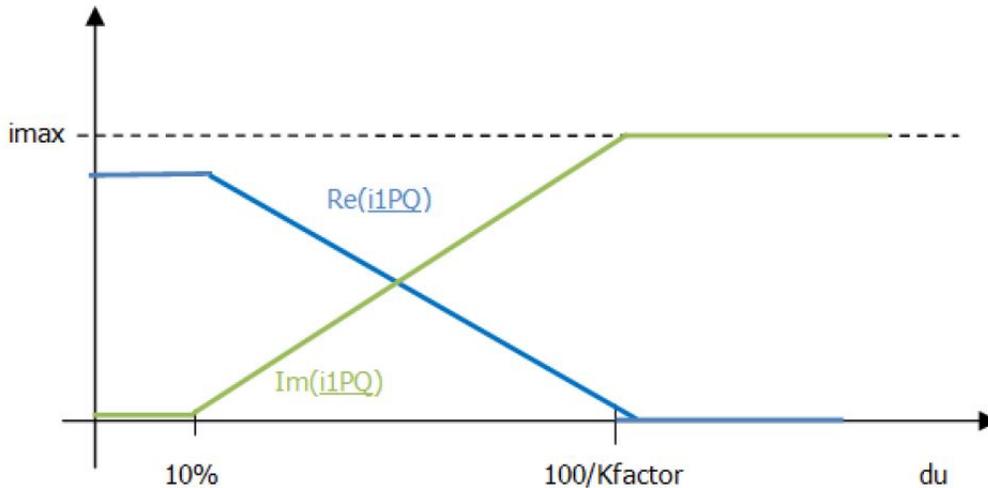


Abbildung 6.1: Priorisierung des eingespeisten Blindstroms gegenüber dem Wirkstrom bei einer dynamischen Netzstützung in PowerFactory [23]

## 6.2 Netzmodell

Um den Einfluss der dezentralen Einspeisung im Verteilnetz (Niederspannung und Mittelspannung) auf die Impedanz-Messung des Distanzschutzes zu untersuchen, wird ein Mittelspannungsnetz mit der Nennspannung  $U_N = 30$  kV mit drei Abgängen modelliert, siehe Übersicht in Abbildung 6.2. In der Mittelspannung sind Einspeisernetze ( $U_N = 0,4$  kV) mit Kleinwasserkraftwerken und Photovoltaik-Kraftwerken, sowie Großwasserkraftwerke

( $U_N = 5 \text{ kV}$ ) mit einem Blocktransformator (verbindet die 5 kV-Ebene mit der 30 kV-Ebene) angeschlossen. Das Schutzkonzept in der Mittelspannungs-Ebene besteht aus einem Distanzschutzrelais (Reserveschutz,  $DS\_R$ ) welches zwischen der Sammelschiene  $SS$  und dem Transformator  $T_Q$  positioniert ist, sowie drei weiteren Distanzschutzrelais ( $DS\_A$ ,  $DS\_B$  und  $DS\_C$ ) am Beginn der Leitung der drei Abgänge positioniert (Hauptschutz).

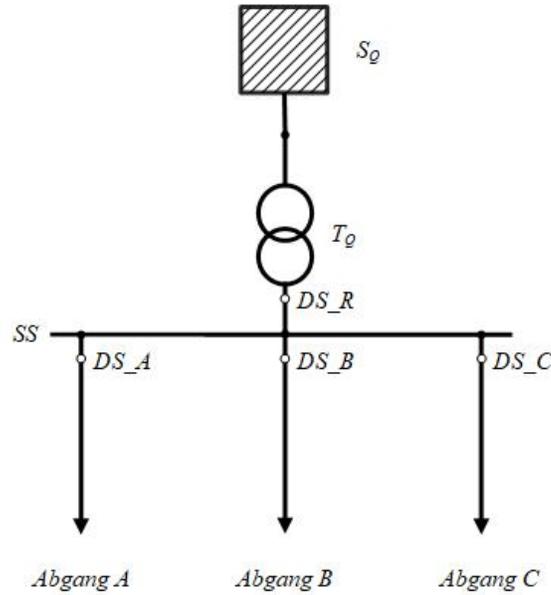


Abbildung 6.2: Übersicht des modellierten Netzes

In der durchgeführten Simulation werden verschiedene Netzkonfigurationen betrachtet. Die vier definierten Szenarien unterscheiden sich durch die dezentral eingespeiste Leistung, sowie der Position der dezentralen Einspeiser entlang der Leitung. Eine Übersicht der Szenarienkonfiguration ist in Tabelle 6.1 dargestellt. Die Einspeiseleistung wird mit aktuellen Leistungsdaten (durch einen Netzpartner angeregt), sowie mit prognostizierten Leistungen im Jahr 2030.

Die Verteilung der Erzeuger entlang der Leitung erfolgt einerseits gleichmäßig (Verteilung V1), sowie mit einer erhöhten Einspeiseleistung auf der ersten Hälfte der Leitung (Verteilung V2). Eine Übersicht der dem Szenario zutreffenden Netzkonfiguration ist in Tabelle 6.4 und Tabelle 6.5 ersichtlich.

Verteilung	Einspeiseleistung aus dem Jahr	
	Aktuell	2030
V1	Szenario 1	Szenario 3
V2	Szenario 2	Szenario 4

Tabelle 6.1: Übersicht Szenarien-Konfiguration der Netzsimulation

Nachfolgend die Beschreibung der einzelnen Szenarien:

- Szenario 1: Die Einspeiseleistung pro Abgang orientiert sich an Daten, die durch einen Netzpartner eingeholt wurden, siehe Tabelle 6.2. Die Erzeugungsanlagen speisen gleichmäßig verteilt (Verteilung V1), entlang den Leitungen ein. Eine Übersicht des modellierten Netzes, welche für die Berechnungen verwendet wurde, ist in Abbildung 6.4 ersichtlich.
- Szenario 2: Die Einspeiseleistung pro Abgang orientiert sich an Daten, die durch einen Netzpartner eingeholt wurden, siehe Tabelle 6.2. Zwei Drittel der Leistung der Stromerzeugungsanlagen werden in der ersten Hälfte der Leitung eingespeist, der Rest der Leistung wird auf die zweite Hälfte verteilt (Verteilung V2). Eine Übersicht des modellierten Netzes, welches für die Berechnungen verwendet wurde, ist in Abbildung 6.5 ersichtlich.
- Szenario 3: Die Einspeiseleistung pro Abgang orientiert sich an Daten, die durch einen Netzpartner eingeholt wurden. Diese Werte werden entsprechend dem Zukunftstrend des Ausbaus angehoben. Hierfür ergeben sich für das Jahr 2030 die Einspeiseleistungen in Tabelle 6.3. Die Erzeugungsanlagen speisen gleichmäßig verteilt (Verteilung V1), entlang der Leitungen ein. Eine Übersicht des modellierten Netzes, welches für die Berechnungen verwendet wurde, ist in Abbildung 6.4 ersichtlich.
- Szenario 4: Die Einspeiseleistung pro Abgang orientiert sich an Daten, die durch einen Netzpartner eingeholt wurden. Diese Werte werden entsprechend dem Zukunftstrend des Ausbaus angehoben. Hierfür ergeben sich für das Jahr 2030 die Einspeiseleistungen in Tabelle 6.3. Zwei Drittel der Leistung der Stromerzeugungsanlagen werden in der ersten Hälfte der Leitung eingespeist, der Rest der Leistung wird auf die zweite Hälfte verteilt (Verteilung V2). Eine Übersicht des modellierten Netzes, welches für die Berechnungen verwendet wurde, ist in Abbildung 6.5 ersichtlich.

	GWKW	KWKW	PV-KW
Abgang A	5 MVA	2 MVA	0,875 MVA
Abgang B	0 MVA	1 MVA	1,5 MVA
Abgang C	7 MVA	4 MVA	0,875 MVA

Tabelle 6.2: Einspeiseleistung pro Abgang

Für eine Betrachtung des Netzes in der Zukunft wird ein Anstieg an dezentralen Einspeisungen angenommen. Hierfür werden die Daten für das Jahr 2030 für Photovoltaik-Anlagen und für die Wasserkraftwerke aus [24] entnommen. Es wird ein Anstieg der Photovoltaik-Einspeiseleistung um den Faktor drei und einen 20-prozentiger Anstieg der Wasserkraft erwartet. Entsprechend diesen Annahmen, werden die Einspeiseleistungen in Tabelle 6.3 gewählt.

	GWKW	KWKW	PV-KW
Abgang A	6 MVA	2,4 MVA	2,625 MVA
Abgang B	0 MVA	1,2 MVA	4,5 MVA
Abgang C	8,4 MVA	4,8 MVA	2,625 MVA

Tabelle 6.3: Erwartete Einspeiseleistung pro Abgang im Jahr 2030

Die vier gewählten Szenarien haben einen unterschiedlichen Netzaufbau und unterschiedliche Einspeiseleistungen. Eine Übersicht über das jeweilige Netz findet sich in Abbildung 6.4 und Abbildung 6.5. Der detaillierte Aufbau des dem Szenario zugeordneten Netzes kann mit der Darstellung der relevanten Netzelemente in Abbildung 6.3 und der zugehörigen Tabelle im Anhang erfolgen. In der Tabelle ist die Anzahl der Groß-Wasserkraftwerke (GWKW) angegeben, sowie die Anzahl der Einspeisenetze und den zugehörigen Photovoltaik-Wechselrichtern, Klein-Wasserkraftwerke (KWKW) und Lasten. Die Netzaufbautabellen befinden sich im Anhang A und werden wie folgt zugeordnet:

- Szenario 1
  - Daten: Tabelle A.1, Tabelle A.2 und Tabelle A.3
  - Maschinenleistung:
    - \* GWKW: 1 MVA
    - \* KWKW: 200 kVA
    - \* PV-WR: 25 kVA
- Szenario 2
  - Daten: Tabelle A.4, Tabelle A.5 und Tabelle A.6
  - Maschinenleistung:
    - \* GWKW: 1 MVA
    - \* KWKW: 200 kVA
    - \* PV-WR: 25 kVA
- Szenario 3
  - Daten: Tabelle A.1, Tabelle A.2 und Tabelle A.3
  - Maschinenleistung:
    - \* GWKW: 1,2 MVA
    - \* KWKW: 240 kVA
    - \* PV-WR: 75 kVA
- Szenario 4
  - Daten: Tabelle A.4, Tabelle A.5 und Tabelle A.6
  - Maschinenleistung:
    - \* GWKW: 1,2 MVA
    - \* KWKW: 240 kVA
    - \* PV-WR: 75 kVA

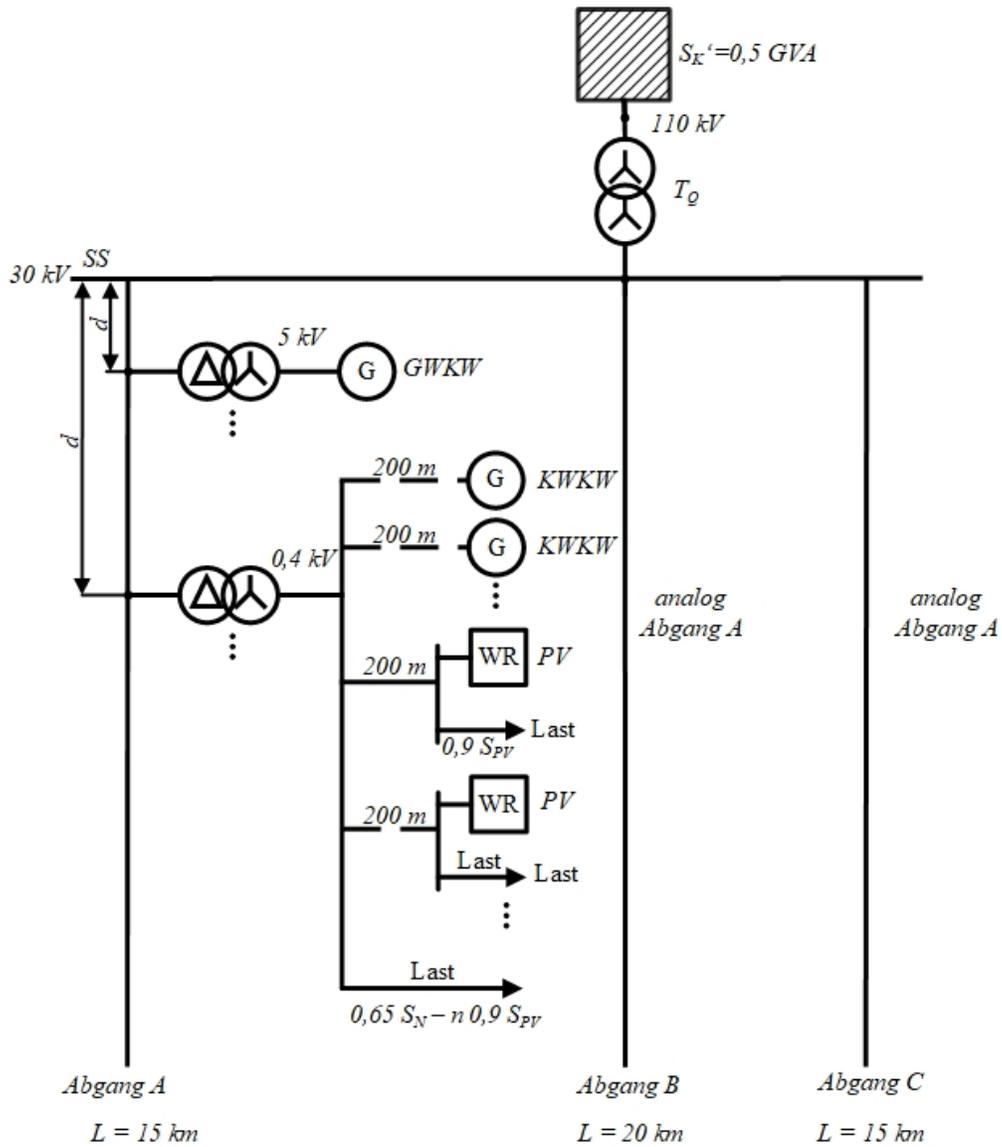


Abbildung 6.3: Darstellung der relevanten Netzelemente

Im modellierten Netz sind die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen ausschließlich Photovoltaikanlagen im Einspeisenetz (Niederspannungsebene). Es wird angenommen, dass 90% der erzeugten Leistung direkt verbraucht wird (Eigenverbrauch) und nur 10% in das Netz eingespeist wird. Die Auslastung des Ortsnetztransformators im ländlichen Bereich wird mit 65% angenommen und wurde vom Netzpartner angeregt. Somit kann die Last des Ortsnetztransformators auf der Niederspannungsseite mit folgender Formel berechnet werden:

$$S_{Last} = 0,65 \cdot S_N - n \cdot 0,9 \cdot S_{PV} \tag{6.4}$$

$S_{Last}$ ... Lastscheinleistung im betrachteten Ortsnetz in VA

$S_N$ ... Nennscheinleistung des Transformators im betrachteten Einspeisenetz in VA

$S_{PV}$ ... Nennscheinleistung pro Photovoltaikanlage in VA

n... Anzahl der Photovoltaikanlagen im jeweiligen Einspeisenetz

Die Kurzschlussleistung vom übergeordneten Netz wird vom Transformator  $T_Q$ , der die Hochspannung mit der Mittelspannung verbindet, beeinflusst. Die Kurzschlussberechnungen werden mit zwei unterschiedlichen Transformatoren, siehe Tabelle 6.4, durchgeführt.

	$T_Q$	
	Variante 1	Variante 2
Nennleistung	50 MVA	35 MVA
Spannungsebene-Primärseitig	110 kV	110 kV
Spannungsebene-Sekundärseitig	30 kV	30 kV
Kurzschlussspannung	13 %	11 %
Kurzschlussverluste	0,4 %	0,5 %
Leerlaufverluste	0,06 %	0,07 %
Leerlaufstrom	0,5 %	0,5 %

Tabelle 6.4: Kenndaten der zwei in der Berechnung verwendeten Transformatoren

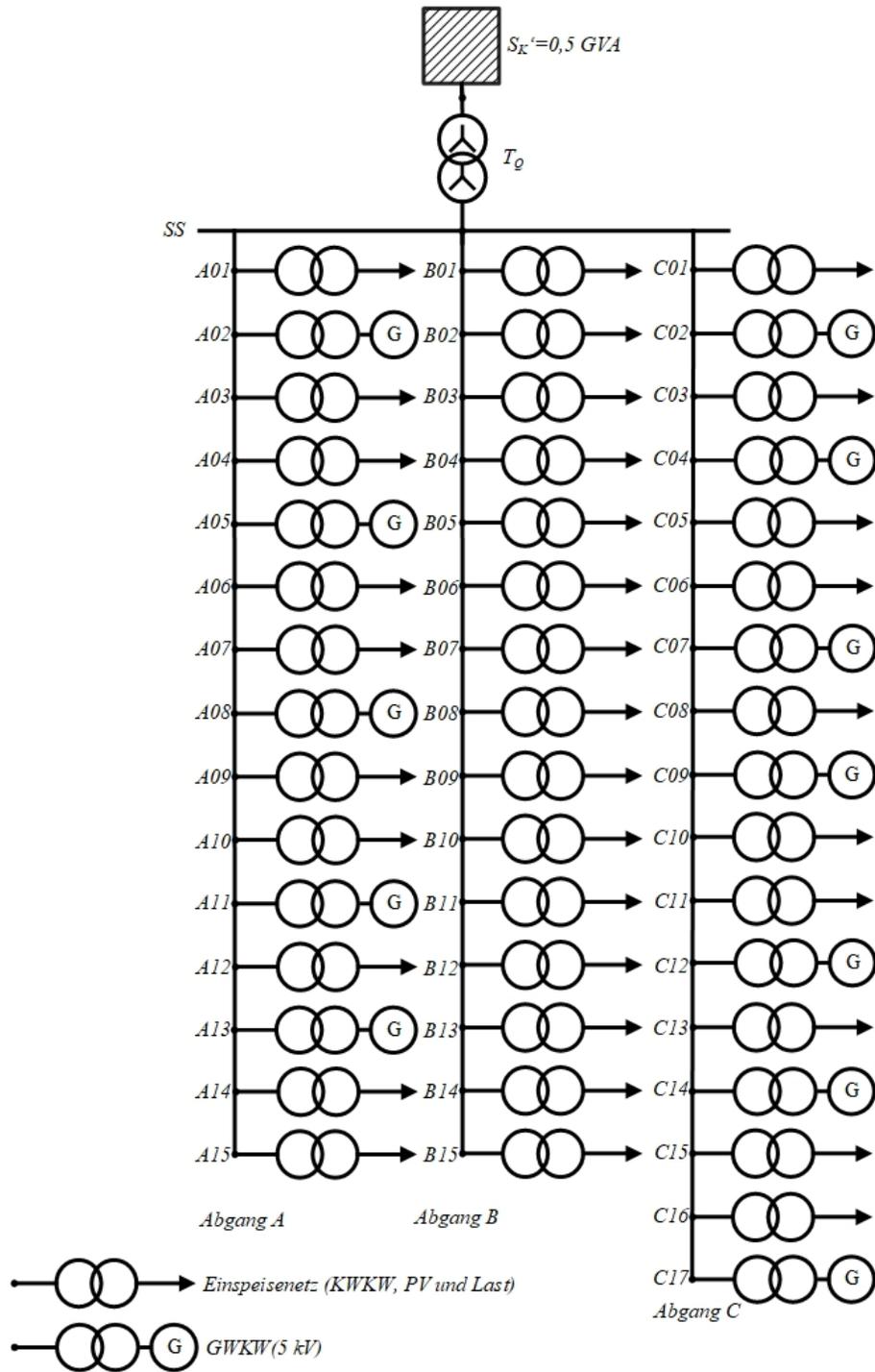


Abbildung 6.4: Ersatzschaltbild des 30-kV-Netzes mit gleichmäßiger Einspeiser-Verteilung (Variante 1)

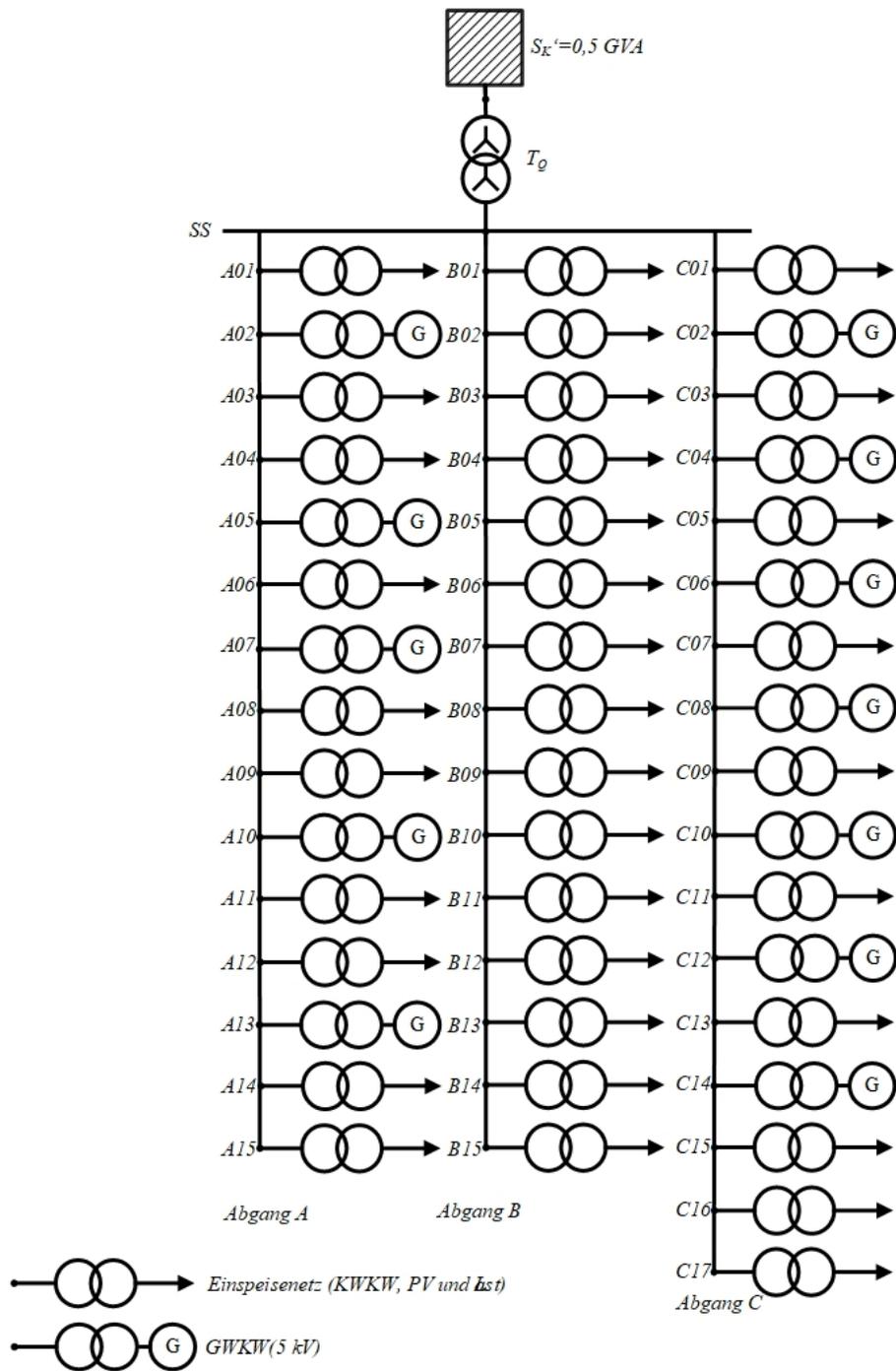


Abbildung 6.5: Ersatzschaltbild des 30-kV-Netzes mit Einspeiseschwerpunkt auf der ersten Hälfte der Leitung (Variante 2)

### 6.3 Kurzschlusszenarien

In Folge werden die Positionen der durchgeführten Kurzschlüsse im Netzmodell spezifiziert und auf das Einspeiseverhalten im Fehlerfall durch den Wechselrichter eingegangen.

#### 6.3.1 Fehlerortvariation

Für jeden Abgang wird der Einfluss der Einspeisung durch Stromerzeugungsanlagen in Bezug auf den Kurzschlussstrom untersucht. Der Kurzschlussort auf der Leitung beeinflusst die Größe der Impedanz zwischen Messstelle des Distanzschutzes und der Fehlerstelle. Daher wird für jeden Abgang am Beginn, Mitte und Ende der Leitung eine Kurzschlussberechnung durchgeführt. In Tabelle 6.5 sind die Kurzschlussdistanzen für das simulierte Netz entsprechend V1 und in Tabelle 6.6 entsprechend V2 ersichtlich.

Position	Abgang A	Abgang B	Abgang C
Anfang	3000 m	2666 m	2140 m
Mitte	8000 m	9333 m	7500 m
Ende	15500 m	20000 m	15000 m

Tabelle 6.5: Variationswerte des Fehlerorts für die Stromeinspeisungen-Verteilung V1

Position	Abgang A	Abgang B	Abgang C
Anfang	3000 m	3000 m	1500 m
Mitte	8000 m	11000 m	6000 m
Ende	15500 m	20000 m	15000 m

Tabelle 6.6: Variationswerte des Fehlerorts für die Stromeinspeisungen-Verteilung V2

#### 6.3.2 Verhalten des Wechselrichters im Fehlerfall

Photovoltaikanlagen speisen mittels Wechselrichter im modellierten Netz ausschließlich in der Niederspannungs-Ebene ein. Gemäß der Technisch Organisatorischen Richtlinien wird eine eingeschränkte dynamische Netzstützung gefordert, siehe Kapitel 2.2. Des Weiteren wird auch die dynamischen Netzstützung im Fehlerfall betrachtet, wobei eine Stromeinspeisung nur im Mitsystem erfolgt. Diese Untersuchung wird aus Gründen der Erhöhung der Netzstabilität bei Blindstromeinspeisung im Niederspannungsnetz, durchgeführt [25][21].

### 6.4 Ergebnisse

Für die Berechnung der Netze in Abbildung 6.4 und Abbildung 6.5, werden verschiedene Szenarien simuliert, siehe Kapitel 6.2. Zusätzlich werden folgende Betriebsmittel-Parameter variiert:

- Kurzschlussverhalten nichtsynchrone Einspeisungen
  - I-N: eingeschränkte dynamische Netzstützung  
Keine Trennung der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage gemäß Abbildung 2.2. Keine Netzstützung durch Blindstromeinspeisung im Fehlerfall.
  - I-D: dynamische Netzstützung  
Keine Trennung der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage gemäß Abbildung 2.2. Blindstromeinspeisung im Fehlerfall in Abhängigkeit der Spannungsabsenkung im Mitsystem.
- Kurzschlussort
  - Variation des Kurzschlussortes am Anfang, Mitte und Ende der Leitung, gemäß Tabelle 6.5 und Tabelle 6.6
- Nennscheinleistung Transformator  $T_Q$ 
  - $S_N = 50$  MVA
  - $S_N = 32$  MVA
- Verteilung der dezentralen Einspeiser entlang der Freileitung
  - V1: Gleichmäßige Verteilung der Stromerzeugungsanlagen entlang der Leitung
  - V2: Einspeiseschwerpunkt auf der ersten Leitungshälfte

#### 6.4.1 Kurzschlussberechnung- aktueller Netzausbau

Die Daten der Kurzschlussimulation des Netzmodells entsprechend Szenario 1 und Szenario 2 sind im Anhang B in der Tabelle B.1, Tabelle B.2, Tabelle B.3, und Tabelle B.4, ersichtlich. In der Tabelle 6.7 und Tabelle 6.8 sind die Simulationsdaten der Impedanzabweichung am Messpunkt des Hauptschutzes, mit der Einspeiseleistung aus dem aktuellen Stand des Netzausbaus zusammengefasst.

Im Abgang C ist die Einspeiseleistung durch dezentrale Erzeuger am größten, wodurch die durch den Distanzschutz erfasste Impedanz deutlich mehr von der tatsächlichen abweicht, verglichen mit Abgang A und Abgang B die eine niedrigere Einspeiseleistung aufweisen. Im Abgang B, der einen hohen Wechselrichter-Anteil hat, ist die Abweichung der gemessenen Impedanz im Fehlerfall am geringsten.

Die Stromeinspeisung der Wechselrichter im Kurzschlussfall mittels dynamischer Netzstützung hat, in Abgängen mit einer vergleichsweise höheren Einspeiseleistung durch synchrone Erzeuger (wie Abgang A und Abgang C), einen recht geringen Einfluss auf die Abweichung der gemessenen Impedanz.

Es ist ersichtlich dass, je größer die Leistung des übergeordneten Transformators  $T_Q$  ist, desto geringer ist die Abweichung der gemessenen Impedanz, da der gelieferte Kurzschlussstrom vom übergeordneten Netz größer ist. Bei einer Verschiebung der Einspeiseleistung in den vorderen Bereich (Verteilung V2) der Leitung und einem Kurzschluss am Ende der Leitung, siehe Werte in Tabelle 6.8, steigt ebenfalls die Impedanzabweichung, da

die Leitungsimpedanz zwischen dem Großteil der Zwischenstromeinspeiser und Fehlerstelle steigt.

		50 MVA		32 MVA		
		KS-Ort	I-N	I-D	I-N	I-D
Anfang	B-02		0,0%	0,1%	0,0%	0,1%
	A-02		0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
	C-02		0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
Mitte	B-07		0,5%	0,7%	0,5%	0,7%
	A-08		2,3%	2,4%	2,5%	2,6%
	C-08		3,4%	3,4%	3,6%	3,7%
Ende	B-15		1,6%	2,3%	1,7%	2,3%
	A-15		6,3%	6,5%	6,6%	6,8%
	C-17		10,1%	10,3%	10,7%	10,8%

Tabelle 6.7: Gemessene Impedanzabweichung in % bezogen auf die tatsächliche Leitungsimpedanz bei einer Netzkonfiguration gemäß Szenario 1

		50 MVA		32 MVA		
		KS-Ort	I-N	I-D	I-N	I-D
Anfang	B-02		0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	A-02		0,1%	0,2%	0,2%	0,2%
	C-02		0,3%	0,3%	0,4%	0,4%
Mitte	B-10		1,1%	1,3%	1,1%	1,4%
	A-08		2,8%	2,9%	3,0%	3,0%
	C-08		4,5%	4,6%	4,8%	4,9%
Ende	B-15		4,5%	5,3%	4,5%	5,4%
	A-15		7,6%	7,9%	8,0%	8,2%
	C-17		12,8%	13,0%	13,3%	13,6%

Tabelle 6.8: Gemessene Impedanzabweichung in % bezogen auf die tatsächliche Leitungsimpedanz bei einer Netzkonfiguration gemäß Szenario 2

Der Nennstrom der Freileitung in der Mittelspannung(30 kV) wird gemäß [11] mit 400A angenommen. Der eingestellte Anregestrom des Distanzschutzrelais in der Funktion als Hauptschutz beträgt gemäß Kapitel (3.2.2):

$$I_{>>} = 1,4 \cdot 0,4A = 0,56 \text{ kA}$$

Anregesicherheit wird erreicht mit dem Kurzschlussstrom:

$$I_{k,min} = 1,8 \cdot I_{>>} = 1,01 \text{ kA}$$

In Tabelle 6.9 sind die Ströme, welche am Messpunkt des Distanzschutzes aufgenommen

werden, ersichtlich. Anregeverlässlichkeit wird bei jeder Netzkonfiguration, gemäß Szenario 1 und Szenario 2 erreicht.

		Verteilung V1		Verteilung V2	
		KS-Ort	I-N	I-D	I-N
Anfang	B-02	3,17 kA	3,18 kA	3,25 kA	3,26 kA
	A-02	3,12 kA	3,14 kA	3,13 kA	3,14 kA
	C-02	3,11 kA	3,13 kA	3,22 kA	3,24 kA
Mitte	B-07	2,04 kA	2,04 kA	1,94 kA	1,94 kA
	A-08	2,21 kA	2,23 kA	2,22 kA	2,24 kA
	C-08	2,16 kA	2,18 kA	2,22 kA	2,23 kA
Ende	B-15	1,27 kA	1,27 kA	1,25 kA	1,25 kA
	A-15	1,49 kA	1,49 kA	1,49 kA	1,49 kA
	C-17	1,43 kA	1,44 kA	1,45 kA	1,45 kA

Tabelle 6.9: Anregestrom bei Netzkonfiguration Szenario 3 und Szenario 4 mit  $T_Q = 32MVA$ , gemessen am Anfang der Leitung

#### 6.4.2 Kurzschlussberechnung - voraussichtlicher Netzausbau im Jahr 2030

Die Daten der Kurzschlussimulation des Netzmodells laut Szenario 3 und Szenario 4 sind im Anhang B in der Tabelle B.5, Tabelle B.6, Tabelle B.7, und Tabelle B.8, ersichtlich. In den Tabellen 6.10 und 6.11 sind die Simulationsdaten der Impedanzabweichung am Messpunkt des Hauptschutzes, sowie die prognostizierte Einspeiseleistung aus dem Jahr 2030 angeführt.

Bei den Simulationsdaten ist, wie aus der in Kapitel 6.4.1 gewonnen Erkenntnis, die Zunahme der, durch den Distanzschutz gemessenen Impedanzabweichung von der dezentralen Einspeiseleistung abhängig und somit bei einem Kurzschluss in Abgang C am größten. Weiters kann auch der Unterschied in Abgang B erkannt werden, dass durch den hohen Anteil an nichtsynchroten Stromerzeugern der Unterschied der Impedanzabweichung zwischen passivem Verhalten und einer dynamischer Netzstützung durch den Wechselrichter im Kurzschlussfall am größten ist.

Im Unterschied zu den Messergebnissen von Kapitel 6.4.1, wird bei Szenario 3 und Szenario 4 die Einspeiseleistung erhöht. Die Wechselrichterleistungen der Photovoltaik-Anlagen werden im Vergleich zum aktuellen Netzausbau um den Faktor drei erhöht. Im Abgang B, bei dem der Photovoltaik-Anteil hoch ist, ist die Auswirkung der dynamischen Netzstutze deutlich. So wird bei einem Kurzschluss am Ende des Abgangs B die Impedanz-Abweichung bei einer dynamischen Netzstützung, im Vergleich zu einem passiven Verhalten im Fehlerfall, nahezu verdoppelt (siehe Tabelle 6.10).

		50 MVA		32 MVA	
		I-N	I-D	I-N	I-D
	KS-Ort				
Anfang	B-02	0,0%	0,1%	0,0%	0,1%
	A-02	0,1%	0,2%	0,1%	0,2%
	C-02	0,2%	0,2%	0,2%	0,3%
Mitte	B-07	0,6%	1,1%	0,6%	1,1%
	A-08	2,7%	2,9%	2,9%	3,1%
	C-08	3,9%	4,1%	4,2%	4,4%
Ende	B-15	1,8%	3,5%	1,8%	3,7%
	A-15	7,1%	7,9%	7,5%	8,3%
	C-17	11,7%	12,4%	12,3%	13,0%

Tabelle 6.10: Gemessene Impedanzabweichung in % bezogen auf die tatsächliche Leitungsimpedanz bei einer Netzkonfiguration gemäß Szenario 3

		50 MVA		32 MVA	
		I-N	I-D	I-N	I-D
	KS-Ort				
Anfang	B-02	0,0%	0,1%	0,0%	0,1%
	A-02	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%
	C-02	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%
Mitte	B-10	1,1%	2,0%	1,2%	2,0%
	A-08	3,2%	3,5%	3,4%	3,7%
	C-08	5,2%	5,5%	5,5%	5,8%
Ende	B-15	4,7%	7,0%	4,8%	7,2%
	A-15	8,8%	9,8%	9,1%	10,2%
	C-17	14,6%	15,5%	15,4%	16,2%

Tabelle 6.11: Gemessene Impedanzabweichung in % bezogen auf die tatsächliche Leitungsimpedanz bei einer Netzkonfiguration gemäß Szenario 4

Eine Anregeverlässlichkeit, bei Einsatz des Distanzschutzes als Hauptschutz der Freileitung, wird wie in Kapitel 6.4.1 mit 1,01 kA erreicht. In Tabelle 6.12 sind die Ströme, welche am Messpunkt des Distanzschutzes aufgenommen werden, ersichtlich. Anregeverlässlichkeit wird bei jeder Netzkonfiguration, gemäß Szenario 1 und Szenario 2 erreicht.

		Verteilung V1		Verteilung V2	
		KS-Ort	I-N	I-D	I-N
Anfang	B-02	3,24 kA	3,28 kA	3,34 kA	3,39 kA
	A-02	3,17 kA	3,25 kA	3,18 kA	3,26 kA
	C-02	3,14 kA	3,22 kA	3,27 kA	3,35 kA
Mitte	B-07	2,06 kA	2,08 kA	1,96 kA	1,97 kA
	A-08	2,23 kA	2,28 kA	2,25 kA	2,29 kA
	C-08	2,17 kA	2,22 kA	2,23 kA	2,29 kA
Ende	B-15	1,28 kA	1,27 kA	1,26 kA	1,25 kA
	A-15	1,49 kA	1,50 kA	1,49 kA	1,50 kA
	C-17	1,43 kA	1,44 kA	1,44 kA	1,45 kA

Tabelle 6.12: Anregestrom bei Netzkonfiguration gemäß Szenario 3 und Szenario 4 mit  $T_Q = 32\text{MVA}$ , gemessen am Anfang der Leitung

### 6.4.3 Kurzschlussberechnung - Reserveschutz

Die Betrachtung der Simulationsergebnisse des Distanzschutzes in der Funktion als Reserveschutz an der Sammelschiene wird exemplarisch an Szenario 1 diskutiert. Die Ergebnisse aus Tabelle B.1 und Tabelle B.2 im Anhang B sind in der Tabelle 6.13, 6.14 und 6.15 zusammengefasst und zeigen die prozentuale Abweichung der gemessenen Impedanz.

Es ist erkennbar, dass die ermittelten Impedanzen eine große Abweichung zu den tatsächlichen besitzen und somit keine ausreichend genaue Distanzmessung durchführbar ist. Als Reserveschutz für den Schutz einer Freileitung hat der Distanzschutz dennoch den Vorteil gegenüber einem Überstromzeitschutz, dass zusätzlich zur Strommessung auch eine Spannungsmessung durchgeführt wird. Dadurch kann zwischen Überlast und Fehlerfall unterschieden werden, da im Fehlerfall, zusätzlich zum Stromanstieg, die Spannung absinkt und dies im Auswerteverfahren mit berücksichtigt werden kann. Wird als Anregeverfahren des Distanzschutzes die Überstromanregung verwendet, muss die Verringerung des Kurzschlussstroms vom übergeordneten Netz berücksichtigt werden. Im modellierten Netz ist die Verringerung des Kurzschlussstroms besonders prägnant, wenn der dreipolige Kurzschluss am Abgang B auftritt und die Abgänge mit viel Einspeiseleistung (Abgang C und Abgang A) den Kurzschlussstrom speisen. Bei einem Transformator mit einer geringeren Nennscheinleistung (in der Netzsimulation 32 MVA) und einem Kurzschluss am Ende des Abgangs mit weniger dezentraler Einspeiseleistung (Abgang B) ein deutlich geringere Kurzschlussstrom, im Vergleich zu einem Kurzschluss am Anfang des Abgangs C (um Faktor 3 größer).

Die Überstromanregung ist bei einem Distanzschutz in der Reserveschutz-Funktion kritisch, da Zwischenstromeinspeisungen auf parallelen zur fehlerbehafteten Leitung, den Strom am unterspannungsseitigen Stromwandler des Transformators (Messort des Reserveschutzes) deutlich verringern. Wird zusätzlich die Spannung als Auslösekriterium verwendet, kann die Anregeschwelle des Stroms geringer gewählt werden, da zwischen Fehlerfall

und Überlast unterschieden werden kann.

		50 MVA		32 MVA		
		KS-Ort	I-N	I-D	I-N	I-D
Anfang	B-02		19,6%	20,0%	21,9%	22,4%
	A-02		13,5%	14,3%	15,1%	15,9%
	C-02		8,8%	9,6%	9,8%	10,7%
Mitte	B-07		22,1%	23,1%	24,5%	25,6%
	A-08		17,5%	18,8%	19,3%	20,7%
	C-08		12,9%	14,2%	14,3%	15,6%
Ende	B-15		26,8%	29,1%	29,2%	31,6%
	A-15		24,5%	26,9%	26,6%	29,1%
	C-17		21,5%	24,0%	23,3%	25,8%

Tabelle 6.13: Gemessene Impedanzabweichung in % bezogen auf die tatsächliche Leitungsimpedanz bei Verteilung der Stromeinspeisungen gemäß V1

Es soll zusätzlich die Überstromanregung eines Distanzschutzes in der Funktion als Reservechutz betrachtet werden. Im modellierten Netz, wird der Anreghostrom des Distanzschutzes  $I_{>>}$  auf den Nennstrom des Transformators eingestellt.

Bei Einsatz des Transformators  $T_Q$  mit  $S_N = 50$  MVA ist an der Messstelle des Reservechutzes, mit unterschiedlicher Variation von Kurzschlussort und Kurzschlussverhalten des Wechselrichters, der Kurzschlussstrom in Tabelle 6.14 messbar.

Der eingestellte Anreghostrom des Distanzschutzrelais beträgt:

$$I_{>>} = 1,35 \text{ kA}$$

Anregesicherheit wird erreicht mit dem folgenden Kurzschlussstrom:

$$I_{k,min} = 1,75 \text{ kA}$$

		50 MVA	
		KS-Ort	
		I-N	I-D
Anfang	B-02	2,86 kA	2,86 kA
	A-02	3,00 kA	2,99 kA
	C-02	3,14 kA	3,13 kA
Mitte	B-07	1,76 kA	1,75 kA
	A-08	2,04 kA	2,03 kA
	C-08	2,10 kA	2,09 kA
Ende	B-15	1,05 kA	1,03 kA
	A-15	1,32 kA	1,30 kA
	C-17	1,35 kA	1,33 kA

Tabelle 6.14: Gemessener Kurzschlussstrom am Messpunkt des Distanzschutzes in der Funktion als Reserveschutz; Transformator  $T_Q$  mit  $S_N = 50$  MVA

Bei Einsatz des Transformators  $T_Q$  mit  $S_N = 32$  MVA ist an der Messstelle des Reserveschutzes, mit unterschiedlicher Variation von Kurzschlussort und Kurzschlussverhalten des Wechselrichters, der Kurzschlussstrom in Tabelle 6.15 messbar.

Der eingestellte Anreghostrom des Distanzschutzrelais beträgt:

$$I_{>>} = 1,21 \text{ kA}$$

Anregesicherheit wird erreicht mit dem Kurzschlussstrom:

$$I_{k,min} = 1,57 \text{ kA}$$

		32 MVA	
		KS-Ort	
		I-N	I-D
Anfang	B-02	2,60 kA	2,59 kA
	A-02	2,72 kA	2,71 kA
	C-02	2,83 kA	2,83 kA
Mitte	B-07	1,65 kA	1,64 kA
	A-08	1,90 kA	1,89 kA
	C-08	1,96 kA	1,95 kA
Ende	B-15	1,00 kA	0,98 kA
	A-15	1,25 kA	1,23 kA
	C-17	1,29 kA	1,27 kA

Tabelle 6.15: Gemessener Kurzschlussstrom am Messpunkt des Distanzschutzes in der Funktion als Reserveschutz; Transformator  $T_Q$  mit  $S_N = 32$  MVA

Bei der Betrachtung des Distanzschutzes in der Funktion als Reserveschutz ist eine Anregung bei einem Kurzschluss am Ende der Freileitung bei allen drei Abgängen, bei Einsatz

des Transformators  $T_Q$  mit 50 MVA Scheinleistung, mit den angenommenen Einstellungen nicht möglich. Auch bei Fehlereintritt am Ende des Abgangs A und Abgangs C wird der Kurzschlussstrom, bei dem man von einer Anregeverlässlichkeit spricht, nicht erreicht. Wird der Transformator  $T_Q$  mit einer Scheinleistung von 32 MVA gewählt, wird bei einem Fehler am Ende des Abgangs B das Anregekriterium nicht erfüllt. Bei einem Fehler am Ende des Abgangs A und C wird das Kriterium der Anregeverlässlichkeit nicht erreicht. Der Unterschied des Kurzschlussstroms zwischen einem passiven Verhalten des Wechselrichters und einer dynamischen Netzstützung ist bei dieser Größenordnung an Einspeiseleistung nicht signifikant und hat in dieser Modellierung keine negative Auswirkung auf die Anregung. Durch die fehlende Anregung bzw. durch das nicht Erreichen der Anregeverlässlichkeit bei Fehlern am Ende der Leitung, kann daraus schlussgefolgert werden, dass der Reserveschutz nicht die Schutzfunktion, für die gesamte Länge der Freileitung, erfüllen kann.

# Kapitel 7

## Zusammenfassung

Durch die steigende Anzahl an dezentraler Stromerzeuger ergeben sich Probleme hinsichtlich der Zuverlässigkeit der bestehenden Netzschutzkonzepte in der Mittelspannungsebene. Durch die Dezentralisierung der Stromerzeugungsanlagen ergeben sich bei dem in der Mittelspannung als Leitungsschutz eingesetzten Distanzschutz Abweichungen in der Impedanzbestimmung sowie eine Verringerung des Fehlerstroms für vorgelagerte Schutzgeräte. Sowohl in den analytischen Betrachtungen als auch in der Simulation werden Synchronmaschinen sowie Wechselrichter als Stromerzeuger die parallel zum Netz einspeisen betrachtet. In dieser Arbeit wird eine Kurzschlussimulation mit dem Überlagerungsverfahren durchgeführt, mit der die Abweichung der Impedanzbestimmung, sowie die Anregesicherheit untersucht wird. Als Netzsimulationsprogramm wird Powerfactory von DlgSilent eingesetzt.

Durch die dynamische Netzstützung dezentraler Stromerzeugungsanlagen wird die Spannung lokal angehoben, wodurch weniger Anlagen vom Netz getrennt werden. Dies reduziert den Erzeugungsausfall nach Fehlerklärung und trägt zur Systemstabilität bei.

Die Ergebnisse der durchgeführten Netzsimulation zeigen, dass die gemessene Impedanz durch den Distanzschutz von verschiedenen Netzparametern sowie vom Fehlerort abhängt. Die Abweichung steigt mit zunehmender Einspeiseleistung und mit einer höheren Leitungslänge zwischen Messpunkt und Kurzschlussort. Der gelieferte Kurzschlussstrom wird durch die Leistung des Transformators, der die Hochspannung und die Mittelspannung verbindet, begrenzt. Bei einer höheren Transformatorleistung, bei gleicher Kurzschlussleistung, wird die Abweichung verringert. In der Simulation wurden die Stromerzeugungsanlagen gleichmäßig entlang der Freileitung sowie der Einspeiseschwerpunkt auf der ersten Hälfte der Leitung positioniert. Bei einer Verschiebung des Einspeiseschwerpunktes in die erste Hälfte der Leitung wird die Abweichung der Impedanzmessung signifikant erhöht. Die dynamische Netzstützung der nichtsynchrone Erzeugungsanlagen hat keinen erheblichen Einfluss bei den angenommenen Einspeiseleistungen. Bei der prognostizierten Verdreifachung, der durch Wechselrichter einspeisenden Photovoltaik-Anlagen im Jahr 2030 ist die Abweichung am Abgang, bei dem die nichtsynchrone Einspeiseleistung am größten ist (Abgang B), im Vergleich zur eingeschränkten dynamischen Netzstützung deutlich gestiegen. Im simulierten Netz ist der Unterschied bei der Fehlerdistanz-Bestimmung deutlich vom

Einsatz des Distanzschutzes als Haupt- oder Reserve-Schutz abhängig. Bei Einsatz des Distanzschutzes als Hauptschutz erreicht die Abweichung nur bei einem Kurschluss am Ende des Abgangs mit der höchsten Einspeiseleistung (Abgang C) einen Wert über 15 %. Bei Einsatz des Distanzschutzes als Reserveschutz, welcher im Modellnetz zwischen dem Transformator und der Sammelschiene positioniert ist, ist keine ausreichend genaue Fehlerdistanz erreichbar.

Bei Einsatz des Anregeverfahrens Überstrom, bei einem Distanzschutz eingesetzt als Hauptschutz, wird bei allen Szenarien, welche in der Netzsimulation betrachtet wurden, die Anregeverlässlichkeit erreicht.

Bei Einsatz des Anregeverfahrens Überstrom, bei einem Distanzschutz eingesetzt als Reserveschutz, wird das Kriterium der Anregeverlässlichkeit bei keinem simulierten Szenario von allen Abgängen erfüllt.

# Anhang A

## Netzaufbautabellen

Abgang	lfd. Nr.	d	WR	KWKW	GWKW
A	01	2,00 km	4	1	0
A	02	3,00 km	0	0	1
A	03	3,50 km	3	1	0
A	04	5,00 km	4	1	0
A	05	5,50 km	0	0	1
A	06	6,50 km	3	1	0
A	07	7,25 km	4	1	0
A	08	8,00 km	0	0	1
A	09	9,50 km	3	1	0
A	10	10,50 km	0	0	1
A	11	11,00 km	4	1	0
A	12	12,50 km	3	1	0
A	13	13,00 km	0	0	1
A	14	14,00 km	4	1	0
A	15	15,50 km	3	1	0

Tabelle A.1: Netzaufbautabelle von Abgang A bei gleichmäßiger Einspeiserverteilung entlang der Leitung

Abgang	lfd. Nr.	d	WR	KWKW	GWKW
B	01	1,33 km	4	0	0
B	02	2,66 km	4	1	0
B	03	4,00 km	4	0	0
B	04	5,33 km	4	1	0
B	05	6,66 km	4	0	0
B	06	8,00 km	4	0	0
B	07	9,33 km	4	1	0
B	08	10,66 km	4	0	0
B	09	12,00 km	4	0	0
B	10	13,33 km	4	1	0
B	11	14,66 km	4	0	0
B	12	16,00 km	4	0	0
B	13	17,33 km	4	1	0
B	14	18,66 km	4	0	0
B	15	20,00 km	4	0	0

Tabelle A.2: Netzaufbautabelle von Abgang B bei gleichmäßiger Einspeiserverteilung entlang der Leitung

Abgang	lfd. Nr.	d	WR	KWKW	GWKW
C	01	1,50 km	4	2	0
C	02	2,14 km	0	0	1
C	03	3,00 km	3	2	0
C	04	4,29 km	0	0	1
C	05	4,50 km	4	2	0
C	06	6,00 km	3	2	0
C	07	6,43 km	0	0	1
C	08	7,50 km	4	2	0
C	09	8,57 km	0	0	1
C	10	9,00 km	3	2	0
C	11	10,50 km	4	2	0
C	12	10,71 km	0	0	1
C	13	12,00 km	3	2	0
C	14	12,86 km	0	0	1
C	15	13,50 km	4	2	0
C	16	14,25 km	3	2	0
C	17	15,00 km	0	0	1

Tabelle A.3: Netzaufbautabelle von Abgang C bei gleichmäßiger Einspeiserverteilung entlang der Leitung

Abgang	lfd. Nr.	d	WR	KWKW	GWKW
A	01	2,00 km	5	1	0
A	02	3,00 km	0	0	1
A	03	3,50 km	5	2	0
A	04	5,00 km	0	0	1
A	05	5,50 km	5	2	0
A	06	6,50 km	0	0	1
A	07	7,25 km	5	1	0
A	08	8,00 km	5	2	0
A	09	9,50 km	2	0	0
A	10	10,50 km	0	0	1
A	11	11,00 km	2	1	0
A	12	12,50 km	2	1	0
A	13	13,00 km	0	0	1
A	14	14,00 km	2	0	0
A	15	15,50 km	2	0	0

Tabelle A.4: Netzaufbautabelle von Abgang A bei einem Einspeiseschwerpunkt in der ersten Hälfte der Leitung

Abgang	lfd. Nr.	d	WR	KWKW	GWKW
B	01	2,00 km	4	0	0
B	02	3,00 km	4	1	0
B	03	4,00 km	4	0	0
B	04	5,00 km	4	1	0
B	05	6,00 km	4	0	0
B	06	7,00 km	4	0	0
B	07	8,00 km	4	1	0
B	08	9,00 km	4	0	0
B	09	10,00 km	4	0	0
B	10	11,00 km	4	1	0
B	11	13,00 km	4	0	0
B	12	15,00 km	4	0	0
B	13	17,00 km	4	1	0
B	14	19,00 km	4	0	0
B	15	20,00 km	4	0	0

Tabelle A.5: Netzaufbautabelle von Abgang B bei einem Einspeiseschwerpunkt in der ersten Hälfte der Leitung

Abgang	lfd. Nr.	d	WR	KWKW	GWKW
C	01	0,75 km	5	3	0
C	02	1,50 km	0	0	1
C	03	2,25 km	5	3	0
C	04	3,00 km	0	0	1
C	05	3,75 km	5	3	0
C	06	4,25 km	0	0	1
C	07	5,25 km	5	3	0
C	08	6,00 km	0	0	1
C	09	7,00 km	5	3	0
C	10	7,50 km	0	0	1
C	11	8,50 km	2	1	0
C	12	9,34 km	0	0	1
C	13	10,20 km	2	1	0
C	14	11,49 km	0	0	1
C	15	12,20 km	2	1	0
C	16	13,50 km	2	1	0
C	17	15	2	1	0

Tabelle A.6: Netzaufbautabelle von Abgang C bei einem Einspeiseschwerpunkt in der ersten Hälfte der Leitung

## Anhang B

# Netzkurzschluss simulations- Ergebnisse

Nr.	Hauptschutz										Reserveschutz									
	$ \underline{U}_i $ kV	$\arg(\underline{U}_i)$ deg	$I_{ph}$ kA	$\arg(I_{ph})$ deg	$abs(Z)$ $\Omega$	$\arg(Z)$ deg	line-impedance $\Omega/km$	$I_{calc}$ m	$I_{real}$ m	$\Delta I$	$I_{ph}$ kA	$\arg(I_{ph})$ deg	$abs(Z)$ $\Omega$	$\arg(Z)$ deg	$I_{calc}$ m	$\Delta I$	Comment			
1	8,509	-27,562	3,400	-74,238	1,44	46,68	0,4810	3003,6	3000	0,1%	3,000	102,038	1,64	50,40	3404,5	13,5%	V1 A02-B; I-N; TQ = 50 MVA			
2	16,003	-18,337	2,346	-65,145	3,94	46,81	0,4810	8187,7	8000	2,3%	2,043	110,741	4,52	50,92	9399,8	17,5%	V1 A08-M; I-N; TQ = 50 MVA			
3	21,189	-11,713	1,544	-58,565	7,92	46,85	0,4810	16469,3	15500	6,3%	1,318	116,679	9,29	51,61	19303,2	24,5%	V1 A15-E; I-N; TQ = 50 MVA			
4	9,507	-25,221	3,422	-71,878	1,60	46,66	0,4810	3334,6	3333,3	0,0%	2,864	102,795	1,92	51,98	3985,0	19,6%	V1 B02-B; I-N; TQ = 50 MVA			
5	17,900	-14,904	2,137	-61,388	4,84	46,48	0,4810	10053,2	10000	0,5%	1,759	111,796	5,87	53,30	12211,3	22,1%	V1 B07-M; I-N; TQ = 50 MVA			
6	22,848	-8,640	1,306	-54,345	10,10	45,71	0,4810	20999,4	20667	1,6%	1,047	116,345	12,60	55,02	26197,1	26,8%	V1 B15-E; I-N; TQ = 50 MVA			
7	7,511	-30,448	3,406	-77,143	1,27	46,69	0,4810	2646,9	2642	0,2%	3,137	101,303	1,38	48,25	2873,3	8,8%	V1 C02-B; I-N; TQ = 50 MVA			
8	15,835	-20,226	2,298	-67,419	3,98	47,19	0,4810	8270,9	8000	3,4%	2,104	111,885	4,35	47,89	9034,4	12,9%	V1 C08-M; I-N; TQ = 50 MVA			
9	21,245	-13,123	1,494	-61,416	8,21	48,29	0,4810	17068,1	15500	10,1%	1,354	119,233	9,06	47,64	18832,9	21,5%	V1 C17-E; I-N; TQ = 50 MVA			

Nr.	Hauptschutz										Reserveschutz									
	$ \underline{U}_i $ kV	$\arg(\underline{U}_i)$ deg	$I_{ph}$ kA	$\arg(I_{ph})$ deg	$abs(Z)$ $\Omega$	$\arg(Z)$ deg	line-impedance $\Omega/km$	$I_{calc}$ m	$I_{real}$ m	$\Delta I$	$I_{ph}$ kA	$\arg(I_{ph})$ deg	$abs(Z)$ $\Omega$	$\arg(Z)$ deg	$I_{calc}$ m	$\Delta I$	Comment			
1	7,815	-28,191	3,123	-74,869	1,44	46,68	0,4810	3003,8	3000	0,1%	2,717	100,929	1,66	50,88	3452,5	15,1%	V1 A02-B; I-N; TQ = 32 MVA			
2	15,127	-19,226	2,214	-66,072	3,94	46,85	0,4810	8200,7	8000	2,5%	1,902	109,309	4,59	51,47	9544,4	19,3%	V1 A08-M; I-N; TQ = 32 MVA			
3	20,460	-12,466	1,486	-59,409	7,95	46,94	0,4810	16524,4	15500	6,6%	1,251	115,281	9,44	52,25	19628,3	26,6%	V1 A15-E; I-N; TQ = 32 MVA			
4	8,800	-25,749	3,168	-72,406	1,60	46,66	0,4810	3334,6	3333,3	0,0%	2,599	101,660	1,95	52,59	4064,0	21,9%	V1 B02-B; I-N; TQ = 32 MVA			
5	17,081	-15,638	2,039	-62,128	4,84	46,49	0,4810	10055,0	10000	0,5%	1,647	110,400	5,99	53,96	12449,7	24,5%	V1 B07-M; I-N; TQ = 32 MVA			
6	22,227	-9,192	1,270	-54,912	10,11	45,72	0,4810	21009,9	20667	1,7%	1,000	115,039	12,84	55,77	26691,8	29,2%	V1 B15-E; I-N; TQ = 32 MVA			
7	6,850	-31,223	3,106	-77,921	1,27	46,70	0,4810	2647,2	2642	0,2%	2,834	100,239	1,40	48,54	2901,0	9,8%	V1 C02-B; I-N; TQ = 32 MVA			
8	14,928	-21,328	2,161	-68,597	3,99	47,27	0,4810	8290,0	8000	3,6%	1,960	110,402	4,40	48,27	9140,5	14,3%	V1 C08-M; I-N; TQ = 32 MVA			
9	20,498	-14,049	1,434	-62,537	8,25	48,49	0,4810	17154,0	15500	10,7%	1,288	117,782	9,19	48,17	19104,1	23,3%	V1 C17-E; I-N; TQ = 32 MVA			

Tabelle B.1: Messwerte und bestimmte Werte bei Szenario 1 mit passiven Verhalten im Fehlerfall der Wechselrichter

Nr.	Hauptschutz										Reserveschutz									
	$ \underline{U}_i $ kV	$\arg(\underline{U}_i)$ deg	$I_{ph}$ kA	$\arg(I_{ph})$ deg	$\text{abs}(\underline{Z})$ $\Omega$	$\arg(\underline{Z})$ deg	line-impedance $\Omega/\text{km}$	$I_{calc}$ m	$I_{real}$ m	$\Delta I$	$I_{ph}$ kA	$\arg(I_{ph})$ deg	$\text{abs}(\underline{Z})$ $\Omega$	$\arg(\underline{Z})$ deg	$I_{calc}$ m	$\Delta I$	Comment			
<b>Distanceprotection-results-dynN-50 MVA</b>																				
1	8,553	-28,068	3,417	-74,738	1,44	46,67	0,4810	3003,9	3000	0,1%	2,995	101,890	1,65	50,04	3428,1	14,3%	V1 A02-B; I-D; TQ = 50 MVA			
2	16,094	-18,718	2,358	-65,500	3,94	46,78	0,4810	8192,3	8000	2,4%	2,033	110,760	4,57	50,52	9503,8	18,8%	V1 A08-M; I-D; TQ = 50 MVA			
3	21,287	-11,810	1,548	-58,586	7,94	46,78	0,4810	16502,8	15500	6,5%	1,299	116,440	9,46	51,75	19676,3	26,9%	V1 A15-E; I-D; TQ = 50 MVA			
4	9,530	-25,561	3,430	-72,207	1,60	46,65	0,4810	3335,1	3333,3	0,1%	2,859	102,568	1,92	51,87	4001,1	20,0%	V1 B02-B; I-D; TQ = 50 MVA			
5	17,947	-15,109	2,139	-61,496	4,84	46,39	0,4810	10069,2	10000	0,7%	1,749	111,558	5,92	53,33	12314,1	23,1%	V1 B07-M; I-D; TQ = 50 MVA			
6	22,905	-8,682	1,301	-54,086	10,17	45,40	0,4810	21133,1	20667	2,3%	1,031	115,732	12,83	55,59	26678,4	29,1%	V1 B15-E; I-D; TQ = 50 MVA			
7	7,555	-31,034	3,426	-77,726	1,27	46,69	0,4810	2647,1	2642	0,2%	3,133	101,163	1,39	47,80	2894,4	9,6%	V1 C02-B; I-D; TQ = 50 MVA			
8	15,941	-20,678	2,313	-67,866	3,98	47,19	0,4810	8273,6	8000	3,4%	2,094	111,995	4,40	47,33	9138,2	14,2%	V1 C08-M; I-D; TQ = 50 MVA			
9	21,361	-13,244	1,500	-61,519	8,22	48,28	0,4810	17090,1	15500	10,3%	1,334	119,148	9,24	47,61	19219,4	24,0%	V1 C17-E; I-D; TQ = 50 MVA			
<b>Distanceprotection-results-dynN-35 MVA</b>																				
Nr.	$ \underline{U}_i $ kV	$\arg(\underline{U}_i)$ deg	$I_{ph}$ kA	$\arg(I_{ph})$ deg	$\text{abs}(\underline{Z})$ $\Omega$	$\arg(\underline{Z})$ deg	line-impedance $\Omega/\text{km}$	$I_{calc}$ m	$I_{real}$ m	$\Delta I$	$I_{ph}$ kA	$\arg(I_{ph})$ deg	$\text{abs}(\underline{Z})$ $\Omega$	$\arg(\underline{Z})$ deg	$I_{calc}$ m	$\Delta I$	Comment			
1	7,860	-27,717	3,140	-75,389	1,45	47,67	0,4810	3004,3	3000	0,1%	2,713	100,778	1,67	51,50	3477,9	15,9%	V1 A02-B; I-D; TQ = 32 MVA			
2	15,226	-1,657	2,227	-66,480	3,95	64,82	0,4810	8205,3	8000	2,6%	1,893	109,356	4,64	68,99	9654,3	20,7%	V1 A08-M; I-D; TQ = 32 MVA			
3	20,572	-12,575	1,491	-59,441	7,96	46,87	0,4810	16557,4	15500	6,8%	1,234	115,101	9,63	52,32	20016,2	29,1%	V1 A15-E; I-D; TQ = 32 MVA			
4	8,823	-26,083	3,175	-72,728	1,60	46,65	0,4810	3335,1	3333,3	0,1%	2,595	101,427	1,96	52,49	4080,9	22,4%	V1 B02-B; I-D; TQ = 32 MVA			
5	17,134	-15,853	2,042	-62,242	4,84	46,39	0,4810	10072,2	10000	0,7%	1,638	110,180	6,04	53,97	12556,8	25,6%	V1 B07-M; I-D; TQ = 32 MVA			
6	22,295	-9,220	1,266	-54,618	10,17	45,40	0,4810	21145,2	20667	2,3%	0,984	114,457	13,08	56,32	27188,9	31,6%	V1 B15-E; I-D; TQ = 32 MVA			
7	6,895	-31,845	3,126	-78,542	1,27	46,70	0,4810	2647,5	2642	0,2%	2,831	100,097	1,41	48,06	2923,9	10,7%	V1 C02-B; I-D; TQ = 32 MVA			
8	15,042	-21,845	2,177	-69,114	3,99	47,27	0,4810	8292,0	8000	3,7%	1,952	110,543	4,45	47,61	9249,5	15,6%	V1 C08-M; I-D; TQ = 32 MVA			
9	20,630	-14,190	1,442	-62,669	8,26	48,48	0,4810	17172,5	15500	10,8%	1,270	117,765	9,38	48,04	19503,0	25,8%	V1 C17-E; I-D; TQ = 32 MVA			

I-N inverter without short circuit current  
I-D inverter with dynamic voltage support

Tabelle B.2: Messwerte und bestimmte Werte bei Szenario 1 mit dynamischer Netzstützung der Wechselrichter im Fehlerfall

Nr.	Hauptschutz										Reserveschutz									
	$ \underline{U}_i $ kV	$\arg(\underline{U}_i)$ deg	$I_{ph}$ kA	$\arg(I_{ph})$ deg	$abs(Z)$ $\Omega$	$\arg(Z)$ deg	line-impedance $\Omega/km$	$I_{calc}$ m	$I_{real}$ m	$\Delta I$	$I_{ph}$ kA	$\arg(I_{ph})$ deg	$abs(Z)$ $\Omega$	$\arg(Z)$ deg	$I_{calc}$ m	$\Delta I$	Comment			
1	8,509	-27,562	3,400	-74,238	1,44	46,68	0,4810	3003,6	3000	0,1%	3,000	102,038	1,64	50,40	3404,5	13,5%	V1 A02-B; I-N; TQ = 50 MVA			
2	16,003	-18,337	2,346	-65,145	3,94	46,81	0,4810	8187,7	8000	2,3%	2,043	110,741	4,52	50,92	9399,8	17,5%	V1 A08-M; I-N; TQ = 50 MVA			
3	21,189	-11,713	1,544	-58,565	7,92	46,85	0,4810	16469,3	15500	6,3%	1,318	116,679	9,29	51,61	19303,2	24,5%	V1 A15-E; I-N; TQ = 50 MVA			
4	9,507	-25,221	3,422	-71,878	1,60	46,66	0,4810	3334,6	3333,3	0,0%	2,864	102,795	1,92	51,98	3985,0	19,6%	V1 B02-B; I-N; TQ = 50 MVA			
5	17,900	-14,904	2,137	-61,388	4,84	46,48	0,4810	10053,2	10000	0,5%	1,759	111,796	5,87	53,30	12211,3	22,1%	V1 B07-M; I-N; TQ = 50 MVA			
6	22,848	-8,640	1,306	-54,345	10,10	45,71	0,4810	20999,4	20667	1,6%	1,047	116,345	12,60	55,02	26197,1	26,8%	V1 B15-E; I-N; TQ = 50 MVA			
7	7,511	-30,448	3,406	-77,143	1,27	46,69	0,4810	2646,9	2642	0,2%	3,137	101,303	1,38	48,25	2873,3	8,8%	V1 C02-B; I-N; TQ = 50 MVA			
8	15,835	-20,226	2,298	-67,419	3,98	47,19	0,4810	8270,9	8000	3,4%	2,104	111,885	4,35	47,89	9034,4	12,9%	V1 C08-M; I-N; TQ = 50 MVA			
9	21,245	-13,123	1,494	-61,416	8,21	48,29	0,4810	17068,1	15500	10,1%	1,354	119,233	9,06	47,64	18832,9	21,5%	V1 C17-E; I-N; TQ = 50 MVA			

Nr.	Hauptschutz										Reserveschutz									
	$ \underline{U}_i $ kV	$\arg(\underline{U}_i)$ deg	$I_{ph}$ kA	$\arg(I_{ph})$ deg	$abs(Z)$ $\Omega$	$\arg(Z)$ deg	line-impedance $\Omega/km$	$I_{calc}$ m	$I_{real}$ m	$\Delta I$	$I_{ph}$ kA	$\arg(I_{ph})$ deg	$abs(Z)$ $\Omega$	$\arg(Z)$ deg	$I_{calc}$ m	$\Delta I$	Comment			
1	7,815	-28,191	3,123	-74,869	1,44	46,68	0,4810	3003,8	3000	0,1%	2,717	100,929	1,66	50,88	3452,5	15,1%	V1 A02-B; I-N; TQ = 32 MVA			
2	15,127	-19,226	2,214	-66,072	3,94	46,85	0,4810	8200,7	8000	2,5%	1,902	109,309	4,59	51,47	9544,4	19,3%	V1 A08-M; I-N; TQ = 32 MVA			
3	20,460	-12,466	1,486	-59,409	7,95	46,94	0,4810	16524,4	15500	6,6%	1,251	115,281	9,44	52,25	19628,3	26,6%	V1 A15-E; I-N; TQ = 32 MVA			
4	8,800	-25,749	3,168	-72,406	1,60	46,66	0,4810	3334,6	3333,3	0,0%	2,599	101,660	1,95	52,59	4064,0	21,9%	V1 B02-B; I-N; TQ = 32 MVA			
5	17,081	-15,638	2,039	-62,128	4,84	46,49	0,4810	10055,0	10000	0,5%	1,647	110,400	5,99	53,96	12449,7	24,5%	V1 B07-M; I-N; TQ = 32 MVA			
6	22,227	-9,192	1,270	-54,912	10,11	45,72	0,4810	21009,9	20667	1,7%	1,000	115,039	12,84	55,77	26691,8	29,2%	V1 B15-E; I-N; TQ = 32 MVA			
7	6,850	-31,223	3,106	-77,921	1,27	46,70	0,4810	2647,2	2642	0,2%	2,834	100,239	1,40	48,54	2901,0	9,8%	V1 C02-B; I-N; TQ = 32 MVA			
8	14,928	-21,328	2,161	-68,597	3,99	47,27	0,4810	8290,0	8000	3,6%	1,960	110,402	4,40	48,27	9140,5	14,3%	V1 C08-M; I-N; TQ = 32 MVA			
9	20,498	-14,049	1,434	-62,537	8,25	48,49	0,4810	17154,0	15500	10,7%	1,288	117,782	9,19	48,17	19104,1	23,3%	V1 C17-E; I-N; TQ = 32 MVA			

I-N inverter without short circuit current  
I-D inverter with dynamic voltage support

Tabelle B.3: Messwerte und bestimmte Werte bei Szenario 2 mit passiven Verhalten im Fehlerfall der Wechselrichter

Nr.	Hauptschutz										Reserveschutz									
	$ \underline{U}_i $ kV	$\arg(\underline{U}_i)$ deg	$I_{ph}$ kA	$\arg(I_{ph})$ deg	$abs(\underline{Z})$ $\Omega$	$\arg(\underline{Z})$ deg	line-impedance $\Omega/km$	$I_{calc}$ m	$I_{real}$ m	$\Delta I$	$I_{ph}$ kA	$\arg(I_{ph})$ deg	$abs(\underline{Z})$ $\Omega$	$\arg(\underline{Z})$ deg	$I_{calc}$ m	$\Delta I$	Comment			
<b>Distanceprotection-results-dynN-50 MVA</b>																				
1	8,553	-28,068	3,417	-74,738	1,44	46,67	0,4810	3003,9	3000	0,1%	2,995	101,890	1,65	50,04	3428,1	14,3%	V1 A02-B; I-D; TQ = 50 MVA			
2	16,094	-18,718	2,358	-65,500	3,94	46,78	0,4810	8192,3	8000	2,4%	2,033	110,760	4,57	50,52	9503,8	18,8%	V1 A08-M; I-D; TQ = 50 MVA			
3	21,287	-11,810	1,548	-58,586	7,94	46,78	0,4810	16502,8	15500	6,5%	1,299	116,440	9,46	51,75	19676,3	26,9%	V1 A15-E; I-D; TQ = 50 MVA			
4	9,530	-25,561	3,430	-72,207	1,60	46,65	0,4810	3335,1	3333,3	0,1%	2,859	102,568	1,92	51,87	4001,1	20,0%	V1 B02-B; I-D; TQ = 50 MVA			
5	17,947	-15,109	2,139	-61,496	4,84	46,39	0,4810	10069,2	10000	0,7%	1,749	111,558	5,92	53,33	12314,1	23,1%	V1 B07-M; I-D; TQ = 50 MVA			
6	22,905	-8,682	1,301	-54,086	10,17	45,40	0,4810	21133,1	20667	2,3%	1,031	115,732	12,83	55,59	26678,4	29,1%	V1 B15-E; I-D; TQ = 50 MVA			
7	7,555	-31,034	3,426	-77,726	1,27	46,69	0,4810	2647,1	2642	0,2%	3,133	101,163	1,39	47,80	2894,4	9,6%	V1 C02-B; I-D; TQ = 50 MVA			
8	15,941	-20,678	2,313	-67,866	3,98	47,19	0,4810	8273,6	8000	3,4%	2,094	111,995	4,40	47,33	9138,2	14,2%	V1 C08-M; I-D; TQ = 50 MVA			
9	21,361	-13,244	1,500	-61,519	8,22	48,28	0,4810	17090,1	15500	10,3%	1,334	119,148	9,24	47,61	19219,4	24,0%	V1 C17-E; I-D; TQ = 50 MVA			
<b>Distanceprotection-results-dynN-35 MVA</b>																				
Nr.	$ \underline{U}_i $ kV	$\arg(\underline{U}_i)$ deg	$I_{ph}$ kA	$\arg(I_{ph})$ deg	$abs(\underline{Z})$ $\Omega$	$\arg(\underline{Z})$ deg	line-impedance $\Omega/km$	$I_{calc}$ m	$I_{real}$ m	$\Delta I$	$I_{ph}$ kA	$\arg(I_{ph})$ deg	$abs(\underline{Z})$ $\Omega$	$\arg(\underline{Z})$ deg	$I_{calc}$ m	$\Delta I$	Comment			
1	7,860	-27,717	3,140	-75,389	1,45	47,67	0,4810	3004,3	3000	0,1%	2,713	100,778	1,67	51,50	3477,9	15,9%	V1 A02-B; I-D; TQ = 32 MVA			
2	15,226	-1,657	2,227	-66,480	3,95	64,82	0,4810	8205,3	8000	2,6%	1,893	109,356	4,64	68,99	9654,3	20,7%	V1 A08-M; I-D; TQ = 32 MVA			
3	20,572	-12,575	1,491	-59,441	7,96	46,87	0,4810	16557,4	15500	6,8%	1,234	115,101	9,63	52,32	20016,2	29,1%	V1 A15-E; I-D; TQ = 32 MVA			
4	8,823	-26,083	3,175	-72,728	1,60	46,65	0,4810	3335,1	3333,3	0,1%	2,595	101,427	1,96	52,49	4080,9	22,4%	V1 B02-B; I-D; TQ = 32 MVA			
5	17,134	-15,853	2,042	-62,242	4,84	46,39	0,4810	10072,2	10000	0,7%	1,638	110,180	6,04	53,97	12556,8	25,6%	V1 B07-M; I-D; TQ = 32 MVA			
6	22,295	-9,220	1,266	-54,618	10,17	45,40	0,4810	21145,2	20667	2,3%	0,984	114,457	13,08	56,32	27188,9	31,6%	V1 B15-E; I-D; TQ = 32 MVA			
7	6,895	-31,845	3,126	-78,542	1,27	46,70	0,4810	2647,5	2642	0,2%	2,831	100,097	1,41	48,06	2923,9	10,7%	V1 C02-B; I-D; TQ = 32 MVA			
8	15,042	-21,845	2,177	-69,114	3,99	47,27	0,4810	8292,0	8000	3,7%	1,952	110,543	4,45	47,61	9249,5	15,6%	V1 C08-M; I-D; TQ = 32 MVA			
9	20,630	-14,190	1,442	-62,669	8,26	48,48	0,4810	17172,5	15500	10,8%	1,270	117,765	9,38	48,04	19503,0	25,8%	V1 C17-E; I-D; TQ = 32 MVA			

I-N inverter without short circuit current  
I-D inverter with dynamic voltage support

Tabelle B.4: Messwerte und bestimmte Werte bei Szenario 2 mit dynamischer Netzstützung der Wechselrichter im Fehlerfall

I-N inverter without short circuit current  
 I-D inverter with dynamic voltage support

V1-Distanceprotection-results-passiv-50 kVA																			
Hauptschutz										Reserveschutz									
Nr.	U <sub>in</sub>   kV	arg(U <sub>in</sub> ) deg	I <sub>ph</sub> kA	arg(I <sub>ph</sub> ) deg	abs(Z) Ω	arg(Z) deg	line-impedance Ω/km	I <sub>calc</sub> m	I <sub>real</sub> m	Δl	I <sub>ph</sub> kA	arg(I <sub>ph</sub> ) deg	abs(Z) Ω	arg(Z) deg	I <sub>calc</sub> m	Δl	Comment		
																		Ω	deg
1	8,632	-27,248	3,449	-73,923	1,45	46,68	0,4810	3004,1	3000	0,1%	2,985	102,122	1,67	50,63	3470,9	15,7%	V1 A02-B; I-N; TQ = 50 MVA		
2	16,175	-18,020	2,364	-64,792	3,95	46,77	0,4810	8214,3	8000	2,7%	2,020	110,834	4,62	51,15	9612,1	20,2%	V1 A08-M; I-N; TQ = 50 MVA		
3	21,364	-11,444	1,544	-58,174	7,99	46,73	0,4810	16605,3	15500	7,1%	1,293	116,758	9,54	51,80	19835,9	28,0%	V1 A15-E; I-N; TQ = 50 MVA		
4	9,686	-24,846	3,486	-71,502	1,60	46,66	0,4810	3334,6	3333,3	0,0%	2,841	102,923	1,97	52,23	4091,7	22,8%	V1 B02-B; I-N; TQ = 50 MVA		
5	18,095	-14,558	2,159	-61,036	4,84	46,48	0,4810	10058,5	10000	0,6%	1,732	111,850	6,03	53,59	12540,9	25,4%	V1 B07-M; I-N; TQ = 50 MVA		
6	22,993	-8,388	1,312	-54,068	10,12	45,68	0,4810	21031,6	20667	1,8%	1,025	116,236	12,95	55,38	26922,0	30,3%	V1 B15-E; I-N; TQ = 50 MVA		
7	7,591	-30,262	3,441	-76,957	1,27	46,70	0,4810	2647,5	2642	0,2%	3,129	101,371	1,40	48,37	2911,7	10,2%	V1 C02-B; I-N; TQ = 50 MVA		
8	15,980	-19,991	2,308	-67,161	4,00	47,17	0,4810	8312,2	8000	3,9%	2,085	112,014	4,42	47,99	9197,9	15,0%	V1 C08-M; I-N; TQ = 50 MVA		
9	21,427	-12,879	1,486	-61,074	8,32	48,20	0,4810	17306,8	15500	11,7%	1,330	119,452	9,30	47,67	19344,1	24,8%	V1 C17-E; I-N; TQ = 50 MVA		

V1-Distanceprotection-results-passiv-35kVA																			
Hauptschutz										Reserveschutz									
Nr.	U <sub>in</sub>   kV	arg(U <sub>in</sub> ) deg	I <sub>ph</sub> kA	arg(I <sub>ph</sub> ) deg	abs(Z) Ω	arg(Z) deg	line-impedance Ω/km	I <sub>calc</sub> m	I <sub>real</sub> m	Δl	I <sub>ph</sub> kA	arg(I <sub>ph</sub> ) deg	abs(Z) Ω	arg(Z) deg	I <sub>calc</sub> m	Δl	Comment		
																		Ω	deg
1	7,946	-27,845	3,174	-74,523	1,45	46,68	0,4810	3004,4	3000	0,1%	2,703	101,020	1,70	51,13	3528,3	17,6%	V1 A02-B; I-N; TQ = 32 MVA		
2	15,320	-18,867	2,234	-65,676	3,96	46,81	0,4810	8229,3	8000	2,9%	1,879	109,419	4,71	51,71	9785,8	22,3%	V1 A08-M; I-N; TQ = 32 MVA		
3	20,661	-12,154	1,488	-58,970	8,02	46,82	0,4810	16668,8	15500	7,5%	1,226	115,379	9,73	52,47	20230,2	30,5%	V1 A15-E; I-N; TQ = 32 MVA		
4	8,991	-25,343	3,236	-71,999	1,60	46,66	0,4810	3334,6	3333,3	0,0%	2,578	101,799	2,01	52,86	4185,5	25,6%	V1 B02-B; I-N; TQ = 32 MVA		
5	17,303	-15,247	2,064	-61,731	4,84	46,48	0,4810	10061,0	10000	0,6%	1,619	110,477	6,17	54,28	12826,9	28,3%	V1 B07-M; I-N; TQ = 32 MVA		
6	22,399	-8,898	1,278	-54,592	10,12	45,69	0,4810	21044,6	20667	1,8%	0,977	114,947	13,24	56,15	27520,2	33,2%	V1 B15-E; I-N; TQ = 32 MVA		
7	6,934	-31,017	3,143	-77,716	1,27	46,70	0,4810	2647,9	2642	0,2%	2,826	100,312	1,42	48,67	2944,6	11,5%	V1 C02-B; I-N; TQ = 32 MVA		
8	15,088	-21,060	2,173	-68,309	4,01	47,25	0,4810	8334,8	8000	4,2%	1,942	110,547	4,49	48,39	9325,3	16,6%	V1 C08-M; I-N; TQ = 32 MVA		
9	20,704	-13,766	1,428	-62,161	8,37	48,40	0,4810	17408,0	15500	12,3%	1,263	118,020	9,46	48,21	19675,3	26,9%	V1 C17-E; I-N; TQ = 32 MVA		

Tabelle B.5: Messwerte und bestimmte Werte bei Szenario 3 mit passiven Verhalten im Fehlerfall der Wechselrichter

Nr.	Hauptschutz										Reserveschutz									
	$ U_{ij} $ KV	$\arg(U_{ij})$ deg	$I_{ph}$ kA	$\arg(I_{ph})$ deg	$\Omega$	$\arg(Z)$ deg	he-impedant $\Omega/km$	$I_{caic}$ m	$I_{neut}$ m	$\Delta I$	$I_{ph}$ kA	$\arg(I_{ph})$ deg	$\Omega$	$\arg(Z)$ deg	$I_{caic}$ m	$\Delta I$	Comment			
1	8.813	-28,395	3,520	-75,049	1,45	46,65	0,4810	3005,2	3000	0,2%	2,973	102,388	1,71	49,22	3557,5	18,6%	V1 A02-B; I-D; TQ = 50 MVA			
2	16,471	-18,354	2,402	-64,992	3,96	46,64	0,4810	8232,0	8000	2,9%	1,986	111,279	4,79	50,37	9952,2	24,4%	V1 A08-M; I-D; TQ = 50 MVA			
3	21,623	-11,477	1,552	-57,920	8,05	46,44	0,4810	16725,7	15500	7,9%	1,254	116,960	9,95	51,56	20689,8	33,5%	V1 A15-E; I-D; TQ = 50 MVA			
4	9,820	-25,475	3,533	-72,097	1,60	46,62	0,4810	3335,9	3333,3	0,1%	2,828	102,980	2,00	51,55	4167,4	25,0%	V1 B02-B; I-D; TQ = 50 MVA			
5	18,283	-14,711	2,171	-60,923	4,86	46,21	0,4810	10107,7	10000	1,1%	1,705	111,898	6,19	53,39	12870,2	28,7%	V1 B07-M; I-D; TQ = 50 MVA			
6	23,187	-8,401	1,301	-53,308	10,29	44,91	0,4810	21400,0	20667	3,5%	0,993	116,073	13,49	55,53	28035,3	35,7%	V1 B15-E; I-D; TQ = 50 MVA			
7	7,757	-31,645	3,516	-78,331	1,27	46,69	0,4810	2648,2	2642	0,2%	3,122	101,624	1,43	46,73	2982,6	12,9%	V1 C02-B; I-D; TQ = 50 MVA			
8	16,310	-20,418	2,351	-67,499	4,01	47,08	0,4810	8326,6	8000	4,1%	2,052	112,640	4,59	46,94	9538,9	19,2%	V1 C08-M; I-D; TQ = 50 MVA			
9	21,713	-12,932	1,496	-60,944	8,38	48,01	0,4810	17416,0	15500	12,4%	1,290	119,891	9,72	47,18	20202,5	30,3%	V1 C17-E; I-D; TQ = 50 MVA			

Nr.	Hauptschutz										Reserveschutz									
	$ U_{ij} $ KV	$\arg(U_{ij})$ deg	$I_{ph}$ kA	$\arg(I_{ph})$ deg	$\Omega$	$\arg(Z)$ deg	he-impedant $\Omega/km$	$I_{caic}$ m	$I_{neut}$ m	$\Delta I$	$I_{ph}$ kA	$\arg(I_{ph})$ deg	$\Omega$	$\arg(Z)$ deg	$I_{caic}$ m	$\Delta I$	Comment			
1	8,130	-29,116	3,247	-75,772	1,45	46,66	0,4810	3005,5	3000	0,2%	2,693	101,289	1,74	49,60	3623,3	20,8%	V1 A02-B; I-D; TQ = 32 MVA			
2	15,651	-19,261	2,278	-65,928	3,97	46,67	0,4810	8246,9	8000	3,1%	1,847	109,940	4,89	50,80	10168,2	27,1%	V1 A08-M; I-D; TQ = 32 MVA			
3	20,964	-12,190	1,499	-58,701	8,08	46,51	0,4810	16791,7	15500	8,3%	1,188	115,689	10,19	52,12	21175,1	36,6%	V1 A15-E; I-D; TQ = 32 MVA			
4	9,130	-26,031	3,285	-72,651	1,60	46,62	0,4810	3336,0	3333,3	0,1%	2,567	101,862	2,05	52,11	4269,0	28,1%	V1 B02-B; I-D; TQ = 32 MVA			
5	17,517	-15,407	2,079	-61,600	4,86	46,19	0,4810	10112,2	10000	1,1%	1,593	110,569	6,35	54,02	13194,6	31,9%	V1 B07-M; I-D; TQ = 32 MVA			
6	22,626	-8,892	1,268	-53,763	10,31	44,87	0,4810	21425,6	20667	3,7%	0,945	114,842	13,83	56,27	28743,6	39,1%	V1 B15-E; I-D; TQ = 32 MVA			
7	7,102	-32,548	3,218	-79,238	1,27	46,69	0,4810	2648,7	2642	0,3%	2,820	100,562	1,45	46,89	3022,5	14,4%	V1 C02-B; I-D; TQ = 32 MVA			
8	15,457	-21,576	2,222	-68,731	4,02	47,16	0,4810	8348,2	8000	4,4%	1,911	111,264	4,67	47,16	9708,1	21,4%	V1 C08-M; I-D; TQ = 32 MVA			
9	21,039	-13,830	1,442	-62,037	8,43	48,21	0,4810	17516,7	15500	13,0%	1,225	118,592	9,92	47,58	20622,4	33,0%	V1 C17-E; I-D; TQ = 32 MVA			

I-N inverter without short circuit current  
I-D inverter with dynamic voltage support

Tabelle B.6: Messwerte und bestimmte Werte bei Szenario 3 mit dynamischer Netzstützung der Wechselrichter im Fehlerfall

I-N inverter without short circuit current  
 I-D inverter with dynamic voltage support

V1-Distanceprotection-results-passiv-50 kVA																									
Hauptschutz										Reserveschutz															
Nr.	U <sub>in</sub>   kV	arg(U <sub>in</sub> ) deg	I <sub>ph</sub> kA	arg(I <sub>ph</sub> ) deg	abs(Z) Ω	arg(Z) deg	line-impedance Ω/km	I <sub>caic</sub> m	I <sub>real</sub> m	Δl	I <sub>ph</sub> kA	arg(I <sub>ph</sub> ) deg	abs(Z) Ω	arg(Z) deg	I <sub>caic</sub> m	I <sub>real</sub> m	Δl	I <sub>ph</sub> kA	arg(I <sub>ph</sub> ) deg	abs(Z) Ω	arg(Z) deg	I <sub>caic</sub> m	I <sub>real</sub> m	Δl	Comment
2	16,175	-18,020	2,364	-64,792	3,95	46,77	0,4810	8214,3	8000	2,7%	2,020	110,834	4,62	51,15	9612,1	20,2%	20,2%	9612,1	110,834	4,62	51,15	9612,1	20,2%	20,2%	V1 A08-M; I-N; TQ = 50 MVA
3	21,364	-11,444	1,544	-58,174	7,99	46,73	0,4810	16605,3	15500	7,1%	1,293	116,758	9,54	51,80	19835,9	28,0%	28,0%	19835,9	116,758	9,54	51,80	19835,9	28,0%	28,0%	V1 A15-E; I-N; TQ = 50 MVA
4	9,686	-24,846	3,486	-71,502	1,60	46,66	0,4810	3334,6	3333,3	0,0%	2,841	102,923	1,97	52,23	4091,7	22,8%	22,8%	4091,7	102,923	1,97	52,23	4091,7	22,8%	22,8%	V1 B02-B; I-N; TQ = 50 MVA
5	18,095	-14,558	2,159	-61,036	4,84	46,48	0,4810	10058,5	10000	0,6%	1,732	111,850	6,03	53,59	12540,9	25,4%	25,4%	12540,9	111,850	6,03	53,59	12540,9	25,4%	25,4%	V1 B07-M; I-N; TQ = 50 MVA
6	22,993	-8,388	1,312	-54,068	10,12	45,68	0,4810	21031,6	20667	1,8%	1,025	116,236	12,95	55,38	26922,0	30,3%	30,3%	26922,0	116,236	12,95	55,38	26922,0	30,3%	30,3%	V1 B15-E; I-N; TQ = 50 MVA
7	7,591	-30,262	3,441	-76,957	1,27	46,70	0,4810	2647,5	2642	0,2%	3,129	101,371	1,40	48,37	2911,7	10,2%	10,2%	2911,7	101,371	1,40	48,37	2911,7	10,2%	10,2%	V1 C02-B; I-N; TQ = 50 MVA
8	15,980	-19,991	2,308	-67,161	4,00	47,17	0,4810	8312,2	8000	3,9%	2,085	112,014	4,42	47,99	9197,9	15,0%	15,0%	9197,9	112,014	4,42	47,99	9197,9	15,0%	15,0%	V1 C08-M; I-N; TQ = 50 MVA
9	21,427	-12,879	1,486	-61,074	8,32	48,20	0,4810	17306,8	15500	11,7%	1,330	119,452	9,30	47,67	19344,1	24,8%	24,8%	19344,1	119,452	9,30	47,67	19344,1	24,8%	24,8%	V1 C17-E; I-N; TQ = 50 MVA

V1-Distanceprotection-results-passiv-35kVA																									
Hauptschutz										Reserveschutz															
Nr.	U <sub>in</sub>   kV	arg(U <sub>in</sub> ) deg	I <sub>ph</sub> kA	arg(I <sub>ph</sub> ) deg	abs(Z) Ω	arg(Z) deg	line-impedance Ω/km	I <sub>caic</sub> m	I <sub>real</sub> m	Δl	I <sub>ph</sub> kA	arg(I <sub>ph</sub> ) deg	abs(Z) Ω	arg(Z) deg	I <sub>caic</sub> m	I <sub>real</sub> m	Δl	I <sub>ph</sub> kA	arg(I <sub>ph</sub> ) deg	abs(Z) Ω	arg(Z) deg	I <sub>caic</sub> m	I <sub>real</sub> m	Δl	Comment
2	15,320	-18,867	2,234	-65,676	3,96	46,81	0,4810	8229,3	8000	2,9%	1,879	109,419	4,71	51,71	9785,8	22,3%	22,3%	9785,8	109,419	4,71	51,71	9785,8	22,3%	22,3%	V1 A08-M; I-N; TQ = 32 MVA
3	20,661	-12,154	1,488	-58,970	8,02	46,82	0,4810	16668,8	15500	7,5%	1,226	115,379	9,73	52,47	20230,2	30,5%	30,5%	20230,2	115,379	9,73	52,47	20230,2	30,5%	30,5%	V1 A15-E; I-N; TQ = 32 MVA
4	8,991	-25,343	3,236	-71,999	1,60	46,66	0,4810	3334,6	3333,3	0,0%	2,578	101,799	2,01	52,86	4185,5	25,6%	25,6%	4185,5	101,799	2,01	52,86	4185,5	25,6%	25,6%	V1 B02-B; I-N; TQ = 32 MVA
5	17,303	-15,247	2,064	-61,731	4,84	46,48	0,4810	10061,0	10000	0,6%	1,619	110,477	6,17	54,28	12826,9	28,3%	28,3%	12826,9	110,477	6,17	54,28	12826,9	28,3%	28,3%	V1 B07-M; I-N; TQ = 32 MVA
6	22,399	-8,898	1,278	-54,592	10,12	45,69	0,4810	21044,6	20667	1,8%	0,977	114,947	13,24	56,15	27520,2	33,2%	33,2%	27520,2	114,947	13,24	56,15	27520,2	33,2%	33,2%	V1 B15-E; I-N; TQ = 32 MVA
7	6,934	-31,017	3,143	-77,716	1,27	46,70	0,4810	2647,9	2642	0,2%	2,826	100,312	1,42	48,67	2944,6	11,5%	11,5%	2944,6	100,312	1,42	48,67	2944,6	11,5%	11,5%	V1 C02-B; I-N; TQ = 32 MVA
8	15,088	-21,060	2,173	-68,309	4,01	47,25	0,4810	8334,8	8000	4,2%	1,942	110,547	4,49	48,39	9325,3	16,6%	16,6%	9325,3	110,547	4,49	48,39	9325,3	16,6%	16,6%	V1 C08-M; I-N; TQ = 32 MVA
9	20,704	-13,766	1,428	-62,161	8,37	48,40	0,4810	17408,0	15500	12,3%	1,263	118,020	9,46	48,21	19675,3	26,9%	26,9%	19675,3	118,020	9,46	48,21	19675,3	26,9%	26,9%	V1 C17-E; I-N; TQ = 32 MVA

Tabelle B.7: Messwerte und bestimmte Werte bei Szenario 4 mit passiven Verhalten im Fehlerfall der Wechselrichter

Nr.	Hauptschutz										Reserveschutz									
	$ U_{ij} $ KV	$\arg(U_{ij})$ deg	$I_{ph}$ kA	$\arg(I_{ph})$ deg	$\Omega$	$\arg(Z)$ deg	he-impedant $\Omega/km$	$I_{caic}$ m	$I_{neut}$ m	$\Delta I$	$I_{ph}$ kA	$\arg(I_{ph})$ deg	$\Omega$	$\arg(Z)$ deg	$I_{caic}$ m	$\Delta I$	Comment			
1	8.813	-28,395	3,520	-75,049	1,45	46,65	0,4810	3005,2	3000	0,2%	2,973	102,388	1,71	49,22	3557,5	18,6%	V1 A02-B; I-D; TQ = 50 MVA			
2	16,471	-18,354	2,402	-64,992	3,96	46,64	0,4810	8232,0	8000	2,9%	1,986	111,279	4,79	50,37	9952,2	24,4%	V1 A08-M; I-D; TQ = 50 MVA			
3	21,623	-11,477	1,552	-57,920	8,05	46,44	0,4810	16725,7	15500	7,9%	1,254	116,960	9,95	51,56	20689,8	33,5%	V1 A15-E; I-D; TQ = 50 MVA			
4	9,820	-25,475	3,533	-72,097	1,60	46,62	0,4810	3335,9	3333,3	0,1%	2,828	102,980	2,00	51,55	4167,4	25,0%	V1 B02-B; I-D; TQ = 50 MVA			
5	18,283	-14,711	2,171	-60,923	4,86	46,21	0,4810	10107,7	10000	1,1%	1,705	111,898	6,19	53,39	12870,2	28,7%	V1 B07-M; I-D; TQ = 50 MVA			
6	23,187	-8,401	1,301	-53,308	10,29	44,91	0,4810	21400,0	20667	3,5%	0,993	116,073	13,49	55,53	28035,3	35,7%	V1 B15-E; I-D; TQ = 50 MVA			
7	7,757	-31,645	3,516	-78,331	1,27	46,69	0,4810	2648,2	2642	0,2%	3,122	101,624	1,43	46,73	2982,6	12,9%	V1 C02-B; I-D; TQ = 50 MVA			
8	16,310	-20,418	2,351	-67,499	4,01	47,08	0,4810	8326,6	8000	4,1%	2,052	112,640	4,59	46,94	9538,9	19,2%	V1 C08-M; I-D; TQ = 50 MVA			
9	21,713	-12,932	1,496	-60,944	8,38	48,01	0,4810	17416,0	15500	12,4%	1,290	119,891	9,72	47,18	20202,5	30,3%	V1 C17-E; I-D; TQ = 50 MVA			

Nr.	Hauptschutz										Reserveschutz									
	$ U_{ij} $ KV	$\arg(U_{ij})$ deg	$I_{ph}$ kA	$\arg(I_{ph})$ deg	$\Omega$	$\arg(Z)$ deg	he-impedant $\Omega/km$	$I_{caic}$ m	$I_{neut}$ m	$\Delta I$	$I_{ph}$ kA	$\arg(I_{ph})$ deg	$\Omega$	$\arg(Z)$ deg	$I_{caic}$ m	$\Delta I$	Comment			
1	8,130	-29,116	3,247	-75,772	1,45	46,66	0,4810	3005,5	3000	0,2%	2,693	101,289	1,74	49,60	3623,3	20,8%	V1 A02-B; I-D; TQ = 32 MVA			
2	15,651	-19,261	2,278	-65,928	3,97	46,67	0,4810	8246,9	8000	3,1%	1,847	109,940	4,89	50,80	10168,2	27,1%	V1 A08-M; I-D; TQ = 32 MVA			
3	20,964	-12,190	1,499	-58,701	8,08	46,51	0,4810	16791,7	15500	8,3%	1,188	115,689	10,19	52,12	21175,1	36,6%	V1 A15-E; I-D; TQ = 32 MVA			
4	9,130	-26,031	3,285	-72,651	1,60	46,62	0,4810	3336,0	3333,3	0,1%	2,567	101,862	2,05	52,11	4269,0	28,1%	V1 B02-B; I-D; TQ = 32 MVA			
5	17,517	-15,407	2,079	-61,600	4,86	46,19	0,4810	10112,2	10000	1,1%	1,593	110,569	6,35	54,02	13194,6	31,9%	V1 B07-M; I-D; TQ = 32 MVA			
6	22,626	-8,892	1,268	-53,763	10,31	44,87	0,4810	21425,6	20667	3,7%	0,945	114,842	13,83	56,27	28743,6	39,1%	V1 B15-E; I-D; TQ = 32 MVA			
7	7,102	-32,548	3,218	-79,238	1,27	46,69	0,4810	2648,7	2642	0,3%	2,820	100,562	1,45	46,89	3022,5	14,4%	V1 C02-B; I-D; TQ = 32 MVA			
8	15,457	-21,576	2,222	-68,731	4,02	47,16	0,4810	8348,2	8000	4,4%	1,911	111,264	4,67	47,16	9708,1	21,4%	V1 C08-M; I-D; TQ = 32 MVA			
9	21,039	-13,830	1,442	-62,037	8,43	48,21	0,4810	17516,7	15500	13,0%	1,225	118,592	9,92	47,58	20622,4	33,0%	V1 C17-E; I-D; TQ = 32 MVA			

I-N inverter without short circuit current  
 I-D inverter with dynamic voltage support

Tabelle B.8: Messwerte und bestimmte Werte bei Szenario 4 mit dynamischer Netzstützung der Wechselrichter im Fehlerfall

# Literaturverzeichnis

- [1] Europäische Kommission, *VERORDNUNG (EU) 2016/631 DER KOMMISSION vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger*, 2016.
- [2] E-Control, *Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen: Hauptabschnitt D4: Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen*, 2016, vol. V2.3.
- [3] E-Control, *Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs A und von Kleinsterzeugungsanlagen*, 2019, vol. V1.0.
- [4] E-Control, *Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs B*, 2019, vol. V1.0.
- [5] E-Control, *Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs C*, 2019, vol. V1.0.
- [6] E-Control, *Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs D*, 2019, vol. V1.0.
- [7] VDE, *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)*, 2017.
- [8] W. Schossig, *Netzschutztechnik*, ser. Anlagentechnik für elektrische Verteilungsnetze. VDE-Verlag, 2017.
- [9] L. Fickert, *Vorlesungsunterlagen, Schutz und Versorgungssicherheit elektrischer Energiesysteme*, 2008.
- [10] Siemens AG Energy Management Medium Voltage and Systems, *Totally Integrated Power – Consultant Support Planung der elektrischen Energieverteilung Technische Grundlagen*. Publicis Pixelpark, 2017.
- [11] D. Oeding and B. Oswald, *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Springer Berlin Heidelberg, 2016.

- [12] V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 1: Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik*. Springer Berlin Heidelberg, 2015.
- [13] K. Götz and W. Doemeland, *Handbuch Schutztechnik: Grundlagen, Schutzsysteme, Inbetriebsetzung*. Huss-Medien, 2010.
- [14] I. Kasikci, *Planung von Elektroanlagen: Theorie, Vorschriften, Praxis*. Springer Berlin Heidelberg, 2015.
- [15] G. Ziegler, *Digitaler Distanzschutz: Grundlagen und Anwendungen*. Wiley, 2008.
- [16] W. Schossig, *Netzschutz: Das Magazin für Schutztechnik*. EET Verlag GmbH, 2017.
- [17] K. Heuck and D. Dettmann, K.D. und Schulz, *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung*. Vieweg+Teubner Verlag, 2013.
- [18] R. Schürhuber, *Vorlesungsunterlagen, Elektrische Energiesysteme 1*, 2019.
- [19] R. Fischer, *Elektrische Maschinen*. Carl Hanser Verlag GmbH & Company KG, 2017.
- [20] R. Bacher, *Vorlesungsunterlagen, Elektrische Maschinen für die Energietechnik*, 2017.
- [21] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), *Verhalten von Erzeugungsanlagen im Fehlerfall*, 2014.
- [22] DIgSILENT GmbH, *DIgSILENT PowerFactory 2018 Benutzerhandbuch*, 2018.
- [23] DIgSILENT GmbH, *DIgSILENT PowerFactory 2018: Technical Reference Documentation Static Generation*, 2018.
- [24] Amt der Steiermärkischen Landesregierung Abteilung 15 - Energie, Wohnbau, Technik Fachabteilung Energie und Wohnbau Referat Energietechnik und Klimaschutz, *Klima- und Energiestrategie Steiermark 2030*, 2017.
- [25] T. Heß, M. Schmidt, P. Schegner, M. Braun, G. Lammert, *Dynamic Grid Support in Low Voltage Grids – Fault Ride-Through and Reactive Power/Voltage Support during Grid Disturbances*. IEEE, 2014.