

# Untersuchung eines Doppelleitungsfehlers anhand der mutuellen Kopplungsimpedanz

Moritz Pikisch, OMICRON electronics

Rainer Luxenburger, OMICRON electronics

## Kurzfassung

Dieser Artikel untersucht einen Doppelleitungsfehler mit unselektiver Abschaltung, verursacht durch die Parametrierung des Relais basierend auf der ungenauen bzw. fehlenden Kenntnis der Leitungsimpedanzen. Die Analyse des Fehlers stützt sich auf die gemessenen Leitungsimpedanzen und die Simulation bzw. systembasierte Prüfung mittels RelaySimTest. Um Leitungsimpedanzen von Doppelleitungen minimalinvasiv zu messen wird ein entsprechendes Verfahren angewandt und kommentiert.

## Schlüsselwörter

Doppelleitung, mutuelle Kopplung, Distanzschutz, Leitungsimpedanzmessung, Selektivität, RelaySimTest, systemorientiertes Prüfen

## 1 Einleitung

Die Parametrierung eines Distanzschutzrelais erfordert die genaue Kenntnis der Mitimpedanz  $Z_1$  und Nullimpedanz  $Z_0$  der zu schützenden Leitung. Handelt es sich obendrein um (teilweise) zueinander parallel verlaufende Stromkreise, muss ggf. die Kopplungsimpedanz des Nullsystems  $Z_{0M}$  berücksichtigt werden.

Das Distanzschutzgerät, welches auf den in diesem Artikel beschriebenen einpoligen Doppelleitungsfehler unselektiv auslöste, war lediglich auf der Grundlage von geschätzten  $Z_1$  und  $Z_0$  parametriert worden. Da es sich aber um eine Doppelleitung mit einer signifikanten mutuellen Kopplungsimpedanz  $Z_{0M}$  handelt, muss diese mitberücksichtigt werden. Kapitel 2 beschreibt hierzu Einzelheiten zum Fehler, Kapitel 3 behandelt die Messung der Leitungsimpedanzen  $Z_1$ ,  $Z_0$  und  $Z_{0M}$  mit der herkömmlichen Methode.

Kapitel 4 vergleicht die Simulation in RelaySimTest mit dem Störschrieb des Fehlers.

Kapitel 5 erläutert praxisrelevante Vorgehensweisen für die systembasierte Überprüfung des Schutzkonzeptes mittels RelaySimTest.

Kapitel 6 beschreibt die minimalinvasive Messung von  $Z_1$ ,  $Z_0$  und  $Z_{0M}$  als Alternative zur in Kapitel 3 vorgestellten Messung.

## 2 Fehlerbeschreibung

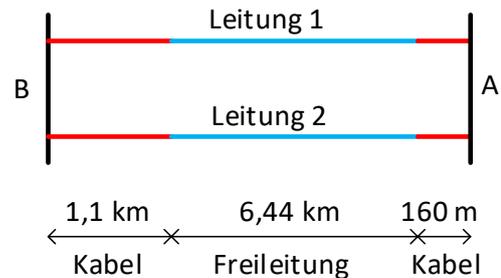


Bild 1 Topologie der Doppelleitung

Die in diesem Artikel behandelte Doppelleitung besteht aus zwei identischen Stromkreisen „Leitung 1“ und „Leitung 2“ (Bild 1) und verbindet die beiden Sammelschienen A und B. Sie befindet sich in einem starr geerdeten städtischen Verteilnetz mit einer Nennspannung von 110 kV.

Sammelschiene A ist eine gasisolierte Schaltanlage mit einer 160 m langen Kabelverbindung zum Freileitungsportal. Auf der Gegenseite, Sammelschiene B, befindet sich ein 1,1 km langer Kabelabschnitt. Die Freileitungen befinden sich auf demselben Gestänge, weshalb eine signifikante Nullsystemkopplung vorherrscht.

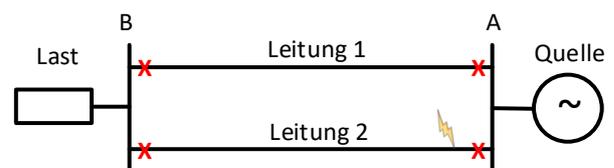


Bild 2 Schaltzustand 1:  $\Delta t_1 = 53\text{ms}$

Der in Bild 2 gezeigte Fehler tritt am Kabel des Freileitungsportals an Phase L1 von Leitung 2 auf. Der Fehler wurde durch Ansagen des Kabels infolge von unbefugtem Zutritt zum Freileitungsportal verursacht. Die Speisung des Fehlers erfolgt ausschließlich von Sammelschiene A über drei 220kV/110kV-Transformatoren. Bei diesem Fehler wurde obendrein einer dieser drei Transformatoren zerstört, da er für den Fehlerstrom nicht ausgelegt war, sich in dessen Folge entzündete und somit ausgetauscht werden musste.

Der Großteil des Fehlerstromes fließt zunächst direkt über den Abgang von Leitung 2. Nur ein kleiner Anteil fließt über Leitung 1 und Sammelschiene B. Distanz-

und Differentialschutz von LS1 und LS2 lösen korrekt LS1 und LS2 aus. LS1 öffnet 53ms nach Fehlereintritt als erstes.

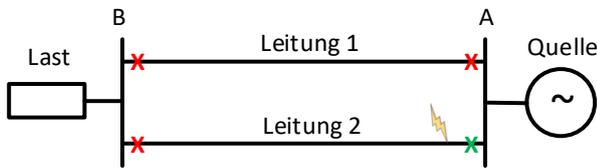


Bild 3 Schaltzustand 2:  $\Delta t_2 = 20\text{ms}$

Der Fehler wird nun über Leitung 1 und Sammelschiene B gespeist. LS2 ist noch nicht offen, da seine Eigenzeit etwas größer ist als die von LS1. Dieser Schaltzustand dauert lediglich 20ms, also eine Periode.

Schaltzustand 2 führt dazu, dass das Distanzschutzrelais von LS3, ein Siemens 7SA513, den Fehler in Zone 1 sieht und unverzüglich ein AUS-Kommando ausgibt. Die Ursache dieser Überfunktion wird in Abschnitt 4 detailliert erläutert.

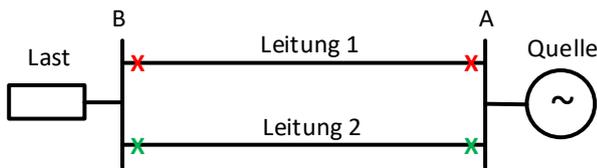


Bild 4 Schaltzustand 3:  $\Delta t_3 = 50\text{ms}$

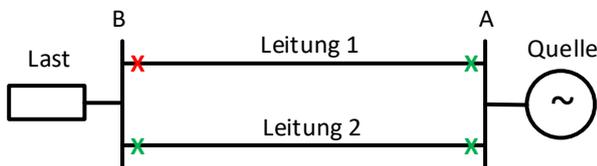


Bild 5 Schaltzustand 4

Nachdem LS2 in Bild 4 geöffnet wurde, öffnete sich kurz darauf auch LS3 (Bild 5) als Reaktion auf das fehlerhafte Absetzen des Auslösekommandos im Schaltzustand 2. Die Versorgung der Last an Sammelschiene B wurde daraufhin unterbrochen.

Unabhängig vom eigentlichen Thema dieses Artikels sei des Weiteren erwähnt, dass beim Versuch die Last an Sammelschiene B über eine der beiden Leitungen wieder zu versorgen, die fehlerbehaftete Leitung 2 zugeschaltet wurde. Vor dieser Zuschaltung wurde der Lastfluss optimiert und an die neuen Netzverhältnisse angepasst. Durch die daraus resultierenden Speiseverhältnisse wurde eine weitere, von Sammelschiene A ausgehende Leitung (zu einer weiteren Sammelschiene C), abgeschaltet, da der Distanzschutz an Sammelschiene C dieser Leitung den Fehler durch fehlerhafte Einstellung der impedanzbezogenen Parameter in Zone 1 erkannt und somit in Schnellzeit abgeschaltet hatte. Somit waren zu diesem Zeitpunkt drei statt einer Leitung abgeschaltet.

### 3 Messung der Leitungsimpedanz

Für die messtechnische Ermittlung von  $Z_1$ ,  $Z_0$  und  $Z_{0M}$  wurden beide Stromkreise der Doppelleitung gleichzeitig abgeschaltet, um die offizielle Prüfvorlage der Messvorrichtung CP CU1 verwenden zu können, siehe Ergebnisse in Tabelle 1. [1] und [2] beschreiben ein alternatives, minimalinvasives Verfahren, welches die Ermittlung von  $Z_1$ ,  $Z_0$  und  $Z_{0M}$  mit nur einer außer Betrieb genommenen Leitung ermöglicht. Bei der Untersuchung dieses Fehlers wurde auch dieses Verfahren angewandt. Kapitel 6 gibt die Einzelheiten dieser Messung wieder.

Bei der Leitungsimpedanzmessung wurde am Freileitungsportal von Sammelschiene A eingespeist und gemessen – an Sammelschiene B war die Leitung in der Schaltanlage geerdet. Somit wurden für die Messung die Freileitung und das Kabel auf Seiten der Sammelschiene B berücksichtigt – das kurze Kabelstück vom Freileitungsportal zur Schaltanlage von Sammelschiene A wurde bei der Messung nicht berücksichtigt.

Tabelle 1: Ergebnisse der Leitungsimpedanzmessung

	$Z_1$ (R/X)	$Z_0$ (R/X)	$Z_{0M}$ (R/X)
Gemessen in $\Omega$	0,849 2,776	2,131 9,132	1,144 5,779
Geschätzt in $\Omega$	0,94 2,78	3,07 17,2	n.v.
Fehler in %	10,85 0,13	44,71 88,29	n.v.

Da die Mitimpedanz mit hoher Genauigkeit abgeschätzt werden kann, ist deren Abweichung vom Messwert vernachlässigbar klein. Der Fehler des abgeschätzten  $Z_0$  ist jedoch signifikant hoch. Obendrein ist der Fehler positiv, was tendenziell zu Überreichweite führt. Für die Kopplungsimpedanz lag kein geschätzter Wert zum Vergleich mit dem gemessenen Wert vor.

### 4 Simulation des Fehlers in RelaySimTest

#### 4.1 Nachbildung des Störschriebs

Die zur Analyse benötigte Simulation der beim Fehler auftretenden Spannungen, Ströme und Impedanzen erfolgt mit der Prüfsoftware RelaySimTest. Hierzu wird zunächst die Doppelleitung mit einseitiger Speisung in die Software eingegeben, siehe Bild 6:

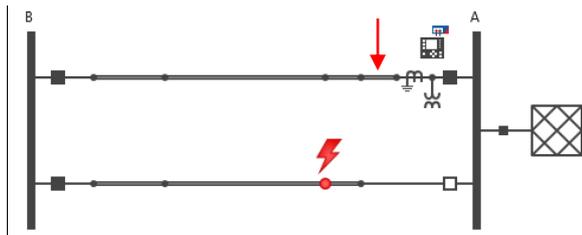


Bild 6 Eingabe der Leitung in RelaySimTest

Die in Bild 6 abgebildete Doppelleitung beinhaltet die jeweils 3 Teilstücke der beiden Stromkreise, welche folgendermaßen parametrisiert wurden:

- Kabel Sammelschiene A
  - Z1' und Z0' sind identisch den Werten von Kabel Sammelschiene B
- Freileitung
  - Z1 und Z0 entsprechen 96 % der gemessenen Werte
  - Z0M entspricht dem gemessenen Wert
- Kabel Sammelschiene B
  - Z1 und Z0 entsprechen 4 % der gemessenen Werte

Die Aufteilung 96 % : 4 % der gemessenen Impedanzen basiert auf der Annahme, dass Z1 und Z0 einer Freileitung 4 mal größer sind als die Impedanzen eines Kabels. Die Tatsache, dass Kabelimpedanzen kleinere Winkel haben wurde hierbei vernachlässigt.

Eine weitere Randbedingung ist die ausschließliche Speisung des Fehlers von Sammelschiene A.

Bild 9 zeigt die Simulation des Fehlers (A-G) an der tatsächlichen Fehlerstelle (Freileitungsportal = 200 %). Im Folgenden wird Zustand 2 (von 53 ms bis 73 ms) genauer betrachtet, da in diesem Schaltzustand die Schutzeinrichtung anregte und das AUS Kommando absetzt. Da dieser Zustand nur 20 ms dauert, wurden für die Gegenüberstellung von Simulation und Störschrieb die Zeitverläufe von Spannung und Strom herangezogen, da eine stationäre Impedanz aufgrund der kurzen Dauer von Zustand 2 nicht auftritt.



Bild 7 Eingabe des Fehlereintrittswinkels

Der Eintrittswinkel des Fehlers hat einen großen Einfluss auf das transiente Verhalten des Fehlerstromes, weshalb dieser möglichst genau aus dem Störschrieb abgelesen werden muss. Bild 7 zeigt hierzu die Eingabe des Eintrittswinkels in RelaySimTest, welcher sich in diesem Fall auf 204° beläuft.

Speiseimpedanzen:	Z1, Z0
Z1:	4.1440 Ω 87.50 °
Z0:	13.300 Ω 86.60 °

Bild 8 Eingabe der Speiseimpedanzen

Die Innenimpedanzen Z1s und Z0s der Einspeisung entscheiden über die Amplitude von Spannung und Strom. Um den Verlauf des simulierten Stromes möglichst genau an den des tatsächlichen Fehlerstroms anzupassen, wurde der Parametersatz aus Bild 8 durch Ausprobieren ermittelt. Wie aus Bild 9 zu erkennen ist, lässt sich der Verlauf des tatsächlichen Fehlerstromes sehr genau simulieren. Die simulierte Spannung stimmt ebenfalls sehr genau mit der Spannung des Störschriebs überein. Die gute Übereinstimmung der simulierten Größen mit den Größen der Störfallaufzeichnung zeigt, dass die gemessenen Leitungsimpedanzen (siehe Tabelle 1) sehr genau sind.

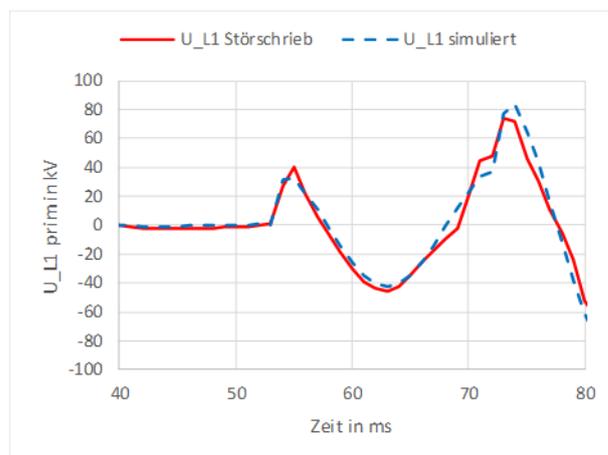
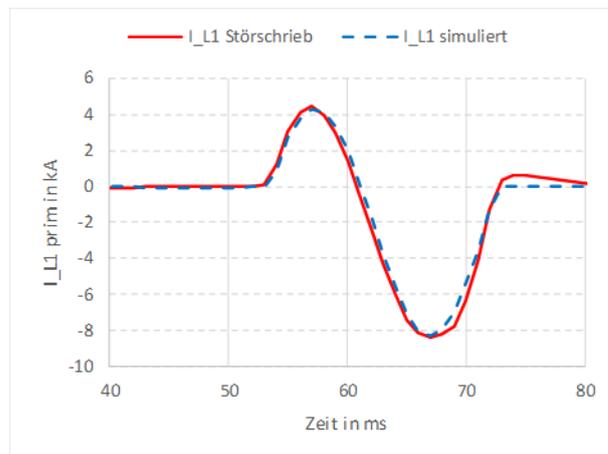


Bild 9 Simulation des Fehlers (Angepasst an Störschrieb)

## 4.2 Betrachtung für variable Fehlerentfernung

Auswirkungen auf die vom Distanzschutz ermittelten Impedanzen und damit auf das Verhalten des Distanzschutzes haben u.a.:

- Die Leitungsimpedanzen Z1, Z0 und die Kopplimpedanz Z0M
- Die verschiedenen Schaltzustände während der Fehlerklärung (siehe Bild 2 und Bild 3)
- Der Fehlerort
- Die Fehlerart
- Die Einspeiseverhältnisse (einseitige oder beidseitige Speisung der Doppelleitung) und die Innenimpedanzen Z1s und Z0s dieser Einspeisungen
- Der für die Berechnung der Leiter-Erde-Schleifen eingestellte Faktor kE.

Für Bild 11 wurden die Parameter a) , b) und c) variiert. Dargestellt ist der Verlauf der Reaktanz über die Fehlerentfernung bei einem einpoligen Kurzschluss. Die Ergebnisse wurden mit RelaySimTest mit der Gleichung

$$X_{A-G} = \text{imag}\{Z_{A-G}\} \\ = \text{imag}\left\{\frac{\underline{U}_{A-G}}{\underline{I}_A - k_E * \underline{I}_E}\right\} \quad \text{Gl. 1}$$

ermittelt (siehe Bild 10) und entsprechen den stationären Ergebnissen, die eine Schutzeinrichtung ermitteln würde<sup>1</sup>.

V A-N prim.:	29.351 kV	∠	-2.72 °
V B-N prim.:	73.084 kV	∠	-124.39 °
V C-N prim.:	70.814 kV	∠	135.91 °
I A prim.:	4.8151 kA	∠	-75.39 °
I B prim.:	0.0000 A	∠	NaN
I C prim.:	0.0000 A	∠	NaN
Z A-N prim.:	2.2742 Ω	∠	65.94 °
Z B-N prim.:	+∞	∠	NaN
Z C-N prim.:	+∞	∠	NaN

Bild 10 Ausgabe von stationären Strömen, Spannungen und Impedanzen in RelaySimTest gemäß Bild 6, Kurzschlussort 200 %

Eine Fehlerentfernung von 200 % entspricht einem Kurzschluss am Anfang der parallelen Leitung der Doppelleitung.

Für die Darstellung wurden folgende Annahmen getroffen:

- Es handelt sich um einen Kurzschluss A-G. Dies trifft für das betrachtete Beispiel zu.

- Der Kurzschluss wird nur von einer Seite gespeist. Dies trifft für das betrachtete Beispiel zu.
- Der eingestellte X-Wert für Zone 1 entspricht dem zum Zeitpunkt des Fehlers in der Schutzeinrichtung eingestellten Wert.
- Der eingestellte kE-Faktor entspricht dem zum Zeitpunkt des Fehlers in der Schutzeinrichtung eingestellten Wert.

Bild 11, : Dargestellt ist Reaktanz über dem Fehlerort für Zustand 2. Hierbei werden die gemessenen Werte für Z1, Z0 und Z0M berücksichtigt. Es ist ersichtlich, dass die tatsächliche Impedanz bei einer Entfernung von 200 % etwas kleiner ist als der Einstellwert der Zone 1. Dies hat zu der Überfunktion im betrachteten Beispiel geführt. Diese Überfunktion wäre mit RelaySimTest und den gemessenen Impedanzwerten einfach zu prognostizieren gewesen.

Bild 11, : Dargestellt ist Reaktanz über dem Fehlerort für Zustand 1. Hierbei werden die gemessenen Werte für Z1, Z0 und Z0M berücksichtigt. Ein Vergleich mit  zeigt die Auswirkungen des Schaltzustandes.

Bild 11, : Dargestellt ist Reaktanz über dem Fehlerort. Hierbei werden die gemessenen Werte für Z1, Z0 berücksichtigt aber keine Kopplungsimpedanz Z0M. Durch die Vernachlässigung der Kopplung wird die Impedanz unabhängig vom Schaltzustand. Die Abweichungen von den Verläufen  und  sind deutlich zu erkennen.

Bild 11, : Dargestellt ist Reaktanz über dem Fehlerort. Hierbei werden die geschätzten Werte für Z1, Z0 berücksichtigt aber keine Kopplungsimpedanz Z0M. Die Überfunktion ist mit diesem Verlauf nicht zu prognostizieren, da die Impedanzwerte sich deutlich unterscheiden und die Kopplung nicht berücksichtigt wird. Ein Vergleich mit  zeigt den erheblichen Unterschied zwischen gemessenen Impedanzwerten und geschätzten Impedanzwerten.

<sup>1</sup> Der k-Faktor des ersten Leitungsabschnitts in Vorwärtsrichtung eines Relais entscheidet in RelaySimTest die Berechnung der L-E-Impedanzen. Aus diesem Grund wird hierzu der 4. (Hilfs-) Abschnitt in Bild 6 hinzugefügt (roter Pfeil). Um den

additiven Einfluss des Hilfsabschnitts möglichst klein zu halten, wird der Mindestwert für die Impedanz, 5mΩ, eingegeben.

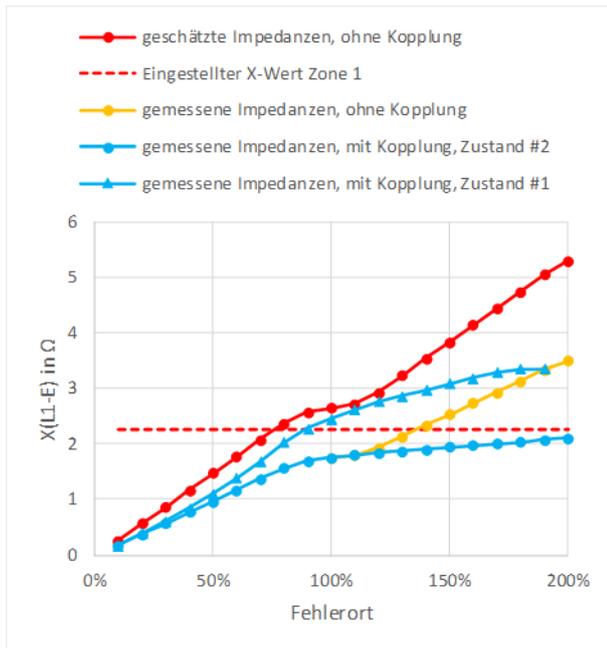


Bild 11 Reaktanz über dem Fehlerort

Als Zwischenergebnis lässt sich festhalten:

- Die Leitungsimpedanzen sollten gemessen werden, da Tabellen- oder Rechenwerte ungenau sein können (Vergleich mit )
- Die Kopplungsimpedanz im Nullsystem muss bei einpoligen Fehlern berücksichtigt werden (Vergleich mit und mit )
- Die während der Fehlerklärung möglichen Schaltzustände müssen berücksichtigt werden (Vergleich mit )

## 5 Überprüfung des Schutzkonzeptes

In diesem Abschnitt wird am Beispiel der mit Distanzschutz geschützten Doppelleitung aufgezeigt, wie komplexe Schutzkonzepte überprüft werden können.

### 5.1 Festlegung der relevanten Prüffälle

Die vorstehenden Abschnitte haben gezeigt, dass sowohl bei der Erstellung als auch der Überprüfung eines Schutzkonzeptes u.a. die verschiedenen Schaltzustände während der Fehlerklärung berücksichtigt werden müssen.

Die Abfolge der Schaltzustände hängt von der Abfolge der Auslösekommandos der Relais und der Eigenzeiten der angesteuerten Leistungsschalter ab. Da diese von weiteren Größen wie der Fehlerentfernung, der Fehlerart und Speiseverhältnisse abhängen, können verschiedenen Szenarien mit worst-case-Annahmen

betrachtet werden. Beispielsweise könnten folgende Szenarien betrachtet werden<sup>2</sup>:

- Szenario 1: Der Kurzschluss tritt auf zum Zeitpunkt  $t=0\text{ms}$ , nach  $t=60\text{ms}$  schaltet LS1 aus und zum Zeitpunkt  $t=120\text{ms}$  schaltet LS2 aus.
- Szenario 2: Der Kurzschluss tritt auf zum Zeitpunkt  $t=0\text{ms}$ , nach  $t=60\text{ms}$  schaltet LS2 aus und zum Zeitpunkt  $t=120\text{ms}$  schaltet LS1 aus.

Hierbei können statt aller möglichen Einspeiseverhältnisse wieder verschiedene Szenarien mit worst-case-Annahmen sowie verschiedene Fehlerarten und Fehlerorte betrachtet werden.

Ein Werkzeug, das die einfache und übersichtliche Berechnung aller zu betrachtenden Fälle ermöglicht, ist RelaySimTest. Dieses Programm berechnet sowohl den zeitlichen Verlauf der Ströme  $i(t)$  und Spannungen  $u(t)$  als auch die zugehörigen stationären Phasoren der  $\underline{I}$  und  $\underline{U}$  für jeden Schaltzustand. Zusätzlich werden die Impedanzen aller sechs Schleifen berechnet. Hierbei wird Gl. 2 berücksichtigt, sodass sich die gleichen Impedanzen ergeben, die eine Distanzschutzzeineinrichtung stationär ermittelt.

Im Folgenden werden zwei mögliche Anwendungen vorgestellt, die zusammen eine sinnvolle Überprüfung des Schutzkonzeptes ergeben.

### 5.2 Überprüfung mit den stationären Werten (Schritt 1: Ohne Schutzzeineinrichtung)

Eine Überprüfung des Schutzkonzeptes einer Doppelleitung mit stationären Werten kann folgendermaßen durchgeführt werden:

- Es werden die Schleifenimpedanzen aller Schutzzeineinrichtungen für alle relevanten Prüffälle nach Abschnitt 5.1 berechnet, siehe Bild 10. Eine mögliche hilfreiche Darstellung findet sich in Bild 11.
- Für jeden Prüffall werden die Impedanzen mit den geplanten Einstellwerten verglichen und es wird ermittelt in welcher Zone die Distanzschutzzeineinrichtungen auslösen würden.

Die mögliche Überfunktion, die auch wirklich aufgetreten ist, wäre mit dieser Überprüfung erkannt worden, da in Schaltzustand 2 der Kurzschluss in Zone 1 liegt.

Mit den Ergebnissen der stationären Berechnung kann das Schutzkonzept somit bereits in der Planungsphase überprüft werden. Da keine Schutzzeineinrichtung und keine OMICRON-Prüfeinrichtung benötigt werden, wird für die Berechnungen mit RelaySimTest auch keine Lizenz benötigt.

<sup>2</sup> Alternativ kann die tatsächliche Abfolge der Schaltzustände mit der Methode „Iterative Closed-Loop“ ermittelt werden. Siehe hierzu Bild 13

### 5.3 Überprüfung mit zeitlichen Verläufen (Schritt 2: Mit Schutzeinrichtung)

Wenn die Schutzeinrichtungen vorhanden sind, kann eine erneute Überprüfung mit den berechneten zeitlichen Verläufen der Ströme und Spannungen erfolgen. Hierbei ist wie folgt vorzugehen:

- Die Schutzeinrichtung wird wie geplant parametrisiert.
- Die Schutzeinrichtung wird über eine OMICRON-Prüfeinrichtung mit RelaySimTest verbunden, sodass die Ströme und Spannungen ausgegeben werden können und binäre Signale der Schutzeinrichtung (z.B. AUS-Kommando) gemessen werden können.
- Die Prüfung wird durchgeführt. Die Prüfung ist erfolgreich, wenn alle relevanten Prüffälle erfolgreich bewertet werden. Die Sollwerte und Toleranzen zur Bewertung der gemessenen Binärsignale werden zuvor in RelaySimTest eingegeben.

Diese Überprüfung mit der Schutzeinrichtung ist sicherer als die Überprüfung mit stationären Werten, da das Verhalten der Schutzeinrichtung direkt nachgebildet wird. Die aufgetretene Überfunktion, wäre mit dieser Überprüfung ebenfalls erkannt worden.

Diese Überprüfung kann für jede Distanzschutzeinrichtung einzeln durchgeführt werden oder für mehrere Schutzeinrichtungen gleichzeitig. Bild 12 illustriert hierzu das Prinzip des Prüfens mit vordefinierten Abfolgen von Schaltzuständen gemäß den Beispielen „Szenario 1“ und „Szenario 2“ aus Kapitel 5.1. Die gleichzeitige Prüfung mehrerer Schutzeinrichtungen ermöglicht die zusätzliche Überprüfung relevanter Funktionen wie z.B. Signalvergleich. Für das Prüfen mit Prüfgeräten an unterschiedlichen Standorten unterstützt RelaySimTest die Steuerung von Geräten über das Internet (Verteiltes Prüfen).

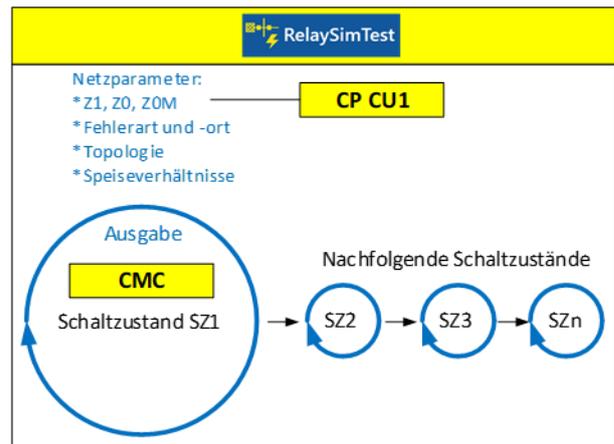


Bild 12 Prüfen mit vordefinierten Abfolgen von Schaltzuständen

Mit der in RelaySimTest implementierten Methode „Iterative Closed-Loop“ lässt sich die gleichzeitige Prüfung mehrerer Schutzeinrichtungen voll automatisieren, siehe Bild 13. Dementsprechend entfällt die Definition der Abfolge der Schaltzustände anhand von worst-case-Annahmen. Hierzu werden die AUS-Kommandos aller Schutzgeräte iterativ erfasst und unter Berücksichtigung der LS-Eigenzeiten die tatsächlichen Zustandsdauern bestimmt und die Prüfsignale entsprechend eines tatsächlichen Fehlers ausgegeben.

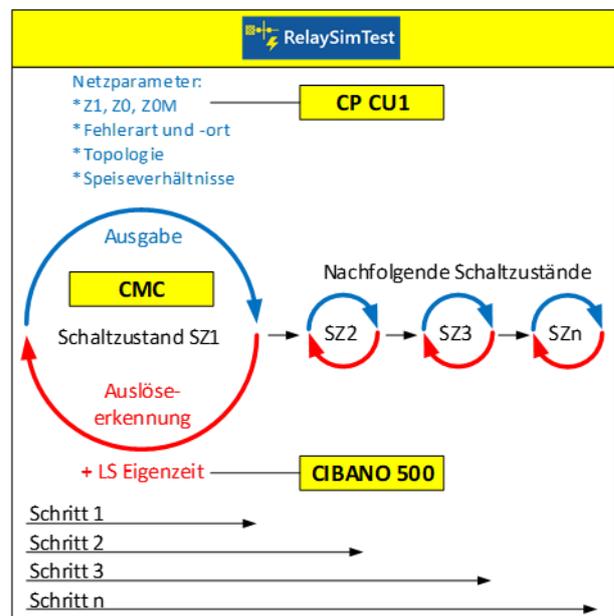


Bild 13 Prüfen anhand der Methode „Iterative Closed-Loop“

## 6 Minimalinvasive Messung der Leitungsimpedanz

Auf der OMICRON Anwendertagung 2017 in Friedrichshafen wurde bereits eine Vorgehensweise vorgeschlagen, die die messtechnische Ermittlung der Nullimpedanz  $Z_0$  und der Kopplungsimpedanz  $Z_{0M}$  einer Doppelleitung mit lediglich einem außer Betrieb genommenen System theoretisch ermöglicht, siehe [1]. Die gleichzeitige Abschaltung zweier miteinander gekoppelter Stromkreise lässt sich nach der Inbetriebnahme der Leitung schwer organisieren. Die herkömmliche Methode zur Messung von Doppelleitungen erfordert allerdings eine gleichzeitige Abschaltung, weshalb das alternative, minimalinvasive Verfahren für die nachträgliche Messung von Doppelleitungen von Bedeutung ist. Die messtechnische, praktische Verifizierung dieses Verfahrens konnte erst nach der Anwendertagung 2017 durchgeführt werden und wird in [2] beschrieben. Der entsprechende Vortrag wurde auf der AWT 2018 in Berlin gehalten. Die Kenntnis über [1] und [2] wird für das Lesen und Verstehen dieses Kapitels empfohlen.

Tabelle 2: Ergebnisse der minimalinvasiven Leitungsimpedanzmessung

	$Z_1$ (R/X)	$Z_0$ (R/X)	$Z_{0M}$ (R/X)
Herkömmlich (in $\Omega$ )	0,849 2,776	2,131 9,132	1,144 5,779
Minimalinvasiv (in $\Omega$ )	0,863 2,776	2,200 8,690	1,25 5,01
Fehler in %	1,65 0	3,24 -4,84	9,27 -13,3

Tabelle 2 stellt die Ergebnisse der beiden Messungen gegenüber. Wie zu erwarten, ist die Abweichung für  $Z_1$  vernachlässigbar klein. Die Abweichung von  $Z_0$  ist mit unter 5 % noch akzeptabel, wohingegen die Abweichung von  $Z_{0M}$  mit über 13 % einer weiteren Analyse bedarf.

Wie in [1] und [2] beschrieben, hängt die Genauigkeit des Verfahrens von zwei Größen ab:

- Strom  $I_p$  im in Betrieb befindlichem Stromkreis und daraus abgeleitetem Stromfaktor  $f_{sp}$
- Hilfsimpedanz



Bild 14 Primäre Messung von  $I_p$  mit 4 Rogowskispulen

Die Messung von  $I_p$  wurde hier auf zwei unterschiedliche Weisen durchgeführt:

- Sekundär, wie in [1] und [2] erwähnt
- Primär, am Kabel des Freileitungsportals, siehe Bild 14. Diese Möglichkeit hatte sich bis dato nicht ergeben.

Tabelle 3: Stromfaktor  $f_{sp}$  aus primärer und sekundärer Messung von  $I_p$

	Betrag	Phasenwinkel
Primär	0,5818	7,28°
Sekundär	0,5888	6,39°

Bei der Messung des sekundären Stroms mittels der Messzange Model K2 von Chauvin Arnoux wurde ein Stromwandlerübersetzungsverhältnis von 800A:1A, sowie der Winkelfehler der Stromzange bei 50 Hz von  $-5^\circ$  berücksichtigt. Der Vergleich der beiden Messungen liefert zusätzlich zum erfolgreichen Vergleich in [2] den Nachweis, dass die sekundäre Messung äußerst genau erfolgt.

Somit hängen die Abweichungen aus Tabelle 2 mit der Ungenauigkeit der Hilfsimpedanz zusammen. Für die Ermittlung der Hilfsimpedanz lagen in diesem Fall die Geometrie der sechs Leiterseile der beiden Stromkreise vor. Eine weitere Überprüfung der Genauigkeit dieser Daten wurde nicht mehr verfolgt.

Entscheidend ist nun die Auswirkung dieser leicht fehlerbehafteten Impedanzen  $Z_0$  und  $Z_{0M}$  auf die in RelaySimTest simulierte Impedanz des Fehlers in Bild 6.

V A-N prim.:	42.065 kV	∠	0.40 °
V B-N prim.:	59.869 kV	∠	-110.70 °
V C-N prim.:	61.771 kV	∠	119.85 °
I A prim.:	6.6917 kA	∠	-73.28 °
I B prim.:	0.0000 A	∠	NaN
I C prim.:	0.0000 A	∠	NaN
Z A-N prim.:	2.3464 $\Omega$	∠	66.95 °
Z B-N prim.:	+∞	∠	NaN
Z C-N prim.:	+∞	∠	NaN

Bild 15 Ströme, Spannungen und Impedanzen gemäß Bild 6 der minimalinvasiven Messung

Der X-Wert der hier gezeigten Schleifenimpedanz beläuft sich auf  $2,16 \Omega$ . Der Fehler dieses Wertes gegenüber demjenigen aus den korrekten Leitungsimpedanzen ermittelten Wert von  $2,10 \Omega$  (Bild 10) entspricht 3 %.

Die Ungenauigkeit der Impedanz ergibt sich aus der Ungenauigkeit von  $Z_1$ ,  $Z_0$  und  $Z_{OM}$ . Allerdings sollte beachtet werden, dass  $Z_{OM}$  u.U. nur zum Teil ins Gewicht fällt, in Abhängigkeit der Kopplung eines bestimmten Fehlerfalles. Beim hier diskutierten Fehler war der Einfluss der Kopplung maximal, da die Kopplungsimpedanz über die ganze Leitungslänge wirksam ist.

Aus [1] folgt auch, dass die Genauigkeit von  $Z_0$  weniger von der Hilfsimpedanz abhängt als  $Z_{OM}$ . Es sollte trotz alledem versucht werden, die Hilfsimpedanz möglichst genau abzuschätzen, siehe hierzu die drei Optionen in [2], Kapitel 5.

## 7 Zusammenfassung

Dieser Artikel zeigt, dass mit einer messtechnischen Ermittlung von  $Z_1$ ,  $Z_0$  und  $Z_{OM}$  sowie der Simulation in RelaySimTest, Ströme und Spannungen eines Fehlers sehr genau simuliert werden können. Somit wird das Relais mit den Strömen und Spannungen eines tatsächlichen Fehlers beaufschlagt und liefert somit auch das entsprechende, realistische Verhalten.

OMICRON bietet hierzu die vollumfassende Lösung:

- Minimalinvasive Messung von  $Z_1$ ,  $Z_0$  und  $Z_{OM}$  mit CP CU1. Minimalinvasiv bedeutet, dass nur ein Stromkreis abgeschaltet werden muss. Dieser Artikel zeigt erneut, dass diese Methode sehr genaue Ergebnisse liefert.
- Simulation der Prüfgrößen mittels des Netzmodells in RelaySimTest, mutuelle Kopplung mitberücksichtigt.
- Berücksichtigung unterschiedlicher Schaltzustände während der Fehlerklärung.

Dem Anwender steht somit ein vollumfassendes Sortiment an Prüfgeräten und Software zur Verfügung, um Distanzschutz von Doppelleitungen, einfach, praxisorientiert und systembasiert prüfen zu können.

## Literatur

- [1] Pikisch, M.: Bedeutung der mutualen Kopplung im Leitungsmodell. OMICRON Anwendertagung 2017; Friedrichshafen
- [2] Konzelmann, S.; Pikisch, M.: Impedanzmessung an Doppelleitungssystemen mit in Betrieb befindlichem Parallelsystem. OMICRON Anwendertagung 2018; Berlin

## Über die Autoren



**Moritz Pikisch** studierte Elektrotechnik an der Universität Karlsruhe (TH). Nachdem er von 2010 bis 2013 bei OMICRON im Bereich Schulung tätig war wechselte er 2014 in das Produktmanagement. Dort betreute er das CPC 100 und die CP CU1 mit Schwerpunkt auf den Anwendungen Leitungsim-

pedanzmessung und Prüfen von Erdungsanlagen. Seit März 2018 ist er als Application Engineer für OMICRON USA tätig. Er ist in dieser Rolle weiterhin der unternehmensweite Ansprechpartner für Leitungsimpedanz- und Erdungsmessungen.

**Rainer Luxenburger** studierte Elektrotechnik an der Universität des Saarlandes. Von 2000 bis 2006 arbeitete er als wissenschaftlicher Mitarbeiter an der Technischen Universität Dresden. Seit Oktober 2006 ist er Projektingenieur bei OMICRON in Deutschland. Er arbeitet in dieser Funktion in den Bereichen Schulung und technische Beratung mit.

OMICRON ist ein weltweit tätiges Unternehmen, das innovative Prüf- und Diagnoselösungen für die elektrische Energieversorgung entwickelt und vertreibt. Der Einsatz von OMICRON-Produkten bietet höchste Zuverlässigkeit bei der Zustandsbeurteilung von primär- und sekundärtechnischen Betriebsmitteln. Umfassende Dienstleistungen in den Bereichen Beratung, Inbetriebnahme, Prüfung, Diagnose und Schulung runden das Leistungsangebot ab.

Kunden in mehr als 160 Ländern profitieren von der Fähigkeit des Unternehmens, neueste Technologien in Produkte mit überragender Qualität umzusetzen. Servicezentren auf allen Kontinenten bieten zudem ein breites Anwendungswissen und erstklassigen Kundensupport. All dies, zusammen mit einem starken Netz von Vertriebspartnern, ließ OMICRON zu einem Marktführer der elektrischen Energiewirtschaft werden.

Mehr Informationen, eine Übersicht der verfügbaren Literatur und detaillierte Kontaktinformationen unserer weltweiten Niederlassungen finden Sie auf unserer Website.