

Studiengang Systemtechnik

Vertiefungsrichtung Power & Control

Diplom 2014

Thomas Ritler

*Beurteilung der elektrischen
Schutzvorrichtungen von
Hochspannungsschaltanlagen*

-  Dozent
Davide Pavanello
-  Experte
Grégory Alther
-  Datum der Abgabe des Schlussberichts
11. Juli 2014

Es handelt sich um den Originalbericht des/der Studierenden.
Er wurde nicht korrigiert und kann deshalb Ungenauigkeiten oder Fehler enthalten.

SI	TV
X	X

<input checked="" type="checkbox"/> FSI <input type="checkbox"/> FTV	Année académique / Studienjahr 2013/14	No TD / Nr. DA pc/2014/78
Mandant / Auftraggeber <input checked="" type="checkbox"/> HES-SO Valais-Wallis <input type="checkbox"/> Industrie <input type="checkbox"/> Etablissement partenaire <i>Partnerinstitution</i>	Etudiant / Student Thomas Ritler <hr/> Professeur / Dozent Davide Pavanello	Lieu d'exécution / Ausführungsort <input checked="" type="checkbox"/> HES-SO Valais-Wallis <input type="checkbox"/> Industrie <input type="checkbox"/> Etablissement partenaire <i>Partnerinstitution</i>
Travail confidentiel / vertrauliche Arbeit <input type="checkbox"/> oui / ja ¹ <input checked="" type="checkbox"/> non / nein	Expert / Experte (données complètes) Grégory Alther Energie Sion-Région SA Route de l'Industrie 43 1950 Sion	

Titre / Titel Beurteilung der elektrischen Schutzvorrichtungen von Hochspannungsschaltanlagen
Description / Beschreibung Im GridLab wird gegenwärtig eine Test- und Lernbank für die Automatisierung von elektrischen Stellwerken fertiggestellt. Diese Plattform umfasst: <ul style="list-style-type: none"> - intelligente Schutzrelais, - ein OMICRON-Testgerät, das zahlreiche Pannen emulieren kann, wodurch die Antwort der Relais auf die verschiedenen Pannensituationen evaluiert werden kann, - ein Überwachungssystem, um den Zustand des Systems anzuzeigen und die Operationen zu steuern. Objectifs / Ziele <ul style="list-style-type: none"> - Spezifizierung der Typologie und des Modells der Messtransformatoren, die für die Messung der Spannung und des Stroms im GridLab Dispatching benötigt werden. - Charakterisierung, Simulation und Messung von drei Szenarien elektrischer Pannen, die während des Betriebs der Gruppe 1 des GridLab Dispatching (Software von OMICRON + NEPLAN) auftreten könnten. - Reproduktion dieser Szenarien auf der Testbank, von der Emulation der Panne durch das OMICRON-Gerät bis hin zur Umschaltung des oder der entsprechenden Relais. - Für das Überwachungssystem: Anzeige der relevanten Informationen für jeden untersuchten Fall und Implementierung der für die Wiederherstellung des Stellwerks notwendigen Befehle, nachdem die Panne behoben wurde.

Signature ou visa / Unterschrift oder Visum Responsable de l'orientation Leiter der Vertiefungsrichtung:  ¹ Etudiant / Student :	Délais / Termine Attribution du thème / Ausgabe des Auftrags: 12.05.2014 Remise du rapport / Abgabe des Schlussberichts: 11.07.2014, 12:00 Expositions / Ausstellungen der Diplomarbeiten: 27 – 29.08.2014 Défense orale / Mündliche Verfechtung: Semaine Woche 36
---	--

¹ Par sa signature, l'étudiant-e s'engage à respecter strictement la directive DI.1.2.02.07 liée au travail de diplôme. Durch seine Unterschrift verpflichtet sich der/die Student/in, sich an die Richtlinie DI.1.2.02.07 der Diplomarbeit zu halten.



Diplomarbeit
| 2014 |

Studiengang
Systemtechnik

Anwendungsbereich
Power & Control

Verantwortlicher Dozent
Dr. Davide Pavanello
Davide.Pavanello@hevs.ch

Beurteilung der elektrischen Schutzvorrichtungen

Diplomand Thomas Ritler

Ziel des Projekts

Erarbeiten eines angemessenen Schutzkonzepts und die Implementierung der entsprechenden Schutzfunktionen für die 400V Netzeinspeisung im GridLab.

Methoden | Experimente | Resultate

Die vorhandene Testbank an der Hochschule HES-SO verfügt über digitale Schutzrelais (IED) der Firma ABB und SIEMENS, welche dem Übertragungsprotokoll IEC 61850 unterliegen. Diese können via Computer parametrisiert und programmiert werden. Es ist möglich, die Relais mit dem CMC353 Prüfgerät des Herstellers OMICRON zu testen und validieren.

Um auch Messungen am Modell des Wasserkraftwerks *Electricité de la Lienne SA* im GridLab durchzuführen, mussten vorgängig einige Punkte behandelt werden.

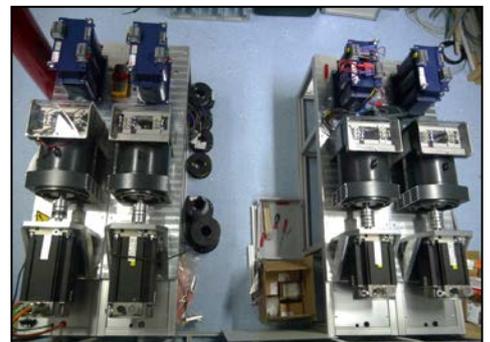
Die Charakterisierung der Transformatoren im GridLab gab Aufschluss auf deren Kenndaten, welche man für die Kurzschlussberechnung benötigt.

Strom- und Spannungswandler wurden dimensioniert, damit die Schutzrelais messbare Werte erhalten. Diese sind auf einem mobilen Wagen installiert, um an verschiedenen Punkten Messungen zu tätigen.

Nach der Erarbeitung eines angemessenen Schutzkonzepts konnten verschiedene Schutzfunktionen implementiert werden, um die Installation adäquat zu schützen.



Grundstruktur des mobilen Wagens. Der 3D Aufbau realisierte man mit dem CAD Programm Inventor.



Aufbau der vier Posten zur Einspeisung ins 400V Netz. Von unten nach oben: Motor (simuliert die Wasserkraftturbine), Generator und Transformator

INHALTSVERZEICHNIS

1	Danksagung	1
2	Beschreibung und Ziel der Diplomarbeit	2
3	Fehler an elektrischen Anlagen	3
3.1	<i>Beschreibung der verschiedenen Fehler</i>	3
3.2	<i>Klassifizierung eines Kurzschlusses</i>	4
4	Das zu untersuchende Modell im GridLab	6
5	Charakterisierung der Transformatoren	9
5.1	<i>Erste Messung</i>	9
5.2	<i>Zweite Messung</i>	10
6	Berechnung des einphasigen Kurzschlusses	12
7	Simulation mit NEPLAN	13
7.1	<i>Vergleich der Berechnung und Simulation</i>	13
8	Wahl der Strom- und Spannungswandler (CT & VT)	14
8.1	<i>Theorie</i>	14
8.1.1	<i>Stromwandler</i>	15
8.1.2	<i>Spannungswandler</i>	17
8.2	<i>Anwendung</i>	19
8.2.1	<i>Nominalstrom</i>	19
8.2.2	<i>Kriterien für die Stromwandler</i>	20
8.2.3	<i>Kriterien für die Spannungswandler</i>	21
8.2.4	<i>Produktvorschläge</i>	23
8.2.5	<i>Produktwahl</i>	23
9	Realisierung eines mobilen Wagens	24
10	Schutztechnik	26
10.1	<i>Sternpunktbehandlung</i>	26
10.1.1	<i>Direkte Erdung</i>	26
10.1.2	<i>Erdung anhand eines Widerstands</i>	27
10.1.3	<i>Erdung anhand einer Reaktanz</i>	28
10.1.4	<i>Gelöschtes Netz</i>	28
10.2	<i>Selektivität</i>	29
10.2.1	<i>Zeitselektivität</i>	29
10.3	<i>Schutzfunktionen</i>	32
10.4	<i>Verfügbare Schutzrelais</i>	33
10.4.1	<i>Einleitung</i>	33
10.4.2	<i>Inbetriebnahme der verschiedenen Relais</i>	35

10.5	Schutzkonzept.....	36
10.5.1	Schutzkonzept mit vier Generator, ideal	36
10.5.2	Schutzkonzept mit einem Generator, ideal	37
10.5.3	Schutzkonzept mit einem Generator und vorhandenen Schutzrelais	38
10.5.4	Schutzkonzept mit reinem Überstromzeitschutz	39
10.5.5	Vorgeschlagenes Schutzkonzept.....	41
11	Verdrahtungsplan für CT und VT	43
11.1	Anschlussschema der Stromwandler.....	43
11.1.1	Variante 1: Der Neutralleiterstrom wird berechnet.....	43
11.1.2	Variante 2: Der Neutralleiterstrom wird gemessen	44
11.2	Anschlussschema der Spannungswandler	45
12	Test Universe	45
12.1	Einleitung.....	45
12.2	Prüfmodule	46
13	Parametrierung der Schutzfunktionen und Prüfungen mit Test Universe	48
13.1	Distanzschutz.....	48
13.2	Differentialschutz.....	48
13.3	Überlastschutz.....	49
13.4	Überstromzeitschutz.....	50
13.4.1	Überstromzeitschutz im REF615	50
13.4.2	Überstromzeitschutz im RET670	52
13.4.3	Überstromzeitschutz im 7SJ8041	54
13.5	Erdfehlerschutz	55
14	Simulation mit RelaySimTest.....	56
15	Verbesserungsvorschläge	57
16	Schlussfolgerung.....	58
17	Datum und Unterschrift	59
18	Abkürzungsverzeichnis	60
19	Literaturverzeichnis	61
20	Abbildungsverzeichnis.....	62
21	Tabellenverzeichnis.....	63
22	Anhang	64

1 DANKSAGUNG

Als erstes möchte ich mich bei all denjenigen bedanken, die mich während der Errichtung dieser Diplomarbeit immer wieder motiviert und unterstützt haben.

Ein spezieller Dank gilt Herrn Dr. Davide Pavanello, der diese Arbeit und somit auch mich betreut hat. Sein kritisches Hinterfragen brachte wertvolle Erkenntnisse für die Arbeit, auch seine moralische Unterstützung und Motivation waren sehr aufstellend. Besten Dank für Ihre Mühen und Geduld.

Daneben gebührt mein Dank Herrn Markus Helwig der Firma ABB, welcher während der Diplomarbeit für zwei Tage für eine Schulung nach Sion reiste. Seine gezielte Beratung der vorhandenen Schutzrelais an der Fachhochschule brachte mich einen weiten Schritt nach vorne.

Auch bei Herrn Thomas Hensler der Firma OMICRON möchte ich mich bedanken. Sein Fernsupport zu den Programmen Test Universe und RelaySimTest waren sehr hilfreich und half die Schutzrelais korrekt testen zu können.

Ebenfalls möchte ich mich bei Herrn Dr. Samuel Chevaller bedanken, seine Erfahrung bei Transformatoren und den möglichen praktischen Prüfmöglichkeiten waren sehr lehrreich.

Weiter danke ich Herrn Dominic Furrer, für das Aufbauen der ganzen Testbank mit den verschiedenen Schutzrelais und dem Testgerät. Seine Erfahrungen mit den Apparaten waren besonders beim Anlauf der Diplomarbeit sehr hilfreich.

In gleicher Weise danke ich Herrn Christian Costa, der mit seiner praxisorientierten Erfahrung manch gute Ratschläge geben konnte.

Nicht zuletzt gebührt meinen Eltern Dank, dass sie mich nicht nur während der Schulzeit sondern auch während des Studiums so herzlich unterstützten.

2 BESCHREIBUNG UND ZIEL DER DIPLOMARBEIT

Beschreibung

Im GridLab wird gegenwärtig eine Test- und Lernbank für die Automatisierung von elektrischen Stellwerken fertiggestellt. Diese Plattform umfasst:

- intelligente Schutzrelais
- ein OMICRON Testgerät, das zahlreiche Pannen emulieren kann, wodurch die Antwort der Relais auf die verschiedenen Pannensituationen evaluiert werden kann
- ein Überwachungssystem, um den Zustand des Systems anzuzeigen und die Operationen zu steuern.

Ziele

- Spezifizierung der Typologie und des Modells der Messtransformatoren, die für die Messung der Spannung und des Stroms im GridLab Dispatching benötigt werden.
- Charakterisierung, Simulation und Messung von drei Szenarien elektrischer Pannen, die während des Betriebs der Gruppe 1 des GridLab Dispatching (Software von OMICRON & NEPLAN) auftreten könnten.
- Reproduktion dieser Szenarien auf der Testbank, von der Emulation der Panne durch das OMICRON Testgerät bis hin zur Umschaltung des oder der entsprechenden Relais.
- Für das Überwachungssystem: Anzeige der relevanten Informationen für jeden untersuchten Fall und Implementierung der für die Wiederherstellung des Stellwerks notwendigen Befehle, nachdem die Panne behoben wurde.

Nach Anlauf der Diplomarbeit kam schnell zum Vorschein, dass es noch weitere Ziele gibt, welche zusätzlich behandelt werden müssen. Diese sind:

- Charakterisierung der Transformatoren im GridLab
- Wahl und Bestellung der nötigen Strom- und Spannungswandler
- Konzeption und Aufbau eines mobilen Wagens für die Strom- und Spannungswandler

3 FEHLER AN ELEKTRISCHEN ANLAGEN

3.1 Beschreibung der verschiedenen Fehler

(Quelle: <http://www.metalltechnik-lexikon.de/fehler-an-elektrischen-anlagen/>, Besucht am 04.06.14)

Bei elektrischen Anlagen kann es zu verschiedenen Fehlern kommen. Man unterscheidet dabei je nach Art des Fehlers zwischen Leiterschluss, Kurzschluss, Erdschluss und Körperschluss.

Bei einem Leiterschluss führt z.B. ein defekter Schalter dazu, dass es nicht mehr möglich ist, ein Gerät oder eine Maschine auszuschalten. Im Gegensatz zu den anderen Fehlerarten, tritt hierbei kein übermässiger Stromfluss auf und stellt für Mensch und Maschine nur indirekt eine Gefahr dar.

Zum Kurzschluss kommt es, wenn der direkte Kontakt zwischen zwei stromführenden Leitern vorliegt. Dies kann aufgrund eines mechanischen Fehlers oder auch infolge zu starker thermischer Beanspruchung der Polleiter zugrunde liegen. Dadurch tritt ein, in den meisten Fällen, grosser Kurzschlussstrom auf. Dieser muss von einer Schutzvorrichtung erkannt und abgeschaltet werden.

Neben dem Kurzschluss kommt es beim Erdschluss zu einer irregulären direkten Verbindung zwischen einem stromführendem Polleiter und dem Erdpotential beziehungsweise geerdeten Teilen, über die der Strom abfliesst. Auch hier ist es von Nöten, dass eine Schutzvorrichtung den übermässigen Stromfluss abschaltet. Ein Erdschluss tritt zum Beispiel dann auf, wenn an einem Motorenhäuser die Stromzuleitung anliegt und dort zu starken mechanischen Einwirkungen ausgesetzt ist. Aufgrund dessen wird die Isolation des Leiters beschädigt, kann den Kontakt zum geerdeten Maschinengehäuse herstellen und so den Erdschluss herstellen.

Bei dem nicht geerdeten Maschinengehäuse steht dann das Gehäuse unter Spannung, was bei Berührung durch eine Person zum Körperschluss führt. Wenn dazu Gelegenheit besteht, fliesst dann der elektrische Strom durch den menschlichen Körper ab. Dies stellt eine potentiell tödliche Gefahr dar, welche nicht unterschätzt werden darf.

3.2 Klassifizierung eines Kurzschlusses

Ein Kurzschluss ist nicht immer derselbe und variiert auch in Funktion der Zeit. Dieses Kapitel soll die gängigsten Kurzschlussarten und sein zeitliches Verhalten näher bringen.

Bei den Netzkurzschlüssen sind folgende Arten zu unterscheiden:

- a) Dreipoliger Kurzschluss, mit oder ohne Berührung zur Erde
- b) Zweipoliger Kurzschluss, mit oder ohne Berührung zur Erde
- c) Einpoliger Kurzschluss, wird auch Erdkurzschluss genannt

Die oben genannten Kurzschlussarten sind in der folgenden Abbildung 1 illustriert:

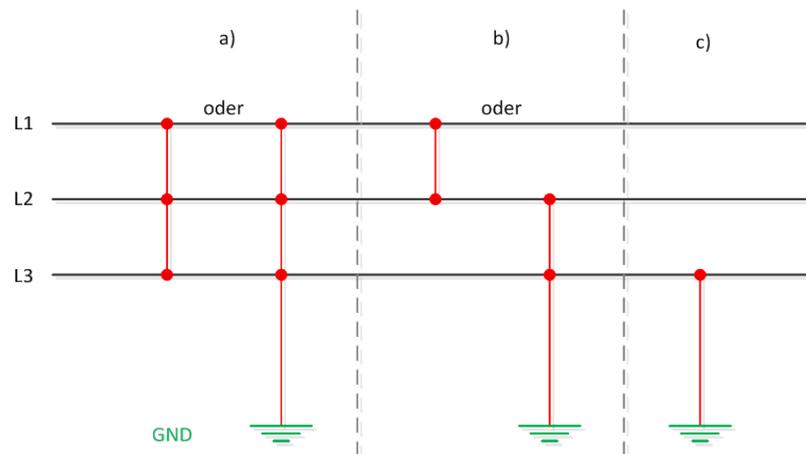


Abbildung 1 : Klassifizierung der verschiedenen Kurzschlussarten

Bei einem vollkommenen Schluss spricht man, wenn die Fehlerimpedanz nahezu $0[\Omega]$ beträgt. Z.B. eine Eisenstange die durch ein Kabel geschlagen wird. Handelt es sich aber um einen Kurzschluss, welcher z.B. durch einen nassen Ast auf einer Freileitung resultiert, so ist die Fehlerimpedanz grösser als vorher. In diesem Fall spricht man von einem unvollkommenen Schluss. Der unvollkommene Schluss ist erfahrungsgemäss gefährlicher, da dieser Kurzschluss meist nicht frühzeitig erkannt wird und die freigewordene Energie zu Bränden führen kann.

Da nun die verschiedenen Kurzschlüsse etwas näher gebracht wurden, will man auch sehen, wie er sich zeitlich verhält:

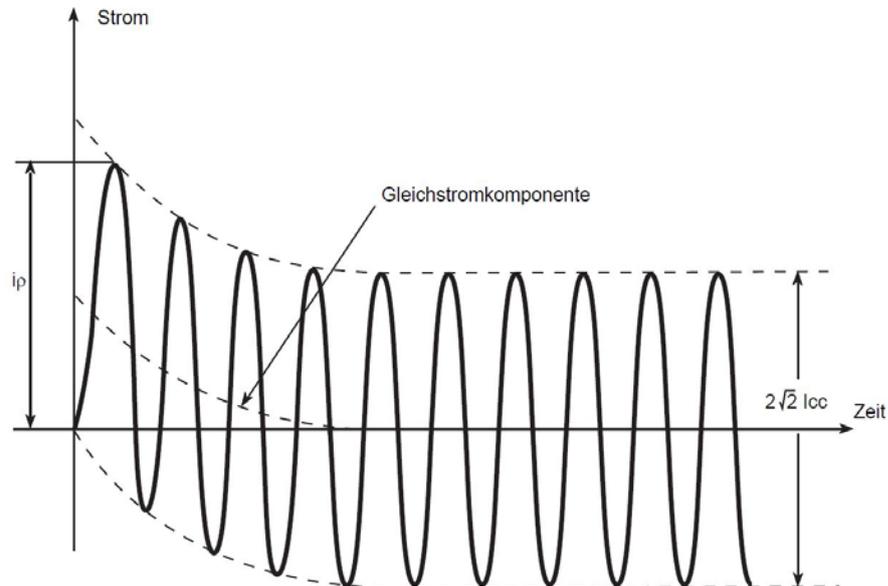


Abbildung 2 : Zeitliches Verhalten eines idealen Kurzschlusses

(Quelle: Schneider Electric, ZXTHMSSCHUTZ, Leitfaden über den Schutz, Seite 9, Veröffentlichung 1999)

Im selben Dokument findet man eine gute Erläuterung zur Abbildung 2:

*„Der Kurzschlussstrom an einem Punkt eines Netzes wird durch den Effektivwert I_{CC} [kA] seiner Wechselstromkomponente ausgedrückt. Der maximale Momentanwert, den der Kurzschlussstrom erreichen kann, ist der Scheitelwert i_p der ersten Halbwelle. Dieser Scheitelwert kann wegen der abklingenden Gleichstromkomponente, die sich der Wechselstromkomponente überlagern kann, wesentlich höher sein als $\sqrt{2} * I_{CC}$. Diese zufällige Gleichstromkomponente hängt vom Momentanwert der Spannung im Moment des Auftretens des Kurzschlusses und von den Eigenschaften des Netzes ab. Die Kurzschlussleistung wird durch den Ausdruck $S_{CC} = \sqrt{3} * U_N * I_{CC}$ [MVA] definiert. Dieser fiktive Wert ist physikalisch nicht vorhanden. Es handelt sich um eine mit einer Scheinleistung vergleichbare praktische konventionelle Grösse.¹“*

¹ Schneider Electric, ZXTHMSSCHUTZ, Leitfaden über den Schutz, Veröffentlichung 1999, Seite 9

4 DAS ZU UNTERSUCHENDE MODELL IM GRIDLAB

Das Modell im GridLab simuliert die Anlage von *Electricité de la Lienne SA*. Dies umfasst das Wasserkraftwerk von Croix, wo zwei Pelton Turbinen mit einer Leistung von $2 \times 33 [MW]$ installiert sind. Zusätzlich wird das Wasser weiter unten in St-Léonard mit zwei Francis Turbinen mit einer Leistung von $2 \times 17 [MW]$ turbiniert. Im GridLab ist dies im Massstab 1:5000 im Niederspannungsbereich von $400 [V]$ nachgebaut.

Das Ziel ist mit vier Generatoren, davon sind zwei weiter entfernt (simuliert Croix), ins $400 [V]$ Netz einzuspeisen. Die Leitung zwischen den zwei Generatoren und dem weiter entfernten Netz wird mit einem RLC-Glied nachgestellt. In der Abbildung 3 sehen sie einen Auszug des elektrischen Plans des wirklichen Netzes:

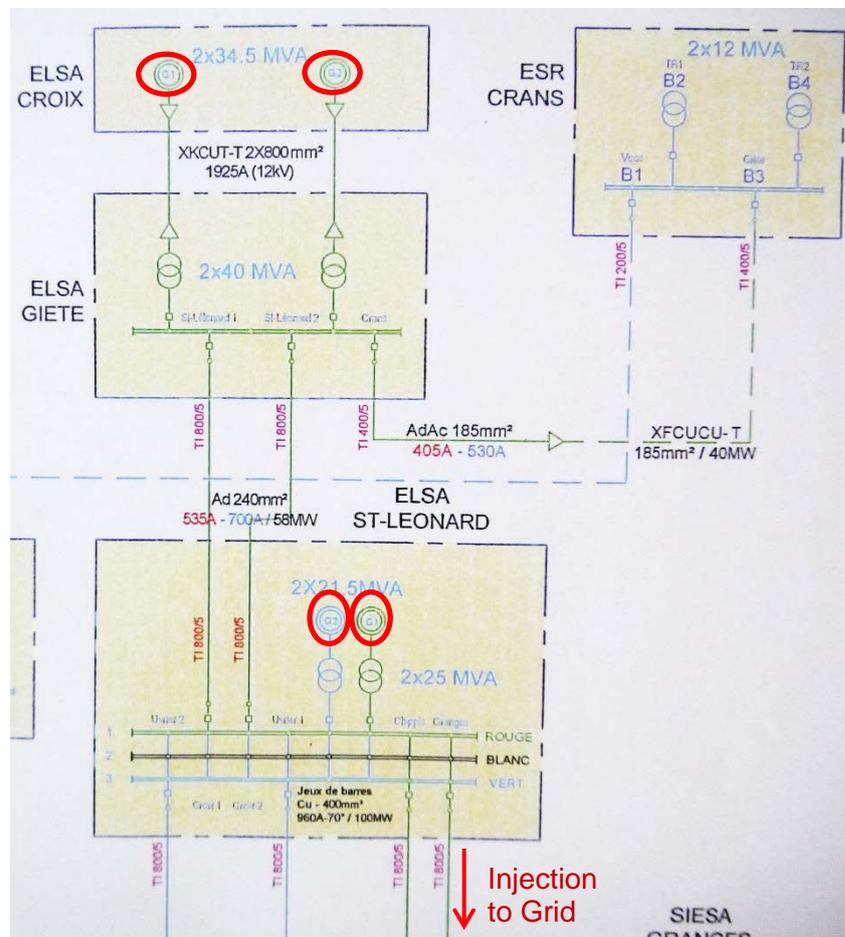


Abbildung 3 : Schema des elektrischen Netzes

(Quelle: ESR, Schéma général, Réseau 65[kV], Gezeichnet am 05.07.99)

Wie bereits erwähnt, ist dieses elektrische Netz im GridLab im Massstab nachgebaut und sieht folgendermassen aus:

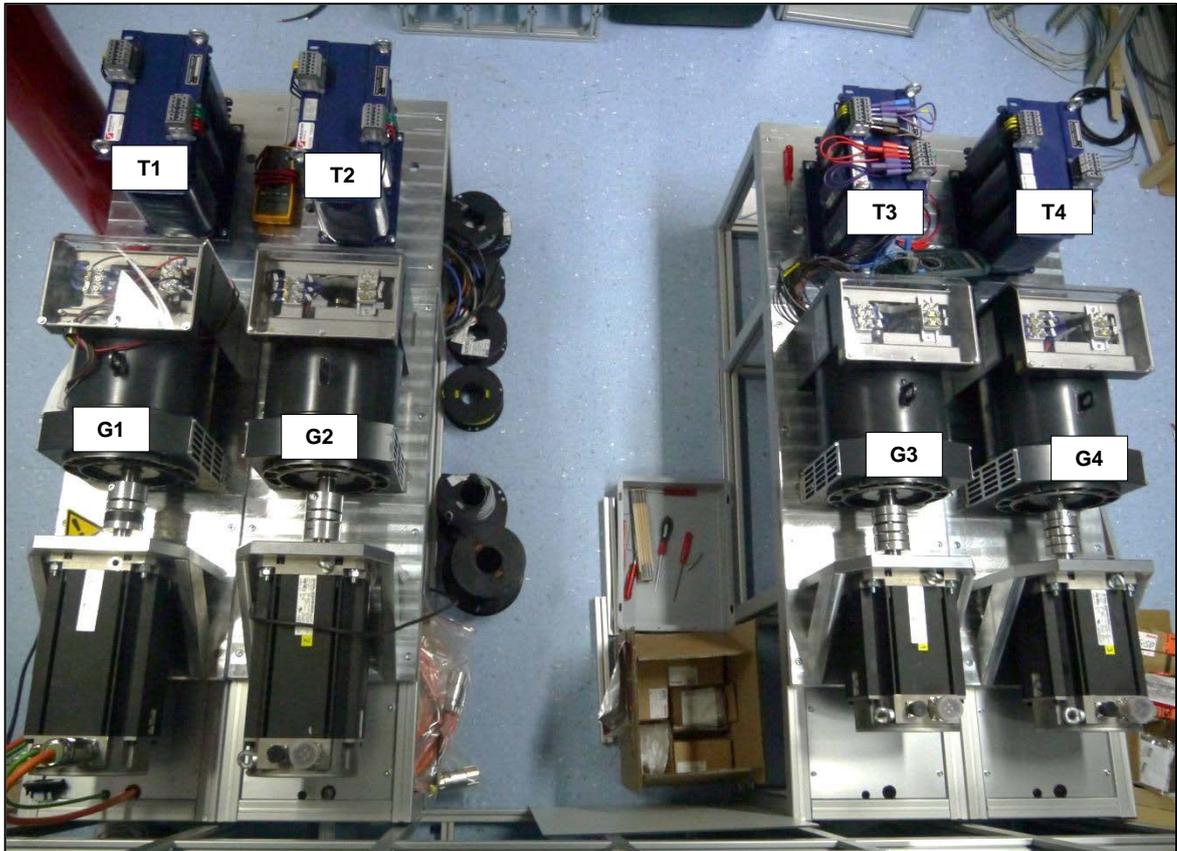


Abbildung 4 : Aufbau der vier Generatoren mit Transformatoren im GridLab

Das Prinzipschema davon sieht folgendermassen aus:

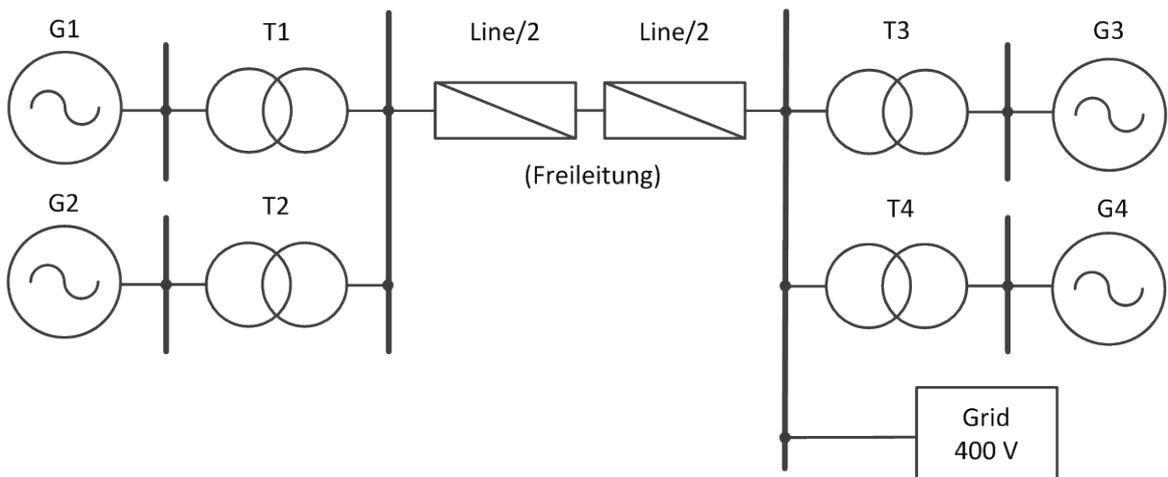


Abbildung 5 : Schema mit allen vier Generatoren

Aufgrund mangelnder Zeit ist es der Hochschule nicht möglich, alle vier Generatoren während meiner Arbeit in Betrieb zu nehmen. Daher wird versucht so schnell wie möglich wenigstens einen der vier Posten für die Einspeisung bereit zu stellen. Damit verändert sich das Schema drastisch und man erhält folgendes:

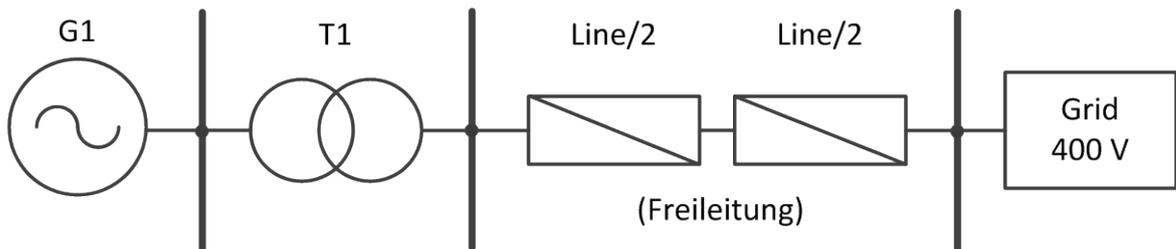


Abbildung 6 : Schema mit nur einem Generator

Basierend auf das Schema in Abbildung 6 werden im weiteren Verlauf dieses Berichts Berechnungen und Annahmen zur Dimensionierung der benötigten Komponenten getätigt.

5 CHARAKTERISIERUNG DER TRANSFORMATOREN

Die vier Transformatoren, welche sich im GridLab befinden, sind von der Firma Valelectric Farner SA aus St-Pierre-de-Clages. Es handelt sich dabei um zwei Transformatoren vom Typ NT300-31433 mit einer nominellen Scheinleistung von 8[kVA] und zwei vom Typ NT280-31435 mit einer Scheinleistung von 6[kVA]. Da von diesen relativ wenige Informationen vorliegen, siehe Anhang 1 bzw. Anhang 2, war es von Nöten einige Messungen an jedem Transformator zu tätigen. Durch jeweils eine Messung im Leerlauf und im Kurzschluss ist es möglich, daraus die charakteristischen Komponenten zu berechnen.

5.1 Erste Messung

Um den Versuch nachzuvollziehen, hier einige Bilder aus den ausgeführten Messungen:

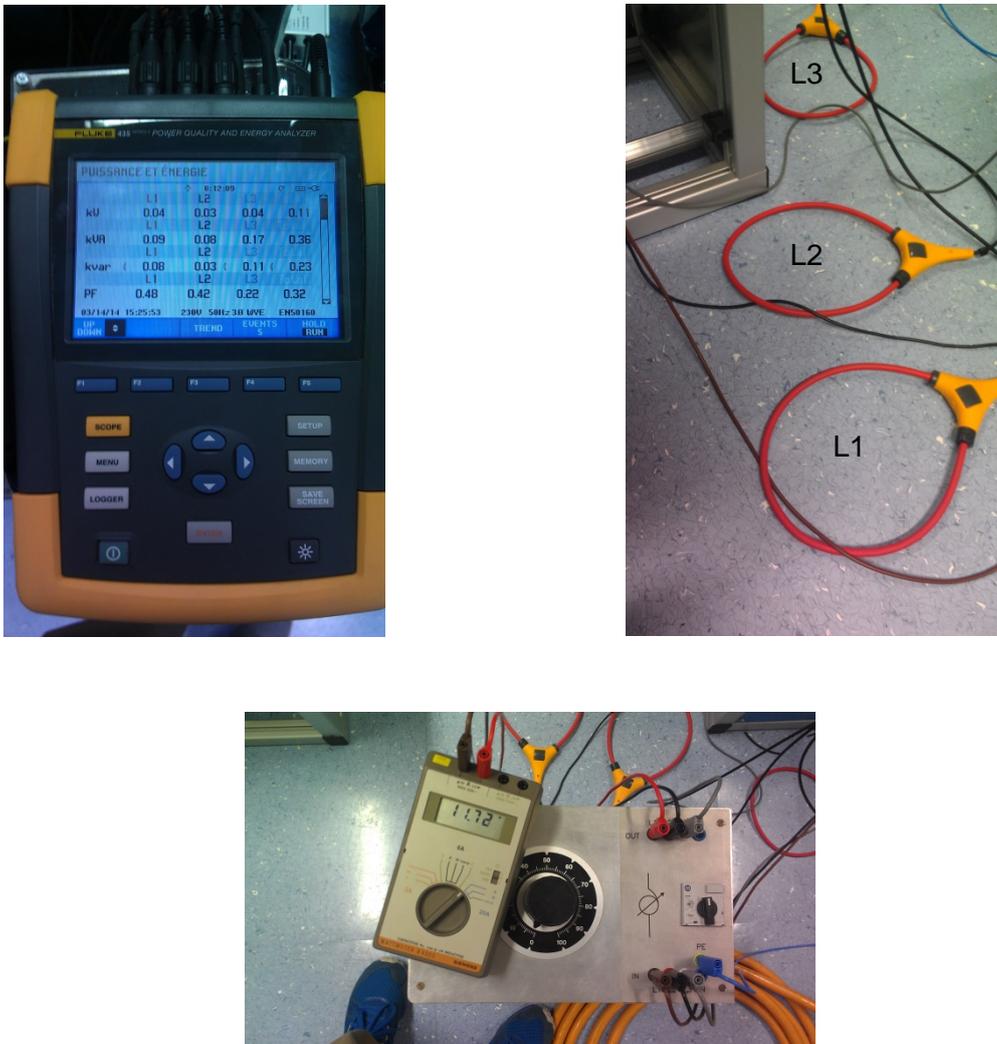


Abbildung 7 : Fotos zur Veranschaulichung der ausgeführten Messungen

Am 28.03.2014 wurde der Rapport der ersten Messung Herrn Pavanello hinterlegt. Nach einer Diskussion mit ihm wurde klar, dass die Resultate einige Unstimmigkeiten vorweisen. Dies kann durch das verwendete Messgerät FLUKE 435 Series II resultieren, da dieses die Leistungen nur in $[kW]$, $[kVAr]$ und $[kVA]$ mit zwei Dezimalstellen nach dem Komma angibt.

5.2 Zweite Messung

Daher wurde ein anderes Messgerät gesucht, um die Messungen zu präzisieren. Die Hochschule verfügt über das dreiphasige Wattmeter MAVOWATT 30, mit welchem versucht wurde, die Messungen zu wiederholen. Bei der ersten Testmessung mit dem Multi-Meter war klar, das Messgerät ist nicht geeignet für diese Art von Messungen und garantiert auch keine genaueren Messungen.

Aufgrund dieser Erkenntnis kam man zum Schluss, die Messung mit drei einphasigen Wattmetern METRAHIT Energy auszuführen, da so die exaktesten Messresultate resultieren. Die drei Wattmeter wurden wie in der folgenden Abbildung 8 angeschlossen:

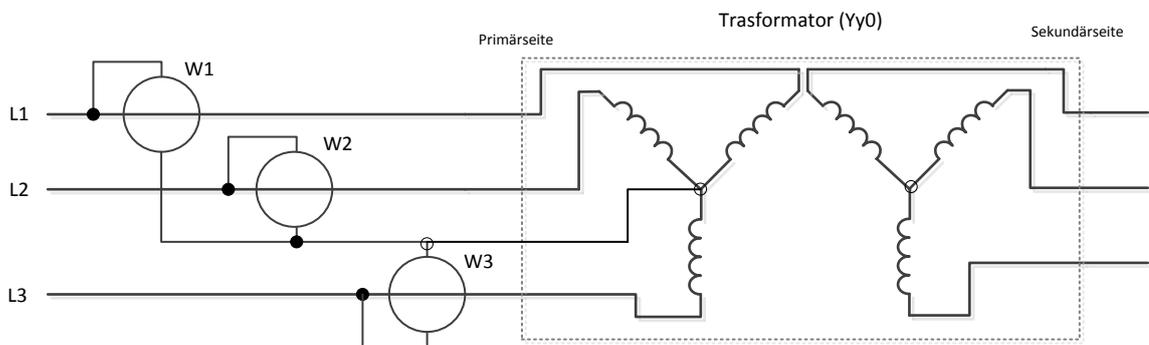


Abbildung 8 : Anschlusschema der drei Wattmeter

Das ganze Messprotokoll ist im Anhang 3 ersichtlich. Alle Messungen (im Leerlauf sowie im Kurzschluss) an den Transformatoren T3 und T4 wurden mit den drei Wattmetern durchgeführt. Für die beiden Transformatoren T1 und T2 konnte nur eine Messung im Leerlauf gemacht werden, da der Nominalstrom der Transformatoren mit $11.6[A]$ höher liegt als der maximale zulässige Strom der Wattmeter ($10[A]$). Bei diesen behielt man für den Kurzschlussversuch die erhaltenen Resultate der ersten Messung.

Das Resultat der zweiten Messung ergibt folgendes:

	T1	T2
\ddot{u}	0.984	0.984
$R_{1,pu}$	0.011 pu	0.010 pu
$R_{2,pu}$	0.013 pu	0.012 pu
$R_{fer,pu}$	88.59 pu	87.42 pu
$X_{h,pu}$	57.12 pu	55.05 pu
$R_{cc,pu}$	0.0215 pu	0.0215 pu
$X_{cc,pu}$	0.0155 pu	0.0142 pu
$X_{t,pu}$	0.0310 pu	0.0285 pu

Tabelle 1 : Messresultate in per unit (pu) der Transformatoren T1 & T2

	T3	T4
\ddot{u}	0.977	0.976
$R_{prim,pu}$	0.010 pu	0.010 pu
$R_{sec,pu}$	0.013 pu	0.013 pu
$R_{fer,pu}$	76.06 pu	76.17 pu
$X_{h,pu}$	44.05 pu	45.83 pu
$R_{cc,pu}$	0.0224pu	0.0252 pu
$X_{cc,pu}$	0.0120 pu	0.0120 pu
$X_{t,pu}$	0.0241 pu	0.0241 pu

Tabelle 2 : Messresultate in per unit (pu) der Transformatoren T3 & T4

Die Resultate von T1, T2 und T3, T4 decken einander ab. Dies garantiert noch nicht eine korrekte Messung, aber in einem Gespräch mit Herrn Lucas Farner wurde bestätigt, dass die gemessenen Werte im Rahmen liegen, wo er sie erwartet habe. Der berechnete Wert X_t ist schlussendlich das wichtigste Resultat, da dieses für die weiteren Simulationen und Konfigurationen der Schutzrelais verwendet wird.

6 BERECHNUNG DES EINPHASIGEN KURZSCHLUSSES

Ein erstes Szenario wurde bereits ins Auge gefasst. Es handelt sich dabei um einen einphasigen Kurzschluss zur Erde in der Mitte der Übertragungsleitung, genauer ausgedrückt, einer Freileitung. Das Schema dazu sieht wie folgt aus:

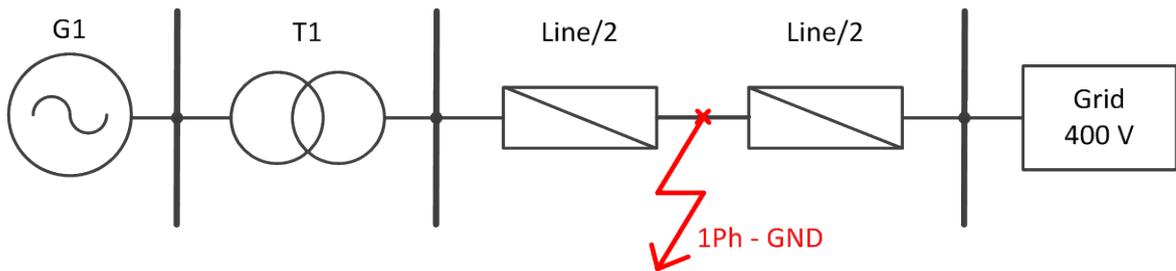


Abbildung 9 : Schema des einphasigen Kurzschlusses

Genauere Angaben zum Generator, Transformator, der Freileitung sowie des Netzes ist im Anhang 4 ersichtlich. Darin ist auch die genaue Berechnung des Kurzschlusses einsehbar.

Für den gesuchten einphasigen Kurzschluss zur Erde wurde folgendes Resultat gefunden:

$$I''_f = 54.19 [pu] \rightarrow I''_F = 625.74 [A] \quad \{Gl. 6.1\}$$

Der doppelte Apostroph (") bedeutet, dass es sich hierbei um den subtransienten Kurzschlussstrom handelt, welcher zu Beginn des Fehlers resultiert. Dies entspricht also dem maximalen Kurzschlussstrom, welcher bei dieser Art von Kurzschluss vorkommen kann.

Diese Berechnung wird im nächsten Kapitel mit einer Simulation überprüft.

7 SIMULATION MIT NEPLAN

NEPLAN ist ein komplexes Simulationsprogramm, das für die Analyse, Planung, Optimierung und Verwaltung elektrischer Versorgungsnetze dient.

Es wird nicht vertieft auf das Programm eingegangen, da dies den Rahmen sprengen würde. Für die Realisierung dieser Simulation wurde von NEPLAN der Support per E-Mail hinzugezogen. Dadurch konnten die vielen vom Programm benötigten Parameter von einem Experten begutachtet werden.

Das gesamte Schema mit den Resultaten der *Loadflow* und *Short Circuit Methode* an jedem Punkt des Einspeisepostens, ist im Anhang 5 einsehbar. Schlussendlich erhielt man für einen Erdkurzschluss in der Mitte der Übertragungsleitung folgendes Resultat:

$$I''_K = 584.27 [A] \qquad \{Gl. 7.1\}$$

Wie man sieht, ist auch hier die subtransiente Kurzschlussamplitude angegeben, um diese miteinander zu vergleichen.

7.1 Vergleich der Berechnung und Simulation

Die berechneten und simulierten Resultate wollen nun miteinander verglichen werden:

subtransiente Kurzschlussamplitude	berechnet	625.74 [A]
	simuliert	584.27 [A]
Fehler	absolut	41.47 [A]
	relativ	7.4 [%]

Tabelle 3 : Vergleich des berechneten und simulierten Erdkurzschlusses

Die Differenz der beiden Werte kann auf die verschiedenen Hypothesen zurückgeführt werden. Ohne diese Annahmen, wäre es gar nicht möglich gewesen, eine Berechnung oder Simulation durchzuführen.

Die erhaltenen Resultate decken aber einander ziemlich gut ab. Der relative Fehler von 7.4 [%] ist meines Erachtens ein gutes Resultat, wenn man beachtet, dass Berechnung und Simulation unabhängig voneinander ausgeführt wurden. Man darf daraus schliessen, dass der Erdkurzschluss sich in diesem Bereich befindet. Erst eine reelle Messung am Posten kann Korrektheit über die Resultate liefern.

8 WAHL DER STROM- UND SPANNUNGSWANDLER (CT & VT)

8.1 Theorie

Um eine korrekte Messung mit den Sicherheitsrelais der Firma ABB und SIEMENS zu erhalten, ist es von Nöten, eine vorausgehende Studie zur korrekten Wahl eines Strom- oder Spannungswandlers zu tätigen. In diesem Abschnitt werden auf die wichtigsten Faktoren eingegangen.

Der Eigenverbrauch (die Verlustleistung) der Anschlussleitungen auf der Sekundärseite und der Verbrauch der angeschlossenen Messinstrumente an einen Wandler werden als Bürde (Z_B) bezeichnet. Abhängig von der gemessenen Grösse unterscheidet man zwischen Strom- oder Spannungswandlern. Die Bemessungsleistung (S in [VA]), welche auf dem Leistungsschild des Wandlers ausgedrückt ist, resultiert aus dem Quadrat des Bemessungsstroms (I_{SN}) und der Bürde.

$$S = I_{SN}^2 * Z_B \quad [VA] \quad \{Gl. 8.1\}$$

Man kann auch den Leistungsverbrauch der Kabel an der Sekundärseite berechnen mit

$$S_{Kabel} = \frac{2 * L * I_{SN}^2}{\gamma * A} \quad [VA] \quad \{Gl. 8.2\}$$

wobei

L = einfache Leitungslänge [m]

I_{SN} = sekundärer Bemessungsstrom [A]

γ = elektrische Leitfähigkeit von Kupfer (bei 35°C, 53[m/(Ω * mm²)])

A = Leiterquerschnitt [mm²]

und den Leistungsverbrauch des Messinstruments, welcher aus dem technischen Datenblatt resultiert, herauslesen und zusammenaddieren. Dies ergibt ebenfalls die gesuchte Bemessungsleistung in [VA].

Nach VDE 0141, Absatz 5.3.4, sollen die Sekundärklemmen eines Strom- oder Spannungswandlers ab $U_N = 3.6[kV]$ geerdet werden. Im Niederspannungsbereich (bis $U_N = 1.2[kV]$) kann die Erdung entfallen, sofern das Gehäuse nicht grossflächig berührbare Metallflächen besitzt.

8.1.1 Stromwandler

Stromwandler werden dort eingesetzt, wo es nicht möglich ist, den Strom direkt zu messen. Ein Stromwandler ist im Prinzip ein einphasiger Transformator, welcher einen Primärstrom in eine messbare Grösse umwandelt. Er unterliegt jedoch einer strengen Norm, welche genau vorschreibt, wie gross der relative Fehler der Amplitude und Phase in Funktion des prozentualen Bemessungsstroms sein darf. Die verwendeten Amplituden auf der Sekundärseite sind meist 5[A] oder 1[A], letztere wird nur bei langen Messstrecken ($> 10[m]$) favorisiert. Dies weil die Verluste im Kabel proportional zum Quadrat des Stromes ansteigen und so zu grossen Messfehlern führt.

$$P_{Verluste} = R * I_{SN}^2 \quad \{Gl. 8.3\}$$

wobei

I_{SN} = sekundärer Bemessungsstrom [A]

R = Widerstand des Leiters [Ω]

Bemessungsstrom (I_{PN} , I_{SN})

Ein Stromwandler wird auf die primär- und sekundärseitigen Nennströme (I_{PN} & I_{SN}) bemessen. Laut Norm DIN VDE 0414, Teil 1, sind genormte Bemessungsströme 10 – 12.5 – 15 – 20 – 25 – 30 – 40 – 50 – 60 oder 75[A] und deren dezimalen Vielfache. Wie bereits angesprochen, werden als genormte Sekundärströme 5 oder 1[A] verwendet.

„Offenspannung“ eines Stromwandlers

Stromwandler ohne angeschlossene Bürde werden im Allgemeinen auf der Sekundärseite kurzgeschlossen. Ein nicht geschlossener Sekundärkreis wirkt auf den Wandler wie eine Bürde mit annähernd unendlich hohem Widerstand. Es treten hohe Spannungsspitzen auf, die eine Gefahr für den Menschen darstellen. Im Wandler kann es dabei zu Durchschlägen und zwischen den Klemmen zu Überschlägen führen.

Genauigkeitsklassen der Stromwandler

Anhand der Norm IEC 60044-1 werden Stromwandler für Schutzwecke mit den Genauigkeitsklassen 5P oder 10P verwendet. Das „P“ steht für „Protection“. Die Zahl gibt den prozentualen Gesamtfehler an, der bei einem Vielfachen des Bemessungsstroms zulässig ist. In der folgenden Tabelle 4 sehen sie einen Auszug aus der Norm IEC 60044-1:

Accuracy class	Current error at rated primary current %	Phase displacement at rated primary current		Composite error at rated accuracy limit primary current %
		minutes	centiradians	
5P	±1	±60	±1,8	5
10P	±3	–	–	10

Tabelle 4 : Genauigkeitsklassen der Stromwandler für Schutzzwecke

(Quelle: Norm IEC60044-1, Seite 77, Abschnitt 12.3)

Zusätzlich wird beim Stromwandler ein Suffix nach der Genauigkeitsklasse angegeben, z.B. 5P10 oder 5P20. Diese Zahl gibt an, mit welchem Vielfachen des Bemessungsstroms der Transformator sättigt. Dies ist auch wichtig zu wissen, da das Schutzrelais im Falle einer auftretenden Anomalie noch bis zu einem gewissen Vielfachen des Nominalstroms in der Lage sein muss, korrekte Messungen zu tätigen. Die Wahl dieser Ziffer ist natürlich Systemabhängig und muss anhand des zu erwartendem Kurzschlussstromes evaluiert werden.

8.1.2 Spannungswandler

Im Allgemeinen werden Spannungswandler in folgende zwei Kategorien aufgeteilt:

- ◆ *Spannungswandler für Messzwecke*: Spannungswandler, welcher zum Anschluss von Messgeräten, Zählern und ähnlichem dient.
- ◆ *Spannungswandler für Schutzzwecke*: Spannungswandler, welcher zum Anschluss von Schutzeinrichtungen, wie z. B. Distanzschutz, Überspannungsschutz, Überstromschutz und ähnlichem dient.

Dabei benutzt vorwiegend induktive Wandler, nur im Höchstspannungsbereich (230 – 400[kV]) werden kapazitive Spannungswandler eingesetzt. In unserem Fall beschränkt man sich auf induktive Wandler für Schutzzwecke.

Ein Spannungswandler ist, wie bereits beim Stromwandler besprochen, im Prinzip ein einphasiger Transformator. Er übersetzt eine meist höhere Primärspannung in eine genormte Sekundärspannung. Ebenfalls hier gilt eine strenge Norm, die besagt, wie gross der relative Fehler der Amplitude und Phase sein darf. So werden Spannungswandler in verschiedene Genauigkeitsklassen eingeteilt.

Bemessungsspannung (U_{PN} , U_{SN})

Nach IEC 60044-2, Abschnitt 5.1.2, werden in Europa als genormte Sekundärspannungen 100[V] oder 110[V] benutzt. Bei längeren Messstrecken auf der Sekundärseite wird auch 200[V] verwendet. Werden die Komponenten in Stern angeschlossen, ist es auch möglich, als Normwerte die Phasenspannungen zu benutzen. Dies entspricht einer Division durch den Verkettungsfaktor ($\sqrt{3}$) beider Spannungsniveaus.

Kurzgeschlossener Sekundärkreis

Es muss darauf geachtet werden, dass der Spannungswandler bei angeschlossener Primärspannung sekundär nie kurzgeschlossen wird. Dies würde zu hohen Strömen führen und den Transformator beschädigen.

Genauigkeitsklassen der Spannungswandler

Ebenfalls hier besteht eine Norm, die IEC60044-2, welche die Spannungswandler in verschiedene Genauigkeitsklassen einteilt. Auch hier beschränkt man sich auf die Betrachtung der Spannungswandler für Schutzzwecke mit dem Suffix „P“ für „Protection“. In der Tabelle 5 sieht man einen Auszug aus der Norm IEC60044-2:

Class	Percentage voltage (ratio) error + or –	Phase displacement + or –	
		Minutes	Centiradians
3P	3,0	120	3,5
6P	6,0	240	7,0

NOTE When ordering transformers having two separate secondary windings, because of their interdependence, the user should specify two output ranges, one for each winding, the upper limit of each output range corresponding to a standard rated output value. Each winding should fulfil its respective accuracy requirements within its output range, whilst at the same time the other winding has an output of any value from zero up to 100 % of the upper limit of its output range. In proving compliance with this requirement, it is sufficient to test at extreme values only. If no specification of output ranges is supplied, these ranges are deemed to be from 25 % to 100 % of the rated output for each winding

Tabelle 5 : Genauigkeitsklassen der Spannungswandler für Schutzzwecke

(Quelle: Norm IEC60044-2, Seite 75, Abschnitt 13.3)

8.2 Anwendung

8.2.1 Nominalstrom

Der Nominalstrom des Systems im GridLab wird vom Generator impliziert. Da Anfangs nur ein Generator (G_1) ins Netz einspeist, kann am Typenschild der Nominalstrom abgelesen werden:

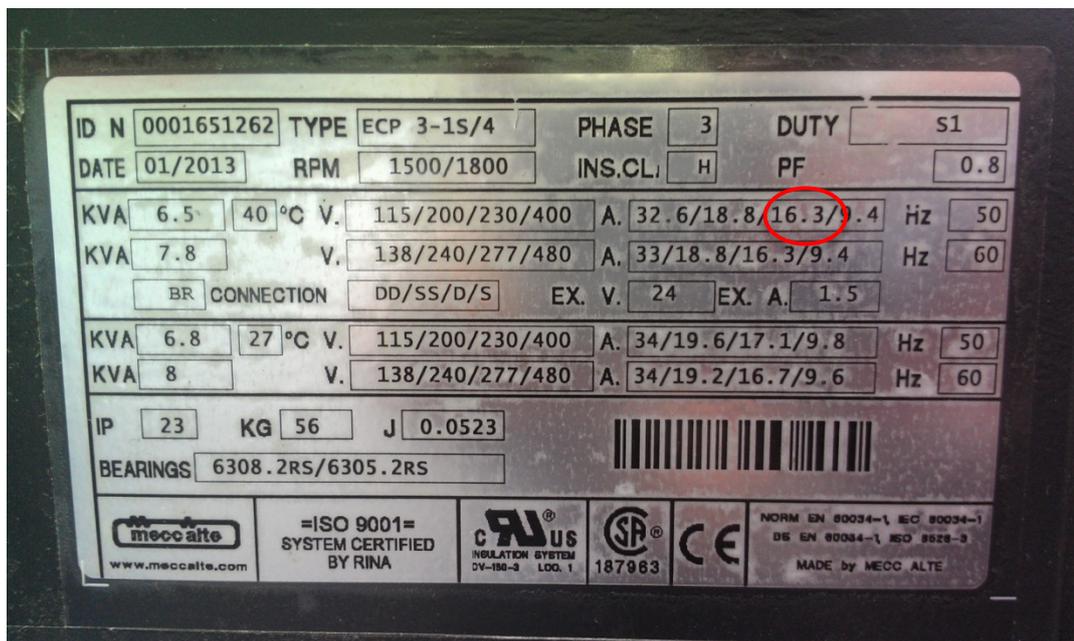


Abbildung 10 : Typenschild des Generators G1

Die Betrachtung des Typenschildes ergab, dass der Nominalstrom des Systems, welcher ins Netz gespeist wird, $I_N = 9.4[A]$ entspricht. Die Aussenleiterspannung beträgt $400[V]$.

Der Nominalstrom kann auch folgendermassen berechnet werden:

$$S = \sqrt{3} * U * I_N \rightarrow I_N = \frac{S}{\sqrt{3} * U} = \frac{6.5[kVA]}{\sqrt{3} * 400[V]} = 9.4[A] \quad \{Gl. 8.4\}$$

8.2.2 Kriterien für die Stromwandler

In unserem Fall sind alle Messungen zentral (im GridLab) und so verfügt man nur an kleinen Messstrecken auf der Sekundärseite. Darum wählt man einen Stromwandler mit einem sekundären Bemessungsstrom von 5[A].

Da der Bemessungsstrom für die Primär- und Sekundärseite normiert werden muss, wählt man einen primären Bemessungsstrom der höher liegt, als der berechnete Nominalstrom. Demzufolge nimmt man einen Stromwandler mit 10/5[A] (primär- und sekundärseitig). Es wäre auch möglich einen Stromwandler mit den Bemessungsströmen 12.5/5[A] zu wählen. Dies hat aber eine negative Auswirkung auf die Präzision der Messung, da man sich vom Nominalstrom entfernt.

Der Leistungsverbrauch der Kabel auf der Messseite wurde mit der Annahme einer maximalen einfachen Leitungslänge von 10[m] berechnet. Als Anschlusskabel werden Kupferleitungen mit einem minimalen Querschnitt von 2.5[mm²] angenommen.

$$S_{Kabel} = \frac{2 * L * I_{SN}^2}{\gamma * A} = \frac{2 * 10[m] * (5[A])^2}{53[m/(\Omega * mm^2)] * 2.5[mm^2]} = 3.8[VA] \quad \{Gl. 8.5\}$$

Zu diesem Wert muss noch der Eigenverbrauch der jeweils angeschlossenen Messgeräte (RED615, REF615, RET670 oder 7SJ8041) hinzuaddiert werden. Jeweils ein Auszug aus den technischen Datenblättern der Sicherheitsrelais von ABB und Siemens sind in Anhang 6 ersichtlich. Da die Werte jedoch im [mVA] Bereich liegen, können diese, in Anbetracht des Leistungsverbrauchs der Kabel, zur Dimensionierung des Stromwandlers vernachlässigt werden.

Daher ergibt sich, Stromwandler wie auch Spannungswandler mit einer Bemessungsleistung von 5[VA] vorzusehen.

Die Wahl der Genauigkeitsklasse hängt sicherlich davon ab, ob man den Stromwandler nur als Schutzzweck verwenden will. Ich schlage für die Anwendung im GridLab vor, einen Wandler in der Klasse 5P zu verwenden. Dies, weil sicherlich viel Messungen im normalen Betrieb, d.h., ohne aufgetretene Anomalie durchgeführt werden. So verfügt man über einen weniger grossen relativen Fehler. Was weiter in Erfahrung gebracht werden konnte, je genauer die Klasse desto teurer der Wandler.

Zum Suffix (10 oder 20) muss gesagt werden, es ist den meisten Herstellern gar nicht möglich beide anzubieten. Dies schränkt die Bemessungsleistung und die gewählte Genauigkeitsklasse ein. Nimmt man das konkrete Modell bei uns, so muss zugegeben werden, dass dies nicht viel Unterschied macht. Bei einer simulierten Kurzschlussamplitude von $584.27[A]$ wobei der Nominalstrom $9.4[A]$ beträgt, ergibt sich hier ein Verhältnis von

$$\frac{584.27[A]}{9.4[A]} = 62.2 \quad \{Gl. 8.6\}$$

was den Stromwandler in beiden Konfigurationen in die Sättigung fallen lässt. Daher wird dies von Fall zu Fall mit dem Hersteller besprochen und dementsprechend entschieden.

8.2.3 Kriterien für die Spannungswandler

Wie in der Theorie über die Spannungswandler (Abschnitt 8.1.2) erläutert wurde, muss es sich um einen Spannungswandler für Schutzzwecke handeln. Dabei muss es ein induktiven Wandler sein, da wir uns im Niederspannungsbereich ($< 1[kV]$) befinden.

Als primäre Bemessungsspannung wird die Aussenleiterspannung von $400[V]$ gewählt und als sekundäre Bemessungsspannung eine Amplitude von $100[V]$. Damit ergibt sich ein Übersetzungsverhältnis von:

$$400 / 100 [V] \quad \{Gl. 8.7\}$$

Die Wahl der sekundären Spannung basiert nur aus reiner Beobachtung von angewandten Beispielen im Niederspannungsbereich. Eine wissenschaftliche Begründung zur korrekten Wahl der Ausgangsamplitude konnte leider nicht gefunden werden.

Da es vorgesehen ist, drei Spannungswandler für die Messung der Spannung zu benutzen, können die Transformatoren primär wie auch sekundär in Stern geschaltet werden, um so die Anzahl Leiter zu minimieren. Somit muss dem Übersetzungsverhältnis der Verkettungsfaktor hinzugefügt werden und ergibt:

$$\frac{400}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} [V] \quad \{Gl. 9.8\}$$

In der Abbildung 11 ist die Anschlussmöglichkeit mit einem Beispiel veranschaulicht:

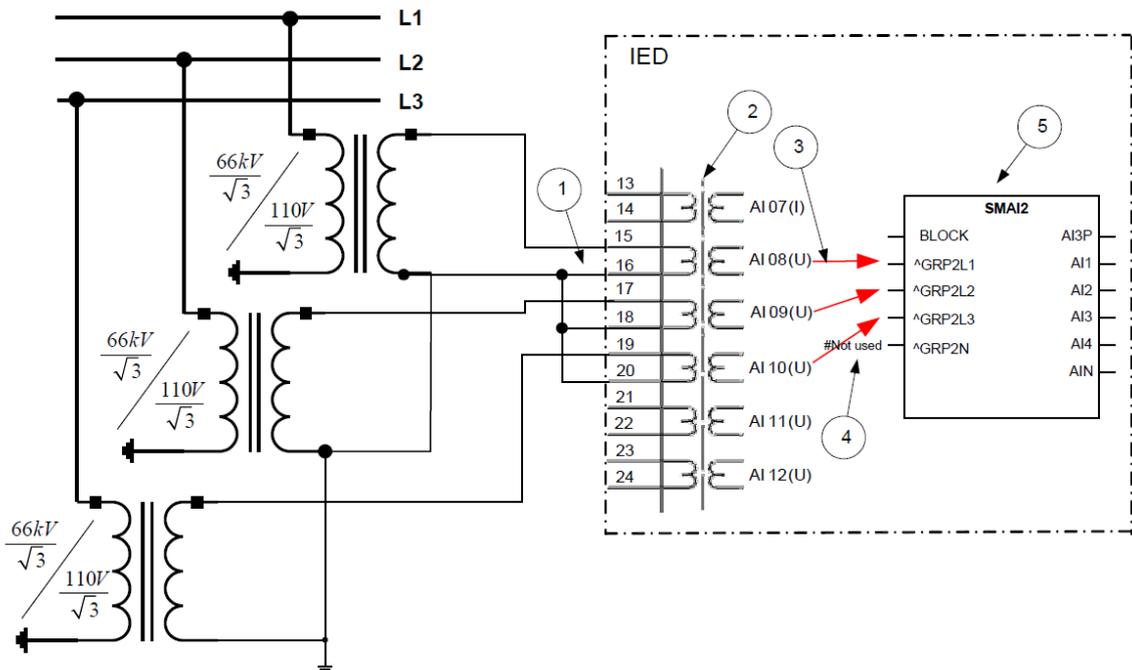


Abbildung 11 : Beispiel eines Anschlussschemas für Spannungswandler

(Quelle: ABB, Transformer protection RET670, Application manual, Kapitel 3, Seite 47, Veröffentlichung 2011)

Beschreibung der Abbildung 11 :

IED: Intelligent Electronic Device

1 : Anschlussklemmen an das Relais

2 : Interne Transformation des Signals

3 : Verbindung der BI an den Funktionsblock

5 : Funktionsblock (Signal Matrix für Analog Inputs)

Dies hat aber keinerlei Einfluss auf die Funktionalität des Wandlers. Es handelt sich lediglich um eine Frage der Parametrierung der Relais in den jeweiligen Softwareprogrammen.

Zur Genauigkeitsklasse des Spannungswandlers kann man eigentlich nur wiederholen was bereits zum Stromwandler gesagt wurde. Da auch im normalen Betrieb gemessen werden will, empfiehlt es sich die Klasse 3P zu wählen. Bei der 6P Klasse, was einen 6% Fehler zulässt, ergibt sich:

$$\Delta U = \text{rel. Fehler} * U_{NOM} = 6\% * 400 [V] = 24 [V] \quad \{Gl. 8.9\}$$

Dies finde ich nicht mehr im Rahmen, in welchen aussagekräftige Messungen getätigt werden können. Daher wird wenn möglich mit einem Hersteller die Klasse 3P bestellt.

8.2.4 Produktvorschläge

Anhand der Besprechung der Kriterien wurde nun ein Produkt gesucht, welches alle Bedingungen erfüllt. Dabei fand man die Firma RS ISOLSEC mit Sitz in Frankreich und PFIFFNER Messwandler AG aus der Schweiz.

Mit beiden Firmen wurde der Kontakt aufgenommen und die benötigten Voraussetzungen der Strom- und Spannungswandler angegeben.

Für die Spannungswandler erhielt man die gewünschten Voraussetzungen bei beiden Herstellern.

Mit den Stromwandlern gab es jedoch Unterschiede. Die Firma RS ISOLSEC gab an, für sie sei die Genauigkeitsklasse nur mit dem Suffix 5P10 möglich herzustellen, 5P20 sei physikalisch nicht realisierbar. Die Firma PFIFFNER hingegen erklärte, für sie sei es möglich beide genannten Genauigkeitsklassen herzustellen. Von beiden Firmen wurden Offerten eingeholt, die sich im Anhang 7 und im Anhang 8 befinden.

8.2.5 Produktwahl

Die Gegenüberstellung der beiden Offerten sieht folgendermassen aus:

	PFIFFNER	RS ISOLSEC
3 x CT	1050 [CHF]	533.60 [CHF]
3 x VT	660 [CHF]	406.60 [CHF]
Porto und Versand	85 [CHF]	112.50 [CHF]
Total	1795 [CHF]	1052.70 [CHF]

Tabelle 6 : Vergleich der Offerten von PFIFFNER und RS ISOLSEC

Für die Kostengegenüberstellung wurde ein Eurowechselkurs von 1.21 [CHF/EUR] gewählt.

Es wurde entschieden, jeweils 3 Strom- und Spannungswandler der Firma RS ISOLSEC zu bestellen. Dies, aufgrund des guten Supports und weil so Kosten von rund 700 [CHF] gespart werden. Da die Lieferfrist 3 Wochen nach Bezahlung betrug, beschloss man diese auch umgehend zu bestellen. Die Produktdetails der Strom- und Spannungswandler sind im Anhang 9, bzw. Anhang 10 ersichtlich.

Mit diesen werden erste Tests ausgeführt, um zu sehen, ob sich diese Wandler für unser System eignen. Im späteren Verlauf wird dann entschieden, ob man weitere bestellen will oder nicht.

9 REALISIERUNG EINES MOBILEN WAGENS

Nachdem die Strom- und Spannungswandler bestellt wurden, kam schnell die Frage auf, an welchem Ort man diese platzieren soll. Dies ist natürlich abhängig der implementierten Schutzfunktion.

Aufgrund der Tatsache, dass im GridLab nicht mehr viel freier Raum an den Posten zur Verfügung steht, schlug man in einem Gespräch mit Herrn Costa die Idee vor, einen mobilen Wagen zu realisieren. Dadurch bleibt man flexibel bezüglich des Standorts der implementierten Schutzfunktionen und kann dieselben Wandler auch für verschiedene Relais benutzen.

Das Pflichtenheft des Wagens war, er musste klein genug sein, um zwischen den Gängen der vier verschiedenen Posten zu zirkulieren. Weiter sollte er sich in das Bild des Grid-Labs, besonders in das Bild des untersuchenden Modells gut integrieren.

Nach einer ersten Analyse, bei der die maximale Anzahl benötigten Wandler eruiert wurde, kam zum Vorschein, ein einziger Wagen würde zu gross ausfallen. Zusätzlich sind auch alle Strom- und Spannungswandler an einem Ort platziert, wodurch lange Messleitungen resultieren.

Deshalb entschloss man sich, zwei Wagen zu realisieren um diesen Problemen entgegen zu wirken. Da insgesamt nur sechs Wandler bestellt wurden, haben alle auf einem Wagen Platz. Somit wird anfangs auch nur für einen der beiden Wagen das Material bestellt und montiert.

Die komplette Bestellliste mit den Preisen ist im Anhang 11 ersichtlich. Das bestellte Material für den Wagen beläuft sich auf 740[CHF], exklusiv den beiden Anschlussplatten, die man an der Hochschule angefertigt hat.

Der Wagen wurde mit 30x30 Profilen der Firma Item realisiert. Die Grundstruktur des Wagens ist in der Abbildung 12 ersichtlich. Im Anhang 12 ist der dazugehörige 2D Plan mit den Hauptmassen einsehbar.



Abbildung 12 : Grundstruktur des Wagens, gezeichnet in Inventor

Die Verbindung der Wandler an die Schutzrelais und den Posten wird am obersten Stock des Wagens gemacht. Dabei werden dieselben farbigen Platten, wie sonst auch im Grid-Lab verwendet. Als Verbindungselemente verwendet man die Sicherheitslaborbuchsen ($d = 4[mm]$), die an der Hochschule benutzt werden und mit den Laborkabeln kompatibel sind.

Ein Wagen ist ausgerichtet, auf den zwei Etagen jeweils sechs Wandler zu besitzen. Dabei verfügt man über das Glück, dass die bestellten Strom- und Spannungswandler der Firma RS ISOLSEC den quasi identischen Sockelabstand besitzen ($\Delta = 2[mm]$). Dementsprechend kann mit einem symmetrischen Aufbau des Wagens beide Arten von Wandlern montiert werden.

10 SCHUTZTECHNIK

10.1 Sternpunktbehandlung

(Quelle: L.G. Hewitson, Practical Power System Protection, ab Seite 27, Veröffentlichung 2005)

In diesem Kapitel soll auf die verschiedenen Methoden eingegangen werden, wie ein elektrisches Netz geerdet werden kann.

Im Prinzip gibt es zwei verschiedene Überkategorien, die geerdeten Netze und die isoliert betriebenen Netze, wobei man im weiteren Verlauf nur die geerdeten Netze betrachten will. In Niederspannungsnetzen (LV) und Höchstspannungsnetzen (UHV) wird überwiegend starr geerdet betrieben. Die Hochspannungsnetze (HV) und Mittelspannungsnetze werden in Europa mehrheitlich gelöst betrieben. Im störungsfreien Zustand sind keinerlei Unterschiede für den Endverbraucher spürbar, erst beim Eintritt einer Störung wird die Wirkungsweise der verschiedenen Betriebsmodi ersichtlich.

In den folgenden Betrachtungen ist der Generator und Transformator jeweils in Stern geschaltet, wie es auch in den meisten Verteilernetzen der Fall ist.

10.1.1 Direkte Erdung

In diesem Fall ist der Neutraleiter des Geräts starr oder direkt mit dem Erdleiter verbunden und weist so einen geringen Widerstand auf. Der einzige Widerstand ist jener des Kupferdrahtes, welcher quasi vernachlässigt werden kann.

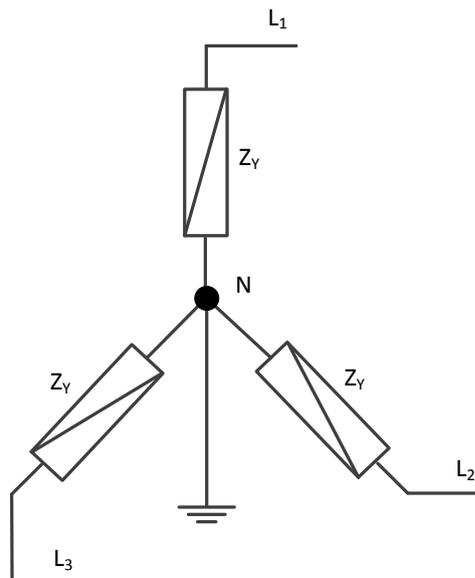


Abbildung 13 : Neutraleiter starr/direkt zur Erde verbunden

Die Vorteile dieser Methode sind sicherlich, dass so der Neutraleiter und der Erdleiter ständig auf demselben Potenzial gehalten werden. Weiter hat so ein einphasiger Erd-

schluss dieselbe Amplitude wie ein Phasenkurzschluss ohne Berührung zur Erde. Dies hat den Vorteil, dass keine weiteren sensiblen Relais zur Erdfehlererkennung nötig sind.

In der Praxis sind die meisten Kurzschlüsse einphasige Erdschlüsse. In dieser Konfiguration verlangt es viel vom System ab. Dies auch, weil so die dritte Harmonische zwischen den Neutralpunkten zu zirkulieren tendiert.

10.1.2 Erdung anhand eines Widerstands

Hier verfügt man zwischen dem Sternpunkt und der Erde einen Widerstand, siehe Abbildung 14:

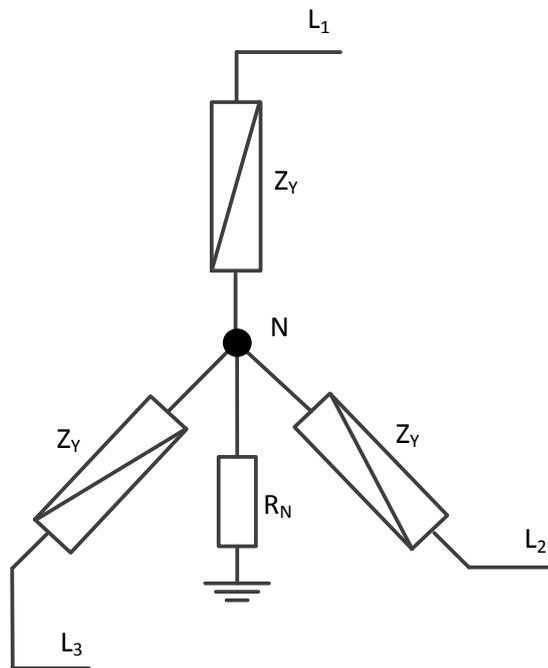


Abbildung 14 : Erdung anhand eines Widerstands

Diese Art wird vor allem im Niederspannungs- und Mittelspannungsbereich verwendet. Der Widerstand (R_N) wird so dimensioniert, damit die Amplitude des Erdkurzschlussstromes nicht höher als das Zweifache des Nennstromes des Transformators liegt. Dadurch ergibt sich eine relativ hohe Kurzschlussspannung, was eine völlige Isolierung der Polleiter zur Erde voraussetzt. Die mechanische Beanspruchung der Leitungen ist tiefer als bei den starr geerdeten Netzen.

10.1.3 Erdung anhand einer Reaktanz

Bei diesem Konzept wird eine Reaktanz (L_N) zwischen Sternpunkt und Erde eingesetzt, siehe Abbildung 15.

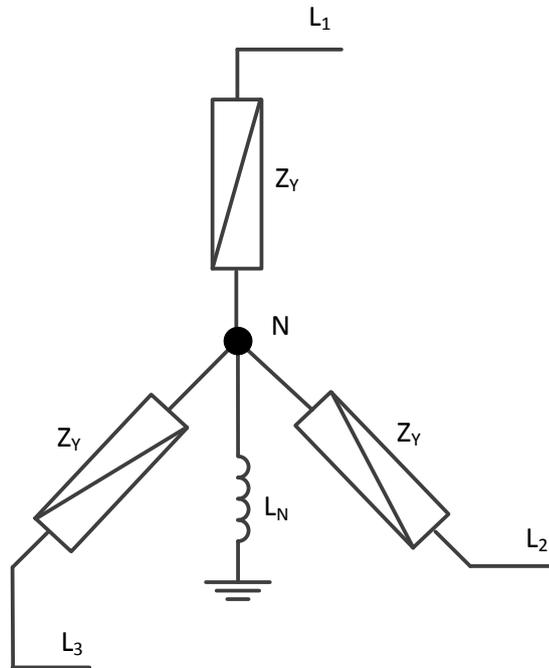


Abbildung 15 : Erdung anhand einer Reaktanz

Der Einsatz dieser Erdungsmöglichkeit wird gleich wie im vorherigen Abschnitt im Nieder- oder Mittelspannungsbereich verwendet. Um jedoch dieselben Werte zu erhalten, resultiert die Reaktanz physikalisch kleiner aus, was natürlich auch kosteneinsparender ist.

10.1.4 Gelöschtes Netz

Ein gelöscht betriebenes Netz, oder auch Resonanzsternpunktterdung genannt, ist dann der Fall, wenn mehrere Sternpunkte von Generatoren und Transformatoren über Erdkurzschlussdrosseln geerdet sind. Diese sogenannten Petersenspulen werden auf den berechneten Erdkurzschluss dimensioniert und werden im Mittel- und Hochspannungsbereich angewendet.

10.2 Selektivität

(Quelle: Schneider Electric, ZXTHMSSCHUTZ, Leitfaden über den Schutz, ab Seite 15, Veröffentlichung 1999)

Alle Schutzvorrichtungen müssen untereinander eine Gesamtheit darstellen, welche natürlich von der Netzstruktur abhängt. Daher muss das System aus einem anderen Betrachtungswinkel gesehen werden, welches auf dem Prinzip der Selektivität beruht. Das Ziel der Selektivität besteht darin, den vom Fehler betroffenen Teil vom restlichen System zu isolieren und dabei den „gesunden“ Teil des Netzes unter Spannung zu lassen. Es können verschiedene Vorkehrungen angewandt werden, um eine adäquate Selektivität zu gewährleisten:

- Stromselektivität
- Zeitselektivität
- Logische Selektivität

Es kann unter der angegebenen Quelle nähere Informationen bezüglich der verschiedenen Selektivitätsvorrichtungen beschaffen werden. Hier beschränkt man sich auf die Zeitselektivität, da diese die interessanteste für unser System darstellt.

10.2.1 Zeitselektivität

Wie der Name es bereits zu errahnen lässt, beruht sich die Zeitselektivität darauf, den Überstromschutzeinrichtungen entlang eines Strangs verschiedene Verzögerungen zuzuweisen. Je näher sich das Schutzrelais der Einspeisung befindet, desto länger ist die Verzögerung. Das Delta der Ansprechzeit (Δt) zwischen zwei folgenden Schutzrelais wird Selektivitätsintervall genannt. Es muss folgende Voraussetzung erfüllen:

$$\Delta t \geq t_{CB} + t_{RT} + 2 * t_D \quad [s] \quad \{Gl. 10.1\}$$

wobei

t_{CB} : Ausschaltzeit des Leistungsschalters [s]

t_{RT} : Rückkehrzeit der Schutzeinrichtungen in die Ruhestellung [s]

t_D : Verzögerungstoleranzen [s]

In der Praxis wird unter der Berücksichtigung der Leistungsdaten der Leitungsschutzschalter und der Schutzrelais mehrheitlich ein Wert von $\Delta t = 0.3$ [s] angenommen. Damit wird eine gute Sicherheit gewährleistet und ist auch sehr einfach zu implementieren. Siehe das Beispiel in der Abbildung 16:

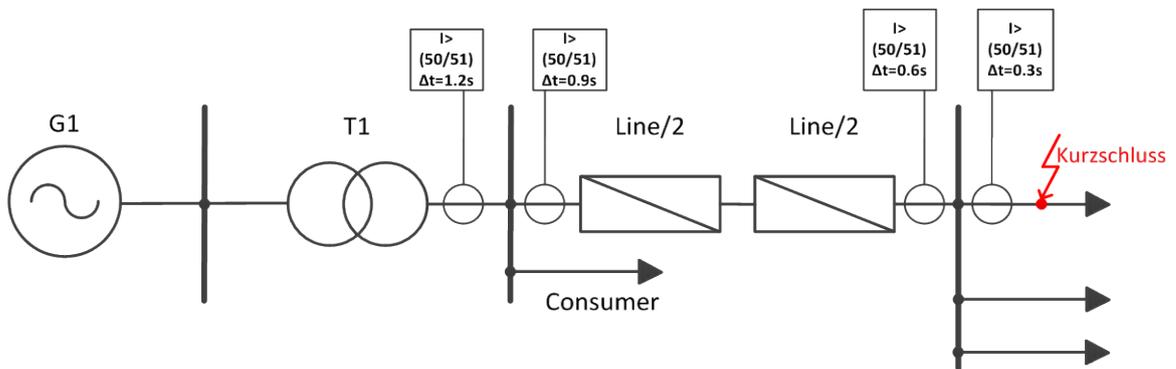


Abbildung 16 : Beispiel für eine angewandte Zeitstaffelung

Werden jedoch eine zu grosse Anzahl von Schutzrelais hintereinander geschaltet, so ergibt sich eine zu lange Verzögerungszeit bei der Einspeisung, welche nicht mehr zulässig ist.

Es gibt zwei verschiedene Arten von verzögerten Schutzfunktionen:

- mit stromunabhängiger Verzögerung (DT)
- mit stromabhängiger Verzögerung (IDMT)

Bei der DT Charakteristik ist die Verzögerung konstant und nicht Stromabhängig, falls dieser grösser ist als der Ansprechwert. Dies ist auf der nächsten Seite in der Abbildung 17 deutlicher erklärt:

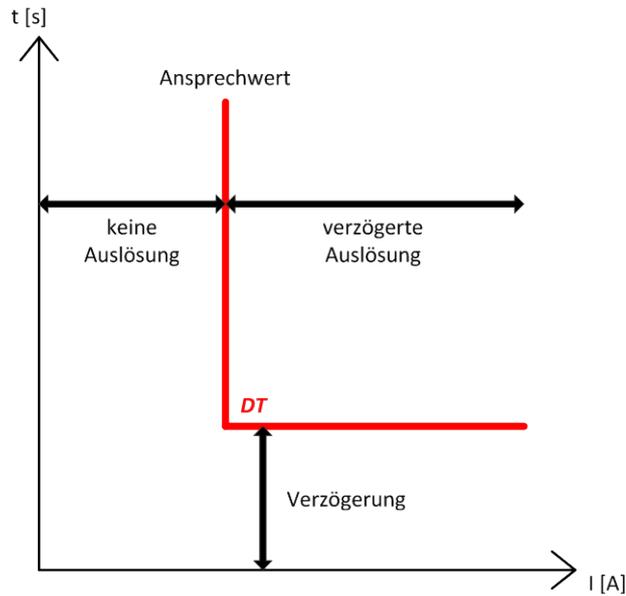


Abbildung 17 : Auslösekurve für die DT Charakteristik

Die IDMT Charakteristik hingegen ist bei einer Überschreitung des Ansprechwertes Stromabhängig und auch die Verzögerung ist nicht mehr konstant. Dabei kann gesagt werden, je grösser der Fehlerstrom, desto kürzer die Verzögerung. Die Abbildung 18 verdeutlicht das soeben gesagte:

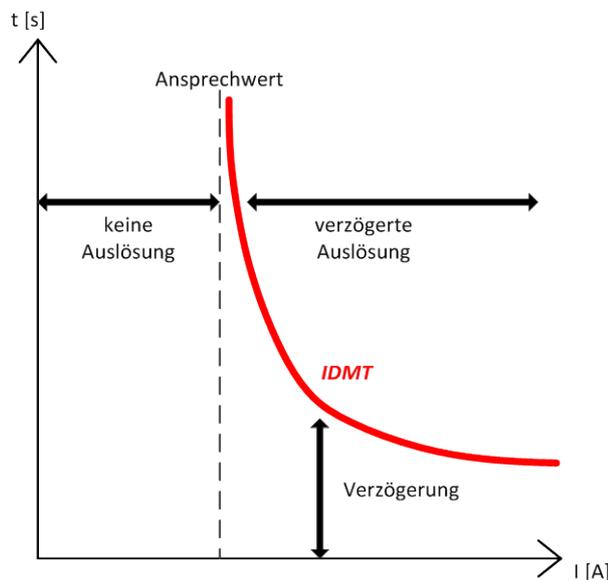


Abbildung 18 : Auslösekurve für die IDMT Charakteristik

Heutzutage ist es möglich in den digitalen Schutzrelais die Charakteristik (DT oder IDMT) der Schutzfunktion frei zu wählen. Die meisten Relais können auch mehrere Stufen überlappend implementiert haben, so dass eine komplexere Zeitstaffelung resultiert.

10.3 Schutzfunktionen

Die zentralsten Schutzfunktionen sind in der Abbildung 19 ersichtlich. Diese entsprechen der Norm IEEE (ANSI) C37.2. Anhand der ANSI Nummer können die verschiedenen Schutzfunktionen benannt und wiedererkannt werden.

code ANSI	libellé de la fonction	définition
12	Survitesse	Détection de survitesse des machines tournantes
14	Sous-vitesse	Détection de sous-vitesse des machines tournantes
21	Protection de distance	Détection de mesure d'impédance
21B	Minimum d'impédance	Protection de secours des générateurs contre les courts-circuits entre phases
24	Contrôle de flux	Contrôle de surfluxage
25	Contrôle de synchronisme	Contrôle d'autorisation de couplage de deux parties de réseau
26	Thermostat	Protection contre les surcharges
27	Minimum de tension	Protection pour contrôle d'une baisse de tension
27D	Minimum de tension directe	Protection des moteurs contre un fonctionnement à tension insuffisante
27R	Minimum de tension rémanente	Contrôle de disparition de la tension entretenue par les machines tournantes après déconnexion de l'alimentation
27TN	Minimum de tension résiduelle harmonique 3	Détection de défaut d'isolement à la terre d'enroulements statoriques (neutre impédant)
32P	Maximum de puissance active directionnelle	Protection de contrôle de transfert maximal de puissance active
32Q	Maximum de puissance réactive directionnelle	Protection de contrôle de transfert maximal de puissance réactive
37	Minimum de courant phase	Protection triphasée contre les minima de courant
37P	Minimum de puissance active directionnelle	Protection de contrôle de transfert minimal de puissance active
37Q	Minimum de puissance réactive directionnelle	Protection de contrôle de transfert minimal de puissance réactive
38	Surveillance de température de paliers	Protection contre les échauffements anormaux des paliers des machines tournantes
40	Perte d'excitation	Protection des machines synchrones contre défaut ou perte d'excitation
46	Maximum de composante inverse	Protection contre les déséquilibres des courants des phases
47	Maximum de tension inverse	Protection de tension inverse et détection du sens de rotation inverse de machine tournante
48 - 51LR	Démarrage trop long et blocage rotor	Protection des moteurs contre le démarrage en surcharge ou sous tension réduite, et pour charge pouvant se bloquer
49	Image thermique	Protection contre les surcharges
49T	Sonde de température	Protection contre les échauffements anormaux des enroulements des machines
50	Maximum de courant phase instantanée	Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases
50BF	Défaillance disjoncteur	Protection de contrôle de la non-ouverture du disjoncteur après ordre de déclenchement
50N ou 50G	Maximum de courant terre instantanée	Protection contre les défauts à la terre : 50N : courant résiduel calculé ou mesuré par 3 TC 50G : courant résiduel mesuré directement par un seul capteur (TC ou tore)
50V	Maximum de courant phase à retenue de tension instantanée	Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases, à seuil dépendant de la tension
50/27	Mise sous tension accidentelle générateur	Détection de mise sous tension accidentelle de générateur
51	Maximum de courant phase temporisée	Protection triphasée contre les surcharges et les courts-circuits entre phases
51N ou 51G	Maximum de courant terre temporisée	Protection contre les défauts à la terre : 51N : courant résiduel calculé ou mesuré par 3 TC 51G : courant résiduel mesuré directement par un seul capteur (TC ou tore)
51V	Maximum de courant phase à retenue de tension temporisée	Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases, à seuil dépendant de la tension
59	Maximum de tension	Protection de contrôle d'une tension trop élevée ou suffisante
59N	Maximum de tension résiduelle	Protection de détection de défaut d'isolement
63	Pression	Détection de défaut interne transformateur (gaz, pression)
64REF	Différentielle de terre restreinte	Protection contre les défauts à la terre d'enroulements triphasés couplés en étoile avec neutre relié à la terre
64G	100 % stator générateur	Détection de défauts d'isolement à la terre des enroulements statoriques (réseau à neutre impédant)
66	Limitation du nombre de démarrages	Protection contrôlant le nombre de démarrages des moteurs
67	Maximum de courant phase directionnelle	Protection triphasée contre les courts-circuits selon le sens d'écoulement du courant
67N/67NC	Maximum de courant terre directionnelle	Protection contre les défauts à la terre selon le sens d'écoulement du courant (NC : Neutre Compensé)
78	Saut de vecteur	Protection de découplage à saut de vecteur
78PS	Perte de synchronisme (pole slip)	Détection de perte de synchronisme des machines synchrones en réseau
79	Réenclencheur	Automatisme de refermeture de disjoncteur après déclenchement sur défaut fugitif de ligne
81H	Maximum de fréquence	Protection contre une fréquence anormalement élevée
81L	Minimum de fréquence	Protection contre une fréquence anormalement basse
81R	Dérivée de fréquence (rocof)	Protection de découplage rapide entre deux parties de réseau
87B	Différentielle jeu de barres	Protection triphasée contre les défauts internes de jeu de barres
87G	Différentielle générateur	Protection triphasée contre les défauts internes d'alternateurs
87L	Différentielle ligne	Protection triphasée contre les défauts internes de ligne
87M	Différentielle moteur	Protection triphasée contre les défauts internes de moteur
87T	Différentielle transformateur	Protection triphasée contre les défauts internes de transformateur

Abbildung 19 : Auszug der wichtigsten Schutzfunktionen

(Quelle: Schneider Electric, Etude d'une installation HTA, Abschnitt B29, Seite B32, Veröffentlichung 2012)

Im Verlaufe des Berichts wird genauer darauf eingegangen, welche Schutzfunktionen für die Anwendung im GridLab verwendet werden.

10.4 Verfügbare Schutzrelais

10.4.1 Einleitung

Um ein Energiesystem sicher zu schützen, braucht es verschiedene Apparaturen die miteinander arbeiten. In diesem Kapitel will man auf die vorhandene Infrastruktur in der Testbank eingehen.

Der Aufbau der Testbank sieht wie folgt aus:



Abbildung 20 : Aufbau der Testbank im GridLab

Folgende Produkte stehen zur Verfügung:

ABB

- **REF615** Feeder Protection
Bestellcode: HBFJAEAGBECCBNA1XE
- **RED615 (2x)** Line Differential Protection
Bestellcode: HBDBAAACBJACBNA1XE
- **RET670** Transformer Protection
Bestellcode: 1MRK002816-XE
- **ABB RTU 560 CIG10** Controller
- **AFS660** Ruggedized Ethernet Switch

SIEMENS

- **7SJ8041** Overcurrent Protection Relay
Bestellcode: 7SJ8041-5EA90-1FB0/CC

OMICRON

- **CMC353** Three-Phase Relay Testing Solution

Folgende Software steht zur Verfügung:

ABB

- **PCM600 V2.5**
- **IET600 V5.2**
- **ITT600 SA Explorer V1.8 (Assembly V3.8.0.1)**
- **Wavewin VF.J**

SIEMENS

- **DIGSI V4.87.10**
- **SIGRA V4.52.02**
- **SIMEAS P V1.41.04**

OMICRON

- **Test Universe V3.0**
- **RelaySimTest V1.0 Beta2**

Anhand dieser Hardware soll der Schutz für einen der Einspeiseposten implementiert werden. Das Testgerät von OMICRON hilft die parametrisierten Schutzfunktionen zu prüfen und einen Prüfbericht zu erstellen.

10.4.2 Inbetriebnahme der verschiedenen Relais

Jedes Schutzrelais wird in einer Standardkonfiguration bestellt. Diese Information ist danach im Bestellcode und am Relais ersichtlich. Die verschiedenen Relais haben je nach Standardkonfiguration mehr oder weniger Schutzfunktionen verfügbar. Auch das Modul für die analogen Strom- und Spannungseingänge ist somit fest definiert und hat seine Nominalwerte. Ist das Schutzgerät erworben, kann man es nicht mehr mit zusätzlichen Funktionen erweitern. Nur z.B. beim RET670 ist es möglich, einzelne Module nachträglich zu kaufen um die Schutzfunktionspalette zu erweitern, dabei ist man natürlich auch verpflichtet die Software auf den neuesten Stand bringen.

Um die verschiedenen Relais in Betrieb zu nehmen, musste man zuerst alle Programme verstehen. Da natürlich ABB und Siemens zwei unterschiedliche Softwares zur Parametrierung der Relais besitzen, musste jeweils eine lange Zeit zum Verständnis von PCM600 und DIGSI 4 investiert werden.

Das Parametriertool PCM600 bietet eine einheitliche Bedienoberfläche für alle ABB Schutzprodukte. Es ist ein sehr komplexes Programm, das dem Anwender erlaubt, in verschiedenen Oberflächen die Relais zu programmieren und parametrieren. Ausserdem ist das PCM600 auf der Basis der Norm IEC 61850 für Kommunikation zwischen Anlagen- und Stationsebenen (Sampled Values) sowie der Kommunikation zwischen den Schutzrelais in einer Anlage (GOOSE Message) aufgebaut. Daher werden die Funktionsblöcke im Programm auch nach der IEC Norm benannt.

Die Parametrieroberfläche von DIGSI 4 bietet in etwa dasselbe wie das von ABB, ist aber für den Laien oder Neueinsteiger viel intuitiver zu bedienen. Des Weiteren verfügt das Relais auch über das Kommunikationsprotokoll IEC 61850.

Nach dem Einarbeiten in die verschiedenen Programme konnte man alle Schutzrelais in Betrieb nehmen und sie so weit parametrieren, dass sie für einen weiteren Gebrauch bereit sind.

Einzig ein Problem ist noch nicht geklärt. Die Standarddatei des Schutzrelais RET670 ist nicht die Richtige. Es standen nach der Kontaktaufnahme mit ABB drei verschiedene Dateien zur Verfügung, wobei keine als einwandfrei erschien. Daher wurde versucht, eine der Konfigurationsdateien des Schutzrelais in PCM600 so herzurichten, damit sie stimmt. Dies wurde erreicht, nur bei der Kommunikation via IEC61850, kann es Fehler ergeben. Herr Helwig versicherte aber, dass dies von der Firma ABB noch geklärt wird und sie die korrekte Standardversion nachliefern wollen.

10.5 Schutzkonzept

10.5.1 Schutzkonzept mit vier Generator, ideal

Schema

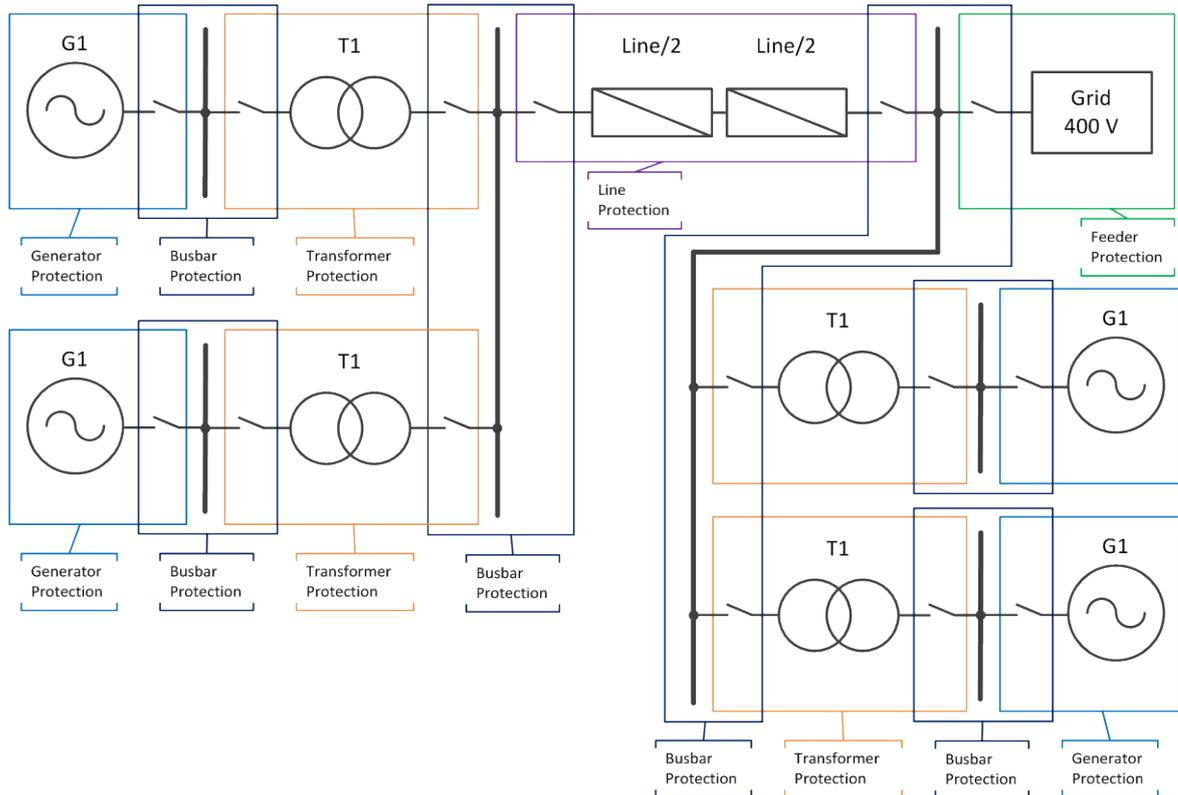


Abbildung 21 : Ideales Schutzkonzept mit allen vier Generatoren

Beschreibung

Dies ist das ideale Konzept für alle vier Einspeiseposten. In der Abbildung 21 sind die Schutzfunktionen der verschiedenen Apparaturen farblich eingeschlossen. Dabei wird versucht, die Schutzzonen miteinander zu überlappen, wodurch man eine hohe Selektivität gewährleistet.

Beurteilung

Dieses Konzept ist nur in der Theorie realisierbar. Um dies umzusetzen, braucht es zu viele Schutzapparaturen, die miteinander auf der Basis von IEC 61850 kommunizieren können. Die Kosten um dies zu realisieren sind viel zu hoch. Es kann sicherlich ein intelligentes kombiniertes Konzept erarbeitet werden, bei dem man nur ein Bruchteil der aufgeführten Schutzapparate benötigt. Dies muss in näherer Zukunft geschehen, wenn man mit vier Generatoren ins Netz einspeisen will.

10.5.2 Schutzkonzept mit einem Generator, ideal

Schema

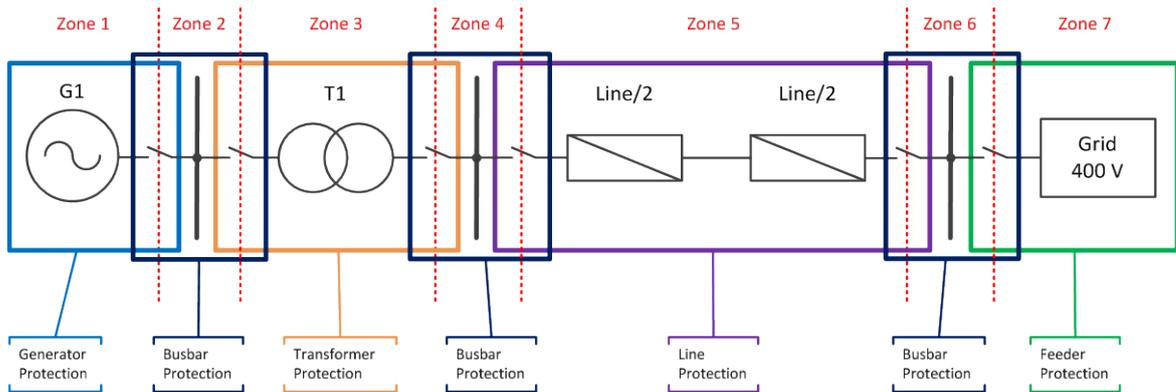


Abbildung 22 : Ideales Schutzkonzept mit einem Generator

Beschreibung

Dieses Konzept basiert auf dem vorhin gesehenen mit allen vier Generatoren. Des Weiteren sind auch die verschiedenen Schutz zonen angegeben. Die werden immer vom Generator ausgehend, bis zum Einspeisepunkt nummeriert. Welche konkreten Funktionen implementiert werden, sind nicht angegeben, aber die Hauptfunktion jeder Zone ist in der Abbildung 22 zu sehen.

Beurteilung

Die Beurteilung dieses Konzepts fällt gleich aus wie das im Abschnitt 10.5.1. Es handelt sich um eine theoretische Annäherung einer Lösung. Die heutzutage mehrheitlich verwendeten digitalen Relais können zwar mehrere Funktionen abdecken, aber schlussendlich müsste man zu viele Geräte erwerben.

10.5.3 Schutzkonzept mit einem Generator und vorhandenen Schutzrelais

Schema

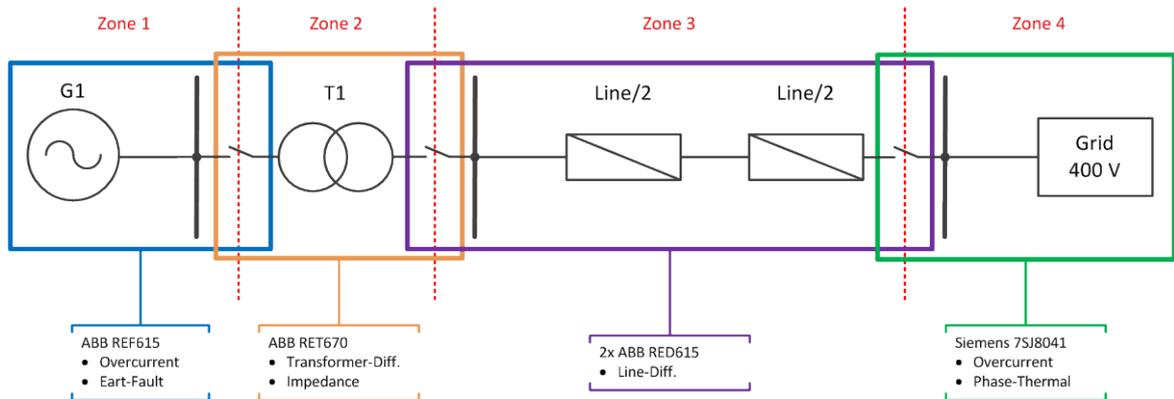


Abbildung 23 : Schutzkonzept mit einem Generator und vorhandenen Schutzrelais

Beschreibung

In dieser Studie wird versucht, mit den vorhandenen Schutzrelais ein Konzept zu erstellen. Dabei benutzt man auch so wenig Leistungsschalter wie möglich. Daher teilen sich die verschiedenen Schutzfunktionen die Schalter. Wie aber ersichtlich ist, bleibt man dem Konzept treu, dass sich die verschiedenen Schutzzonen überlappen.

Beurteilung

Die Idee, dass sich die Schutzrelais dieselben Leistungsschalter teilen, finde ich gut. Damit ist es möglich, viele Komponenten einzusparen, ohne dass ein negativer Einfluss auf die Sicherheit des Systems resultiert. Es handelt sich aber hier gleichwohl um ein ziemlich komplexes Schutzkonzept, das schwierig ist selektiv zu parametrieren. Gerade bei unserem Modell im GridLab wird diese Parametrierung auf grosse Probleme stossen, da die Distanzen sehr kurz zwischen den zu schützenden Objekten sind.

10.5.4 Schutzkonzept mit reinem Überstromzeitschutz

Schema

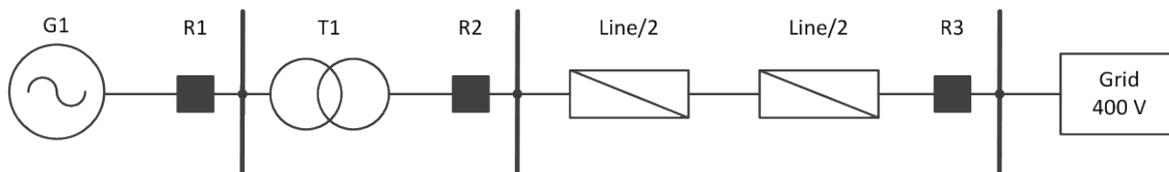


Abbildung 24 : Schutzkonzept mit reinem Überstromzeitschutz

Relais

Relais	Fabrikant	Typ
R1	ABB	REF615
R2	ABB	RET670
R3	SIEMENS	7SJ8041

Tabelle 7 : Benutzte Relais für das Konzept mit reinem Überstromzeitschutz

Funktionen

Relais	IEC 60617	IEC-ANSI	IEC 61850
R1 / REF615	3I>>>	50P/51P	PHIPTOC
	3I>>->	67-2	DPHHPDOC
	3I>->	67-1	DPHLPDOC
	Io>>->	67N-1	DEFHPDEF
	Io>->	67N-2	DEFLPDEF
R2 / RET670	3I>	51/67	OC4PTOC
R3 / 7SJ8041	3I>>>/ 3I>>/3I>	50P/51P	PHIPTOC
	Io>>>/ Io>>/Io>	67N	DEFLPDEF

Tabelle 8 : Verwendete Funktionen für das Konzept mit reinem Überstromzeitschutz

Beschreibung

Dies ist eine andere Überlegung die man erarbeitete, wobei man nur den Fall eines Kurzschlusses betrachtet. Deshalb versuchte man nur Überstromzeitschutzfunktionen zu implementieren, wobei diese einer Zeitstaffelung unterliegen. Die Anzahl benötigten Stufen jeder Funktion kann dabei noch verändert werden, hier sind alle möglichen angegeben.

Beurteilung

Vorteile:

- Verfügbarkeit des Systems, wenn mehrere Generatoren angeschlossen
- Preisgünstig
- Guter Schutz der teuren Geräte
- Didaktisch einfach zu verstehen.

Nachteile:

- Eigentlicher Backupschutz wird als Hauptschutz verwendet
- Keine überlappenden Schutzfunktionen, daher schlechte Selektivität
- Mit Zeitstaffelung (Zeitselektivität) kann es zu langen Verzögerungen in der Nähe des Generators führen
- Nicht sicher ob die Zeitstaffelung auch im konkreten Fall funktioniert.

10.5.5 Vorgeschlagenes Schutzkonzept

Schema

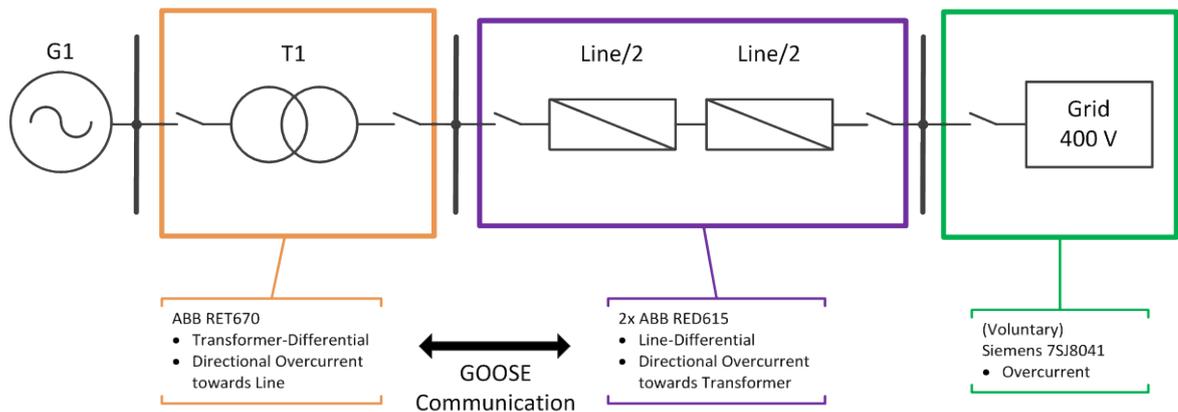


Abbildung 25 : Vorgeschlagenes Schutzkonzept

Beschreibung

Dieses Schutzkonzept wurde in der Zusammenarbeit mit Herrn Markus Helwig von ABB erarbeitet. Dabei hatte man versucht, nur die nötigsten Schutzfunktionen zu benutzen. Man sah, dass dieses Schutzkonzept keine Überlappung der Funktionen aufwies, da der Sammelschienenschutz mit den vorhandenen Geräten nicht implementiert werden konnte.

Ein wichtiger Kernpunkt ist sicherlich die Kommunikation zwischen RET670 und RED670, da nur so ein selektiver Schutz resultiert. Der Transformator- sowie Leitungsdifferentialschutz fungieren als Hauptschutz und die beiden gerichteten Überstromschutzfunktionen dienen als Backupschutz.

Falls der Transformator-differentialschutz auslöst, wird die gerichtete Überstromschutzfunktion an der Übertragungsleitung blockiert. Dies geschieht mittels GOOSE Kommunikation des Übertragungsprotokolls IEC 61850. Umgekehrt funktioniert das Prinzip des Differential-schutzes der Leitung und des gerichteten Überstromschutzes natürlich genau gleich. Weil die beiden Überstromschutzfunktionen gerichtet sind und diese mit dem Differential-schutz kommuniziert, können diese dieselbe Zeitverzögerung ($t_{DELAY} \cong 0.3s$) vorweisen.

Die Überstromschutzfunktion beim Einspeisepunkt ins Netz (Grid), welche mit dem Siemens Überstromschutzrelais vorgesehen ist, muss man nicht unbedingt implementieren. Erst zum Zeitpunkt, wenn alle vier Generatoren ins Netz einspeisen, muss diese Schutzfunktion vorhanden sein. So kann das Netz am effektivsten geschützt und ausser Betrieb genommen werden, wenn man beispielsweise im Inselbetrieb arbeiten möchte.

Beurteilung

Dieses Schutzkonzept ist für einen ersten Anlauf die beste Methode. Es beinhaltet die wichtigsten Schutzfunktionen, ohne das Konzept zu komplex und damit anfällig für Fehler zu machen.

Des Weiteren ist auch die GOOSE Kommunikation zwischen den Schutzrelais vorgesehen, welches grosses Potential hat. Deshalb ist es ein Muss für unsere Hochschule, darin Erfahrungswerte zu Sammeln.

Durch diese Verknüpfung der verschiedenen Funktionen kann das System als selektiv betrachtet werden.

11 VERDRAHTUNGSPLAN FÜR CT UND VT

In diesem Kapitel will man kurz erläutern, wie die Strom- und Spannungswandler angeschlossen werden können. Es gibt verschiedenste Möglichkeiten diese anzuschliessen, genauere Informationen sind in den *Technical Manuals* zu entnehmen. Wie im Unterkapitel 8.1 erwähnt, muss man die Sekundärseite der Wandler nicht unbedingt erden, dennoch wird es in der Praxis aus Sicherheitsgründen meist getan.

11.1 Anschlussschema der Stromwandler

11.1.1 Variante 1: Der Neutralleiterstrom wird berechnet

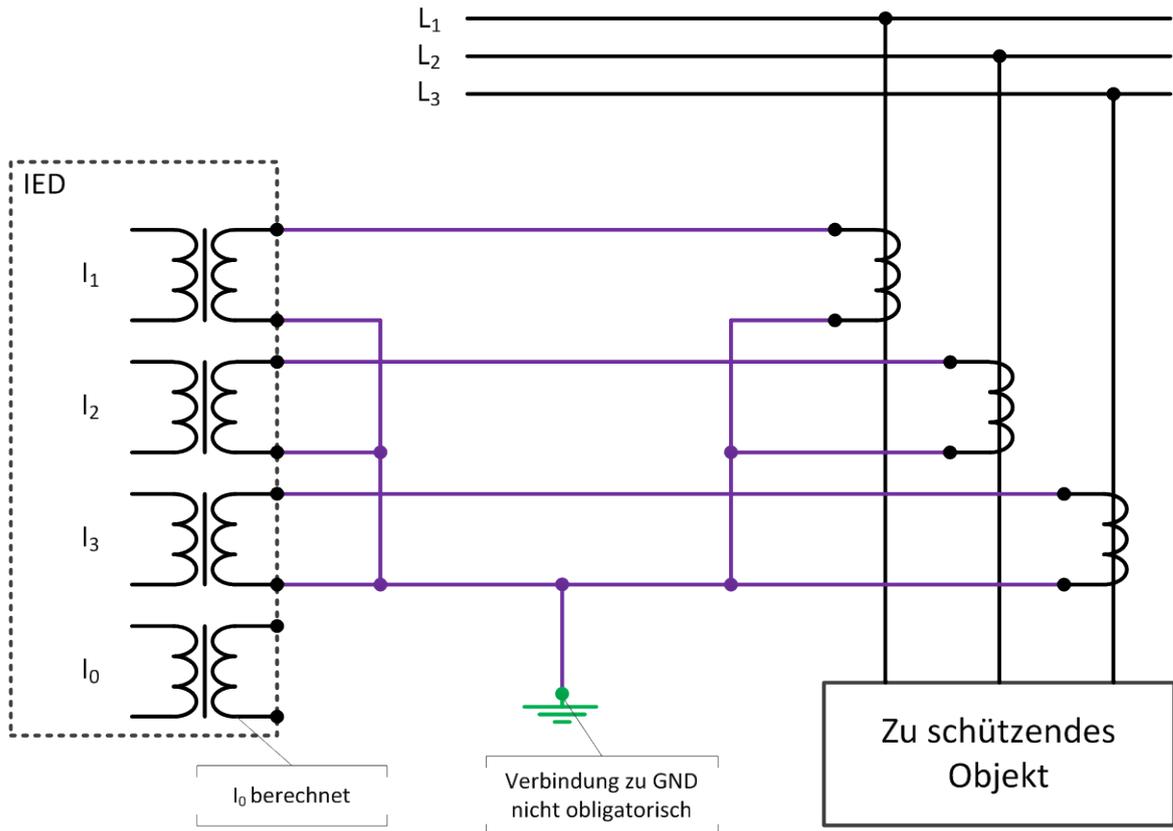


Abbildung 26 : Anschlussschema für CT mit berechnetem Neutralleiterstrom

11.1.2 Variante 2: Der Neutraleiterstrom wird gemessen

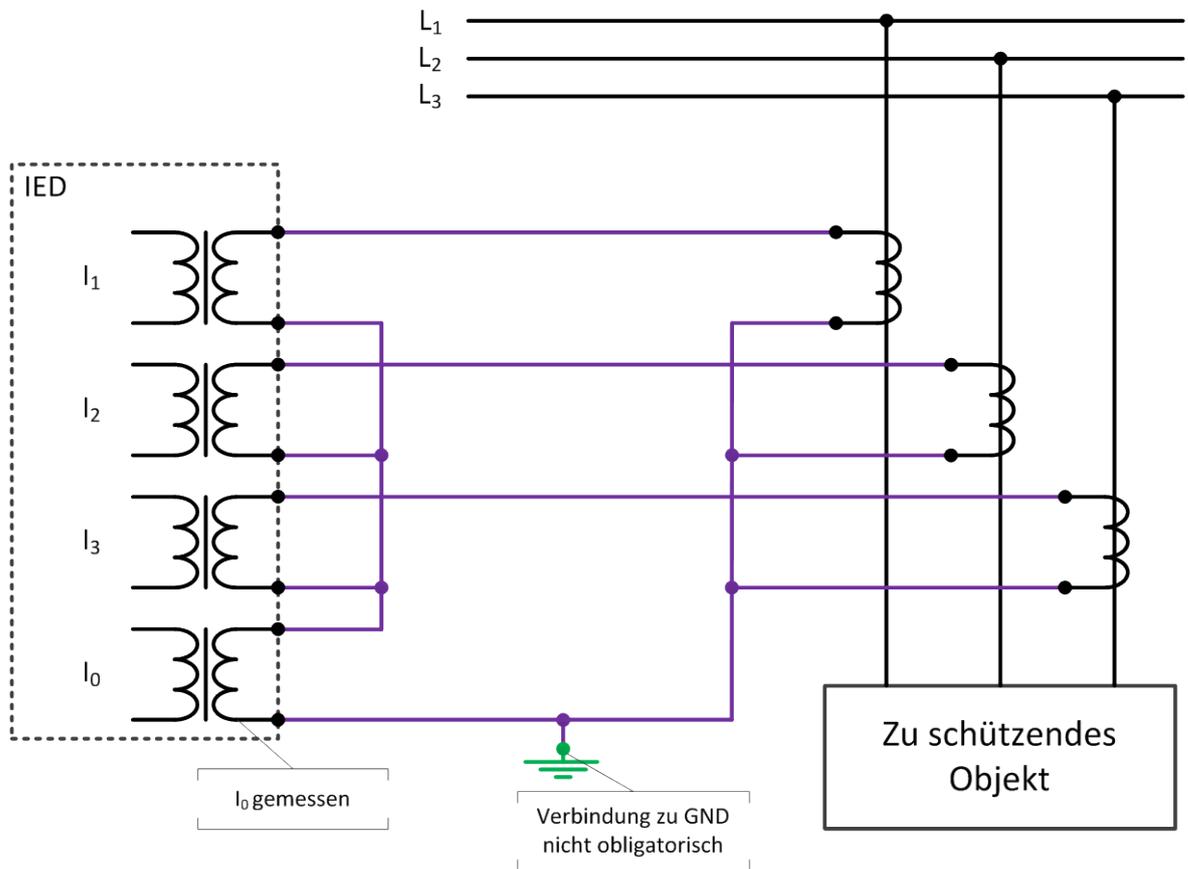


Abbildung 27 : Anschlussschema für CT mit gemessenem Neutraleiterstrom

11.2 Anschlussschema der Spannungswandler

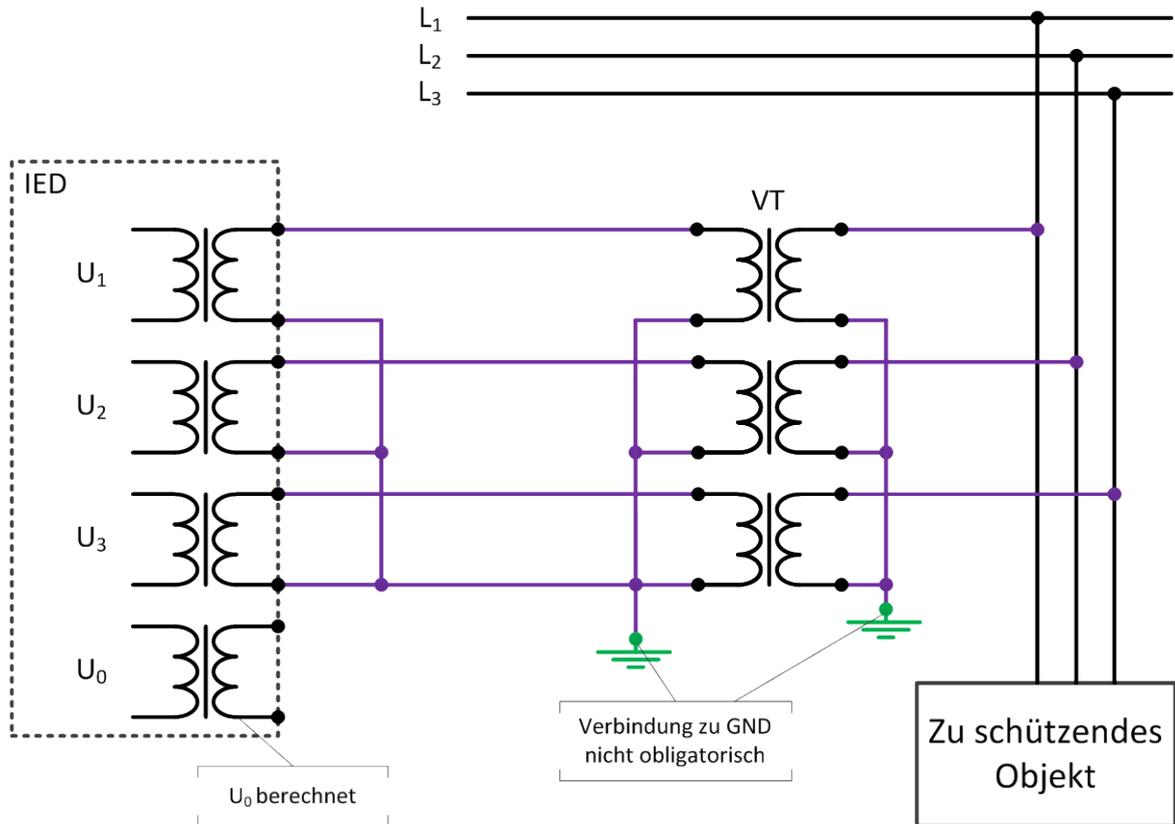


Abbildung 28 : Anschlussschema für VT mit berechnetem Neutralleiterstrom

12 TEST UNIVERSE

12.1 Einleitung

Das von OMICRON entwickelte Test Universe dient der Prüfung von Schutz- und Messgeräten. Dabei wurde darauf geachtet, dass die Bedienoberfläche für den Anwender so klar wie möglich ist. Die verschiedenen Icons im Programm sind selbsterklärend, ansonsten bleibt man einfach mit der Maus beim unbekanntem Symbol stehen und es öffnet sich eine Schnellhilfe. Diese erklärt dann die wichtigsten Aspekte.

Auf der Internetplattform von Youtube hat OMICRON einen eigenen Kanal, in dem sich verschiedene Videos zur korrekten Vorbereitung und Ausführung einer Prüfung befinden. Diese sind gut und logisch aufgebaut, so dass man spielerisch das Programm kennen lernen kann. Hat man sich erst einmal auf der Internetseite von OMICRON registriert, besteht die Möglichkeit, Online Seminaren (Webinar) beizuwohnen. Diese werden von Experten aus aller Welt gehalten und sind interaktiv.

Das Test Universe ist in verschiedene Prüfmodule unterteilt, bei denen einzeln eine Lizenz gekauft werden muss. Die Hochschule hatte das Privileg, alle Lizenzen für 3 Monate frei zu testen und danach zu entscheiden, welche man für notwendig findet und erwerben will.

12.2 Prüfmodule

Wie bereits erwähnt, besteht das Test Universe aus verschiedenen Prüfmodulen. In der folgenden Abbildung 29 sieht man die Startseite des Programms:

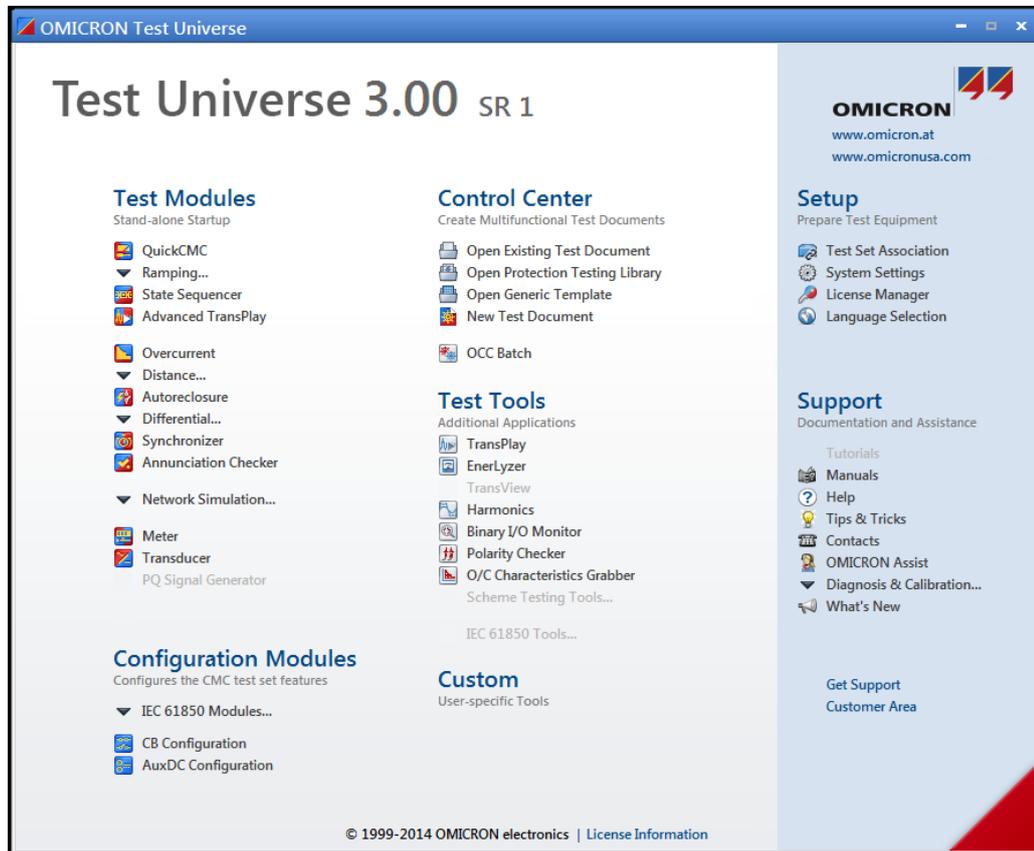


Abbildung 29 : Startseite von Test Universe V3.0

Mit einigen von den aufgeführten Modulen wurde ein kurzer Test, oder ein Prüfprotokoll für eine parametrisierte Schutzfunktion erstellt.

Die Philosophie von OMICRON ist das „OHMsche Gesetz von OMICRON“ anzuwenden. Dies bedeutet in jedem Prüfmodul wird wie folgt vorgegangen:



Abbildung 30 : OHMsches Gesetz von OMICRON

Prüfobjekt :

- Identifikation des zu testenden Objekts
- Definition der Objektparameter

Hardware Konfiguration :

- Konfiguration der In- und Outputs des OMICRON CMC Geräts

Prüfmodul :

- Durchführung der Prüfung

Test Universe erstellt automatisch aus dem vollzogenen Test ein Prüfprotokoll, welches gesichert werden kann.

13 PARAMETRIERUNG DER SCHUTZFUNKTIONEN UND PRÜFUNGEN MIT TEST UNIVERSE

Es wurden verschiedene Prüfungen mit dem Test Universe durchgeführt. Als eigenes Ziel war gesetzt, die folgenden Schutzfunktionen zu parametrieren und auch zu prüfen:

- Distanzschutz
- Differentialschutz
- Überlastschutz
- Überstromzeitschutz
- Erdfehlerschutz

Die Parametrierung der verschiedenen Funktionen ist in den *Technical Manuals* der jeweiligen Relais gut erklärt. Es würde den Rahmen sprengen, genauer zu erklären, welcher Parameter man wie und wo konfiguriert.

13.1 Distanzschutz

Für den Distanzschutz ist leider keines der vorhandenen Relais vorgesehen, nur das Schutzrelais RET670 kann dies als Backupschutz anbieten. Da die Relais in einer Standardkonfiguration bestellt werden, musste man jenes damals auswählen. Das ist leider nicht der Fall und so ist es gar nicht möglich den Distanzschutz zu realisieren.

Die Studie zum Distanzschutz ist ziemlich komplex und benötigt viel Zeit um korrekt parametrieren zu werden. Aufgrund der Tatsache, dass wir keinen Distanzschutz implementieren können, hat man diese Funktion nicht weiter studiert.

13.2 Differentialschutz

Da das OMICRON CMC353 Prüfgerät nur drei analoge Stromausgänge besitzt, kann die Differentialschutzfunktion nicht getestet werden. Auch Herr Hensler von OMICRON erklärte, dass man um den Differentialschutz korrekt zu testen, sechs analoge Stromausgänge benötigt. Infolge dessen entschied man sich, diese Schutzfunktion nicht zu testen.

Falls zu einem späteren Zeitpunkt die benötigten analogen Stromausgänge zur Verfügung stehen, kann für die Implementierung des Leitungsdifferentialschutzes mit den beiden RED615 das *615 Series Technical Manual* ab Seite 306 zu Hilfe genommen werden. Dort stehen alle nötigen Hinweise und Berechnungen.

13.3 Überlastschutz

Es ist vorgesehen mit den beiden Schutzrelais ABB REF615 und Siemens 7SJ8041 den Überlastschutz durchzuführen. Das Ziel ist damit die Übertragungsleitung zu schützen. Die Implementation der Funktion auf zwei verschiedenen Relais hat zum Zweck, einen Vergleich der beiden Relais machen zu können. Diese berechnen nämlich die Temperatur mit einer Differentialgleichung, die nicht dieselbe für beide Relais ist.

Zusätzlich will man simultan eine reelle Messung mit dem RL-Glied durchführen, um so die gemessenen und berechneten Temperaturen zu vergleichen.

Um die thermische Zeitkonstante herauszufinden, muss eine Messung im Labor ausgeführt werden. Dazu legt man am besten einen leichten Überstrom an das RL-Glied an. Diese Spulen sind leider momentan für Testzwecke gebraucht, wodurch man keine eigene Messung vollziehen kann.

Wegen diesen Gründen und auch weil es sich nur um einen Backupschutz handelt, hat man diese Funktion ans Ende der Prioritätenliste gesetzt. Schlussendlich hatte man aber keine Zeit mehr, die Messung zur Ermittlung der thermischen Zeitkonstante durchzuführen.

13.4 Überstromzeitschutz

Der Überstromzeitschutz hat man auf drei der vier verschiedenen Relais implementiert, da dies eine eher simple Schutzfunktion ist. Mit dieser Funktion hat man auch die korrekte Inbetriebnahme der Relais getestet.

13.4.1 Überstromzeitschutz im REF615

In der Standardkonfiguration des Relais unter *Application Configuration* befindet sich folgender Aufbau der verschiedenen Überstromzeitschutzfunktionen:

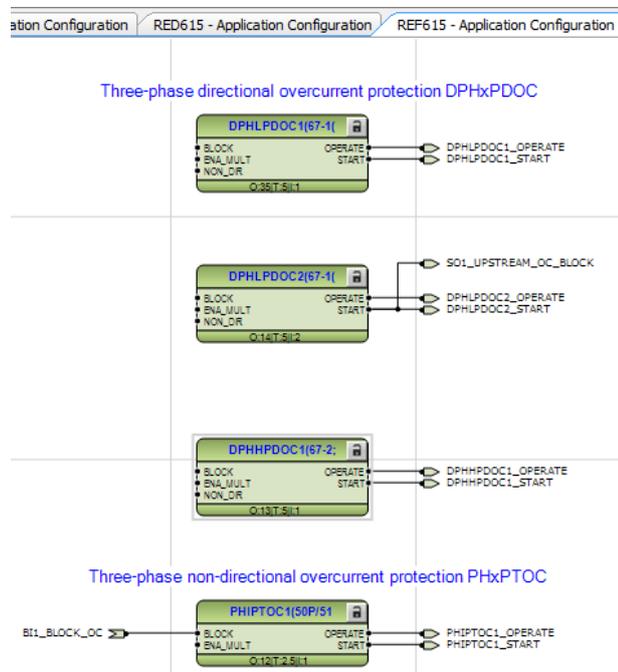
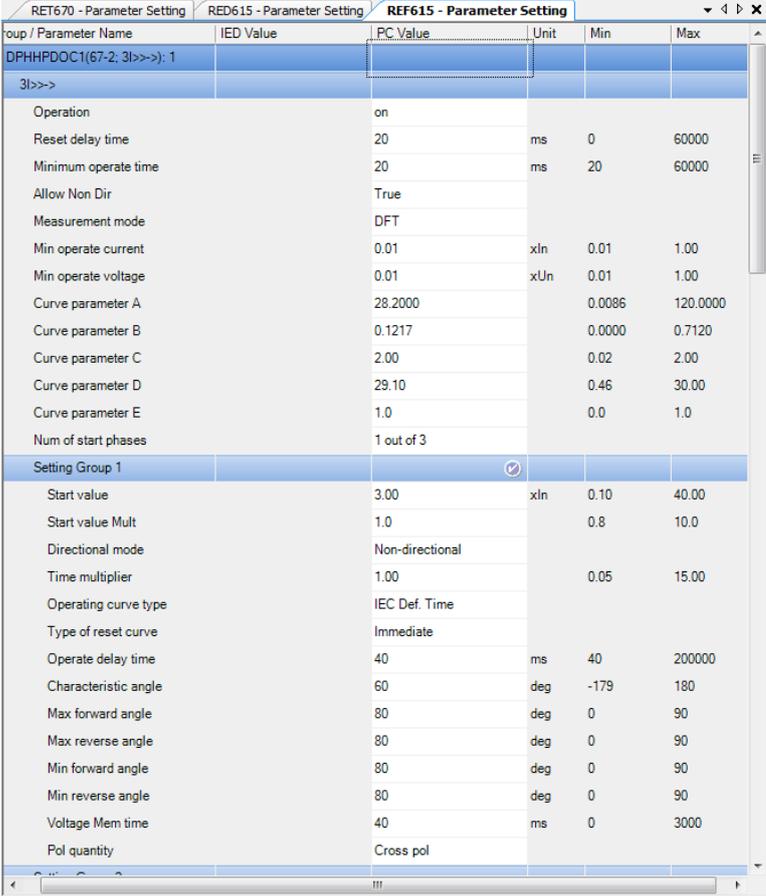


Abbildung 31 : Auszug der Application Configuration des REF615

Zum leichteren Verständnis wurden in der ganzen *Application Configuration* zu jedem Block eine kurze Beschreibung hinzugefügt. Es ist leicht den Überblick zu verlieren, weil jeder Block nur laut der Norm IEC 61850 angegeben ist. Zum Beispiel *PHIPTOC* steht für *Three-phase non-directional overcurrent protection – Instantaneous stage*.

Die Ausgänge jedes Blocks werden in eine Variable gespeichert, die man entweder an einem anderen Ort wiederverwendet oder auf Ausgänge des binären Ausgangsmoduls setzt.

Um die einzelnen Funktionen zu parametrieren muss man sich ins Parameter Setting begeben:



Group / Parameter Name	IED Value	PC Value	Unit	Min	Max
DPHHPDOC1(67-2; 3I>>>): 1					
3I>>>					
Operation		on			
Reset delay time		20	ms	0	60000
Minimum operate time		20	ms	20	60000
Allow Non Dir		True			
Measurement mode		DFT			
Min operate current		0.01	xIn	0.01	1.00
Min operate voltage		0.01	xUn	0.01	1.00
Curve parameter A		28.2000		0.0086	120.0000
Curve parameter B		0.1217		0.0000	0.7120
Curve parameter C		2.00		0.02	2.00
Curve parameter D		29.10		0.46	30.00
Curve parameter E		1.0		0.0	1.0
Num of start phases		1 out of 3			
Setting Group 1					
Start value		3.00	xIn	0.10	40.00
Start value Mult		1.0		0.8	10.0
Directional mode		Non-directional			
Time multiplier		1.00		0.05	15.00
Operating curve type		IEC Def. Time			
Type of reset curve		Immediate			
Operate delay time		40	ms	40	200000
Characteristic angle		60	deg	-179	180
Max forward angle		80	deg	0	90
Max reverse angle		80	deg	0	90
Min forward angle		80	deg	0	90
Min reverse angle		80	deg	0	90
Voltage Mem time		40	ms	0	3000
Pol quantity		Cross pol			

Abbildung 32 : Auszug der Parameter Settings vom REF615

In der Abbildung 32 sieht man die gerichtete Überstromschutzfunktion *DPHHPDOC*, welche auch als ungerichtete Funktion verwendet werden kann.

Im Anhang 13 sind die dazugehörigen Graphen der Messung für das im Anhang 14 enthaltene Prüfprotokoll einsehbar.

13.4.2 Überstromzeitschutz im RET670

Ebenso hier ein kleiner Ausschnitt der *Application Configuration* für die kombinierte vier Stufen Schutzfunktion *OC4PTOC*:

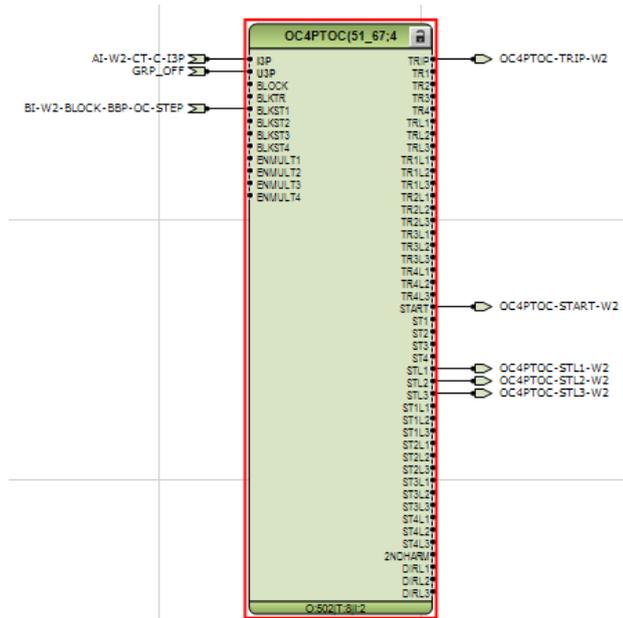
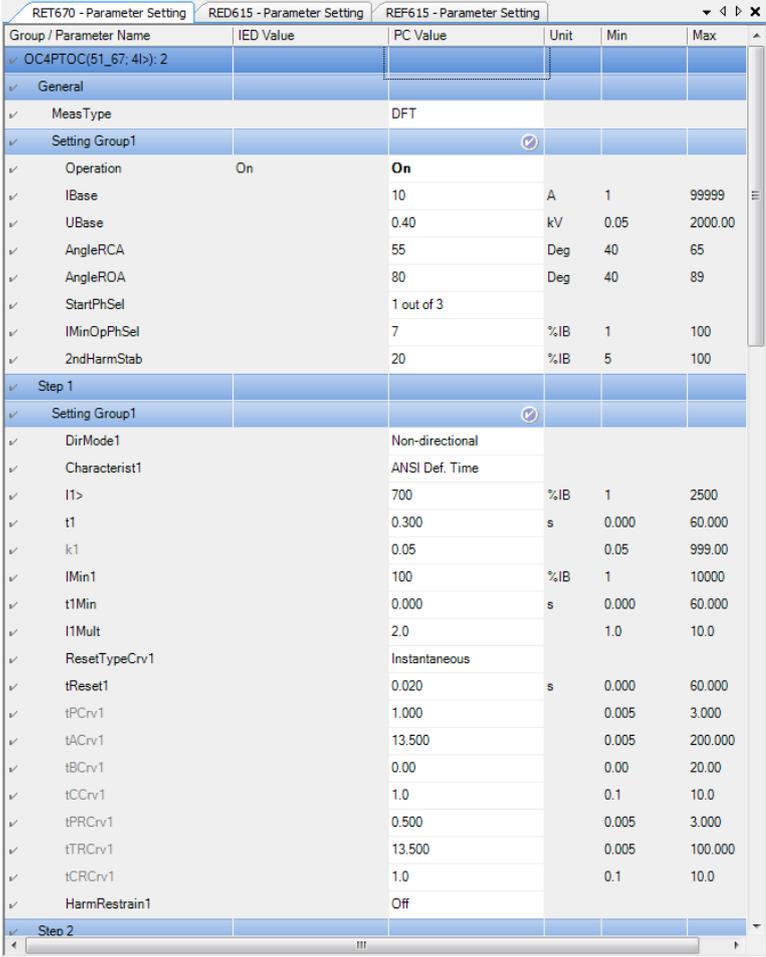


Abbildung 33 : Schutzfunktion OC4PTOC aus Application Configuration des RET670

Wie bereits erwähnt, verfügt diese Schutzfunktion über vier unabhängig voneinander stehende Stufen, die auch einzeln als gerichtete oder ungerichtete Überstromstufe parametrisiert werden kann.

In der Abbildung 33 sieht man den binären Ausgang *OC4PTOC-TRIP_W2*, dieser ist ein generelles Auslösesignal für alle vier Stufen und wird später auf einen Ausgang des binären Ausgangsmoduls gesetzt.

Die Parametrierung der Überstromzeitschutzfunktion ist in den *Parameter Settings* möglich:



Group / Parameter Name	IED Value	PC Value	Unit	Min	Max
OC4PTOC(51_67_4I>) 2					
General					
MeasType		DFT			
Setting Group1		<input checked="" type="checkbox"/>			
Operation	On	On			
IBase		10	A	1	99999
UBase		0.40	kV	0.05	2000.00
AngleRCA		55	Deg	40	65
AngleROA		80	Deg	40	89
StartPhSel		1 out of 3			
IMinOpPhSel		7	%IB	1	100
2ndHarmStab		20	%IB	5	100
Step 1					
Setting Group1		<input checked="" type="checkbox"/>			
DirMode1		Non-directional			
Characterist1		ANSI Def. Time			
I1>		700	%IB	1	2500
t1		0.300	s	0.000	60.000
k1		0.05		0.05	999.00
IMin1		100	%IB	1	10000
t1Min		0.000	s	0.000	60.000
I1Mult		2.0		1.0	10.0
ResetTypeCrv1		Instantaneous			
tReset1		0.020	s	0.000	60.000
tPCrv1		1.000		0.005	3.000
tACrv1		13.500		0.005	200.000
tBCrv1		0.00		0.00	20.00
tCCrv1		1.0		0.1	10.0
tPRCrv1		0.500		0.005	3.000
tTRCrv1		13.500		0.005	100.000
tCRCrv1		1.0		0.1	10.0
HarmRestrain1		Off			
Step 2					

Abbildung 34 : Auszug der Parameter Settings vom RET670

In der Abbildung 34 ist nur ein Ausschnitt ersichtlich. Die Schutzfunktion hat zuerst „globale“, für alle Stufen geltende Parameter und danach spezifische für jede Stufe.

Beispielsweise der Parameter *I1>* ist der Anregestrom der ersten Stufe und *t1* die dazugehörige Verzögerungszeit.

Zu den Graphen der Messung, die im Anhang 15 sind, ist das entsprechende Prüfprotokoll im Anhang 16.

13.4.3 Überstromzeitschutz im 7SJ8041

Das Parametrierfenster in DIGSI 4 sieht folgendermassen aus:

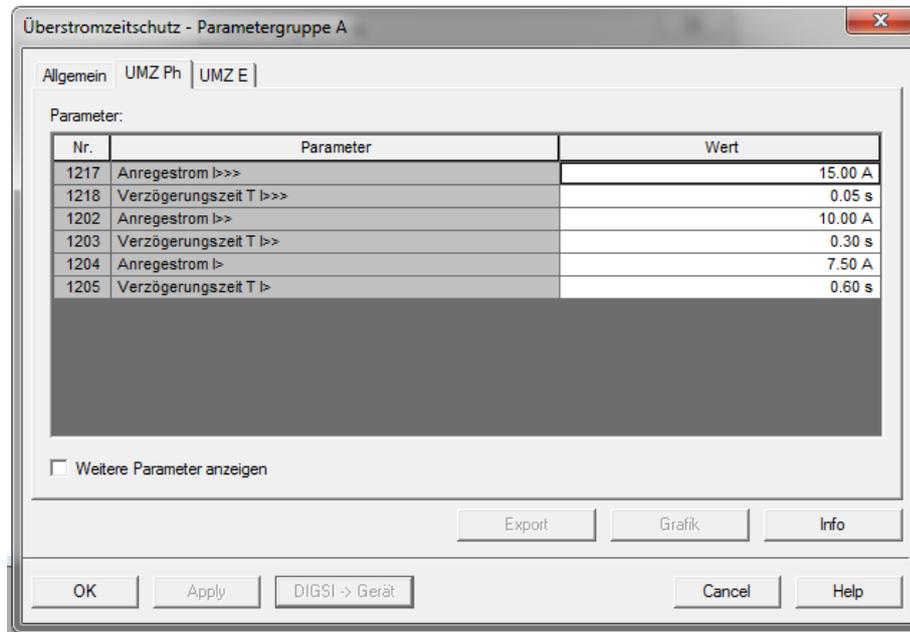


Abbildung 35 : Parametrierfenster der Überstromzeitschutzfunktion in DIGSI 4

Hier können Anregestrom und Verzögerungszeit der drei vorhandenen Stufen parametrierbar werden. Die Graphen der Messung sind im Anhang 17 und das erstellte Prüfprotokoll im Anhang 18 ersichtlich.

13.5 Erdfehlerschutz

Der Erdfehlerschutz wurde im Siemens 7SJ8041 Relais implementiert. Die Parametrierung dieser Funktion ist im gleichen Fenster, nur eine Karteikarte weiter rechts unter *UMZ E* verfügbar:

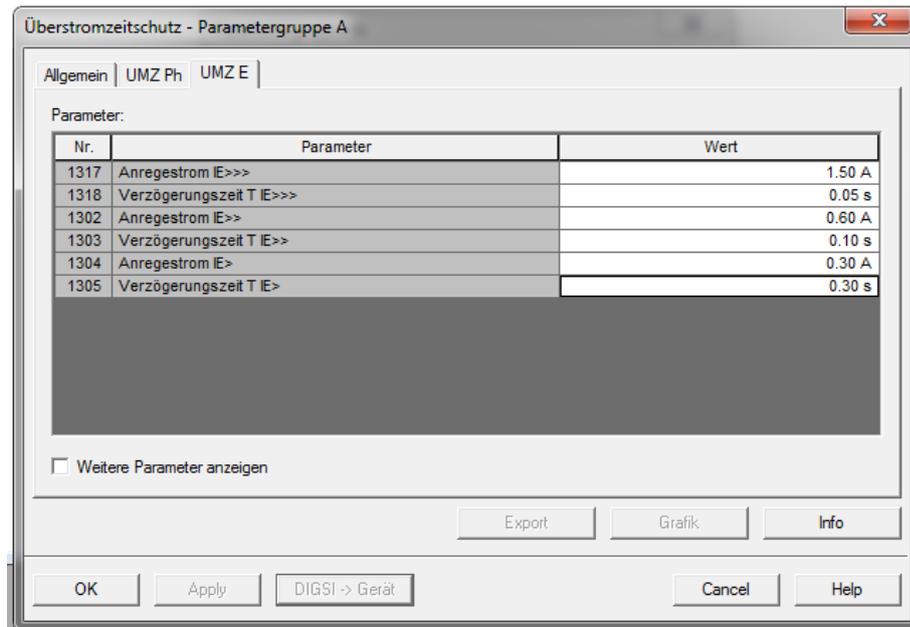


Abbildung 36 : Parametrierfenster der Erdfehlerschutzfunktion in DIGSI 4

Die Systematik ist hier dieselbe wie vorhin. Es kann Anregestrom und Verzögerungszeit der drei Stufen eingegeben werden und ins Relais geladen werden. Im Anhang 19 sind wieder die Graphen der Messung und im Anhang 20 das Prüfprotokoll des Tests einsehbar.

14 SIMULATION MIT RELAYSIMTEST

Von der Firma OMICRON, in Vertretung von Herrn Thomas Hensler, erhielt man den Vorschlag, zur Simulation der verschiedenen Szenarios ihr neues Programm *RelaySimTest*, welches noch in der Beta Version steht, zu benutzen.

Herr Hensler konnte aufgrund einiger Informationen von Herrn Pavanello bereits eine Basisdatei erstellen und schickte sie uns zu, damit man sich schneller im Programm zu Recht fand. Diese Datei umfasste die graphische Darstellung des Netzes mit den vier Generatoren, den zugehörigen Transformatoren und der Übertragungsleitung.

Weiter wurde auch eine Topologie vorgeschlagen, wie man das elektrische Netz mit allen vier Generatoren überwachen könnte. Mit den beiden Relais RED615 kann für die Übertragungsleitung ein Leitungsdifferentialschutz (ANSI 87L) arrangiert werden. Mit dem RET670 kann für den Transformator ein Transformator-differentialschutz (ANSI 87T) realisiert werden und mit Hilfe des Relais REF615 kann man von einem Ende der Übertragungsleitung ein gerichteter Überstromschutz (ANSI 50/51) durchführen. Klar ist, dass dies auf einen optimalen Schutz der Übertragungsleitung im Falle eines dortigen Kurzschlusses ausgerichtet ist.

Da, wie bereits angesprochen, das GridLab während meiner Diplomarbeit voraussichtlich nur mit einem Posten ins Netz einspeist, musste die Datei entsprechend modifiziert werden. Dabei stützt sich das Simulationsprogramm auf der Tatsache, dass die Relais bereits mit Hilfe des Programms PCM600, beziehungsweise DIGSI 4 konfiguriert wurden.

Es wäre auch von Vorteil, ein „Tutorial“ oder eine Einführung von OMICRON zum Programm zu erhalten. Für Neueinsteiger ohne Vorkenntnisse in diesem Gebiet ist es schwierig zu wissen auf was alles geachtet werden muss.

Leider war es in meinem vorhandenen Zeitfenster der Diplomarbeit nicht möglich, dieses Simulationsprogramm genauer zu betrachten. Es scheint ein sehr interessantes Programm zu sein, das grosses Potenzial hat, da es ein gesamtes elektrisches Netz simuliert und dementsprechend das Fehlersignal zum Relais schickt. Somit ist es eine differenzierte Annäherung verglichen zum Test Universe, bei dem rein die Charakteristik der einzelnen Schutzfunktionen überprüft wird.

15 VERBESSERUNGSVORSCHLÄGE

Wie bereits erwähnt, ist das Relais RET670 noch nicht korrekt konfiguriert. Es ist möglich das Relais für die Ausübung einer Schutzfunktion zu verwenden, bei der Kommunikation besteht aber ein Problem, das behoben werden muss. Die Firma ABB muss, um diese Angelegenheit zu lösen, die korrekte Standarddatei des Relais nachliefern. Des Weiteren wäre es gut, ein neues Eingangsmodul zu erwerben, damit das RET670 Stromeingänge von 5[A] anstatt wie bisher 1[A] hat.

Das Prüfgerät CMC353 von OMICRON besitzt drei Strom- und drei Spannungsausgänge. Damit ist es nicht angemessen den Differentialschutz zu testen. Es besteht die Möglichkeit, den externen Verstärker CMS156 an das bestehende Prüfgerät anzuschliessen, damit drei Strom- und drei Spannungsausgänge zusätzlich hinzukommen. Die bessere Lösung, finde ich, ist das Prüfgerät CMC356 zu erwerben, da dieses bereits über die erwünschten sechs Strom- und drei Spannungsausgänge verfügt.

Ein weiterer Punkt ist die Lizenz der Prüfmodule. Diese wurde zeitbeschränkt von OMICRON zum Testen freigegeben. Daher muss man sich sicherlich auch Gedanken machen, welche Schutzfunktionen man in Zukunft braucht und kaufen will. Die besprochenen Funktionen im Kapitel 13 sind meiner Meinung nach wichtig und müssen auch geprüft werden können.

Für den Generatorschutz ist in unserer Installation kein Schutzgerät vorgesehen. Herr Helwig schlug nach der Schulung vor, den Generator- und Transformatorschutz mit dem Schutzrelais REG670 abzudecken und ihnen eventuell das Relais RET670 zurückzugeben. Dies ist sicherlich eine Idee, die weiter verfolgt werden muss, da man mit diesem IED auch den Distanzschutz realisieren kann.

16 SCHLUSSFOLGERUNG

Schlussfolgernd muss gesagt werden, dass man die im Voraus gesteckten Ziele nicht alle erreichen konnte. Dies ist auf verschiedene Faktoren zurückzuführen.

Zuerst war es von Nöten eine lange Zeit zu investieren, um überhaupt ins Thema zu finden. Die Schutztechnik ist ein ziemlich grosses und komplexes Gebiet, was bis anhin in unserem Studiengang nur tangiert wurde.

Bei den Messungen an den Transformatoren stiess man an viele verschiedene Probleme. Messungen, welche mit nicht adäquaten Messinstrumenten vollzogen wurden, Fehlinformationen von Drittpersonen, welche man nicht weiter überprüft hat und so die ausgeführten Messungen nichtig machten. Schlussendlich konnten die Messungen dennoch erfolgreich abgeschlossen werden.

Die Theorie zur Bestimmung der benötigten Strom- und Spannungswandler (CT&VT) ist nicht ganz durchsichtig. Es ist schwierig nützliche und dennoch anerkannte Quellen zu finden. Es existieren viele Veröffentlichungen über das korrekte Dimensionieren der CT's oder VT's, diese behandeln aber eher die Voraussetzungen zum Eigenbau eines Transformators. Ich habe versucht, die wichtigsten Aspekte zur korrekten Wahl der Wandler zu besprechen. Die bestellten Wandler bei RS ISOLSEC sind bis zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht eingetroffen. Deshalb konnte man noch keine Messung an der Anlage machen, was aber sicherlich noch nachträglich durchgeführt wird.

Die Kommunikation via IEC 61850 steht noch offen. Die horizontale Kommunikation (GOOSE Message) unter den IEDs wurde erstellt, jedoch nicht die vertikale Kommunikation der Anlage (Sampled Values) mit dem Controller RTU 560 CIG10 von ABB.

Das erarbeitete Schutzkonzept ist für die Netzeinspeisung eines Postens ausgelegt. Eine weitere Studie muss in näherer Zukunft stattfinden, damit der korrekte Schutz für alle vier Posten gewährleistet werden kann.

Diese Diplomarbeit gibt einen ersten Anhaltspunkt, in welche Richtung man einschlagen soll. Alle Relais sind funktionstüchtig und können jederzeit für Schutzzwecke verwendet werden.

17 DATUM UND UNTERSCHRIFT

Sion, den 11.Juli 2014

Thomas Ritler

18 ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

ACT	Application Configuration Tool within PCM600
CT	Current Transformer
DFT	Discrete Fourier Transformation
DNP	Distributed Network Protocol
DT	Definite Time Characteristic
FFT	Fast Fourier Transformation
GOOSE	Generic Object-Oriented Substation Event
IDMT	Inverse Definite Minimum Time Characteristic
IED	Intelligent Electronic Device
IET600	Integrated Engineering Toolbox in PCM600
LHMI	Local Human-Machine Interface
MCB	Miniature Circuit Breaker (protecting the VT secondary circuit)
PCM600	Protection and Control IED Manager
PO	Power Output
RED615	Line Differential Protection and Control IED
REF615	Feeder Protection and Control IED
RET670	Transformer Protection and Control IED
RTU	Remote Terminal Unit (Fernbedienungsterminal)
SLD	Single-Line Diagram
SMT	Signal Matrix Tool within PCM600
SO	Signal Output
OLT	On-load tap changer
VT	Voltage Transformer

19 LITERATURVERZEICHNIS

- A.E. Guile, Electrical Power Systems, Volume 1 - Second Edition, 1977
- P.M Anderson, Power System Protection, Power Engineering, 1999
- Walter A. Elmore, Protective Relaying Theory and Applications, Second Edition – Revised and Expanded, 2004
- L.G. Hewitson, Practical Power System Protection, 2005
- ABB, Transformer protection RET670, Application Manual, Product Version 1.2, 2011
- ABB, Line Differential Protection and Control RED615, Application Manual, Product Version 4.0, 2013
- ABB, Feeder Protection and Control REF615, Application Manual, Product Version 4.0, 2013
- ABB, Feeder Protection and Control REF615, Application Manual, Product Version 4.0, 2013
- ABB, 615 Series, Application Manual, Product Version 4.0 FP1, 2013
- SIEMENS, Overcurrent Time Protection 7SJ80, Manual, Product Version 4.7, 2012
- OMICRON, CMC353, Referenzhandbuch, Handbuchversion CMC353.GE.2, 2010

20 **ABBILDUNGSVERZEICHNIS**

Abbildung 1 : Klassifizierung der verschiedenen Kurzschlussarten.....	4
Abbildung 2 : Zeitliches Verhalten eines idealen Kurzschlusses	5
Abbildung 3 : Schema des elektrischen Netzes.....	6
Abbildung 4 : Aufbau der vier Generatoren mit Transformatoren im GridLab.....	7
Abbildung 5 : Schema mit allen vier Generatoren.....	7
Abbildung 6 : Schema mit nur einem Generator	8
Abbildung 7 : Fotos zur Veranschaulichung der ausgeführten Messungen.....	9
Abbildung 8 : Anschlussschema der drei Wattmeter	10
Abbildung 9 : Schema des einphasigen Kurzschlusses.....	12
Abbildung 10 : Typenkennschild des Generators G1.....	19
Abbildung 11 : Beispiel eines Anschlussschemas für Spannungswandler	22
Abbildung 12 : Grundstruktur des Wagens, gezeichnet in Inventor	25
Abbildung 13 : Neutraleiter starr/direkt zur Erde verbunden	26
Abbildung 14 : Erdung anhand eines Widerstands	27
Abbildung 15 : Erdung anhand einer Reaktanz	28
Abbildung 16 : Beispiel für eine angewandte Zeitstaffelung	30
Abbildung 17 : Auslösekurve für die DT Charakteristik.....	31
Abbildung 18 : Auslösekurve für die IDMT Charakteristik.....	31
Abbildung 19 : Auszug der wichtigsten Schutzfunktionen.....	32
Abbildung 20 : Aufbau der Testbank im GridLab	33
Abbildung 21 : Ideales Schutzkonzept mit allen vier Generatoren.....	36
Abbildung 22 : Ideales Schutzkonzept mit einem Generator	37
Abbildung 23 : Schutzkonzept mit einem Generator und vorhandenen Schutzrelais	38
Abbildung 24 : Schutzkonzept mit reinem Überstromzeitschutz	39
Abbildung 25 : Vorgeschlagenes Schutzkonzept.....	41
Abbildung 26 : Anschlussschema für CT mit berechnetem Neutraleiterstrom	43
Abbildung 27 : Anschlussschema für CT mit gemessenem Neutraleiterstrom	44
Abbildung 28 : Anschlussschema für VT mit berechnetem Neutraleiterstrom	45
Abbildung 29 : Startseite von Test Universe V3.0.....	46
Abbildung 30 : OHMsches Gesetz von OMICRON.....	47
Abbildung 31 : Auszug der Application Configuration des REF615.....	50
Abbildung 32 : Auszug der Parameter Settings vom REF615	51
Abbildung 33 : Schutzfunktion OC4PTOC aus Application Configuration des RET670 ...	52
Abbildung 34 : Auszug der Parameter Settings vom RET670	53
Abbildung 35 : Parametrierfenster der Überstromzeitschutzfunktion in DIGSI 4	54
Abbildung 36 : Parametrierfenster der Erdfehlerschutzfunktion in DIGSI 4	55

21 TABELLENVERZEICHNIS

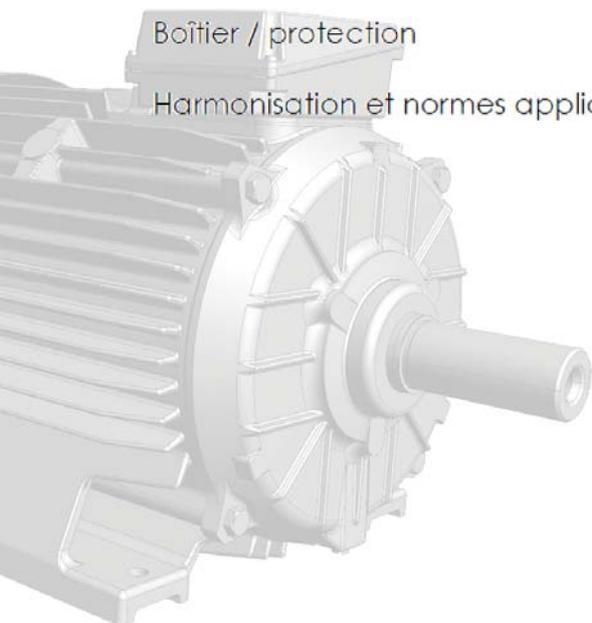
Tabelle 1 : Messresultate in per unit (pu) der Transformatoren T1 & T2	11
Tabelle 2 : Messresultate in per unit (pu) der Transformatoren T3 & T4	11
Tabelle 3 : Vergleich des berechneten und simulierten Erdkurzschlusses	13
Tabelle 4 : Genauigkeitsklassen der Stromwandler für Schutzzwecke.....	16
Tabelle 5 : Genauigkeitsklassen der Spannungswandler für Schutzzwecke	18
Tabelle 6 : Vergleich der Offerten von PFIFFNER und RS ISOLSEC	23
Tabelle 7 : Benutzte Relais für das Konzept mit reinem Überstromzeitschutz	39
Tabelle 8 : Verwendete Funktionen für das Konzept mit reinem Überstromzeitschutz.....	39

22 ANHANGSVERZEICHNIS

- Anhang 1 : Descriptif Transformateur NT300-31433, Valelectric Farner SA
- Anhang 2 : Descriptif Transformateur NT280-31435, Valelectric Farner SA
- Anhang 3 : Charakterisierung der Drehstromtransformatoren
- Anhang 4 : Calculation Phase-to-Ground Fault
- Anhang 5 : Simulation Phase-to-Ground Fault with NEPLAN
- Anhang 6 : Technische Daten der Sicherheitsrelais, aus jeweiligen Produktdatenblättern
- Anhang 7 : Offerte für Strom- und Spannungswandler von RS ISOLSEC
- Anhang 8 : Offerte für Strom- und Spannungswandler von PFIFFNER
- Anhang 9 : Technische Daten CT, Low Voltage Instrument Transformers, RS ISOLSEC
- Anhang 10 : Technische Daten VT, Low Voltage Instrument Transformers, RS ISOLSEC
- Anhang 11 : Bestellliste der Firma Item für die Realisierung des mobilen Wagens
- Anhang 12 : 2D Plan des mobilen Wagens, gezeichnet mit Inventor
- Anhang 13 : Graphen der Messung für die Überstromzeitschutzfunktion mit REF615
- Anhang 14 : Prüfprotokoll der Überstromzeitschutzfunktion mit REF615
- Anhang 15 : Graphen der Messung für die Überstromzeitschutzfunktion mit RET670
- Anhang 16 : Prüfprotokoll der Überstromzeitschutzfunktion mit RET670
- Anhang 17 : Graphen der Messung für die Überstromzeitschutzfunktion mit 7SJ8041
- Anhang 18 : Prüfprotokoll der Überstromzeitschutzfunktion mit 7SJ8041
- Anhang 19 : Graphen der Messung für die Erdfehlerschutzfunktion mit 7SJ8041
- Anhang 20 : Prüfprotokoll der Erdfehlerschutzfunktion mit 7SJ8041

Descriptif TRANSFORMATEUR

Musy type et numéro	:	NT300-31433		
Définitions selon CEI 61558-1	:	3.1.4	transformateur à enroulements séparés	
		3.1.10	transformateur non résistant aux courts-circuits	
Puissance	:	8000VA		
Tension	primaire	:	3x400VAC Y	190 spires Ø2.80mm 6.16mm ²
	écran	:	non	
Tension	secondaire nominale	:	3x400VAC Y	193 spires Ø2.80mm 6.16mm ²
	secondaire à vide	:	3x406VAC Y	
Intensité	secondaire	:	11.6A	
Tôle magnétique	:	156 pièces, type EI300x300, qualité M400-50A		
Magnétisation	:	~1.2T		
Variation de tension admissible	:	+10%		
Raccordements	:	Bornes à visser 10mm ²		
Boîtier / protection	:	non / IP00		
Harmonisation et normes appliquées	:	normes CEI 61558-1		



Charakterisierung der Drehstromtransformatoren

Im

GridLab (CR01)

Im Rahmen des Moduls

DA Diplomarbeit

von

Thomas Ritler (P&C)

Betreuung:

Dr. Davide Pavanello

04.05.2014





INHALTSVERZEICHNIS

1	Ziel	3
2	Material	3
3	Messung	4
3.1	<i>Drehstromtransformator T1</i>	4
3.1.1	Wicklungswiderstand	4
3.1.2	Leerlaufversuch	5
3.1.3	Kurzschlussversuch	6
3.1.4	Umrechnung in PU (Per-Unit)	7
3.2	<i>Drehstromtransformator T2</i>	8
3.2.1	Wicklungswiderstand	8
3.2.2	Leerlaufversuch	9
3.2.3	Kurzschlussversuch	10
3.2.4	Umrechnung in PU (Per-Unit)	11
3.3	<i>Drehstromtransformator T3</i>	12
3.3.1	Wicklungswiderstand	12
3.3.2	Leerlaufversuch	13
3.3.3	Kurzschlussversuch	14
3.3.4	Umrechnung in PU (Per-Unit)	15
3.4	<i>Drehstromtransformator T4</i>	16
3.4.1	Wicklungswiderstand	16
3.4.2	Leerlaufversuch	17
3.4.3	Kurzschlussversuch	18
3.4.4	Umrechnung in PU (Per-Unit)	19
4	Besprechung der Resultate	20
5	Datum und Unterschrift	22

1 ZIEL

Charakterisierung des Drehstromtransformators (T1-T4) im GridLab CR01 anhand jeweils einer Messung im Leerlauf und im Kurzschluss, um daraus die charakteristischen Komponenten zu berechnen.

Damit kann folgendes einphasiges T-Ersatzschema gezeichnet werden:

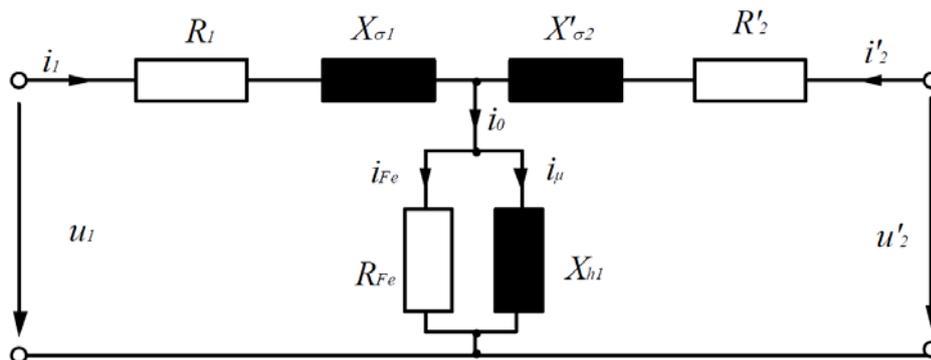


Abbildung 1: Ersatzschaltbild eines realen Transformators ^[1]

2 MATERIAL

Um die folgenden Messungen auszuführen benutze man folgende Messinstrumente:

- METRAHIT Energy TRMS Multimeter (Hevs 3046-7, Hevs 3046-8, Hevs 3046-9)
- FLUKE 435 Series II Power Quality and Energy Analyser
- FLUKE 175 True RMS Multimeter
- SIEMENS Wattmeter B4305
- Autotransformer, Eigenbau der Hochschule Hes-so Sion
- Laborkabel

¹ Theorie über Transformatoren, pof/Transfo_triS6d.doc, 28.03.2014



3 MESSUNG

Jeder Transformator wurde für die Messung in Y-Y verdrahtet. Die Messung im Leerlauf wurde mit drei Wattmetern von METRAHIT durchgeführt. Die Messungen im Kurzschluss wurden für die Transformatoren T1 bis T3 von der ersten Version übernommen und nicht noch einmal durchgeführt. Nur die Messung am Transformator T4 wurde im Kurzschluss nochmals wiederholt.

3.1 Drehstromtransformator T1

Charakteristik des Transformators:

Valélectric Farner SA

Type NT300 – 31433

$$S = 8 \text{ kVA}$$

$$U = 3 * 400 \text{ VAC} / 3 * 400 \text{ VAC}$$

$$I_{nom,sec} = 11.6 \text{ A}$$

$$f = 50 \text{ Hz}$$

3.1.1 Wicklungswiderstand

Messung der verschiedenen Wicklungswiderstände mit dem Multimeter METRAHIT

$$R_{1prim} = 0.21 \Omega$$

$$R_{1sec} = 0.25 \Omega$$

$$R_{2prim} = 0.21 \Omega$$

$$R_{2sec} = 0.25 \Omega$$

$$R_{3prim} = 0.20 \Omega$$

$$R_{3sec} = 0.24 \Omega$$

$$R_{prim,AVG} = R_1 = 0.21 \Omega$$

$$R_{sec,AVG} = R_2 = 0.25 \Omega$$



3.1.2 Leerlaufversuch

Messung der Leistungen auf der Primärseite mit drei Wattmeter METRAHIT Energy. Die Spannung (U_{10sec}) auf der Sekundärseite wurde mit dem Multimeter FLUKE 175 gemessen.

$$P_{1prim} = 44.16 W$$

$$P_{tot,prim} = 93.91 W$$

$$P_{2prim} = 23.28 W$$

$$Q_{tot,prim} = 145.41 VAR$$

$$P_{3prim} = 26.47 W$$

$$S_{tot,prim} = 175.03 VA$$

$$Q_{1prim} = 46.49 VAR$$

$$U_{10prim} = 234.2 V$$

$$Q_{2prim} = 38.88 VAR$$

$$U_{20prim} = 234.5 V$$

$$Q_{3prim} = 60.04 VAR$$

$$U_{30prim} = 233.9 V$$

$$S_{1prim} = 64.09 VA$$

$$U_{10sec} = 238.1 V$$

$$S_{2prim} = 45.34 VA$$

$$I_{10prim} = 0.428 A$$

$$S_{3prim} = 65.6 VA$$

$$I_{20prim} = 0.1934 A$$

$$I_{30prim} = 0.2808 A$$

$$U_{0prim,AVG} = \frac{U_{10prim} + U_{20prim} + U_{30prim}}{3} = 234.2 V$$

$$I_{0prim,AVG} = \frac{I_{10prim} + I_{20prim} + I_{30prim}}{3} = 0.3007 A$$

$$\ddot{u} = \frac{U_{0prim,AVG}}{U_{10sec}} = \frac{234.2 V}{238.1 V} = 0.984$$

$$R_{fer} = \frac{3 * (U_{0prim,AVG})^2}{P_{tot,prim}} = \frac{3 * (234.2 V)^2}{93.91 W} = 1.754 k\Omega$$

$$X_h = \frac{3 * (U_{0prim,AVG})^2}{Q_{tot,prim}} = \frac{3 * (234.2 V)^2}{145.41 VAR} = 1.131 k\Omega$$



3.1.3 Kurzschlussversuch

In diesem Versuch wird die Sekundärseite kurzgeschlossen, das heisst, die drei Phasen L1, L2 und L3 werden miteinander verbunden. Messung der Leistungen auf der Primärseite mit Analysator für Netz- und Stromversorgung FLUKE 435 Series II.

$$I_{1cc} = I_{nom,sec} = 11.6 A$$

$$P_{1cc} = 60 W$$

$$P_{tot,cc} = 180 W$$

$$P_{2cc} = 60 W$$

$$Q_{tot,cc} = 130 VAr$$

$$P_{3cc} = 60 W$$

$$S_{tot,cc} = 220 VA$$

$$Q_{1cc} = 40 VAr$$

$$U_{1cc,prim} = 6.35 V$$

$$Q_{2cc} = 50 VAr$$

$$U_{2cc,prim} = 6.36 V$$

$$Q_{3cc} = 40 VAr$$

$$U_{3cc,prim} = 6.01 V$$

$$S_{1cc} = 80 VA$$

$$I_{1cc,prim} = 11.8 A$$

$$S_{2cc} = 80 VA$$

$$I_{2cc,prim} = 12.2 A$$

$$S_{3cc} = 70 VA$$

$$I_{3cc,prim} = 11.6 A$$

$$U_{cc,prim,AVG} = \frac{U_{1cc,prim} + U_{2cc,prim} + U_{3cc,prim}}{3} = \frac{6.35 V + 6.36 V + 6.01 V}{3} = 6.24 V$$

$$I_{cc,prim,AVG} = \frac{I_{1cc,prim} + I_{2cc,prim} + I_{3cc,prim}}{3} = \frac{11.8 A + 12.2 A + 11.6 A}{3} = 11.9 A$$

Hypothese: $X_{\sigma 1} = X'_{\sigma 2} = X_{\sigma}$

$$R_{cc} = \frac{P_{tot,cc}}{3 * (I_{cc,prim,AVG})^2} = \frac{180 W}{3 * (11.9 A)^2} = 426.1 m\Omega$$

$$X_{cc} = X_{\sigma} = \frac{Q_{tot,cc}}{3 * (I_{cc,prim,AVG})^2} = \frac{130 VAr}{3 * (11.9 A)^2} = 307.7 m\Omega$$

$$X_t = X_{\sigma 1} + X'_{\sigma 2} = 2 * X_{\sigma} = 2 * 0.3077 \Omega = 0.615 \Omega$$



3.1.4 Umrechnung in PU (Per-Unit)

Basis: $S_B = 8 \text{ kVA}$

$$I_B = 11.6 \text{ A}$$

$$S_B = \sqrt{3} * U_B * I_B \rightarrow U_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} * I_B} = \frac{8000 \text{ VA}}{\sqrt{3} * 11.6 \text{ A}} = 398.2 \text{ V}$$

$$U_{B,ph} = \frac{U_B}{\sqrt{3}} = \frac{398.2 \text{ V}}{\sqrt{3}} = 230 \text{ V}$$

$$Z_B = \frac{U_{B,ph}}{I_B} = \frac{230 \text{ V}}{11.6 \text{ A}} = 19.8 \Omega$$

Ein Vorteil des PU-Systems ist, dass die Widerstände und Reaktanzen für den Transformator, egal ob er in Stern oder Dreieck verdrahtet ist, dieselben sind.

$$R_{1,pu} = R_{prim,pu} = \frac{R_{prim,AVG}}{Z_B} = \frac{0.21 \Omega}{19.8 \Omega} = 0.011 \text{ pu}$$

$$R_{2,pu} = R_{sec,pu} = \frac{R_{sec,AVG}}{Z_B} = \frac{0.25 \Omega}{19.8 \Omega} = 0.013 \text{ pu}$$

$$R_{fer,pu} = \frac{R_{fer}}{Z_B} = \frac{1.754 \text{ k}\Omega}{19.8 \Omega} = 88.59 \text{ pu}$$

$$X_{h,pu} = \frac{X_h}{Z_B} = \frac{1.131 \text{ k}\Omega}{19.8 \Omega} = 57.12 \text{ pu}$$

$$R_{cc,pu} = \frac{R_{cc}}{Z_B} = \frac{426.1 \text{ m}\Omega}{19.8 \Omega} = 0.0215 \text{ pu}$$

$$X_{cc,pu} = \frac{X_{cc}}{Z_B} = \frac{307.7 \text{ m}\Omega}{19.8 \Omega} = 0.0155 \text{ pu}$$

$$X_{t,pu} = \frac{X_t}{Z_B} = \frac{0.615 \Omega}{19.8 \Omega} = 0.0310 \text{ pu}$$



3.2 Drehstromtransformator T2

Charakteristik des Transformators:

Valélectric Farner SA

Type NT300 – 31433

S = 8 kVA

*U = 3 * 400 VAC / 3 * 400VAC*

I_{nom,sec} = 11.6 A

f = 50 Hz

3.2.1 Wicklungswiderstand

Messung der verschiedenen Wicklungswiderstände mit dem Multimeter METRAHIT

$$R_{1prim} = 0.19 \Omega$$

$$R_{1sec} = 0.23 \Omega$$

$$R_{2prim} = 0.19 \Omega$$

$$R_{2sec} = 0.23 \Omega$$

$$R_{3prim} = 0.18 \Omega$$

$$R_{3sec} = 0.22 \Omega$$

$$R_{prim,AVG} = R_1 = 0.19 \Omega$$

$$R_{sec,AVG} = R_2 = 0.23 \Omega$$

3.2.2 Leerlaufversuch

Messung der Leistungen auf der Primärseite mit drei Wattmeter METRAHIT Energy. Die Spannung (U_{10sec}) auf der Sekundärseite wurde mit dem Multimeter FLUKE 175 gemessen.

$$P_{1prim} = 45.4 \text{ W}$$

$$P_{tot,prim} = 95.08 \text{ W}$$

$$P_{2prim} = 23.36 \text{ W}$$

$$Q_{tot,prim} = 150.97 \text{ VAR}$$

$$P_{3prim} = 26.31 \text{ W}$$

$$S_{tot,prim} = 180.68 \text{ VA}$$

$$Q_{1prim} = 48.42 \text{ VAR}$$

$$U_{10prim} = 234.1 \text{ V}$$

$$Q_{2prim} = 40.01 \text{ VAR}$$

$$U_{20prim} = 234.6 \text{ V}$$

$$Q_{3prim} = 62.53 \text{ VAR}$$

$$U_{30prim} = 233.9 \text{ V}$$

$$S_{1prim} = 66.41 \text{ VA}$$

$$U_{10sec} = 238 \text{ V}$$

$$S_{2prim} = 46.36 \text{ VA}$$

$$I_{10prim} = 0.2833 \text{ A}$$

$$S_{3prim} = 67.91 \text{ VA}$$

$$I_{20prim} = 0.1972 \text{ A}$$

$$I_{30prim} = 0.2903 \text{ A}$$

$$U_{0prim,AVG} = \frac{U_{10prim} + U_{20prim} + U_{30prim}}{3} = 234.2 \text{ V}$$

$$I_{0prim,AVG} = \frac{I_{10prim} + I_{20prim} + I_{30prim}}{3} = 0.2569 \text{ A}$$

$$\ddot{u} = \frac{U_{0prim,AVG}}{U_{10sec}} = \frac{234.2 \text{ V}}{238 \text{ V}} = 0.984$$

$$R_{fer} = \frac{3 * (U_{0prim,AVG})^2}{P_{tot,prim}} = \frac{3 * (234.2 \text{ V})^2}{95.08 \text{ W}} = 1.731 \text{ k}\Omega$$

$$X_h = \frac{3 * (U_{0prim,AVG})^2}{Q_{tot,prim}} = \frac{3 * (232.6 \text{ V})^2}{240 \text{ VAR}} = 1.090 \text{ k}\Omega$$



3.2.3 Kurzschlussversuch

In diesem Versuch wird die Sekundärseite kurzgeschlossen, das heisst, die drei Phasen L1, L2 und L3 werden miteinander verbunden. Messung der Leistungen auf der Primärseite mit Analysator für Netz- und Stromversorgung FLUKE 435 Series II.

$$I_{1cc} = I_{nom,sec} = 11.6 A$$

$$P_{1cc} = 60 W$$

$$P_{tot,cc} = 180 W$$

$$P_{2cc} = 50 W$$

$$Q_{tot,cc} = 120 VAr$$

$$P_{3cc} = 50 W$$

$$S_{tot,cc} = 430 VA$$

$$Q_{1cc} = 40 VAr$$

$$U_{1cc,prim} = 6.12 V$$

$$Q_{2cc} = 40 VAr$$

$$U_{2cc,prim} = 5.88 V$$

$$Q_{3cc} = 40 VAr$$

$$U_{3cc,prim} = 5.68 V$$

$$S_{1cc} = 90 VA$$

$$I_{1cc,prim} = 11.8 A$$

$$S_{2cc} = 90 VA$$

$$I_{2cc,prim} = 12.5 A$$

$$S_{3cc} = 80 VA$$

$$I_{3cc,prim} = 11.3 A$$

$$U_{cc,prim,AVG} = \frac{U_{1cc,prim} + U_{2cc,prim} + U_{3cc,prim}}{3} = \frac{6.12 V + 5.88 V + 5.68 V}{3} = 5.89 V$$

$$I_{cc,prim,AVG} = \frac{I_{1cc,prim} + I_{2cc,prim} + I_{3cc,prim}}{3} = \frac{11.8 A + 12.5 A + 11.3 A}{3} = 11.9 A$$

Hypothese: $X_{\sigma 1} = X'_{\sigma 2} = X_{\sigma}$

$$R_{cc} = \frac{P_{tot,cc}}{3 * (I_{cc,prim,AVG})^2} = \frac{180 W}{3 * (11.9 A)^2} = 426.1 m\Omega$$

$$X_{cc} = X_{\sigma} = \frac{Q_{tot,cc}}{3 * (I_{cc,prim,AVG})^2} = \frac{120 VAr}{3 * (11.9 A)^2} = 282.5 m\Omega$$

$$X_t = X_{\sigma 1} + X'_{\sigma 2} = 2 * X_{\sigma} = 2 * 0.2825 \Omega = 0.565 \Omega$$



3.2.4 Umrechnung in PU (Per-Unit)

Basis: $S_B = 8 \text{ kVA}$

$$I_B = 11.6 \text{ A}$$

$$S_B = \sqrt{3} * U_B * I_B \rightarrow U_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} * I_B} = \frac{8000 \text{ VA}}{\sqrt{3} * 11.6 \text{ A}} = 398.2 \text{ V}$$

$$U_{B,ph} = \frac{U_B}{\sqrt{3}} = \frac{398.2 \text{ V}}{\sqrt{3}} = 230 \text{ V}$$

$$Z_B = \frac{U_{B,ph}}{I_B} = \frac{230 \text{ V}}{11.6 \text{ A}} = 19.8 \Omega$$

Ein Vorteil des PU-Systems ist, dass die Widerstände und Reaktanzen für den Transformator, egal ob er in Stern oder Dreieck verdrahtet ist, dieselben sind.

$$R_{1,pu} = R_{prim,pu} = \frac{R_{prim,AVG}}{Z_B} = \frac{0.19 \Omega}{19.8 \Omega} = 0.010 \text{ pu}$$

$$R_{2,pu} = R_{sec,pu} = \frac{R_{sec,AVG}}{Z_B} = \frac{0.23 \Omega}{19.8 \Omega} = 0.012 \text{ pu}$$

$$R_{fer,pu} = \frac{R_{fer}}{Z_B} = \frac{1.731 \text{ k}\Omega}{19.8 \Omega} = 87.42 \text{ pu}$$

$$X_{h,pu} = \frac{X_h}{Z_B} = \frac{1.090 \text{ k}\Omega}{19.8 \Omega} = 55.05 \text{ pu}$$

$$R_{cc,pu} = \frac{R_{cc}}{Z_B} = \frac{426.1 \text{ m}\Omega}{19.8 \Omega} = 0.0215 \text{ pu}$$

$$X_{cc,pu} = \frac{X_{cc}}{Z_B} = \frac{282.5 \text{ m}\Omega}{19.8 \Omega} = 0.0142 \text{ pu}$$

$$X_{t,pu} = \frac{X_t}{Z_B} = \frac{0.565 \Omega}{19.8 \Omega} = 0.0285 \text{ pu}$$



3.3 Drehstromtransformator T3

Charakteristik des Transformators

Valélectric Farner SA

Type NT280 – 31435

S = 6 kVA

*U = 3 * 400 VAC / 3 * 400VAC*

I_{nom,sec} = 8.7 A

f = 50 Hz

3.3.1 Wicklungswiderstand

Messung der verschiedenen Wicklungswiderstände mit dem Multimeter METRAHIT

$$R_{1prim} = 0.27 \Omega$$

$$R_{1sec} = 0.34 \Omega$$

$$R_{2prim} = 0.27 \Omega$$

$$R_{2sec} = 0.34 \Omega$$

$$R_{3prim} = 0.28 \Omega$$

$$R_{3sec} = 0.33 \Omega$$

$$R_{prim,AVG} = R_1 = 0.27 \Omega$$

$$R_{sec,AVG} = R_2 = 0.34 \Omega$$



3.3.2 Leerlaufversuch

Messung der Leistungen auf der Primärseite mit drei Wattmeter METRAHIT Energy. Die Spannung (U_{10sec}) auf der Sekundärseite wurde mit dem Multimeter FLUKE 175 gemessen.

$$P_{1prim} = 37.76 W$$

$$P_{tot,prim} = 82.28 W$$

$$P_{2prim} = 23.07 W$$

$$Q_{tot,prim} = 141.99 VAr$$

$$P_{3prim} = 21.45 W$$

$$S_{tot,prim} = 165.63 VA$$

$$Q_{1prim} = 48.29 VAr$$

$$U_{10prim} = 234.5 V$$

$$Q_{2prim} = 38.38 VAr$$

$$U_{20prim} = 235.1 V$$

$$Q_{3prim} = 55.33 VAr$$

$$U_{30prim} = 234.4 V$$

$$S_{1prim} = 61.37 VA$$

$$U_{10sec} = 240.1 V$$

$$S_{2prim} = 44.83 VA$$

$$I_{10prim} = 0.2448 A$$

$$S_{3prim} = 59.43 VA$$

$$I_{20prim} = 0.1903 A$$

$$I_{30prim} = 0.2532 A$$

$$U_{0prim,AVG} = \frac{U_{10prim} + U_{20prim} + U_{30prim}}{3} = 234.7 V$$

$$I_{0prim,AVG} = \frac{I_{10prim} + I_{20prim} + I_{30prim}}{3} = 0.2294 A$$

$$\ddot{u} = \frac{U_{0prim,AVG}}{U_{10sec}} = \frac{234.7 V}{240.1 V} = 0.977$$

$$R_{fer} = \frac{3 * (U_{0prim,AVG})^2}{P_{tot,prim}} = \frac{3 * (234.7 V)^2}{82.28 W} = 2.008 k\Omega$$

$$X_h = \frac{3 * (U_{0prim,AVG})^2}{Q_{tot,prim}} = \frac{3 * (235.2 V)^2}{240 VAr} = 1.163 k\Omega$$



3.3.3 Kurzschlussversuch

In diesem Versuch wird die Sekundärseite kurzgeschlossen, das heisst, die drei Phasen L1, L2 und L3 werden miteinander verbunden. Messung der Leistungen auf der Primärseite mit Analysator für Netz- und Stromversorgung FLUKE 435 Series II.

$$I_{1cc} = I_{nom,sec} = 8.7 A$$

$$P_{1cc} = 50 W$$

$$P_{tot,cc} = 130 W$$

$$P_{2cc} = 50 W$$

$$Q_{tot,cc} = 70 VAr$$

$$P_{3cc} = 40 W$$

$$S_{tot,cc} = 330 VA$$

$$Q_{1cc} = 20 VAr$$

$$U_{1cc,prim} = 5.94 V$$

$$Q_{2cc} = 30 VAr$$

$$U_{2cc,prim} = 5.99 V$$

$$Q_{3cc} = 20 VAr$$

$$U_{3cc,prim} = 5.77 V$$

$$S_{1cc} = 50 VA$$

$$I_{1cc,prim} = 8.6 A$$

$$S_{2cc} = 50 VA$$

$$I_{2cc,prim} = 8.6 A$$

$$S_{3cc} = 50 VA$$

$$I_{3cc,prim} = 8.5 A$$

$$U_{cc,prim,AVG} = \frac{U_{1cc,prim} + U_{2cc,prim} + U_{3cc,prim}}{3} = \frac{5.94 V + 5.99 V + 5.77 V}{3} = 5.9 V$$

$$I_{cc,prim,AVG} = \frac{I_{1cc,prim} + I_{2cc,prim} + I_{3cc,prim}}{3} = \frac{8.6 A + 8.6 A + 8.5 A}{3} = 8.6 A$$

Hypothese: $X_{\sigma 1} = X'_{\sigma 2} = X_{\sigma}$

$$R_{cc} = \frac{P_{tot,cc}}{3 * (I_{cc,prim,AVG})^2} = \frac{130 W}{3 * (8.6 A)^2} = 590.5 m\Omega$$

$$X_{cc} = X_{\sigma} = \frac{Q_{tot,cc}}{3 * (I_{cc,prim,AVG})^2} = \frac{70 VAr}{3 * (8.6 A)^2} = 317.9 m\Omega$$

$$X_t = X_{\sigma 1} + X'_{\sigma 2} = 2 * X_{\sigma} = 2 * 0.3179 \Omega = 0.635 \Omega$$



3.3.4 Umrechnung in PU (Per-Unit)

Basis: $S_B = 6 \text{ kVA}$

$$I_B = 8.7 \text{ A}$$

$$S_B = \sqrt{3} * U_B * I_B \rightarrow U_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} * I_B} = \frac{6000 \text{ VA}}{\sqrt{3} * 8.7 \text{ A}} = 398.2 \text{ V}$$

$$U_{B,ph} = \frac{U_B}{\sqrt{3}} = \frac{398.2 \text{ V}}{\sqrt{3}} = 230 \text{ V}$$

$$Z_B = \frac{U_{B,ph}}{I_B} = \frac{230 \text{ V}}{8.7 \text{ A}} = 26.4 \Omega$$

Ein Vorteil des PU-Systems ist, dass die Widerstände und Reaktanzen für den Transformator, egal ob er in Stern oder Dreieck verdrahtet ist, dieselben sind.

$$R_{1,pu} = R_{prim,pu} = \frac{R_{prim,AVG}}{Z_B} = \frac{0.27 \Omega}{26.4 \Omega} = 0.010 \text{ pu}$$

$$R_{2,pu} = R_{sec,pu} = \frac{R_{sec,AVG}}{Z_B} = \frac{0.34 \Omega}{26.4 \Omega} = 0.013 \text{ pu}$$

$$R_{fer,pu} = \frac{R_{fer}}{Z_B} = \frac{2.008 \text{ k}\Omega}{26.4 \Omega} = 76.06 \text{ pu}$$

$$X_{h,pu} = \frac{X_h}{Z_B} = \frac{1.163 \text{ k}\Omega}{26.4 \Omega} = 44.05 \text{ pu}$$

$$R_{cc,pu} = \frac{R_{cc}}{Z_B} = \frac{590.5 \text{ m}\Omega}{26.4 \Omega} = 0.0224 \text{ pu}$$

$$X_{cc,pu} = \frac{X_{cc}}{Z_B} = \frac{317.9 \text{ m}\Omega}{26.4 \Omega} = 0.0120 \text{ pu}$$

$$X_{t,pu} = \frac{X_t}{Z_B} = \frac{0.635 \Omega}{26.4 \Omega} = 0.0241 \text{ pu}$$



3.4 Drehstromtransformator T4

Charakteristik des Transformators

Valélectric Farner SA

Type NT280 – 31435

S = 6 kVA

*U = 3 * 400 VAC / 3 * 400VAC*

I_{nom,sec} = 8.7 A

f = 50 Hz

3.4.1 Wicklungswiderstand

Messung der verschiedenen Wicklungswiderstände mit dem Multimeter METRAHIT

$$R_{1prim} = 0.27 \Omega$$

$$R_{1sec} = 0.33 \Omega$$

$$R_{2prim} = 0.27 \Omega$$

$$R_{2sec} = 0.33 \Omega$$

$$R_{3prim} = 0.27 \Omega$$

$$R_{3sec} = 0.33 \Omega$$

$$R_{prim,AVG} = R_1 = 0.27 \Omega$$

$$R_{sec,AVG} = R_2 = 0.33 \Omega$$



3.4.2 Leerlaufversuch

Messung der Leistungen auf der Primärseite mit drei Wattmeter METRAHIT Energy. Die Spannung (U_{10sec}) auf der Sekundärseite wurde mit dem Multimeter FLUKE 175 gemessen.

$$P_{1prim} = 40.26 W$$

$$P_{tot,prim} = 83.01 W$$

$$P_{2prim} = 19.11 W$$

$$Q_{tot,prim} = 137.92 VAr$$

$$P_{3prim} = 23.63 W$$

$$S_{tot,prim} = 163.11 VA$$

$$Q_{1prim} = 43.1 VAr$$

$$U_{10prim} = 235.9 V$$

$$Q_{2prim} = 36.97 VAr$$

$$U_{20prim} = 236.3 V$$

$$Q_{3prim} = 57.85 VAr$$

$$U_{30prim} = 235.4 V$$

$$S_{1prim} = 59.0 VA$$

$$U_{10sec} = 241.6 V$$

$$S_{2prim} = 41.62 VA$$

$$I_{10prim} = 0.2498 A$$

$$S_{3prim} = 62.49 VA$$

$$I_{20prim} = 0.176 A$$

$$I_{30prim} = 0.2652 A$$

$$U_{0prim,AVG} = \frac{U_{10prim} + U_{20prim} + U_{30prim}}{3} = 235.9 V$$

$$I_{0prim,AVG} = \frac{I_{10prim} + I_{20prim} + I_{30prim}}{3} = 0.2303 A$$

$$\ddot{u} = \frac{U_{0prim,AVG}}{U_{10sec}} = \frac{235.9 V}{241.6 V} = 0.976$$

$$R_{fer} = \frac{3 * (U_{0prim,AVG})^2}{P_{tot,prim}} = \frac{3 * (235.9 V)^2}{82.01 W} = 2.011 k\Omega$$

$$X_h = \frac{3 * (U_{0prim,AVG})^2}{Q_{tot,prim}} = \frac{3 * (236 V)^2}{240 VAr} = 1.210 k\Omega$$

3.4.3 Kurzschlussversuch

In diesem Versuch wird die Sekundärseite kurzgeschlossen, das heisst, die drei Phasen L1, L2 und L3 werden miteinander verbunden. Messung der Leistungen auf der Primärseite mit drei Wattmeter METRAHIT Energy

$$I_{1cc} = I_{nom,sec} = 8.7 \text{ A}$$

$$P_{1cc} = 52.5 \text{ W}$$

$$P_{2cc} = 46.1 \text{ W}$$

$$P_{3cc} = 52.0 \text{ W}$$

$$Q_{1cc} = 24.4 \text{ VAr}$$

$$Q_{2cc} = 23.1 \text{ VAr}$$

$$Q_{3cc} = 24.4 \text{ VAr}$$

$$S_{1cc} = 57.7 \text{ VA}$$

$$S_{2cc} = 51.4 \text{ VA}$$

$$S_{3cc} = 57.2 \text{ VA}$$

$$P_{tot,cc} = 150.6 \text{ W}$$

$$Q_{tot,cc} = 71.9 \text{ VAr}$$

$$S_{tot,cc} = 166.4 \text{ VA}$$

$$U_{1cc,prim} = 6.51 \text{ V}$$

$$U_{2cc,prim} = 6.13 \text{ V}$$

$$U_{3cc,prim} = 6.55 \text{ V}$$

$$I_{1cc,prim} = 8.89 \text{ A}$$

$$I_{2cc,prim} = 8.40 \text{ A}$$

$$I_{3cc,prim} = 8.78 \text{ A}$$

$$U_{cc,prim,AVG} = \frac{U_{1cc,prim} + U_{2cc,prim} + U_{3cc,prim}}{3} = 6.40 \text{ V}$$

$$I_{cc,prim,AVG} = \frac{I_{1cc,prim} + I_{2cc,prim} + I_{3cc,prim}}{3} = 8.69 \text{ A}$$

Hypothese: $X_{\sigma 1} = X'_{\sigma 2} = X_{\sigma}$

$$R_{cc} = \frac{P_{tot,cc}}{3 * (I_{cc,prim,AVG})^2} = \frac{150.6 \text{ W}}{3 * (8.69 \text{ A})^2} = 664.6 \text{ m}\Omega$$

$$X_{cc} = X_{\sigma} = \frac{Q_{tot,cc}}{3 * (I_{cc,prim,AVG})^2} = \frac{70 \text{ VAr}}{3 * (8.7 \text{ A})^2} = 317.3 \text{ m}\Omega$$

$$X_t = X_{\sigma 1} + X'_{\sigma 2} = 2 * X_{\sigma} = 2 * 0.3083 \Omega = 0.635 \Omega$$



3.4.4 Umrechnung in PU (Per-Unit)

Basis: $S_B = 6 \text{ kVA}$

$$I_B = 8.7 \text{ A}$$

$$S_B = \sqrt{3} * U_B * I_B \rightarrow U_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} * I_B} = \frac{6000 \text{ VA}}{\sqrt{3} * 8.7 \text{ A}} = 398.2 \text{ V}$$

$$U_{B,ph} = \frac{U_B}{\sqrt{3}} = \frac{398.2 \text{ V}}{\sqrt{3}} = 230 \text{ V}$$

$$Z_B = \frac{U_{B,ph}}{I_B} = \frac{230 \text{ V}}{8.7 \text{ A}} = 26.4 \Omega$$

Ein Vorteil des PU-Systems ist, dass die Widerstände und Reaktanzen für den Transformator, egal ob er in Stern oder Dreieck verdrahtet ist, dieselben sind.

$$R_{1,pu} = R_{prim,pu} = \frac{R_{prim,AVG}}{Z_B} = \frac{0.27 \Omega}{26.4 \Omega} = 0.010 \text{ pu}$$

$$R_{2,pu} = R_{sec,pu} = \frac{R_{sec,AVG}}{Z_B} = \frac{0.33 \Omega}{26.4 \Omega} = 0.013 \text{ pu}$$

$$R_{fer,pu} = \frac{R_{fer}}{Z_B} = \frac{2.011 \text{ k}\Omega}{26.4 \Omega} = 76.17 \text{ pu}$$

$$X_{h,pu} = \frac{X_h}{Z_B} = \frac{1.210 \text{ k}\Omega}{26.4 \Omega} = 45.83 \text{ pu}$$

$$R_{cc,pu} = \frac{R_{cc}}{Z_B} = \frac{664.6 \text{ m}\Omega}{26.4 \Omega} = 0.0252 \text{ pu}$$

$$X_{cc,pu} = \frac{X_{cc}}{Z_B} = \frac{317.3 \text{ m}\Omega}{26.4 \Omega} = 0.0120 \text{ pu}$$

$$X_{t,pu} = \frac{X_t}{Z_B} = \frac{0.635 \Omega}{26.4 \Omega} = 0.0241 \text{ pu}$$

4 BESPRECHUNG DER RESULTATE

Da die beiden Transformatoren T1 und T2, sowie T3 und T4 dasselbe Typenschild besitzen, will man nun diese untereinander vergleichen.

Type NT300 ; S = 8 kVA

	T1	T2
\ddot{u}	0.984	0.984
$R_{1,pu}$	0.011 pu	0.010 pu
$R_{2,pu}$	0.013 pu	0.012 pu
$R_{fer,pu}$	88.59 pu	87.42 pu
$X_{h,pu}$	57.12 pu	55.05 pu
$R_{cc,pu}$	0.0215 pu	0.0215 pu
$X_{cc,pu}$	0.0155 pu	0.0142 pu
$X_{t,pu}$	0.0310 pu	0.0285 pu

Die Werte der beiden Messungen decken einander gut ab.

Es wurde auch die magnetische Flussdichte berechnet, da der Verbrauch des Transformators T1 im Leerlauf nicht symmetrisch erscheint. So will man sicherstellen, dass der Transformator nicht zu stark gesättigt ist.

Angaben vom Hersteller:

$$A = 0.06 \text{ m} * 0.06 \text{ m}$$

$$N_2 = 193 \text{ Windungen}$$

$$\Phi = \frac{U_i}{4.44 * f * N_2} = \frac{236.6 \text{ V}}{4.44 * 50 \text{ Hz} * 193} = 5.52 * 10^{-3} \text{ Wb}$$

$$B = \frac{\Phi}{A} = \frac{5.52 * 10^{-3} \text{ Wb}}{0.06 \text{ m} * 0.06 \text{ m}} = 1.5 \text{ T}$$

Da der Hersteller 1.2T im Lastbetrieb angibt, ist es normal, dass im Leerlauf diese magnetische Flussdichte etwas höher liegt und der Transformator sättigt. Dieser Wert liegt im ermessenen Rahmen.

Zusätzlich wurde auch der Übertragungsfaktor der einzelnen Spulen des Transformators T1 gemessen. Dazu hat man jede Spule primärseitig einzeln unter Spannung gelegt und auf der Sekundärseite die induzierte Spannung gemessen.

Messung	1	2	3	AVG	Übersetzungsverhältnis	
U _{1p} [V]	10.866	10.890	10.389	10.715	ü ₁	0.970
U _{1s} [V]	11.034	11.059	11.055	11.049		
U _{2p} [V]	11.132	11.130	11.132	11.131	ü ₂	0.984
U _{2s} [V]	11.305	11.308	11.312	11.308		
U _{3p} [V]	11.108	11.112	11.109	11.110	ü ₃	0.984
U _{3s} [V]	11.285	11.289	11.287	11.287		

Es wurde in der Messung im Leerlauf des Transformators T1 (Abschnitt 3.1.2) ein Übersetzungsverhältnis von $\ddot{u} = 0.984$ gemessen. Auch der Hersteller gibt ein Übersetzungsverhältnis von $\ddot{u} = \frac{N_1}{N_2} = \frac{190}{193} = 0.984$ an. In der Messung sieht man, dass man dieselben Resultate erhielt. Es liegt daher kein mechanisches Problem des Transformators vor.

Type NT280 ; $S = 6 \text{ kVA}$

	T3	T4
\ddot{u}	0.977	0.976
$R_{prim,pu}$	0.010 pu	0.010 pu
$R_{sec,pu}$	0.013 pu	0.013 pu
$R_{fer,pu}$	76.06 pu	76.17 pu
$X_{h,pu}$	44.05 pu	45.83 pu
$R_{cc,pu}$	0.0224pu	0.0252 pu
$X_{cc,pu}$	0.0120 pu	0.0120 pu
$X_{t,pu}$	0.0241 pu	0.0241 pu

Es liegen hier zwei verschiedene Messungen für den Kurzschlussversuch vor, dennoch erhielt man dieselbe Reaktanz $X_{t,pu}$ von 0.0241 pu. Dies ist ein gutes Resultat, mit welchem weitergearbeitet werden kann. Auch die anderen Werte decken einander ab. Die minimalen Abweichungen können entweder auf die Genauigkeit der benutzten Messinstrumente oder einen allfälligen Ablesefehler der Messinstrumente zurückgeführt werden.

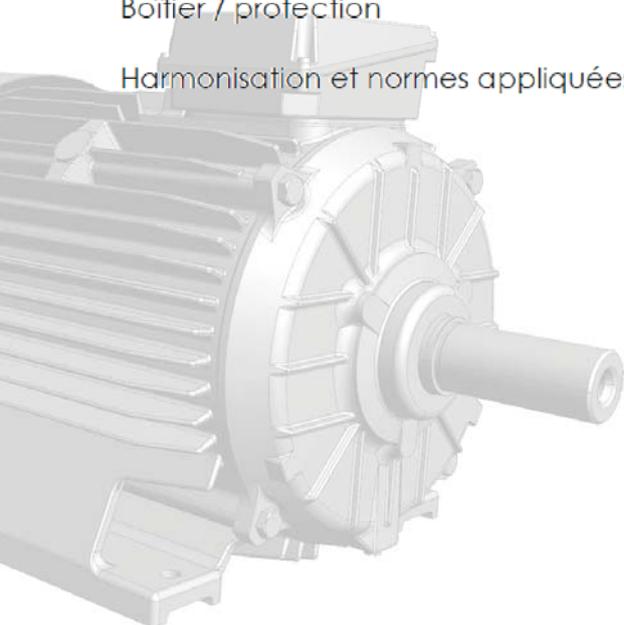
5 DATUM UND UNTERSCHRIFT

Sion, den 04.05.2014

Ritler Thomas

Descriptif TRANSFORMATEUR

Type et numéro	:	NT280-31435			
Définitions selon CEI 61558-1	:	3.1.4	transformateur à enroulements séparés		
	:	3.1.10	transformateur non résistant aux courts-circuits		
Puissance	:	6000VA			
Tension	primaire	:	3x400VAC Y	217 spires	Ø2.36mm 4.15mm ²
	écran	:	non		
Tension	secondaire nominale	:	3x400VAC Y	222 spires	Ø2.36mm 4.15mm ²
	secondaire à vide	:	3x409VAC Y		
Intensité	secondaire	:	8.7A		
Tôle magnétique	:	150 pièces, type EI280x280, qualité M400-50A			
Magnétisation	:	~1.2T			
Variation de tension admissible	:	+10%			
Raccordements	:	Bornes à visser 10mm ²			
Boîtier / protection	:	non / IP00			
Harmonisation et normes appliquées	:	normes CEI 61558-1			



TRANSFORMATEUR DE COURANT À PRIMAIRE BOBINÉ SÉRIE STANDARD



- Courant primaire de 0 à 150 A
- Isolement renforcé 0,75/4 kV
- Mesure et protection
- Encombrement réduit

Transformateurs de courant pour la mesure les courants alternatifs de 0 à 150 A.

Ils sont sous boîtier moulé non inflammable et possèdent de série un isolement renforcé. Ces transformateurs de courant conviennent à toutes les applications.

Grâce à leur faible encombrement et à leurs performances élevées, ils sont particulièrement adaptés aux tableaux à tiroirs débrochables.

Caractéristiques générales

Tension de service maximum	750 V
Tension de tenue à fréquence industrielle	4000 V
Courant primaire I _{pn}	0 à 150 A
Courant secondaire I _{sn}	5 ou 1 A
Fréquence	50 ou 60 Hz
Puissance de précision	1 à 60 VA
Classe de précision	0,5 - 1 - 3
Facteur de sécurité	5 à 30
Courant d'échauffement	1,2 I _{pn}
Courant de court-circuit thermique I _{th}	80 I _{pn} .1s
Courant dynamique	2,5 I _{th}
Classe d'isolation	E
Température ambiante	-25°C à + 40°C
Boîtier	Thermoplastique UL94 V0 ou V1
Normes	CEI 60044 - CEI 61869 - NF C42502 VDE 0414 - BS 7626

Autres caractéristiques sur demande

Tension de service maximum	Jusqu'à 2400 V
Tension de tenue à fréquence industrielle	Jusqu'à 11 kV
Courant secondaire I _{sn}	0,005 à 10 A
Fréquence	1 à 10000 Hz
Classe de précision	0,1 - 0,2 - 0,2S - 0,5S - 5P - 10P - cIX
Facteur limite de précision	5 - 10 - 15 - 20 - 30
Multi-rapport primaire	Sur modèles RB - PB
Enroulements secondaires séparés	Sur modèles RB - PB
Température ambiante	-40°C à +70°C
Normes	ANSI C57.13 - CAN3 C13 - AS 1675

Accessoires / Options

Équerres de fixation	Types EA ou EN suivant modèles
Équerres de fixation renforcées	Type MN - Marine Nationale sur PB
Capot plombable	Uniquement sur modèles 1PB - RB - PB
Tropicalisation	
Sachet SAVI	Visserie primaire complète pour 50 appareils

TRANSFORMATEUR DE COURANT À PRIMAIRE BOBINÉ - SÉRIE STANDARD

Tableau de choix

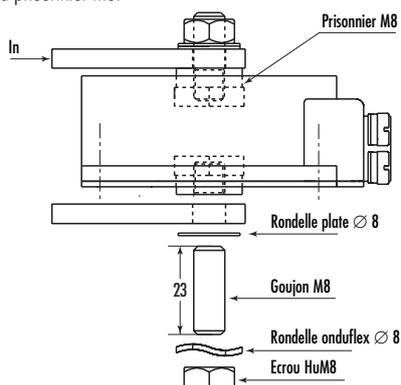
Ip A	Type	Puissance maximum en VA			lth
		cl 3	cl 1	cl 0,5	
1 à 40	1PB	2,5	1,25	1	40 lp
1 à 75	MB	7,5	5	2,5	40 lp
	GB	20	10	5	40 lp
	RB	30	20	15	60 lp
	PB	60	45	45	80 lp
100	MB	7,5	5	2,5	40 lp
	GB	10	10	5	40 lp
	RB	30	20	15	60 lp
	PB	45	45	45	80 lp
125	MB	7,5	5	2,5	40 lp
	GB	15	7,5	3,75	40 lp
	RB	30	20	10	60 lp
	PB	45	45	45	80 lp
150	MB	10	5	2,5	40 lp
	GB	20	10	5	40 lp
	RB	30	20	10	40 lp
	PB	45	45	45	80 lp

Dimensions

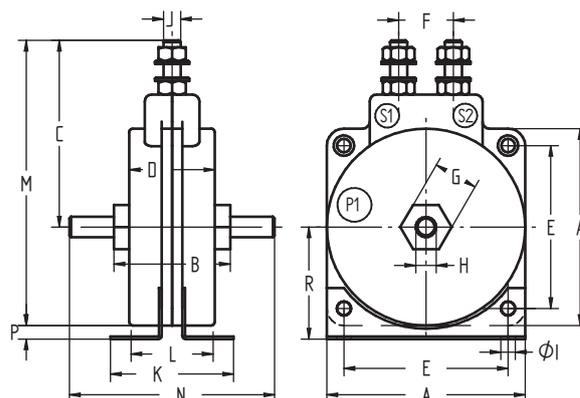
Type	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	P	R
	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm
1PB	58	35	45	25	48	16	13	M 6	4,2	M 5	36	23	84	60	4	1x
MB	66	33	43	29	55	25	17	M 8	4,2	M 5	35	23	80	45	3,5	1x
GB	66	52	43	47	55	25	17	M 8	4,2	M 5	35	23	80	64	3,5	1x
RB	85	56	59	52	70	25	17	M 8	4,2	M 5	62	40	111	-	4,5	1x
PB	104	60	68	56	86	35	17	M 8	6,3	M 5	66	42	130	-	5	1x

Installation

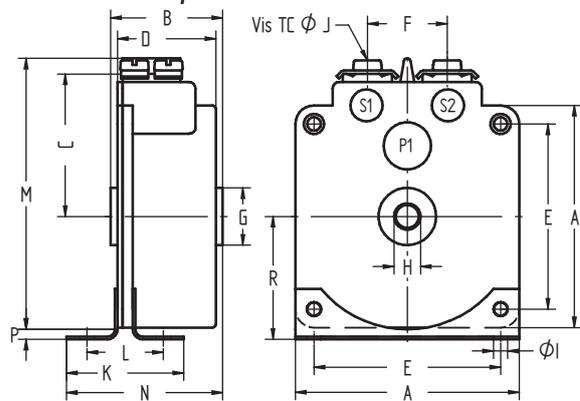
- Les équerres de fixation ne sont pas nécessaires si les appareils sont montés entre 2 barres ou entre 1 barre et 1 cosse.
- Dans le cas du 1PB, ne jamais dévisser les écrous hexagonaux P1 et P2. Il faut les immobiliser en rotation lors d'un serrage énergique sur cosse.
- Couple de serrage des bornes secondaires M5 = 2.5 N.m
- Couple de serrage des bornes primaires:
 - M6 sur barre ou sur cosse: 6 N.m
 - M8 sur barre: 25 Nm, ou sur cosse: 15 N.m
- Possibilité de rajouter des cales sur RB - PB.
- La profondeur utile du filetage M8 est de 7 mm pour tous les transformateurs à primaire bobiné, types MB - GB - RB - PB.
- Il est recommandé d'utiliser un goujon en laiton pour assurer la liaison entre la barre (ou la cosse) et le primaire du transformateur. Le goujon doit être vissé à la main jusqu'au fond du taraudage du prisonnier M8.



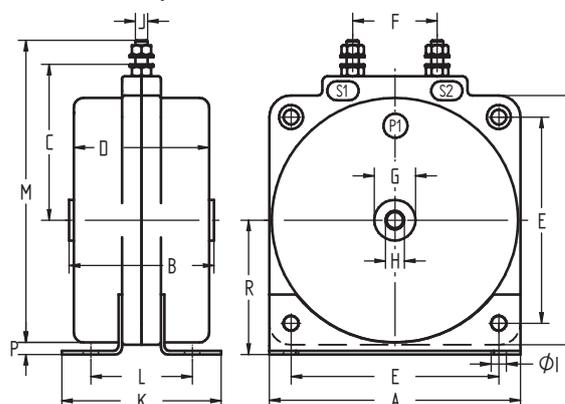
1PB avec équerres EA



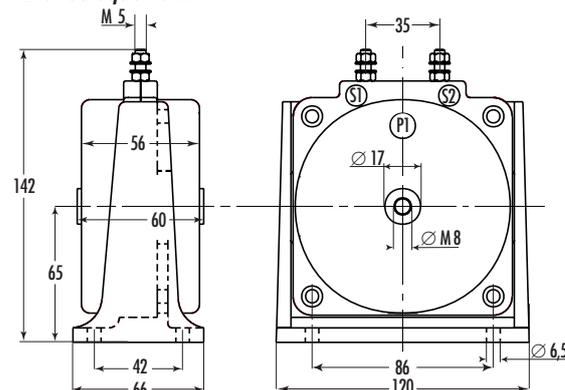
MB - GB avec équerres EA



RB - PB avec équerres EA



PB avec équerre MN



PFIFFNER Messwandler AG
Lindenplatz 17
CH-5042 Hirschthal
SCHWEIZ

HES-SO Valais//Wallis
Thomas Ritler
Route du Rawyl 47
1950 Sion

Ihr Ansprechpartner: Ernst Hirschi / Hie
Telefon: +41 62 739 28 28
Telefon direkt: +41 62 739 28 16
Fax: +41 62 739 28 10
E-Mail: ernst.hirschi@pmw.ch
Kunden-Nr.: 32455

Ihr Zeichen: Thomas Ritler
Ihre Anfrage: E-Mail vom 05.06.2014
Ihr Telefon:
Ihr Fax:
Ihr E-Mail: gridlab.hens@gmail.com

Angebot-Nr.: **2014.310698** vom **05.06.2014**
Gültigkeit 03.09.2014

Sehr geehrter Herr T. Ritler

Vielen Dank für Ihre Anfrage. Gerne unterbreiten wir Ihnen folgendes Angebot

Pos.	Artikelbeschreibung	Menge Stk	Stückpreis CHF	Total CHF
1	Stromwandler Typ JLP0.5 10/5 A Norm IEC 60044-1 Spannungsreihe 0.72 / 3 kV Frequenz 50 Hz K1 Übersetzung 10/5 A K1 Bürde 5 VA K1 Gen.-klasse 5P20 K1 Eichung NEIN	3	350.00	1,050.00
2	Spannungswandler Typ ELP0.5 Norm IEC 60044-2 Spannungsreihe 0.72 / 3 kV Frequenz 50 Hz K1 Übersetzung 400/100 VOLT K1 Bürde 5 VA K1 Gen.-klasse 0.5; 3P K1 Eichung NEIN	3	220.00	660.00
3	Verpackung	1	15.00	15.00
4	Porto	1	70.00	70.00
Bestellsumme				1,795.00
8.00% Mwst-pflicht. Betrag von				143.60
Total				1,938.60

Preise: Im Preis inbegriffen sind:
- Routineprüfungen inkl. Protokoll

- amtliche Beglaubigungen, wenn im Beleg als Position extra aufgeführt

Im Preis nicht inbegriffen sind:

- Typen- und Sonderprüfungen

Lieferung: EXW Hirschthal (INCOTERMS 2010)

Zahlung: 100% netto innerhalb 30 Tagen ab Rechnungsdatum

Lieferzeit: 2 Wochen nach Erhalt der Bestellung

Garantie: 24 Monate nach Inbetriebsetzung, aber längstens
30 Monate nach Versanddatum.

Die Garantie beschränkt sich auf die Reparatur des defekten Teiles oder den Ersatz des defekten Gerätes inklusive des nötigen Transportes. Weitere Kosten werden nicht erstattet. Das betrifft sowohl Folgeschäden, entgangener Gewinn, als auch Demontage- und Montageleistungen. Mitgeltende Dokumente sind nur soweit anwendbar, wenn wir diesen ausdrücklich zustimmen.

Wir hoffen, dass unser Angebot Ihren Erwartungen entspricht und würden uns freuen, den Auftrag zu erhalten. Haben Sie Fragen? Wir stehen Ihnen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

PFIFFNER Messwandler AG

RS ISOLSEC

Instrument transformers
Transformateurs de mesure
Transformadores de medida

45 Avenue des acacias - BP 72 - 45120 CEPOY - France

FAX

A / to	: ECOLE HES-SO / SUISSE	De / from	: K.BILLIAU
Attn	: THOMAS RITLER	tel.	: +33 (0)2 38 85 62 11
fax n°	: thomas.ritler@students.hevs.ch	fax n°	: +33 (0)2 38 85 62 05
v. / y. ref.	:	e mail	: k.billiau@rsisolsec.com
Date	: 26/05/2014	n. / o. ref.	: 14/65026/KB
Pages	: 1/1 (y compris cette page / this page included)		

Veillez indiquer notre référence d'offre sur vos commandes

Bonjour,

Pour donner suite à votre demande, veuillez trouver ci-dessous notre meilleure offre :

Transformateur de courant

Type intérieur 0.75/4 kV – 50/60Hz
Avec PV d'essais

6 pièces PB 10/5A 5VA CL5P10 Prix unitaire : 147 €

Transformateur de tension

Type intérieur 0.75/3 kV – 50/60Hz
Avec PV d'essais

6 pièces TP84-2 400/100V 5VA CL6P Prix unitaire : 112 €

ou

6 pièces TP84-2 400/100V 5VA CL3P Prix unitaire : 112 €

Nos conditions :

Nos prix s'entendent : EXW Cepoy , en Euro.

Cout du transport Franco SION = +93€

Matériel avec emballage standard –

Paiement : paiement d'avance sur facture proforma

Délai de livraison EXW : 3 semaines à partir de notre confirmation

Validité de l'offre : 3 mois à partir de la date de l'offre

Notre minimum de commande : 65 €

Meilleures salutations,

Katia BILLIAU
Commercial Export

Christophe BRITIS
Responsable Export

Visitez notre site web : www.rsisolsec.com
Visit our web site : www.rsisolsec.com

Auszug der technischen Daten der Sicherheitsrelais

ABB RED615

Leitungsdifferentialschutz und Steuerung	1MRS756723 D
RED615	
Produktversion: 4.0	

Tabelle 9. Wandlereingänge

Beschreibung	Wert	
Nennfrequenz	50/60 Hz	
Strompfad	Bemessungsstrom, I_n	1/5 A ¹⁾
	Thermische Belastbarkeit:	
	• kontinuierlich	4 A 20 A
	• 1 s	100 A 500 A
	Dynamische Strombelastbarkeit:	
• Halbschwingung	250 A 1250 A	
Eingangsimpedanz	<100 mΩ	<20 mΩ
Spannungseingänge	Nennspannung	60...210 V
	Belastbarkeit der Spannungspfade:	
	• kontinuierlich	240 V AC
	• 10 s	360 V AC
Bürde bei Nennspannung	<0,05 VA	

1) Erdfehlerstrom bzw. Phasenstrom

Tabelle 10. Binäre Eingänge

Beschreibung	Wert
Betriebsbereich	±20 % der Nennspannung
Nennspannung	24...250 V DC
Eingangsstrom	1,6...1,9 mA
Stromaufnahme	31,0...570,0 mW
Schwellenspannung	18...176 V DC
Reaktionszeit	3 ms

(Quelle: RED615 Produktdatenblatt, Seite 22, Produktversion 4.0, Veröffentlichung 25.06.2013)

ABB RET670

Transformatorschutz RET670	1MRK 504 117-BDE B
Kundenspezifisch	
Produktversion: 1.2	

21. Technische Daten

Allgemeines

Begriffsbestimmungen

Referenzwert	Der spezifizierte Wert eines Einflussfaktors, auf welchen sich die Eigenschaften des Gerätes beziehen.
Bemessungsbereich	Der Wertebereich einer Einflussgröße (eines Faktors), innerhalb welcher das Gerät die festgelegten Anforderungen unter den spezifizierten Bedingungen erfüllt.
Arbeitsbereich	Der Wertebereich einer vorgegebenen Eingangsgröße unter denen das Gerät unter bestimmten Bedingungen in der Lage ist, seine vorgesehenen Funktionen laut den festgelegten Anforderungen zu erfüllen.

TRM - Eingangsgrößen, Bemessungs- und Grenzwerte Analoge Eingänge

Tabelle 6. TRM - Eingangsgrößen, Bemessungswerte und Grenzwerte für Schutztransformatormodule

Menge	Bemessungswert	Bemessungsbereich
Strom	$I_r = 1$ oder 5 A	$(0.2-40) \times I_r$
Arbeitsbereich	$(0-100) \times I_r$	
Zulässige Überlast	$4 \times I_r$ cont. $100 \times I_r$ für 1 s ^{*)}	
Bürde	< 150 mVA bei $I_r = 5$ A < 20 mVA bei $I_r = 1$ A	
Wechselspannung	$U_r = 110$ V	0.5-288 V
Arbeitsbereich	$(0-340)$ V	
Zulässige Überlast	420 V andauernd 450 V 10 s	
Bürde	< 20 mVA bei 110 V	
Frequenz	$f_r = 50/60$ Hz	$\pm 5\%$

^{*)} max. 350 A für 1 s, wenn COMBITEST-Prüfschalter enthalten ist.

(Quelle: RET670 Produktdatenblatt, Seite 33, Produktversion 1.2, Veröffentlichung 25.06.2013)

ABB REF615

Abzweigschutz und Steuerung	1MRS756691 D
REF615	
Produktversion: 4.0	

Tabelle 9. Wandlereingänge

Beschreibung		Wert	
Nennfrequenz		50/60 Hz	
Strompfad	Bemessungsstrom, I_n	0,2/1 A ¹⁾	1/5 A ²⁾
	Thermische Belastbarkeit:		
	• kontinuierlich	4 A	20 A
	• 1 s	100 A	500 A
	Dynamische Strombelastbarkeit:		
• Halbschwung	250 A	1250 A	
Eingangsimpedanz		<100 mΩ	<20 mΩ
Spannungseingänge	Nennspannung	60...210 V	
	Belastbarkeit der Spannungspfad:		
	• kontinuierlich	240 V AC	
	• 10 s	360 V AC	
Bürde bei Nennspannung		<0,05 VA	

- 1) Option für Erdfehlerstromeingang
2) Erdfehlerstrom bzw. Phasenstrom

(Quelle: REF615 Produktdatenblatt, Seite 29, Produktversion 1.2, Veröffentlichung 25.06.2013)

Siemens 7SJ8041

Technische Daten

4.1 Allgemeine Gerätedaten

4.1 Allgemeine Gerätedaten

4.1.1 Analoge Eingänge

Stromeingänge

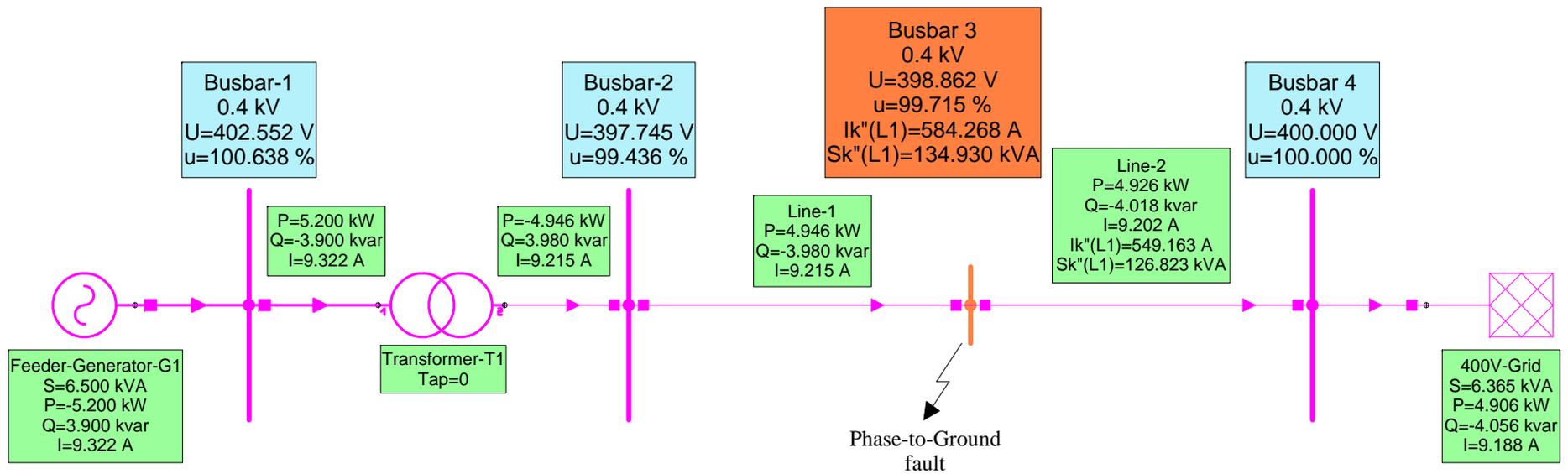
Nennfrequenz	f_N	50 Hz oder 60 Hz	(einstellbar)
Arbeitsbereich Frequenz (unabhängig von der Nennfrequenz)		25 Hz bis 70 Hz	
Nennstrom	I_N	1 A oder 5 A	
Erdstrom, empfindlich	I_{EE}	$\leq 1,6 \cdot I_N$ Linearbereich ¹⁾	
Verbrauch je Phase und Erdfad - bei $I_N = 1$ A - bei $I_N = 5$ A - für empf. Erdfehlererfassung bei 1 A		$\leq 0,05$ VA $\leq 0,3$ VA $\leq 0,05$ VA	
Belastbarkeit Stromfad - thermisch (effektiv) - dynamisch (Scheitelwert)		500 A für 1 s 150 A für 10 s 20 A dauernd 1250 A (Halbschwingung)	
Belastbarkeit Eingang für empf. Erdfehlererfassung I_{EE} ¹⁾ - thermisch (effektiv) - dynamisch (Scheitelwert)		300 A für 1 s 100 A für 10 s 15 A dauernd 750 A (Halbschwingung)	

¹⁾ nur bei Ausführung mit empf. Erdstromwandlereingang (s. Bestelldaten im Anhang A.1)

Spannungseingänge

Nennspannung		34 V – 225 V (einstellbar) bei Anschluss Leiter-Erde-Spannungen 34 V – 200 V (einstellbar) bei Anschluss Leiter-Leiter-Spannungen
Messbereich		0 V bis 200 V
Verbrauch	bei 100 V	ca. 0,005 VA
Überlastbarkeit im Spannungspfad - thermisch (effektiv)		230 V dauernd

(Quelle: 7SJ80xx Überstromzeitschutz Technische Daten, Seite 376, Produktversion 4.6, Veröffentlichung 08.2010)



Calculation Phase-to-Ground Fault

→ Fault at half way of the transmission line

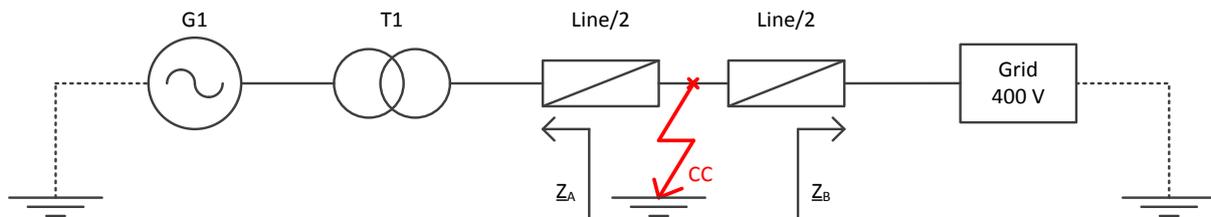


Figure 1 : Diagram of phase-to-ground fault

Parameters

Generator (G1)

Parameter	Value
Rated Power	6.5 kVA
Rated Voltage	400 V (Y)
Rated Current	9.4 A
cos φ	0.8
Frequency	50 Hz
X_d''	2.0 Ω
X_d'	9.6 Ω
X_d	35.3 Ω

Transformer (T1)

Parameter	Value
Rated Power	8 kVA
Rated Voltage at primary	3x400 V
Rated Voltage at secondary	3x400 V
Rated Current	11.6 A
Frequency	50 Hz
Turns Ratio real	0.984
X_t	0.615 Ω

Line

Parameter	Value
R	163 m Ω
L	1.34 mH
C	294 nF
Frequency	50 Hz



Grid

Parameter	Wert
Rated Voltage	400 V
Frequency	50 Hz
R	200 mΩ
L	500 μH

Basis

$$S_B = 8 \text{ kVA}$$

$$U_B = 400 \text{ V}$$

$$U_{B,ph} = \frac{400 \text{ V}}{\sqrt{3}} = 230 \text{ V}$$

$$Z_B = \frac{3 * U_{B,ph}^2}{S_B} = \frac{3 * (230 \text{ V})^2}{8 \text{ kVA}} = 19.8 \Omega$$

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} * U_B} = \frac{8 \text{ kVA}}{\sqrt{3} * 400 \text{ V}} = 11.55 \text{ A}$$

Initial Condition and Hypothesis

- $U_f = 1.0 e^{j0^\circ} pu$ Voltage at fault location
- CC with Phase L₁ and earth (ae)
- All zero sequence impedances of the line are the triple of their corresponding positive and negative ones.

Conversion to the per unit System (pu)

$$X_d'' = \frac{X_d''}{Z_B} = \frac{2.0 \Omega}{19.8 \Omega} = 0.101 pu$$

$$X_t = \frac{X_t}{Z_B} = \frac{0.615 \Omega}{19.8 \Omega} = 0.031 pu$$

$$\underline{Z}_{Line/2} = \frac{\frac{R_{Line}}{2} + j \frac{X_{Line}}{2}}{Z_B} = \frac{0.08 \Omega + j0.21 \Omega}{19.8 \Omega} = 0.0113 e^{j69.1^\circ} pu$$

Equivalent Diagram

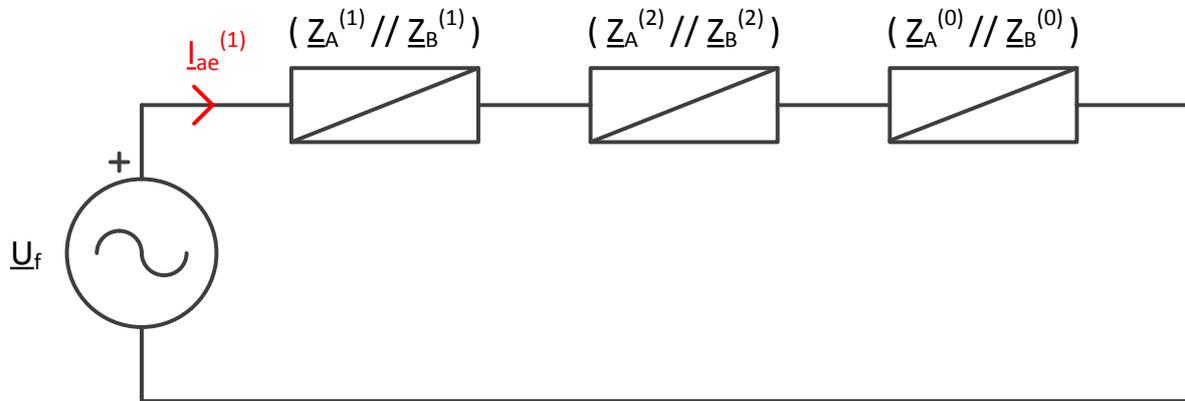


Figure 2 : Equivalent diagram for one phase

Calculation

$$X_G^{(1)} = X_G^{(2)} = X_d'' = 0.101 \text{ pu} \rightarrow X_G^{(0)} = 3 * X_G^{(1)} = 0.303 \text{ pu}$$

$$X_{T1}^{(1)} = X_{T1}^{(2)} = X_t = 0.031 \text{ pu} \rightarrow X_{T1}^{(0)} = 3 * X_{T1}^{(1)} = 0.093 \text{ pu}$$

$$\underline{Z}_{Line/2}^{(1)} = \underline{Z}_{Line/2}^{(2)} = \underline{Z}_{Line/2} = 0.0113 e^{j69.1^\circ} \text{ pu} \rightarrow \underline{Z}_{Line/2}^{(0)} = 3 * \underline{Z}_{Line/2}^{(1)} = 0.034 e^{j69.1^\circ} \text{ pu}$$

$$\underline{Z}_A^{(1)} = \underline{Z}_A^{(2)} = \underline{Z}_{Line/2}^{(1)} + jX_G^{(1)} + jX_{T1}^{(1)} = 0.4282 e^{j88.4^\circ} \text{ pu}$$

$$\underline{Z}_A^{(0)} = 3 * \underline{Z}_A^{(1)} = 1.2846 e^{j88.4^\circ} \text{ pu}$$

$$\underline{Z}_B^{(1)} = \underline{Z}_B^{(2)} = \underline{Z}_{Line/2}^{(1)} = 0.0113 e^{j69.1^\circ} \text{ pu}$$

$$\underline{Z}_B^{(0)} = 3 * \underline{Z}_B^{(1)} = 0.0340 e^{j69.1^\circ} \text{ pu}$$

$$\underline{Z}_{tot} = (\underline{Z}_A^{(1)} // \underline{Z}_B^{(1)}) + (\underline{Z}_A^{(2)} // \underline{Z}_B^{(2)}) + (\underline{Z}_A^{(0)} // \underline{Z}_B^{(0)}) = 0.0554 e^{j69.6^\circ} \text{ pu}$$

$$\underline{I}_{ae}^{(1)} = \frac{\underline{U}_f}{\underline{Z}_{tot}} = \frac{1.0 e^{j0^\circ} \text{ pu}}{0.0554 e^{j69.6^\circ} \text{ pu}} = 18.0634 e^{-j69.6^\circ} \text{ pu}$$

$$\underline{I}_{ae,pu}'' = \underline{I}_{ae}^{(1)} + \underline{I}_{ae}^{(2)} + \underline{I}_{ae}^{(0)} = 3 * \underline{I}_{ae}^{(1)} = 54.1903 e^{-j69.6^\circ} \text{ pu}$$

$$\underline{I}_{ae}'' = \underline{I}_{ae,pu}'' * I_B = 54.1903 e^{-j69.6^\circ} \text{ pu} * 11.55 \text{ A} = 625.74 e^{-j69.6^\circ} \text{ A}$$

Erdfehlerschutz_7SJ8041_V1.1.ovt:

Test Object - Overcurrent Parameters

General - Values:

TimeToIAbs:	0.04 s	VT connection:	At protected object
TimeToRel:	5.00 %	CT starpoint connection:	To protected object
CurrentToIAbs:	0.05 Iref		
CurrentToRel:	5.00 %		
Directional:	No		

Elements - Residual:

Active	Name	Tripping characteristic	I Pick-up	Time	Reset Ratio	Direction
Yes	I #1 Residual	IEC Definite Time	0.06 Iref	0.30 s	0.95	Non Directional
Yes	I #2 Residual	IEC Definite Time	0.12 Iref	0.10 s	0.95	Non Directional
Yes	I #3 Residual	IEC Definite Time	0.30 Iref	0.05 s	0.95	Non Directional

Test Module

Name:	OMICRON Overcurrent	Version:	3.00 SR 1
Test Start:	08-juil.-2014 13:21:35	Test End:	08-juil.-2014 13:22:30
User Name:		Manager:	
Company:			

Test Settings:

Fault Model:

Time reference:	Fault inception
Load current:	0.00 A
Load angle:	0.00 °
Prefault time:	0.50 s
Abs. max time:	5.00 s
Post fault time:	1.00 s
Rel. max time:	100.00 %
Enable voltage output:	No
Fault voltage LN (for all but two phase faults):	30.00 V
Fault voltage LL (for two phase faults):	51.96 V
Decaying DC active:	No
Time constant:	0.05 s
CB char min time:	0.10 s
Thermal reset active:	No
Thermal reset method:	Manual
Thermal reset message:	Please reset the Thermal Memory of the device under test before continuing.

Shot Test:

Type	Relative To	Factor	Magnitude	Angle	tnom	tmin	tmax
L1-E	(--)	n/a	0.04 A	n/a	No trip	No trip	No trip
L1-E	(--)	n/a	0.24 A	n/a	No trip	260.0 ms	No trip
L1-E	(--)	n/a	0.44 A	n/a	300.0 ms	60.00 ms	No trip
L1-E	(--)	n/a	0.64 A	n/a	100.0 ms	60.00 ms	340.0 ms
L1-E	(--)	n/a	0.84 A	n/a	100.0 ms	60.00 ms	340.0 ms
L1-E	(--)	n/a	1.04 A	n/a	100.0 ms	60.00 ms	140.0 ms
L1-E	(--)	n/a	1.24 A	n/a	100.0 ms	60.00 ms	140.0 ms
L1-E	(--)	n/a	1.44 A	n/a	100.0 ms	10.00 ms	140.0 ms
L1-E	(--)	n/a	1.64 A	n/a	50.00 ms	10.00 ms	140.0 ms
L1-E	(--)	n/a	1.84 A	n/a	50.00 ms	10.00 ms	90.00 ms
L1-E	(--)	n/a	2.04 A	n/a	50.00 ms	10.00 ms	90.00 ms
L1-E	(--)	n/a	2.24 A	n/a	50.00 ms	10.00 ms	90.00 ms
L1-E	(--)	n/a	2.44 A	n/a	50.00 ms	10.00 ms	90.00 ms
L1-E	(--)	n/a	2.64 A	n/a	50.00 ms	10.00 ms	90.00 ms
L1-E	(--)	n/a	2.84 A	n/a	50.00 ms	10.00 ms	90.00 ms
L1-E	(--)	n/a	3.04 A	n/a	50.00 ms	10.00 ms	90.00 ms
L1-E	(--)	n/a	3.24 A	n/a	50.00 ms	10.00 ms	90.00 ms
L1-E	(--)	n/a	3.44 A	n/a	50.00 ms	10.00 ms	90.00 ms
L1-E	(--)	n/a	3.64 A	n/a	50.00 ms	10.00 ms	90.00 ms
L1-E	(--)	n/a	3.84 A	n/a	50.00 ms	10.00 ms	90.00 ms

Binary Inputs:

Trigger Logic: And

Name	Trigger State
Trip	1
Start	X

Shot Test Results:

Type	Relative To	Factor	Magnitude	Angle	tnom	tact	Overload	Result
L1-E	(--)	n/a	0.04 A	n/a	No trip	No trip	No	Passed
L1-E	(--)	n/a	0.24 A	n/a	No trip	No trip	No	Passed
L1-E	(--)	n/a	0.44 A	n/a	300.0 ms	333.6 ms	No	Passed
L1-E	(--)	n/a	0.64 A	n/a	100.0 ms	136.7 ms	No	Passed
L1-E	(--)	n/a	0.84 A	n/a	100.0 ms	131.6 ms	No	Passed
L1-E	(--)	n/a	1.04 A	n/a	100.0 ms	126.6 ms	No	Passed
L1-E	(--)	n/a	1.24 A	n/a	100.0 ms	128.4 ms	No	Passed
L1-E	(--)	n/a	1.44 A	n/a	100.0 ms	122.0 ms	No	Passed
L1-E	(--)	n/a	1.64 A	n/a	50.00 ms	99.90 ms	No	Passed
L1-E	(--)	n/a	1.84 A	n/a	50.00 ms	90.60 ms	No	Failed
L1-E	(--)	n/a	2.04 A	n/a	50.00 ms	85.00 ms	No	Passed
L1-E	(--)	n/a	2.24 A	n/a	50.00 ms	87.50 ms	No	Passed
L1-E	(--)	n/a	2.44 A	n/a	50.00 ms	88.00 ms	No	Passed
L1-E	(--)	n/a	2.64 A	n/a	50.00 ms	81.80 ms	No	Passed
L1-E	(--)	n/a	2.84 A	n/a	50.00 ms	83.80 ms	No	Passed
L1-E	(--)	n/a	3.04 A	n/a	50.00 ms	80.10 ms	No	Passed
L1-E	(--)	n/a	3.24 A	n/a	50.00 ms	76.40 ms	No	Passed
L1-E	(--)	n/a	3.44 A	n/a	50.00 ms	81.90 ms	No	Passed
L1-E	(--)	n/a	3.64 A	n/a	50.00 ms	69.40 ms	No	Passed
L1-E	(--)	n/a	3.84 A	n/a	50.00 ms	73.50 ms	No	Passed

State:

20 out of 20 points tested.

19 points passed.

1 points failed.

General Assessment: Test passed! (manually assessed!)



Implementation Erdfehlerschutz mit 7SJ8041

Parameter

Folgende Parameter wurden in DIGSI 4 eingegeben

IE>>>

Start Value	0.3 x In
Operate delay time	50 ms
Directional Mode	Non-Directional

IE>>

Start Value	0.12 x In
Operate delay time	100 ms
Directional Mode	Non-Directional

IE>

Start Value	0.06 x In
Operate delay time	300 ms
Directional Mode	Non-Directional

Kennlinie ungerichteter Erdfehlerschutz 7SJ8041

Die folgende Prüfung des Relais 7SJ8041 wurde anhand des Prüfmoduls Überstromzeitschutz, im Programm Test Universe 3.00, von der Firma OMICRON ausgeführt.

(Werte $X \cdot I_{ref}$)

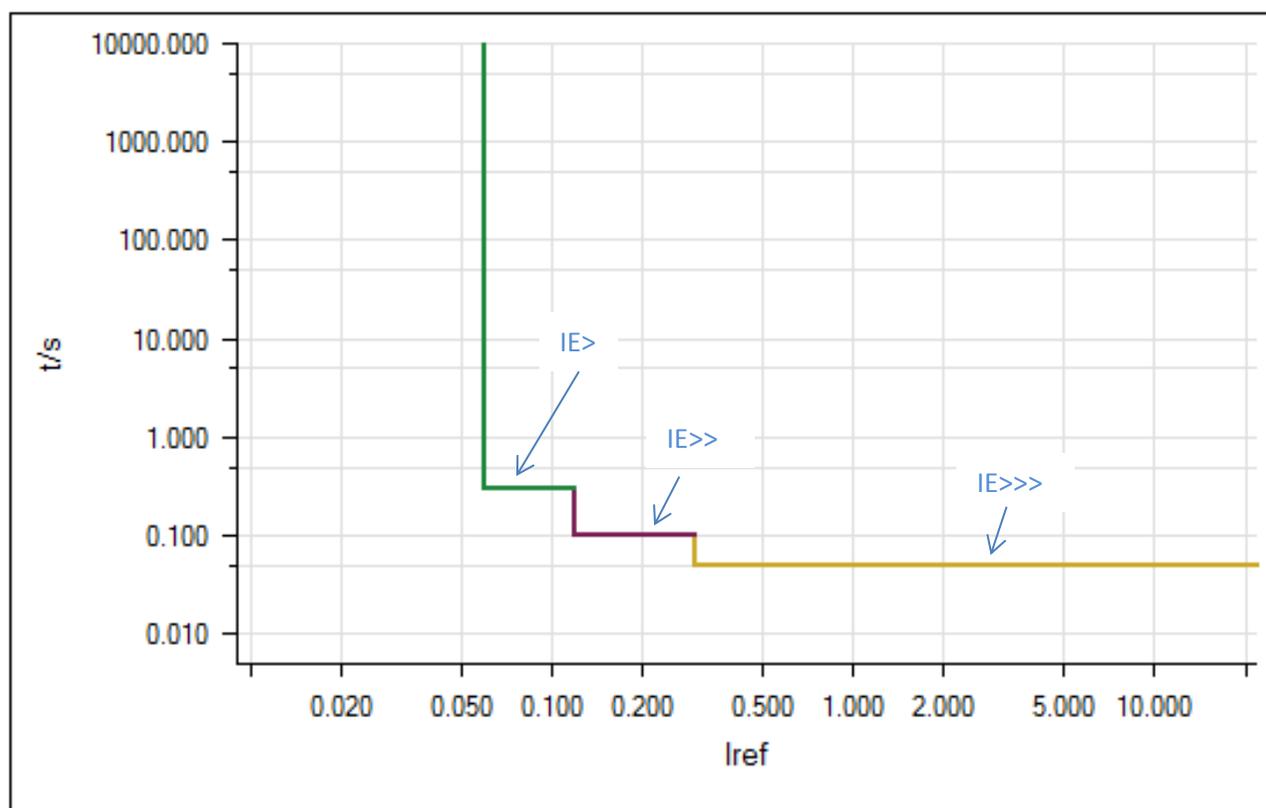


Abbildung 1: Kennlinie für ungerichteten Erdfehlerschutz des Relais 7SJ8041, aus OMICRON Test Universe

Diagramme aus Prüfprotokoll

„Erdfehlerschutz_7SJ8041_V1.1.pdf“

Schussprüfung

(Werte sekundärseitig)

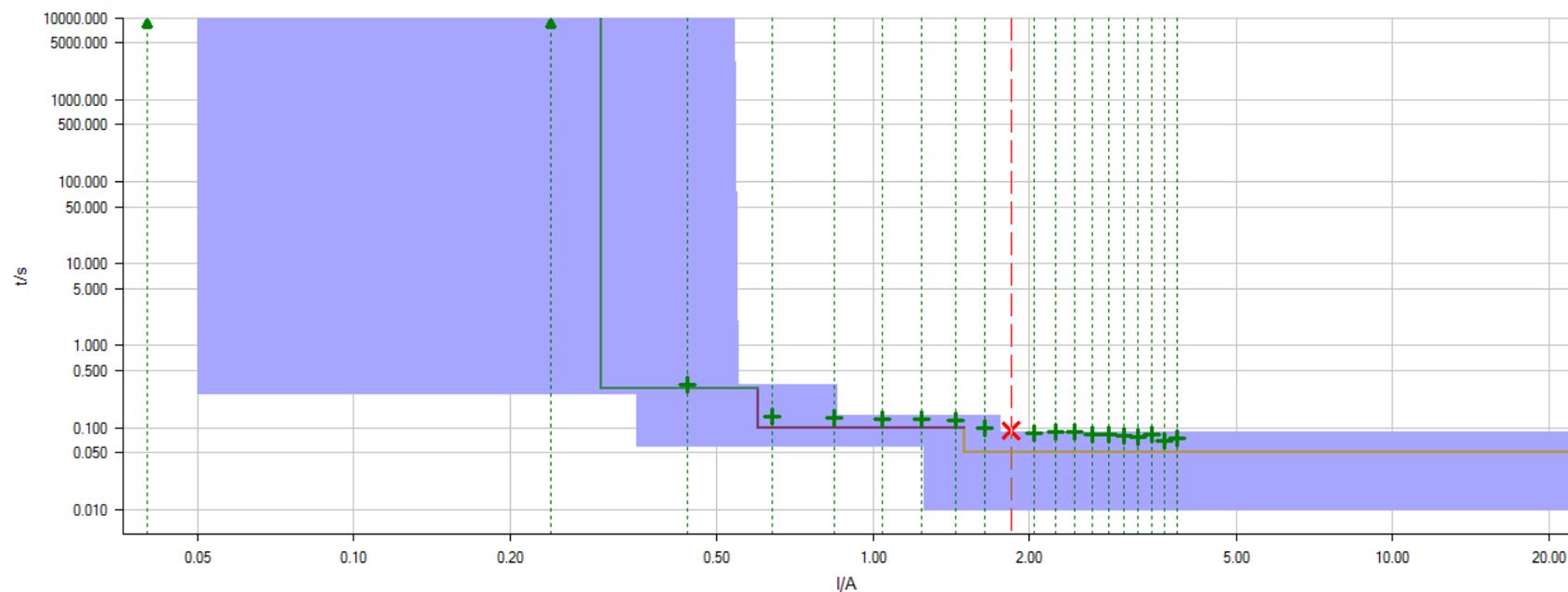


Abbildung 2: Schussprüfung, Auszug aus Prüfprotokoll "Erdfehlerschutz_7SJ8041_V1.1.pdf"

Bewertung

Die Auslösewerte sind zu hoch angesiedelt. Bei der Schlussprüfung müssen diese noch angepasst werden. Der rot markierte Wert ist 0.6[ms] ausserhalb der Toleranz von ± 40 [ms]. In Anbetracht der sonstigen Prüfung kann diese minimale Abweichung vernachlässigt werden.

Überstromzeitschutz_7SJ8041_V2.0.ovt:

Test Object - Overcurrent Parameters

General - Values:

TimeTolAbs:	0.04 s	VT connection:	At protected object
TimeTolRel:	5.00 %	CT starpoint connection:	To protected object
CurrentTolAbs:	0.05 Iref		
CurrentTolRel:	5.00 %		
Directional:	No		

Elements - Phase:

Active	Name	Tripping characteristic	I Pick-up	Time	Reset Ratio	Direction
Yes	I>>>	IEC Definite Time	3.00 Iref	0.05 s	0.95	Non Directional
Yes	I>>	IEC Definite Time	2.00 Iref	0.30 s	0.95	Non Directional
Yes	I>	IEC Definite Time	1.50 Iref	0.60 s	0.95	Non Directional

Test Module

Name:	OMICRON Overcurrent	Version:	3.00 SR 1
Test Start:	08-juil.-2014 13:58:24	Test End:	08-juil.-2014 13:59:18
User Name:		Manager:	
Company:			

Test Settings:

Fault Model:

Time reference:	Fault inception
Load current:	0.00 A
Load angle:	0.00 °
Prefault time:	0.50 s
Abs. max time:	5.00 s
Post fault time:	1.00 s
Rel. max time:	100.00 %
Enable voltage output:	No
Fault voltage LN (for all but two phase faults):	30.00 V
Fault voltage LL (for two phase faults):	51.96 V
Decaying DC active:	No
Time constant:	0.05 s
CB char min time:	0.30 s
Thermal reset active:	No
Thermal reset method:	Manual
Thermal reset message:	Please reset the Thermal Memory of the device under test before continuing.

Shot Test:

Type	Relative To	Factor	Magnitude	Angle	tnom	tmin	tmax
L1-L2-L3	(--)	n/a	6.00 A	n/a	No trip	No trip	No trip
L1-L2-L3	(--)	n/a	7.00 A	n/a	No trip	No trip	No trip
L1-L2-L3	(--)	n/a	8.00 A	n/a	600.0 ms	560.0 ms	640.0 ms
L1-L2-L3	(--)	n/a	9.00 A	n/a	600.0 ms	560.0 ms	640.0 ms
L1-L2-L3	(--)	n/a	10.00 A	n/a	300.0 ms	260.0 ms	640.0 ms
L1-L2-L3	(--)	n/a	11.00 A	n/a	300.0 ms	260.0 ms	340.0 ms
L1-L2-L3	(--)	n/a	12.00 A	n/a	300.0 ms	260.0 ms	340.0 ms
L1-L2-L3	(--)	n/a	13.00 A	n/a	300.0 ms	260.0 ms	340.0 ms
L1-L2-L3	(--)	n/a	14.00 A	n/a	300.0 ms	260.0 ms	340.0 ms
L1-L2-L3	(--)	n/a	15.00 A	n/a	50.00 ms	10.00 ms	340.0 ms
L1-L2-L3	(--)	n/a	16.00 A	n/a	50.00 ms	10.00 ms	90.00 ms
L1-L2-L3	(--)	n/a	17.00 A	n/a	50.00 ms	10.00 ms	90.00 ms
L1-L2-L3	(--)	n/a	18.00 A	n/a	50.00 ms	10.00 ms	90.00 ms
L1-L2-L3	(--)	n/a	19.00 A	n/a	50.00 ms	10.00 ms	90.00 ms
L1-L2-L3	(--)	n/a	20.00 A	n/a	50.00 ms	10.00 ms	90.00 ms

Binary Inputs:

Trigger Logic: And

Name	Trigger State
Trip	1
Start	X

Pick-up / Drop-off Test:

Type	Angle	Resolution	I Pick-up			Reset Ratio
			nom	min	max	nom
L1-L2	n/a	0.05 s	7.50 A	7.14 A	7.89 A	0.95

Shot Test Results:

Type	Relative To	Factor	Magnitude	Angle	tnom	tact	Overload	Result
L1-L2-L3	(--)	n/a	6.00 A	n/a	No trip	No trip	No	Passed
L1-L2-L3	(--)	n/a	7.00 A	n/a	No trip	No trip	No	Passed
L1-L2-L3	(--)	n/a	8.00 A	n/a	600.0 ms	641.9 ms	No	Failed
L1-L2-L3	(--)	n/a	9.00 A	n/a	600.0 ms	634.7 ms	No	Passed
L1-L2-L3	(--)	n/a	10.00 A	n/a	300.0 ms	344.4 ms	No	Passed
L1-L2-L3	(--)	n/a	11.00 A	n/a	300.0 ms	343.3 ms	No	Failed
L1-L2-L3	(--)	n/a	12.00 A	n/a	300.0 ms	333.6 ms	No	Passed
L1-L2-L3	(--)	n/a	13.00 A	n/a	300.0 ms	333.6 ms	No	Passed
L1-L2-L3	(--)	n/a	14.00 A	n/a	300.0 ms	327.0 ms	No	Passed
L1-L2-L3	(--)	n/a	15.00 A	n/a	50.00 ms	102.7 ms	No	Passed
L1-L2-L3	(--)	n/a	16.00 A	n/a	50.00 ms	89.40 ms	No	Passed
L1-L2-L3	(--)	n/a	17.00 A	n/a	50.00 ms	89.30 ms	No	Passed
L1-L2-L3	(--)	n/a	18.00 A	n/a	50.00 ms	85.00 ms	No	Passed
L1-L2-L3	(--)	n/a	19.00 A	n/a	50.00 ms	85.40 ms	No	Passed
L1-L2-L3	(--)	n/a	20.00 A	n/a	50.00 ms	89.70 ms	No	Passed

Pick-up / Drop-off Test Results:

Type	Angle	I Pick-up		I Drop-off	Reset Ratio			Result
		nom	act	act	nom	act	Error	
L1-L2	n/a	7.50 A	7.50 A	7.09 A	0.95	0.95	-0.53 %	Passed

State:

16 out of 16 points tested.
14 points passed.
2 points failed.

General Assessment: Test failed!



Implementation Überstromzeitschutz mit 7SJ8041

Parameter

Folgende Parameter wurden in DIGSI 4 eingegeben

I>>>

Start Value	3 x In
Operate delay time	50 ms
Directional Mode	Non-Directional

I>>

Start Value	2 x In
Operate delay time	100 ms
Directional Mode	Non-Directional

I>

Start Value	1.5 x In
Operate delay time	300 ms
Directional Mode	Non-Directional

Kennlinie ungerichteter Überstromzeitschutz 7SJ8041

Die folgende Prüfung des Relais 7SJ8041 wurde anhand des Prüfmoduls Überstromzeitschutz, im Programm Test Universe 3.00, von der Firma OMICRON ausgeführt.

(Werte $X \cdot I_{ref}$)

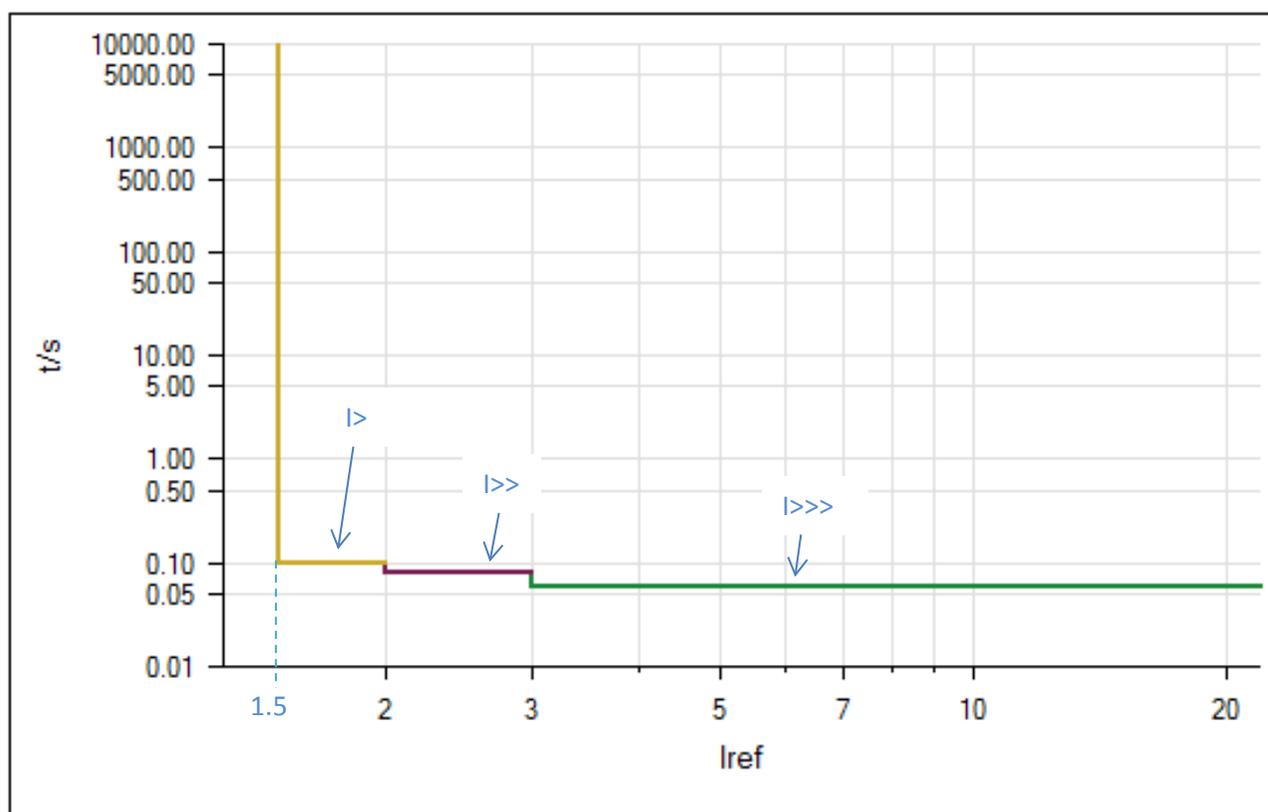


Abbildung 1: Kennlinie für ungerichteten Überstromzeitschutz des Relais 7SJ8041, aus OMICRON Test Universe

Diagramme aus Prüfprotokoll

„Überstromzeitschutz_7SJ8041_V2.0.pdf“

Schussprüfung

(Werte sekundärseitig)

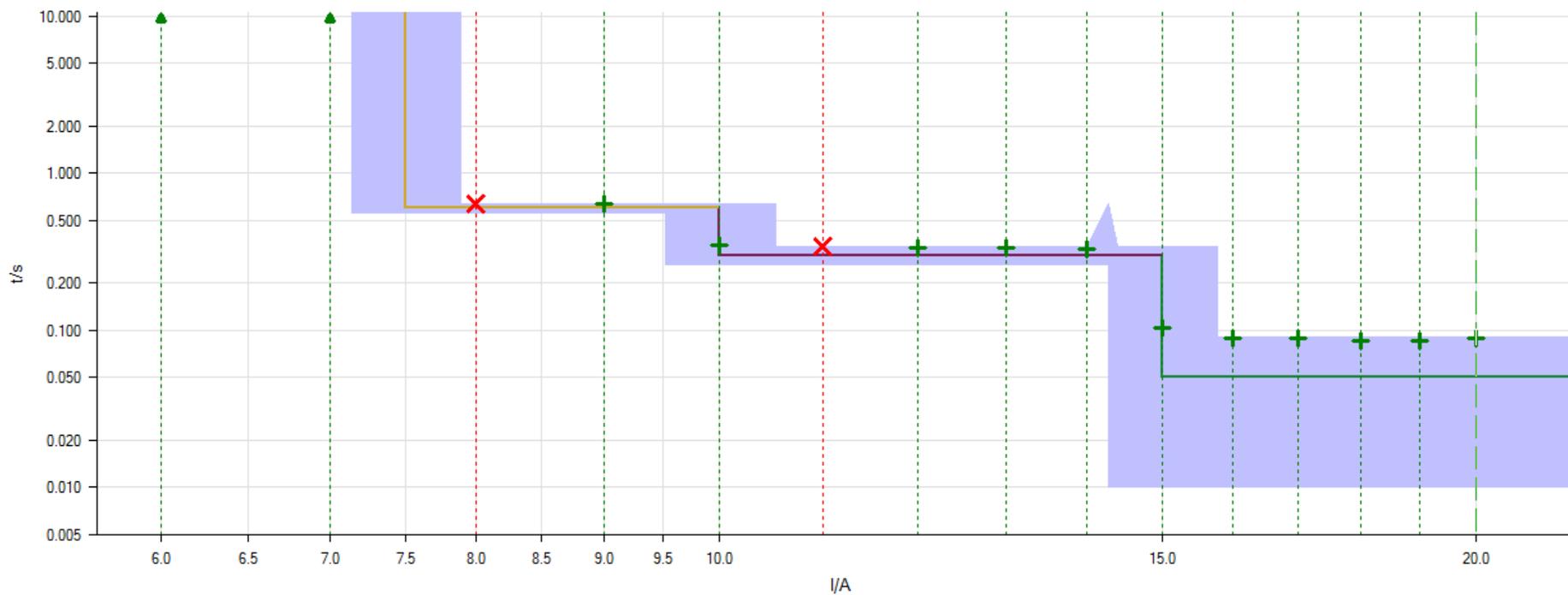


Abbildung 2: Schussprüfung, Auszug aus Prüfprotokoll "Überstromzeitschutz_7SJ8041_V2.0.pdf"

Anrege-/Rückfallwertprüfung

(Werte sekundärseitig)

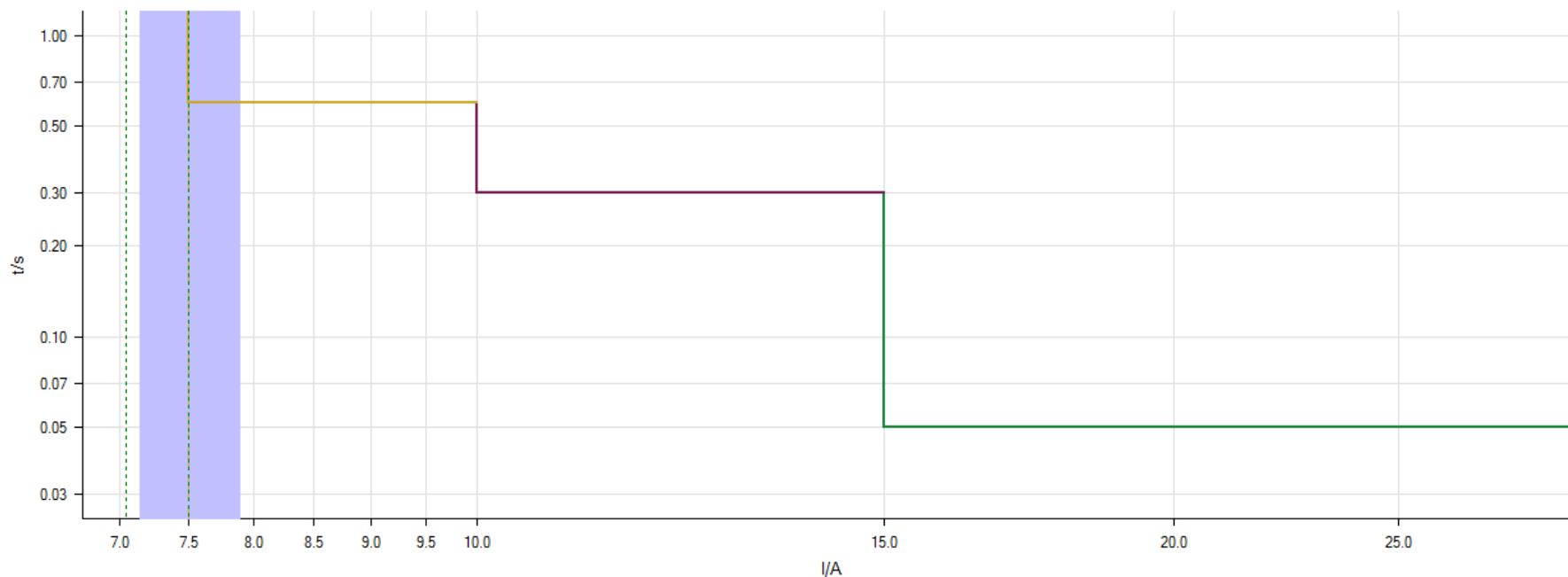


Abbildung 3: Anrege-/Rückfallwertprüfung, Auszug aus Prüfprotokoll "Überstromzeitschutz_7SJ8041_V2.0.pdf"

Bewertung

Bei der Schussprüfung sind zwei Messungen ausserhalb der akzeptablen Toleranz. Der Erste ist 1.9[ms] ausserhalb des Toleranzbands und der Zweite 3.3[ms]. In Anbetracht der sonstigen Prüfung kann diese minimale Abweichung für eine erste Messung vernachlässigt werden. Das Relais ist richtig parametrisiert und verhält sich wie erwünscht.

Überstromzeitschutz_4Step_RET670_V1.0.ovt: Test Object - Overcurrent Parameters

General - Values:

TimeTolAbs:	0.04 s	VT connection:	At protected object
TimeTolRel:	5.00 %	CT starpoint connection:	To protected object
CurrentTolAbs:	0.05 Iref		
CurrentTolRel:	5.00 %		
Directional:	No		

Elements - Phase:

Active	Name	Tripping characteristic	I Pick-up	Time	Reset Ratio	Direction
Yes	Step1	IEC Definite Time	7.00 Iref	0.30 s	0.95	Non Directional
Yes	Step2	IEC Definite Time	5.00 Iref	0.60 s	0.95	Non Directional
Yes	Step3	IEC Definite Time	3.00 Iref	1.20 s	0.95	Non Directional
Yes	Step4	IEC Definite Time	2.00 Iref	2.40 s	0.95	Non Directional

Test Module

Name:	OMICRON Overcurrent	Version:	3.00 SR 1
Test Start:	27-juin-2014 08:52:51	Test End:	27-juin-2014 08:54:05
User Name:		Manager:	
Company:			

Test Settings:

Fault Model:

Time reference:	Fault inception
Load current:	0.00 A
Load angle:	0.00 °
Prefault time:	0.10 s
Abs. max time:	10.00 s
Post fault time:	0.50 s
Rel. max time:	100.00 %
Enable voltage output:	No
Fault voltage LN (for all but two phase faults):	30.00 V
Fault voltage LL (for two phase faults):	51.96 V
Decaying DC active:	No
Time constant:	0.05 s
CB char min time:	0.05 s
Thermal reset active:	No
Thermal reset method:	Manual
Thermal reset message:	Please reset the Thermal Memory of the device under test before continuing.

Shot Test:

Type	Relative To	Factor	Magnitude	Angle	tnom	tmin	tmax
L1-L2-L3	(---)	n/a	1.60 A	n/a	No trip	No trip	No trip
L1-L2-L3	(---)	n/a	1.90 A	n/a	No trip	No trip	No trip
L1-L2-L3	(---)	n/a	2.20 A	n/a	2.400 s	2.280 s	2.520 s
L1-L2-L3	(---)	n/a	2.50 A	n/a	2.400 s	2.280 s	2.520 s
L1-L2-L3	(---)	n/a	2.80 A	n/a	2.400 s	2.280 s	2.520 s
L1-L2-L3	(---)	n/a	3.10 A	n/a	1.200 s	1.140 s	2.520 s
L1-L2-L3	(---)	n/a	3.40 A	n/a	1.200 s	1.140 s	1.260 s
L1-L2-L3	(---)	n/a	3.70 A	n/a	1.200 s	1.140 s	1.260 s
L1-L2-L3	(---)	n/a	4.00 A	n/a	1.200 s	1.140 s	1.260 s
L1-L2-L3	(---)	n/a	4.30 A	n/a	1.200 s	1.140 s	1.260 s
L1-L2-L3	(---)	n/a	4.60 A	n/a	1.200 s	1.140 s	1.260 s
L1-L2-L3	(---)	n/a	4.90 A	n/a	1.200 s	560.0 ms	1.260 s
L1-L2-L3	(---)	n/a	5.20 A	n/a	600.0 ms	560.0 ms	1.260 s
L1-L2-L3	(---)	n/a	5.50 A	n/a	600.0 ms	560.0 ms	640.0 ms
L1-L2-L3	(---)	n/a	5.80 A	n/a	600.0 ms	560.0 ms	640.0 ms
L1-L2-L3	(---)	n/a	6.10 A	n/a	600.0 ms	560.0 ms	640.0 ms
L1-L2-L3	(---)	n/a	6.40 A	n/a	600.0 ms	560.0 ms	640.0 ms
L1-L2-L3	(---)	n/a	6.70 A	n/a	600.0 ms	260.0 ms	640.0 ms
L1-L2-L3	(---)	n/a	7.00 A	n/a	300.0 ms	260.0 ms	640.0 ms
L1-L2-L3	(---)	n/a	7.30 A	n/a	300.0 ms	260.0 ms	640.0 ms
L1-L2-L3	(---)	n/a	7.60 A	n/a	300.0 ms	260.0 ms	340.0 ms
L1-L2-L3	(---)	n/a	7.90 A	n/a	300.0 ms	260.0 ms	340.0 ms
L1-L2-L3	(---)	n/a	8.20 A	n/a	300.0 ms	260.0 ms	340.0 ms
L1-L2-L3	(---)	n/a	8.50 A	n/a	300.0 ms	260.0 ms	340.0 ms
L1-L2-L3	(---)	n/a	8.80 A	n/a	300.0 ms	260.0 ms	340.0 ms
L1-L2-L3	(---)	n/a	9.10 A	n/a	300.0 ms	260.0 ms	340.0 ms

Binary Inputs:

Trigger Logic: And

Name	Trigger State
Trip	1
Start	X

Pick-up / Drop-off Test:

Type	Angle	Resolution	I Pick-up			Reset Ratio
			nom	min	max	nom
L1-L2-L3	n/a	0.05 s	2.00 A	1.90 A	2.11 A	0.95

Shot Test Results:

Type	Relative To	Factor	Magnitude	Angle	tnom	tact	Overload	Result
L1-L2-L3	(---)	n/a	1.60 A	n/a	No trip	No trip	No	Passed
L1-L2-L3	(---)	n/a	1.90 A	n/a	No trip	No trip	No	Passed
L1-L2-L3	(---)	n/a	2.20 A	n/a	2.400 s	2.433 s	No	Passed
L1-L2-L3	(---)	n/a	2.50 A	n/a	2.400 s	2.423 s	No	Passed
L1-L2-L3	(---)	n/a	2.80 A	n/a	2.400 s	2.425 s	No	Passed
L1-L2-L3	(---)	n/a	3.10 A	n/a	1.200 s	1.229 s	No	Passed
L1-L2-L3	(---)	n/a	3.40 A	n/a	1.200 s	1.233 s	No	Passed
L1-L2-L3	(---)	n/a	3.70 A	n/a	1.200 s	1.221 s	No	Passed
L1-L2-L3	(---)	n/a	4.00 A	n/a	1.200 s	1.227 s	No	Passed
L1-L2-L3	(---)	n/a	4.30 A	n/a	1.200 s	1.224 s	No	Passed
L1-L2-L3	(---)	n/a	4.60 A	n/a	1.200 s	1.224 s	No	Passed
L1-L2-L3	(---)	n/a	4.90 A	n/a	1.200 s	1.220 s	No	Passed
L1-L2-L3	(---)	n/a	5.20 A	n/a	600.0 ms	637.3 ms	No	Passed
L1-L2-L3	(---)	n/a	5.50 A	n/a	600.0 ms	627.2 ms	No	Passed
L1-L2-L3	(---)	n/a	5.80 A	n/a	600.0 ms	631.1 ms	No	Passed
L1-L2-L3	(---)	n/a	6.10 A	n/a	600.0 ms	636.0 ms	No	Passed
L1-L2-L3	(---)	n/a	6.40 A	n/a	600.0 ms	634.2 ms	No	Passed
L1-L2-L3	(---)	n/a	6.70 A	n/a	600.0 ms	622.7 ms	No	Passed
L1-L2-L3	(---)	n/a	7.00 A	n/a	300.0 ms	339.3 ms	No	Passed
L1-L2-L3	(---)	n/a	7.30 A	n/a	300.0 ms	332.2 ms	No	Passed
L1-L2-L3	(---)	n/a	7.60 A	n/a	300.0 ms	331.0 ms	No	Passed
L1-L2-L3	(---)	n/a	7.90 A	n/a	300.0 ms	330.1 ms	No	Passed
L1-L2-L3	(---)	n/a	8.20 A	n/a	300.0 ms	325.9 ms	No	Passed
L1-L2-L3	(---)	n/a	8.50 A	n/a	300.0 ms	332.1 ms	No	Passed
L1-L2-L3	(---)	n/a	8.80 A	n/a	300.0 ms	328.7 ms	No	Passed
L1-L2-L3	(---)	n/a	9.10 A	n/a	300.0 ms	328.5 ms	No	Passed

Pick-up / Drop-off Test Results:

Type	Angle	I Pick-up		I Drop-off	Reset Ratio			Result
		nom	act	act	nom	act	Error	
L1-L2-L3	n/a	2.00 A	2.00 A	1.95 A	0.95	0.98	2.63 %	Passed

State:

27 out of 27 points tested.

27 points passed.

0 points failed.

General Assessment: Test passed!



Implementation Überstromzeitschutz mit RET670

4 Stufen Schutzfunktion OC4PTOC

Parameter

Folgende Parameter wurden in PCM600 eingegeben

Step 4

Start Value	2 x In
Operate delay time	2.4 s
Directional Mode	Non-Directional

Step 3

Start Value	3 x In
Operate delay time	1.2 s
Directional Mode	Non-Directional

Step 2

Start Value	5 x In
Operate delay time	0.6 s
Directional Mode	Non-Directional

Step 1

Start Value	7 x In
Operate delay time	0.3 s
Directional Mode	Non-Directional

Kennlinie 4 Stufen ungerichteter Überstromzeitschutz RET670

Die folgende Prüfung des Relais RET670 wurde anhand des Prüfmoduls Überstromzeitschutz, im Programm Test Universe 3.00, von der Firma OMICRON ausgeführt.

(Werte $X \cdot I_{ref}$)

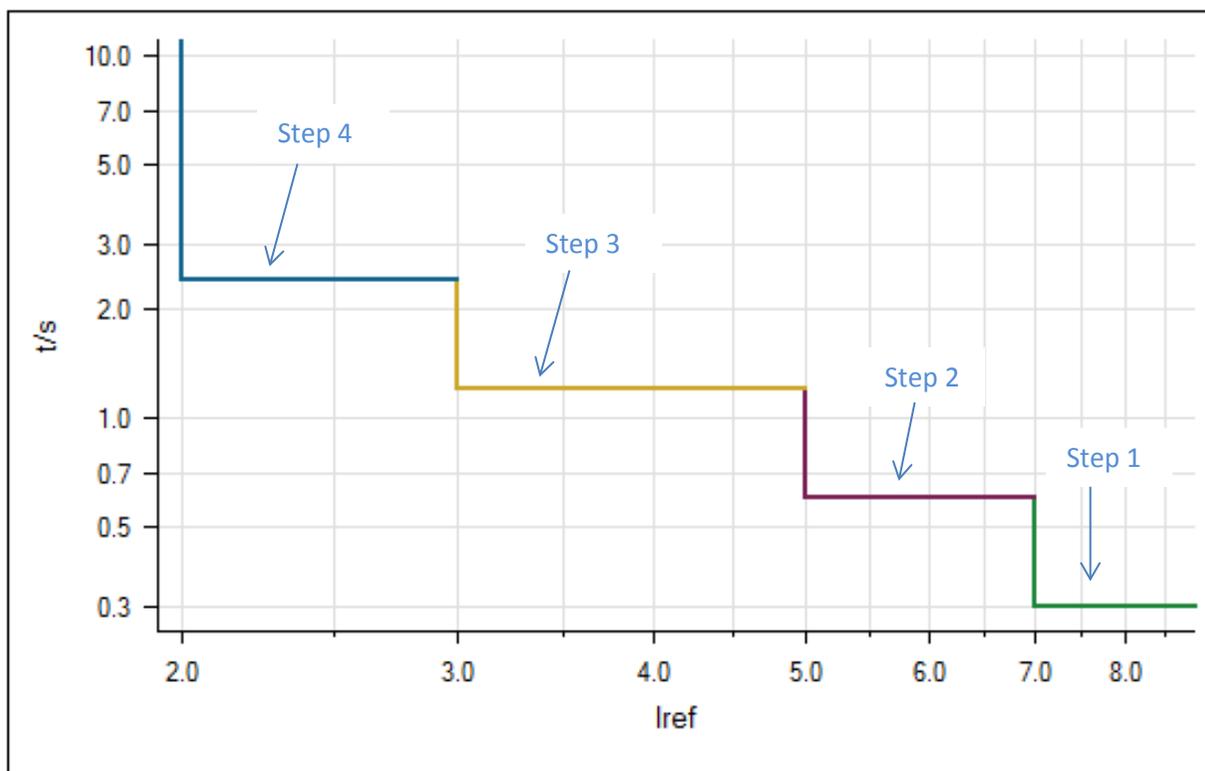


Abbildung 1: Kennlinie für ungerichteten Überstromzeitschutz des Relais RET670, aus OMICRON Test Universe

Diagramme aus Prüfprotokoll

„Überstromzeitschutz_4Step_RET670_V1.0“

Schussprüfung

(Werte sekundärseitig)

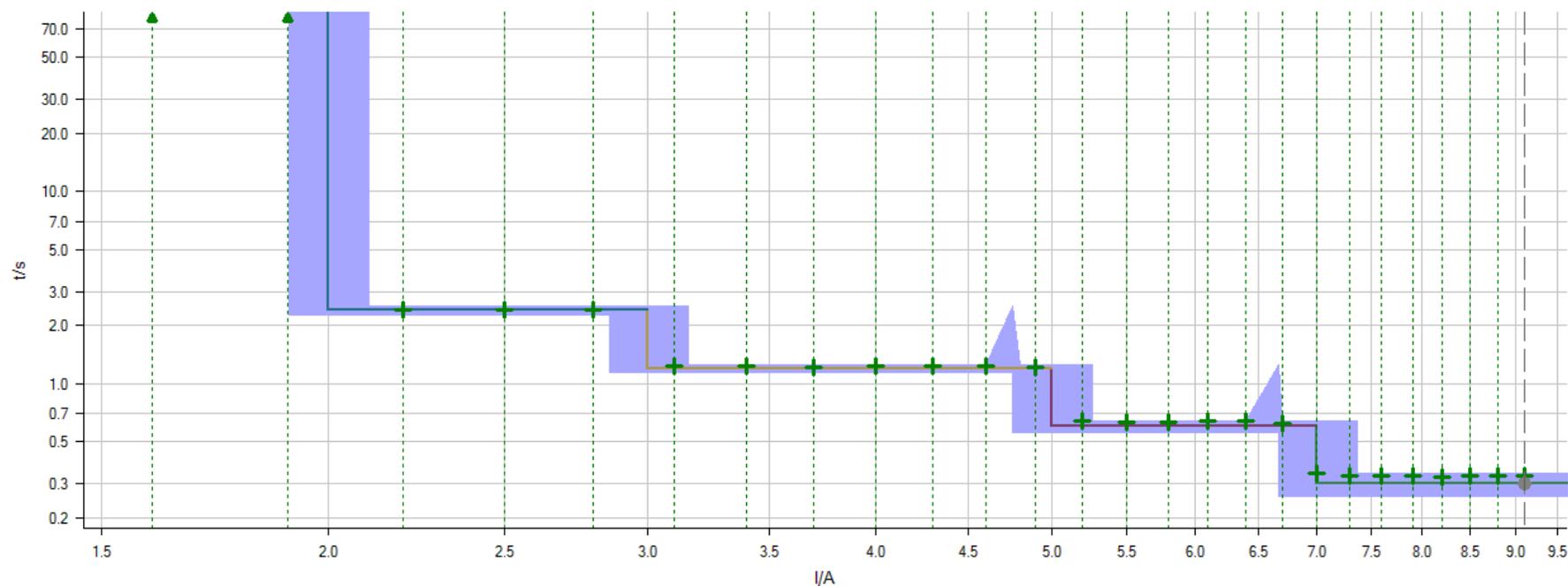


Abbildung 2: Schussprüfung, Auszug aus Prüfprotokoll "Überstromzeitschutz_4Step_RET670_V1.0.pdf"

Anrege-/Rückfallwertprüfung

(Werte sekundärseitig)

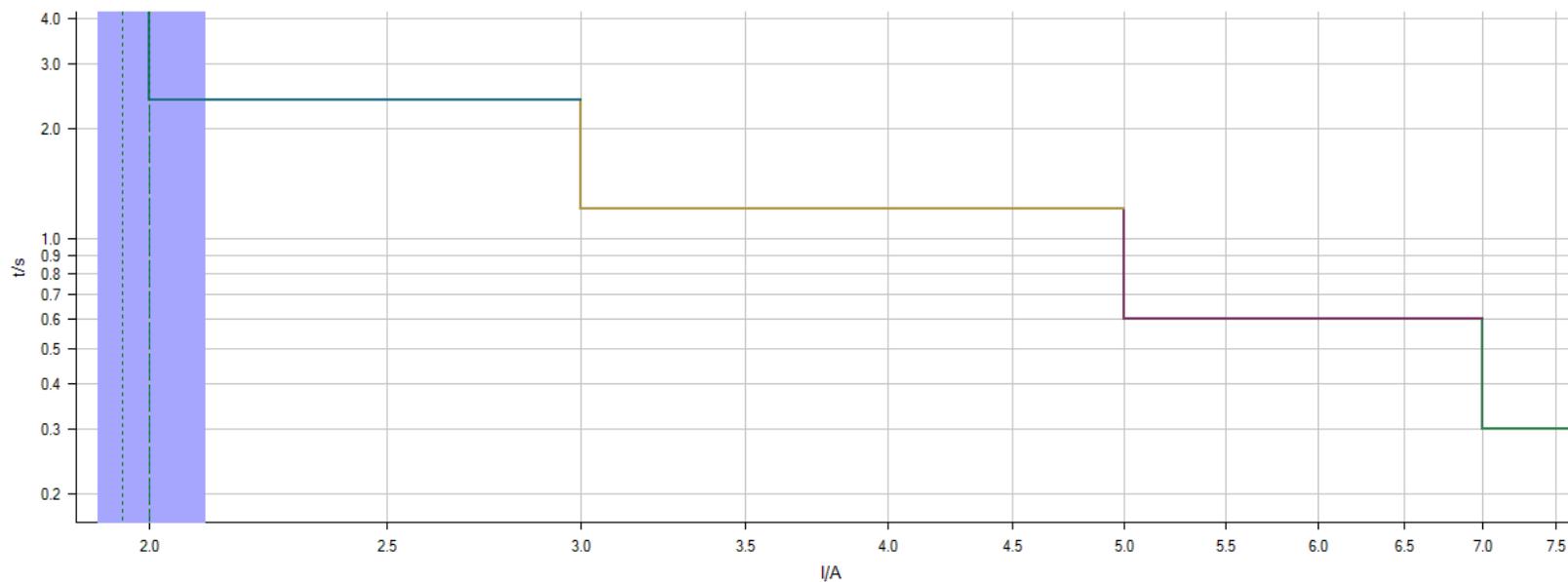


Abbildung 3: Anrege-/Rückfallwertprüfung, Auszug aus Prüfprotokoll "Überstromzeitschutz_4Step_RET670_V1.0.pdf"

Bewertung

Bei der Schussprüfung sind alle Messungen innerhalb der akzeptablen Toleranz. Das Relais ist richtig parametriert und verhält sich wie erwünscht. Am Ende werden höchstwahrscheinlich nicht alle vier Stufen implementiert, aber um die korrekte Funktionalität des Relais zu prüfen war es sehr sinnvoll.

Überstromzeitschutz_REF615_V2.0.ovt: Prüfobjekt - Überstromzeitschutz-Parameter

Allgemein - Werte:

ZeitTolAbs:	0.02 s	Spannungswandleranschl	Am Schutzobjekt
ZeitTolRel:	5.00 %	uss:	
StromTolAbs:	0.05 Iref	Stromwandlersternpunkt:	Seite zum Schutzobjekt
StromTolRel:	5.00 %		
Gerichtet:	Nein		

Elemente - Leiter:

Aktiv	Name	Auslösekennlinie	I Anregung	Zeit	Rückfallverhältnis	Richtung
Ja	PHIPTOC	IEC unabhängig	6.00 Iref	0.02 s	0.96	Ungerichtet
Ja	DPHHPDOC	IEC unabhängig	3.00 Iref	0.04 s	0.96	Ungerichtet
Ja	DPHLPDOC2	IEC unabhängig	2.00 Iref	0.06 s	0.96	Ungerichtet
Ja	DPHLPDOC1	IEC unabhängig	1.50 Iref	0.08 s	0.96	Ungerichtet

Prüfmodul

Name:	OMICRON Überstromzeitschutz	Version:	3.00
Prüfbeginn:	10-juin-2014 13:18:28	Prüfende:	10-juin-2014 13:19:24
Benutzername:		Manager:	
Firma:			

Prüfeinstellungen:

Fehlermodell:

Zeitbezug:	Fehlereintritt
Laststrom:	0.00 A
Lastwinkel:	0.00 °
Vorfehlerzeit:	0.10 s
Abs. max. Zeit:	10.00 s
Nachfehlerzeit:	0.50 s
Rel. max. Zeit:	100.00 %
Spannungsausgabe aktivieren:	Nein
Fehlerspannung LE (für alle außer 2-pol. Fehler):	30.00 V
Fehlerspannung LL (für 2-pol. Fehler):	51.96 V
Abklingende DC-Verschiebung aktiv:	Nein
Zeitkonstante:	0.05 s
LS-Daten Min.-Zeit:	0.05 s
Rückstellung des therm. Speichers aktiv:	Nein
Methode für Rückstellung des therm. Speichers:	Manuell
Meldung für Rückstellung des therm. Speichers:	Setzen Sie zuerst den thermischen Speicher des zu prüfenden Geräts zurück, bevor Sie weitermachen.

Schussprüfung:

Typ	Relativ zu	Faktor	Betrag	Winkel	tnenn	tmin	tmax
L1-L2-L3	(---)	n/v	6.00 A	n/v	Keine Auslösung	Keine Auslösung	Keine Auslösung
L1-L2-L3	(---)	n/v	7.00 A	n/v	Keine Auslösung	Keine Auslösung	Keine Auslösung
L1-L2-L3	(---)	n/v	8.00 A	n/v	80.00 ms	60.00 ms	100.0 ms
L1-L2-L3	(---)	n/v	9.00 A	n/v	80.00 ms	60.00 ms	100.0 ms
L1-L2-L3	(---)	n/v	10.00 A	n/v	60.00 ms	40.00 ms	100.0 ms
L1-L2-L3	(---)	n/v	11.00 A	n/v	60.00 ms	40.00 ms	80.00 ms
L1-L2-L3	(---)	n/v	12.00 A	n/v	60.00 ms	40.00 ms	80.00 ms
L1-L2-L3	(---)	n/v	13.00 A	n/v	60.00 ms	40.00 ms	80.00 ms
L1-L2-L3	(---)	n/v	14.00 A	n/v	60.00 ms	40.00 ms	80.00 ms
L1-L2-L3	(---)	n/v	15.00 A	n/v	40.00 ms	20.00 ms	80.00 ms
L1-L2-L3	(---)	n/v	16.00 A	n/v	40.00 ms	20.00 ms	60.00 ms
L1-L2-L3	(---)	n/v	17.00 A	n/v	40.00 ms	20.00 ms	60.00 ms
L1-L2-L3	(---)	n/v	18.00 A	n/v	40.00 ms	20.00 ms	60.00 ms
L1-L2-L3	(---)	n/v	19.00 A	n/v	40.00 ms	20.00 ms	60.00 ms
L1-L2-L3	(---)	n/v	20.00 A	n/v	40.00 ms	20.00 ms	60.00 ms
L1-L2-L3	(---)	n/v	21.00 A	n/v	40.00 ms	20.00 ms	60.00 ms
L1-L2-L3	(---)	n/v	22.00 A	n/v	40.00 ms	20.00 ms	60.00 ms
L1-L2-L3	(---)	n/v	23.00 A	n/v	40.00 ms	20.00 ms	60.00 ms
L1-L2-L3	(---)	n/v	24.00 A	n/v	40.00 ms	20.00 ms	60.00 ms
L1-L2-L3	(---)	n/v	25.00 A	n/v	40.00 ms	20.00 ms	60.00 ms
L1-L2-L3	(---)	n/v	26.00 A	n/v	40.00 ms	20.00 ms	60.00 ms
L1-L2-L3	(---)	n/v	27.00 A	n/v	40.00 ms	20.00 ms	60.00 ms
L1-L2-L3	(---)	n/v	28.00 A	n/v	40.00 ms	20.00 ms	60.00 ms
L1-L2-L3	(---)	n/v	29.00 A	n/v	40.00 ms	0.000 s	60.00 ms
L1-L2-L3	(---)	n/v	30.00 A	n/v	20.00 ms	0.000 s	60.00 ms
L1-L2-L3	(---)	n/v	31.00 A	n/v	20.00 ms	0.000 s	60.00 ms
L1-L2-L3	(---)	n/v	32.00 A	n/v	20.00 ms	0.000 s	40.00 ms

Binäreingänge:

Triggerlogik: UND

Name	Triggerzustand
GAnr_Start_General	X
GAus_Trip_OverCurrent	1

Anrege- / Rückfallwertprüfung:

Typ	Winkel	Auflösung	I Anregung			Rückfallverhältnis
			Soll	min	max	Soll
L1-L2-L3	n/v	0.05 s	7.50 A	7.14 A	7.89 A	0.96

Ergebnisse Schussprüfung:

Typ	Relativ zu	Faktor	Betrag	Winkel	tnenn	tist	Überlast	Ergebnis
L1-L2-L3	(---)	n/v	6.00 A	n/v	Keine Auslösung	Keine Auslösung	Nein	OK
L1-L2-L3	(---)	n/v	7.00 A	n/v	Keine Auslösung	Keine Auslösung	Nein	OK
L1-L2-L3	(---)	n/v	8.00 A	n/v	80.00 ms	97.70 ms	Nein	OK
L1-L2-L3	(---)	n/v	9.00 A	n/v	80.00 ms	96.40 ms	Nein	OK
L1-L2-L3	(---)	n/v	10.00 A	n/v	60.00 ms	86.50 ms	Nein	OK
L1-L2-L3	(---)	n/v	11.00 A	n/v	60.00 ms	77.00 ms	Nein	OK
L1-L2-L3	(---)	n/v	12.00 A	n/v	60.00 ms	73.00 ms	Nein	OK
L1-L2-L3	(---)	n/v	13.00 A	n/v	60.00 ms	76.50 ms	Nein	OK
L1-L2-L3	(---)	n/v	14.00 A	n/v	60.00 ms	76.40 ms	Nein	OK
L1-L2-L3	(---)	n/v	15.00 A	n/v	40.00 ms	63.50 ms	Nein	OK
L1-L2-L3	(---)	n/v	16.00 A	n/v	40.00 ms	59.40 ms	Nein	OK
L1-L2-L3	(---)	n/v	17.00 A	n/v	40.00 ms	55.70 ms	Nein	OK
L1-L2-L3	(---)	n/v	18.00 A	n/v	40.00 ms	53.50 ms	Nein	OK
L1-L2-L3	(---)	n/v	19.00 A	n/v	40.00 ms	55.40 ms	Nein	OK
L1-L2-L3	(---)	n/v	20.00 A	n/v	40.00 ms	54.10 ms	Nein	OK
L1-L2-L3	(---)	n/v	21.00 A	n/v	40.00 ms	54.70 ms	Nein	OK
L1-L2-L3	(---)	n/v	22.00 A	n/v	40.00 ms	53.90 ms	Nein	OK
L1-L2-L3	(---)	n/v	23.00 A	n/v	40.00 ms	51.60 ms	Nein	OK
L1-L2-L3	(---)	n/v	24.00 A	n/v	40.00 ms	55.50 ms	Nein	OK
L1-L2-L3	(---)	n/v	25.00 A	n/v	40.00 ms	55.40 ms	Nein	OK
L1-L2-L3	(---)	n/v	26.00 A	n/v	40.00 ms	54.60 ms	Nein	OK
L1-L2-L3	(---)	n/v	27.00 A	n/v	40.00 ms	53.40 ms	Nein	OK
L1-L2-L3	(---)	n/v	28.00 A	n/v	40.00 ms	50.00 ms	Nein	OK
L1-L2-L3	(---)	n/v	29.00 A	n/v	40.00 ms	51.80 ms	Nein	OK
L1-L2-L3	(---)	n/v	30.00 A	n/v	20.00 ms	24.70 ms	Nein	OK
L1-L2-L3	(---)	n/v	31.00 A	n/v	20.00 ms	22.80 ms	Nein	OK
L1-L2-L3	(---)	n/v	32.00 A	n/v	20.00 ms	23.00 ms	Nein	OK

Ergebnisse der Anrege- / Rückfallwertprüfung:

Typ	Winkel	I Anregung		I Rückfall	Rückfallverhältnis			Erg.
		Soll	Ist	Ist	Soll	Ist	Fehler	
L1-L2-L3	n/v	7.50 A	7.50 A	7.16 A	0.96	0.95	-0.52 %	OK

Status:

28 von 28 Punkte geprüft.
 28 Punkte OK.
 0 Punkte nicht OK.

Allgemeine Auswertung: Prüfung OK!



Implementation Überstromzeitschutz mit REF615

Parameter

Folgende Parameter wurden in PCM600 eingegeben

PHIPTOC

Start Value	6 x In
Operate delay time	20 ms

DPHHPDOC

Start Value	3 x In
Operate delay time	40 ms
Allow Non Dir	True
Directional Mode	Non-Directional

DPHLPDOC2

Start Value	2 x In
Operate delay time	60 ms
Allow Non Dir	True
Directional Mode	Non-Directional

DPHLPDOC1

Start Value	1.5 x In
Operate delay time	80 ms
Allow Non Dir	True
Directional Mode	Non-Directional

Kennlinie ungerichteter Überstromzeitschutz REF615

Die folgende Prüfung des Relais REF615 wurde anhand des Prüfmoduls Überstromzeitschutz, im Programm Test Universe 3.00, von der Firma OMICRON ausgeführt.

(Werte $X \cdot I_{ref}$)

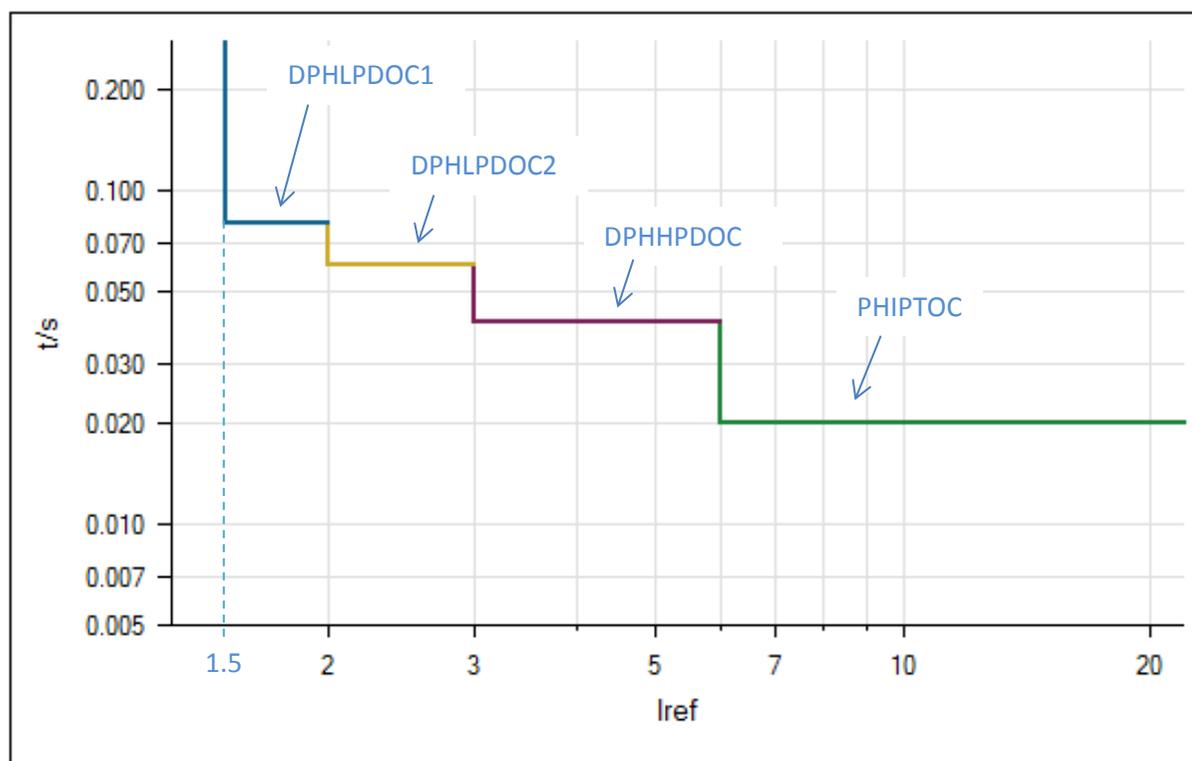


Abbildung 1: Kennlinie für ungerichteten Überstromzeitschutz des Relais REF615, aus OMICRON Test Universe

Diagramme aus Prüfprotokoll

„Überstromzeitschutz_REF615_V2.0.pdf“

Schussprüfung

(Werte sekundärseitig)

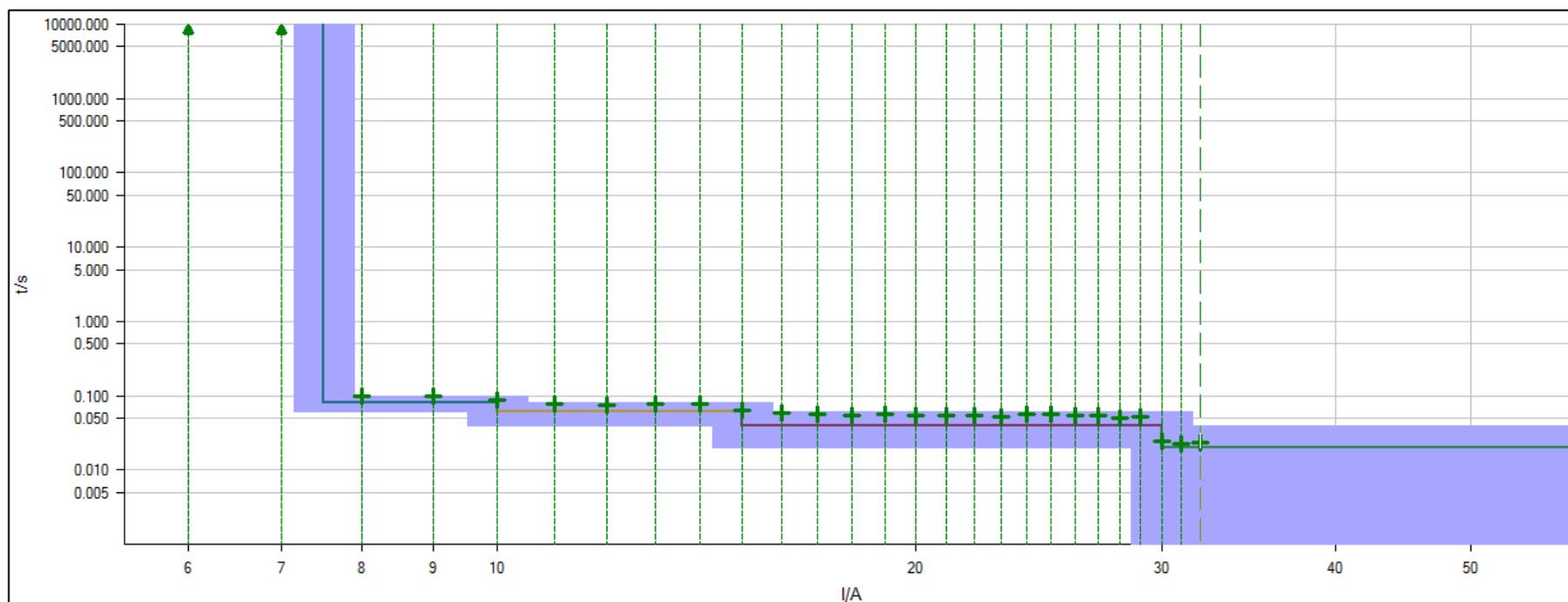


Abbildung 2: Schussprüfung, Auszug aus Prüfprotokoll "Überstromzeitschutz_REF615_V2.0.pdf"

Anrege-/Rückfallwertprüfung

(Werte sekundärseitig)

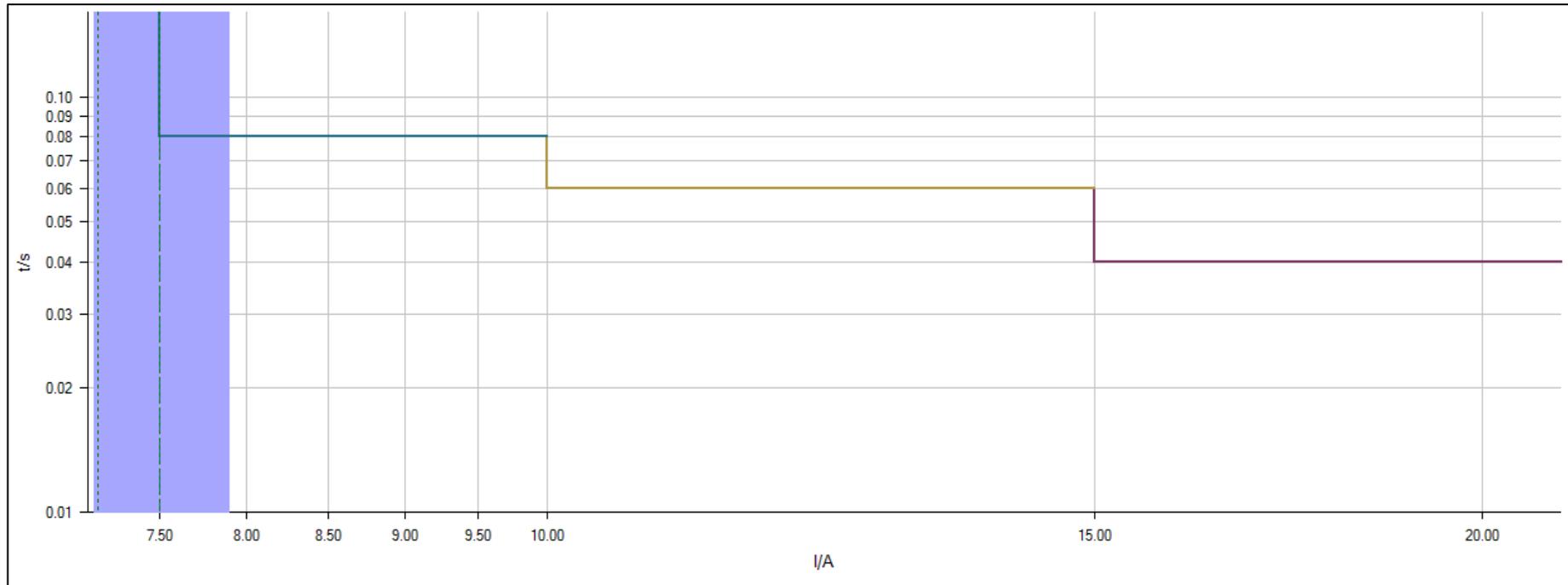
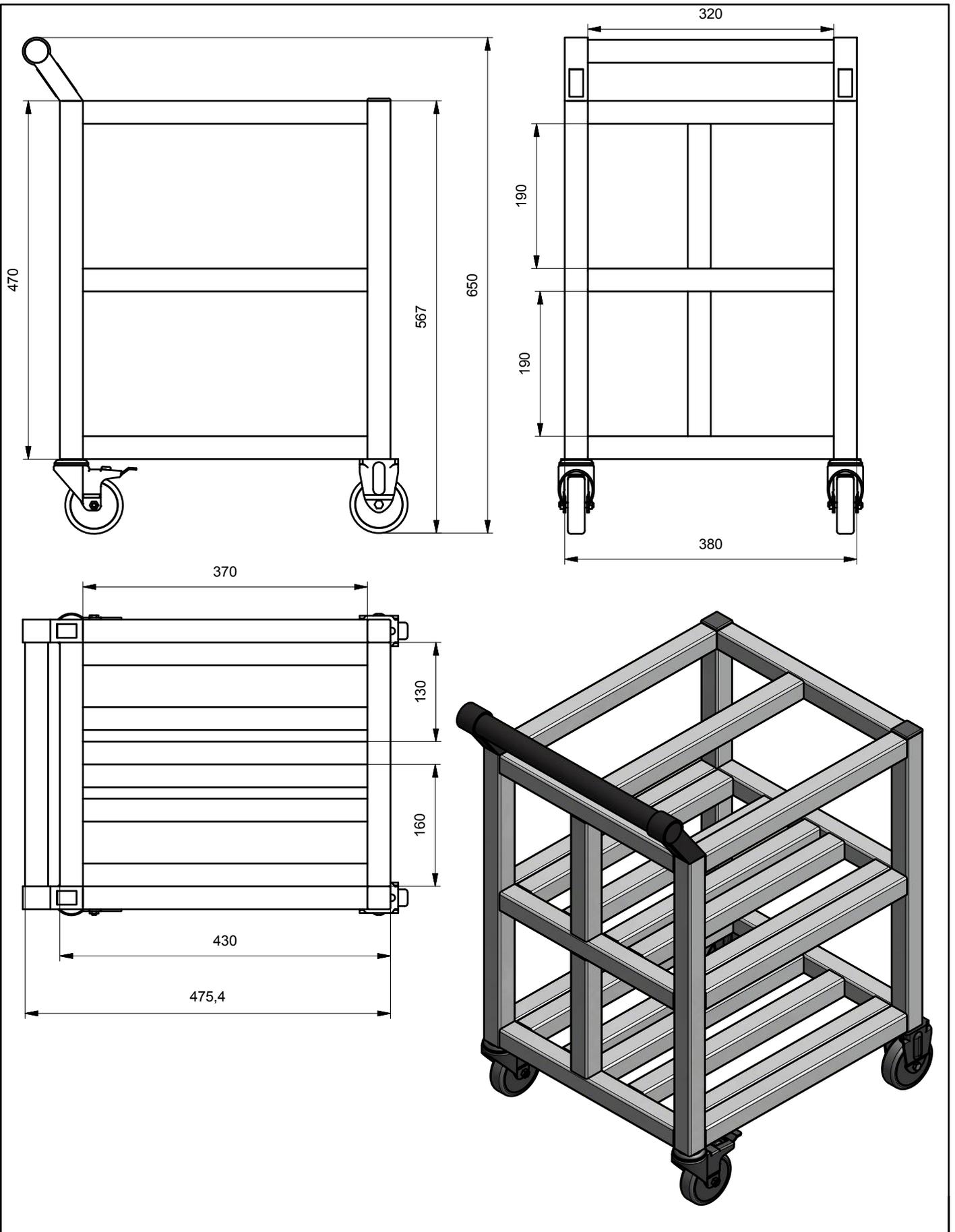


Abbildung 3: Anrege-/Rückfallwertprüfung, Auszug aus Prüfprotokoll "Überstromzeitschutz_REF615_V2.0.pdf"

Bewertung

Bei der Schussprüfung sind alle Messungen innerhalb der akzeptablen Toleranz. Das Relais ist richtig parametrierung und verhält sich wie erwünscht. Am Ende werden höchstwahrscheinlich nicht alle vier Stufen implementiert, aber um die korrekte Funktionalität zu prüfen war es sehr sinnvoll.



Zusammenbau Wagen

Dessiné
Gezeichnet

Thomas Ritler

26.06.2014

Echelle
Massstab

Contrôlé
Geprüft

1:5

Fichier Wagen.idw
Datei

Hes-so  VALAIS
WALLIS

Hes-so//Valais

Haute Ecole d'Ingénierie (HEI)

Route du rawyl 47

Tél. (027) 606 85 11 Fax 606 8575

CH-1950 Sion 2

Item Industrietechnik

Gewerbezentrum Neu Paradies

Diessenhoferstrasse 14

CH-8252 Schlatt

Commande

Secteur Power and control

Rubrique 506011

Référence cos

Tel: 052 647 40 20

Fax: 052 647 40 29

Veillez avoir l'obligeance de nous faire parvenir :

Sion, le 30.juil.14

Quantité	Référence article	Désignation	Prix unitaire	Total CHF
9	0.0.478.27	Profilé 6 30x30 3N léger, naturel L=370	6.39	57.48
4	0.0.439.45	Profilé 6 30x30 2N90 léger, naturel L=470	7.13	28.52
4	0.0.439.45	Profilé 6 30x30 2N90 léger, naturel L=370	5.61	22.45
4	0.0.439.45	Profilé 6 30x30 2N90 léger, naturel L=320	4.85	19.42
3	0.0.439.44	Profilé 6 30x30 2N180 léger, naturel L=370	5.96	17.89
1	0.0.439.43	Profilé 6 30x30 1N léger, naturel L=370	5.69	5.69
2	0.0.439.43	Profilé 6 30x30 1N léger, naturel L=320	4.92	9.85
2	0.0.439.43	Profilé 6 30x30 1N léger, naturel L=190	2.92	5.85
29	0.0.026.30	Découpe	3.45	100.05
1	0.0.644.01	Poignée Al, 350	42.26	42.26
2	0.0.420.13	Roulette fixe D75 antistatique	16.92	33.84
2	0.0.420.17	Roulette pivotante D75 à blocage antistatique	21.45	42.90
54	0.0.419.71	Fixation automatique 6, zingué	4.40	237.60
64	0.0.419.58	Multiblock 6 PA, noir	2.11	135.04
2	0.0.419.22	Embout 6 30x30, noir	0.67	1.34
Gridlab				
Paiement			Sous-total	760.18
Délais de livraison		Dès que possible	Rabais 10.0%	76.02
Adresse de livraison		Hes-so//Valais Haute Ecole Spécialisée Costa christian, Resp. achats Route du Rawyl 47 CH-1950 Sion 2	TVA 8.0%	54.70
Personne de contact		Thomas Ritler 078/760'87'95	Total CHF	738.86
E-mail		Thomas.Ritler@students.hevs.ch		

Avec nos remerciements

Important

Christian Costa, Resp. achats

- numéro de commande à rappeler sur la facture merci

TRANSFORMATEUR DE TENSION MONOPHASÉ



- Intérieur
- Tension primaire jusqu'à 2000 V
- Mesure et protection
- Version protégée, avec traversées isolantes incassables

Transformateurs de tension pour la mesure des tensions alternatives jusqu'à 2000 V.

Caractéristiques générales

Tension de service maximum	720 V
Tension de tenue à fréquence industrielle	3000 V
Tension primaire	100 à 660 V
Tension secondaire	100 : $\sqrt{3}$ - 110 : $\sqrt{3}$ - 100 - 110 V
Fréquence	50 ou 60 Hz
Puissance de précision	5 à 1200 VA
Classe de précision	0,5 - 1 - 3
Puissance d'échauffement	Jusqu'à 5000 VA
Courant de court-circuit thermique Ith	80 Ipn.1s
Classe d'isolation	A
Température ambiante	-25°C à + 40°C
Normes	CEI 60044-2 - NF C42501 - VDE 0414

Autres caractéristiques sur demande

Tension de service maximum	Jusqu'à 2400 V
Tension de tenue à fréquence industrielle	Jusqu'à 11 kV
Tension primaire	5 à 2000 V
Tension secondaire	5 à 2000 V
Fréquence	5 à 10000 Hz
Classe de précision	0,1 - 0,2 - 3P - 6P
Prises au primaire ou au secondaire	
Enroulements secondaires séparés	

Accessoires / Options

Capot plombable

Écran

Tropicalisation

TRANSFORMATEUR DE TENSION MONOPHASE

Tableau de choix

Type	Puissance de précision maximum en VA			Puissance thermique maximum en VA
	cl 3	cl 1	cl 0,5	cl A
TP84-1	15	-	-	50
TP84-2	30	5	-	60
TP108-1	90	45	25	100
TP108-2	150	50	30	150
TP126-1	250	80	50	250
TP126-2	-	-	-	300
TP150-1	400	120	70	400
TP150-2	600	240	150	600
TP150-3	700	300	200	700
TP180-1	900	350	200	1000
TP180-2	1200	500	250	1250
TP180-3	1500	600	300	1600
TP232-1	-	-	-	3000
TP232-2	-	-	-	4000
TP232-3	-	-	-	5000

Dimensions

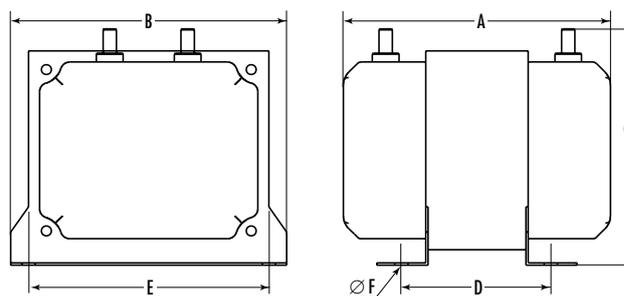
Type	Poids kg	A mm	B mm	C mm	D mm	E mm	F mm
TP84-1	2,3	115	99	90	54	84	5,5
TP84-2	2,4	130	99	90	67	84	5,5
TP108-1	3,6	124	124	107	69	108	6
TP108-2	4,5	137	124	107	82	108	6
TP126-1	6,2	150	142	124	82	125	6
TP126-2	7,2	160	142	124	93	125	6
TP150-1	8	156	167	138	84	150	7
TP150-2	11	185	167	138	116	150	7
TP150-3	14	200	167	138	127	150	7
TP180-1	24	190	180	170	120	166	6
TP180-2	27	210	180	170	140	166	6
TP180-3	29	250	180	170	180	166	6
TP232-1	30	220	255	275	136	200	12
TP232-2	45	230	255	275	172	200	12
TP232-3	60	250	255	275	236	200	12

Installation

Précaution pour le serrage des cosses :

- Il est indispensable, lors du serrage des connexions, de bloquer l'écrou repéré 1 quand on serre l'écrou 2 pour ne pas entraîner une rupture du fil de bobinage.

TP84 ... TP180



TP232

