

Schutzkonzept und Verhalten von Wechselrichtern in Smart Grids

Diplomarbeit



Institut für Elektrische Anlagen
TU Graz

Vorgelegt von:
Jürgen Pasker

Betreuer:
Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Lothar Fickert
Dipl.-Ing. Dr.techn. Ernst Schmutzner
Dipl.-Ing. Maria Aigner

Institutsleiter: Univ.-Prof. DI Dr.techn. Lothar Fickert

A - 8010 Graz, Inffeldgasse 18-I
Telefon: (+43 316) 873 - 7551
Telefax: (+43 316) 873 - 7553
<http://www.ifea.tugraz.at>
<http://www.tugraz.at>

Graz / 11 - 2011



Danksagung

Bedanken möchte ich mich für die großartige Unterstützung bei DI Maria Aigner, Prof. Dr. Lothar Fickert und Dr. Ernst Schmautzer. Durch ihre konstruktiven Beiträge konnte ich meine Diplomarbeit in diesem Umfang verfassen und damit hoffentlich auch in gewisser Weise einen Teil zu deren Forschungsarbeit beitragen. Insbesondere gilt mein Dankeschön Frau DI Aigner, die jederzeit bemüht war, eine gute Betreuerin zu sein.

Großer Dank gilt in erster Linie meiner Familie, ohne ihren Rückhalt wäre die Absolvierung meines Studiums nicht möglich gewesen. Ich möchte mich auch bei meinen Großeltern bedanken, denen meine Ausbildung ebenso am Herzen gelegen ist und die mir immer zur Seite gestanden sind. In diesem Sinne hoffe ich, dass meine Familie genauso viel Freude an meinem Abschluss hat wie auch ich.

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am 10.11.2011

Jürgen Pasker

Kurzfassung

Die Diplomarbeit befasst sich mit dem Schutzkonzept von Wechselrichtern in Smart Grids sowie den Auswirkungen beim Parallelbetrieb am öffentlichen Netz. Nach der Installation und der Inbetriebnahme des Inselwechselrichters Sunny Island 5048 werden Untersuchungen im Hinblick auf die eingesetzten Schutzeinrichtungen durchgeführt. In erster Linie wird das Auslöseverhalten von FI-Schutzschaltern und Leitungsschutzschaltern untersucht. Deren fehlerfreie Funktion kann im Betrieb an einem Wechselrichter insofern beeinträchtigt werden, da gegebenenfalls die erforderliche Kurzschlussleistung des Wechselrichters nicht ausreicht, um Überstromschutzeinrichtungen ordnungsgemäß zur Auslösung zu bringen. Des Weiteren spielt in Inselnetzen mit größerer Ausdehnung die Selektivität der Schutzeinrichtungen eine wesentliche Rolle. Neben dem Inselnetzbetrieb ist auch der Betrieb am öffentlichen Netz sowie die Untersuchung der Auswirkungen von auftretenden Fehlern sowohl im Inselnetz als auch im öffentlichen Netz Teil dieser Arbeit. Als Basis der Arbeit wurden Untersuchungen zum Normalbetrieb des Wechselrichters in einem Inselnetz durchgeführt und die Auswirkungen verschiedener Lasten auf den Inselbetrieb geklärt. Ebenso werden die charakteristischen Parameter wie Wirkungsgrad, Batterieverhalten, Oberschwingungen, Kurzschlussverhalten des Wechselrichters messtechnisch untersucht. Es werden Lösungen für die angesprochenen Problemstellungen erarbeitet und zu beachtende Gegebenheiten erläutert. Diese werden aus den theoretischen Überlegungen sowie den beschriebenen Untersuchungen dazu abgeleitet.

Abstract

The contents of this diploma thesis are the safety concept of inverters in smart grids. The possible influences on the public grid of such inverters should be under examination. First of all there was the installation and start-up of the inverter and a reproduced micro grid in the laboratories. Especially miniature circuit breakers (MCB's) and residual fault current devices (RfCD's) should be part of the inspection. The function of these devices could include some problems whilst operating in an inverter supplied grid. The maximum current which can be provided by the supply (inverter) is an important fact for the accurate function of a miniature circuit breaker. If there is not enough power for a release it is possible that the fault is persistent. For the residual fault current device the harmonics of a load do not affect the function of this safety component. Furthermore selectivity is an important aspect in micro grids. Because of the limited short-circuit power it may be difficult to achieve satisfying selectivity. The diploma thesis is based on general measurements during the operation of the inverter in a micro grid as well as the effect of different loads in the system. In addition specific parameters like efficiency, properties of the battery, harmonic spectrum and short-circuit characteristics of the inverter led to a metrological analysis.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	8
1 Einleitung	9
1.1 Einführung und Problemstellung	9
1.2 Untersuchungsfragen	10
1.3 Erkenntnisse	11
1.4 Methodik	11
2 Allgemeines	12
2.1 Inselwechselrichter	12
2.2 Geltende Vorschriften und Normen	16
3 Grundlagen Schutzeinrichtungen	20
3.1 Überstromschutzeinrichtungen	20
3.2 Fehlerstromschutzschalter (FI-Schutzschalter)	26
3.3 Selektivität von Schutzeinrichtungen	35
4 Betrieb des Sunny Island SI 5048	38
4.1 Inbetriebnahme und Installation	40
4.2 Verhalten im Inselbetrieb	42
4.3 Vorbereitende Messungen für die Versuche mit dem WR SI 5048	48
4.4 Lastbetrieb	54
4.5 Fehlerfälle	64
5 Netzparallelbetrieb des SI 5048	99
5.1 Arbeitsweise am Netz	99
5.2 Zuschaltvorgang ans Netz	100
5.3 Entkopplung vom Netz	103
6 Schlussfolgerungen	106



7 Anhang	108
7.1 Weitere Messergebnisse	108
7.2 Versuchsaufbau	112
7.3 Kenndaten der verwendeten Komponenten	113
Literaturverzeichnis	123

Abkürzungsverzeichnis

ES	Erdschluss
FI	Fehlerstrom
GS	Grundschwingung
KS	Kurzschluss
KSL	Kurzschlussleistung
LL	Leerlauf
LSS	Leitungsschutzschalter
NS	Niederspannung
OS	Oberschwingung
SLSS	selektiver Leitungsschutzschalter
SOC	State of Capacity
WR	Wechselrichter

1 Einleitung

1.1 Einführung und Problemstellung

Inselnetzfähige Wechselrichter finden aufgrund der Forderung, vermehrt dezentrale Energieerzeugungseinheiten in das Verteilnetz einzubinden, immer öfter Anwendung. Gerade in ländlichen Gebieten, alpinen Bereichen sowie in abgeschiedenen Regionen stellt eine Stromversorgung durch Photovoltaik, Wind- sowie Notstromgeneratoren oft die einzige Möglichkeit dar, Wechselstromverbraucher zu betreiben. Um die erzeugte Energie stark fluktuierender Erzeuger zwischenspeichern, sind z.B. Akkumulatoren notwendig. Die gespeicherte Energie kann bei Bedarf durch den Wechselrichter wieder bereitgestellt werden. Neben der Möglichkeit, Wechselrichter im Inselnetzbetrieb zu verwenden, besteht auch die Forderung, Wechselrichter (WR) am öffentlichen Stromnetz zu betreiben und bei Ausfall des Verteilnetzes gewisse Netzteile (die über Inselwechselrichter versorgt werden können) weiter zu versorgen. Im Inselnetzbetrieb bei Einspeisung über WR muss die Funktion der vorhandenen Schutzeinrichtungen im Fehlerfall weiterhin gewährleistet sein. Im Rahmen dieser Diplomarbeit soll das Verhalten eines gängigen Inselwechselrichters sowie das dazugehörige Schutzkonzept unter verschiedenen Bedingungen (Normalbetrieb am öffentlichen Netz, Inselnetzbetrieb, Auftreten von netz- sowie inselnetzseitigen Fehlern) untersucht werden.

Da der Wechselrichter im Inselnetzbetrieb nur begrenzt Kurzschlussleistung zur Verfügung stellt, steht im Kurzschlussfall nur ein bestimmter Kurzschlussstrom für eine definierte Zeitdauer zur Verfügung. Befinden sich neben dem WR weitere Quellen (z.B. Generatoren) in einem Inselnetz, wird die Kurzschlussleistung (KSL) erhöht. Die verfügbare KSL ist für das Auslöseverhalten konventioneller Schutzeinrichtungen wesentlich, diese müssen bei jedem Netzzustand (Einspeisesituation) sowohl im Netzparallel- wie auch im Inselnetzbetrieb den fehlerbehafteten Teil von der Anlage trennen. Aufgrund der beschränkt vorhandenen KSL kann es u.U. zu einer Nichtauslösung von Sicherungen bzw. Leitungsschutzschaltern (LSS) kommen, der Fehler bleibt bestehen und es kann zu

Personen- bzw. Sachschäden kommen kann.

Beim Betrieb von WR entstehen Oberschwingungen (OS), welche die Funktionsweise von Fehlerstromschutzschaltern negativ beeinflussen können.

Beim Betrieb am öffentlichen Netz hingegen verändern sich die bisher beschriebenen Aspekte. Hierbei steht das Verhalten bei Fehlern im Parallel- und Inselnetzbetrieb im Mittelpunkt.

Weiters muss auch die Kompatibilität mit bestehenden Stromversorgungsnetzen gewährleistet sein, daher müssen folgende Grundvoraussetzungen erfüllt werden:

- üblicherweise eingesetzte Schutzkonzepte z.B. in einer Hausinstallation müssen fehlerfrei funktionieren
- das Schutzkonzept muss bei mehreren Erzeugern auf die jeweilige Leistungsfähigkeit abgestimmt werden
- Konformität bzgl. gültiger Bestimmungen und Vorschriften

1.2 Untersuchungsfragen

- Welche charakteristischen Parameter (U , f , OS, η) ergeben sich beim Betrieb von Inselwechselrichtern?
- Wie erfolgt die Wechselrichterregelung/-steuerung in Inselnetzen?
- Wie verhält sich der WR im KS-Fall (Inselnetzbetrieb) und bei Netzparallelbetrieb u.a. bei Eintritt eines netzseitigen Fehlers?
- Inwieweit entsprechen herstellereitige Schutzkonzepte und -komponenten für wechselrichter gespeiste Inselnetze den geltenden Vorschriften?
- Welche Auslösecharakteristik ergibt sich bei Fehlerstromschutzschaltern (FI-Schutzschaltern), in einem Netz, das über einen Inselwechselrichter gespeist wird?
- Beeinflusst der Zeitpunkt des Fehlereintritts, bezogen auf den momentanen Spannungswert, die Abschaltcharakteristik von Leitungsschutzschaltern?
- Wie kann eine selektive Absicherung (Staffelung) von mehreren Abgängen im Netz mit WR-Einspeisung mit Hilfe von Leitungsschutzschaltern erreicht werden?

1.3 Erkenntnisse

Aufgrund fehlender Erfahrung auf dem Gebiet der Einspeisung über WR sowie teilweise nicht zutreffender und fehlender Normen soll diese Arbeit erste Erkenntnisse liefern und mögliche Problematiken aufzeigen. Aufgrund der derzeitigen Entwicklung von Smart Grids bzw. vermehrt dezentraler Einspeisung ist es wahrscheinlich, dass in Zukunft vermehrt WR-Systeme zum Einsatz kommen werden. Schutzkonzepte für solche Anlagen sind, wie auch in bereits bestehenden Hausinstallationen, für die Personensicherheit wesentlich und müssen an die neuen Anforderungen angepasst werden.

1.4 Methodik

Um ein generelles Verständnis für die Funktionsweise und Regelmechanismen des eingesetzten WR zu erlangen, werden vorab grundlegende Messungen durchgeführt. Durch konkrete Messreihen soll Kenntnis über die Auswirkungen auf Schutzeinrichtungen beim Betrieb eines Inselwechselrichters erlangt werden. Somit besteht die Möglichkeit, bei den darauffolgenden Messungen spezifische Charakteristiken der jeweiligen Komponenten zuzuordnen. Anhand der Messergebnisse sollen Aussagen über mögliche weitere zu untersuchende Fragen getroffen werden.

2 Allgemeines

2.1 Inselwechselrichter

2.1.1 Einsatzgebiete

Gerade in Regionen, in welchen ein öffentliches Stromnetz weitgehend fehlt bzw. in abgegrenzten Gebieten, stellen Inselnetzsysteme eine Alternative dar, um die Versorgung mit elektrischer Energie zu gewährleisten. Die Einspeisung mittels dezentralen Einheiten über WR-gebundene-Systeme wird zukünftig auch in großem Stil ausgebaut werden. Um Inselnetzprojekte zukunftsorientiert auszulegen, spielt die AC-Kopplung der Wechselrichter eine wesentliche Rolle, um die Erweiterbarkeit sowie die Kompatibilität mit anderen WR-Systemen zu gewährleisten [1].

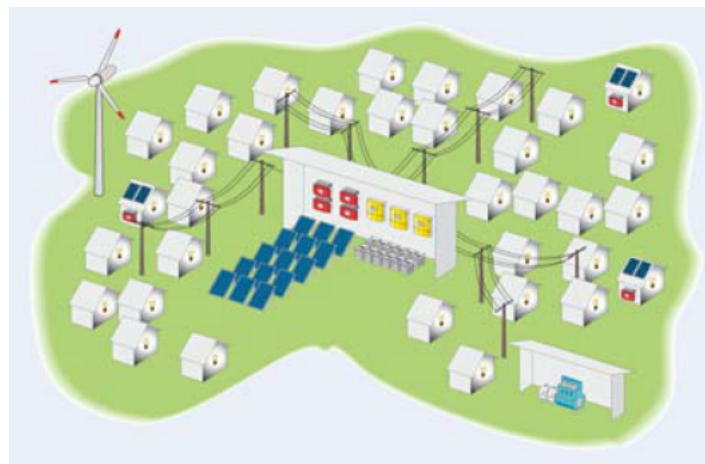


Abbildung 2.1: Prinzipdarstellung eines typischen Inselnetzes [1]

Werden Inselnetze mit größerer Ausdehnung, mehreren Einspeisern und Zwischenspeichern betrieben, ergeben sich Fragestellungen zum Schutzkonzept in diesen Netzkonfigurationen. Diese wurden bereits in Kapitel 1.2 behandelt und beziehen sich im Wesentlichen auf folgenden Punkte:

- Wie verhält sich das WR-System beim Parallelbetrieb am öffentlichen Netz und wie reagiert es auf netzseitige Fehler?
- Reicht die vorhandene Kurzschlussleistung der WR im Inselnetzbetrieb zur Auslösung von Leitungsschutzschaltern und Sicherungen aus?
- Ist die Selektivität der eingesetzten Schutzeinrichtungen gegeben?
- Funktionalität von FI-Schutzschaltern in Inselnetzen

2.1.2 Bauweisen

WR werden unidirektional, bidirektional sowie als Kombiwechselrichter ausgeführt. Bei unidirektionalen WRn kann Gleichspannung in Wechselspannung umgerichtet werden. Bidirektionale WR ermöglichen es hingegen, auch den Akkumulator durch Umwandlung von Wechselspannung in Gleichspannung zu speisen. Zusätzlich kann bei einem Kombiwechselrichter über den Laderegler direkt auf die DC-Seite der WR gespeist werden. Aufgrund der Verbreitung wird im Rahmen dieser Arbeit nur auf AC-Systeme bzw. kombinierte Systeme eingegangen. Für Inselnetze sind aufgrund der Anforderungen, AC- als auch DC-Verbraucher zu betreiben sowie überschüssige Energie zu speichern (Laden der Batterien) meist sogenannte Kombiwechselrichter in Verwendung. Derartige Systeme waren bisher meist einphasig ausgeführt. Mit dem zur Verfügung stehenden Inselwechselrichter Sunny Island SI 5048 der Firma SMA ist jedoch auch ein Drehstromsystem realisierbar. Hierzu sind weitere Wechselrichter gleichen Typs notwendig, um die Phase 2 und 3 zu speisen.

Bei bidirektionalen Wechselrichtern ist das Laden der Batterie nur über die AC-Seite des Wechselrichters möglich. D.h. wird z.B. über eine Photovoltaik-Anlage ins AC-Inselnetz eingespeist, so ist ein zusätzlicher unidirektionaler Wechselrichter notwendig, um den Inselwechselrichter und damit die Batterie zu speisen [1].

2.1.3 Topologie des untersuchten Wechselrichters

Im Folgenden wird ein Überblick über derzeit verwendete Technologien gegeben und die Auswirkungen auf die eingesetzten Schutzsysteme sowie auf die Versorgungssicherheit aufgezeigt [2].

Zu Beginn der Nutzung der Sonnenenergie durch Photovoltaik war rein die Einspeisung von Wirkleistung ins Niederspannungsnetz (NS) vorgesehen. Mittlerweile sind zusätzliche Aufgaben hinzugekommen, welche sich durch die vermehrte Einspeisung aus erneuerbaren Energien in Zukunft ergeben. Diese Aufgaben sind u.a. die Stabilisierung des Netzes durch Einspeisung von Blindleistung sowie der Sicherstellung der Netzqualität. Daher kommen derzeit spezielle Topologien zum Einsatz. Wesentliche Vorgaben und Zielsetzungen für deren Entwicklung sind:

- Umwandlung von Gleich- in Wechselstrom bei einem optimalen Wirkungsgrad
- Resistenz gegenüber transienten Überspannungen im Netz
- Einhaltung der geforderten Netzspannungsparameter
- Erkennung der Netzabschaltung
- Vermeidung von Gleichströmen in Form von Ableitströmen in das Inselnetz ¹

Mittlerweile erreichen Wechselrichter für den Einsatz in Inselnetzen, sowie beim Betrieb am öffentlichen Netz Wirkungsgrade bis zu $\eta = 98\%$ (vgl. 4.3.1 auf Seite 48). Eine wesentliche Rolle spielt, wie auch bei den Messungen gezeigt werden konnte, der Teillastwirkungsgrad. Dieser findet sich in der Angabe des Euro-Wirkungsgrades [2], Seite 1071 wieder, welcher sich aus den gewichteten Teillastwirkungsgraden zusammensetzt:

$$\eta_{\text{EURO}} = 0,03 \cdot \eta_{5\%} + 0,06 \cdot \eta_{10\%} + 0,13 \cdot \eta_{20\%} + 0,10 \cdot \eta_{30\%} + 0,48 \cdot \eta_{50\%} + 0,2 \cdot \eta_{100\%} \quad (2.1)$$

Des Weiteren sollen WR inselnetzfähig sein, um eine Ersatzstromversorgung (mit zusätzlichem Speicher) im Bedarfsfall bereitzustellen. Neben diesem Aspekt soll auch Blindleistung zur Verfügung gestellt werden können, welche zur Regelung der Netzspannung

¹DC-Ableitströme können beim Auftreten interner Fehler des WR zustandekommen.

notwendig ist. Durch eine Filterung von Oberschwingungen soll ebenso den Anforderungen an die Netzqualität genüge getan werden [18].

Wurden die ersten Wechselrichter noch auf Basis von Thyristorstromrichtern aufgebaut, so kommen in neuen Konzepten wesentlich kompliziertere Topologien (Impedanzzwischenkreis mit Pulswechselrichter sowie sog. „Flying Inductor“) zum Einsatz, welche sich durch eine bessere Regelbarkeit und verminderte Oberschwingungs- als auch Ableitstromabgabe auszeichnen. Bei den „einfachen“ Konzepten (Thyristorstromrichter) war es notwendig, die WR mit Transformatoren auszustatten, um einerseits die Leistungselektronik vom Netz zu isolieren und andererseits entstehende Oberschwingungen zu unterdrücken. Somit bestand auch die Möglichkeit, das Modulationsverfahren frei zu wählen und auf teure Sondermaterialien zu verzichten. Diese Konzepte wurden im Laufe der Zeit durch Systeme mit Hochfrequenztransformatoren ersetzt, welche sich durch geringeres Gewicht und geringere Koppelkapazitäten auszeichnen. Eine weitere Entwicklungsstufe stellen transformatorlose Konzepte dar. Diese bieten sich aufgrund höherer Wirkungsgrade (+1,0...1,5 %) an (Dies ist auch der Grund, warum in den letzten Jahren vermehrt selbstgeführte Wechselrichter ohne Transformator zum Einsatz kommen). Jedoch kommt es bei diesen Typen, unter Umständen, zu Ableitströmen in Form von Gleichströmen. Durch das Implementieren eines Transformators in den Wechselrichter liegen parasitäre Kapazitäten (z.B. durch das Gerüst sowie durch die Paneele der PV-Anlage) in Serie mit den Wicklungen des Trafos, somit kommt es zu einer Minderung der Ableitströme. Durch geeignete Topologien und Pulsmuster des Wechselrichters sowie durch Filter zwischen PV-Anlage und Wechselrichter können auftretende Ableitströme ebenso minimiert werden.

Aufgrund des Blindleistungsbedarfs im Netz sowie des geltenden Netzstandards werden mittlerweile derartige Regelungssysteme und Filter implementiert, womit die Einbindung eines Wechselrichter in das öffentliche Netz ohne großen Aufwand möglich ist.

In Zukunft sollen systemtechnische Zielsetzungen wie z.B. Schnittstellen zur Steuerung der Wechselrichter, für die notwendige Regelung im Netzverbund, sowie eine Kostenreduktion bei der Entwicklung im Vordergrund stehen [2].

2.2 Geltende Vorschriften und Normen

Für den Spezialfall Inselnetzbetrieb bei Speisung über einen WR gibt es (noch) keine eigens darauf abgestimmten Normen. Daher sind grundsätzlich die geltenden Bestimmungen für den Netzparallelbetrieb sowie die Normen und Richtlinien für den Anschluss dezentraler Energieerzeugungseinheiten heranzuziehen.

Hinsichtlich dem Betrieb am öffentlichen Netz sind auf jeden Fall die technischen und organisatorischen Regeln (TOR [18]) für Betreiber und Benutzer von Netzen heranzuziehen. Im Hauptabschnitt D4 wird auf den Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilnetzen eingegangen. Dabei wird der allgemeine Rahmen für den Parallelbetrieb vorgegeben. An dieser Stelle ist ein kurzer Auszug aus diesen Richtlinien betreffend den in der gegenständlichen Arbeit zutreffenden Punkten gegeben. Die folgenden kursiv dargestellten Absätze sind gemäß TOR-D4 zitiert:

- *Für die Sicherstellung des Betriebs der Erzeugungsanlage sowie zum Schutz des Netzes und anderer Netzbenutzer ist es notwendig, das Schutzkonzept der Erzeugungsanlage mit dem Schutzkonzept des Netzbetreibers abzustimmen.*
- *Durch den Einbau von Entkuppelungsschutzeinrichtungen wird erreicht, dass die Erzeugungsanlage im Störfall vom Netz getrennt und vor einer asynchronen Wiederschaltung an das Netz geschützt wird und dass die anderen angeschlossenen Netzbenutzer nicht durch einen Weiterbetrieb der Erzeugungsanlage unzulässig beeinflusst werden oder zu Schaden kommen.*

Dies ist laut Betriebshandbuch auch für den SI 5048 notwendig, da dieser Wechselrichter (zumindest in Deutschland) die Vorschriften für den direkten Betrieb am Netz nicht erfüllt.

- *Eine Beteiligung an bestimmten Systemdiensten kann von Fall zu Fall vereinbart werden (z. B. Beiträge zum Netzwiederaufbau, zur Stabilität und zur Beherrschung von Leistungsflüssen im Verteilernetz, eine erweiterte Spannungshaltung).*
- *Durch den Betrieb von Erzeugungsanlagen darf die Spannungsqualität im Netz nicht unzulässig beeinträchtigt werden. Die Netzurückwirkungen der Erzeugungsanlage müssen daher entsprechend begrenzt werden.*

- Zur überschlägigen Ermittlung des Kurzschlussstrombeitrages wird für Quellen mit Wechselrichtern der einfache Bemessungsstrom herangezogen.
- Für Erzeugungsanlagen ≤ 10 kW ist ein Leistungsfaktor λ bis 1 empfohlen.
- Kann die abgegebene Wirkleistung bei einer Frequenz von mehr als 50,2 Hz nicht abgesenkt werden (mit einem Gradienten von 40 %) so wird die Anlage vom Netz getrennt.
- *Emissionen, die zu einer Änderung der Merkmale der Versorgungsspannung führen (z.B. Oberschwingungen, Spannungsänderungen, Flicker, Spannungseinsenkungen und Spannungsanhebungen, transiente Überspannungen), die durch den Betrieb der Erzeugungsanlage hervorgerufen werden, dürfen die, in den TOR Hauptabschnitt D2 festgelegten Grenzwerte, nicht überschreiten.*

- Emissionsgrenzwerte für Oberschwingungsströme:

$$\frac{I_v}{I_A} \leq \frac{p_v}{1000} \cdot \sqrt{\frac{S_{kV}}{S_A}} \quad (2.2)$$

- I_v Oberschwingungsstrom in A
 I_A Anlagenstrom in A
 p_v Proportionalitätsfaktor, dimensionslos
 v Ordnungszahl der Harmonischen, dimensionslos
 S_{kV} Netzkurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt V in VA
 S_A Anschlussleistung der Anlage des Netzbenutzers in VA

v	3	5	7	11	13	17	19	>19
p_v	6	15	10	5	4	2	1,5	1

Tabelle 2.1: Proportionalitätsfaktor p_v für ausgewählte Oberschwingungen [17]

- Emissionsgrenzwert für die Gesamtheit aller Oberschwingungsströme $THDi_A$ (Total harmonic distortion)

$$THDi_A = \sqrt{\frac{\sum_{v=2}^{40} I_v^2}{I_A^2}} \leq \frac{2}{100} \cdot \sqrt{\frac{S_{kV}}{S_A}} \quad (2.3)$$

$$THDi_A = THDi \cdot \frac{I_1}{I_A} \quad (2.4)$$

- I_1 Grundschwingungsstrom in A
 $THDi_A$ Gesamtoberschwingungsgehalt der Anlage, dimensionslos
 $THDi$ Gesamtoberschwingungsgehalt bez. auf die GS, dimensionslos

Wird nur der Wechselrichter betrieben, sind sehr geringe OS zu erwarten. Erst durch Verbraucher wie z.B. Energiesparlampen und Geräten mit EVG (elektron. Vorschaltgerät) erhöht sich der OS-Anteil, bleibt aber im Bereich der vorgegebenen Grenzen. Aufgrund des großen Regelbereichs von Spannung und Frequenz stellen auch die vom Netzbetreiber vorgeschriebenen Grenzwerte ($U_N \pm 10\%$; $f_N \pm 1\%$) kein Problem beim Betrieb am öffentlichen Netz dar. Der THDu soll dabei einen Wert von 8 % nicht überschreiten.

Bezüglich der Schutzmaßnahmen ist die ÖVE ÖNorm E 8001 [3] heranzuziehen. Des Weiteren kann die ÖVE ÖNORM E 2750 [4] teilweise einfließen, welche sich mit photovoltaischen Energieerzeugungsanlagen beschäftigt und bezüglich der Netzkopplung einige u.U. relevante Vorschriften enthält. Ebenso kann die ÖVE ÖNORM EN 50272-2 [5] Einfluss haben. In dieser Norm wird auf Akkumulatoren und Batterieanlagen eingegangen, darin sind Vorschriften bezüglich Schutzmaßnahmen, Belüftung und Unterbringung angeführt.

Zu weiteren Vorschriften wird an passender Stelle hingewiesen.

3 Grundlagen Schutzeinrichtungen

3.1 Überstromschutzeinrichtungen

Um die Leitungen gegen eine zu große Erwärmung durch Kurzschluss oder durch Überlast zu schützen, ist es notwendig eine Überstromschutzeinrichtung in Form eines Leitungsschutzschalters oder einer Schmelzsicherung zu installieren. Die beiden Schutzeinrichtungen (LSS und Schmelzsicherung) basieren auf dem Prinzip der thermischen Auslösung.

3.1.1 Leitungsschutzschalter LSS

Bei einem Leitungsschutzschalter kommt es zusätzlich zur thermischen Auslösung, durch einen magnetischen Schnellauslöser, zu einer Abschaltung von hohen Strömen mit geringer Abschaltzeit.

Typen

Die Typen unterscheiden sich hinsichtlich der Schnellauslösecharakteristik. Für die magnetische Schnellauslösung sind folgende Werte für den Abschaltstrom festgelegt:

- Type B ... Abschaltstrom = $3 - 5 \cdot I_n$
- Type C ... Abschaltstrom = $5 - 10 \cdot I_n$
- Type K ... Abschaltstrom = $8 - 14 \cdot I_n$
- Type D ... Abschaltstrom = $10 - 20 \cdot I_n$
- Type E ... Abschaltstrom = $5 - 6,25 \cdot I_n$... Selektiver LSS

Für LSS sind zwei Kennwerte ausschlaggebend: der „kleine Prüfstrom“ I_1 und der „große Prüfstrom“ I_2 . Der „kleine Prüfstrom“ stellt dabei den „konventionellen Nichtauslösestrom“ dar. Dies ist jener Strom, bei dem es innerhalb einer Stunde ($\leq 1h$) zu keiner

Auslösung kommt. Dieser ist für die angegebenen Typen (B, C, D, E) mit $I_1 = 1,13 \cdot I_n$ definiert. Bei Auftreten des „großen Prüfstroms“ („konventioneller Auslösestrom“) muss die Schutzeinrichtung jedoch innerhalb einer Stunde auslösen; dieser errechnet sich aus $I_2 = 1,45 \cdot I_n$. Einen weiteren Kennwert stellt die bereits in der obigen Auflistung (Typen) erwähnte elektromagnetische Schnellauslösung dar, diese ist von Typ zu Typ unterschiedlich [16]. Üblicherweise kommen LSS vom Typ B zum Einsatz, welcher auch für den Betrieb des verwendeten Wechselrichters SI 5048, gemäß Betriebsanleitung, vorgeschrieben ist.

Auslösekennlinien

In Abb. 3.1 sind die Stromzeitkennlinien der LSS des Typs B16 und C16 abgebildet. Es wird deutlich, warum für den Einsatz am WR ein LSS vom Typ B16 vorgeschrieben ist. Die Kennlinie des Typs C16 liegt zu einem Großteil „außerhalb“ des vom WR schützbaren Bereichs. Auf diese Gegebenheiten wird im Kapitel 4.5.1.2 genauer eingegangen. Bei dem LSS B16 und C16 handelt es sich um die üblicherweise in der Hausinstallation, verwendeten Typen.

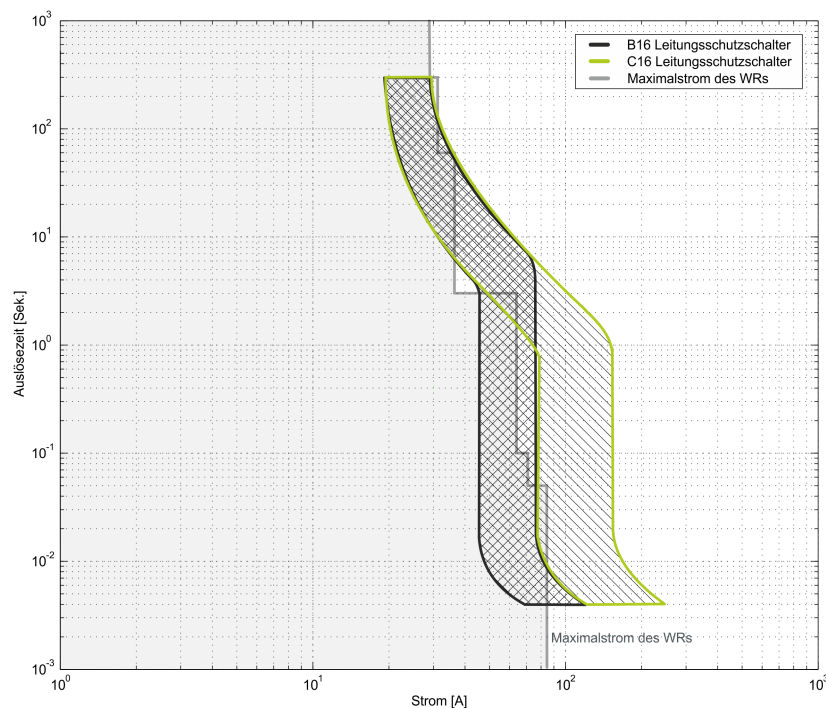


Abbildung 3.1: Strom-Zeit-Kennlinien des LSS B16 und C16 im Vergleich zum KS-Stromverlauf des SI 5048

Auswirkung der Netzfrequenz auf die Schnellauslösung der LSS

Nieder- und hochfrequente Anteile in der Netzspannung, haben Auswirkungen auf die Schnellauslösung des Leitungsschutzschalters. In Tabelle 3.1 ist zu sehen, dass bei kleineren Frequenzen als 50 Hz, es bereits bei geringeren Strömen (90 % von $I_{MA}(50\text{ Hz})$; $I_{MA} \dots$ Auslösestrom des magnetischen Auslösers) zu einer Schnellauslösung kommt und höhere Frequenzen einen höheren Schnellauslösestrom bedingen.

	Netzfrequenz f [Hz]						
	$16^{2/3}$	50	60	100	200	300	400
$I_{MA}(f)/I_{MA}(50\text{ Hz})$ [%]	91	100	101	106	115	134	141

Tabelle 3.1: Einfluss der Netzfrequenz auf das Auslöseverhalten des magn. Schnellauslösers [12]

3.1.2 Selektiver Leitungsschutzschalter (Typ E)

LSS aller anderen Typen und Schmelzsicherungseinsätze reagieren nicht immer selektiv auf Kurzschlussströme, daher kommt es oft zu einem gleichzeitigen Abschalten mit der in Serie angeordneten Schutzeinrichtung. Mit einem selektiven Hauptleitungsschutzschalter der Type E wird hingegen eine höhere Selektivität erreicht. Die selektiven Leitungsschutzschalter (SLSS) dienen vorwiegend dem Gruppenschutz in Verteilungen mit nachgeordneten unselektiven Leitungsschutzschaltern (LSS). Die Type E eignet sich daher auch für den Einsatz vor dem Zähler. Des Weiteren bietet dieser SLSS eine erheblich höhere Stoßspannungsfestigkeit als konventionelle Typen [13].

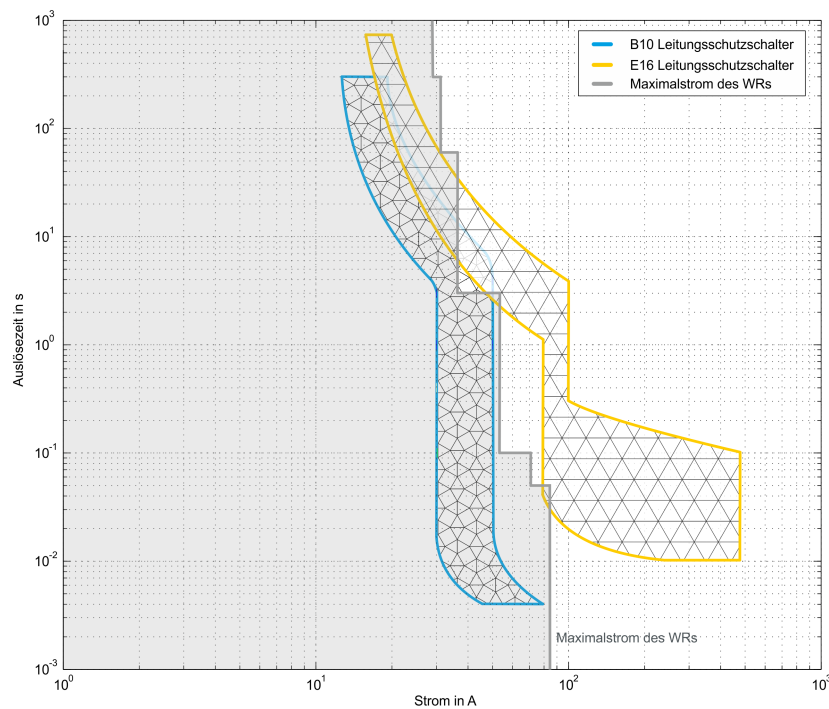


Abbildung 3.2: Kennlinien des LS-Schalters B10 und des SLSS (16 A)

Die Auslösecharakteristik des SLSS ist in Abb. 3.2 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass es im Kurzschlussfall, aufgrund der längeren Auslösezeit des Typs E, nur zu einer Auslösung des LSS B10 kommt. In Tabelle 3.2 sind die technischen Daten eines solchen SLSS angeführt.

Polzahl	1, 3-phasig, 1+N, 3+N
Auslösecharakteristik bei Überlast	$1,05 - 1,20 \cdot I_n$
Auslösecharakteristik bei KS	$5 - 6,25 \cdot I_n$
Bemessungsspannung	230/400 V
Bemessungsstrom	16 A - 100 A / 10 - 63 A
Bemessungsschaltvermögen	25 kA
Bemessungsfrequenz	50 Hz
U_{imp}	6 kV mit Trennfunktion
Schutzart	IP20

Tabelle 3.2: Technische Daten des SLSSs gemäß Herstellerdatenblatt [20]

3.1.3 Schmelzsicherungen

Schmelzsicherungen kommen in Form von Schraub Sicherungen (Diazed, Neozed) zum Einsatz. Bei den in den folgenden Untersuchungen verwendeten Schmelzsicherungen handelt es sich um Sicherungen der Klasse gG (gemäß IEC, Ganzbereichskabel- und Leitungsschutz (alte Bezeichnung gL gemäß ÖVE-SN 40)). Sicherungen der Funktionsklasse g sind Ganzbereichssicherungen, die Ströme bis zum Nennstrom dauernd führen können und Ströme vom kleinsten Schmelzstrom an abschalten können.

Kennwerte:

Der Abschaltstrom bei NS-gG-Sicherung beträgt: $I_A = 10 \cdot I_n$ (bei $I_n = 2 \dots 20 \text{ A}$) bzw. $I_A = 12 \cdot I_n$ (bei $I_n = 25 \dots 63 \text{ A}$). Für die Überprüfung von Sicherungen werden wiederum der kleine sowie der große Prüfstrom herangezogen (siehe 3.1.1) .

Auslösekennlinien

Die Auslösecharakteristik wird anhand von Strom-Zeit-Kennlinien dargestellt. Aus diesen kann, für bestimmte Betriebsbedingungen, die Schmelzzeit in Abhängigkeit des Abschaltstroms abgelesen werden. In Abb. 3.3 und 3.4 sind die Strom-Zeit-Kennlinien für NS-Sicherungen dargestellt. Somit ist es möglich Aussagen über die Selektivität zweier Überstromschutz einrichtungen zu treffen bzw. festzustellen ob eine Auslösung aufgrund der vorhandenen KSL möglich ist. Die Anwendung dieser Kennlinien erfolgt im Kapitel 4.5.1.4.

In der ÖNORM EN 60269-3 [6] sind für die Schmelzsicherungen Grenzen für die Schmelzzeiten festgelegt:

I_n in A	$I_{\min}(10 \text{ s})$	$I_{\max}(5 \text{ s})$	$I_{\min}(0, 1 \text{ s})$	$I_{\max}(0, 1 \text{ s})$
A	A	A	A	A
2	3,7	9,2	6,0	23,0
4	7,8	18,5	14,0	47,0
6	11,0	28,0	26,0	72,0
10	22,0	46,5	58,0	111,0
13	26,0	59,8	75,4	144,3

Tabelle 3.3: Grenzen der festgelegten Schmelzzeiten von gG-Sicherungseinsätzen [6]

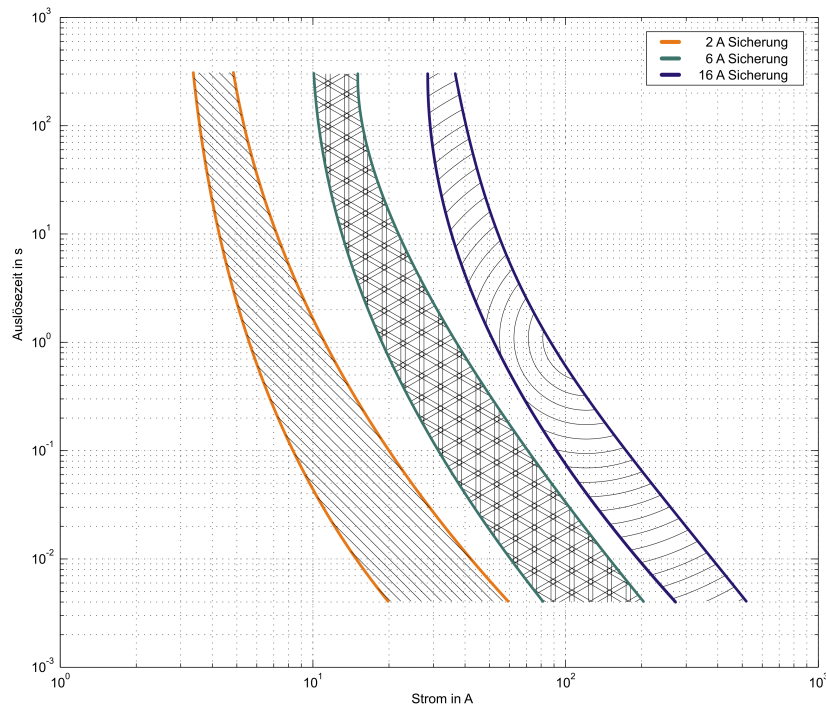


Abbildung 3.3: Strom-Zeit-Kennlinien: 2 A, 6 A, 16 A (Type gG Diazed)

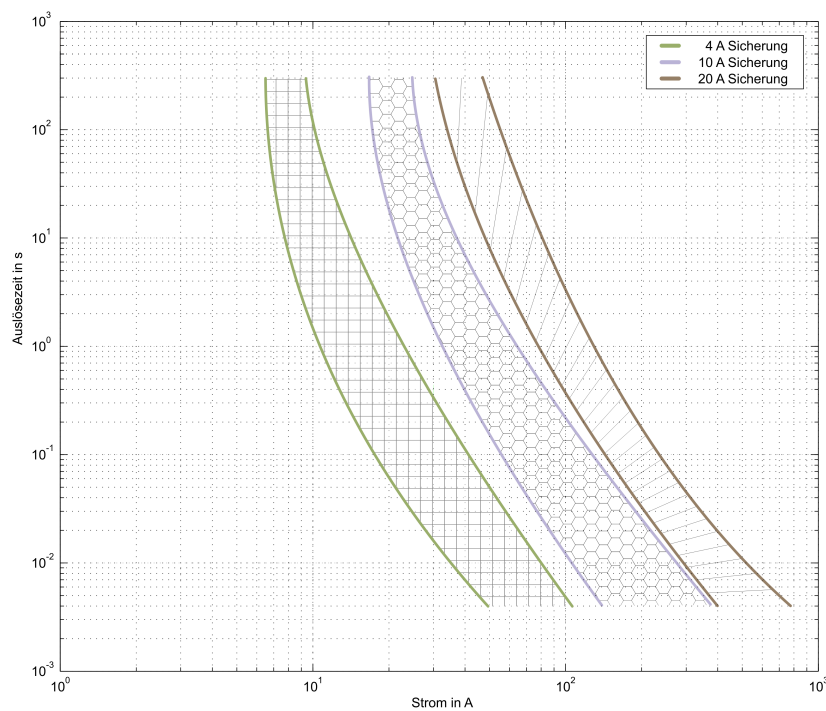


Abbildung 3.4: Strom-Zeit-Kennlinien: 4 A, 10 A, 20 A (Type gG Diazed)

3.2 Fehlerstromschutzschalter (FI-Schutzschalter)

3.2.1 Theorie

Die in diesem Kapitel zusammengefassten theoretischen Grundlagen wurden aus folgenden Quellen entnommen: [8, 16, 9, 10]. Der Fehlerstromschutzschalter dient im Wesentlichen als Fehlerschutz (Schutz bei indirektem Berühren), Zusatzschutz (Schutz bei direktem Berühren z.B. bei Versagen der Basisisolierung / des Basisschutzes) aber auch als Brandschutz für „feuergefährdete Betriebsstätten“. Der Aufbau des FI-Schutzschalters ist in Abb. 3.5 dargestellt. Es handelt sich in diesem Fall um ein mechanisches Schutzschaltgerät, welches den Stromkreis vom Netz trennt sobald die Summe der zufließenden Ströme nicht der Summe der abfließenden Ströme entspricht und dabei der Wert des Bemessungsdifferenzstroms $I_{\Delta n}$ überschritten wird, d.h. ein gewisser Teil des Stroms gegen Erde oder einen Schutzleiter abfließt [10].

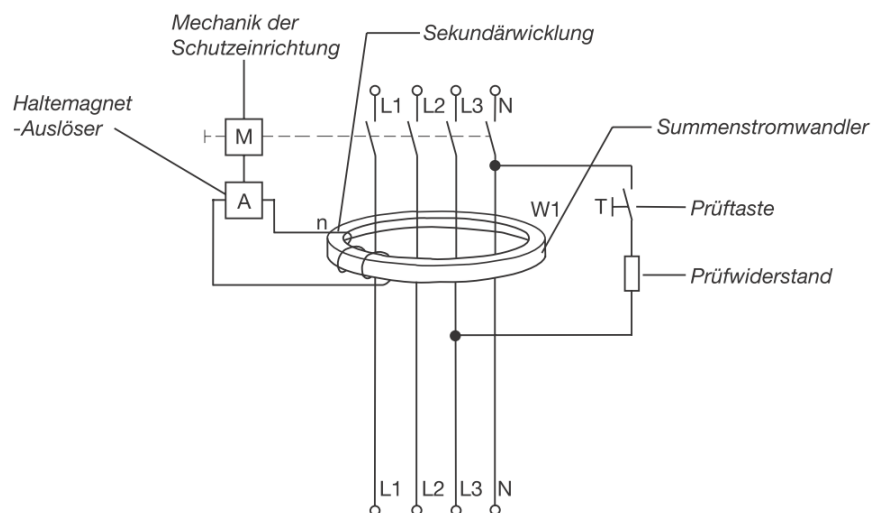


Abbildung 3.5: Prinzipdarstellung FI-Schutzschalter [10]

Fehlerstromschutzvorrichtungen begrenzen nicht die Höhe des Fehlerstroms sondern schützen durch die rasche Abschaltung (siehe Auslösekennlinie Abb. 3.8). Fehlerstromschutzschalter unterscheiden sich u.a. durch den Auslösestrom, die Auslösezeit (Auslöseverzögerung) und durch die Form des erkennbaren Fehlerstroms (Wechselstrom, glatter Gleichstrom, pulsformiger Gleichstrom). Um die Eigenschaften und Verwendungszwecke der unterschiedlichen FI-Schutzschalter zu verdeutlichen, folgt eine kurze Einleitung zum Thema Fehlerstromschutzschalter und deren Anwendung.

FI-Schutzschalter mit einem Bemessungsdifferenzstrom von $I_{\Delta n} \leq 10 \text{ mA}$ liegen unterhalb der Loslassgrenze, d.h. schädliche Einwirkungen treten üblicherweise nicht auf.

FI-Schutzschalter mit einem Bemessungsdifferenzstrom $I_{\Delta n} \leq 30 \text{ mA}$ werden für alle Stromkreise mit einem Bemessungsstrom $\leq 16 \text{ A}$ gefordert.

Zur Verhütung von Bränden, welche durch Isolationsfehler entstehen können, sind FI-Schutzschalter mit einem $I_{\Delta n} \leq 300 \text{ mA}$ vorgesehen.

Internationale Bezeichnungen:

Im angelsächsischen Sprachgebrauch ist der FI-Schutzschalter als RCD (**R**esidual **C**urrent **D**evice bekannt). Dabei werden zwei Typen unterschieden:

- RCCB: **R**esidual **C**urrent operated **C**ircuit **B**reaker (Standard FI-Schutzschalter)
- RCBO: **R**esidual **C**urrent operated **C**ircuit **B**reaker with **O**vercurrent Protector (FI-Schutzschalter kombiniert mit einem Leitungsschutzschalter)

Fehlerstromschutzschalter sind mit folgenden Kennwerten erhältlich:

Bemessungsstrom $I_n \dots 10; 13; 16; 20; 25; 32; 40; 63; 80; 100; 125 \text{ A}$

Bemessungsdifferenzstrom $I_{\Delta n} \dots 10; 30; 100; 300; 500 \text{ mA}$

Als Spezialausführungen gibt es FI-Schutzschalter, welche für tiefe Temperaturen ausgelegt sind.

3.2.2 Fehlerstromschutzschalter - Typen und Auslösekennlinien bezogen auf die Auslöseverzögerung

Um ein unbeabsichtigtes Abschalten in Anlagen zu verhindern, wodurch Personen- oder Sachschäden entstehen könnten, muss die Auslösezeit von Fehlerstromschutzeinrichtungen mindestens 10 ms betragen. Dies kann durch den Einsatz von FI-Schutzschaltern des Typs G bzw. S erreicht werden.

3.2.2.1 Typ G

Dieser Typ vermeidet Fehlanschlüsse durch eine höhere **Stoßstromfestigkeit (bis zu Stoßströmen von 3000 A bei 0,4 µs)** sowie eine **Kurzzeitverzögerung von 10 ms**. Klingt die Störung (z.B. bei Schaltüberspannungen, transienten Überspannungen durch Gewitter) während der Verzögerungszeit ab, so kommt es zu keiner Auslösung.

3.2.2.2 Typ S

FI-Schutzschalter des Typs S sind dazu vorgesehen, um den geforderten Selektivitätsbedingungen in der Praxis zu entsprechen. Werden zwei FI-Schutzschalter in Serie geschaltet, so muss der vorgeschaltete immer vom Typ S sein, um gegenüber dem nachgeschalteten unverzögerten Typ oder auch G-Typ selektiv zu sein. Hierbei ist zu beachten, dass der vorgeschaltete FI-Schutzschalter mindestens den 3-fachen Nennfehlerstrom des nachgeschalteten haben muss. Beim Typ S erreicht man eine **Kurzzeitverzögerung von min. 40 ms**, sowie eine **Stoßstromfestigkeit von 5 kA bei 0,4 µs**.

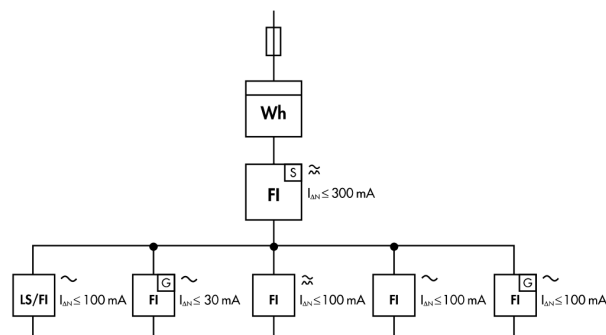


Abbildung 3.6: Prinzipdarstellung der Staffelung von FI-Schutzschaltern [8]

3.2.2.3 Auslösekennlinien

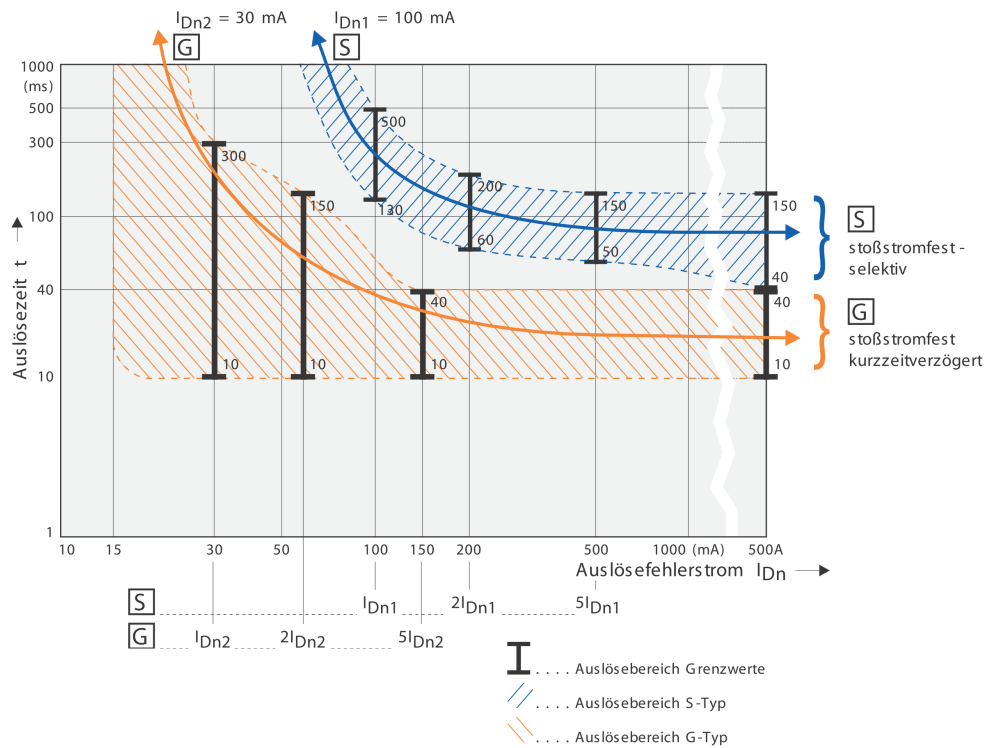


Abbildung 3.7: Auslösecharakteristik FI-Schutzschalter verzögert - Typ S ($I_{\Delta n} = 100 \text{ mA}$) und Typ G ($I_{\Delta n} = 30 \text{ mA}$) [9]

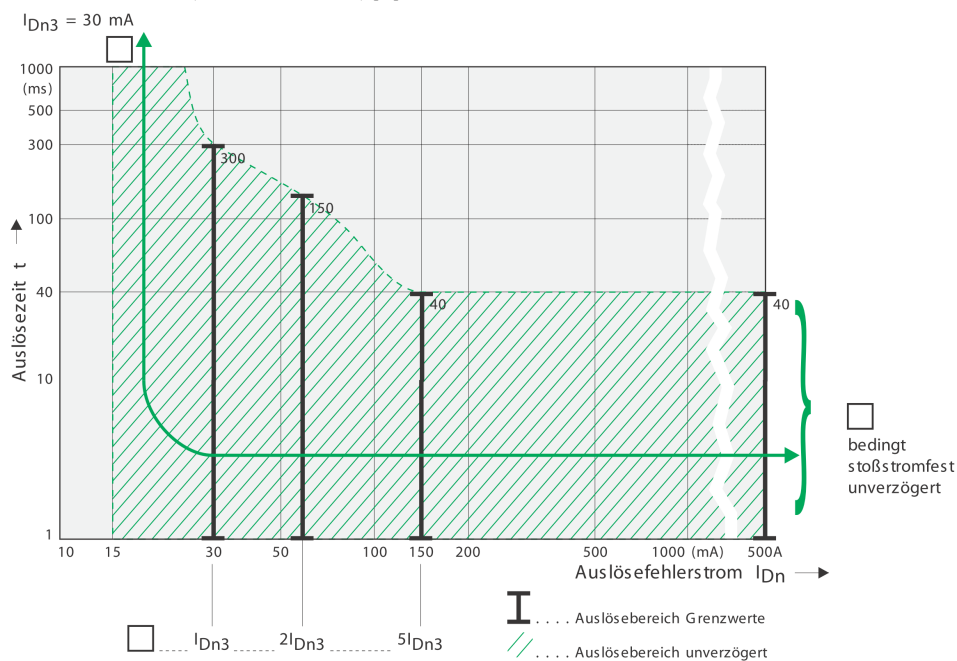


Abbildung 3.8: Auslösecharakteristik FI-Schutzschalter unverzögert Typ AC ($I_{\Delta n} = 30 \text{ mA}$) [9]

Typische Auslösekennlinien sind in den Abbildungen 3.8 und 3.7 ersichtlich. Deutlich erkennbar ist, wie sich die Auslösezeit in Abhängigkeit des Auslösefehlerstroms verhält.

3.2.2.4 Vorgeschriebene Charakteristiken und Bedingungen

In Tabelle 3.1 sind die Abschalt- und Nichtauslösezeiten für FI-Schutzschalter dargestellt:

Typ	I_n	$I_{\Delta n}$	Normwerte der Zeiten (s) bei einem I_f von:			
			$I_{\Delta n}$	$2 \times I_{\Delta n}$	$5 \times I_{\Delta n}$	
allgemein	jeder Wert	jeder Wert	0,30	0,15	0,04	max. Abschaltzeit
S	≥ 25	$> 0,03$	0,50	0,20	0,15	max. Abschaltzeit
S	≥ 25	$> 0,03$	0,13	0,06	0,05	min. Nichtauslösezeit
G	jeder Wert	jeder Wert	0,01	0,01	0,05	min. Nichtauslösezeit

Tabelle 3.4: Abschalt- und Nichtauslösezeiten von Fehlerstromschutzschaltern (gemäß VDE 0664) [8]

Wichtig beim Einsatz einer Fehlerstromschutzeinrichtung ist, dass alle zu schützenden Anlagenteile mit einem geeigneten Erder verbunden sind. Der Erdungswiderstand R_A muss dabei im Bereich der, in den Gleichungen 3.1 und 3.2, angegebenen Grenzen liegen; heranzuziehen sind jeweils die engeren Grenzen [3].

$$R_A \leq 100 \Omega \quad (3.1)$$

$$R_A \leq \frac{65 \text{ V}}{I_{\Delta n}} \quad (3.2)$$

Ebenso ist zu beachten, dass FI-Schutzschalter gegen thermische Überlastung und gegen Kurzschluss (KS) zu schützen sind.

Es gilt:

$$I_N \text{ (Fehlerstromschutzeinrichtung)} \geq I_2 \text{ (Überstromschutzeinrichtung)} \quad (3.3)$$

Somit ist gewährleistet, dass der Nennstrom des FI-Schutzschalters nicht länger als über die konventionelle Ausschaltzeit der Überstromschutzeinrichtung fließen kann.

Für den Nennstrom der vorgeschalteten Überstromschutzeinrichtung in Form von Leitungsschutzschaltern (Charakteristik B und C) ergibt sich:

$$I_2 = 1,6 \cdot I_n \quad (3.4)$$

Bei Schmelzsicherungen der Klasse gG gilt:

$$I_2 = 1,45 \cdot I_n \quad (3.5)$$

3.2.3 Fehlerstromschutzschalter - Typen bezogen auf die Stromsensitivität

3.2.3.1 Typ AC

Beim „wechselstromsensitiven“ Typ AC handelt es sich um einen FI-Schutzschalter, bei dem die Auslösung bei sinusförmigen Wechselfehlerströmen gewährleistet ist, er stellt den gebräuchlichsten Typ in Österreich dar. Allerdings sind z.B. in Deutschland, Belgien und der Schweiz bereits FI-Schutzschalter vom Typ A vorgeschrieben. Zu beachten sind auf jeden Fall die Installationsanweisungen der Hersteller der verwendeten Betriebsmittel.

3.2.3.2 Typ A

Im Unterschied zum Typ AC können mit diesem FI-Schutzschalter auch pulsförmige Gleichfehlerströme erkannt und abgeschaltet werden. Der Typ A ist auch als „pulsstromsensitiver“ Typ (Verwendung z.B. beim Einsatz von Dimmern, elektronischen Vorschaltgeräten) bekannt. Laut Gerätebestimmung VDE 0664 (DIN EN 61008-1) [7] muss die Auslösung innerhalb von 300 ms nach Auftreten des Bemessungsdifferenzstroms erfolgen. Glatte Gleichfehlerströme können mit diesem Typ jedoch nicht detektiert werden. Der Grund liegt in der Vormagnetisierung des Wandlermaterials. Abb. 3.9 verdeutlicht diese Problematik.

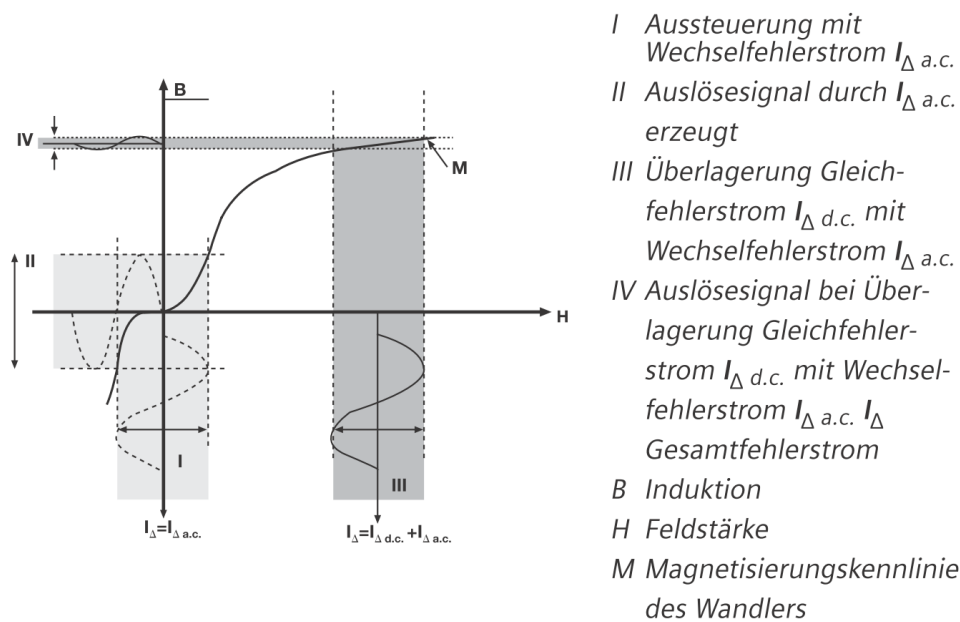


Abbildung 3.9: Vormagnetisierung durch einen glatten Gleichfehlerstrom [10]

Wie in Abb. 3.9 zu sehen, ergibt sich bei Überlagerung eines Gleichstromanteils im Fehlerstrom ein wesentlich kleineres Auslösesignal als bei einem reinen Wechselfehlerstrom. Dies ist darauf zurückzuführen, dass durch den Gleichstromanteil des Fehlerstroms das Wandlermaterial in Sättigung geht und daher das erzeugte Signal der Sekundärwicklung wesentlich kleiner ausfällt (siehe Abb.3.5). Daher würde eine Auslösung erst bei wesentlich höheren AC-Fehlerstromanteilen erfolgen (Auslösesignal groß genug).

3.2.3.3 Typ B

Mit dem FI-Schutzschalter der Type B können Fehlerströme in einem Bereich von 0 Hz bis 1 MHz (Auslösewerte sind bis 2 kHz definiert) erfasst werden. Insbesondere glatte Gleichfehlerströme werden erkannt, welche die FI-Schalter vom Typ AC und A an einer Auslösung hindern können. FI-Schutzschalter vom Typ B sind speziell für den Einsatz mit Betriebsmitteln wie Frequenzumrichter, USV-Anlagen, Schaltnetzteile und Hochfrequenzumrichter vorgesehen, durch welche hochfrequente Schaltfrequenzen, Puls-gleichfehlerströme und glatte Gleichfehlerströme auftreten können. Im Unterschied zu den anderen Typen ist für den Betrieb dieses Typs eine Spannungsversorgung notwendig, d.h. diese sind netzspannungsabhängig.

Zu erwähnen ist hier auch die erhöhte Stoßstromfestigkeit, wodurch sich auch eine Kurzzeitverzögerung dieser FI-Schutzschalter ergibt.

3.2.3.4 Typ B+

Diese Type entspricht prinzipiell dem Typ B, jedoch sind die Auslösebedingungen im Gegensatz zum Typ B bis 20 kHz definiert. Innerhalb dieser Grenzen liegt der Auslösestrom unter 420 mA.

3.2.3.5 Umrichterfeste Fehlerstromschutzschalter

Diese spezielle Bauform wurde für den Einsatz in Verbindung mit Umrichtern entwickelt und hat ebenfalls eine pulsstromsensitive Auslösung. Um den Einsatz an Frequenzumrichtern zu ermöglichen, wird bei diesen Typen die Empfindlichkeit in bestimmten Bereichen herabgesetzt, um Fehlauselösungen zu vermeiden.

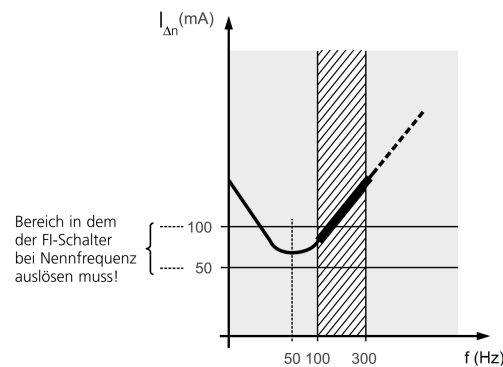


Abbildung 3.10: Auslösecharakteristik umrichterfester FI-Schutzschalter [8]

Wie in Abbildung 3.10 zu erkennen, sind umrichterfeste FI-Schutzschalter ab 100 Hz wesentlich unempfindlicher, da in diesem Bereich meist Probleme in Form von unerwünschten Fehlauselösungen, auftreten.

In Abb. 3.11 sind die Fehlerstromformen dargestellt, welche die verschiedenen Typen zur Auslösung bringen können.

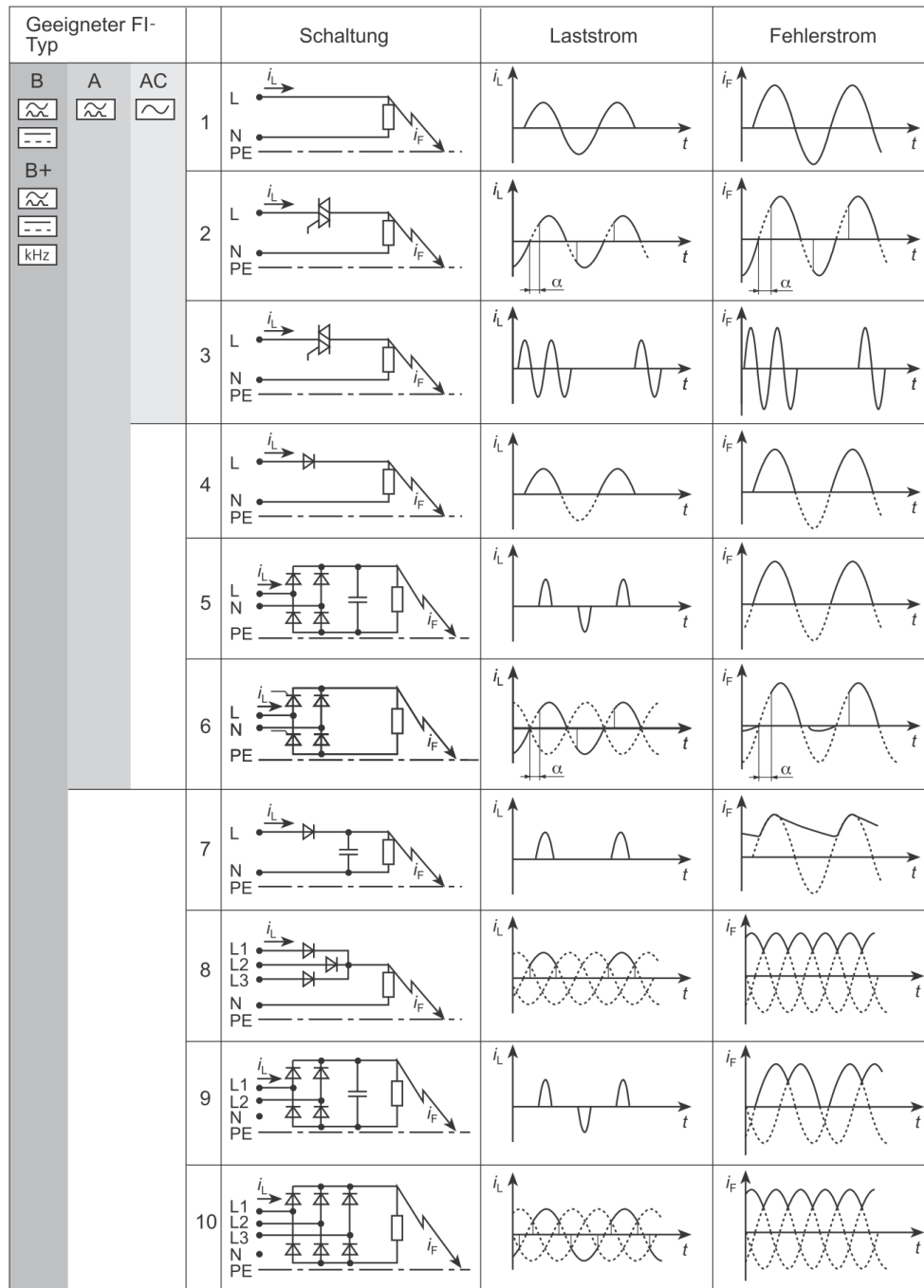


Abbildung 3.11: Typenübersicht - Schaltung, Laststrom, erfassbarer Fehlerstrom [10]

3.2.4 Fehlauslösungen von FI-Schutzschaltern

Meist liegt die Ursache von Fehlauslösungen bei den auftretenden Ableitströmen (gegen PE) von Geräten wie Netzteilen, Regelgeräten, Halogenleuchten bzw. Vorschaltgeräten von Leuchtstofflampen. Durch den parallelen Betrieb solcher Geräte können sich auftretende Ableitströme summieren und den zulässigen Nennfehlerstrom übersteigen, wodurch es zu einer Auslösung kommen kann. Es wird zwischen statischen und dynamischen Ableitströmen unterschieden. Hervorgerufen werden statische Ableitströme durch Leitungs- und Filterkapazitäten in den oben erwähnten Geräten. Dynamische Ableitströme entstehen durch das Schalten von Geräten mit Filterkapazitäten, wodurch es kurzfristig zu Strömen, welche gegen Erde abfließen, kommt.

Ein weiterer Grund für eine Fehlauslösung können Entstörkondensatoren (gegen PE) sein, welche beim Betrieb von Frequenzumrichtern zum Einsatz kommen. Hier treten wiederum Ableitströme auf. Wie bereits erwähnt können aber auch transiente Schaltüberspannungen zu Fehlauslösungen führen.

An dieser Stelle ist darauf hinzuweisen, dass auch die Hausinstallation und die damit verbundenen Kapazitäten gegen Erde, zu Problemen führen können.

Fehlauslösungen können sich desweiteren durch hohe Lastströme ergeben ($> 6 \cdot I_n$). Durch unterschiedliche starke Magnetisierungen im Summenstromwandler kann es bei hohen Strömen zu einem Auslösesignal kommen [8].

3.3 Selektivität von Schutzeinrichtungen

3.3.1 Selektivität von FI-Schutzschaltern

Um bei einer Staffelung von FI-Schutzschaltern Selektivität (auch Abgrenzung genannt) zu erreichen, ist ein selektiver FI-Schutzschalter (siehe Abschnitt 3.2.2.2) notwendig. Der Sinn dieser Abgrenzung liegt darin, dass im Fehlerfall nur jene Schutzeinrichtung auslöst, welche den zugeordneten Stromkreis schützt.

In den Strom-Zeitkurven (siehe Abb. 3.7 auf Seite 29) kann abgelesen werden, ob die Selektivität mit den eingesetzten FI-Schutzschaltern erreicht wird. Dabei dürfen sich die Kurve der höchstzulässigen Abschaltzeit des unverzögerten FI-Schutzschalters und die der kürzesten Nichtauslösezeit des selektiven Typs nicht überschneiden.

Zusätzlich kann als Bedingung für die Selektivität festgehalten werden, dass der Bemessungsdifferenzstrom $I_{\Delta n}$ der vorgeschaltene Schutzeinrichtung mehr als doppelt so groß

sein muss wie der $I_{\Delta n}$ des nachgeschalteten FI-Schutzschalters.

Zu dieser Thematik gibt es zahlreiche Tabellen und Kennlinien (herstellerbezogen), auf diese wird aber aufgrund des fehlenden konkreten Bezugs zum Thema dieser Arbeit nicht näher eingegangen.

3.3.2 Selektivität von Überstromschutzeinrichtungen

Liegen in einem Netz Leitungsabzweige vor, oder handelt es sich um eine Kopplung verschiedener Teilnetze, so ist eine hohe Versorgungszuverlässigkeit erwünscht. Um diese zu gewährleisten, spielt die Selektivität der Schutzeinrichtungen eine wesentliche Rolle. Kann im Fehlerfall der fehlerbehaftete Teil schnell getrennt werden, so ist eine unterbrechungsfreie Versorgung des gesunden Teils d.h. des nicht fehlerbehafteten möglich [1]. Selektivität liegt bei zwei in Reihe geschalteten Schutzeinrichtungen dann vor, wenn bei Kurzschluss oder Überlastung nur die vorgelagerte Überstromschutzeinrichtung abschaltet. Für die Selektivität ist der I^2t - Wert (spezifische Schmelzenergie) die ausschlaggebende Größe. Bei den Sicherungen ist auch die spezifische Ausschaltenergie (= Summe der Schmelz- und Lichtbogenenergie, jene Energie die im Lichtbogen umgesetzt wird) von Bedeutung. Diese Ausschaltenergie kann aus Tabellen (Gegenüberstellung der minimalen spez. Schmelzenergie und der maximalen spez. Ausschaltenergie) entnommen werden. Um Selektivität zu erreichen, muss die Ausschaltenergie der nachgeschalteten Schutzeinrichtung kleiner sein als die Schmelzenergie der Vorsicherung (unidirektionaler KS-Stromfluss vorausgesetzt). Bei Sicherungen wird dies erreicht, wenn das Nennstromverhältnis der beiden Schmelzsicherungen 1:1,6 beträgt. Daraus kann abgeleitet werden, dass Sicherungen welche durch zwei Nennstromstufen distanziert sind auch selektiv zueinander sind. Bei den Leitungsschutzschaltern unterscheidet man drei Selektivitätsklassen, welche in Verbindung mit dem Nennschaltvermögen angegeben werden. Mit Hilfe der Strom-Zeit-Kennlinien kann am Besten die Selektivität zwischen Leitungsschutzschaltern und Schmelzsicherungen festgestellt werden. Schneiden sich die Kennlinien zweier Schutzeinrichtungen so kann es im entsprechenden Bereich zur unerwünschten Auslösung beider Komponenten kommen. Bei höheren Kurzschlussströmen und den damit verbundenen Ausschaltzeiten < 10 ms wird mit dem I^2t -Durchlasswert gearbeitet. Einerseits kann die Selektivität durch in Reihe schalten von Schmelzsicherungen, wenn die oben beschriebenen Bedingungen erfüllt sind, erreicht werden. Andererseits wird die Selektivität durch in Reihe schalten einer Schmelzsicherung und einem LSS (von der Quelle aus gesehen; siehe Abbildung 3.12), als auch durch in Reihe schalten von zwei LSS erreicht.

Bei zwei Leitungsschutzschaltern kommt es jedoch beim Kurzschlussstrom immer zum Auslösen beider LSS d.h. diese sind nicht staffelbar. Abhilfe schafft hier ein neu entwickelter Schutzschalter vom Typ E, SLSS (siehe 3.1.2).

Typ B	DIAZED DII-DIV gL/gG									
I_n [A]	10	16	20	25	35	50	63	80	100	
1.0	<0.5 ¹⁾	1.2	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾
1.5	<0.5 ¹⁾	1.0	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾
2.0	<0.5 ¹⁾	<0.5 ¹⁾	0.8	1.6	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾
2.5	<0.5 ¹⁾	<0.5 ¹⁾	0.8	1.5	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾
3.0	<0.5 ¹⁾	<0.5 ¹⁾	0.8	1.4	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾
3.5	<0.5 ¹⁾	<0.5 ¹⁾	0.7	1.3	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾
4	<0.5 ¹⁾	<0.5 ¹⁾	0.6	1.0	3.6	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾
5	<0.5 ¹⁾	<0.5 ¹⁾	0.6	0.9	2.0	3.5	8.5	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾	
6		<0.5 ¹⁾	0.6	0.9	1.8	3.2	7.4	10.0 ²⁾	10.0 ²⁾	
8		<0.5 ¹⁾	0.5	0.8	1.6	2.6	5.2	8.3	10.0 ²⁾	
10			0.5	0.8	1.4	2.2	3.9	6.0	10.0 ²⁾	
13			0.5	0.7	1.3	2.0	3.6	5.4	10.0 ²⁾	
16				0.6	1.2	1.9	3.2	4.6	8.4	
20					1.2	1.8	3.1	4.4	7.8	
25					1.2	1.8	3.0	4.2	7.3	
32						1.7	2.8	3.9	6.8	
40							2.7	3.8	6.5	
50							2.5	3.5	5.7	
63									5.3	

¹⁾ Selektivitätsgrenzstrom I_s liegt unter 0.5 kA.

²⁾ Selektivitätsgrenzstrom I_s = Bemessungsschaltvermögen I_{cn} des Leitungsschutzschalters.

keine Selektivität

Abbildung 3.12: Angabe der Kurzschlussselektivität in kA für die Staffelung LSS (Typ B) zu Schmelzsicherung (Diazed) [12]

4 Betrieb des Sunny Island SI 5048

Aufgrund der umfangreichen Betriebsanleitung (Handbuch) des Sunny Island 5048 wird im Folgenden nur auf die für diese Arbeit ausschlaggebenden Eigenschaften eingegangen. Detaillierte Informationen sind im Handbuch zu finden. Die hier aufgelisteten Daten wurden unter Zuhilfenahme des Handbuchs [14] ausgearbeitet und dargestellt.

Bei dem Inselwechselrichter SI 5048 handelt es sich um einen bidirektionalen Wechselrichter, d.h. Batteriewechselrichter sowie Batterieladegerät sind in einem Gerät kombiniert. Der Wechselrichter bietet die Möglichkeit für den Parallelbetrieb von bis zu vier Geräten auf einer Phase als auch den Betrieb von drei Geräten im Drehstromsystem. Somit kann ein Inselnetz mit bis zu 26 kW aufgebaut werden. Weiters kann auch das öffentliche Netz oder ein Dieselgenerator im Verbund mit dem SI 5048 betrieben werden. Außerdem besitzt der SI 5048 ein intelligentes Batteriemanagementsystem wodurch sowohl eine Tiefentladung als auch ein falsches Laden und somit eine vorzeitige Alterung des Energiespeichers vermieden werden kann. Mit der SD-Karte steht eine Anlagenkontrolle in Form einer Betriebs- und Fehlerprotokolls zur Verfügung.

Der Wechselrichter überwacht bei Betrieb am öffentlichen Netz (Parallelbetrieb) bzw. eines Generators die Spannung und die Frequenz. Liegt einer dieser Parameter außerhalb der eingestellten Grenzen (manuell einstellbar), so wird eine unterbrechungsfreie Trennung des WR vorgenommen. Ebenso detektiert die Funktion „Anti-Islanding“ ungewollte Inselnetzbildung am öffentlichen Netz (Teile des öffentlichen Netzes werden vom WR versorgt) und schaltet in diesem Fall unterbrechungsfrei in den Inselnetzbetrieb um. Eine wichtige Eigenschaft des SI 5048 stellt die galvanische Trennung zwischen Batterie- und Netzseite dar. Diese Eigenschaft spielt insbesondere im Bezug auf die eingesetzte Fehlerstromschutzeinrichtung eine wesentliche Rolle, da wie bereits beschrieben, durch den Transformator gleichfehlerstromartige Ableitströme vermieden werden.

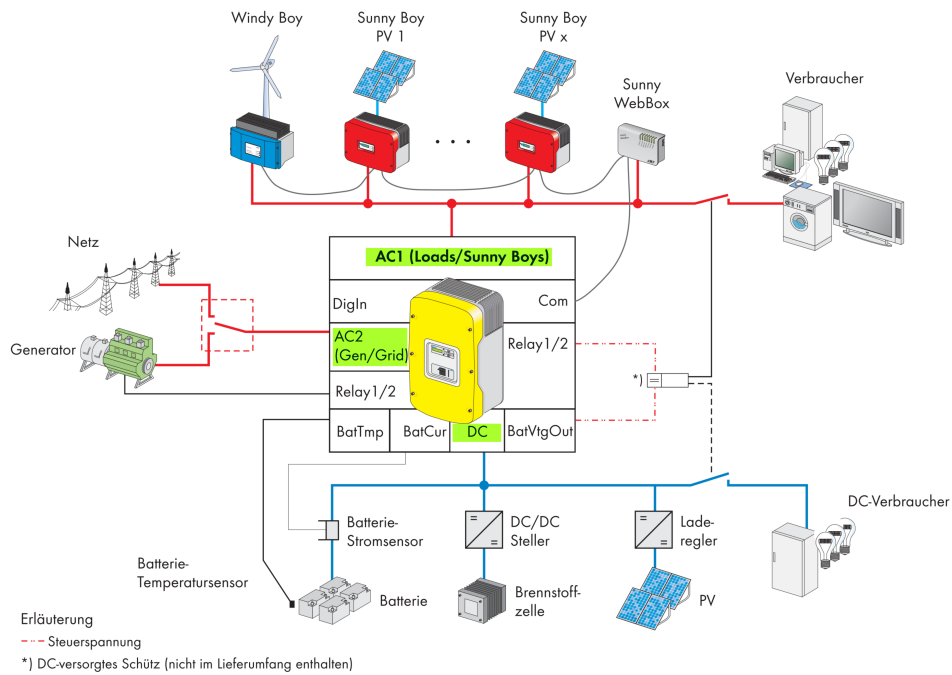


Abbildung 4.1: Mögliche Systemkonstellation des Sunny Island 5048 [14]

Kenndaten des SI 5048

In Tab. 4.1 sind die Kenndaten des SI 5048 ersichtlich.

Mögliche Systemadaptionen:

- Lastabwurf: Ist ein externes Leistungsschütz (AC oder DC) vorhanden, so kann dieses angesteuert werden, um Lasten bei Bedarf wegzuschalten und somit die Batterie vor Tiefentladung zu schützen.
- Manuell konfigurierbare Multifunktionsrelais für diverse Schalthandlungen (z.B. Zuschalten von Generatoren, ...)

Bezeichnung	Größe	Einheit
AC-Nennspannung	202 - 253	V
AC-Nennfrequenz	45 - 65	Hz
AC-Dauerleistung	5000	W
AC-Leistung für 30 min	6500	W
AC-Leistung für 1 min	8400	W
AC-Leistung für 3 s	12000	W
AC-Nennstrom	21,7	A
max. AC-Nennstrom (für 60 ms)	120*	A
Klirrfaktor Ausgangsspannung	< 3	%
Leistungsfaktor ($\cos \varphi$)	-1 bis +1	-
AC-Eingangsspannung	172,5 - 264,5	V
AC-Eingangsfrequenz	40 - 70	Hz
max. AC-Eingangsstrom	56	A
Batteriespannung	41 - 63	V
max. Wirkungsgrad η_{max}	95	%
Eigenverbrauch ohne Last	25	W
Eigenverbrauch Standby	4	W
Schutzart	IP30	
* ≥ 50 ms bei $\hat{i} = 110$ A bei rechteckförmigen Stromverlauf		

Tabelle 4.1: Kenndaten des SI 5048 [14]

4.1 Inbetriebnahme und Installation

Die Erdung im Inselnetz des SI 5048 ist gemäß den Erdungsverhältnissen im TN-System auszuführen, dabei sind laut Handbuch [14] „alle geltenden Normen und Richtlinien zu beachten“ (vgl. Kapitel 2.2). Der WR ist extern zu erden, da intern keine Verbindung zwischen N und PE besteht. Deshalb muss diese extern an der AC1-Ausgangsseite des WR angebracht werden. In der Installationsanleitung wird ausdrücklich auf erhöhte Ableitströme gegen Erde aufgrund von Filtermaßnahmen hingewiesen. Daher ist die Erdungsleitung mit einem Querschnitt von min. 10 mm² auszulegen.

Die Installation der DC-Seite muss unter Einhaltung der geltenden Vorschriften erfolgen. Bezüglich dem DC-seitigen Leitungsschutz sollte zusätzlich eine DC-Sicherung eingebaut werden, außer die Leitungen zw. Batterie und Wechselrichter werden erd- und

kurzschlussicher verlegt. Der interne DC-Sicherungsautomat ist für die Unterbrechung von Strömen bis zu 10 000 A ausgelegt. Wird dieser Kurzschlussstrom im Fehlerfall nicht überschritten, so ist auch keine externe Sicherung zwingend erforderlich.

Zu beachten ist auch, dass eine u.U. vorhandene externe Quelle nicht allpolig weggeschaltet werden kann, da der N-Leiter direkt durch das Gerät geführt ist. Die N-Anschlussklemmen von AC1 und AC2 sind im Gerät verbunden (siehe Seite 45)!

Für die wechsellspannungsseitige Absicherung wird seitens Hersteller darauf hingewiesen, dass max. ein LSS mit B-Charakteristik 16 A verwendet werden darf. Die Funktionalität des LSS der Type B wurde auch messtechnisch nachgewiesen (siehe Kapitel 4.5.1.2).

Zum zusätzlichen Schutz der Batterien ist auch ein Temperatursensor vorhanden, welcher zur Ermittlung der optimalen Ladespannung dient. Optional kann auch ein Batteriestromsensor eingebaut werden, dieser ist beim Betrieb von DC-Erzeugern (z.B. Lade-regler) und Verbrauchern unbedingt notwendig.

Bei der Erstinbetriebnahme im Labor sind folgende Parameter zu konfigurieren:

- Gerätetyp: Master
- Systemkonfiguration: 1 Phase (1SI)
- Spannung-Frequenz: 230 V / 50 Hz
- Datum und Uhrzeit
- Batterietyp: **Flooded Lead Acid (FLA)**
- Batterienennspannung: 48 V (4 x 12 V Bleiakkumulatoren)
- Batterienennkapazität: 100 Ah
- Maximaler Netzstrom: 16 A (abhängig von der eingebauten Vorsicherung im Labornetz)

Auf weitere erforderliche Einstellungen wird bei den durchgeführten Versuchen an der zugehörigen Stelle hingewiesen.

Beim Wiedereinschalten des WR ist darauf zu achten, dass immer eine Wartezeit von einer Minute eingehalten wird, sodass sich die Kondensatoren im Gerät vollständig entladen können und ein fehlerfreier Betrieb gewährleistet ist.

Während des Betriebs können fast alle Parameter in den vorgegebenen Grenzen verändert werden. Außerdem können diverse Messwerte z.B. des WR, der Batterie bzw.

externer Quellen direkt abgerufen werden. Ebenso ist es möglich, eine Diagnose durchzuführen und Warnungen, Ereignisse sowie Fehler in Listenform abzufragen. An dieser Stelle ist auf die Parameterlisten zu verweisen: Handbuch, Seite 71 [14]. Um Veränderungen diverser Parameter durchzuführen ist es notwendig, das sog. Installateurpasswort einzugeben: siehe Handbuch Seite 76 [14].

Um nachzuvollziehen, welche Fehler beim Betrieb aufgetreten sind und wie sich die Werte, welche intern mitgemessen wurden, verändert haben, kann die SD-Karte ausgelesen werden. Auf dieser befinden sich die täglich abgespeicherten Log- und Eventfiles. Eine Auflistung und Auswertung dieser Daten ist im Anhang auf Seite 110 ff zu finden.

4.2 Verhalten im Inselbetrieb

4.2.1 Überlast- und Kurzschlussverhalten

Der Sunny Island 5048 kann kurzzeitig bei Überlast betrieben werden (siehe Tabelle 4.1) und kann auch für gewisse Zeit begrenzte Kurzschlussströme liefern (wichtig für die Auslösung der Schutzeinrichtungen). Im Kurzschlussfall werden 120 A für 60 ms zu Verfügung gestellt. Liegt ein schwerwiegender Fehler (z.B. Gerätekurzschluss) vor, so fährt der WR herunter und gibt eine Meldung am Display aus. Je nach Einstellung des Parameters „250.01 AutoStr“ kann der WR, nach einer gewissen Zeit, selbstständig starten. Bei diesem Parameter handelt es sich um den sog. „Auto-Start-Zähler“, die möglichen Einstellungen für diesen werden im Abschnitt 4.5.1.1 genauer behandelt. Bleibt der Fehler bestehen, kann der WR in den folgenden 10 Minuten nicht wieder automatisch starten.

Betriebsart	Zeit in s	I_{\max} in A	Bemerkung
KS	0,06	120,00	rechteckförmig
KS	0,10	70,72	dreieckförmig
KS	3,00	52,17	dreieckförmig
Überlast	60,00	36,35	sinusförmig
Überlast	300,00	31,30	sinusförmig
Überlast	1800,00	28,26	sinusförmig
Normalbetrieb	-	21,70	sinusförmig

Tabelle 4.2: Dauerströme des Wechselrichters bis zur fehlerbedingten Abschaltung [14] bzw. aus eigenen Messungen

Diese Werte sind unter anderem in den Strom-Zeit-Kennlinien eingetragen und in Abb. 3.2 in Kapitel 3.1.2 ersichtlich (Maximalstrom des WR). Wird der WR über die in Tabelle 4.2 angegebenen Zeit hinaus mit einem Strom $> I_{\max}$ über dem jeweils entsprechenden Wert belastet, so kommt es zur automatischen Abschaltung. Je nach Einstellung des „Auto-Start-Zählers“, kommt es entweder nach 12 Sekunden zur automatischen Wiederzuschaltung oder zu keiner erneuten Zuschaltung.

4.2.2 Dimensionierung der Batterie

Die Batterie, die im Inselnetzbetrieb, ohne weitere Einspeiser wie z.B. PV-Paneele als einzige Energiequelle dient, stellt einen wesentlichen Bestandteil des Systems dar und ist für die Inselnetzspannung (bzgl. OS) sowie das Verhalten des WR im Kurzschluss- bzw. Überlastfall ausschlaggebend. Die Batterienennkapazität soll beim Sunny Island Wechselrichter, gemäß Betriebsanleitung, zwischen 100 Ah und 10000 Ah liegen. Die Batteriekapazität muss auch im WR-Setup eingestellt werden (Parameter 221.02 Nom-BatCpy). Die Batterienennspannung ist für flooded lead acid Batterien zw. 44...48 V einstellbar. Im konkreten Versuchsaufbau wurden 4 x Varta 12 V, 60 Ah, GTV2 verwendet. Für den Wechselrichter ist die Nennkapazität für eine zehnstündige Entladung (C10) ausschlaggebend. Diese Nennkapazität C10 kann aus der angegebenen einstündigen Kapazität C1 = 60 Ah wie folgt abgeschätzt werden: $C10 = \frac{C1}{0,6} = 100 \text{ Ah}$ (0,6 ist ein festgelegter Wert für diese Abschätzung)[14]. Daraus ist ersichtlich, dass die Batterie verhältnismäßig klein dimensioniert ist. Um Auswirkungen auf die Messergebnisse aufgrund der geringen Batteriekapazität zu vermeiden, wurde bei den durchgeführten Versuchen stets die Batteriespannung aufgezeichnet und mit voll geladenen Batterien gearbeitet. Somit musste eine ggf. vorhandene Beeinflussung der Batteriekapazität auf das Wechselrichterverhalten nicht näher untersucht werden. Wie in Abschnitt 4.4.2 beschrieben, wurden aber auch die Auswirkungen eines Einbruchs der Batteriespannung bis auf 38,8 V untersucht. Der Abschaltzeitpunkt des WR für den Tiefentladeschutz der Batterie muss manuell eingegeben werden (Parameter BatSOC ...**B**attery **S**tate of **C**apacity). Dies könnte möglicherweise in einem ungünstigen Fall (Fehlereintritt bei zu geringer BatSOC) dazu führen, dass der notwendig Kurzschlussstrom nicht mehr abgegeben werden kann und somit die Schutzeinrichtung im Inselnetz nicht auslöst. Die Einstellungen für diesen Parameter können im WR-Menü unter „223.05-07“ eingestellt werden. Die Einstellungen für diesen sogenannten Batterieschonbetrieb werden in drei Stufen vorgenommen. Der Batterieschonbetrieb - ist wie der Name sagt - notwendig, um die Batterie vor Tiefentladung und einer damit einhergehenden Beschädigung zu schüt-

zen. Mit der ersten Stufe kann in Abhängigkeit des SOC eine Einstellung vorgenommen werden, die es dem WR ermöglicht, zu gewissen Zeiten - wenn voraussichtlich kein Energiebedarf besteht - in den Standby Modus zu wechseln, um Energie zu sparen. Stufe zwei ist notwendig, um den WR in einem gewissen Zeitfenster zu starten und die Batterien über die AC-Seite (Netz bzw. Inselnetz) zu laden. Wesentlich im Rahmen dieser Arbeit ist die dritte Stufe. Hier wird der Grenzwert (BatSOC) eingestellt, bei dem der WR komplett abschaltet, um die Batterie vor Tiefentladung zu schützen. Nähere Informationen sind im Betriebshandbuch des Wechselrichters [14] auf Seite 102 zu finden.

4.2.3 Laderegulung

Die Laderegulung basiert auf einem dreistufigen Verfahren: I.U₀.U. D.h. zuerst wird in einer Konstantstromphase mit dem maximal festgelegten Batteriestrom, Generatornennstrom, Netznennstrom oder dem max. AC-Ladestrom geladen. Wird ein eingestellter Wert U₀ erreicht, beginnt die Konstantspannungsregelung. Während dieser Zeit (festgelegte Dauer) wird die Batteriespannung auf einen konstanten Wert geregelt. Anschließend folgt die sogenannte Erhaltungsladung bei der eine Überladung vermieden wird. Beachtenswert ist hier der maximal eingestellte Ladesstrom. Dieser sollte an die Batteriekapazität angepasst sein, um die Batterie möglichst schonend zu laden. Im Falle des Versuchsaufbaus, mit einer 100 Ah Batterie sollte der maximale Ladesstrom einen Richtwert von 15 A nicht überschreiten. Eingestellt wird dieser Parameter im Menüpunkt „221.01 BatChrgCrMax“ [14].

Nr.	Abk.	Laderegulung
1	I	Konstantstromphase
2	U ₀	Konstantspannungsregelung, Absorptionsphase
3	U	Erhaltungsladung

Tabelle 4.3: Ablauf der Laderegulung

4.2.4 Externe Quellen

Externe Quelle - Generator

Die Anbindung externer Quellen wie z.B. eines Dieselgenerators oder des öffentlichen Netzes ist über den Anschluss AC2 vorzunehmen (siehe Abb. 4.2). Dabei ist die maximal einspeisbare Leistung durch den maximalen Strom pro Transferrelais auf 56 A begrenzt.

Im einphasigen Betrieb können mehrere Sunny Island WR parallel geschaltet werden, somit erhöht sich auch die einspeisbare Leistung. Bei den Parametereinstellungen ist darauf zu achten, Einstellungen, welche rein generatorspezifisch sind und solche, die nur netzrelevant sind, richtig zuzuordnen. Für die Steuerung externer Quellen gibt es diverse Parameter und Optionen. Außerdem ist eine zusätzliche externe Generatoransteuerung (Generator Start/Stop) verfügbar.

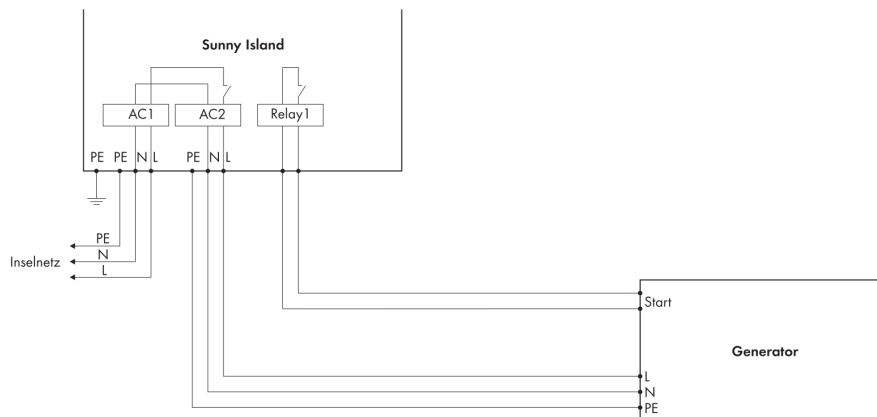


Abbildung 4.2: Anbindung externer AC-Quellen an den Sunny Island [14]

Für den Generatorbetrieb besteht die Möglichkeit, separat die Grenzen der Parameter für die Spannung und Frequenz (Tabelle 7.8 im Anhang) einzustellen. Werden diese Grenzen verletzt, so kommt es zu einer Generatortrennung. Erwähnenswert ist hier zusätzlich, dass beim Betrieb des Generators die Systemspannung im Inselnetz von der Generatorspannung abhängig ist. Etwaige benötigte Blindleistung wird dabei vom WR zur Verfügung gestellt. Befinden sich im Inselnetz weitere AC-Einspeiser (z.B. Sunny Boys, Windy Boys ... das sind spezielle Wechselrichter für Photovoltaikpaneele bzw. Windkraftanlagen) so wird die Leistungsabgabe über die Frequenz geregelt. Droht bei einem manuellen Generatorstart eine Überladung der Batterie unter anderem durch zusätzliche AC-Einspeiser, so hebt der Inselwechselrichter die Frequenz kurzzeitig an, um Erzeuger im Inselnetz von diesem zu trennen (Sunny Boys und Windy Boys trennen sich aufgrund einer Verletzung der Grenzen für Spannung und Frequenz im Inselnetz - siehe Tabelle 7.8). Kommt es durch einen geplanten Benutzereingriff am WR zum Stoppen des SI 5048 erfolgt ein sofortige Trennung des Generators.

Externe Quelle - öffentliches Netz

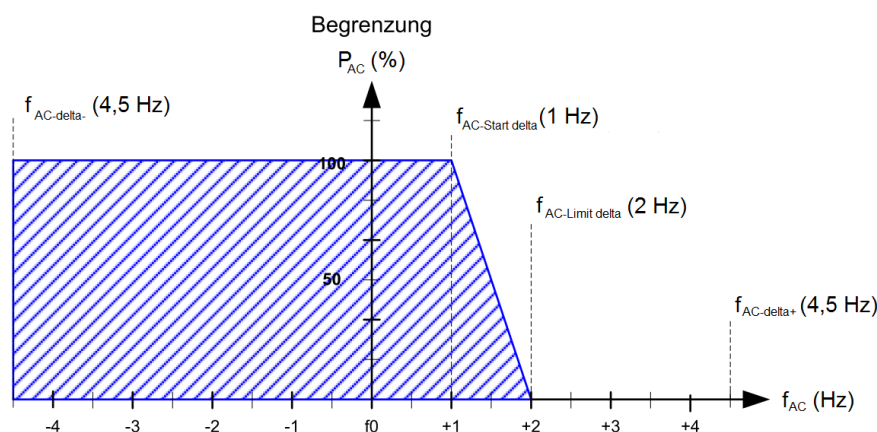
Beim verwendeten Inselwechselrichter besteht auch die Möglichkeit des Betriebes am öffentlichen Netz (400 V). Ist das Inselnetz mit dem öffentlichen Netz verbunden so werden alle Verbraucher aus dem öffentlichen Netz versorgt. Somit sind Spannung und Frequenz in beiden Netzteilen gleich. Der WR bietet die Möglichkeit Energie ins öffentlichen Netz abzugeben, dies muss aber manuell mit dem Parameter „232.08 GdMod“ = GridCharge eingestellt werden. Da der SI 5048 die Richtlinien für den Betrieb am öffentlichen Netz nicht erfüllt, ist eine zertifizierte Einrichtung zur Netzüberwachung mit zugeordneten Schaltorganen (ENS - zertifizierte Einrichtung zur Netzüberwachung mit zugeordneten Schaltorganen) vorzusehen [4, 18]. Laut den technischen- und organisatorischen Regeln (Hauptabschnitt D4) ist dies bei einphasigen WR mit einer Nennscheinleistung von über 4,6 kVA notwendig. Liegt die Spannung des öffentlichen Netzes am WR an, so schaltet dieser, wenn sich die Parameter für eine vorgegebene, vorab eingestellte Zeit in definierten Grenzen bewegen, nach einem automatischen Synchronisierungsvorgang zu (Netzparallelbetriebsmodus; vgl. dazu Kapitel 5.2). Bei dieser Betriebsart wirken sich alle Störungen im Netz auch auf das Inselnetz aus. Verändern sich die Spannung oder die Frequenz bzw. liegen diese außerhalb der vorgegebenen Grenzen (siehe 7.8) kommt es zu einer sofortigen Trennung des WR vom Netz. Beim Betrieb am Netz kommt es zur Ladung bzw. Ladeerhaltung der Batterie. Des Weiteren besteht auch die Möglichkeit von der Batterie Energie ins Netz zu speisen, dazu wäre jedoch ein externer Laderegler notwendig, um die Batteriespannung über die Ladesollspannung anzuheben. Ebenso können AC-Einspeiser ihre Energie direkt über das Transferrelais¹ ins Netz abgeben.

4.2.5 Leistungsregelung über die Frequenz durch den SI 5048

Die Spannungsqualität im Inselnetz wird hauptsächlich durch die regelungstechnischen Eigenschaften des Inselwechselrichters bestimmt. Um eine Regelung der AC-gekoppelten Einspeiser im Parallelbetrieb ohne Kommunikationseinrichtung zu ermöglichen, wird der sogenannte „Droop-Mode“ verwendet. Dabei werden über Wirk- und Blindleistungsstatiken die gekoppelten Stromrichter gesteuert. Über eine Kaskadenregelung werden die Stromrichter als Spannungsquellen genutzt. Die Wirkleistungsabgabe wird über die Frequenz geregelt, die Blindleistungsabgabe über das Spannungsniveau [14, 21].

¹Das Transferrelais „überwacht“ den Anschluss an das externe Netz bzw. den Generator (AC2). Kommt es zum Netzausfall, oder wird der maximal zulässige Strom von 56 A überschritten, so kommt es zu einer Trennung vom Netz durch dieses Relais.

Leistungsregelung über die Frequenz, auch „Frequency Shift Power Control - FSPC“ genannt, ist notwendig, um die Leistung im Inselnetz bei Einspeisung von Erzeugern AC-seitig zu kontrollieren. Wie bereits im Abschnitt 4.2.4 erwähnt, ist es unter Umständen notwendig die Ausgangsleistung der Einspeiser zu regeln. Dies kann notwendig sein wenn die Batterie bereits voll geladen ist und das Leistungsangebot den Leistungsbedarf im Inselnetz übersteigt. In diesem Fall ändert der Sunny Island die Frequenz im Inselnetz, diese Änderung wird von den anderen AC-Einspeisern erkannt und diese trennen sich vom Netz. Hier ist der „ $f_{AC-Start\ delta}$ “-Wert ausschlaggebend, ab Erreichen dieses Werts verringern die Erzeuger ihre Einspeiseleistung. Die Funktionsweise des WR ist in Abb.4.3 dargestellt.



f_0	Grundfrequenz des Inselnetzes in Hz
$f_{AC-delta+}$	Maximalwert der Frequenz, unterhalb der die Einspeiser aktiv sind
$f_{AC-delta-}$	Minimalwert der Frequenz, oberhalb der die Einspeiser aktiv sind
$f_{AC-Start\ delta}$	Frequenzerhöhung, ab der die Leistungsregelung beginnt
$f_{AC-Limit\ delta}$	Frequenzerhöhung, ab der die Leistungsregelung endet

Abbildung 4.3: Leistungsabgaberegulierung (der AC-Einspeiser im Inselnetz) über die Frequenz im Inselnetz [14]

Die oben aufgelisteten Parameter (Abb. 4.3) sind manuell einstellbar.

4.3 Vorbereitende Messungen für die Versuche mit dem WR SI 5048

Um ein besseres Verständnis über die Funktionsweise des WR zu bekommen, wurden vorab allgemeine Messungen betreffend Wirkungsgrad, Oberschwingungsgehalt, Auswirkungen der Last auf die Batteriespannung sowie die Aufnahme der Charakteristiken (U, I) der eingesetzten Komponenten durchgeführt. Ebenso wurden Messungen bezüglich der Erdungsverhältnisse am Versuchsaufbau durchgeführt, um ein sicheres Arbeiten am WR und dem Versuchsaufbau zu gewährleisten.

In diesem Kapitel untersuchte Parameter:

- Wirkungsgrad
- Batteriestrom
- Erdungsverhältnisse

4.3.1 Wirkungsgraduntersuchung

Aus dem Datenblatt des WR ist bekannt:

$$\eta_{\text{WR}_{\text{max}}} \geq 90 \% \text{ bei } 5 - 120 \% P_{\text{nom}} \quad (4.1)$$

$$\eta_{\text{WR}} = 95 \% \text{ bei } 1000 \text{ W} \quad (4.2)$$

Berechnungen

$$P_{\text{exBatt}} = \frac{P}{\eta} = \frac{1000 \text{ W}}{0,95} = 1052,63 \text{ W}_{\text{exBatt}} \quad (4.3)$$

Batteriespannung ... $U_{\text{DC}} = 51,4 \text{ V}$ (gemessen)

$$I_{\text{DC}} = \frac{P_{\text{DC}}}{U_{\text{DC}}} = \frac{1052,63 \text{ W}}{51,4 \text{ V}} = 20,48 \text{ A} \quad (4.4)$$

Somit ergibt sich nach dieser Berechnungsmethode für 5 kW Ausgangsleistung und $\eta = 90\%$ ein Gleichstrom aus der Batterie von $I_{DC} = \underline{108,08\text{ A}}$.

Messungen zur Bestimmung des Wirkungsgrads

Um den tatsächlichen Wirkungsgradverlauf in Abhängigkeit der Last darzustellen, wurden unter verschiedenen Belastungen des Wechselrichters Messungen durchgeführt.

Messaufbau

In der folgenden Abbildung 4.4 ist der Messaufbau zur Aufnahme der Wirkungsgradkennlinie des WR dargestellt. Gemessen werden einerseits Strom und Spannung an der Batterie, andererseits Strom und Spannung an der inselnetzseitigen Last.

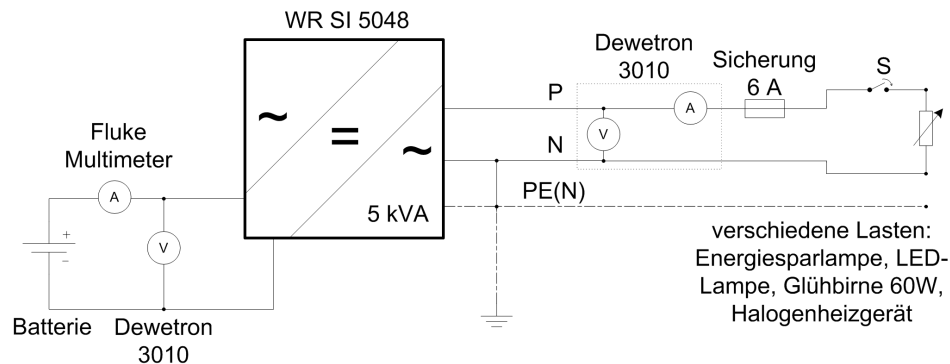


Abbildung 4.4: Messaufbau zur Bestimmung des Wirkungsgradverlaufs

Betriebsbedingungen während der Messungen:

Raumtemperatur $\vartheta = 22\text{ °C}$

Batterieladezustand SOC = 88 % (State of Capacity)

Auswertung

Gemessen wurden Strom, Spannung sowie die aufgenommene Wirkleistung der Last im Inselnetz P_{Last} , die Batteriespannung U_{Batt} und der Batteriestrom I_{Batt} . Daraus konnte die aus der Batterie bezogene Leistung P_{exBatt} , der $\cos \varphi$ der Last (berechnet mit DeweSoft - Messsoftware), sowie der Wirkungsgrad η berechnet werden.

$$P_{\text{exBatt}} = U_{\text{Batt}} \cdot I_{\text{Batt}} \quad (4.5)$$

$$\eta = \frac{P_{\text{Last}} \cdot 100}{P_{\text{exBatt}}} \text{ in } \% \quad (4.6)$$

Tabelle 4.4 zeigt die gemessenen sowie die berechneten Werte zur Bestimmung der Wirkungsgradkennlinie.

	P_{Last}	U_{Batt}	I_{Batt}	P_{exBatt}	$\cos \varphi$	η	$P_{\text{eigen WR}}$
	in W	in V	in A	in W	-	in %	in W
Betriebsart	3010	3010	Fluke	berechnet	ber.	ber.	ber.
Aus	-	51,42	-	-	-	-	-
Ein / LL	-	51,22	0,48	24,59	-	-	24,59
Standby	-	51,27	0,10	5,13	-	-	5,13
Energiesparl.	8,04	51,07	0,62	31,66	0,64	25,39	23,62
LED-Lampe	6,67	51,05	0,61	31,14	0,70	21,42	24,47
LED + E-Sparl.	14,71	51,03	0,77	39,29	0,68	37,44	24,58
60 W Glühb.	59,95	50,88	1,69	85,99	1,00	69,72	26,04
2 x 60 W	117,57	50,59	2,92	147,72	1,00	79,59	30,15
Halogenheizg.	387,00	49,84	8,48	422,62	1,00	91,57	35,62

Tabelle 4.4: Übersichtstabelle der aufgenommenen und berechneten Messwerte zur Wirkungsgradkennlinie

Wirkungsgradkennlinie

Aus den oben angeführten Messergebnissen wurde anschließend eine Wirkungsgradkennlinie erstellt. Insbesondere wurde dabei auf sehr kleine Lasten eingegangen, da bei diesen aufgrund der Verluste am WR ein geringerer Wirkungsgrad zu erwarten war. Die Abszisse im Diagramm (Abb. 4.5) ist dabei getrennt zu betrachten, d.h. einerseits als Gesamtleistung, welche am WR umgesetzt wird ($P_{\text{ex Batt}}$), andererseits als Wirkleistung, welche von der Last effektiv bezogen wird. Befindet sich der WR im Standby-Betrieb (keine abgegebene Spannung im Inselnetz), so bezieht dieser 5 W, im Leerlaufbetrieb (Spannung im Inselnetz liegt an) sind es bereits 25 W.

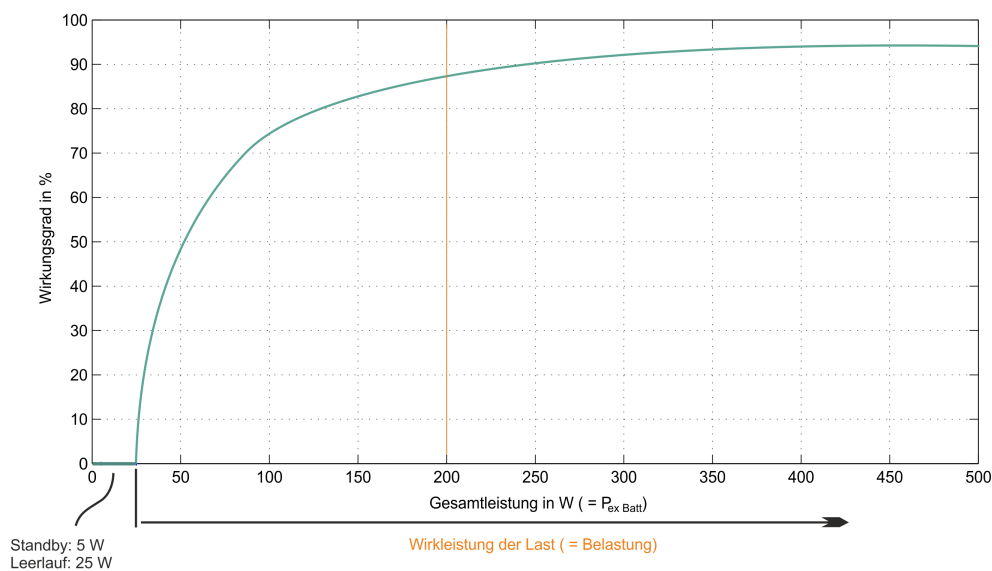


Abbildung 4.5: Aufgenommene Wirkungsgradkennlinie des SI 5048

In der Kennlinie ist ersichtlich, dass der Wirkungsgrad bei sehr geringer Belastung wesentlich kleiner als beim Betrieb eines Verbrauchers mit z.B. 120 W ist. Ab etwa 175 W Belastung arbeitet der WR mit einem entsprechend gutem Wirkungsgrad. Werden hingegen nur geringe Lasten (Energiesparlampen) betrieben, ist die Eigenverlustleistung verhältnismäßig groß (siehe Abb. 4.5).

4.3.2 Untersuchungen zum Batteriestrom

Beim Betrieb des Wechselrichters werden in Abhängigkeit von der Last zum Teil sehr große Gleichströme aus der Batterie aufgenommen. Damit nun die Belastung für die Batterie festgestellt werden kann, wurde der Wechselrichter mit einem Halogenheizgerät belastet und der Batteriestrom aufgezeichnet.

Messaufbau

Bei dieser Messung werden der Batteriestrom und die -spannung direkt per Dewetron 3010 an der Batterie aufgenommen.

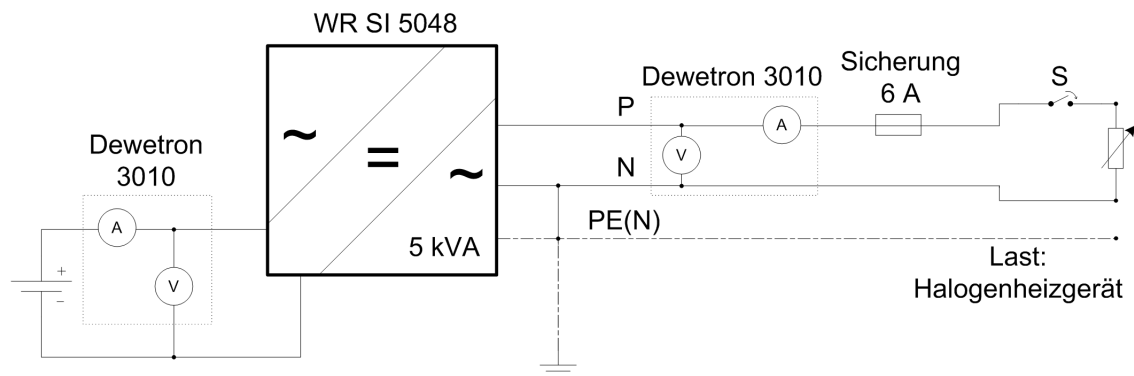


Abbildung 4.6: Messaufbau zur Messung des Batteriestroms

Auswertung

Wie in Abb. 4.7 zu sehen ist, handelt es sich beim Batteriestrom um keinen glatten Gleichstrom sondern um einen Gleichstrom, überlagert mit einem Wechselstrom. Dieser Wechselstromanteil hat die doppelte Frequenz, also 100 Hz, im Vergleich zur 50-Hz-Frequenz der Inselnetzseite. Betrachtet man den Spannungsverlauf an der Batterie (nicht abgebildet) so ist ersichtlich, dass die Spannung phasengleich mit dem Strom ist. Diese erreicht Werte von $U_{\min} = 48,88 \text{ V}$ und $U_{\max} = 49,49 \text{ V} \Rightarrow U_{pp} = 0,6 \text{ V}$. Bei höheren Lasten ergibt sich eine noch wesentlich größere Spannungs- bzw. Stromschwankung, diese stellt zusätzlich eine Belastung für die Batterie dar.

Batteriestromverlauf

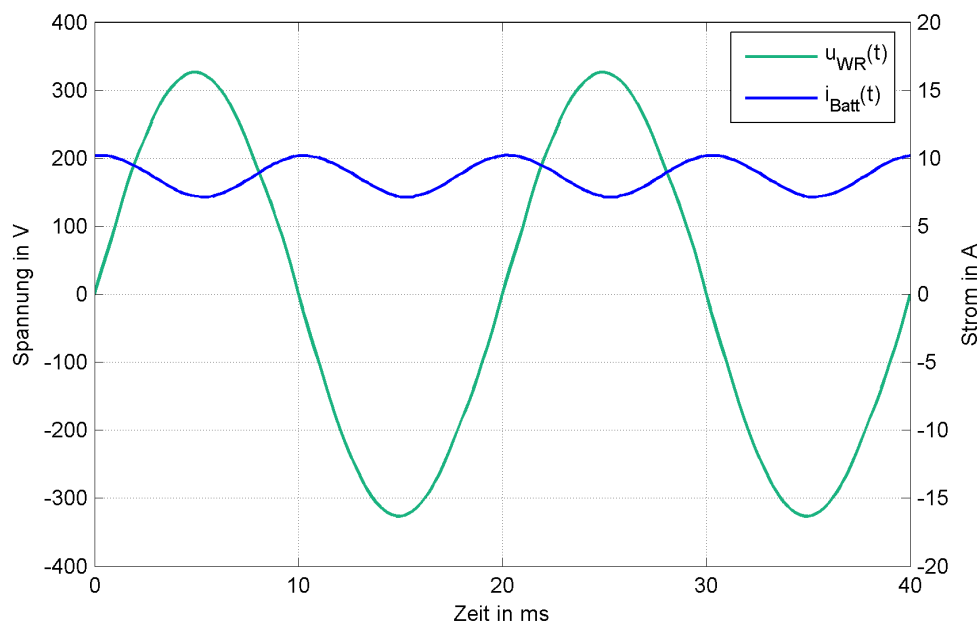


Abbildung 4.7: Batteriestromverlauf bei einer Last von 387 W am WR

Parameter des abgebildeten Stromverlaufs:

- $I_{\min} = 7,18 \text{ A}$
- $I_{\max} = 10,21 \text{ A}$
- $\overline{I_{DC}} = 8,70 \text{ A}$
- $I_{pp} = I_{\max} - I_{\min} = 3,03 \text{ A}$
- $f = 100 \text{ Hz} \Rightarrow T = 10 \text{ ms}$

4.3.3 Ermittlung der Erdungsverhältnisse des WR

Siehe Anhang Seite 108

4.3.4 Eigenschaften (Leistung, Stromaufnahme, OS) der Komponenten

Siehe Anhang Seite 113

4.4 Lastbetrieb

In diesem Kapitel untersuchte Betriebsfälle:

- Normalbetrieb
- Verhalten des WR bei stark ohmscher Belastung
- Verhalten des WR bei stark induktiver Belastung
- Verhalten des WR bei kapazitiver Belastung
- Überlastbetrieb - Überprüfung des Leitungsschutzes

4.4.1 Normalbetrieb

Im Normalbetrieb, bei Versorgung anliegender Lasten, sind die Inselnetzspannung und -frequenz konstant. Der Normalbetrieb ist dadurch gekennzeichnet, dass maximal ein Strom, welcher dem Nennstrom des Wechselrichters entspricht, von 21,7 A geliefert wird. Dieser kann aufrecht erhalten werden, solange die Batterie ausreichend Kapazität aufweist oder weitere Einspeiser den Bedarf decken. Werden darüber hinaus zusätzliche Lasten zugeschaltet, geht der Sunny Island 5048 in den Überlastbetrieb über. Dies ist jedoch nur für eine gewisse Zeit (siehe Kenndaten des Wechselrichters, Kapitel 4) aufrecht zu erhalten. Wird die vorgegebene Zeit überschritten, kommt es zur Abschaltung des gesamten Systems. Je nach vorgenommener Einstellung, kann es nach einer bestimmten Zeit zu einer Wiederschaltung des WR kommen. Wurden in der Zwischenzeit Lasten weggeschaltet, so wird die Wiederschaltung erfolgreich durchgeführt, ansonsten kommt es zu einer erneuten Abschaltung.

4.4.2 Verhalten des Wechselrichters bei stark ohmscher Belastung (Volllast)

Um die Auswirkungen von Oberschwingungen auf Schutzeinrichtungen, produziert durch den WR, zu klären, wird der WR unter stark ohmscher Belastung ($P = 3970 \text{ W}$) betrieben. Dazu wurde ein einfacher Versuchsaufbau hergestellt, um Strom und Spannung aufzuzeichnen. Dabei wurden nach Auswertung der FFT (**F**ast **F**ourier **T**ransformation) folgende Ergebnisse für die aufgelisteten Frequenzanteile erhalten:

OS	f in Hz	U_{WR} in V	in % der U_{RMS}	OS im LL in %	zul. OS in % TOR
1	50	227,4	99,73	99,74	-
3	150	2,20	0,96	0,43	5,00
5	250	1,50	0,65	0,52	6,00
7	350	0,90	0,39	0,13	5,00
9	450	0,70	0,31	0,17	1,50
11	550	0,50	0,22	0,08	3,50

Tabelle 4.5: Oberschwingungen des Wechselrichters bei konstanter Batteriespannung und einer Wirkleistungsabgabe von $P_{ab} = 3970 \text{ W}$, $U_{RMS} = 228,00 \text{ V}$, $U_{Batt} = 45,20 \text{ V}$

Wie in Tabelle 4.5, aus dem Vergleich des WR unter Belastung mit dem WR im Leerlauf (LL) zu erkennen ist, ergibt sich keine wesentliche Verschlechterung hinsichtlich des Oberschwingungsgehaltes.

Im Unterschied dazu kommt es bei starker Belastung und zu klein dimensionierten bzw. entladenen Batterien zu einer Absenkung der Batteriespannung u_{Batt} . Dies wirkt sich auf die Inselnetzspannung u_{WR} aus. Die „Spannungsspitzen“ des Sinus werden gekappt (siehe Abb. 4.8), somit steigt der Oberschwingungsgehalt deutlich an (siehe Tabelle 4.6).

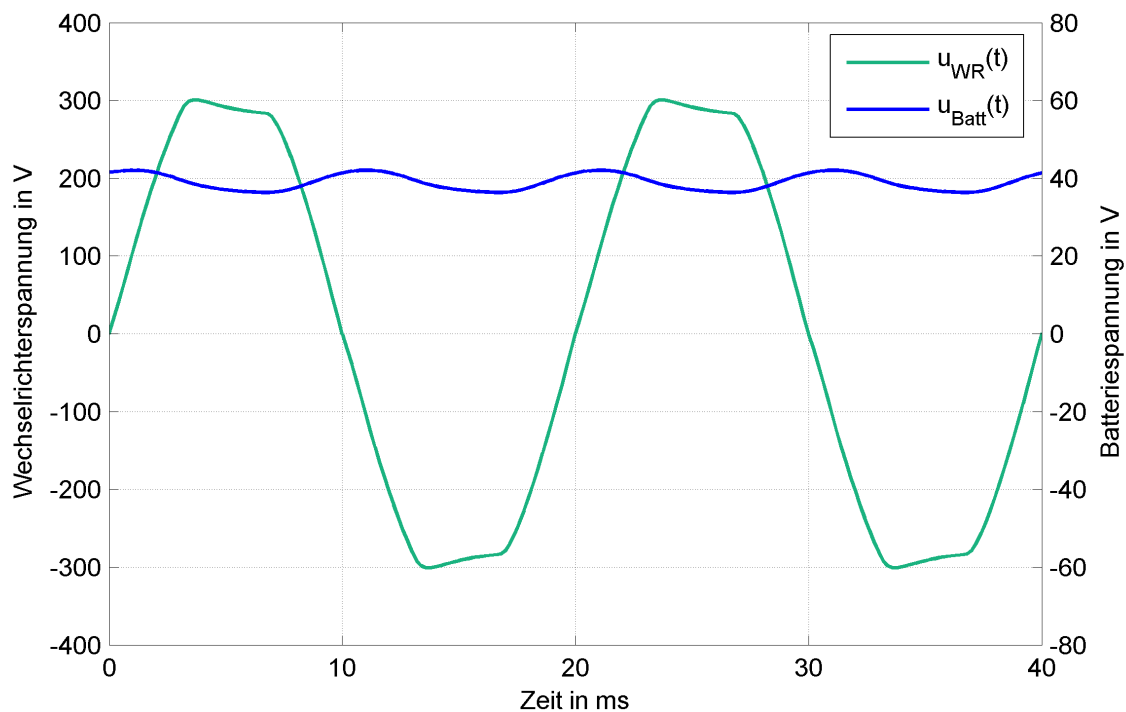


Abbildung 4.8: Spannungsverläufe bei Einbruch der Batteriespannung

OS	f in Hz	U_{WR} in V	in % von U_{RMS}	OS im LL in %	zul. OS in % TOR
1	50	227,7	99,69	99,74	-
3	150	13,04	5,71	0,43	5,00
5	250	7,60	3,33	0,52	6,00
7	350	1,45	0,63	0,13	5,00
9	450	0,26	0,11	0,17	1,50
11	550	1,37	0,60	0,08	3,50

Tabelle 4.6: OS des WR bei einem Batteriespannungseinbruch, $P_{ab} = 4954 \text{ W}$, $U_{RMS} = 228,40 \text{ V}$, $U_{Batt} = 38,79 \text{ V}$

Die grafische Auswertung der FFT der u_{WR} ist in Abb. 4.9 dargestellt.

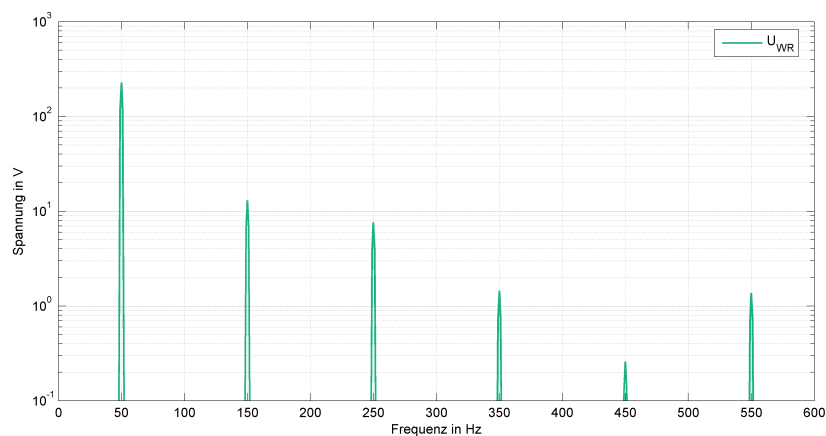


Abbildung 4.9: FFT der Wechselrichterspannung bei Einbruch der Batteriespannung (U_{RMS} bei 50 Hz = 227,70 V)

4.4.3 Verhalten des Wechselrichters bei stark induktiver Belastung

Erläuterung zur Messung

Mit dieser Untersuchung soll gezeigt werden, welche Oberschwingungen erzeugt werden wenn ein große induktive Last am WR anliegt. Dazu wurden die drei Schenkel (primärseitig) eines Trafos (Kerntyp) in Serie geschaltet und der WR damit induktiv belastet.

Messaufbau

Die Serienschaltung der drei Induktivitäten erfolgte durch Verbinden der Anschlüsse EP (Schenkel 1) mit AP (Schenkel 2) sowie EP (Schenkel 2) und AP (Schenkel 3). Somit

wird die Gesamtinduktivität an den Klemmen AP (Schenkel 1) und EP (Schenkel 3) abgegriffen.

In Abb. 4.10 ist die physikalische Darstellung des Trafos zu sehen. Vorab wurde eine Messung mit Hilfe eines Stelltrafos durchgeführt, um den maximal auftretenden Strom beim Betrieb am Wechselrichter zu berechnen. Im Folgenden wurde der Trafo (als Drossel) an den WR angeschlossen, um den WR induktiv zu belasten.

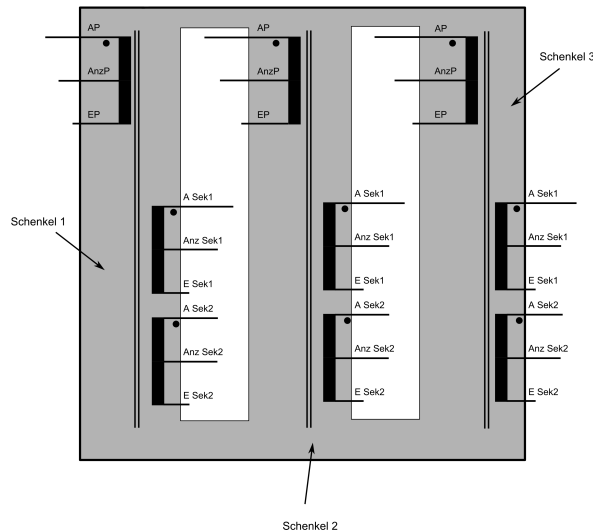


Abbildung 4.10: Physikalische Darstellung des verwendeten Trafos [15]

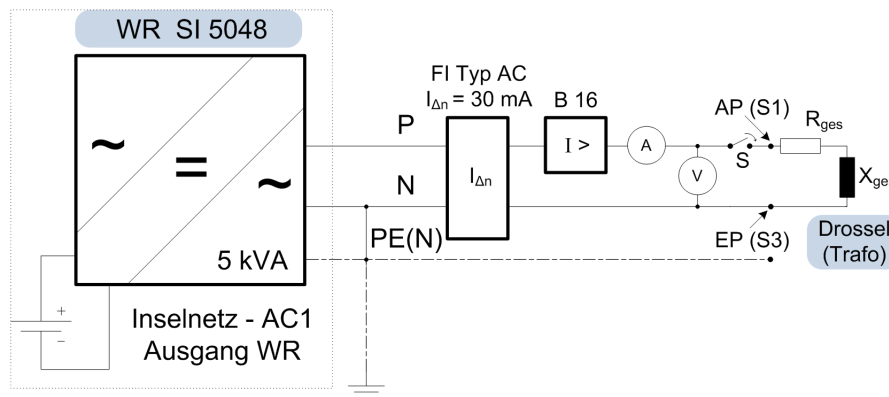


Abbildung 4.11: Messaufbau

Liegt am WR eine induktive Last an, in diesem Fall $Q = 4477,04 \text{ var}$, so kommt es zu einem Strom- und Spannungsverlauf an der Last, wie in Abb. 4.12 dargestellt. Es ist der Einfluss auf die Wechselrichterspannung und die durch den WR erzeugten OS zu erkennen.

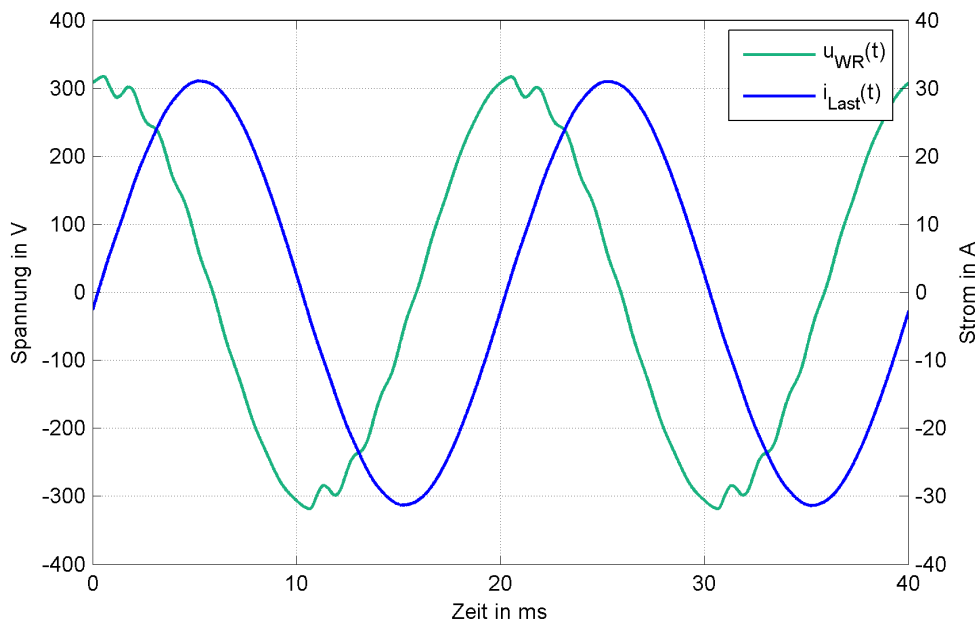


Abbildung 4.12: Strom- und Spannungsverlauf des induktiv belasteten WR

Auswertung

Nach dem Anlegen der Wechselrichterspannung an die Drossel wurden folgende Werte mit dem Dewetron 3010 gemessen:

Bezeichnung	Abk.	Wert	Einheit
Maximalwert der Wechselrichterspannung	\hat{u}_{WR}	313,25	V
Maximalwert des Laststroms	\hat{i}_{Last}	31,17	A
Phasenverschiebung zw. u_{WR} und i_{WR}	t_{Phase}	4,40	ms
Leistungsfaktor	$\cos(\varphi)$	0,21	dimensionslos
Scheinleistung	S	4539,30	VA
Wirkleistung	P	746,11	W
Blindleistung	Q	4477,04	var

Tabelle 4.7: Aufgenommene Messwerte beim Betrieb der Induktivität am WR

Daraus wurden folgende Werte der Induktivität ermittelt: $\varphi = 79,24^\circ$

$$\begin{aligned} Z &= \frac{\hat{u}_{WR}}{\hat{i}_{Last}} \cdot e^{j\varphi} \\ &= Z \cdot [\cos(\varphi) + j \cdot \sin(\varphi)] \\ &= \frac{313,25}{31,17} \cdot e^{j\varphi} \\ &= 10,05 \cdot [0,19 + j \cdot 0,98] \\ &= 1,91 + j \cdot 9,85 \end{aligned} \quad (4.7)$$

$$R_{ges} = 1,91 \Omega$$

$$X_{ges} = 9,85 \Omega$$

$$L_{ges} = \frac{X_{ges}}{\omega} = \frac{9,85}{2 \cdot \pi \cdot 50} = 31,35 \text{ mH} \quad (4.8)$$

Um aussagekräftige Werte zu erhalten, welche Aufschluss über den Oberschwingungsgehalt geben, werden die Effektivwerte der Oberschwingungen auf den Gesamteffektivwert U_{RMS} bezogen. Die Berechnung dieser Größen geschieht wie folgt [22]:

$$U_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T u_{WR}(t)^2 dt} \quad (4.9)$$

$$I_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T i_{Last}(t)^2 dt} \quad (4.10)$$

$$U_{WR} \text{ in \% von } U_{RMS} = \frac{U_{WR} \text{ in V} \cdot 100}{U_{RMS} \text{ in V}} \quad (4.11)$$

Eine weitere Kenngröße stellt der Klirrfaktor dar, welcher Aufschluss über das Verhältnis des Effektivwertes aller OS zum Effektivwert aller Harmonischen (inkl. GS) gibt [22]:

$$k = \sqrt{\frac{\sum_{i=2}^n u_i^2}{\sum_{i=1}^n u_i^2}} \quad (4.12)$$

Für die Messwerte in der untenstehenden Tabelle ergibt sich ein Klirrfaktor von:

$$\begin{aligned} k &= \sqrt{\frac{3,61^2 + 1,58^2 + 1,40^2 + 1,23^2 + 1,28^2 + 1,76^2 + 1,46^2}{218,77^2 + 3,61^2 + 1,58^2 + 1,40^2 + 1,23^2 + 1,28^2 + 1,76^2 + 1,46^2}} \\ &= \underline{0,0233} \end{aligned}$$

Oberschwingungen, die ein geradzahliges Vielfaches der GS (2., 4., 6., ... OS) darstellen, wurden aufgrund der verhältnismäßig kleinen Messwerte ($< 0,3 \text{ V}$) in den folgenden Messungen nicht berücksichtigt.

OS	f in Hz	U in V	in % von U_{RMS}	zul. OS in % TOR [17]
1	50	218,77	99,21	-
3	150	3,61	1,64	5,00
5	250	1,58	0,72	6,00
7	350	1,40	0,63	5,00
9	450	1,23	0,56	1,50
11	550	1,28	0,58	3,50
13	650	1,76	0,80	3,00
15	750	1,46	0,66	0,40

Tabelle 4.8: Auftretende OS bei induktiver Belastung durch die Induktivität, $U_{\text{RMS}} = 220, 50 \text{ V}$

Wesentlich ist hier, dass die Oberschwingungen vom Wechselrichter erzeugt werden. Im Gegensatz zum Versuch mit den Energiesparlampen, bei denen die Oberschwingungen in der Spannung, zu einem gewissen Teil, auf die Oberschwingungen im Laststrom zurückzuführen sind. Beim Betrieb mit dieser induktiven Last treten hingegen keine OS aufgrund der Drossel bzw. des Laststroms auf (siehe Abb. 4.12 Stromverlauf $i_{\text{Last}}(t)$). Im Fall der induktiven Belastung ist der Laststrom weitaus weniger OS-behaftet als die Spannung. Dies ist vermutlich auf die Regelmechanismen des WR zurückzuführen.

4.4.3.1 Verhalten des Wechselrichters bei kapazitiver Belastung

Des Weiteren wurde der WR auch kapazitiv mit 640 var belastet. Dabei zeigte sich ein ähnliches Verhalten, bezogen auf die OS, wie im induktiv-belasteten Zustand. Aufgrund der begrenzt zur Verfügung stehenden kapazitiven Lasten wurde der Wechselrichter mit einer Blindleistung von 640 var beaufschlagt. Der Messaufbau entspricht dem der induktiven Belastung, anstatt der Induktivität wurden Kapazitäten hinzugeschaltet (siehe Abb. 4.11).

Auswertung:

Die Berechnungen wurden analog zu den Gleichungen 4.9 ff durchgeführt

OS	f in Hz	U_{WR} in V	in % von U_{RMS}	zul. OS in % TOR [17]
1	50	227,0	98,05	-
3	150	3,15	1,36	5,00
5	250	4,98	2,15	6,00
7	350	2,24	0,97	5,00
9	450	0,51	0,22	1,50
11	550	0,12	0,05	3,50
13	650	0,00	0,00	3,00
15	750	0,00	0,00	0,40

Tabelle 4.9: Auftretende OS bei kapazitiver Belastung, $U_{RMS} = 231,5$ V

4.4.4 Überlastbetrieb - Überprüfung des Leitungsschutzes

Wird über eine Leitung über zu lange Zeit ein zu hoher Strom geliefert, so muss der Leitungsschutz (Schmelzsicherung oder Sicherungsautomat) abschalten. Dies geschieht, wie im Kapitel „Grundlagen“ beschrieben, basierend auf der Strom-Zeit-Kennlinien.

4.4.4.1 Abschaltvorgang einer 6-A-Sicherung

Um die Auslöse- bzw. Abschaltcharakteristiken der Schutzeinrichtungen zu ermitteln, wurden Messungen im Überlastbetrieb durchgeführt. Für diese Messung wurde ein kleines Inselnetz nachgebildet, welches über den Wechselrichter gespeist wurde (siehe Abb. 4.13). Als Überstromschutz einrichtung diente eine 6-A-Diazed-Sicherung (DIIGG50V6 500V gL/gG). Durch das Zuschalten von Lasten bis insgesamt 3030 W (Halogenheizgerät + Heizlüfter), das entspricht 13,7 A, kommt es nach 3 Sekunden zur Auslösung der verwendeten Sicherung.

Messaufbau:

Der eingebaute FI-Schutzschalter dient nur dazu, um die Sicherheit bei der Durchführung der Messungen zu gewährleisten. Dieser hat bei den folgenden Versuchsreihen keine Auswirkung auf die Messergebnisse.

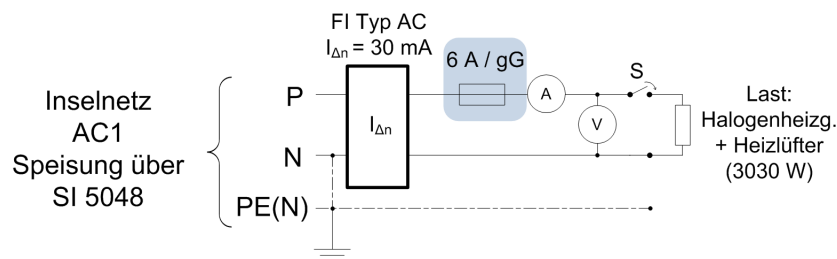


Abbildung 4.13: Messaufbau zur Überprüfung des Auslöseverhaltens einer 6-A-Sicherung (Typ gG) bei Überlast

Auswertung:

Der Strom- und Spannungsverlauf des Abschaltvorganges ist in Abb. 4.14 dargestellt. Zum Zeitpunkt $t = 29,3 \text{ ms}$ schaltet die Sicherung ab. Auffällig ist, dass in der letzten Halbwelle vor der Abschaltung die Stromspitze I_p wie auch die Spannungsspitze U_p nicht mehr die zuvor erreichten Werte von $\hat{u}_{WR} = 322,0 \text{ V}$, $\hat{i}_{Last} = 19,6 \text{ A}$ erzielen. Dies ist auf den entstehenden Lichtbogen zurückzuführen. Da beide Messgrößen nach der Schutzeinrichtung aufgenommen werden, ist der Strom- bzw. Spannungsverlauf durch die Charakteristik des Lichtbogens gekennzeichnet.

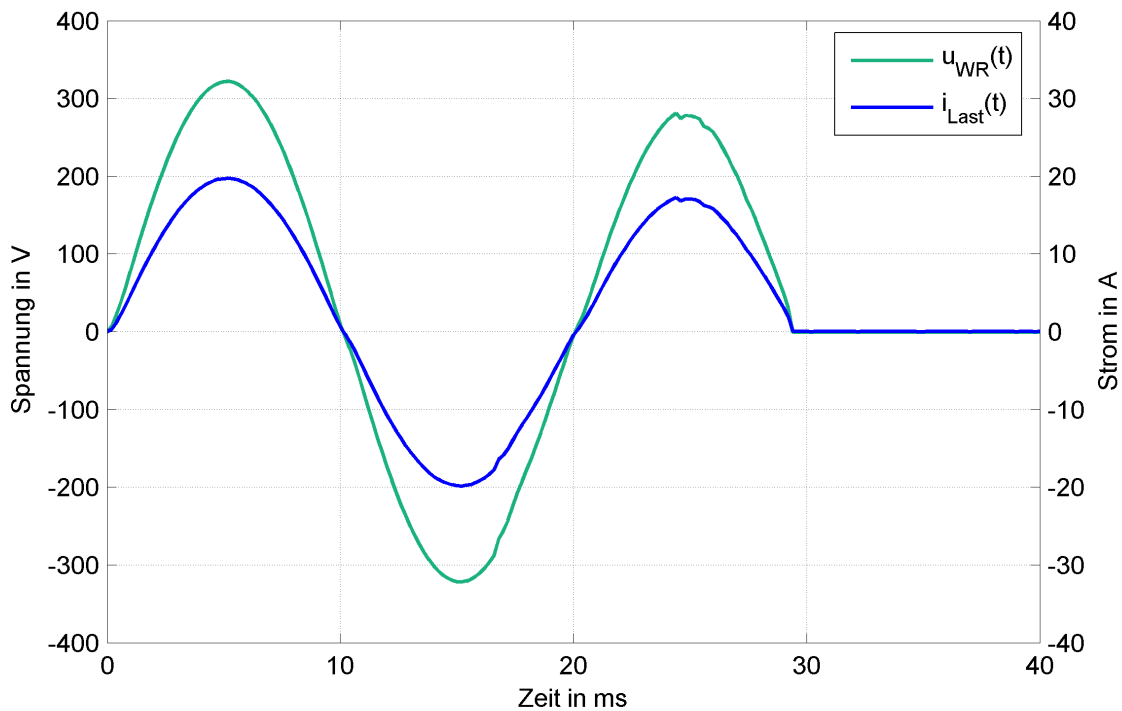
Kennlinie:


Abbildung 4.14: Strom- und Spannungsverlauf des Abschaltvorganges einer 6-A-Sicherung (Typ gG) bei Überlast

4.4.4.2 Abschaltvorgang eines LSS der Type B6

Der Messaufbau ist analog dem in Abschnitt 4.4.4.1, siehe Abb. 4.13. Als Schutzeinrichtung kommt statt der Schmelzsicherung ein Sicherungsautomat des Typs B6 der Fa. Schrack zum Einsatz.

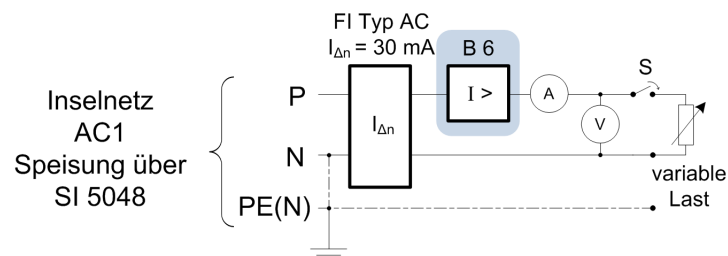
Messaufbau:


Abbildung 4.15: Messaufbau zur Überprüfung des Auslöseverhaltens eines B6 LSS bei Überlast

Auswertung:

Die Abschaltung erfolgt nach 20 Sekunden bei einem Laststrom von 11,6 A. Allerdings werden ebenfalls bei der letzten Halbwelle vor der Abschaltung die Maximalwerte vom Strom $\hat{i}_{\text{Last}} = 16,3 \text{ A}$ und der Spannung $\hat{u}_{\text{WR}} = 324,1 \text{ V}$ nicht mehr erreicht. Hier ist noch zu erwähnen, dass auch bei weiteren untersuchten Leitungsschutzschaltern (B10, B13) derartige Strom- und Spannungsverläufe bei Überlast aufgezeichnet werden konnten.

Kennlinie:

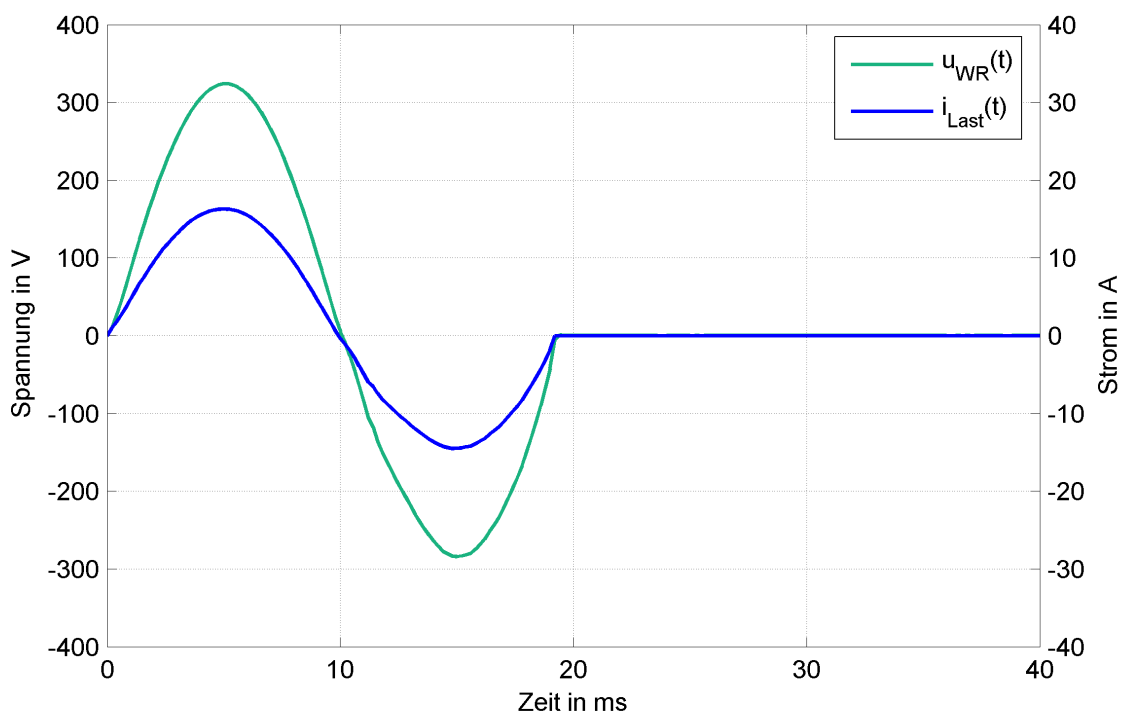


Abbildung 4.16: Strom- und Spannungsverlauf des Abschaltvorganges eines B6 LSS bei Überlast

4.5 Fehlerfälle

Das zentrale Thema dieser Diplomarbeit ist die Zuverlässigkeit der Schutzeinrichtungen und das Verhalten des Wechselrichters beim Auftreten von Fehlern. Um diese Sachverhalte zu klären, wurden bei Fehlerarten wie KS, Erdschluss (ES) und Wiedereinschalten des Wechselrichters nach Auftreten eines Fehlers Messungen durchgeführt. In den folgenden Abschnitten werden die daraus gewonnenen Erkenntnisse beschrieben.

In diesem Kapitel untersuchte Fehlerfälle:

- Kurzschluss:
 - Verhalten des WR
 - Auslösecharakteristik von LSS
 - Auslösecharakteristik von Schmelzsicherungen
 - Selektivität von Überstromschutzeinrichtungen
 - Auslösecharakteristik eines selektiven LSS
- Erdschluss:
 - Auslösecharakteristik verschiedener FI-Schutzschalter
 - Auslösecharakteristik von LSS
 - Auslösecharakteristik von FI-Schutzschaltern bei einem Erdkurzschluss

4.5.1 Kurzschluss

Bei den Kurzschlussversuchen geht es in erster Linie darum, ob bzw. welche Schutzkomponenten bei Auftritt eines Fehlers vom Wechselrichter, aufgrund dessen Kurzschlussleistung, zur Auslösung gebracht werden können. Ebenso ist das Verhalten des WR z.B. die Wiederschaltung ausschlaggebend. Des Weiteren wird untersucht, wie die Selektivität von Überstromschutzeinrichtungen sichergestellt werden kann. Dies ist, wie in Kapitel 3.3.2 beschrieben, erforderlich, um beim Eintreten eines Fehlers nur den betroffenen, fehlerhaften Zweig des Inselnetzes wegzuschalten.

4.5.1.1 Verhalten des Wechselrichters im Falle eines Kurzschlusses

Um das Verhalten des WR im Falle eines KS aufzuzeigen, wird der WR am Ausgang AC1 (inselnetzseitig) kurzgeschlossen. In diesem Fall sind die Eigenschaften des WR hinsichtlich der Sicherheit im Inselnetz von Bedeutung. Die eingesetzten bzw. untersuchten Überstromschutzeinrichtungen dienen zur Vermeidung von Beschädigungen am WR. In dieser Versuchsreihe werden absichtlich nicht geeignete Überstromschutzeinrichtungen getestet, um das Verhalten des WR bei Nichtauslösung zu erkennen.

Messaufbau:

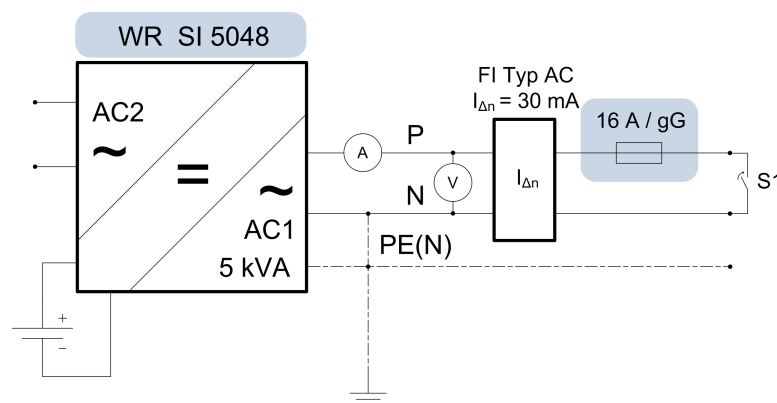


Abbildung 4.17: Messaufbau - Inselnetzseitiger Kurzschluss des Wechselrichters (S1)

Auswertung:

Zum besseren Verständnis der Abläufe im WR, während eines Kurzschlusses, ohne das Abschalten einer Überstromschutzeinrichtung, ist hier auf das Flussdiagramm in Abb. 4.18 verwiesen.

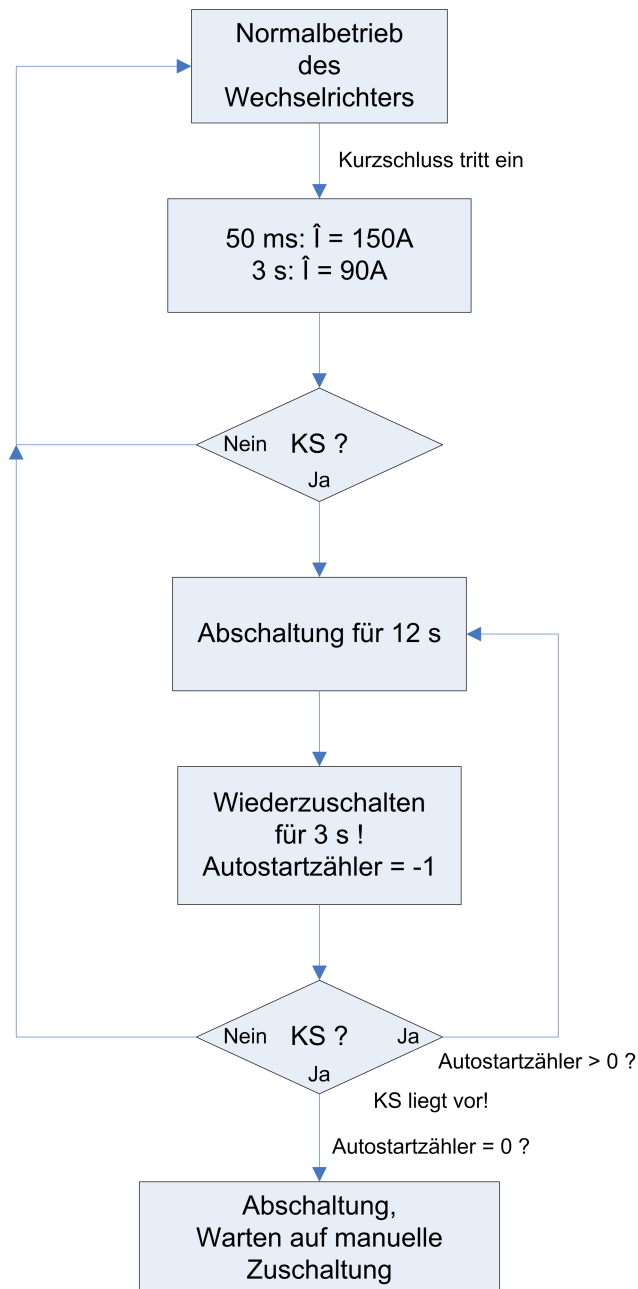


Abbildung 4.18: Flussdiagramm - Verhalten des WR bei Nichtauslösen der Schutzeinrichtung im Kurzschlussfall

Kommt es im Inselnetz zu einem Kurzschluss ($S1 = \text{geschlossen}$, $t = 0 \text{ s}$) und es wird aufgrund des zu geringen Kurzschlussstroms keine Überstromschutzeinrichtung ausgelöst, gibt der Wechselrichter für 50 ms einen Kurzschlussstrom $\hat{i} = 150 \text{ A}$ aus und für weitere drei Sekunden einen Strom von $\hat{i} = 90 \text{ A}$ (siehe Abb. 4.19 und 4.20). Die Spannung am WR bricht dabei vollständig ein. Anschließend kommt es zu einer Abschaltung des Wechselrichters ($t = 3,05 \text{ s}$) durch die AC-Strombegrenzung, wobei es 12 Sekunden nach dieser zu einer automatischen Wiedereinschaltung (15,04 s nach Fehlereintritt) durch den Wechselrichter kommt.

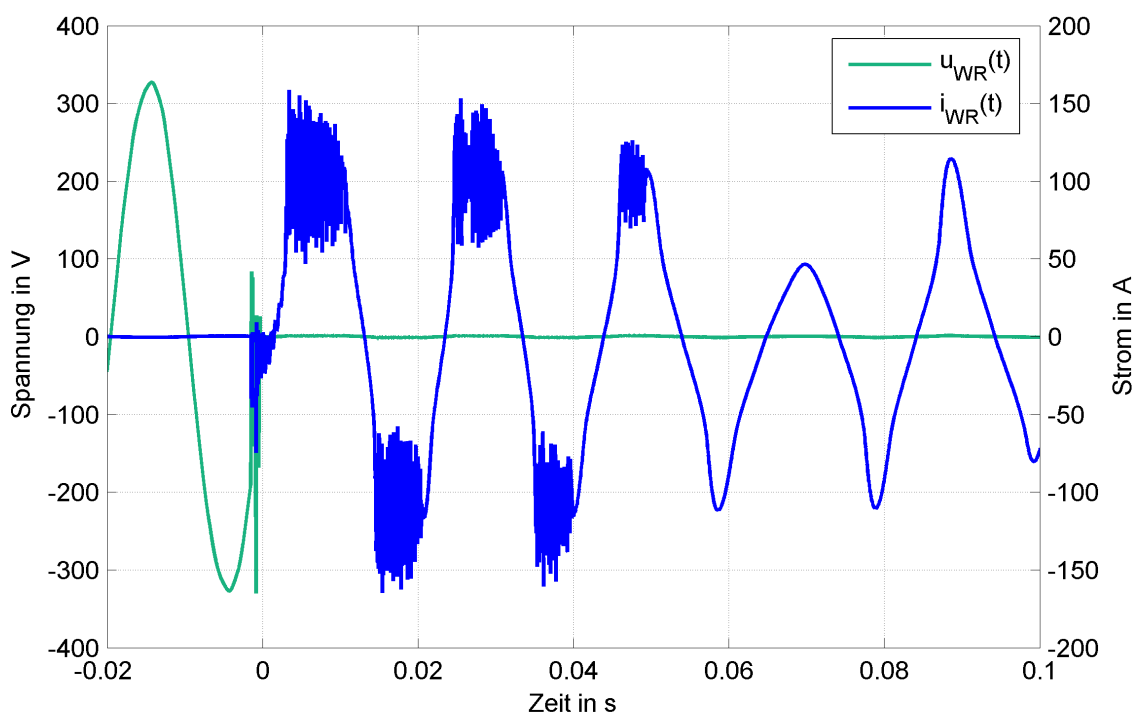


Abbildung 4.19: Strom- und Spannungsverlauf bei Auftritt eines Kurzschlusses am WR zum Zeitpunkt $t = 0 \text{ s}$

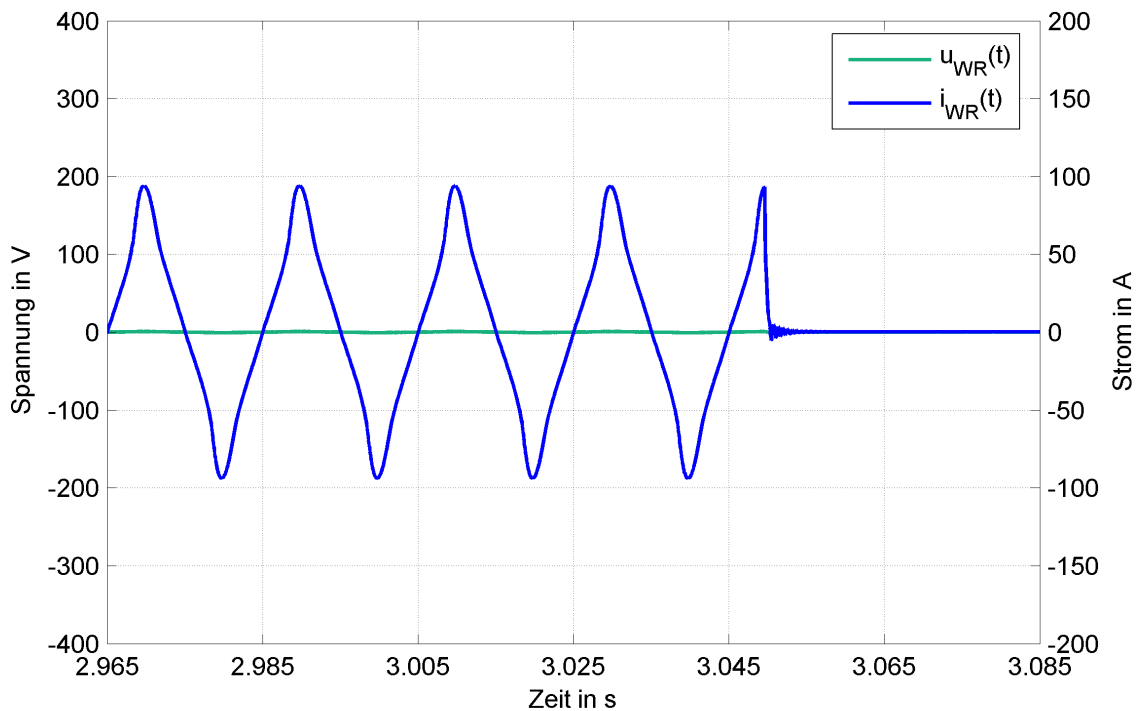


Abbildung 4.20: Strom- und Spannungsverlauf bis zum Abschalten des Wechselrichters zum Zeitpunkt $t = 3,05$ s aufgrund der AC-Strombegrenzung

Wurde der Schalter S1 innerhalb der 12 Sekunden (nach der Abschaltung) bis zur automatischen Wiedereinschaltung ($t = 15$ s) geöffnet, so dass der Fehler nicht mehr vorliegt, kommt es nach 12 Sekunden zur Wiedereinschaltung des WR - siehe Abb. 4.21. Die Spannung kehrt über einen Zeitraum von 820 ms wieder auf $U_{WR} = 230$ V zurück. Bleibt der Fehler stattdessen bestehen (S1 ist weiterhin geschlossen) so wird das Inselnetz nach 12 Sekunden ebenfalls erneut bespannt. Somit zeigt sich ein Stromverlauf wie in Abb. 4.22. Bleibt der Fehler weiterhin bestehen, schaltet der WR nach 3 Sekunden erneut ab.

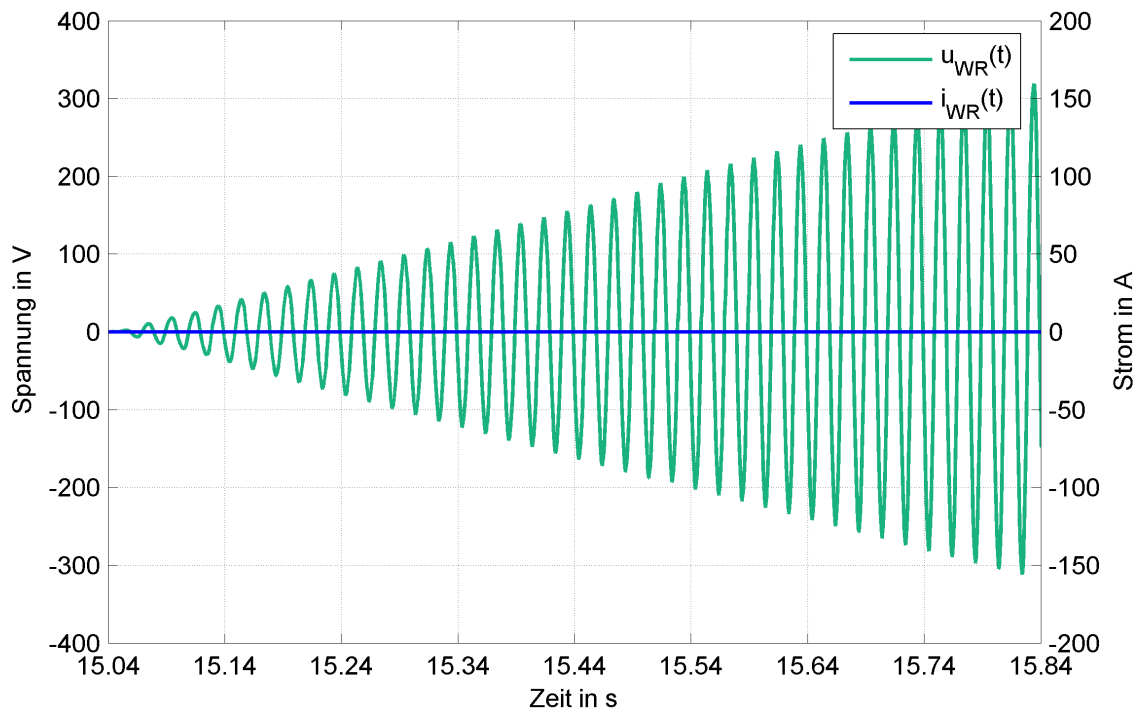


Abbildung 4.21: Strom- und Spannungsverlauf nach händischer Fehlerklärung (innerhalb der 12 Sekunden bis zur autom. Zuschaltung)

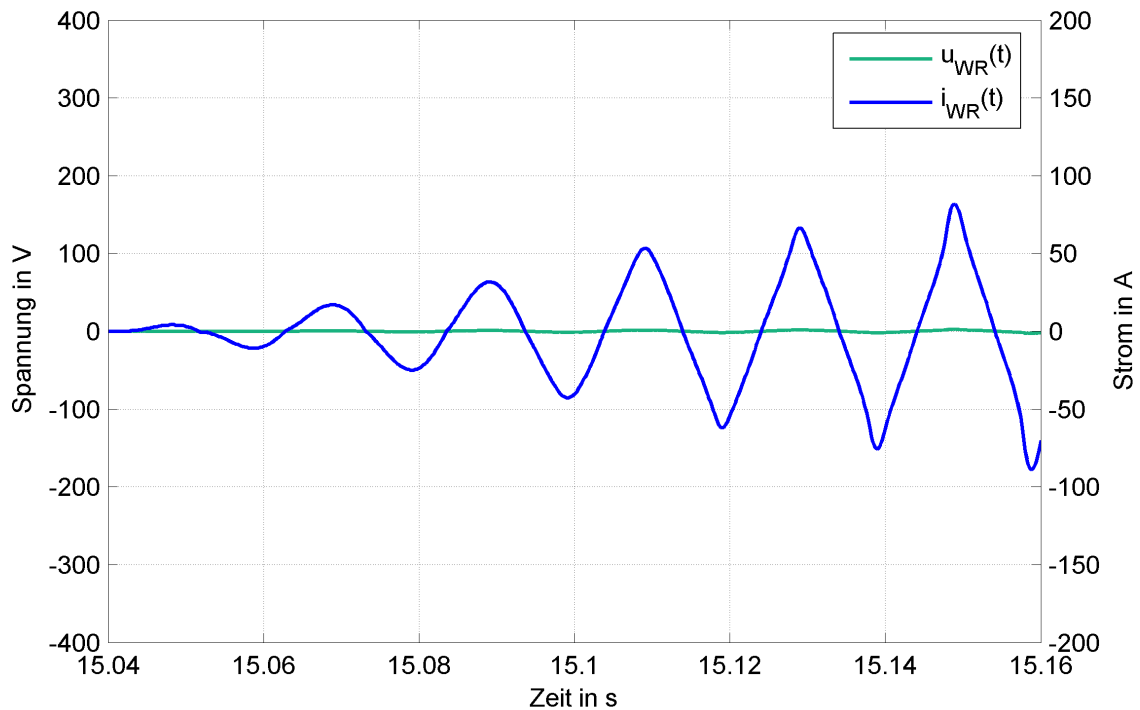


Abbildung 4.22: Strom- und Spannungsverlauf beim Wiedereinschalten nach 12 Sekunden, KS liegt weiterhin an

Konfigurationsmöglichkeiten am SI 5048:

Der WR hat einen Autostart-Zähler, d.h. bei jedem automatischen Start des WR (wie im KS-Fall, wenn keine Schutzeinrichtung auslöst) zählt dieser um eins herunter. Erreicht der Zählerstand 0 und es tritt wieder ein Fehler auf, so entsteht eine Wartezeit von 10 Minuten bis es zur nächsten Wiedereinschaltung kommt. Diese Anzahl der Neustarts lässt sich mit dem Parameter „250.01 AutoStr“ einstellen. Somit ist auch eine Konfiguration möglich, die ein Wiedereinschalten verhindert: Autostartzähler = 0 (0...Autostart ist deaktiviert, 3...Standardeinstellung) [14].

Im Event-Log-File des Wechselrichters werden folgende Ereignisse bei Auftreten (und Bestehenbleiben) eines Kurzschlusses auf der SD-Karte gespeichert und aufgelistet:

Nr.	Fehler ID	Beschreibung
1	F 117	AC-Strombegrenzung (Kurzschlussregelung zu lange aktiv)
2	E 110	Runterfahren wg. Fehler
3	E 617	Relais 2 geöffnet (= frei ansteuerbares Relais im WR)
4	E 101	Wartezustand
5	E 618	Relais 2 geschlossen
6	E 118	Automatischer Start
7	E 102	Startvorgang
8	E 103	Betrieb
9	F 117	AC-Strombegrenzung (Kurzschlussregelung zu lange aktiv)
10	E 103	Runterfahren wg. Fehler
F 117 entspricht Fehler Level 2 - diese Störungen können nur im Betrieb erkannt werden und führen zu einer Abschaltung.		

4.5.1.2 Verhalten von Leitungsschutzschaltern im Falle eines Kurzschlusses

Bei der Betrachtung des Verhaltens von Leitungsschutzschaltern im Kurzschlussfall soll zum einen auf die Auslösecharakteristiken und zum anderen auf die Abschaltzeit in Abhängigkeit des Fehlereintritts, bezogen auf die momentane Spannung, eingegangen werden. Die im Anhang auf Seite 121 aufgelisteten LSS wurden hinsichtlich dieser Eigenschaften untersucht.

Es wurden alle in Tabelle 4.10 aufgelisteten LSS überprüft und hinsichtlich ihrer Charakteristiken verglichen. Der Messaufbau war bei jedem Versuch gleich.

Messaufbau:

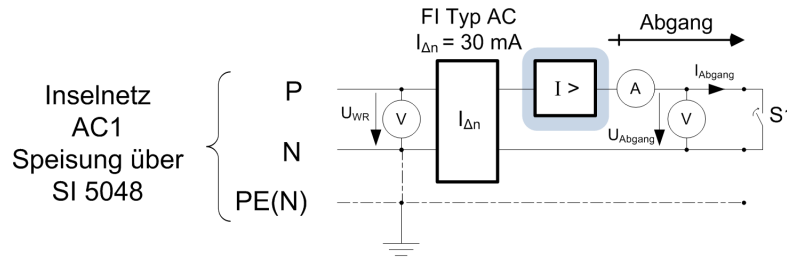


Abbildung 4.23: Messaufbau zur Überprüfung des Verhaltens von LSS im Falle eines Kurzschlusses

Auswertung:

In Abb. 4.24 ist exemplarisch der Strom- und Spannungsverlauf des Abschaltvorganges eines LSS B6 dargestellt. Auffällig ist hier die Spannung am Wechselrichter u_{WR} , da diese kurzfristig, nach Abschalten des Fehlers, bis auf einen Spitzenwert von 800 V ansteigt.

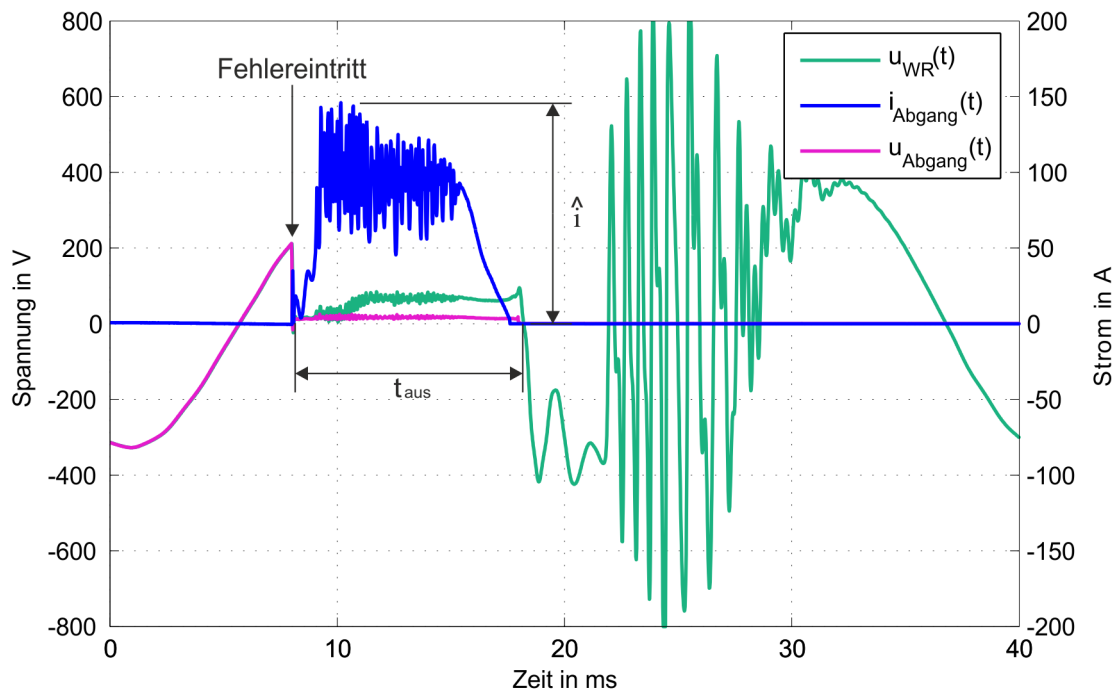


Abbildung 4.24: Strom- und Spannungsverlauf des Abschaltvorganges eines LS-Schalters (B6-Typ) im KS-Fall

Zur Verdeutlichung der Spannungsbereiche bzw. der Fehlereintritts-Zeitpunkte, welche in den Übersichtstabellen (Tab. 4.10 ff) angegeben sind, dient Abbildung 4.25. In dieser Abbildung ist zu sehen, dass der Spannungsverlauf in fünf Bereiche gegliedert wird: $-\hat{u}$, $-\frac{\hat{u}}{2}$, 0 , $+\frac{\hat{u}}{2}$, $+\hat{u}$. Diese Einteilung wurde deshalb getroffen, weil die Abschaltzeit sowie der max. auftretende Strom in keinem Zusammenhang mit dem Momentanwert der Spannung beim Fehlereintritt stehen.

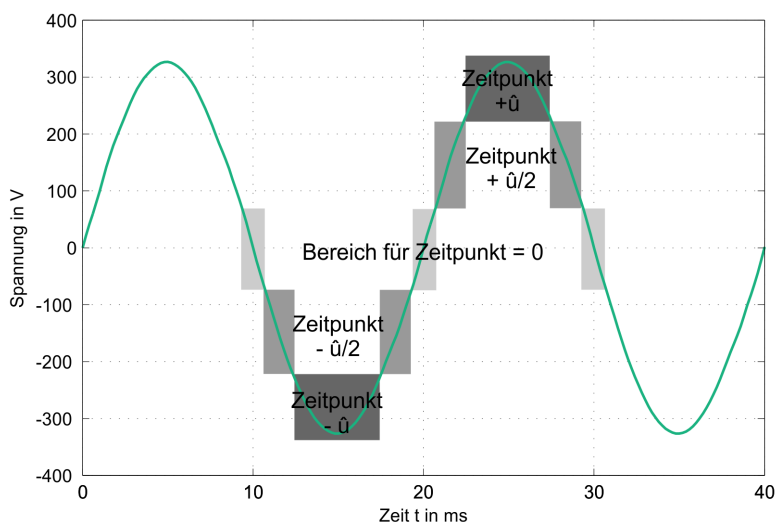


Abbildung 4.25: Bereichsdefinition für den Fehlereintritts-Zeitpunkt bezogen auf den Momentanwert der Spannung

In Tabelle 4.10 sind alle LLS, wie auch im Anhang auf Seite 121 aufgelistet, angeführt.

Versuchs - Nr.	Zeitpunkt	\hat{i} in A	t_{aus} in ms
B6 (BMS0 einpolig, Schrack)			
KS-B6-1	$+\frac{\hat{u}}{2}$	131,0	11,3
KS-B6-2	$+\frac{\hat{u}}{2}$	148,9	14,9
KS-B6-3	$+\hat{u}$	151,8	8,0
B10 (BMS0 einpolig, Schrack)			
KS-B10-1	$+\frac{\hat{u}}{2}$	131,4	12,6
KS-B10-2	$+\hat{u}$	138,3	7,7
KS-B10-3	$+\hat{u}$	148,1	7,3
KS-B10-4	$+\hat{u}$	131,8	6,7
B13 (BMS0 einpolig, Schrack)			
KS-B13/1-1	$+\frac{\hat{u}}{2}$	133,3	13,4
KS-B13/1-2	$-\frac{\hat{u}}{2}$	152,4	9,9
KS-B13/1-3	$-\hat{u}$	137,7	8,9
KS-B13/1-4	$+\hat{u}$	137,4	7,2
B16 (BMS0 einpolig, Schrack)			
KS-B16-1	$-\hat{u}$	175,6	9,0
KS-B16-2	0	137,7	11,9
B13 (S261 dreipolig, ABB)			
KS-B13/2-1	$-\frac{\hat{u}}{2}$	112,0	13,9
KS-B13/2-2	$-\hat{u}$	111,0	8,3
KS-B13/2-3	$+\hat{u}$	113,0	9,0
KS-B13/2-4	$+\hat{u}$	170,0	9,0
B13 (S261 dreipolig, ABB) KS über 1 Ω			
KS1E-B13/2-1	$+\hat{u}$	137,0	8,4
KS1E-B13/2-2	$+\frac{\hat{u}}{2}$	202,0	9,0
KS1E-B13/2-3	$+\frac{\hat{u}}{2}$	135,0	9,8

Tabelle 4.10: Übersichtstabelle zum Auslöseverhalten der untersuchten LSS in Abhängigkeit des Fehlereintritts-Zeitpunkts

Aus den Messungen wird ersichtlich, dass die Auslösezeiten der untersuchten LSS nur geringe Differenzen aufweisen. Tendenziell kann man festhalten, dass die Auslösezeit kürzer wird, je höher der Momentanwert der Spannung zum Zeitpunkt des Fehlers ist. Befindet

sich die Spannung im Bereich von \hat{u} (Spannungsmaximum siehe Abb. 4.25) so lösen die überprüften LSS ca. 4-6 ms schneller aus. Bezüglich einer Abhängigkeit der maximalen Stromspitze beim Eintreten eines Kurzschlusses bezogen auf den Momentanwert der Spannung kann kein Zusammenhang erkannt werden.

Vergleicht man in Abb. 4.24 die auftretenden Maximalwerte des Kurzschlussstromes hinsichtlich des Betrags der Spannung $|\hat{u}_{WR}|$ so ist kein Einfluss daraus zu erkennen. Das heißt es liegt keine Abhängigkeit vom Fehlereintrittszeitpunkt vor.

Dies ist vermutlich auf die begrenzte Kurzschlussstromabgabe des WR zurückzuführen. Wie in der Literatur beschrieben, soll der Maximalwert des Kurzschlussstromes umso kleiner sein, je niedriger der Momentanwert der Spannung ist [16].

Des Weiteren wurden Messungen durchgeführt, um zu überprüfen, ob sich Verbraucher wie z.B. Energiesparlampen negativ auf die Abschaltcharakteristik auswirken. Bei diesem Versuch wurden 30 Energiesparlampen als Last verwendet und anschließend ein KS eingelegt, um Auslösezeiten und Stromspitzen mit den vorhergegangenen Versuchen zu vergleichen.

Versuchs - Nr.	Zeitpunkt	\hat{i} in A	t_{aus} in ms
B13 (BMS0 einpolig, Schrack)			
KS30-B13/1-1	$+\hat{u}$	137,3	9,0
KS30-B13/1-2	$+\frac{\hat{u}}{2}$	144,3	7,4
KS30-B13/1-3	0	128,9	10,8

Tabelle 4.11: Auswirkung von 30 Energiesparlampen auf das Auslöseverhalten eines B13 LSS (vgl. Tab. 4.10)

Wie aus den Auslösezeiten hervorgeht, ergeben sich unter dem Einfluss einer Last von 30 Energiesparlampen keine wesentlichen Veränderungen.

4.5.1.3 Verhalten von vorbelasteten Leitungsschutzschaltern im Falle eines Kurzschlusses

Unter einem vorbelasteten Leitungsschutzschalter wird ein Sicherungsautomat verstanden, welcher vor einem Fehlereintritt über eine bestimmte Dauer mit einem gewissen Strom belastet wurde. Damit soll festgestellt werden, ob eine solche Vorbelastung Auswirkungen auf die Auslösecharakteristik eines Leitungsschutzschalters hat.

Mit dem in Abb. 4.26 dargestellten Messaufbau wurde der Sicherungsautomat B13 für eine Stunde mit einem Strom von 8,13 A beaufschlagt. Nach dieser Zeit wurde ein Kurzschluss eingelegt und die Auslösezeit erneut gemessen.

Messaufbau:

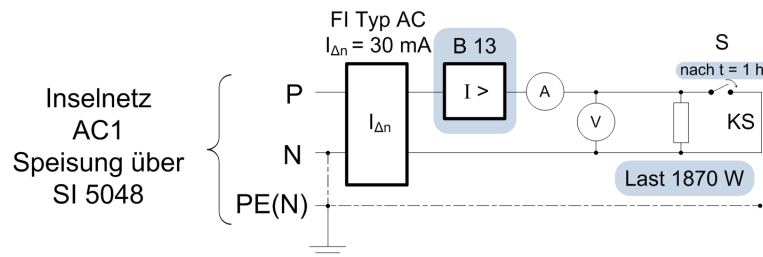


Abbildung 4.26: Messaufbau - KS-Versuch an einem vorbelasteten LSS B13

Auswertung:

Versuchs - Nr.	Zeitpunkt	\hat{i} in A	t_{aus} in ms
B13 (BMS0 einpolig, Schrack)			
KS-B13/1-vor-1	0	154,2	11,1
KS-B13/1-vor-2	0	155,3	12,5
KS-B13/1-vor-3	+ \hat{u}	197,6	6,6

Tabelle 4.12: Übersichtstabelle zum Auslöseverhalten des untersuchten vorbelasteten LSS der Type B13 (vgl. Tab. 4.10)

Wie aus der obenstehenden Tabelle 4.12 zu erkennen ist, wird das Auslöseverhalten durch eine Vorerwärmung infolge einer Vorbelastung nicht beeinflusst. Die Versuche zeigen, dass eine Auslösung im KS-Fall auch nach längerer Belastung, gemäß den in den Strom-Zeit-Kennlinien Bereichen, erfolgt.

4.5.1.4 Verhalten von Schmelzsicherungen im Falle eines Kurzschlusses

Zur Ermittlung der Auslösecharakteristik von Diazed-Sicherungen wurden ebenfalls Kurzschlussversuche durchgeführt. Somit konnte festgestellt werden, inwieweit es möglich ist, derartige Schmelzsicherungen beim Einsatz in einem Inselnetz bei Speisung über einen WR, zur Auslösung zu bringen. Als Ergebnis können im Folgenden Aussagen getroffen werden, bis zu welchem Bemessungsstrom eine Abschaltung auf jeden Fall möglich ist und wie lange diese dauert.

Messaufbau:

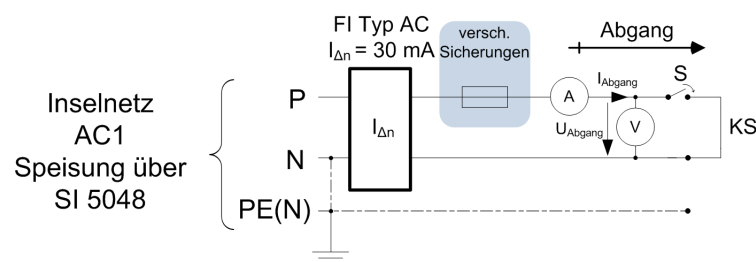


Abbildung 4.27: Messaufbau - KS-Versuch an Schmelzsicherung (6 A, 10 A)

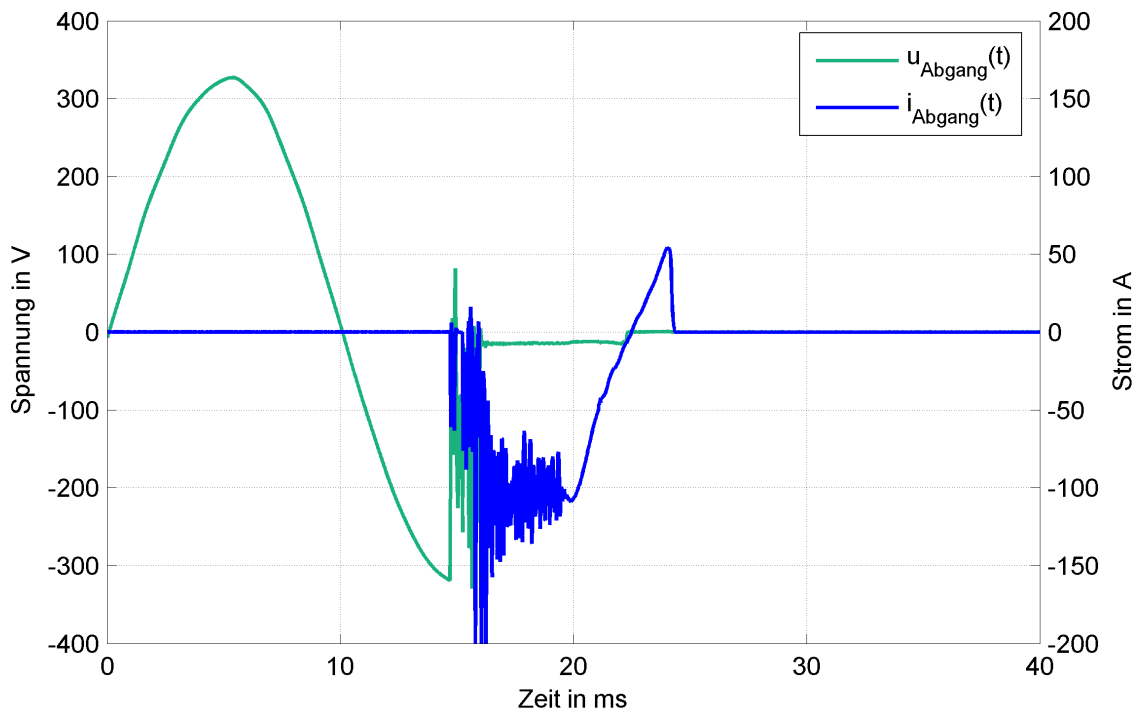
Auswertung:


Abbildung 4.28: Strom- und Spannungsverlauf beim Abschalten einer 6-A-Schmelzsicherung im KS-Fall

Bei den Messungen hat sich herausgestellt, dass es möglich ist, Schmelzsicherungen bis 10 A Nennstrom (Type: gG) auszulösen. Bei dieser 10-A-Sicherung konnte nach der Auslösung auch eine spürbare Erwärmung festgestellt werden. Alle Sicherungen mit einem höheren Nennstrom sind für den Einsatz, im gegenständlichen Fall, in (über SI 5048 gespeisten) Inselnetzen nicht geeignet, da diese im KS-Fall, aufgrund eines zu niedrigen KS-Stroms, nicht auslösen (siehe Abb. 4.29). Jedoch ist die Auslösezeit (die Zeit vom Fehlereintritt bis zur Fehlerklärung) bei einer 10 A Schmelzsicherung wesentlich länger als bei einer 6 -A-Sicherung und betrug in den beiden Messungen über 0,6 Sekunden. Zu beachten ist hier, dass es sich beim Kurzschlussstrom um keinen sinusförmigen Strom handelt und dieser während dem Vorliegen des Fehlers seine „Form“ verändert (siehe Abb. 4.19). Daher ergibt sich ein geringerer Effektivwert, als bei den angeführten Stromspitzen zu vermuten wäre. Beim KS-Versuch der 10-A-Sicherung wurde kurzfristig ein $I_{KS} = 65 \text{ A}$ (Effektivwert) erreicht. Die Auslösezeit einer 6-A-Sicherung hingegen beträgt ca. 10 ms. Die Auslösezeiten der untersuchten Sicherungen sowie die maximal erreichten Stromspitzen gehen aus Tab. 4.13 hervor.

Versuchs - Nr.	Zeitpunkt	\hat{i} in A	t_{aus} in ms	Erwärmung
6 A Diazed gG				
KS-6ASi-1	$+\hat{u}$	250,0	9,7	nein
KS-6ASi-2	$+\hat{u}$	113,2	11,5	nein
10 A Diazed gG				
KS-10ASi-1	0	153,4	764,9	ja
KS-10ASi-2	$-\hat{u}$	123,7	684,3	ja

Tabelle 4.13: Übersichtstabelle zum Auslöseverhalten der untersuchten Schmelzsicherungen 6 A, 10 A

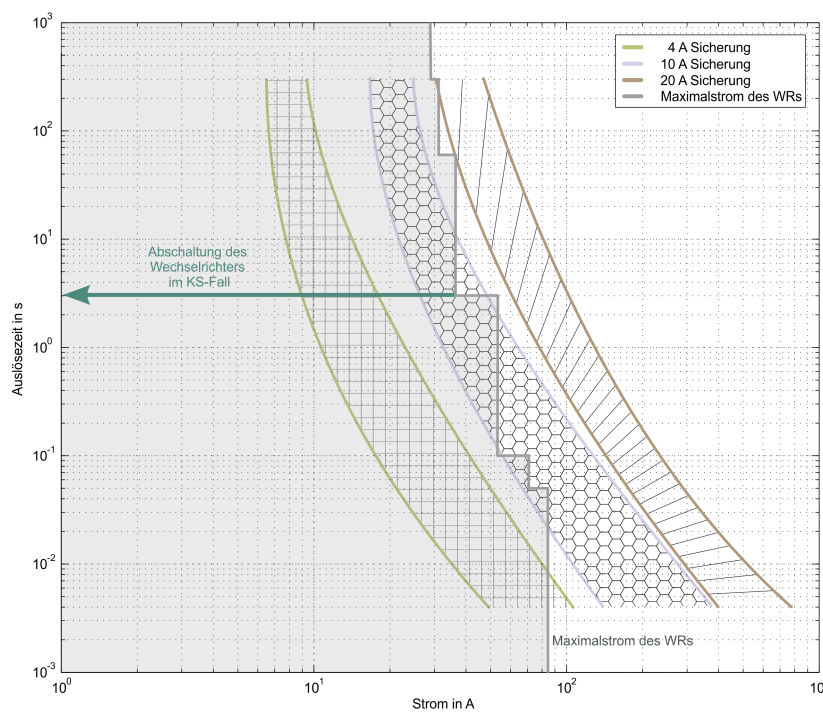


Abbildung 4.29: Strom-Zeit-Kennlinien mit WR-Abschaltcharakteristik

4.5.1.5 Erreichen der Selektivität von Überstromschutzeinrichtungen

Je nach Größe eines Inselnetzes kann es sein, dass mehrere Abgänge, beispielsweise zur Versorgung mehrerer Häuser oder Betriebsstätten, notwendig sind. In diesem Fall ist es wichtig, dass die Selektivität der Schutzeinrichtungen weiterhin gegeben ist. D.h. tritt in einem Abgang ein Fehler auf, so darf nur die Schutzeinrichtung des fehlerbehafteten Abganges wegschaltet werden. Aufgrund der vorangegangenen Messungen wurde deutlich, dass nur gewisse Leitungsschutzeinrichtungen auslösen. Bei einer Staffelung einer Schmelzsicherung (zur Absicherung der Zuleitung) mit einem Leitungsschutzschalter (im Abgang) kann die Selektivitätsbedingung nicht eingehalten werden. Dies liegt darin begründet, dass durch den KS-Strom des WR maximal eine 10-A-Sicherung zur Auslösung gebracht werden kann. Im Falle einer längerfristigen Belastung ist ein Sicherungsautomat vom Typ B4 oder ein Typ niedrigeren Nennstroms notwendig, um Selektivität zu erreichen. Dadurch entsteht aber das Problem, dass die Hauptzuleitung, die vom Wechselrichter wegführende Leitung, nicht bis zum maximal möglichen Wert (des WR-Dauerstroms) abgesichert werden kann. Dies ergibt sich daraus, dass der Wechselrichter einen Nennstrom von 21,7 A hat und dieser Wert weit unter der maximalen Auslastung liegt. In Abb. 4.30 sind die Strom-Zeit-Kennlinien des B4 LSS und der 10-A-Sicherung angeführt. Bei dieser Konfiguration kommt es zu keiner Überschneidung der Kennlinien, d.h. Selektivität ist bei der Staffelung der erwähnten Schutzelemente gegeben.

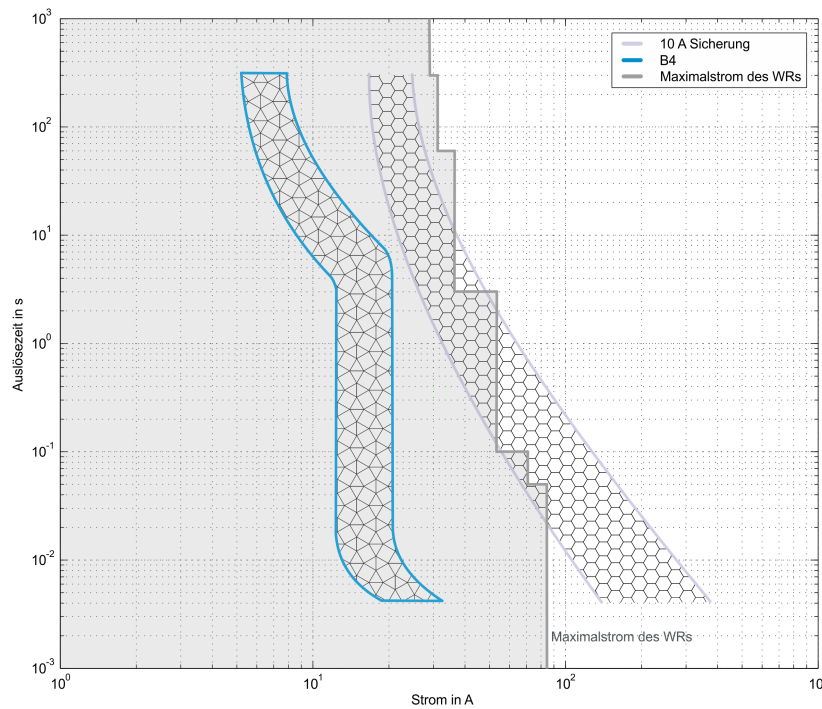


Abbildung 4.30: Strom-Zeit-Kennlinien: B4 LSS und 10-A-Schmelzsicherung

Bei einer Staffelung von LLS vom Typ B besteht hingegen das Problem, dass diese im KS-Fall nicht selektiv auslösen können.

Um zu zeigen, wie sich verschiedene Kombinationen von Überstromschutzeinrichtungen hinsichtlich der Selektivität verhalten, werden verschiedene Kombinationen und die dazugehörigen Auslöseergebnisse im Folgenden dargestellt - siehe Tab 4.14.

Überstromschutzeinrichtung			
Versuchsreihe	in der Zuleitung	im Abgang	Fehlerart
Sel-KS-B13-6ASi	B13 LSS	6-A-Schmelzsicherung	KS
Sel-KS-B16-B10	B16 LSS	B10 LSS	KS
Sel-KS-B16-B6	B16 LSS	B6 LSS	KS
Sel-KS-B16-6ASi	B16 LSS	6-A-Schmelzsicherung	KS
Sel-ÜL-B16-B6	B16 LSS	B6 LSS	Überlast

Tabelle 4.14: Übersichtstabelle - Selektivitätsuntersuchungen von Überstromschutzeinrichtungen im KS-Fall

Sel-KS-B13-6ASi KS-Verhalten bei Reihenschaltung eines B13 LSS und einer 6-A-Sicherung (Type: gG)

Messaufbau:

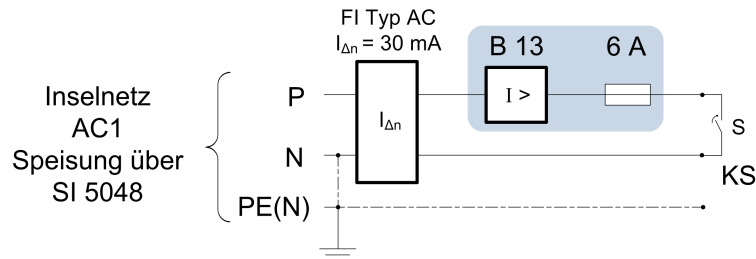


Abbildung 4.31: Messaufbau zur Selektivitätsüberprüfung eines B13 LSS und einer 6-A-Schmelzsicherung (Typ gG)

Versuchs - Nr.	B13 LSS	6-A-Schmelzsicherung	Bewertung
Sel-KS-B13-6ASi-1	-	A	OK
Sel-KS-B13-6ASi-2	A	A	keine Selektivität
Sel-KS-B13-6ASi-3	A	A	keine Selektivität
A ... Auslösung - ... keine Auslösung			

Tabelle 4.15: Übersichtstabelle zum KS-Verhalten bei Reihenschaltung eines B13 und einer 6-A-Schmelzsicherung

Bei diesen Selektivitätsversuchen konnte nur einmal ein selektives Auslöseverhalten festgestellt werden. Bei den Versuchen Nr.2 und Nr.3 kam es jeweils zu einer Auslösung beider Schutzeinrichtungen.

Sel-KS-B16-B10 KS-Verhalten bei Reihenschaltung eines B16 LSS und mit einem B10 LSS

Hier wurde ein KS-Fall während einer Belastung nachgestellt. Während der Belastung tritt durch Einlegen des Schalters S1 der Kurzschluss ein:

1 - Belastung: Abgang 1 mit 60 W - Glühbirne und 10 Energiesparlampen; Abgang 2 mit einem Heizlüfter (1870 W)

2 - Einlegen KS durch S1: je drei KS-Versuche im Abgang 1

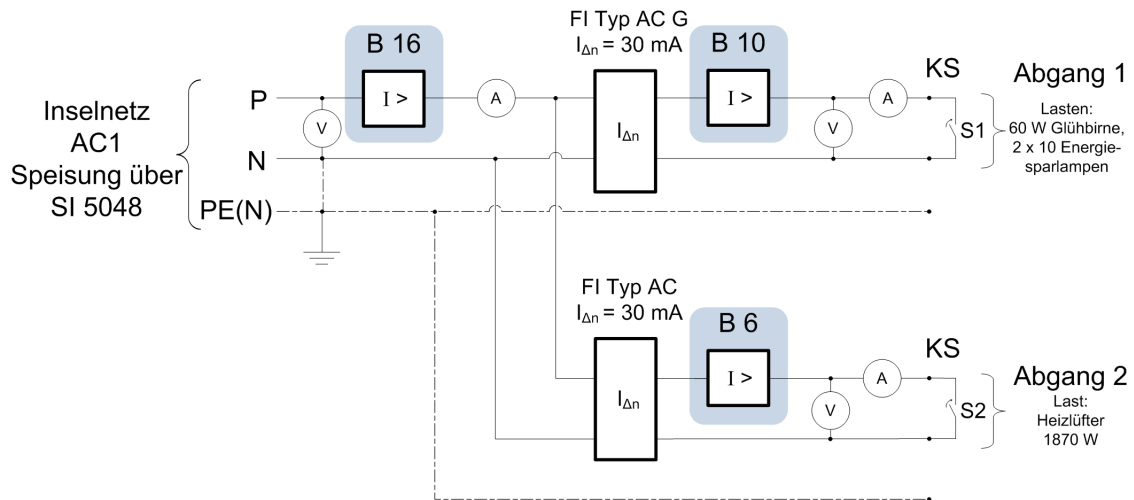
Messaufbau:


Abbildung 4.32: Messaufbau zur Selektivitätsüberprüfung eines B16 - und B6 LSS bzw. B16 - und B10 LSS

KS in Abgang 1			
Versuchs - Nr.	B16	B10	Bewertung
Sel-KS-B16-B10-1	A	A	keine Selektivität
Sel-KS-B16-B10-2	A	A	keine Selektivität
Sel-KS-B16-B10-3	A	A	keine Selektivität
A ... Auslösung - ... keine Auslösung			

Tabelle 4.16: Übersichtstabelle zum Auslöseverhalten von B16- und B10 LSS

Sel-KS-B16-B6 KS-Verhalten bei Reihenschaltung eines B16 LSS und mit einem B6 LSS

1 - Belastung: Abgang 1 mit 60 W - Glühbirne und 10 Energiesparlampen; Abgang 2 mit einem Heizlüfter (1870 W)

2 - Einlegen KS durch S2: je drei KS-Versuche im Abgang 2

KS in Abgang 2			
Versuchs - Nr.	B16	B6	Bewertung
Sel-KS-B16-B6-1	A	A	keine Selektivität
Sel-KS-B16-B6-2	A	A	keine Selektivität
Sel-KS-B16-B6-3	A	-	keine Selektivität
A ... Auslösung - ... keine Auslösung			

Tabelle 4.17: Übersichtstabelle zum Auslöseverhalten von B16- und B6 LSS

Wie aus den beiden Tabellen (4.16 und 4.17) hervorgeht, konnte bei allen durchgeführten Versuchen **keine selektive Abschaltung** erreicht werden.

Ähnliche Ergebnisse erhält man bei anderen Leitungsschutzschaltern (B13, B10, B6) als Überstromschutzeinrichtungen in den Abgängen. Beim Eintritt eines Kurzschlusses konnte auch dabei **keine Selektivität** erreicht werden.

Sel-KS-B16-6ASi KS-Verhalten bei Reihenschaltung eines B16 LSS und einer 6-A-Schmelzsicherung

Wiederum wird ein Belastungsfall nachgestellt: Abgang 1 wird mit einem Halogenheizgerät (780 W) belastet, Abgang 2 mit 2 x 60 W - Glühlampen.

Messaufbau:

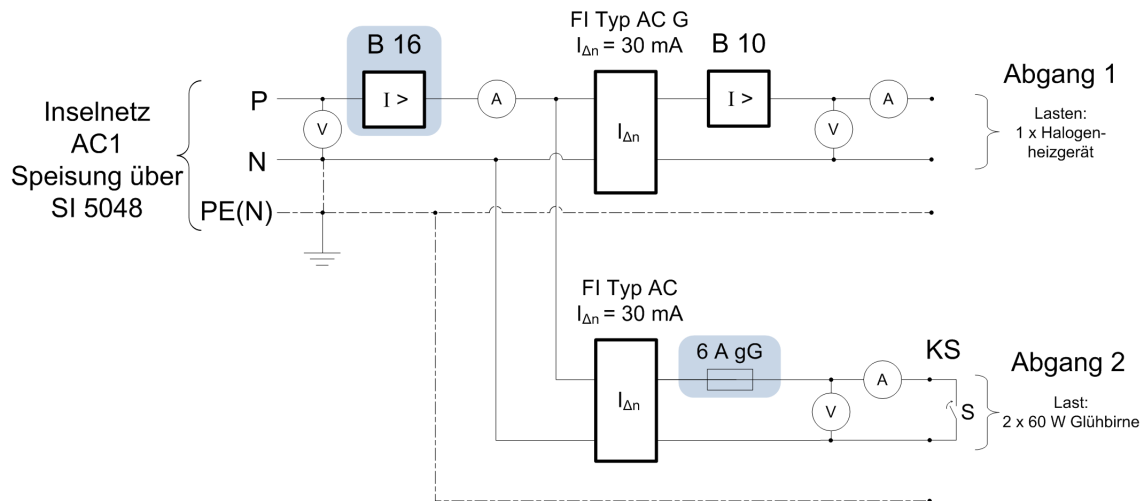


Abbildung 4.33: Messaufbau zur Selektivitätsüberprüfung eines B16 LSS und einer 6-A-Schmelzsicherung

Bei einem Kurzschluss im Abgang 2 kommt es nur zur Auslösung des Leitungsschutzschalters B16, die 6-A-Schmelzsicherung löst nicht aus \Rightarrow **keine Selektivität gegeben!** Dies ist wieder darauf zurückzuführen, dass die Schmelzsicherung eine längere Zeit benötigt, um abzuschalten. Bei B16 hingegen erfolgt die Abschaltung unverzögert.

Überlastet man hingegen Abgang 2 (Abgang 1 belastet mit 780 W) so ist, wie zu erwarten war, die Selektivität gegeben. Es kommt nur zur Auslösung der 6-A-Schmelzsicherung.

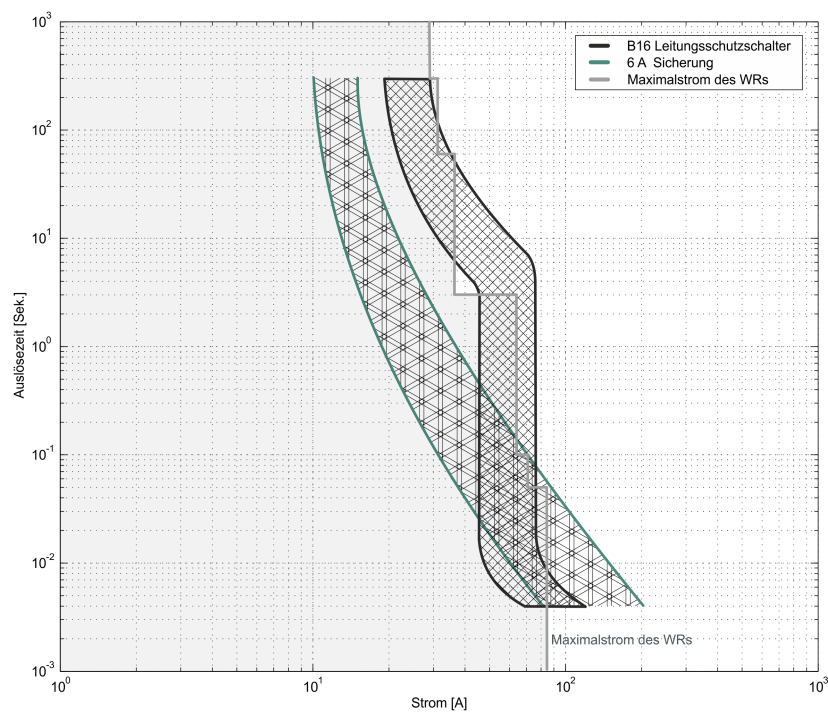


Abbildung 4.34: Strom-Zeit-Kennlinien: B16 LSS und 6-A-Schmelzsicherung

Sel-ÜL-B16-B6 Überlast-Verhalten bei Reihenschaltung eines B16 LSS und mit einem B6 LSS

Abgang 1 wird mit 2 x 60 W - Glühbirnen und 10 Energiesparlampen belastet und anschließend in Abgang 2 eine Überlast mit 8,86 A angelegt.

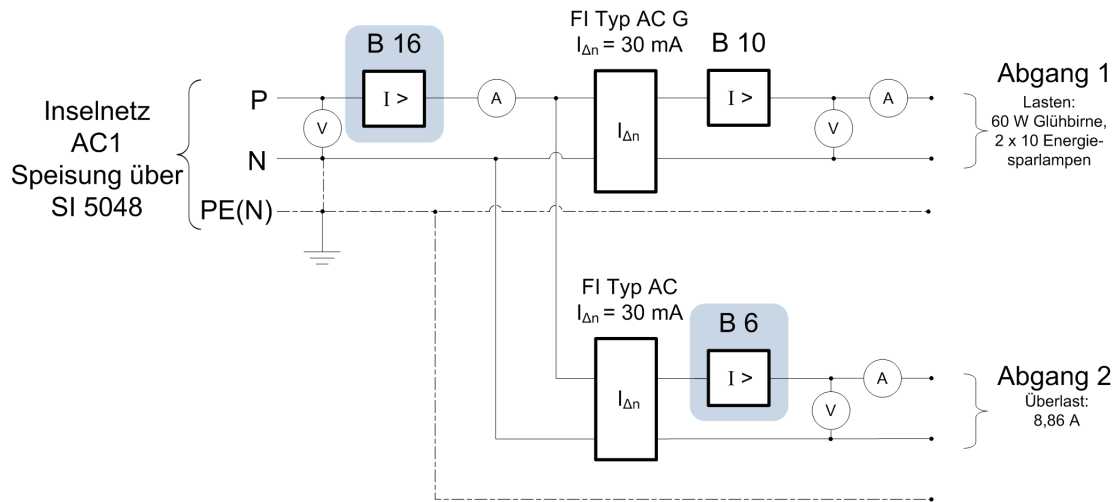
Messaufbau:


Abbildung 4.35: Messaufbau zur Selektivitätsüberprüfung beim Auftreten einer Überlast in Abgang 2

Bei diesem Versuch löst nur der Sicherungsautomat B6 nach 8,98 s aus, d.h. die Selektivität ist im Überlastfall gegeben.

4.5.1.6 Selektiver Leitungsschutzschalter

Allgemeine Informationen zum selektiven Leitungsschutzschalter sind im Kapitel 3.1.2 enthalten. Um dessen Funktionalität genauer zu untersuchen, wurden mit dieser selektiven Schutzeinrichtung E16 ebenfalls Versuche durchgeführt. Ein Versuch diente der Überprüfung der Selektivität. In einem weiteren Versuch wurde zum einen die Abschaltzeit des E16 im Kurzschlussfall und zum anderen das Auslöseverhalten bei Betrieb am Wechselrichter überprüft.

Messaufbau: Überprüfung des Auslöseverhaltens des SLSS E16

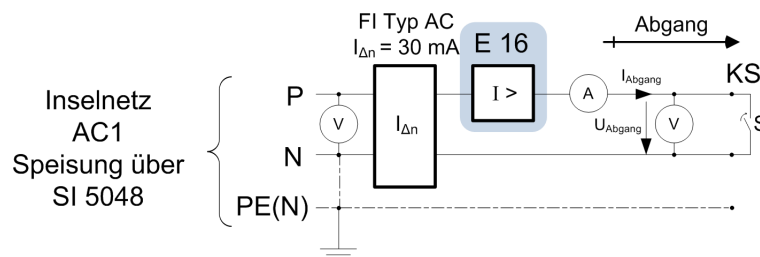


Abbildung 4.36: Messaufbau zur Kontrolle des Auslöseverhaltens des selektiven LSS E16

In der Abbildung 4.37 ist zu erkennen, dass der E16 für 128 ms verzögert bis die Abschaltung erfolgt. In diesem Zeitraum könnte eine nachfolgende Schutzeinrichtung z.B.: ein nicht selektiver LSS oder eine Schmelzsicherung auslösen, somit kann eine selektive Stafelung erreicht werden. Zu erkennen ist, dass sich der selektive Leitungsschutzschalter vom B-Typ nur in der Auslöseverzögerung bei Auftreten sehr hoher Kurzschlussströme unterscheidet.

Auswertung:

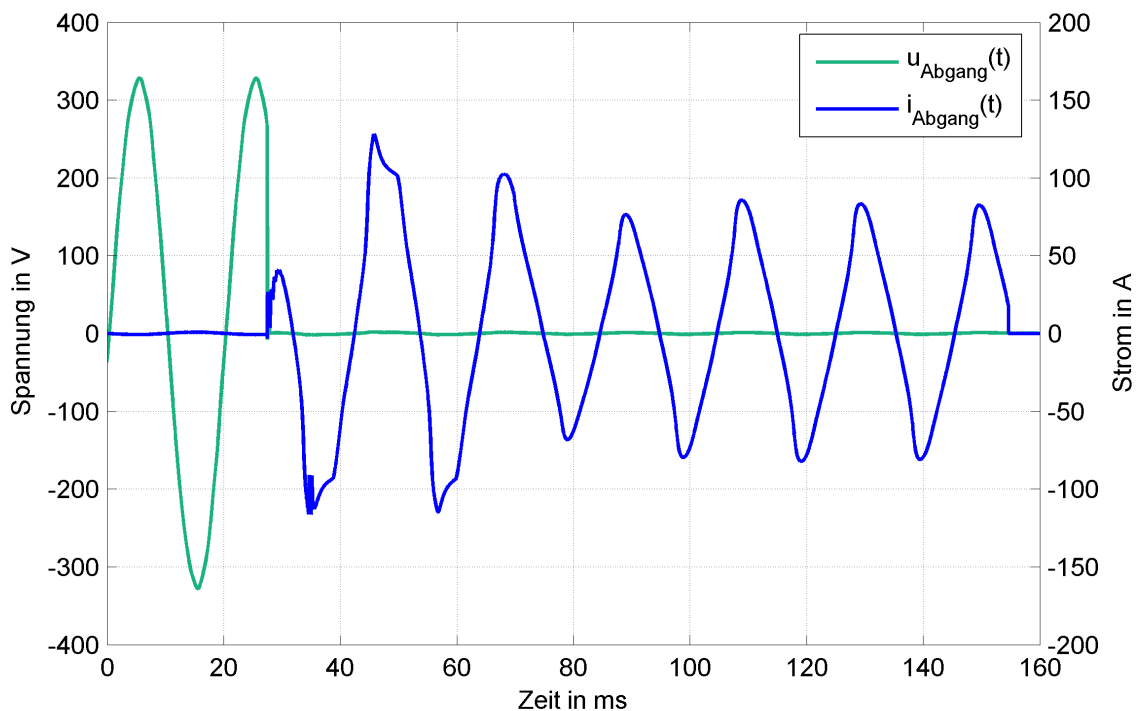


Abbildung 4.37: Strom- und Spannungsverlauf beim Abschalten des E16 in Folge eines KS

Um die selektive Charakteristik auch praktisch zu überprüfen wurde ein Versuchsaufbau mit Zuleitung, welchen den selektiven Typ E16 enthält, und zwei Abgänge mit LSS (B10 und B6) hergestellt (siehe Abb. 4.38). Anschließend wurde je ein KS im Abgang 1 und im Abgang 2 eingelegt.

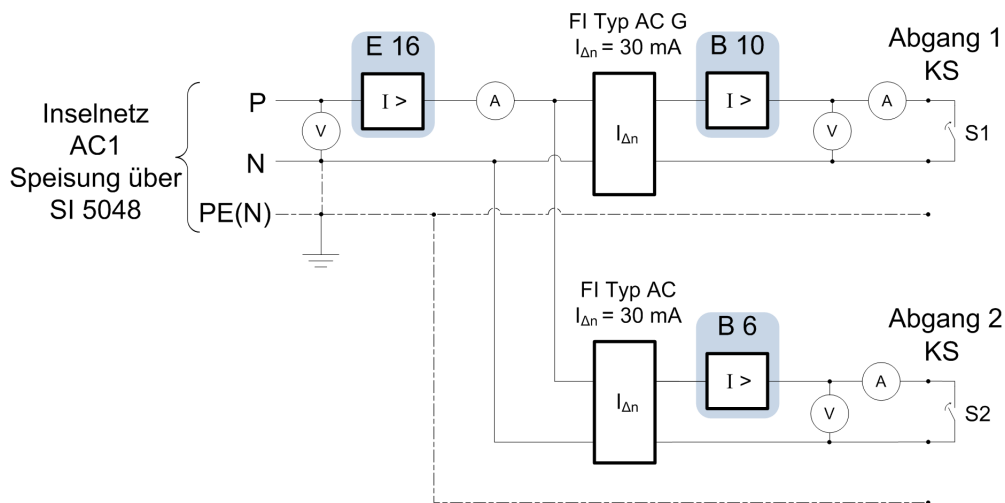
Messaufbau: Überprüfung zur Selektivität des E16


Abbildung 4.38: Messaufbau zur Selektivitätsüberprüfung des SLSS E16

Auswertung:

	E16	B6	B10	Bewertung
KS im Abgang 1	-	-	A	OK
KS im Abgang 2	-	A	-	OK
A...Auslösung		-...keine Auslösung		

Tabelle 4.18: Übersichtstabelle zum Auslöseverhalten von E16 und B10 bzw. B6

Wie aus den beiden Versuchen hervorgeht, ist die Funktion des selektiven Leitungsschutzschalters auch beim Betrieb am WR gewährleistet und löst somit das Problem der Selektivität. In Abb. 4.39 sind die Strom-Zeit-Kennlinien der in diesem Versuch verwendeten Leitungsschutzschalter, wie auch der maximal lieferbare Strom des Wechselrichters eingezeichnet.

In Abb. 4.39 ist auch ersichtlich, dass die Selektivität im KS-Bereich gegeben ist, jedoch liegt die Auslösegrenze sehr knapp am KS-Strom des Wechselrichters.

Anmerkung : Aufgrund dieser Gegebenheiten sind u.U. noch weiterführende Messungen angebracht, um zu untersuchen, ob bei sinkender Batteriekapazität die Auslösung dieses selektiven LSS noch gewährleistet ist. Des Weiteren soll daraus abgeleitet werden, bei

welchem Wert der Batteriekapazität der Wechselrichter, aus Gründen der Sicherheit, abgeschaltet werden muss.

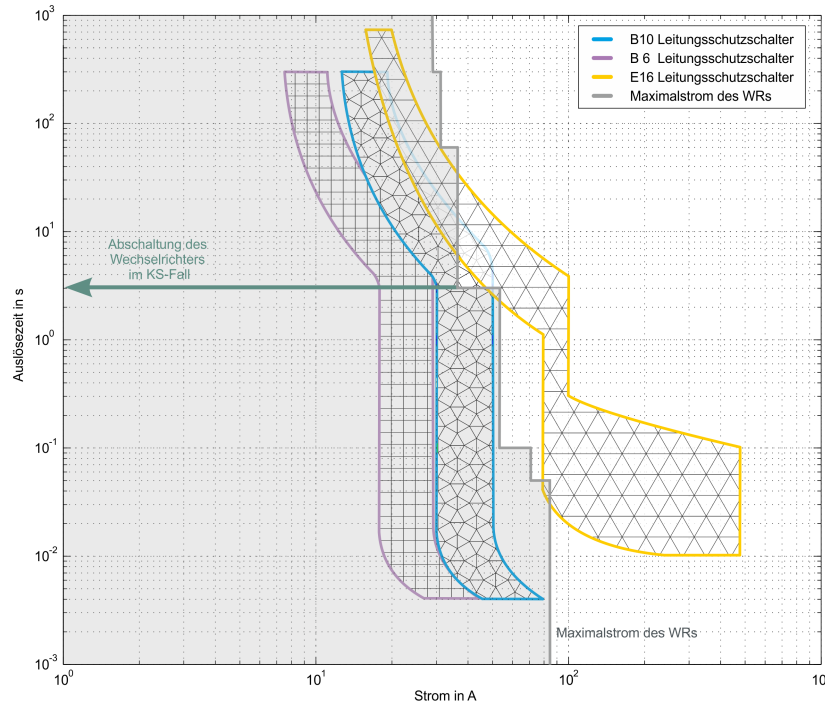


Abbildung 4.39: Strom-Zeit-Kennlinie der LSS B10, B6 und SLSS E16

4.5.2 Erdschluss

Wie bereits im Kapitel 1.1 beschrieben, kann es durch den Wechselrichter zu negativen Auswirkungen auf das Auslöseverhalten des eingesetzten Fehlerstromschutzschalters kommen. Um diese Annahme zu untersuchen, wurden verschiedene Typen von Fehlerstromschutzschaltern (siehe Tabelle 4.19) beim Betrieb am Wechselrichter auf ihre Funktion hin überprüft.

FI-Nr.	$I_{\Delta n}$	Typ	Verzögerung
FI-1	30 mA	AC	-
FI-2	30 mA	AC	G
FI-3	100 mA	A	S

Tabelle 4.19: Übersichtstabelle der untersuchten FI-Schutzschalter

4.5.2.1 Typische Auslösecharakteristik eines FI-Schutzschalters (Typ AC, unverzögert) „FI-1“

Um die Auslösecharakteristik dieses „Standard-Typs“ ($I_{\Delta n} = 30 \text{ mA}$) zu bestimmen, wird dieser mit einem Fehlerstrom $I_f = 29 \text{ mA}$ zur Auslösung gebracht.

Messaufbau:

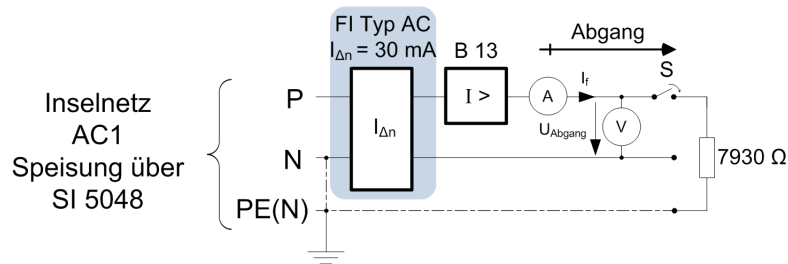


Abbildung 4.40: Messaufbau zur Aufnahme der Auslösecharakteristik eines FI-Schutzschalters ($I_{\Delta n} = 30 \text{ mA}$, Typ AC)

In der Abbildung 4.41 ist der charakteristische Strom- und Spannungsverlauf bei Auslösung eines FI-Schutzschalters zu sehen. Auffällig ist, dass die Verläufe bei den Abschaltvorgängen im Prinzip bei allen FI-Schutzschaltern ähnlich sind. So erfolgt die Abschaltung meist während der negativen Halbwelle der Spannung, die Auslösezeit beträgt $15,8 \text{ ms}$ - siehe Abbildung 4.41.

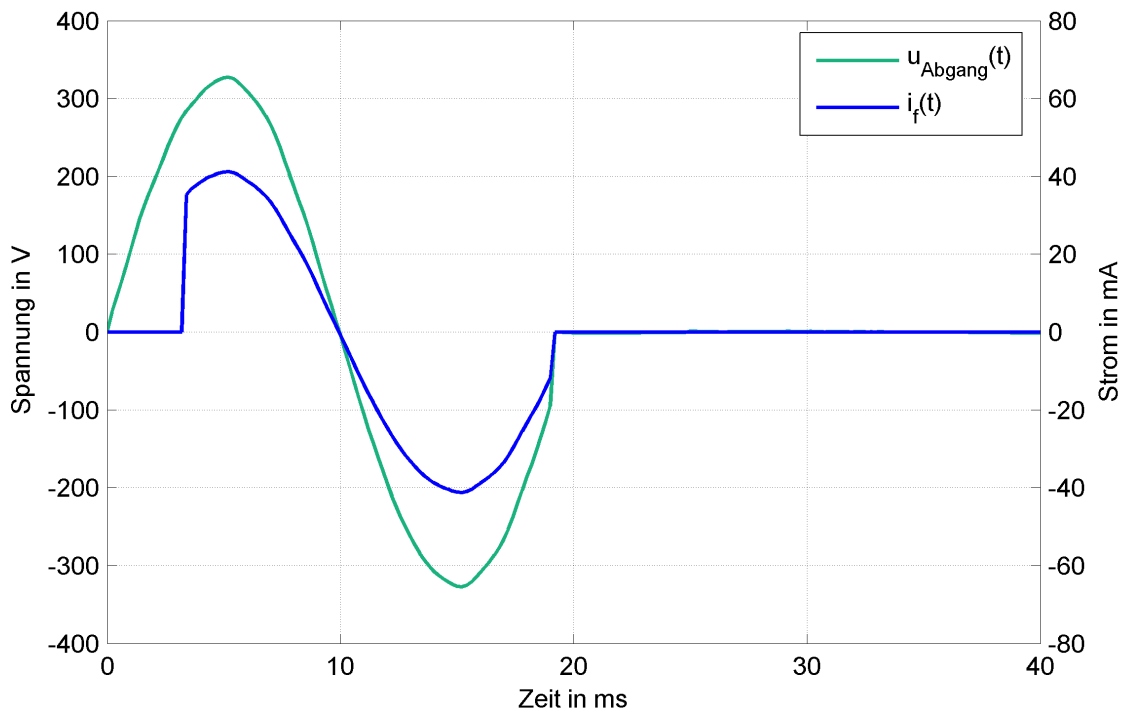
Auswertung:


Abbildung 4.41: Strom- und Spannungsverlauf des Auslösevorgangs des FI-Schutzschalters ($I_{\Delta n} = 30 \text{ mA}$, Typ AC)

4.5.2.2 Typische Auslösecharakteristik eines FI-Schutzschalters (Typ G) „FI-2“

Zur Aufnahme der Auslösecharakteristik wurde der in Abb. 4.40 dargestellte Messaufbau herangezogen. Der FI-Schalter des Typs AC wurde durch einen FI-Schutzschalter des Typs G ersetzt. Außerdem wurde die Messung bei einem Fehlerstrom von $I_f = 35 \text{ mA}$ durchgeführt, dies entspricht einem Widerstand von $6,57 \text{ k}\Omega$. Für den Typ G wurde eine durchschnittliche Auslösezeit von $126,5 \text{ ms}$ bei $I_f = 35 \text{ mA}$ ermittelt.

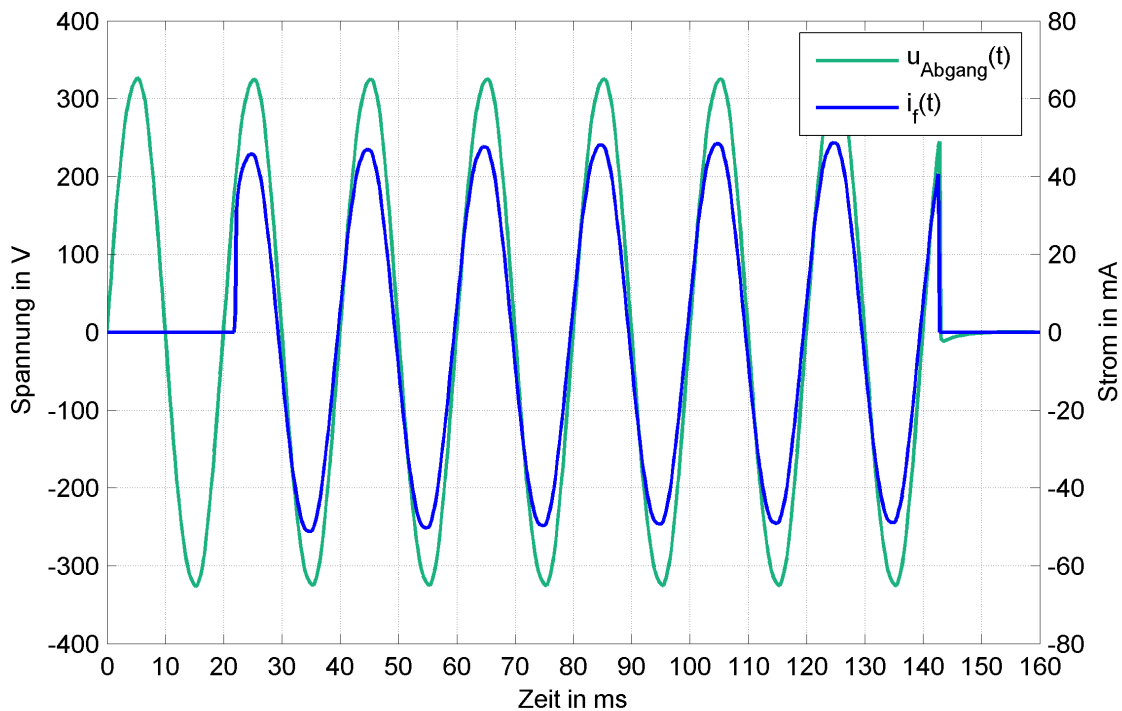


Abbildung 4.42: Strom- und Spannungsverlauf des Auslösevorganges des FI-Schutzschalters ($I_{\Delta n}=30$ mA, Typ G)

4.5.2.3 Typische Auslösecharakteristik eines FI-Schutzschalters (selektiver Typ A) „FI-3“

Der Messaufbau entspricht Abb. 4.40 jedoch mit einem selektiven FI-Schutzschalter vom Typ A ($I_{\Delta n} = 100$ mA, Typ A, S (selektiv 40 ms)) und einem Fehlerwiderstand von 2,1 k Ω (entspricht $I_f = 110$ mA). Für diesen Typ ergibt sich eine durchschnittliche Auslösezeit von 204,7 ms bei $I_f = 110$ mA, siehe Abb. 4.43.

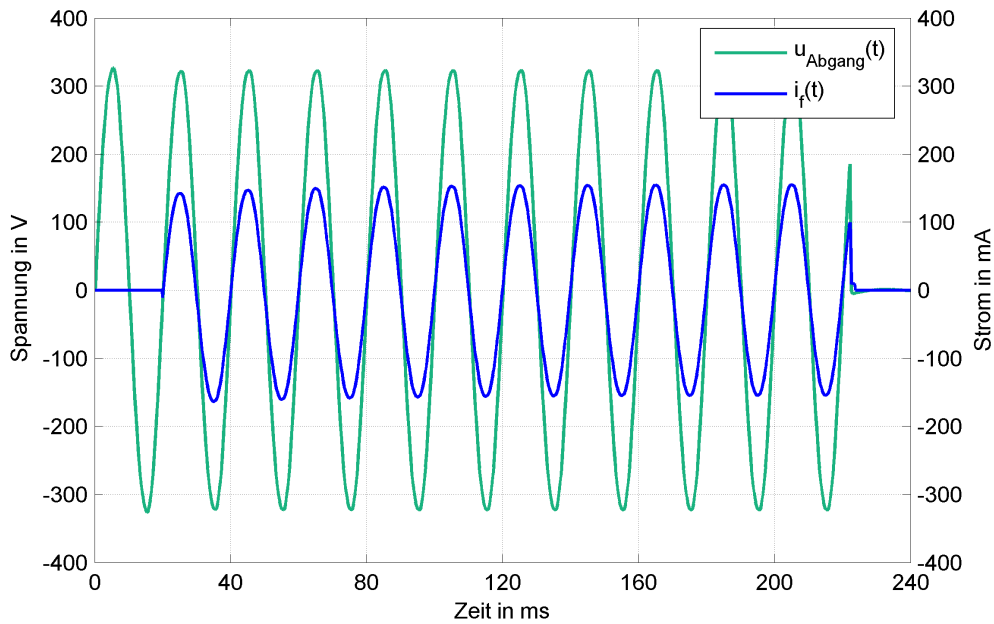


Abbildung 4.43: Strom- und Spannungsverlauf des Auslösevorganges des FI-Schutzschalters ($I_{\Delta n} = 100 \text{ mA}$, Typ A, selektiv)

4.5.2.4 Auslöseverhalten von einem Sicherungsautomat und einem FI-Schutzschalter „FI-1“ bei einem Erdkurzschluss

Zur Bestimmung des Verhaltens von Schutzeinrichtungen bei einem EKS wurden ein LSS B16 und ein FI-Schutzschalter seriell eingesetzt.

Messaufbau:

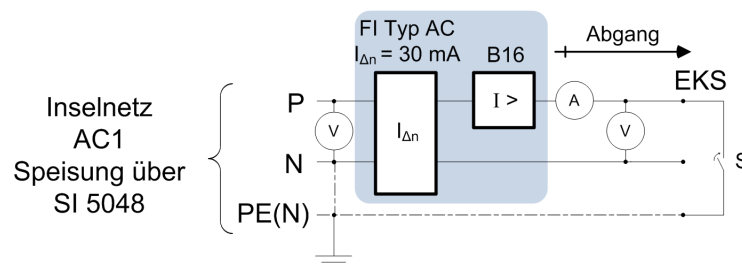


Abbildung 4.44: Messaufbau zur Aufnahme der Auslösecharakteristik, Kombination eines LSS B16 und eines FI-Schutzschalters bei einem EKS

Auswertung:

Bei diesem Versuch wurden drei verschiedene Fälle untersucht: Ein EKS (Fehlerwiderstand = 0Ω) und Erdschlüsse mit 1Ω bzw. 39Ω Fehlerwiderstand.

Versuchs - Nr.	FI	B16	Bewertung
EKS			
EKS-1	A	A	OK
EKS-2	A	A	OK
EKS-3	-	A	OK
ES über $1 \Omega \Rightarrow I_f = I_{WR_{max}}$ (WR im KS-Fall)			
ES1E-1	A	A	OK
ES1E-2	A	A	OK
ES1E-3	A	A	OK
ES über $39 \Omega \Rightarrow I_f = 5,89 A$			
ES39E-1	A	-	OK
ES39E-2	A	-	OK
ES39E-3	A	-	OK
A ... Auslösung - ... keine Auslösung			

Tabelle 4.20: Übersichtstabelle zum Auslöseverhalten der Kombination LSS B16 / FI-Schutzschalter ($I_{\Delta n} = 30 \text{ mA}$, Typ AC) bei einem Erdschluss bzw. Erdkurzschluss mit unterschiedlichen Fehlerwiderständen.

Bei einem Erdkurzschluss ist es schwierig zu beurteilen, welche der beiden Schutzeinrichtungen zuerst ausgelöst hat. Infolge des hohen Fehlerstroms ist es aber aufgrund der Auslösecharakteristik naheliegend, dass der LSS B16 zuerst auslöst, da die Auslösezeit eher dem eines LSS entspricht (vgl. Abb. 4.45, 4.24, 4.47). Ist nur der FI-Schutzschalter eingebaut so dauert die Abschaltung viel länger, als die Abschaltung durch den Leitungsschutzschalter (siehe Abb. 4.47). Bei einem Fehlerwiderstand von 39Ω kommt es nur zur Auslösung des FI-Schutzschalters, da der Fehlerstrom die Grenze für die Auslösung des LSS B16 nicht erreicht.

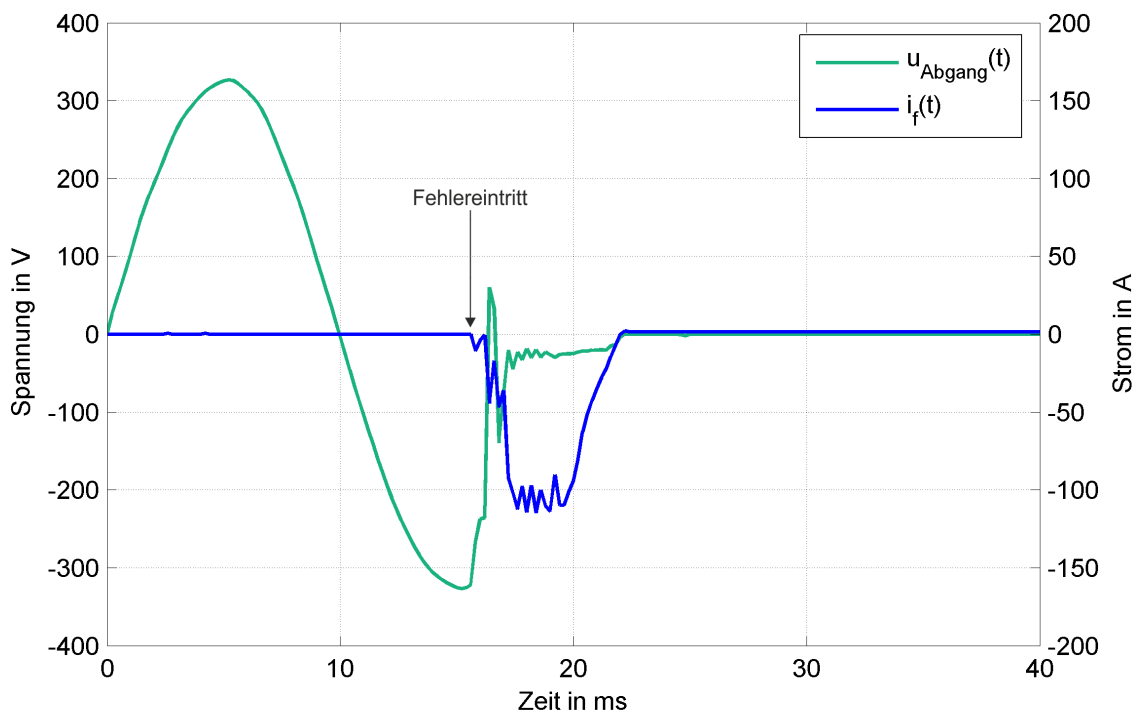


Abbildung 4.45: Strom- und Spannungsverlauf des Auslösevorganges der Kombination LSS B16/FI-Schutzschalter ($I_{\Delta n} = 30 \text{ mA}$, Typ AC), bei einem EKS

Bei der eingesetzten Kombination von LSS und FI-Schutzschalter löst bei einem EKS der LSS B16 zuerst aus ($t_{\text{aus}} = 6,77 \text{ ms}$). Hier ist nochmals darauf hinzuweisen, dass diese Versuche unter Laborbedingungen durchgeführt wurden.

4.5.2.5 Auslöseverhalten des Fehlerstromschutzschalters „FI-1“ bei einem Erdkurzschluss

Bei Fehlen eines LSS ist die Abschaltzeit ($t_{\text{aus}} = t_{\text{Fehlerlöschung}} - t_{\text{Fehlereintritt}}$) wesentlich länger als bei Vorhandensein eines solchen. Während dieser Abschaltzeit kommt es zum Auftreten des Kurzschlussstroms bzw. je nach Erdungswiderstand zu einem etwas kleineren Strom (siehe Tabelle 4.20 → ES über einen Widerstand). Außerdem dient der LSS zum Schutz des Fehlerstromschutzschalters. Diese Vorschrift manifestiert sich auch in der Aufschrift am FI-Schutzschalter, diese besagt, dass der FI-Schutzschalter mit einem LSS mit einem Nennstrom von maximal dem Nennstrom des FI-Schutzschalters abgesichert werden muss.

Messaufbau:

Um herauszufinden welche Auslösezeiten sich bei der Abschaltung eines EKS durch einen FI-Schutzschalter ergeben, wird im folgenden Messaufbau nur ein FI-Schutzschalter (ohne vorgeschalteten LSS) mit einem EKS beaufschlagt.

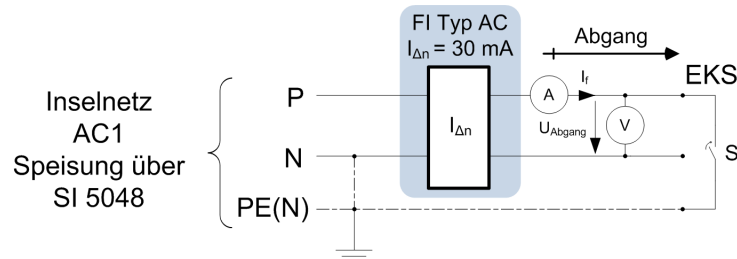


Abbildung 4.46: Messaufbau zur Aufnahme der Auslösecharakteristik bei einem EKS ohne LSS

Auswertung:

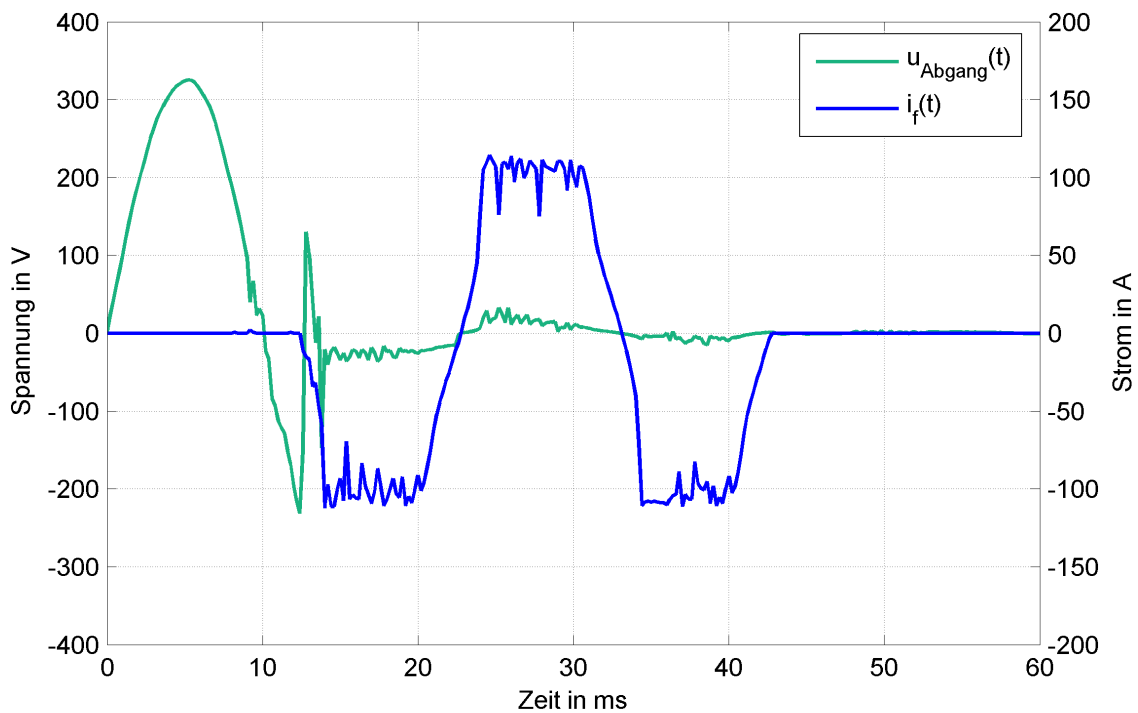


Abbildung 4.47: Strom- und Spannungsverlauf eines Auslösevorganges des FI-Schutzschalters ohne LSS bei einem EKS

Ist nur ein FI-Schutzschalter eingebaut, so ergibt sich, wie in Abb. 4.47 zu erkennen ist, eine unterschiedliche Auslösecharakteristik als bei einem LSS. Die Auslösezeit t_{aus} beträgt in diesem Fall 28,15 ms bei $\hat{i} = 112 \text{ A}$ (vgl. Abb.4.45).

Zusammenfassung der Ergebnisse:

Wie sich aus den Untersuchungen zu den FI-Schutzschaltern gezeigt hat, lösen die verwendeten Typen immer innerhalb der vorgeschriebenen Abschaltzeit aus. Allerdings ist zu beachten, dass es sich beim SI 5048 um einen Inselwechselrichter mit Transformator handelt und daher keine gleichstromförmigen Ableitströme zu erwarten sind. Bei der Auswahl eines geeigneten Fehlerstromschutzschalters ist daher auf die Wechselrichtercharakteristik zu achten.

5 Netzparallelbetrieb des SI 5048

In diesem Kapitel beschriebene Vorgänge und Eigenschaften des SI 5048:

- Arbeitsweise am Netz
- Zuschaltvorgang ans öffentliche Netz
- Entkopplung vom öffentlichen Netz

5.1 Arbeitsweise am Netz

In Abschnitt 4.2.4 wurden bereits einleitend einige Informationen zum Betrieb am Netz bzw. die Speisung des Inselnetzes über das öffentliche Netz ausgearbeitet. Hinsichtlich den Schutzmaßnahmen ist das Verhalten des WR beim Eintreten eines Fehlers interessant, da der WR die Zu- bzw. Wegschaltung des öffentlichen Netzes übernimmt. Hinsichtlich dieses Faktums gilt es herauszufinden, ob bzw. in welchem Umfang Kurzschlussleistung vom öffentlichen Netz, bei einem Fehlerfall (KS, EKS) im Inselnetz, bezogen werden kann.

5.1.1 Grenzen Netzparallelbetrieb

Im Inselnetzbetrieb prüft der Wechselrichter ständig die Netzwiederkehr. Liegt die Netzspannung an und befindet sich diese innerhalb der einstellbaren Grenzen (Spannungs- und Frequenzgrenzen) kommt es zur Synchronisation mit dem öffentlichen Netz. Nach erfolgreicher Synchronisation erfolgt die Zuschaltung. Wird nach der Zuschaltung eine der angegebenen Grenzen über- oder unterschritten, kommt es wiederum zur sofortigen Trennung vom Netz.

5.1.2 Einstellbare Parameter

Nr.	Parameter	Beschreibung	Standardwerte
232.07	GdVldTm	Mindestzeit - Parameter im zulässigen Bereich	30 s
232.01	GdVtgMin	minimale Netzspannung	184,0 V
232.02	GdVtgMax	maximale Netzspannung	264,5 V
232.05	GdFrqMin	minimale Netzfrequenz	47,5 Hz
232.06	GdFrqMax	maximale Netzfrequenz	50,2 Hz
232.03	GdCurNom	Netznenstrom	16,0 A
232.09	GdRvPwr	zulässige Netzurückleistung	100,0 W

Tabelle 5.1: Ausschlaggebende Parameter des SI 5048 beim Betrieb am Netz [14]

Die Abänderung dieser Parameter sind nur nach Eingabe des Installateurpasswortes möglich.

5.2 Zuschaltvorgang ans Netz

Um eine genaue Kenntnis über das Zuschalten an das Netz zu erlangen, wurde folgender Messaufbau im Labor aufgebaut:

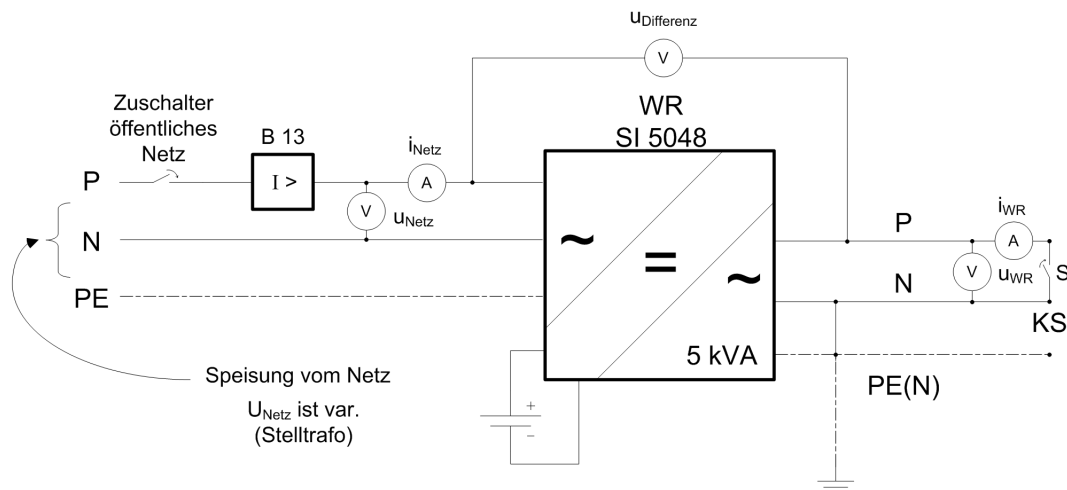


Abbildung 5.1: Messaufbau zur Untersuchung der Arbeitsweise des WR am öffentlichen Netz

5.2.1 Messungen

Wie in Abb. 5.1 ersichtlich ist, wurde aus Sicherheitsgründen, zum Schutz des vorge-schalteten Trenntrafos, ein Leitungsschutzschalter 13 A, B-Charakteristik eingebaut. In Abb. 5.2 ist der Zustand kurz nach dem Zuschalten der Netzspannung an den WR zu sehen.

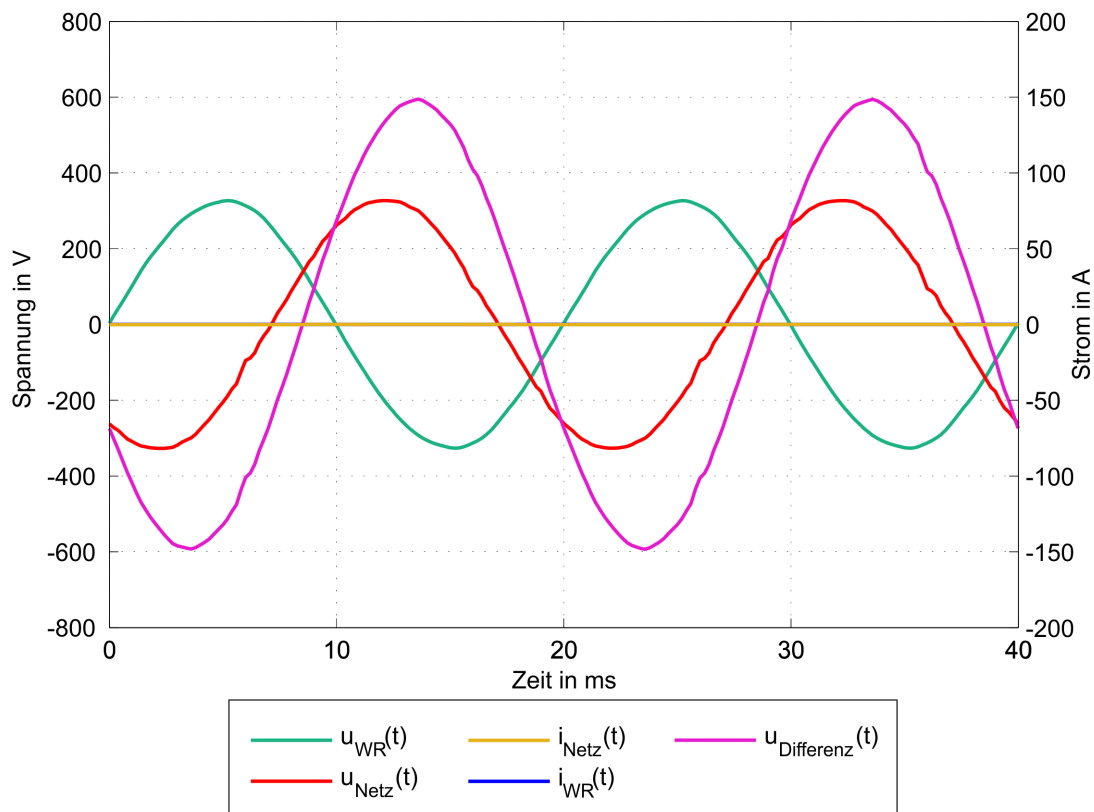


Abbildung 5.2: Strom- und Spannungsverläufe bei Anliegen der Netzspannung am WR, kurz nach Beginn des Synchronisationsvorgangs

Liegt die Netzspannung in den zuvor beschriebenen Grenzen, so erfolgt der Synchronisationsvorgang (siehe Abb. 5.3). Wie zu sehen ist, wird die Differenzspannung zwischen WR und Netz bereits wesentlich kleiner. Es fließt weder ein Strom vom Netz zum WR noch ein Laststrom vom WR weg (WR befindet sich im Leerlauf).

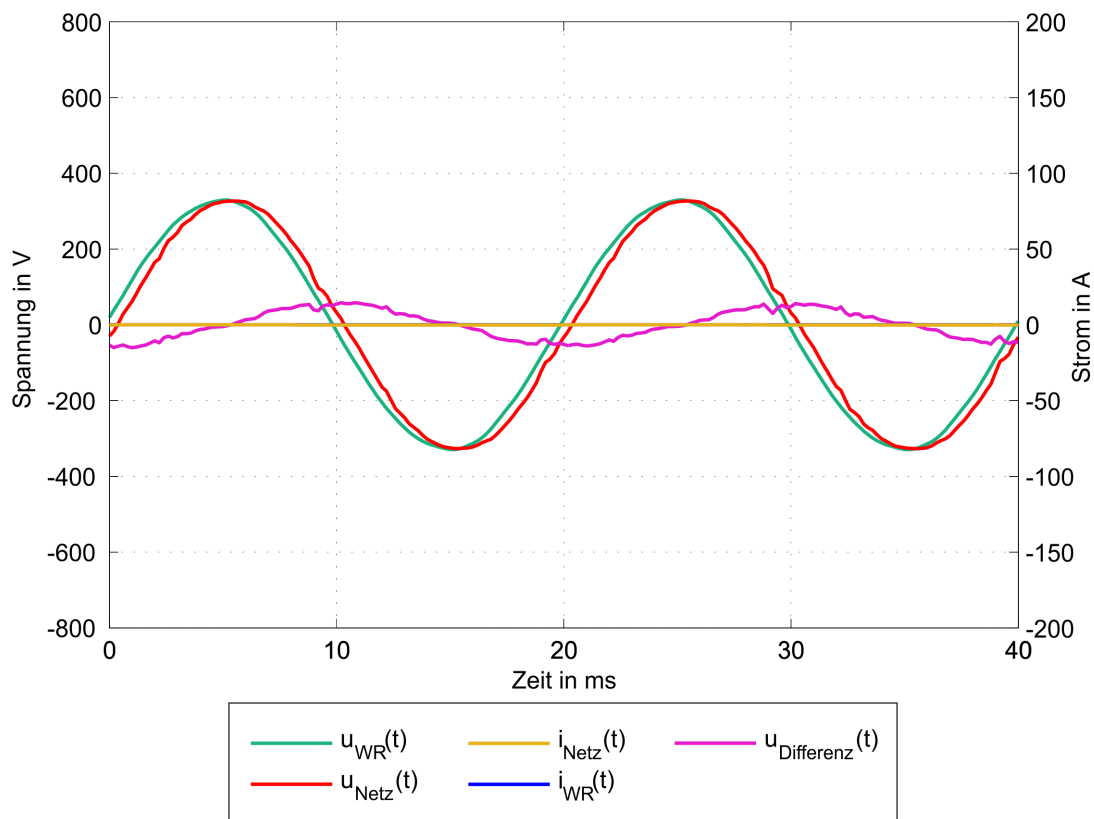


Abbildung 5.3: Strom- und Spannungsverläufe während der Synchronisation des WR ans Netz

Wird die Differenzspannung gleich 0 V, schaltet der WR das Inselnetz parallel zum öffentlichen Netz (Netz- und Wechselrichterparameter sind gleich). Zu diesem Zeitpunkt (siehe Abb. 5.4) beginnt auch die Stromaufnahme des WR aus dem Netz, um gegebenenfalls die Batterie zu laden. Dieser Strom ist abhängig sowohl vom max. eingestellten Batterieladestrom (Parameter 221.01 BattChrgCurMax) als auch vom maximal aus dem Netz zu beziehenden Strom (232.03 GdCurNom). Wie zu sehen ist, ist dieser aufgenommene Strom aus dem Netz sehr stark überschwingungsbehaftet. Hier wird nochmals darauf hingewiesen, dass nur der Strom zum Laden der Batterie aufgenommen wird, ansonsten befinden sich keine Lasten im Netz. Werden Verbraucher im Inselnetz zugeschaltet, so werden diese durch Energie aus dem öffentlichen Netz versorgt und die Batterie weiterhin geladen.

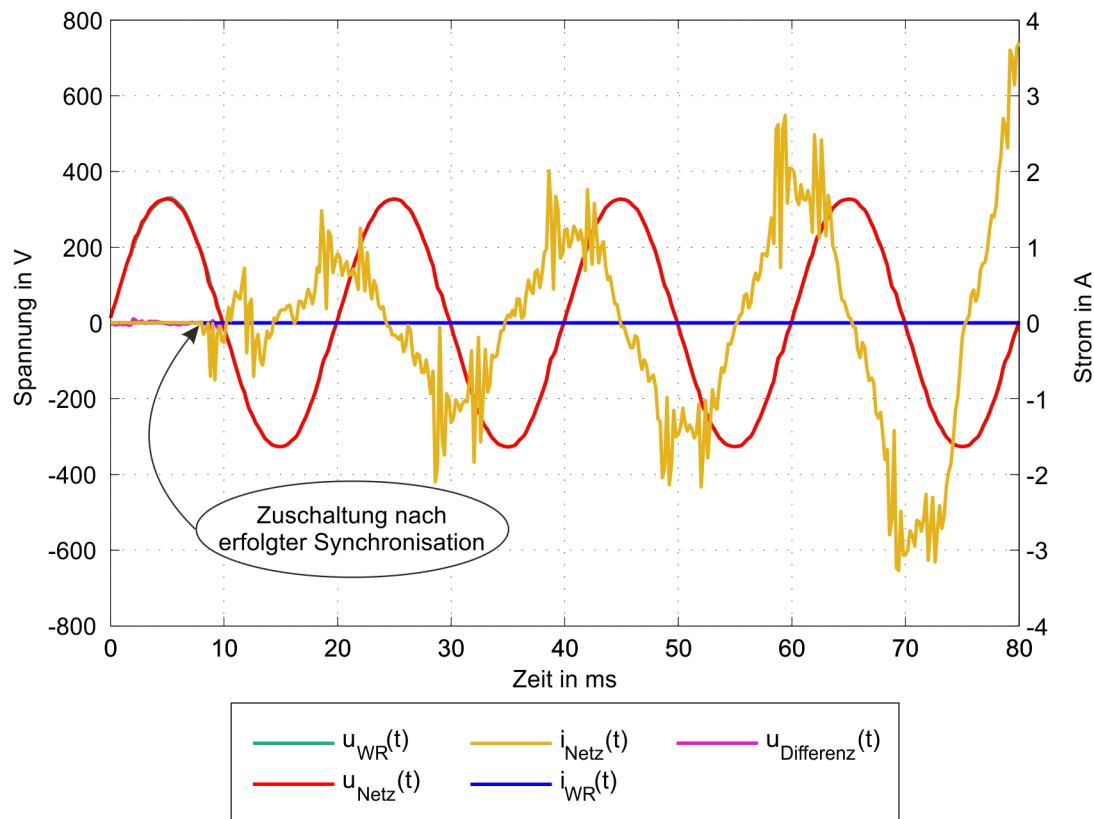


Abbildung 5.4: Strom- und Spannungsverläufe beim Zuschaltvorgang des WR ans Netz

Der aus dem Netz bezogene Strom steigt langsam an, bis die eingestellte Grenze des Ladestroms bzw. der Maximalwert des derzeitigen Ladeprogrammes erreicht wird an.

5.3 Entkopplung vom Netz

Wird eine der Grenzen, bezogen auf die Parameter Strom und Spannung, verletzt, so erfolgt eine sofortige Trennung vom Netz. Nach dieser Trennung wird, wie vor dem Zuschalten, ständig die Netzspannung kontrolliert und nach dem Anliegen der korrekten Netzspannung eine erneute Synchronisation eingeleitet; diese Gegebenheit wurde anhand einer Messung überprüft. Über einen Stelltrafo wurde die Netzspannung herunter/heraufgeregelt und es kam zum Wegschalten des Wechselrichters beim Über- bzw. Unterschreiten der Netzspannungsgrenzen.

5.3.1 Fehlerfall - inselnetzseitiger KS

Im Folgenden wird geklärt, wie sich der WR bei Eintritt eines KS im Inselnetz verhält. Dieser Fall wurde, wie in der Abbildung 5.1 dargestellt, überprüft. Dabei konnten folgende Messdaten aufgenommen werden:

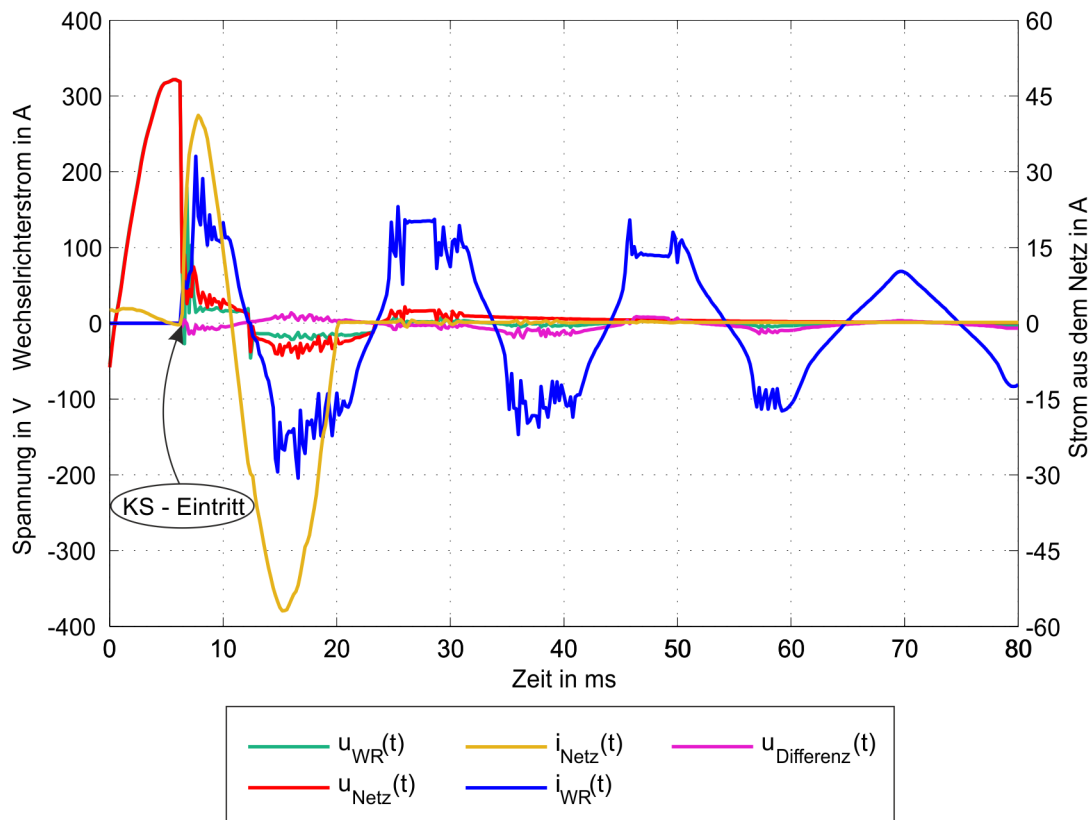


Abbildung 5.5: Strom- und Spannungsverläufe im KS-Fall beim Betrieb des WR am Netz

In Abbildung 5.5 ist besonders auf die unterschiedliche Skalierung des Netzstroms und des Wechselrichterstroms zu achten. Wie aus der Abb. 5.5 deutlich wird, kommt es bereits nach 13,8 ms nach Fehlereintritt zur Trennung vom Netz. Der aufgenommene Strom aus dem Netz (i_{Netz}) erreicht dabei einen Spitzenwert von -56,9 A. Dieser Wert wurde auch bei weiteren Versuchen nie überschritten. Im Betriebshandbuch ist ebenfalls ein Wert von 56 A für die maximale Belastung des Transferrelais (dient zur Kopplung zwischen Netz/Generator und dem Inselnetz) angegeben. Daraus ist zu schließen, dass es sich hierbei um eine Schutzfunktion des WR (Abregeln/Abschalten des „Transferstroms“) handelt. Weiters kann daraus abgeleitet werden, dass im Kurzschlussfall maximal ein Strom von 56 A kurzzeitig (10 - 15 ms) zusätzlich zur Verfügung steht. Der Kurzschlussstrom

$\hat{i}_{WR,KS}$ des WR erhöht sich dem entsprechend von 164 A auf 220 A. Der Stromverlauf $i_{WR}(t)$ (blau, Abb. 5.5) bildet sich aus der Summe des Netzstroms und des vom WR aus der Batterie gelieferten Stroms. Dieser Summenstrom ($I_{WR,KS} + I_{Netz,KS}$) speist auf die Fehlerstelle. Daher ist nur eine geringfügige Verbesserung hinsichtlich dem Auslöseverhalten von Überstromschutzeinrichtungen im, an das öffentliche Netz gekoppelte, Inselnetz zu erwarten. Dies begründet sich dadurch, dass der Kurzschlussstrom $\hat{i}_{WR,KS}$, der im Fehlerfall zu Verfügung steht, nicht wesentlich angehoben wird (+56 A / 1 Periode).

Die Netzspannung geht kurz nach der Entkopplung des Netzes vom WR auf Null zurück. Dies erfolgt durch die Auslösung des netzseitigen Leitungsschutzschalter B13, welcher rein als Schutzobjekt für den vorgeschalteten Trenntrafo dient. Ohne dem LSS B13 würde die Netzspannung weiterhin am WR anliegen, trotzdem sind das Inselnetz und das öffentliche Netz entkoppelt.

5.3.2 Im Fehlerfall - Netzseitig

Diese Art des Fehlers wurde nicht messtechnisch überprüft, da für einen netzseitigen KS ein wesentlich robusterer Trenntrafo notwendig wäre, um einen KS ohne Beschädigung des Trafos einzulegen. Es ist aber davon auszugehen, dass sich der WR bei einem derartigen Spannungseinbruch auf der Netzseite sofort vom Netz trennt. Dies ist damit zu begründen, dass die Netzspannung bei einem Spannungseinbruch außerhalb der vorgegebenen Grenzen liegt und es dadurch immer zu einer Trennung (innerhalb weniger ms) kommt.

6 Schlussfolgerungen

Schutzkonzepte für Inselnetze müssen zukünftig an die neuen Herausforderungen, wie z.B. Auslösen der Überstromschutzeinrichtung mit Hilfe der zur Verfügung stehenden Kurzschlussleistung, selektives Abschalten von Inselnetzteilen, angepasst werden. Bei der Auswahl der Sicherheitseinrichtungen ist erhöhte Aufmerksamkeit bezüglich der Anpassung an den verwendeten Inselwechselrichter notwendig, um in jedem möglichen Fall einen sicheren und selektiven Schutz zu gewährleisten.

Aufgrund der unterschiedlichen Typen und deren Qualitätsunterschiede verschiedener Wechselrichterhersteller, kann keine generelle Aussage über die Funktionstüchtigkeit von FI-Schutzschaltern und Schutzeinrichtungen im Inselnetzbetrieb getroffen werden. Grund dafür ist das Verhalten des WR, welches sehr stark von den internen Regelungsmechanismen abhängig ist (Abschaltung im Kurzschlussfall bzw. Dauer des maximal lieferbaren Stroms, Schnelligkeit der internen Umschaltungen etc.). Für die Auswahl eines geeigneten FI-Schutzschalters ist insbesondere drauf zu achten, ob ein Transformator im WR integriert ist. Um bei mehreren Abgängen im Inselnetz die Selektivität der Überstromschutzschalter zu gewährleisten, ist gemäß den durchgeführten Messungen ein Leitungsschutzschalter mit Charakteristik E (16 A) für den Hauptabgang des WR vorzusehen. Nur mit diesem Typ konnte bei den Untersuchungen Selektivität sowohl in Last- als auch in Kurzschlussfällen erreicht werden. Bezüglich der Schutzmaßnahmen gegen elektrischen Schlag ist in erster Linie auf die Betriebsanweisung des WR zu verweisen. Finden sich dort keine entsprechenden Anweisungen (wie beim verwendeten SI 5048), so müssen Informationen vom Hersteller dazu eingeholt werden, um eine Inselanlage, welche den heutigen Normen und Vorschriften entspricht, aufzubauen.

Kritisch zu betrachten ist auf jeden Fall die automatische Wiedereinschaltung des WR nach einer Abschaltung aufgrund eines Fehlers. Diese Einstellung kann im Menü des WR geändert werden, sollte aber, aus Gründen der Sicherheit, grundsätzlich gar nicht möglich sein. Beim Auftreten einer kurzfristigen Überlastung des Wechselrichters kommt es so u.U. zur Gefährdung von Personen.

Weiterführend sind Messungen in realen Inselnetzen durchzuführen, da verschiedene Einflüsse (z.B. Leitungslängen, Erdungsverhältnisse) im Labor nur unzureichend nachgebildet werden können.

7 Anhang

7.1 Weitere Messergebnisse

7.1.1 Ermittlung der Erdungsverhältnisse des WR

Noch vor der Inbetriebnahme der WR-Einheit und des Versuchsaufbaus (bestehend aus Moduleinschüben und einem mobilen Experimentierstand), wurde eine Messung zur Kontrolle der Erdungsverhältnisse durchgeführt.

Messstellen	Spannung in mV
PE (Aufbau) - PE (1F11 Lab.-FI-Steckdosenkreis)	135,00
PE (Aufbau) - PW (Wechselrichter)	0,40
PE (Aufbau) - Heizkörper	0,34

Tabelle 7.1: Erdungsverhältnisse im Sinne einer Nullmessung

Messstelle	Widerstand in Ω
PE (Wechselrichter) - Heizkörper	0,35
PE (Wechselrichter) - prov. Erdung Versuchswagen	3,00

Tabelle 7.2: Bestimmung der Erdungsverhältnisse durch Messung der Übergangswiderstände

Die gemessenen Übergangswiderstände aufgrund der Beschichtung (des Aufbaus und der Modulschienen) sind ebenfalls relativ groß.

7.1.2 Vorbereitende Messungen am SI 5048

Um Auskunft darüber zu erlangen welche Potentiale am WR sowohl im Betrieb am Netz als auch im Inselnetzbetrieb anliegen, wurden alle Spannungen am WR gemessen. Ebenso sollen diese Messungen Aufschluss darüber geben, ob sich etwaige Kondensatoren für Filtermaßnahmen am Ein- bzw. Ausgang des WR befinden.

Spannungsmessungen am Wechselrichter; N & PE sind inselnetzseitig nicht verbunden! (Bat SOC: 84,4%)											
ohne # in V ~ am # in V ~		+ Batt			- Batt			N		L	
ohne # in V ~ am # in V ~	ohne # in V = am # in V =										
	+ Batt	-	-	x	x	x	x	x	x	x	x
	- Batt	0,05	49,67	-	-	-	-	-	-	-	-
		0,19	52,04	-	-	-	-	-	-	-	-
	N	35,47	47,68	35,46	0,08 wird kleiner	-	-	-	-	-	-
		0,77	51,00	0,80	0,01 schwankt	-	-	-	-	-	-
	L	195,00	47,77	195,00	0,02 wird größer	230,32	0,04	-	-	-	-
		227,00	51,28	227,35	24,8/123 gepulst	229,90	0,07	-	-	-	-
	PE	0,22	45,00 wird kleiner	0,22	0,00	35,28	0,13	195,05	0,09	-	-
		0,51	51,25	0,51	0,01 schwankt	1,49	0,03	229,75	0,05 schwankt	-	-
= ... Gleichspannung ~ ... Wechselspannung # ... Betrieb am öffentlichen Netz											

Spannungsdifferenz: WR am Netz im Vergleich zum Inselnetzbetrieb bezogen auf die oben angeführten Messungen											
AC Differenzspannung in V		+ Batt			- Batt			N		L	
ohne # in V ~ am # in V ~	ohne # in V = am # in V =										
	+ Batt	-	-	x	x	x	x	x	x	x	x
	- Batt	-0,14	-2,37	-	-	-	-	-	-	-	-
	N	-0,77	-3,32	34,66	0,07	-	-	-	-	-	-
	L	-227,00	-3,51	-32,35	-27,78	0,42	-0,04	-	-	-	-
	PE	-0,51	-6,25	-0,29	0,00	33,79	0,10	-34,70	0,00	-	-

Abbildung 7.1: Messwerttabelle - Spannungsverhältnisse am WR SI 5048

7.1.3 Auswertung der Event-Log-Files des SI 5048

Log - Parameter:		
TimeStamp	Uhrzeit	
HsTmp (Max)	*	in °C
TrfTmp (Max)	Trafo Temperatur max	in °C
BatTmp (Max)	Batterietemperatur	in °C
BatSoc (Avg)	Batterie State of Capacity	in %
Soh (Avg)	Batterie State of Health	in %
BatSocErr (Avg)	geschätzter Fehler des Ladezustands	in %
BatVtg (Min)	Batteriespannung min	in V
BatVtg (Max)	Batteriespannung max	in V
BatVtg (Avg)	Batteriespannung average	in V
BatChrgVtg (Avg)	Batterie Ladespannung	in V
TotBatCur (Min)	Batteriestrom min	in A
TotBatCur (Max)	Batteriestrom max	in A
TotBatCur (Avg)	Batteriestrom average	in A
InvVtg (Min)	Wechselrichterspannung min	in V
InvVtg (Max)	Wechselrichterspannung max	in V
InvVtg (Avg)	Wechselrichterspannung average	in V
InvFrq (Min)	Wechselrichterfrequenz min	in Hz
InvFrq (Max)	Wechselrichterfrequenz max	in Hz
InvFrq (Avg)	Wechselrichterfrequenz average	in Hz
InvCur (Max)	Wechselrichterstrom	in A
InvPwrAt (Min)	Aktuelle Wirkleistung min	in kW
InvPwrAt (Max)	Aktuelle Wirkleistung max	in kW
InvPwrAt (Avg)	Aktuelle Wirkleistung average	in kW
InvPwrRt (Min)	Aktuelle Wirkleistung min	in kVAr
InvPwrRt (Max)	Aktuelle Blindleistung max	in kVAr
InvPwrRt (Avg)	Aktuelle Blindleistung average	in kVAr
ExtVtg (Min)	Spannung ext. Quellen min	in V
ExtVtg (Max)	Spannung ext. Quellen max	in V
ExtVtg (Avg)	Spannung ext. Quellen average	in V
ExtVtgTrueRMS (Min)	Spannung ext. Quellen Effektivwert min	in V
ExtVtgTrueRMS (Max)	Spannung ext. Quellen Effektivwert max	in V
ExtVtgTrueRMS (Avg)	Spannung ext. Quellen Effektivwert average	in V
ExtFrq (Min)	Frequenz ext.Quellen min	in Hz
ExtFrq (Max)	Frequenz ext.Quellen max	in Hz
ExtFrq (Avg)	Frequenz ext.Quellen average	in Hz
ExtCur (Max)	Maximalstrom ext.Quelle am Master	in A
extPwrAt (Min)	Wirkleistung ext. Quelle min	in kW
ExtPwrAt (Max)	Wirkleistung ext. Quelle max	in kW
ExtPwrAt (Avg)	Wirkleistung ext. Quelle average	in kW
ExtPwrRt (Min)	Wirkleistung ext. Quelle min	in kVAr
ExtPwrRt (Max)	Blindleistung ext. Quelle max	in kVAr
ExtPwrRt (Avg)	Blindleistung ext. Quelle average	in kVAr
GnStt	Generatorzustand	-
Rly1Stt	Zustand Relais 1	-
Rly2Stt	Zustand Relais 2	-
RmgTmEqu (Min)	Verbleibende Zeit bis zur nächsten Ausgleichladung	d
RmgTmFul (Min)	Verbleibende Zeit bis zur nächsten Vollladung	d
AptTmRmg	verbleibende Absorptionszeit	hhmmss
AhCntOut	Zähler für Amperestunden Batterieentladung	Ah

Des Weiteren werden auch noch die Parameter der Slave – Geräte angezeigt.

*) keine weiteren Informationen vorhanden

Abbildung 7.2: Index der Parameterliste zur Auswertung des LogData-Files

 # S15048 - Log Data # SN : 1260004933 #
 #####

TimeStamp	HsTmp (Max)	TrfTmp (Max)	BatTmp (Max)	Batsoc (Avg)	Soh (Avg)	BatsocErr (Avg)	BatVtg (Min)	BatVtg (Max)	BatVtg (Avg)	BatChrvtg (Avg)	TotBatCur (Min)	TotBatCur (Max)	TotBatCur (Avg)	InvVtg (Min)	InvVtg (Max)	InvVtg (Avg)	InvFrg (Min)	InvFrg (Max)	InvFrg (Avg)	InvCur (Max)	InvPwrAt (Min)	InvPwrAt (Max)	InvPwrAt (Avg)	InvPwrRt (Min)	InvPwrRt (Max)
hh:mm	degC	degC	degC	%	%	%	V	V	V	V	A	A	A	V	V	V	Hz	Hz	Hz	A	KW	KW	KW	kVA	kVA
11:01	24,0	24,0	23,9	49,3	100,0	52,1	48,5	50,3	49,9	54,8	0,1	19,4	2,2	229,6	230,3	230,0	49,8	50,2	50,0	4,9	0,0	1,1	0,1	-0,2	-0,2
11:02	24,0	24,0	23,9	49,2	100,0	52,1	50,0	50,0	50,0	54,8	1,3	1,4	1,3	230,0	230,0	230,0	50,0	50,0	50,0	1,0	0,1	0,1	0,1	-0,2	-0,2
11:03	24,0	24,0	23,9	49,2	100,0	52,1	48,4	50,2	49,7	54,8	0,1	23,1	4,6	229,6	230,1	230,0	49,8	50,0	50,0	4,9	0,0	1,1	0,2	-0,2	-0,2
11:04	24,0	24,0	23,9	49,1	100,0	52,1	48,4	50,3	49,7	54,8	0,1	23,1	4,8	229,9	230,1	230,0	50,0	50,2	50,0	4,7	0,0	1,1	0,1	-0,2	-0,2
11:05	24,0	24,0	23,9	49,1	100,0	52,1	50,1	50,3	50,2	54,8	0,1	1,3	0,4	229,9	230,0	230,0	50,0	50,0	50,0	1,0	0,0	0,1	0,0	-0,2	-0,2
11:06	24,0	24,0	23,9	49,0	100,0	52,1	47,4	50,1	49,2	54,8	1,3	36,1	10,9	229,8	230,1	230,0	49,8	50,1	50,0	9,0	0,1	2,1	0,5	-0,2	-0,2
11:07	24,0	24,0	23,9	48,8	100,0	52,1	48,4	50,0	49,8	54,8	1,3	23,1	2,9	229,9	230,2	230,0	50,0	50,2	50,0	4,7	0,1	1,1	0,1	-0,2	-0,2
11:08	25,0	24,0	23,9	48,7	100,0	52,1	47,4	50,0	48,5	54,8	1,3	45,8	24,8	229,5	230,1	230,0	49,8	50,0	50,0	9,0	0,1	2,1	1,1	-0,2	-0,2
11:09	26,0	24,0	24,0	48,0	100,0	52,1	47,3	49,7	47,5	54,8	1,2	45,7	41,2	229,7	230,2	230,0	49,6	50,3	50,0	9,0	0,0	2,1	1,8	-0,2	-0,2
11:10	26,0	25,0	24,0	47,3	100,0	52,1	47,2	47,3	47,3	54,8	42,2	45,8	45,6	230,0	230,0	230,0	50,0	50,0	50,0	8,8	2,0	2,0	2,0	-0,2	-0,2
11:11	27,0	25,0	24,0	46,6	100,0	52,1	47,2	47,3	47,2	54,8	45,8	45,9	45,8	230,0	230,0	230,0	50,0	50,0	50,0	8,7	2,0	2,0	2,0	-0,2	-0,2

TimeStamp	InvPwrRt (Avg)	ExtVtg (Min)	ExtVtg (Max)	ExtVtg (Avg)	ExtVtgTrueRMS (Min)	ExtVtgTrueRMS (Max)	ExtVtgTrueRMS (Avg)	InvFrg (Min)	ExtFrg (Max)	ExtFrg (Avg)	ExtCur (Max)	ExtPwrAt (Min)	ExtPwrAt (Max)	ExtPwrAt (Avg)	ExtPwrRt (Min)	ExtPwrRt (Max)	ExtPwrRt (Avg)	Gnst	R1y1Stt	R1y2Stt	RmgTmEqu (Min)	RmgTmFul (Min)	AptTrmRng	AhCntOut
hh:mm	kVA	V	V	V	V	V	V	Hz	A	Hz	A	kVA	kVA	kVA	kVA	kVA	kVA				d	d	hhmmss	Ah
11:01	-0,2	19,3	1,2	0,1	19,9	1,2	19,9	0	0,1	0	0,1	0	0	0	0	0	0	1	1	2	179,8	13,8	04:39:43	4
11:02	-0,2	0,1	0,4	0,2	0,1	0,5	0,2	50,0	0	0	0,1	0	0	0	0	0	0	1	1	3	179,8	13,8	04:39:43	4
11:03	-0,2	0,1	0,3	0,2	0,1	0,5	0,2	49,8	0	0	0,1	0	0	0	0	0	0	1	1	4	179,8	13,8	04:39:43	4
11:04	-0,2	0,1	3,0	1,4	0,1	3,1	1,5	50,0	0	0	0,1	0	0	0	0	0	0	1	1	5	179,8	13,8	04:39:43	4
11:05	-0,2	0,2	3,0	2,1	0,1	3,1	2,1	50,0	0	0	0,1	0	0	0	0	0	0	1	1	6	179,8	13,8	04:39:43	4
11:06	-0,2	0,1	0,3	0,2	0,1	0,4	0,2	49,8	0	0	0,1	0	0	0	0	0	0	1	1	7	179,8	13,8	04:39:43	4
11:07	-0,2	0,1	0,3	0,2	0,1	0,4	0,2	50,0	0	0	0,1	0	0	0	0	0	0	1	1	8	179,8	13,8	04:39:43	4
11:08	-0,2	0,1	0,4	0,2	0,1	0,5	0,2	49,8	0	0	0,1	0	0	0	0	0	0	1	1	9	179,8	13,8	04:39:43	4
11:09	-0,2	0,1	0,4	0,2	0,1	0,6	0,2	49,6	0	0	0,1	0	0	0	0	0	0	1	1	10	179,8	13,8	04:39:43	5
11:10	-0,2	0,1	0,4	0,2	0,1	0,5	0,2	50,0	0	0	0,1	0	0	0	0	0	0	1	1	11	179,8	13,8	04:39:43	6
11:11	-0,2	0,2	0,4	0,2	0,1	0,5	0,2	50,0	0	0	0,1	0	0	0	0	0	0	1	1	12	179,8	13,8	04:39:43	7

* Min./Max./Avg ... Minimum-/Maximum-/Durchschnittswerte während einer Minute

Abbildung 7.3: Auszug aus einem LogData-File

7.2 Versuchsaufbau



Abbildung 7.4: Wechselrichter SI 5048 und modulares Inselnetzmodell zur Untersuchung der Schutzkomponenten

7.3 Kenndaten der verwendeten Komponenten

Messgeräte/Messmittel:

- DEWETRON 3010 mit Modulen:
 - DAQP-DMM 1 bis ± 1000 V
 - DAQP-V 0 bis ± 50 V
- Strommesszange FLUKE 80i-110s AC/DC (siehe Datenblatt)
100 A peak max. (100 mV/A bzw. 10 mC/A)
Current Probe mit Offset Abgleich
- Strommesszange CHAUVIN/ARNOUX:
Current Probe E6N 1-100 A/1 V
Input: 70 A AC; 100 A DC
Output: 10 mV–1 V / A
2 V Peak max.
- Strommesszange CHAUVIN/ARNOUX:
Current Probe E3N 10-100 A / 1 V
Input: 100A DC ... 100 kHz
Output: 100–10 mV / A
1 V Peak max.
(siehe: <http://www.chauvin-arnoux.com>)
- Strommesszange CHAUVIN/ARNOUX:
C148 Current Clamp
Input: 250 A; 500 A; 1000 A AC
Output: 20 mA/A; 10 mA/A; 5 mA/A
- Messshunt: 10 $\Omega \pm 1$ % (0934)
Einstellung im Kanalsetup: 1 V... 100 mA
- Multimeter GOSSEN METRAWATT
Metra HIT One PLUS Serial: RG2181 / RG2220

Verbraucher / Lasten:

- Glühlampe Philips 60 W

Leistungsaufnahme gemessen: $P = 60,11 \text{ W}$

Widerstandskennlinie der 60 W - Glühbirne

U_{AC} in V	I_{AC} in mA	$R_{\text{berechnet}}$ in Ω
2,90	35,30	82,15
6,03	54,40	110,85
13,05	74,20	175,88
14,44	76,80	188,02
28,85	97,30	296,51
47,70	119,50	399,16
65,00	138,30	469,99
225,80	263,40	857,25

Tabelle 7.3: Messwerttabelle für die Widerstandskennlinie einer 60 W - Glühbirne

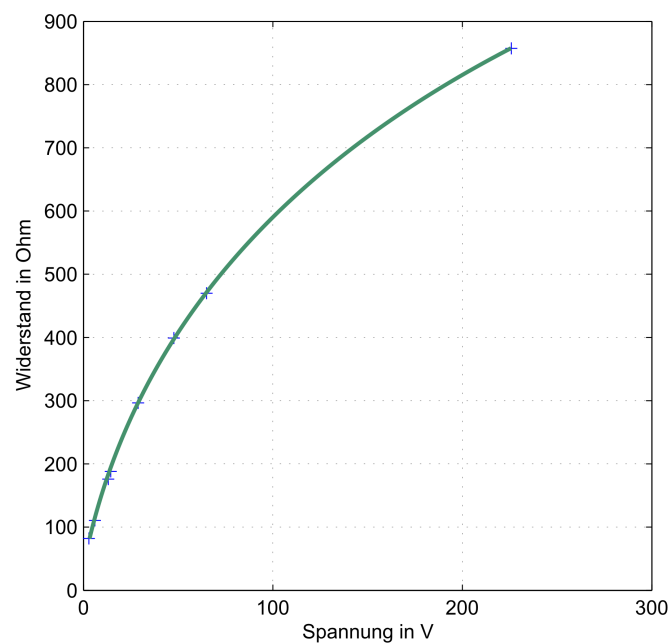


Abbildung 7.5: Widerstandskennlinie einer 60 W - Glühbirne

- LED Lampe Philips 7 W / 350 lm / white warm / 45 mA

Leistungsaufnahme gemessen:

$$P = 6,01 \text{ W}, Q = 8,26 \text{ W}$$

Typische Stromaufnahme einer LED-Lampe:

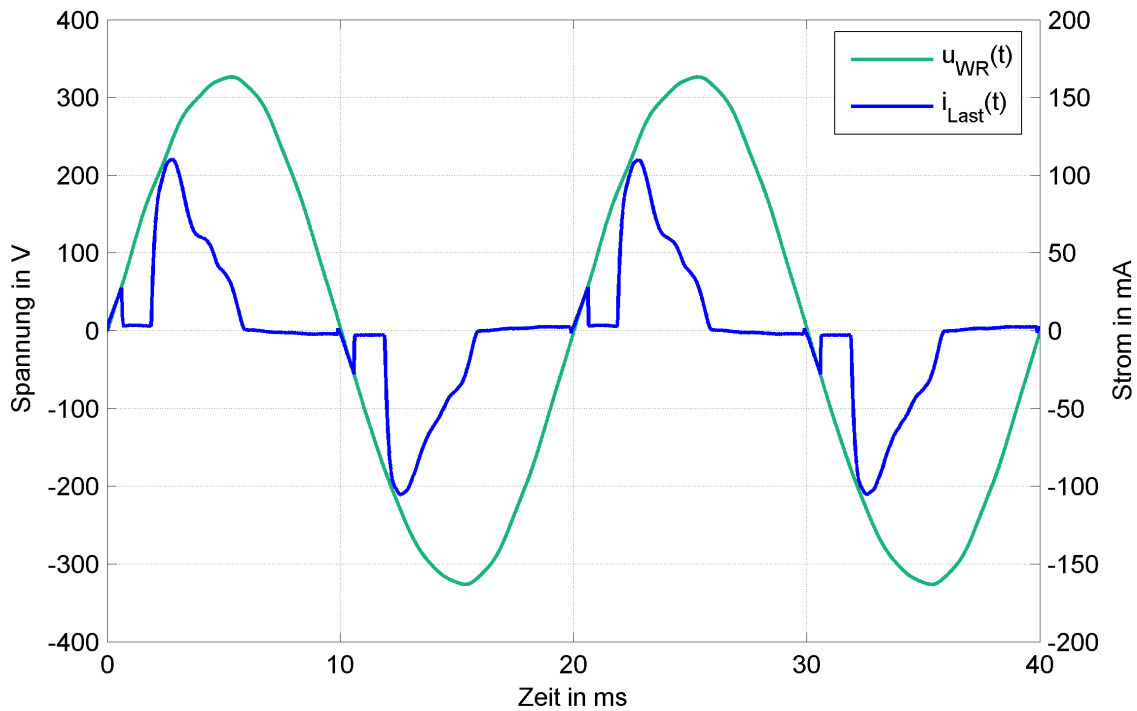


Abbildung 7.6: Stromaufnahme einer LED-Lampe 8 W

OS	f in Hz	U_{eff} in V	in % des U_{RMS}	zul. OS in % TOR [17]
1	50	229,00	99,56	-
3	150	2,47	1,07	5,00
5	250	1,14	0,50	6,00
7	350	0,42	0,18	5,00
9	450	0,50	0,22	1,50
11	550	0,76	0,33	3,50

Tabelle 7.4: Erzeugte Oberschwingungen einer LED-Lampe bei $U_{\text{RMS}} = 230,00 \text{ V}$ und Speisung über den WR

- Electronic Dimmer Kopp 40...200 W

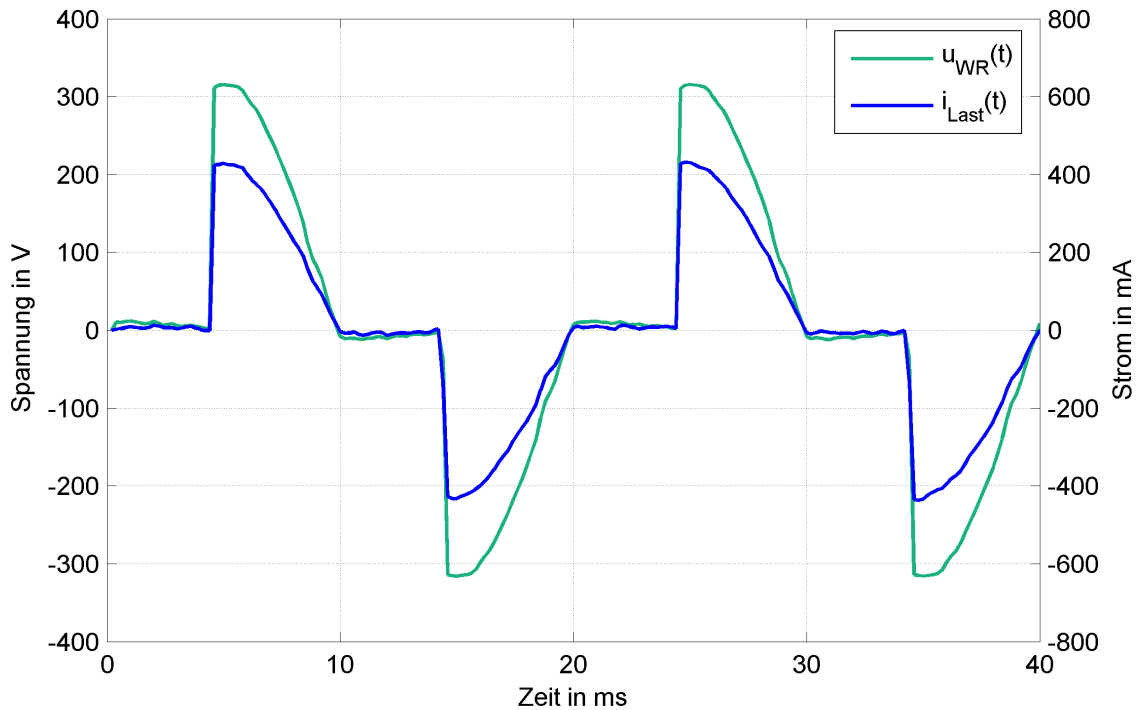


Abbildung 7.7: Stromaufnahme einer 60 W Glühbirne bei Ansteuerung über einen Dimmer

- Energiesparlampe Philips Tornado Esaver 8 W / CDL865
Leistungsaufnahme gemessen:
 $P = 7,9 \text{ W}$, $Q = 9,5 \text{ var}$
- Energiesparlampe BaseTech 11 W / 95 mA / Typ: 32001
Leistungsaufnahme gemessen:
 $P = 11,00 \text{ W}$, $Q = 15,15 \text{ var}$
Typische Stromaufnahme Energiesparlampe BaseTech 11 W:

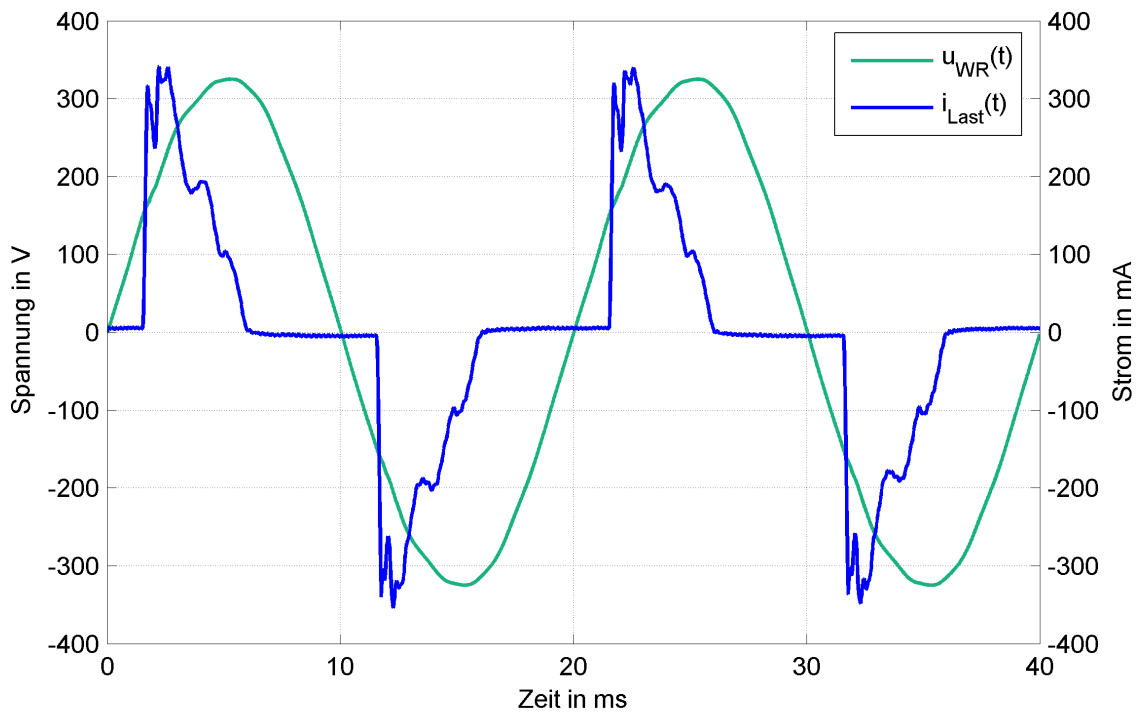


Abbildung 7.8: Stromaufnahme einer Energiesparlampe mit 11 W

OS	f in Hz	U_{eff} in V	in % der U_{RMS}	zul. OS in % TOR [17]
1	50	229,00	99,57	-
3	150	2,67	1,16	5,00
5	250	1,18	0,51	6,00
7	350	0,11	0,05	5,00
9	450	0,79	0,34	1,50
11	550	0,00	0,00	3,50

Tabelle 7.5: Erzeugte Oberschwingungen einer Energiesparlampe bei $U_{\text{RMS}} = 230 \text{ V}$ und Speisung über den WR

Bemerkungen zu den Messungen und der Analyse der Oberschwingungsanteile:

Linienauflösung = 2048 ($df = 20,3 \text{ Hz}$)

Fenstertyp = Hanning

Amplitude = RMS

Berechnet man den Effektivwert U_{RMS} aus den Effektivwerten der Oberschwingungsanteile U_{eff} so ergibt sich ein kleiner Fehler. Dieser ist darauf zurückzuführen, dass noch weitere (sehr geringe) Oberschwingungsanteile vorhanden sind (in der Tabelle nicht angeführt) und durch die FFT-Berechnung, je nach Parametrierung, ein gewisser Fehler entsteht.

- Lichter-Kette: 10 Stk. Energiesparlampen vom Typ Tornado ESaver
- Lichter-Kette: 10 Stk. Energiesparlampen vom Typ BaseTech

Gemessene Leistungsaufnahme:

$$P = 99,7 \text{ W}, Q = 143,9 \text{ var}$$

OS	f in Hz	U_{eff} in V	in % der U_{RMS}	zul. OS in % TOR [17]
1	50	230,20	99,94	-
3	150	4,75	2,06	5,00
5	250	3,60	1,56	6,00
7	350	3,29	1,43	5,00
9	450	2,24	0,97	1,50
11	550	1,73	0,75	3,50

Tabelle 7.6: Erzeugte OS von 10 Energiesparlampen bei $U_{RMS} = 230,34 \text{ V}$ und Speisung über den WR

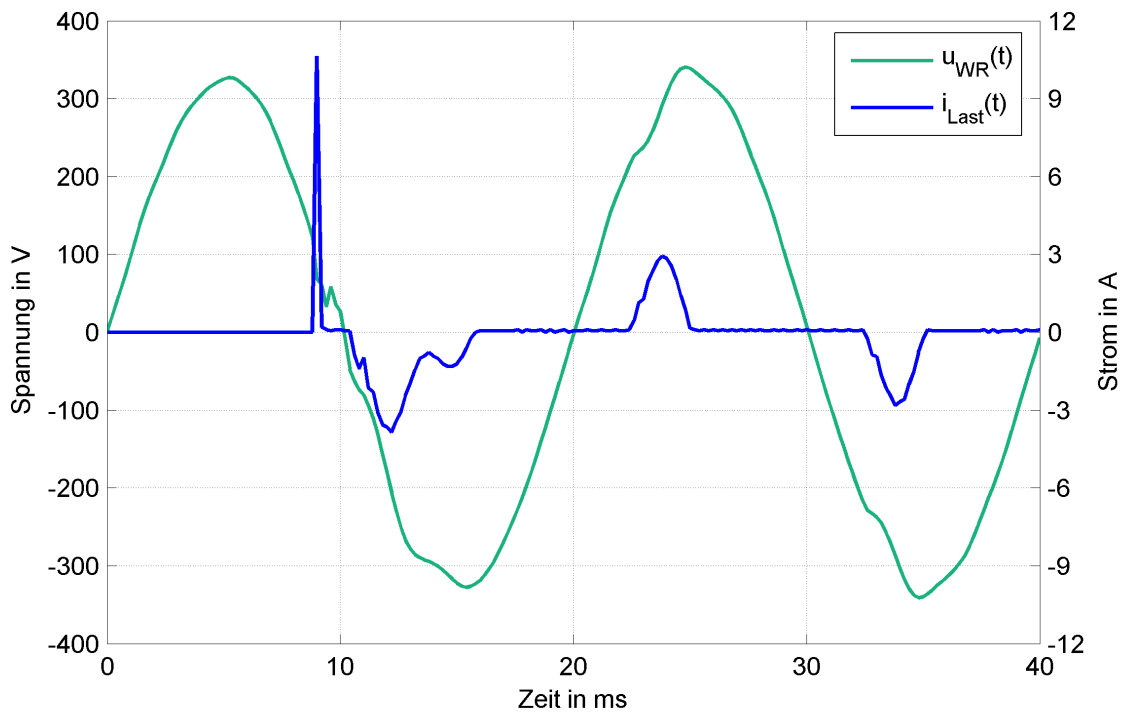


Abbildung 7.9: Einschaltvorgang und Auswirkung von 10 Energiesparlampen auf die Inselnetzspannung u_{WR}

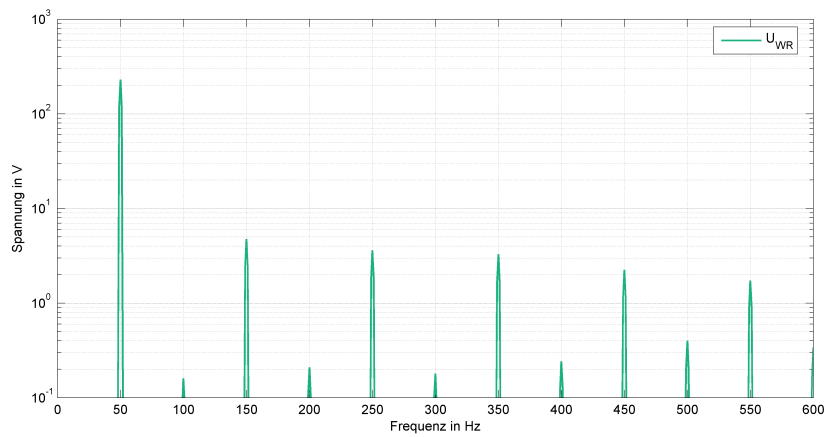


Abbildung 7.10: FFT der Wechselrichterspannung beim Betrieb von 10 Energiesparlampen (U_{RMS} bei 50 Hz = 230, 20 V)

- Heizlüfter HELLER HL585, 2000 W, 2 Stufen
Gemessene Leistungsaufnahme:
Lüfter: $P = 12,1 \text{ W}$, $Q = 15,2 \text{ var}$
St.I: $P = 970,0 \text{ W}$, $Q = 17,5 \text{ var}$
St.II: $P = 1870,3 \text{ W}$, $Q = 19,5 \text{ var}$

- Halogenheizgerät: Halogen Heater
Ningbo Jasun Electrical Appliance Co., Ltd. JSNB-120Y4 (TÜV/GS/CE)
Gemessene Leistungsaufnahme: $\cos \varphi = 1$;
Stufe I: $P = 390,0 \text{ W}$; $Q = 13,9 \text{ var}$
Stufe II: $P = 780,6 \text{ W}$; $Q = 14,0 \text{ var}$
Stufe III: $P = 1160,2 \text{ W}$; $Q = 11,1 \text{ var}$

- Kenndaten Trafo:
 - 3-Schenkeltrafo
 - $U_N = 230 \text{ V}$ (AP-EP)
 - $I_N = 15,1 \text{ A}$ (AP-EP)
 - $S = 10,42 \text{ kVA}$

- Brückengleichrichter: GBPC 12 A

Schutzkomponenten:

- FI-Schutzschalter:
 - Schrack, $I_{\Delta n} = 30 \text{ mA}$, $I_n = 25 \text{ A}$, zweipol., AC
 - Schrack, $I_{\Delta n} = 30 \text{ mA}$, $I_n = 25 \text{ A}$, zweipol., AC, G (verzögert 10 ms)
 - Schrack, $I_{\Delta n} = 100 \text{ mA}$, $I_n = 40 \text{ A}$, vierpol., A, S (selektiv 40 ms)

- Leitungsschutzschalter:
 - ABB, B13, dreipolig, S261,
 - Schrack, B6, einpolig, BMS0
 - Schrack, B10, einpolig, BMS0
 - Schrack, B13, einpolig, BMS0
 - Schrack, B16, einpolig, BMS0

- Sicherungen Ferraz Shawmut
 - 6 A: DIIGG50V6 500V gl/gG
 - 10 A: DIIGG50V10 500V gl/gG
 - 16 A: DIIGG50V16 500V gl/gG
 - 25 A: DIIGG50V25 500V gl/gG

Versorgungskomponenten:

- Wechselrichter Sunny Island 5048: Serien Nr. 1260004933F
 - $U_{\text{DC nom}} = 48 \text{ V}$
 - $I_{\text{DC nom}} = 120 \text{ A}$
 - $V_{\text{AC nom}} = 230 \text{ V}$
 - $f_{\text{AC nom}} = 50 \text{ Hz}$
 - $P_{\text{nom}} = 5000 \text{ W}$
 - $I_{\text{AC out nom}} = 21,7 \text{ A}$
 - $I_{\text{AC in max}} = 56 \text{ A}$

- CE-geprüft

OS	f in Hz	U_{eff} in V	in % von U_{RMS}	zul. OS in % TOR [17]
1	50	229,80	99,74	-
3	150	2,10	0,43	5,00
5	250	1,20	0,52	6,00
7	350	0,30	0,13	5,00
9	450	0,40	0,17	1,50
11	550	0,20	0,08	3,50

Tabelle 7.7: Erzeugte OS des Wechselrichters im Leerlauf bei $U_{\text{RMS}} = 230,40 \text{ V}$, $U_{\text{Batt}} = 50,40 \text{ V}$

- Grenzwerte für Spannung und Frequenz (voreingestellt und manuell änderbar):

Parameter	min.	nom.	max.
Wechselrichter U_{WR} in V	202,0	230,0	253,0
Wechselrichter f_{WR} in Hz	45,0	50,0	55,0
Netzspannung U_{Netz} in V	184,0	230,0	264,5
Netzfrequenz f_{Netz} in Hz	47,5	50,0	50,2
Generatorspannung U_{Gen}	172,5	230,0	250,0
Generatorfrequenz f_{Gen}	44,6	50,0	60,0

Tabelle 7.8: Grenzwerte (voreingestellt) für Spannung und Frequenz [14]

- Batterien: 4 x Varta 12 V (in Serie), 60Ah, GTV2
- Omicron CMC 256 - Prüfeinrichtung für Schutzgeräte

Literaturverzeichnis

- [1] Mike Meinhardt, Michael Wollny, Alfred Engler: „*AC-gekoppelte Inselnetze zur Integration in wachsende Energieversorgungsstrukturen der Zukunft*“, Wissenschaftliche Veröffentlichung, 10/2010
- [2] Dierk Schröder: „*Leistungselektronische Schaltungen*“, Springer, Berlin-Heidelberg, 2008, ISBN 978-3-540-69300-0
- [3] ÖVE/ÖNORM E 8001-1: „*Errichtung von elektrischen Anlagen mit Nennspannung bis ~ 1000 V und $= 1500$ V*“, Ausgabe: 2010-03-01
- [4] ÖVE/ÖNORM E 2750: „*Photovoltaische Energieerzeugungsanlagen; Errichtungs- und Sicherheitsanforderungen*“, Ausgabe: 2004-11-01
- [5] ÖVE/ÖNORM EN 50272-2: „*Sicherheitsanforderungen an Batterien und Batterieanlagen - Teil 2*“, Ausgabe: 2003-12-01
- [6] ÖVE/ÖNORM EN 60269-1: „*Niederspannungssicherungen - Teil 1*“, Ausgabe: 2010-05-01
- [7] VDE 0664 DIN EN 61008-1: „*Fehlerstrom-/ Differenzstrom-Schutzschalter ohne eingebauten Überstromschutz (RCCBs) für Hausinstallationen und für ähnliche Anwendungen*“ Ausgabe: 2011-01-17
- [8] Schrack Technik, Ewald Leyrer: „*Der FI-Schalter, unser verkanntes Genie. Neue Funktionsmerkmale und Einsatzgebiete*“, Schrack Info-Tage 2007
- [9] Schrack, „*Technische Daten für Fehlerstromschutzschalter*“, www.schrack.at/produkte, S.148, 09.11.2010
- [10] Siemens AG, Niederspannungs-Schutzschalttechnik: „*Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen. Niederspannungs-Schutzschalttechnik-Fibel*“, 2009, www.siemens.de/beta

- [11] ABB: „*Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen*“, <http://www.abb.com>, Kapitel03-2011, 16.04.2011
- [12] Schrack: „*Technische Daten für Sicherungsautomaten*“, www.schrack.at/produkte, Kapitel_02, S.125f
- [13] Hager: „*Produktdatenblatt - Selektiver Leitungsschutzschalter*“, www.hager-tehalit.ch
- [14] SMA: „*Sunny Island 5048 Installations- und Bedienungsanleitung*“, Version 2.2
- [15] Thomas Wieland: „*Verhalten von Niederspannungs-Sychrongeneratoren im Fehlerfall*“, 04/2011
- [16] Ernst Schmautzer, Rudolf Woschitz: „*Vorlesungsskriptum - Sicherheit und Schutzmaßnahmen*“, TU Graz, 2001/2002
- [17] E.Control: „*Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen - Hauptabschnitt D2*“, Version 2.2, 2006
- [18] E.Control: „*Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen - Hauptabschnitt D4*“, Version 2.0, 2008
- [19] Klaus Heuck, Klaus-Dieter Dettmann, Detlef Schulz: „*Elektrische Energieversorgung*“, Vieweg, 7. Auflage, Wiesbaden, 2007, ISBN 978-3-8348-0217-0
- [20] Hager: „*Technischer Anhang - SLSS*“, <http://www.hager.de>, 07/2011
- [21] SMA: „*Technikkompndium 2; Solare Insel- und Backup- Versorgung*“, http://download.sma.de/smaproso/dateien/10040/Tech_OffGrid-ADE100810.pdf, 10/2010, Seite 14
- [22] Jörg Hoffmann: „*Taschenbuch der Messtechnik*“, Carl Hanser Verlag, Osnabrück, 1997, ISBN 3-446-22860-8