

IEAN



© fotopro - Fotolia.com

# Messung des Einflusses von niederfrequenten Strömen auf Dreiphasentransformatoren

Eine Masterarbeit von  
**Andreas Prohammer, B.Sc.**

Betreuer  
Dennis Albert, M. Sc.  
Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner

März 2020

Technische Universität Graz  
Institut für elektrische Anlagen und Netze  
Inffeldgasse 18/I  
8010 Graz  
Austria

**Institutsleiter**

Univ.-Prof. DDipl.-Ing. Dr.techn. Robert Schürhuber

**Betreuer**

Dennis Albert, M. Sc.

Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner

Eine Masterarbeit von  
Andreas Prohammer, B.Sc.

März 2020

## 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 31.03.2020

---

Andreas Prohammer

## **Danksagung**

Ich möchte mich an dieser Stelle bei all jenen bedanken, die mich bei der Erstellung dieser Arbeit unterstützt haben.

Besonderer Dank kommt meinem Betreuer Dennis Albert zu, der diese Masterarbeit betreut und korrigiert hat. Ohne tatkräftige Unterstützung bei den Messungen und den fachlichen Diskussionen wäre die Arbeit in dieser Form nicht zustande gekommen.

Außerdem möchte ich mich bei Herrn Prof. Renner bedanken, der diese Arbeit korrigiert und in mehreren Gesprächen mit seinem Fachwissen dazu beigetragen hat, die ein oder andere Problemstellung zu lösen.

Darüber hinaus möchte ich mich bei meinen Studienkollegen und den Assistenten am Institut für Elektrische Anlagen und Netze bedanken, deren Ratschläge und die Unterstützung bei den Messungen im Zuge dieser Arbeit stets hilfreich waren.

Ein besonderer Dank gilt meiner Freundin Vanessa für die emotionale und moralische Unterstützung im Laufe dieser Arbeit.

Zu guter Letzt gebührt mein Dank meiner Familie, die mir durch ihre Unterstützung dieses Studium ermöglicht haben.

## Abstract

Power transformers are fundamental components of energy transmission networks. External environmental impacts, such as geomagnetic disturbances (GMD), lead to low-frequency currents that cause problems in transformers and thus have a negative effect on the entire system or can even lead to a system blackout. The high and extra-high voltage network is particularly susceptible to these low-frequency currents due to its low-impedance and geographical extended structure.

In order to guarantee the security of supply, it is important to know the effects of low-frequency currents on power transformers.

In the present work the influence of DC and low-frequency currents on transformers is investigated. Methods are presented how low-frequency currents can be generated in the laboratory and their advantages and disadvantages are shown. Based on a real measurement setup with distribution transformers, measurements with superposition of direct currents on the high voltage side and low-frequency currents on the low voltage side are performed. The focus of this work is on the asymmetrical distribution of the low-frequency currents on the phases of the transformer. The measurements are analyzed regarding harmonics and power demand and the occurring effects are described and discussed.

## Kurzfassung

Leistungstransformatoren sind ein fundamentaler Bestandteil von Energieübertragungsnetzen. Äußere Umwelteinflüsse, wie geomagnetische Störungen (GMD), führen zu niederfrequenten Strömen, die Probleme in Transformatoren hervorrufen und sich dadurch negativ auf das Gesamtsystem auswirken, oder sogar zum Netzausfall führen können. Das Hoch- und Höchstspannungsnetz ist aufgrund der niederimpedanten und räumlich weit ausgedehnten Struktur besonders anfällig für diese niederfrequenten Ströme.

Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, ist es wichtig, die Effekte von niederfrequenten Strömen auf Leistungstransformatoren zu kennen.

In der vorliegenden Arbeit wird der Einfluss von Gleich- und niederfrequenten Strömen auf Transformatoren untersucht. Es werden Methoden vorgestellt, wie niederfrequente Ströme im Labor nachgebildet werden können und deren Vor- und Nachteile aufgezeigt. Anhand von einem realen Messaufbau mit Verteilnetztransformatoren werden Messungen mit Überlagerung von Gleichströmen auf der Hochspannungsseite und niederfrequenten Strömen auf der Niederspannungsseite durchgeführt. Der Fokus dieser Arbeit liegt dabei auf der asymmetrischen Verteilung der niederfrequenten Ströme auf die Phasen der Transformatoren. Die Messungen werden hinsichtlich Oberschwingungen und Leistungsbedarf ausgewertet und die auftretenden Effekte werden beschrieben und diskutiert.

## Symbolverzeichnis

$1U, 1V, 1W, N$	Klemmenbezeichnung Niederspannungsseite
$2U, 2V, 2W$	Klemmenbezeichnung Hochspannungsseite
$A_0$	Gleichanteil
$A_{Fe}$	Querschnittsfläche Eisenkern
$A_v, B_v$	Fourierkoeffizienten
$B$	Magnetische Flussdichte
$C$	Kondensator
$f$	Frequenz
$f(t)$	Periodische Funktion
$H$	Magnetische Erregung
$I$	Effektivwert des Stroms
$I_\mu$	Magnetisierungsstrom
$\hat{i}_1$	Spitzenwert des Stroms auf der Niederspannungsseite
$I_1, I_2$	Effektivwert des Stroms auf der Nieder- und Hochspannungsseite
$I_{DC}$	Gleichstrom
$I_{Fe}$	Eisenverluststrom
$\dot{i}_{L1}, \dot{i}_{L2}, \dot{i}_{L3}$	Phasenströme Niederspannungsseite
$\dot{i}_{L1,s}, \dot{i}_{L2,s}, \dot{i}_{L3,s}$	Phasenströme Hochspannungsseite
$I_{LL}$	Leerlaufstrom
$\dot{i}_{m1 T74}, \dot{i}_{m2 T74}, \dot{i}_{m3 T74}$	Magnetisierungsströme Transformator T74
$\dot{i}_{m1 T90}, \dot{i}_{m2 T90}, \dot{i}_{m3 T90}$	Magnetisierungsströme Transformator T90
$i_N$	Neutralleiterstrom Niederspannungsseite
$I_n$	Nennstrom
$l$	Länge des magnetischen Kreises
$L_{1\sigma}, L_{2\sigma}$	Streuinduktivitäten Nieder- und Hochspannungsseite
$L_h$	Hauptinduktivität
$N$	Neutralleiter Niederspannungsseite
$N_1, N_2$	Windungszahl Primär- und Sekundärwicklung
$N_w$	Windungszahl
$P$	Wirkleistung
$P_0$	Wirkleistung des Gleichanteils
$P_1$	Grundschiebungseffektivwert der Wirkleistung
$P_{LL}$	Leerlaufverluste
$Q$	Blindleistung
$R_1, R_2$	Wicklungswiderstand Niederspannungs- und Hochspannungsseite
$R_{Fe}$	Eisenverlustwiderstand
$R_{ges}$	Resultierender Widerstand im DC-Kreis auf der Hochspannungsseite

$R_m$	Magnetischer Widerstand
$R_w$	Wicklungswiderstand
$S$	Scheinleistung
$S_n$	Nennscheinleistung
$t$	Zeit
$U$	Effektivwert der Spannung
$\hat{U}$	Spitzenwert der Spannung
$\hat{u}$	Spitzenwert der Spannung auf der Niederspannungsseite
$\ddot{u}$	Übersetzungsverhältnis
$U_1, U_2$	Effektivwert der Primär- und Sekundärspannung
$u_k, u_s$	Bezogene Kurzschlussspannungen
$u_{L1}, u_{L2}, u_{L3}$	Phasenspannungen Niederspannungsseite
$u_{L1,s}, u_{L2,s}, u_{L3,s}$	Phasenspannungen Hochspannungsseite
$U_n$	Nennspannung
$u_{N-E}$	Neutralleiter-Erde Spannung Niederspannungsseite
$u_q$	Induzierte Spannung
$U_{U,p}, U_{V,p}, U_{W,p}, U_{UN,p}, U_{VN,p}, U_{WN,p}$	Spannungen an den Teilwicklungen der Zickzackschaltung
$U_{U,s}, U_{V,s}, U_{W,s}$	Spannungen an den Wicklungen der Sternschaltung
$V_{DC}$	Batteriespannung
$X_{1\sigma}, X_{2\sigma}$	Streureaktanz Primär- und Sekundärseite
$X_{2\sigma}'$	Streureaktanz Sekundärseite bezogen auf Primärseite
$X_h$	Hauptreaktanz
$Y_{zn}$	Schaltgruppe Transformator
$\Gamma$	Flächenabschnitt
$\Delta Q$	Blindleistungsdifferenz zwischen positiven und negativen Halbwelle des LFC
$v$	Harmonische
$\Phi$	Magnetischer Wechselfluss
$\varphi$	Phasenwinkel zwischen Strom und Spannung
$\Phi_{DC}$	Magnetischer Gleichfluss
$\omega_1$	Grundschwingungsfrequenz
$\mu$	Magnetische Permeabilität
$\mu_0$	Absolute Permeabilität; magnetische Feldkonstante
$\mu_r$	Relative Permeabilität

## Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating Current
Bat	Batterie
CME	Coronal mass ejections
DC	Direct current
FFT	Fast Fourier Transformation
GIC	Geomagnetically induced current
GMD	Geomagnetic disturbances
GPS	Global Positioning System
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HS	Hochspannungsseite
LFC	low frequency currents
Nr.	Nummer der Messung
NS	Niederspannungsseite
Ph	Phase
T74	Transformator Baujahr 1974
T90	Transformator Baujahr 1990
UW	Umspannwerk



## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung .....</b>	<b>1</b>
1.1	Motivation .....	1
1.2	Überblick über die Masterarbeit .....	1
<b>2</b>	<b>Theorie .....</b>	<b>3</b>
2.1	Niederfrequente Ströme (LFC) .....	3
2.1.1	Geomagnetisch induzierte Ströme (GIC) .....	3
2.1.1.1	Herkunft von GIC .....	3
2.1.1.2	Probleme und vergangene Vorfälle .....	5
2.1.2	Weitere Quellen für DC / LFC im elektrischen Netz .....	6
2.2	Transformator allgemein AC .....	7
2.2.1	Grundlagen .....	7
2.2.2	Magnetisierung .....	9
2.3	Auswirkungen von DC-Überlagerung auf den Transformator .....	10
2.3.1	Halbzyklussättigung .....	10
2.3.2	Oberschwingungen / Harmonische .....	11
2.3.3	Geräuschentwicklung .....	12
2.3.4	Leistungsbedarf .....	12
2.3.5	Thermische Verluste und Temperaturentwicklung .....	12
2.3.6	Anfälligkeit von Transformatoren gegenüber DC-Überlagerungen .....	13
<b>3</b>	<b>Sättigung von Transformatoren im Labor .....</b>	<b>15</b>
3.1	Allgemein .....	15
3.2	Sättigung über die Hochspannungsseite .....	16
3.2.1	Symmetrische Sättigung durch Gleichstrom zwischen den Sternpunkten von Transformatoren .....	16
3.2.2	Asymmetrische Sättigung durch Gleichstrom auf der Hochspannungsseite .....	16
3.3	Sättigung über die Niederspannungsseite .....	17
3.3.1	Symmetrische Sättigung durch Gleichstrom zwischen den Sternpunkten von Transformatoren .....	17
3.3.2	Asymmetrische Sättigung durch Gleichstrom oder niederfrequente Ströme auf der Niederspannungsseite .....	18

3.4	Flussverhältnisse im Transformator bei Gleichstrom auf der Hochspannungsseite.....	18
<b>4</b>	<b>Messungen und Auswertung.....</b>	<b>21</b>
4.1	Beschreibung der Transformatoren .....	21
4.2	Versuchsaufbau .....	22
4.3	Versuche mit DC-Überlagerung auf der Hochspannungsseite .....	25
4.3.1	Übersicht.....	25
4.3.2	Einprägen eines Gleichstroms in einer Phase .....	26
4.3.3	Einfluss von unterschiedlichen Stromverhältnissen bei gleicher Anzahl an Batterien.....	40
4.3.4	Unterschiedliche Aufteilung des Gleichstroms bei gleichem Summen-DC .....	42
4.4	Messungen mit LFC-Strömen auf der Niederspannungsseite .....	46
4.4.1	Entmagnetisierung.....	46
4.4.2	LFC-Überlagerung an T74.....	46
<b>5</b>	<b>Simulation .....</b>	<b>55</b>
5.1	Modell .....	55
5.2	Stromverläufe bei DC-Überlagerung auf der Hochspannungsseite .....	56
5.3	Stromverläufe bei LFC-Überlagerung auf der Niederspannungsseite .....	62
<b>6</b>	<b>Zusammenfassung &amp; Ausblick.....</b>	<b>67</b>
<b>7</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>71</b>
<b>8</b>	<b>Anhang.....</b>	<b>75</b>
8.1	Messungen .....	75
8.2	Messübersicht.....	79
8.3	Leerlauf- und Magnetisierungskennlinie .....	81
8.4	Berechnung der Ersatzschaltbildparameter .....	82
8.5	Datenblätter .....	84

# 1 Einleitung

## 1.1 Motivation

Die aktuelle sowie die zukünftige Sicherstellung der elektrischen Energieversorgung stellt Netzbetreiber zunehmend vor große Herausforderungen. Durch die vermehrte Integration erneuerbarer Energietechnologien bei gleichzeitigem Abbau konventioneller Technologien, stößt das bestehende Verbundsystem immer mehr an seine Grenzen. Viele dieser erneuerbaren Energietechnologien benötigen Leistungselektronik, um ans Netz angeschlossen werden zu können, wodurch vermehrt Verzerrungen der Ströme und Spannungen auftreten, die wiederum negativen Einfluss auf das elektrische Übertragungsnetz haben [1]. Leistungselektronikelemente können auch zu Gleichströmen im elektrischen Netz führen [2].

Auch geomagnetische Störungen führen zu niederfrequenten Strömen, die im Übertragungssystem auftreten. Sie entstehen durch Sonnenwinde, welche eine Variation des Erdmagnetfelds hervorrufen und in weiterer Folge niederfrequente Ströme mit Frequenzen  $< 1$  Hz ins Erdreich induzieren. Diese rufen an der Erdoberfläche Potenzialunterschiede hervor, die bei geerdeten Transformatorsternpunkten ins Energieübertragungssystem einkoppeln. Aufgrund der starr geerdeten Sternpunkte der Leistungstransformatoren und der niederimpedanten Leitungen im Höchstspannungsnetz, ist dieses besonders empfindlich gegenüber niederfrequenten Strömen (low-frequency currents, LFC). Je nach geographischen Grad, Länge und Ausrichtung der Übertragungsleitungen treten die Effekte unterschiedlich stark in Erscheinung. In Transformatoren führen niederfrequente Ströme zur Sättigung, wodurch der Magnetisierungsstrom in einer Halbwelle stark ansteigt und negative Eigenschaften, wie einen erhöhten Leistungsbedarf, das Auftreten von Oberschwingungen oder erhöhte Geräuschemissionen zur Folge hat. Die Effekte wirken sich negativ auf die Stabilität des elektrischen Netzes aus und können sogar ganze Netzausfälle zur Folge haben.

## 1.2 Überblick über die Masterarbeit

In dieser Masterarbeit wird das Verhalten von Transformatoren bei Überlagerung mit Gleichströmen und niederfrequenten Strömen untersucht. Dazu werden Messungen an zwei Yzn5 50 kVA Verteilnetztransformatoren durchgeführt. Der Fokus dieser Arbeit liegt dabei auf der Untersuchung des Einflusses von asymmetrisch verteilten Gleichströmen bzw. niederfrequenten Strömen auf Transformatoren. Es werden verschiedene Möglichkeiten vorgestellt, wie Transformatoren im Labor mit LFC überlagert werden können und die Ergebnisse der durchgeführten Messungen werden ausgewertet und präsentiert. Außerdem werden Problemstellungen, die im Zuge der Messungen aufgetreten sind, erläutert und mögliche Lösungsansätze aufgezeigt.

### **Forschungsfragen**

- Welche verschiedenen Methoden gibt es, um den Transformator im Labor in Sättigung zu treiben?
  - Wie können Gleichströme und niederfrequente Ströme im Aufbau überlagert werden?
- Welchen Einfluss hat die Überlagerung niederfrequenter Ströme auf die Stromverläufe und die Leistungsaufnahme der Transformatoren?
  - Wie verändern sich die Frequenzspektren des Leerlaufstroms?
  - Welchen Einfluss hat die Phase, in der der Gleichstrom überlagert wird, auf die Strom- bzw. Leistungsaufnahme?
  - Wie wirkt sich die Aufteilung des Gleichstroms auf die Phasen der Hochspannungsseite auf den Leistungsbedarf aus?
  - Wodurch entstehen die stark verzerrten Stromverläufe während der Sättigung?

## 2 Theorie

### 2.1 Niederfrequente Ströme (LFC)

#### 2.1.1 Geomagnetisch induzierte Ströme (GIC)

##### 2.1.1.1 Herkunft von GIC

Geomagnetische Störungen sind Störungen des Erdmagnetfeldes, die infolge von Interaktionen verschiedener Aktivitäten auf der Sonne mit dem Erdmagnetfeld entstehen. Sonnenaktivitäten variieren zeitlich sehr stark und nehmen alle 11 Jahre ein Maximum an. Im Durchschnitt treten in einem 11-Jahreszyklus 200 Tage mit starken bis schweren und ca. 4 Tage mit extremen geomagnetischen Stürmen auf. Vor allem koronale Sonnenlöcher und koronale Massenauswürfe (CME für coronal mass ejections) sind die Hauptursachen für magnetische Störungen auf der Erde. Dabei werden riesige Mengen geladener Teilchen in die Erdatmosphäre geschleudert, die mit dem Erdmagnetfeld wechselwirken.

Das dadurch entstehende variierende Erdmagnetfeld induziert geoelektrische Felder im Erdboden und in elektrisch leitfähigen Strukturen, die Werte bis zu einigen V/km annehmen können und die sogenannten geomagnetisch induzierten Ströme (GIC) zur Folge haben.

Die geerdeten Sternpunkte der Leistungstransformatoren und die Freileitungen im Hoch- und Höchstspannungsnetz bieten einen niederimpedanten geschlossenen Strompfad parallel zum Erdoberflächen, über den ein großer Teil dieser GIC's ins Energieübertragungsnetz einkoppelt. In Abbildung 2-1 ist dargestellt, wie durch Sonnenstürme geomagnetisch induzierte Ströme entstehen. [3, 4]

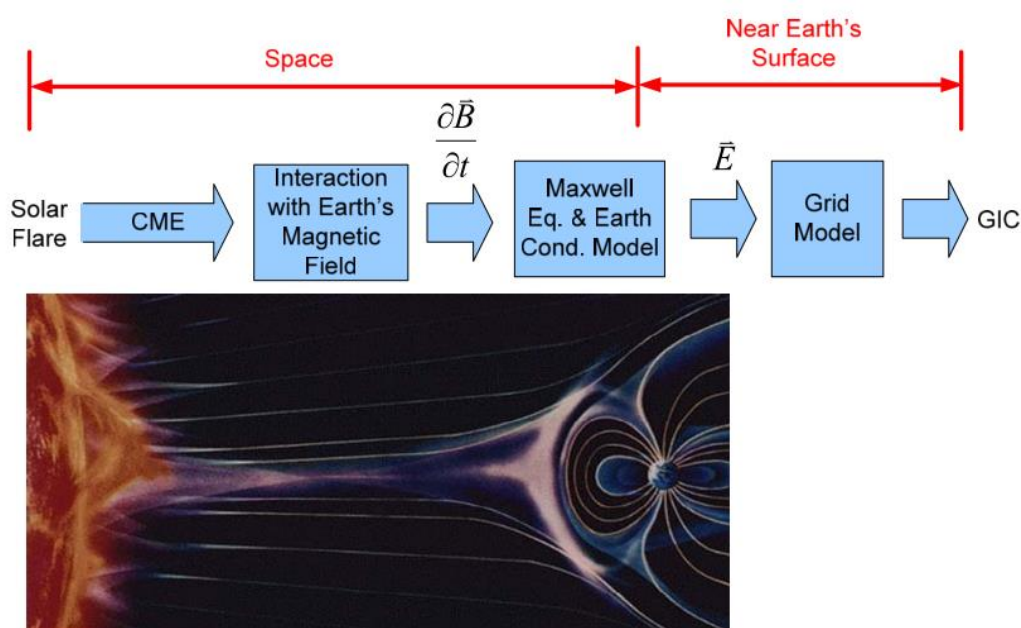


Abbildung 2-1: Entstehung geomagnetisch induzierter Ströme [3]

Die Frequenz dieser GIC ( $<1$  Hz) ist gering im Vergleich zur 50/60 Hz Netzfrequenz, wodurch diese Ströme als quasi-DC betrachtet werden können. GIC können sich über die geerdeten Sternpunkte der Leistungstransformatoren, den Freileitungen und dem Weg zwischen den Transformatorsternpunkten über die Erde schließen. Abbildung 2-2 zeigt das Prinzip Schaltbild, der Einkopplung von geomagnetisch induzierten Strömen über den geerdeten Transformatorsternpunkt in das Energieübertragungsnetz. [3, 4]

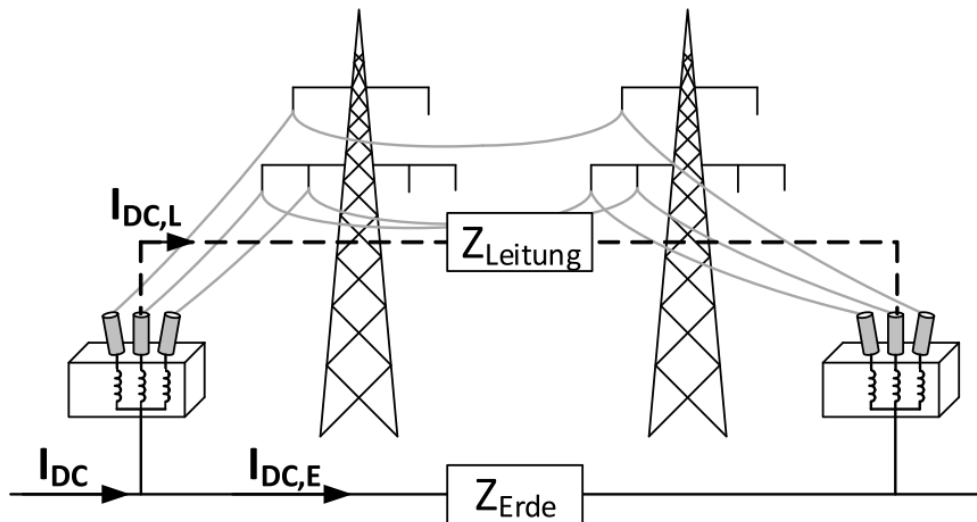


Abbildung 2-2: Einkopplung geomagnetisch induzierter Ströme in das Energieübertragungsnetz [5]

Die Amplitude der GIC hängt vor allem von folgenden Faktoren ab: [6]

- Stärke der geomagnetischen Störungen
- Geographische Region
- Erdimpedanz
- Ausrichtung und Länge der Freileitungen
- Richtung des Magnetfeldes
- Spannungsebene der Transformatoren

Je stärker die Sonnenaktivitäten sind, desto größer sind die geomagnetischen Störungen, die auftreten können. Am stärksten von geomagnetischen Störungen betroffen sind die nördlichen, bzw. südlichen Regionen der Erde. Grund dafür ist, dass sich Stromsysteme des Erdmagnetfelds im Norden und Süden näher an der Erdoberfläche befinden, wodurch die induzierten elektrischen Felder und in weiterer Folge auch GIC deutlich höher sind. Die Erdimpedanz ist der wichtigste Faktor, der die Amplitude der GIC beeinflusst. Generell sind Regionen mit niedrigen Erdimpedanzen und Regionen, bei denen große Unterschiede der Erdimpedanzen auftreten (z. B.: Alpen: felsige Region mit hoher Erdimpedanz, grenzt jedoch an Gebiete niedriger Erdimpedanz), stärker von GIC betroffen. Auch die Ausrichtung und Länge der Freileitungen, die Richtung des Magnetfeldes, sowie die Spannungsebene der Transformatoren beeinflussen die Amplitude der GIC. Dabei ist das Hochspannungsnetz mit der räumlich weit

ausgedehnten und niederimpedanten Struktur besonders anfällig für geomagnetisch induzierte Ströme [7].

### 2.1.1.2 Probleme und vergangene Vorfälle.

Geomagnetisch induzierte Ströme führten in der Vergangenheit schon zu einer Reihe von Störungen von Betriebsmitteln, bis hin zu totalen Ausfällen von Teilen des Energieübertragungssystems.

In Kanada führten im März 1989 starke Variationen im Erdmagnetfeld, infolge von koronalen Massenauswürfen zu Überspannungen und Überströmen im Netz, welche in weiterer Folge Schutzelemente auslösten und Blindleistungskompensationsanlagen vom Netz trennten. Ohne die für die Netzstabilität notwendige Blindleistungskompensation kam es zu Leitungsausfällen und damit auch zum Verlust von Erzeugungseinheiten. Auch ein Lastabwurf konnte das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch nicht wiederherstellen und es kam zum Totalausfall des Systems in der Region Quebec, bei dem mehr als 6 Millionen Menschen für 9 Stunden nicht mit Strom versorgt wurden. [3, 8]

In Schweden führten außergewöhnlich hohe geomagnetische Aktivitäten im Oktober 2003, der sogenannten „Halloween Storms“, zu einem Stromausfall in Teilen Malmös. Während diesem Vorfall befand sich das Netz in einem außergewöhnlichen Schaltzustand, bei dem die betroffenen Teile der Stadt hauptsächlich von Kabeln versorgt wurden. Die unüblich hohen Leiter-Erd Kapazitäten führten zu einem erhöhten Reststrom im Netz. Der Stromausfall ist auf die Kombination des abnormalen Schaltzustandes und den zu niedrig eingestellten Reststrom-Überstromschutzrelais, welche besonders anfällig für die 3te Harmonische gewesen sind, zurückzuführen. Bei diesem Vorfall waren 50000 Menschen für eine Stunde vom Versorgungsnetz getrennt. [9, 10]

Von 1982 bis 1991 war das Übertragungsnetz in England immer wieder von geomagnetisch induzierten Strömen betroffen. Dabei sind unter anderem folgende Effekte aufgetreten: [11]

- Hohe Blindleistungsschwankungen im Netz
  - Bis zu 50-70 Mvar pro Generator
- Spannungseinbrüche
  - Bis zu 5 % im Hochspannungsnetz
  - Durchschnittlich 5 % im Verteilnetz, mit lokalen Spannungseinbrüchen bis zu 20 %
  - Lastabwurf aufgrund von zu geringer Netzspannung
- Störungen von Transformatoren
  - Ausfall von Transformatoren
  - Sternpunktströme von 5-25 A
  - Hohe auftretende geradzahlige Harmonische aufgrund von Transformatorsättigung

In Amerika führten im März 1989 GIC sogar zu einer vollständigen Zerstörung eines 1000 MVA Leistungstransformators. Die hohen Ströme, die durch die Halbzyklussättigung entstanden sind, erhitzen die Wicklungen des Transformators so stark, dass die Wicklungsisolierung aus Papier

verbrannte, Teile der Wicklungen verschmolzen und der Transformator ausgetauscht werden musste. [12]

### 2.1.2 Weitere Quellen für DC / LFC im elektrischen Netz

Neben GIC existieren noch weitere Quellen für Gleichströme und niederfrequente Ströme im Übertragungsnetz, wie zum Beispiel:

- Hybrid AC/DC Systeme
- Gleichstrombahnen
- Leistungselektronik und damit verbundene Umrichter

#### Hybrid AC/DC Systeme

AC/DC Hybridsysteme werden heutzutage als Option gesehen, um die Übertragungskapazität des Netzes zu erhöhen, wodurch ein Netzausbau ohne großen baulichen Aufwand ermöglicht wird. Dabei werden bestehende Hochspannungstrassen genutzt und ein 3-Phasen AC-System durch eine Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) ersetzt.

Durch die räumliche Nähe der Wechselstrom- und Gleichstromleitungen kommt es aufgrund von Korona Entladungen auf der Oberfläche der Leiter zur Ionenstromkopplung. Dabei werden durch das vorhandene Gleichfeld, Raumladungen über die Luft Richtung Erde oder anderen Leitern abgelenkt. Die Ladungsträger, die in Wechselstromleitungen einkoppeln, rufen dort Gleichströme hervor, die insbesondere Transformatoren negativ beeinflussen. [13, 14]

Folgende Punkte beeinflussen die Auswirkung der Ionenstromkopplung: [14, 15]

- Spannungsebene
- Geometrie der Freileitungsmasten
  - räumlicher Abstand der Leitungen
- Klima

In [15] wurden bei AC- und DC-Systemen auf demselben Leitungsmasten unter schlechten Wetterbedingungen Ströme von bis zu 80 mA/100 km Leitungslänge pro Phase festgestellt. In [16] werden sogar Werte von bis zu 6,8 A/100 km Leitungslänge pro Phase gemessen.

#### Gleichstrombahnen

In [17] ist ein Beispiel für die Entstehung niederfrequenter Ströme durch Bahnsysteme beschrieben. Dabei wurden die Effektivwerte der Ströme in unterschiedlichen Netzknoten gemessen, wobei sich Messpunkt #01 und #04 im Umspannwerk Wien-Südost befinden und Messpunkt #02a in einem Umspannwerk in der Oststeiermark, welches direkt über eine Übertragungsleitung mit dem UW Wien-Südost verbunden ist. Abbildung 2-3 zeigt die, über eine Woche gemessenen Effektivwerte der Ströme,



in den Neutralleitern der Transformatoren. Dabei ist ein „Wochenprofil“ erkennbar, da die gemessenen Ströme werktags zu üblichen Arbeitszeiten steigen und am Wochenende gleichmäßiger verteilt sind. Die Vermutung liegt nahe, dass die Gleichstromversorgung des öffentlichen Wiener Nahverkehrs diese Ströme im Sternpunkt der Transformatoren verursacht.

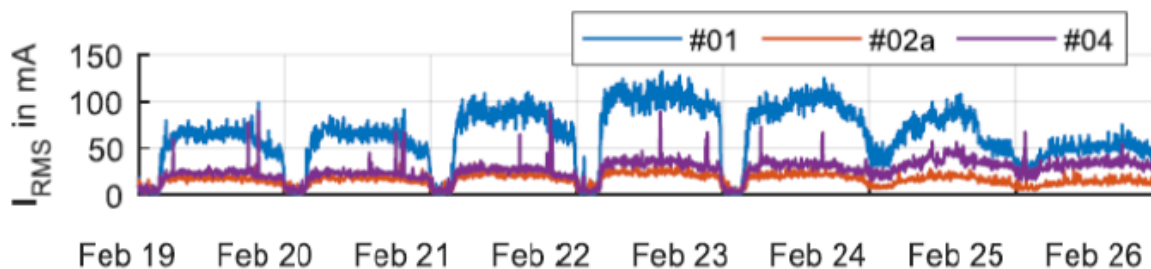


Abbildung 2-3: Effektivwerte der niederfrequenten Ströme in den Messpunkten, in einem Zeitraum von einer Woche [17]

## Umrichter

Aktuelle Messungen an einem DC-kompensierten Transformator in der Nähe einer großen Windkraftanlage [18] zeigen einen umgekehrt proportionalen Zusammenhang zwischen niederfrequenten Strömen im Netz und der Windgeschwindigkeit.

## 2.2 Transformator allgemein AC

### 2.2.1 Grundlagen

Das Grundwissen über die Funktionsweise und Anwendung von Transformatoren wird in dieser Arbeit vorausgesetzt. Daher wird nur auf die wichtigsten Grundlagen, die für diese Arbeit relevant sind, eingegangen. Für weitere Informationen verweist der Autor auf [19–21]. Zur allgemeinen Erklärung wird ein Einphasentransformator herangezogen. Die Funktionsweise und Gleichungen gelten jedoch auch für Dreiphasentransformatoren.

Zwei elektrisch voneinander isolierte Wicklungen sind auf einem Eisenkern angebracht, über den sie mit dem gleichen magnetischen Wechselfluss gekoppelt sind. Durch Anlegen einer Wechselspannung in der Primärwicklung des Transformators, induziert der dadurch entstehende Wechselfluss nach dem Induktionsgesetz (2-1) eine Spannung in der Sekundärwicklung (Abbildung 2-4). Dabei verhalten sich die Klemmenspannungen zueinander wie die Windungszahlen der Wicklungen (2-2). [19]

$$u_q = N_w \cdot \frac{d\phi}{dt} \quad 2-1$$

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad 2-2$$

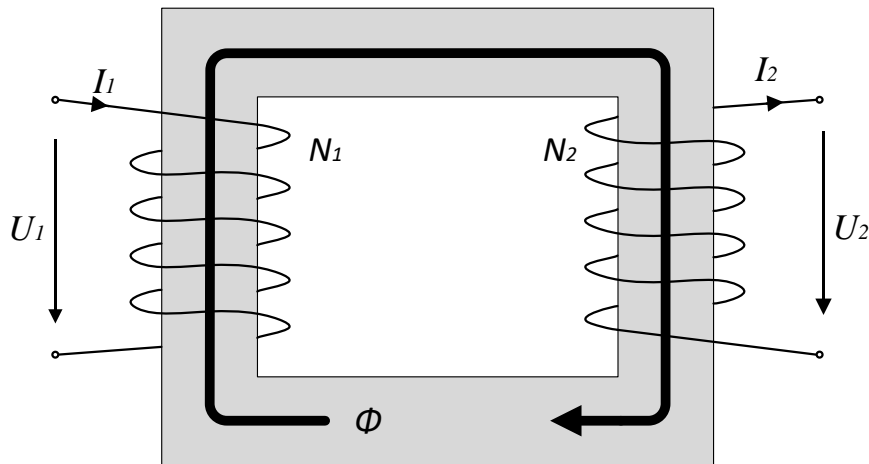


Abbildung 2-4: Aufbau eines Einphasentransformators

Um das stationäre Betriebsverhalten des Transformators zu beschreiben, wird das Einphasenersatzschaltbild des Transformators herangezogen (Abbildung 2-5).

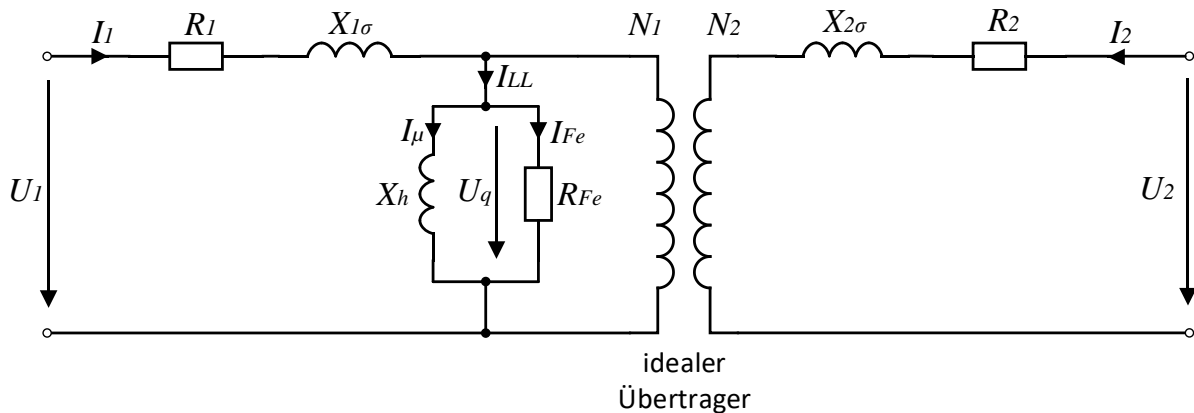


Abbildung 2-5: Einphasenersatzschaltbild eines Transformators

Da der Transformator kein ideales Bauelement ist, entstehen Verluste, die in diesem Ersatzschaltbild mitberücksichtigt werden. Die ohmschen Widerstände  $R_1$  und  $R_2$  repräsentieren die Wicklungsverluste der Primär- und Sekundärseite.  $X_{1\sigma}$  und  $X_{2\sigma}$  berücksichtigen Streuflüsse, die sich über Luft oder dem Gehäuse schließen. Die Wirbelstrom- und die Hystereseverluste werden im Ersatzschaltbild durch den Eisenverlustwiderstand  $R_{Fe}$  berücksichtigt. Die Hauptreaktanz  $X_h$  bildet den Magnetisierungsstrom nach.

### Grundlegende Formeln [17, 19]

Die magnetische Flussdichte  $B$  und die magnetische Erregung  $H$  hängen über die magnetische Permeabilität  $\mu$  wie folgt zusammen:

$$B = \mu_r \cdot \mu_0 \cdot H = \mu \cdot H \quad 2-3$$

Dabei entspricht  $\mu_0$  der magnetischen Feldkonstante und  $\mu_r$  der relativen Permeabilität des Kernmaterials.

Der magnetische Fluss  $\Phi$  berechnet sich über die Integration der magnetischen Flussdichte über die Fläche  $\Gamma$ :

$$\Phi = \int_{\Gamma} B \cdot d\Gamma \quad 2-4$$

und kann in weiterer Folge wie folgt ausgedrückt werden:

$$\Phi = B \cdot A_{Fe} \quad 2-5$$

Der magnetische Widerstand wird über die Länge des magnetischen Kreises  $l$ , der magnetischen Permeabilität  $\mu = \mu_0 \cdot \mu_r$  und der Querschnittsfläche des magnetischen Leisters  $A_{Fe}$  wie folgt berechnet:

$$R_m = \frac{l}{\mu_0 \cdot \mu_r \cdot A} \quad 2-6$$

### 2.2.2 Magnetisierung

Für die Herstellung des Kerns werden ferromagnetische Materialien verwendet. Diese bestehen aus sogenannten Weiß'schen Bezirken, innerhalb derer die Elementarteilchen in die gleiche Richtung zeigen, sich jedoch in jedem Bezirk unterscheiden. Durch Anlegen eines äußeren Magnetfeldes richten sich die Elementarteilchen und somit die Weiß'schen Bezirke in die gleiche Richtung aus, wodurch der magnetische Fluss deutlich erhöht wird. Ist die Sättigungsflussdichte erreicht, führt eine Erhöhung des angelegten Magnetfeldes zur Verdrängung dieses Magnetfeldes aus dem Kern.

Für eine effiziente Energieübertragung ist es wichtig, die Verluste durch die Magnetisierung möglichst gering zu halten. Um Wirbelstromverluste zu minimieren, werden für die Konstruktion des Kerns hochpermeable kornorientierte Bleche übereinandergeschichtet und gegeneinander isoliert. Außerdem werden weichmagnetische Materialien verwendet, um die Werte der Koerzitivfeldstärke und der Remanenzflussdichte gering zu halten. Dadurch ist die Hysterese sehr schmal, wodurch die Ummagnetisierungsverluste gering werden.

In Abbildung 2-6 (links) ist die Magnetisierungskennlinie für den Betrieb des Transformators mit Wechselspannung dargestellt. Die Kennlinie besteht aus dem linearen Bereich und dem

Sättigungsbereich, der durch das Überschreiten des Kniefunkts erreicht wird. Um größtmögliche Effizienz zu erzielen sind Transformatoren grundsätzlich so ausgelegt, dass im normalen Wechselstrombetrieb der Spitzenwert des Flusses knapp unterhalb des Kniefunkts liegt und der Transformator somit noch im linearen Bereich betrieben wird. Der lineare Bereich zeichnet sich dadurch aus, dass der Transformator nur einen geringen Magnetisierungsstrom benötigt, um den Fluss im Kern zu führen. [17]

## 2.3 Auswirkungen von DC-Überlagerung auf den Transformator

### 2.3.1 Halbzyklussättigung

In Abbildung 2-6 (rechts) ist die Magnetisierungskennlinie des Transformators bei einer DC-Überlagerung dargestellt. Zusätzlich zum Wechselfluss existiert nun ein Gleichfluss, der den Wechselfluss um einen Offset anhebt oder absenkt. Dabei überschreitet der Spitzenwert des Flusses in der positiven oder negativen Halbwelle den Kniefunkt und der Kern geht in Sättigung. Dies wird als Halbzyklussättigung bezeichnet, da nur die Amplitude einer Halbwelle den Kern in Sättigung treibt. Aufgrund der starken Nichtlinearität der magnetischen Permeabilität (Abbildung 2-7) steigt im Sättigungsbereich der magnetische Widerstand stark an (Formel 2-6). Infolgedessen erhöht sich der Magnetisierungsstrom stark, wodurch vermehrt Harmonische im Stromverlauf auftreten. Durch die Sättigung entstehen auch magnetische Streuflüsse, die den Kern verlassen und zur Erwärmung von Stahlteilen führen. Weitere Effekte die auftreten können sind höhere Geräuschemissionen und ein erhöhter Blindleistungsbedarf. [17, 22, 23]

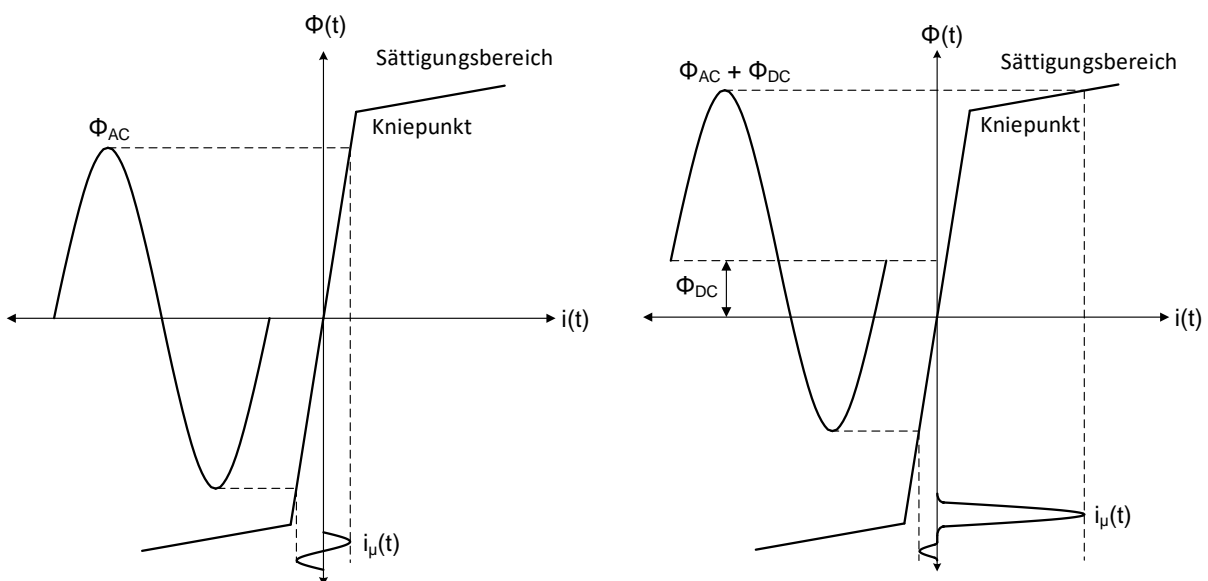


Abbildung 2-6: Magnetisierungskennlinie; links: AC; rechts: AC + DC-Überlagerung [17]

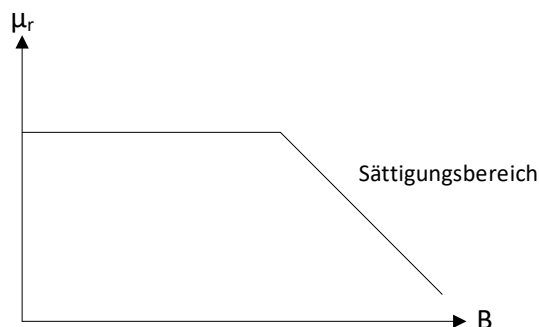


Abbildung 2-7: Nichtlinearer Zusammenhang zwischen  $\mu_r$  und  $B$  (schematische Darstellung)

### 2.3.2 Oberschwingungen / Harmonische

Die Verzerrung des Stroms aufgrund der Halbzyklussättigung des Transformators kann mit Hilfe einer Fourier-Reihenzerlegung in eine Grundschwingung und Oberschwingungen unterteilt und analysiert werden. Durch die Fourier-Reihe lässt sich jede periodische Funktion  $f(t)$  als Summe von Sinus- und Kosinusschwingungen mit der Grundschwingungsfrequenz  $\omega_1$  und ganzzahligen Vielfachen der Grundschwingungsfrequenz darstellen. [1]

$$f(t) = \frac{A_0}{2} + \sum_v^{\infty} (A_v \cdot \cos(v \cdot \omega_1 t)) + (B_v \cdot \sin(v \cdot \omega_1 t)) \quad 2-7$$

Dabei entspricht  $A_0$  dem Gleichanteil des Signals und  $A_v$  und  $B_v$  sind die Fourierkoeffizienten der jeweiligen Harmonischen.

Ist ein Signal bis auf das Vorzeichen in der positiven und negativen Halbwelle identisch, treten im Spektrum nur ungeradzahlige Vielfache der Grundschwingungsfrequenz auf. [1]

Durch die stark verzerrten Magnetisierungsströme und die fehlende Symmetrie aufgrund der Halbzyklussättigung, entstehen nicht nur Harmonische mit ungerader, sondern auch mit geraden Ordnungszahlen. Während im Netz ungeradzahlige Oberschwingungen (z. B.: 3te Harmonische) bekannt sind und die Komponenten im Netz darauf ausgelegt sind, sind geradzahlige Harmonische eher untypisch und können zu Problemen in Netzkomponenten führen. [24]

Oberschwingungen können unter anderem zu ungewollten Auslösungen von elektromechanischen Schutzrelais führen, wodurch der Netzbetrieb gestört wird oder sogar Netzausfälle auftreten können. [25]

### 2.3.3 Geräusentwicklung

Die Geräusentwicklung stellt insbesondere bei Leistungstransformatoren ein großes Problem dar. Verursacht werden die Geräusche bei Transformatoren durch die Magnetostraktion der Elektrobleche. Durch die Magnetisierung des Eisens richten sich die Weiß'schen Bezirke im Metall aus und verursachen eine geringe Längenänderung des Materials. Bei üblichen Betriebsflussdichten von Leistungstransformatoren treten Längenänderungen von  $60 \mu\text{m/m}$  Material auf. Beim Betrieb eines Transformators mit einer Netzfrequenz von 50 Hz treten diese Längenänderungen aufgrund der wechselnden Magnetisierung in der positiven und der negativen Halbwelle 100-mal pro Sekunde auf. Da die Magnetostraktion nicht linear zur magnetischen Flussdichte ist, können auch Vielfache der 100 Hz Komponente (200 Hz, 300 Hz) auftreten. Kommt es zur Resonanz von Teilen des Transformators mit diesen Harmonischen kann die Geräuschbildung extrem verstärkt werden. Daher ist es wichtig, die Resonanzfrequenzen zu kennen und im Transformator-Design zu berücksichtigen. Zu einem sehr geringen Anteil tragen auch Streuflüsse und elektromagnetische Kräfte zwischen den Wicklungen zu der Geräuschbildung bei. [20, 26]

Aufgrund der starken Asymmetrien im Magnetisierungsstrom bei einer Gleichstromüberlagerung treten vermehrt ungerade harmonische Anteile (50 Hz, 150 Hz, 250 Hz) auf. Da diese Frequenzanteile nur bei ungewollten Betriebszuständen mit Gleichstromüberlagerung vorkommen, können diese als Indikator für das Vorhandensein einer DC-Komponente im Transformator herangezogen werden. [23, 27]

### 2.3.4 Leistungsbedarf

Aufgrund der Halbzyklussättigung weisen Transformatoren einen wesentlich höheren Blindleistungsbedarf auf. Dieser entsteht durch den relativ hohen Magnetisierungsstrom, welcher der Klemmenspannung um  $90^\circ$  nacheilt. In [28] wurde durch Messungen und Simulationen gezeigt, dass der Zusammenhang zwischen GIC und dem Blindleistungsbedarf im gemessenen Bereich linear ist. Außerdem wurde festgestellt, dass Einphasentransformatoren bei GIC-Überlagerung einen höheren Blindleistungsbedarf haben als Dreiphasentransformatoren. Der erhöhte Blindleistungsbedarf während GIC-Events kann durch die erhöhte Blindleistungsaufnahme der Transformatoren zu Spannungseinbrüchen im Netz führen. Ohne Gegenmaßnahmen, wie der Zuschaltung von Blindleistungskompensationsanlagen führen diese zu Stabilitätsproblemen im elektrischen Netz. [28]

### 2.3.5 Thermische Verluste und Temperaturentwicklung

Die Sättigung von Transformatoren verursacht Streuflüsse, die sich außerhalb des Kerns über Streuwege, wie zum Beispiel dem Gehäuse des Transformators, schließen. Diese Streuflüsse verursachen Wirbelstromverluste und können zu Temperatur Hotspots an betroffenen Stellen des Transformators führen. Die Bestimmung der lokalen Hotspots von Transformatoren ist abhängig von unterschiedlichen Transformatortypen. In [22] wurden Modelle entwickelt, um die zusätzliche GIC-bedingte Erwärmung von Transformatoren zu bestimmen.

### 2.3.6 Anfälligkeit von Transformatoren gegenüber DC-Überlagerungen

In Abbildung 2-8 sind die üblichen Kerntypen für Leistungstransformatoren dargestellt. Die in der Abbildung oben dargestellten Kerntypen kommen in Einphasentransformatoren zur Anwendung. Die unteren in Dreiphasentransformatoren. In den Bildern ist jeweils die Richtung des eingekoppelten Gleichstroms dargestellt und der Weg des Gleichflusses mit grünen Pfeilen markiert.

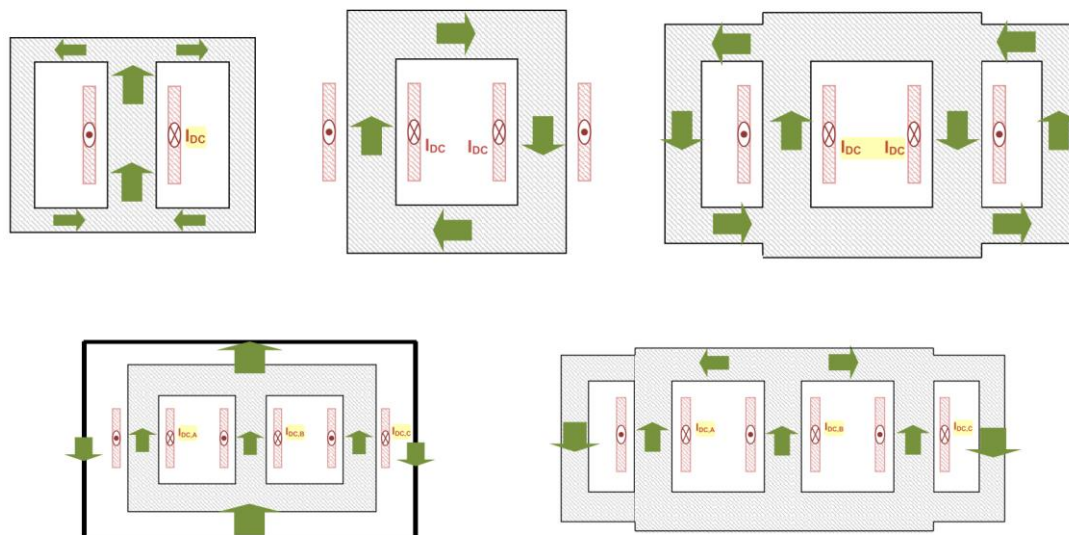


Abbildung 2-8: Typische Kerntypen für Leistungstransformatoren [22]

Wie anfällig unterschiedliche Kerntypen von Transformatoren auf DC-Überlagerungen sind, hängt vor allem vom magnetischen Widerstand der Flusspfade ab. In Dreiphasen-Dreischenkelnkerntransformatoren zeigt der DC-Fluss in allen 3 Schenkeln in die gleiche Richtung und es steht kein Rückschlusspfad zur Verfügung. Der Gleichfluss kann sich daher nur vom Kern über das Öl und die Kesselwand schließen. Durch diesen Pfad mit hohem magnetischem Widerstand ist dieser Kerntyp weniger anfällig für GIC. In allen anderen gezeigten Kernbauweisen kann sich der durch den Gleichstrom erzeugte Gleichfluss über den Kern und somit einem Pfad mit niedrigerem magnetischem Widerstand schließen. Dadurch sind alle anderen gezeigten Kerntypen wesentlich stärker anfällig für GIC. [22, 29]

### Leistungsberechnung

Die Berechnung der Leistungen unter der Voraussetzung sinusförmiger Strom- und Spannungsverläufe ist allseits bekannt (Formel 2-8 bis 2-10). Dabei entsprechen  $U$  und  $I$  den Effektivwerten der Spannungen und Ströme und  $\varphi$  der Phasenverschiebung zwischen Strom und Spannung. [30]

$$S = U \cdot I \quad 2-8$$

$$P = U \cdot I \cdot \cos(\varphi) \quad 2-9$$

$$Q = U \cdot I \cdot \sin(\varphi) = \sqrt{S^2 - P^2} \quad 2-10$$

Weichen die Strom- und Spannungsverläufe von einer Sinusform ab, müssen die Leistungen unter Berücksichtigung der Harmonischen berechnet werden. Die Berechnung in Gleichungen 2-11 bis 2-15 beschreibt die Leistungsmessung der Software „Dewesoft“, mit der die Größen in dieser Arbeit aufgezeichnet werden [31].

Die Effektivwerte der Spannungen und Ströme werden über die Summe der Effektivwerte der Grundschwingung und der einzelnen Harmonischen wie folgt gebildet:

$$U = \sqrt{U_0^2 + U_1^2 + U_2^2 + \dots + U_n^2} \quad 2-11$$

$$I = \sqrt{I_0^2 + I_1^2 + I_2^2 + \dots + I_n^2} \quad 2-12$$

Die Scheinleistung entspricht weiterhin dem Produkt der Effektivwerte von Strom und Spannung und berechnet sich wie folgt:

$$S = U \cdot I \quad 2-13$$

Der Gesamteffektivwert der Wirkleistung P wird über die Summe der Wirkleistung des Gleichanteils  $P_0$ , der Grundschwingungswirkleistung  $P_1$  und der Oberschwingungswirkleistung  $P_h$  wie folgt berechnet:

$$P = P_0 + P_1 + \sum_{v \neq 1}^n P_v = U_0 \cdot I_0 + U_1 \cdot I_1 \cdot \cos(\varphi_1) + \sum_{v \neq 1}^n U_v \cdot I_v \cdot \cos(\varphi_v) \quad 2-14$$

Die Oberschwingungswirkleistung beinhaltet neben den ganzzahligen Vielfachen der Grundschwingung auch Zwischenharmonische (nicht ganzzahlige Vielfache der Grundfrequenz) und Subharmonische (Frequenzen unterhalb der Grundfrequenz).

Bei nichtsinusförmigen Verläufen von Strom und Spannung tritt neben der üblichen Verschiebungsblindleistung (Grundschwingung) auch zusätzlich eine Verzerrungsblindleistung (Oberschwingungen) auf. In [30] wird diese mit „Nonactive power“ bezeichnet. In der vorliegenden Arbeit wird jedoch von der Blindleistung Q gesprochen, die sowohl die Grundschwingungs- als auch Oberschwingungsblindleistung enthält und daher der Nonactive power entspricht (2-15).

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} \quad 2-15$$



## 3 Sättigung von Transformatoren im Labor

### 3.1 Allgemein

Um die Sättigung des Transformators im Labor zu erreichen, muss der lineare Bereich der Magnetisierungskennlinie verlassen werden, und der Transformator im nichtlinearen Bereich, dem sogenannten Sättigungsbereich, betrieben werden. Ein Gleichstrom bewirkt einen magnetischen Gleichfluss im Transformator Kern, der sich dem Wechselfluss überlagert und den Transformator in einer Halbwelle in diesen Sättigungsbereich treibt. Auch durch LFC's, mit einer im Vergleich zu den 20 ms Periodendauer der Netzspannung großen Periodendauer, kann der Transformator aus dem linearen Bereich in den Sättigungsbereich getrieben werden. Der Gleichstrom bzw. der LFC kann dabei sowohl auf der Niederspannungsseite als auch auf der Hochspannungsseite der Transformatoren eingepreßt werden.

#### Sättigung über die Hochspannungsseite

Das Sättigen des Transformators über die Hochspannungsseite bietet den Vorteil, dass aufgrund der höheren Windungszahl bereits ein geringer Gleichstrom ausreicht, um den Transformator in die Sättigung zu treiben (3-1). Gerade bei Untersuchungen an Leistungstransformatoren ist dies von Bedeutung, da die hohen Gleichströme, die auf der Niederspannungsseite benötigt werden würden, in einem Labor oft nicht erzeugt werden können. Beim Sättigen des Transformators auf der Hochspannungsseite muss das Einspeisen des Gleichstroms jedoch potentialgetrennt erfolgen. Es kann beispielsweise ein Netzteil verwendet werden, welches gegen die maximal auf der Hochspannungsseite auftretende Spannung isoliert ist. Alternativ können auch Batterien auf Hochspannungspotential zum Einspeisen eines Gleichstroms verwendet werden.

$$\Phi \sim N \cdot I \qquad 3-1$$

#### Sättigung über die Niederspannungsseite

Der große Vorteil bei Sättigung der Transformatoren über die Niederspannungsseite liegt darin, dass kein Netzteil oder keine Batterien auf Hochspannungspotential benötigt werden und dadurch der Messaufbau viel einfacher wird. Nachteil ist der wesentlich höhere Gleichstrom, der aufgrund der geringen Windungszahl benötigt wird, um den Transformator in die Sättigung zu treiben.

## 3.2 Sättigung über die Hochspannungsseite

### 3.2.1 Symmetrische Sättigung durch Gleichstrom zwischen den Sternpunkten von Transformatoren

Der Gleichstrom wird hochspannungsseitig zwischen den Sternpunkten zweier Transformatoren eingespeist und teilt sich gleichmäßig über die drei Phasen auf (Abbildung 3-1).

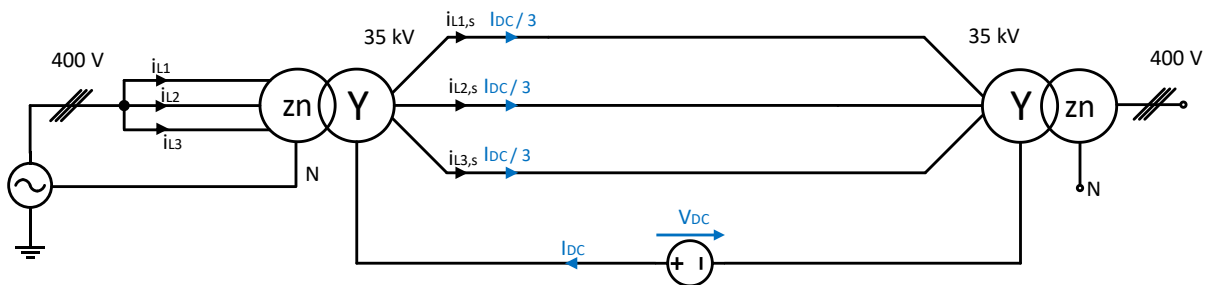


Abbildung 3-1: Sättigung durch Gleichstrom zwischen den Sternpunkten der Transformatoren

Die Transformatoren müssen in dieser Variante in einer Back-to-Back Schaltung verschaltet sein. Das bedeutet, dass die Hochspannungsseiten der Transformatoren miteinander verbunden werden. Dadurch entsteht ein geschlossener Stromkreis, in dem der Gleichstrom fließen kann. Der eingekoppelte Gleichstrom teilt sich hierbei gleichmäßig über die Phasen der Transformatoren auf. In [27, 32] wurden Messungen an Leistungstransformatoren durchgeführt, bei denen der Gleichstrom über die Hochspannungsseite zwischen den Sternpunkten der Transformatoren eingekoppelt wurde.

### 3.2.2 Asymmetrische Sättigung durch Gleichstrom auf der Hochspannungsseite

Wenn auf der Hochspannungsseite der Transformatoren kein herausgeführter Sternpunkt vorhanden ist, muss das Einkoppeln des Gleichstroms über die Phasen der Hochspannungsseite erfolgen (Abbildung 3-2). Dazu werden Batterien in Serie mit einer der Phasen der Hochspannungsseite verschalten.

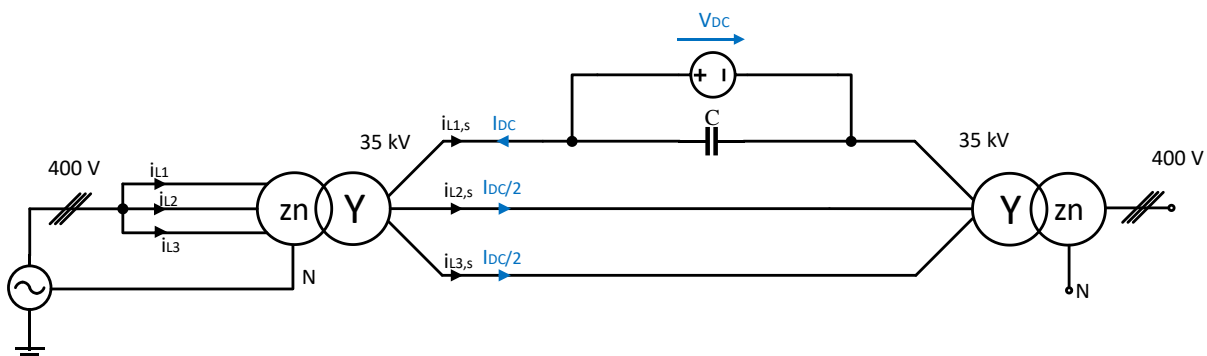


Abbildung 3-2: Sättigung durch Batterien auf der Hochspannungsseite

Der Kondensator parallel zur Batterie wird benötigt, um dem Wechselstrom einen Pfad zu bieten. Für die Dimensionierung ist es wichtig, dass dieser bei Netzfrequenz eine geringe Impedanz aufweist, um das Messergebnis nicht stark zu verfälschen. Durch die Überlagerung des Gleichstroms in einer der Phasen ist nur eine asymmetrische Sättigung der einzelnen Schenkel möglich.

### 3.3 Sättigung über die Niederspannungsseite

#### 3.3.1 Symmetrische Sättigung durch Gleichstrom zwischen den Sternpunkten von Transformatoren

Eine Methode, um Transformatoren auf der Niederspannungsseite zu sättigen, ist durch Überlagern eines Gleichstroms auf der Niederspannungsseite zwischen den Sternpunkten zweier Transformatoren (Abbildung 3-3). In dieser Konfiguration werden zwei Transformatoren parallel geschaltet und müssen einen herausgeführten Sternpunkt auf der Niederspannungsseite besitzen. Der Gleichstrom kann sich in dieser Variante über die Sternpunkte und die Wicklungen der Niederspannungsseite schließen.

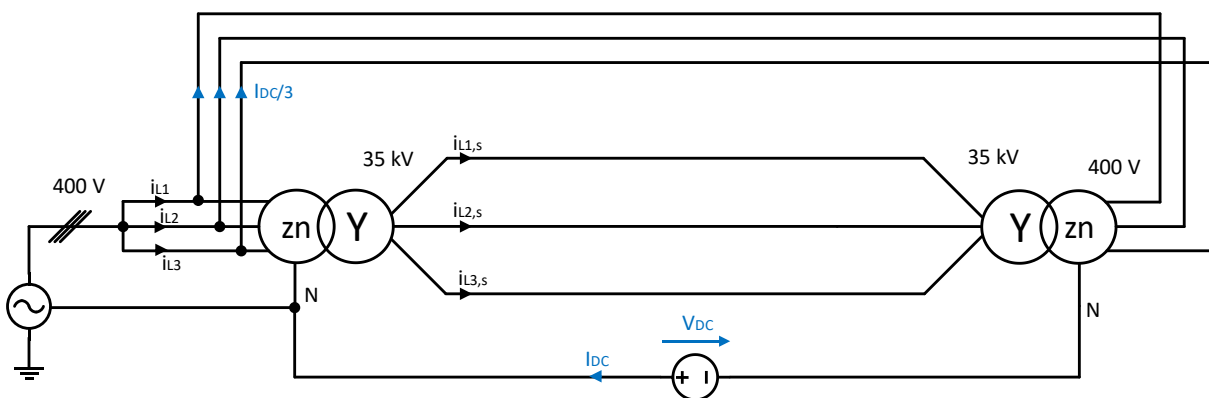


Abbildung 3-3: Sättigung durch Gleichstrom zwischen den Sternpunkten der Transformatoren

Sind die Niederspannungsseiten der Transformatoren in Zickzack verschaltet, funktioniert diese Methode nicht, da sich die Gleichflüsse, die durch den Gleichstrom hervorgerufen werden, aufgrund der verteilten Wicklungen der Zickzackschaltung auf jeweils 2 Schenkel aufheben (Abbildung 3-4).

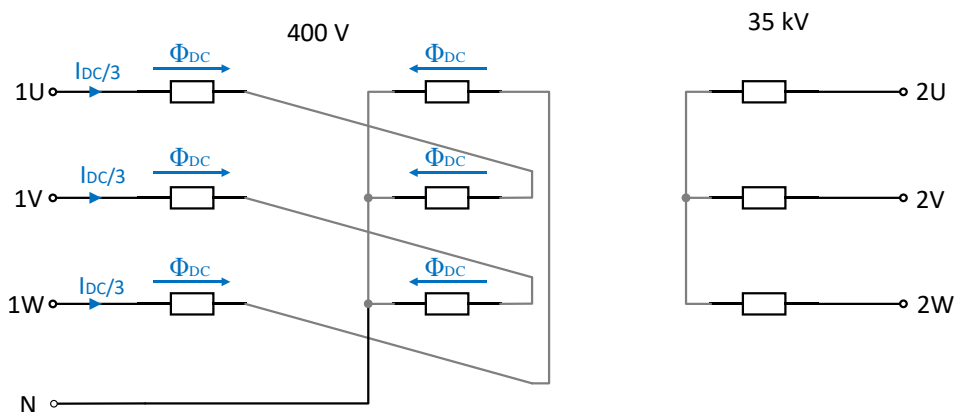


Abbildung 3-4: Gleichflussverteilung bei Zickzackschaltung (Yzn5)

Aufgrund der Notwendigkeit eines Sternpunktes und der Tatsache, dass sich der Gleichfluss bei der Zickzackschaltung aufhebt, ist für diese Variante nur für eine Sternschaltung mit herausgeführtem Sternpunkt anwendbar.

### 3.3.2 Asymmetrische Sättigung durch Gleichstrom oder niederfrequente Ströme auf der Niederspannungsseite

Transformatoren können in den Sättigungsbereich getrieben werden, indem ein DC- bzw. LFC-Offset direkt der Versorgungsspannung überlagert wird. Dazu ist jedoch ein Leistungsverstärker oder Ähnliches notwendig, um der Versorgungsspannung den Spannungsoffset überlagern zu können.

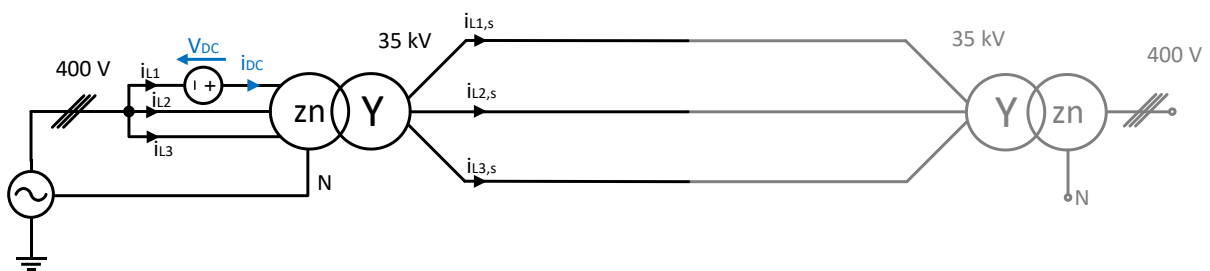


Abbildung 3-5: Sättigung durch niederfrequenten Strom auf der Niederspannungsseite des Transformators

Diese Methode bietet den großen Vorteil, dass der DC bzw. LFC durch die Vorgabe eines Leistungsverstärkers beliebig variiert werden kann. Außerdem kann ein einzelner Transformator im Leerlauf gesättigt werden und somit auf die Back-to-Back Schaltung und einen zweiten Transformator verzichtet werden.

### 3.4 Flussverhältnisse im Transformator bei Gleichstrom auf der Hochspannungsseite

Die Darstellung der Flussverhältnisse bei einem 3-Schenkel-Kern erfolgt in Anlehnung an die in Kapitel 4.3.2 durchgeführten Versuche. Es werden die Flussverhältnisse der Back-to-Back Verschaltung zweier Yzn5 Transformatoren bei einer Überlagerung eines Gleichstroms in einer Phase der Hochspannungsseite aufgezeigt. Bei Überlagerung eines Gleichstroms, teilt sich dieser bei fehlendem Sternpunkt aufgrund der Back-to-Back Schaltung symmetrisch auf die anderen beiden Phasen auf. Diese Ströme verursachen jeder für sich einen Gleichfluss auf dem Schenkel, der sich über die anderen Schenkel schließt und eine resultierende Flussverteilung hervorruft.

Abbildung 3-6 zeigt die Gleichflüsse, die durch die Gleichströme in den einzelnen Schenkeln erzeugt werden, bei einer Überlagerung eines Gleichstroms in Phase 1 der Hochspannungsseite. Die Wicklung auf Schenkel 1 erzeugt einen Gleichfluss (in Rot dargestellt) der sich aufgrund der unterschiedlichen magnetischen Widerstände unsymmetrisch auf die anderen beiden Schenkel aufteilt. Die Gleichströme

in den Wicklungen auf Schenkel 2 und 3 erzeugen ebenfalls einen Gleichfluss der sich jeweils über die beiden anderen Schenkel schließt (in Blau und Grün dargestellt). Die Pfeillänge der Flüsse in der Abbildung stellt dabei die Höhe des Gleichflusses dar.

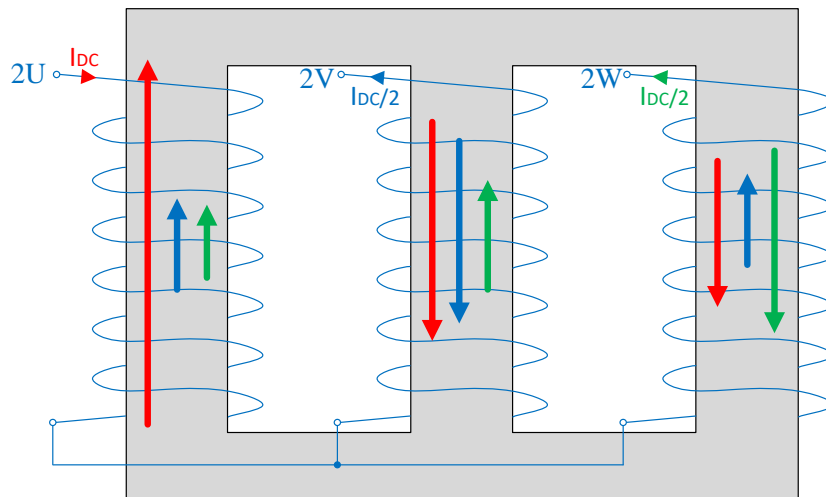


Abbildung 3-6: Einzelflussverteilung bei einem Gleichstrom in Phase 1

Diese Flüsse überlagern sich und es entsteht eine resultierende Flussverteilung, die in Abbildung 3-7 zu sehen ist. Die Flussverteilung bei einer DC-Überlagerung in Phase 3 der Hochspannungsseite ist die Gleiche wie bei der Überlagerung in Phase 1, nur, dass die Flüsse in Schenkel 1 und Schenkel 3 vertauscht sind. In Abbildung 3-7 ist erkennbar, dass der gesamte Fluss in Schenkel 1, über den ersten Jochabschnitt fließen muss, bevor er sich über Schenkel 2 und den nächsten Jochabschnitt aufteilt. Die dadurch entstehende große Flussdichte im Joch führt zu einem großen Stromanstieg während der Sättigung des Transformators.

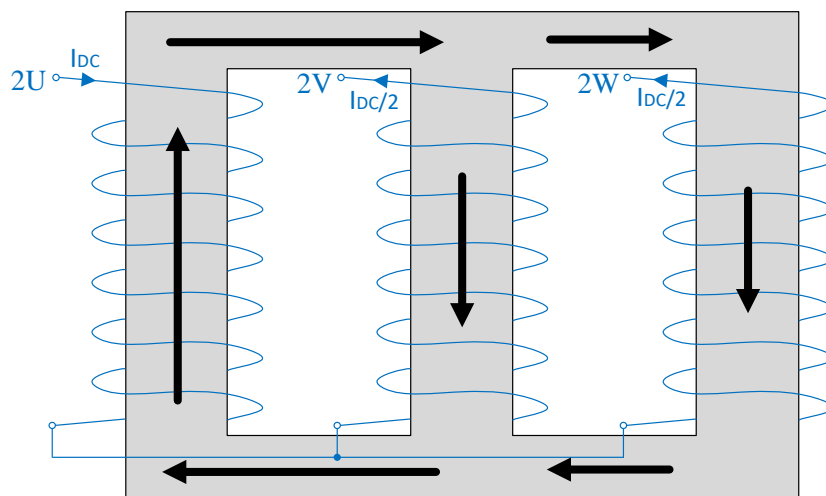


Abbildung 3-7: Resultierender Flussverlauf bei einem Gleichstrom in Phase 1

In Abbildung 3-8 sind die Einzelflüsse bei einer Einspeisung eines Gleichstroms in der Wicklung auf Schenkel 2 dargestellt. Dabei ist erkennbar, dass die Aufteilung der Flüsse im Gegensatz zur Einspeisung in Phase 1 und Phase 3 symmetrisch ist.

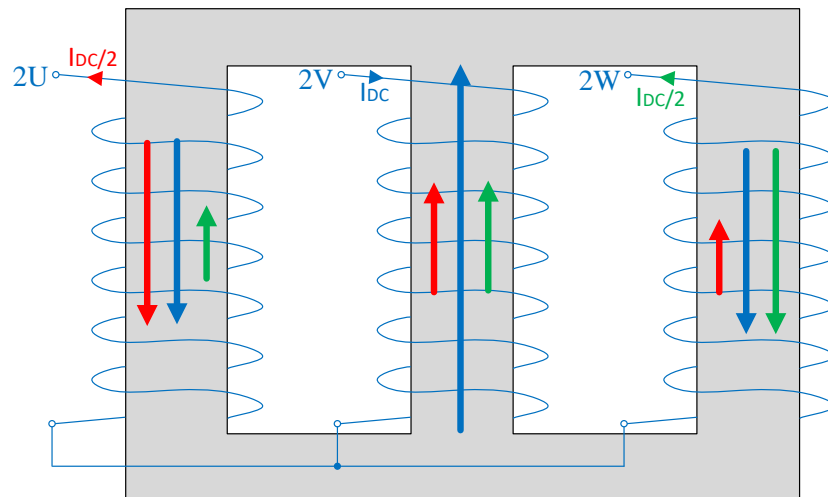


Abbildung 3-8: Einzelflussverteilung bei einem Gleichstrom in Phase 2

Abbildung 3-9 zeigt die resultierende Flussverteilung, die sich aus der Überlagerung der einzelnen Flüsse ergibt. Dabei ist erkennbar, dass sich der hohe Gleichfluss in Schenkel 2, links und rechts gleichmäßig auf die Jochabschnitte und die Schenkel 1 und 3 aufteilt. Dadurch steht dem Fluss mehr Fläche zur Verfügung, wodurch die Flussdichte in den einzelnen Jochabschnitten geringer ist, das Eisen nicht so stark in Sättigung geht und die Stromaufnahme der Transformatoren dadurch geringer ist. Dieser Effekt wird später in den Messungen in Kapitel 4.3.2 bestätigt.

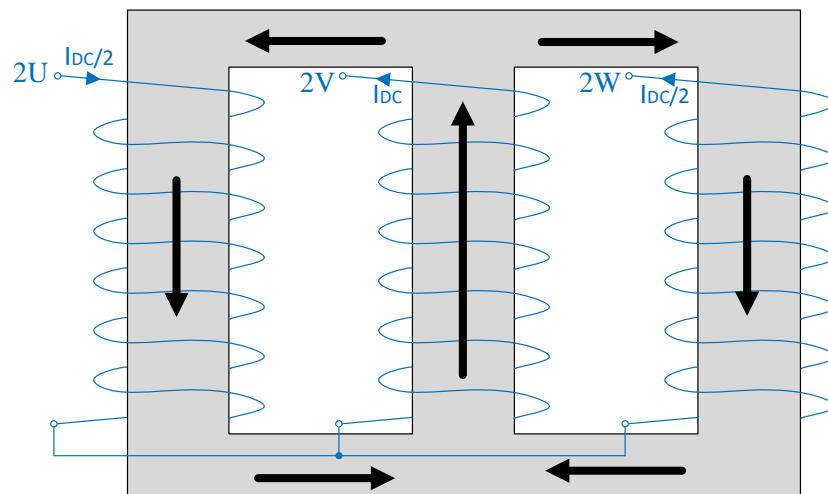


Abbildung 3-9: Resultierender Flussverlauf bei einem Gleichstrom in Phase 2

Wenn ein Schenkel in Sättigung geht und sich der Fluss nicht mehr vollständig über den Kern schließen kann, schließt er sich über Streuwege zwischen Kern und Wicklungen im Öl. Erst ab sehr hohen Flussdichten (1,95 - 2 T) schließt sich ein Teil des Flusses über den Kessel des Transformators [33].

## 4 Messungen und Auswertung

### 4.1 Beschreibung der Transformatoren

Bei den untersuchten Transformatoren handelt es sich um zwei 50 kVA Verteilnetztransformatoren mit einer Nennspannung von 400 V auf der Niederspannungsseite und 35 kV auf der Hochspannungsseite. Die Schaltgruppe der beiden Transformatoren ist Yzn5. Sie werden in der vorliegenden Arbeit mit T90 und T74 entsprechend deren Baujahr bezeichnet (Abbildung 4-1: 1990 links und 1974 rechts).



Abbildung 4-1: Transformatoren, an den die Messungen durchgeführt werden

Die Transformatoren sind nicht baugleich, jedoch sehr ähnlich in Bezug auf deren Parameter. In Tabelle 4-1 sind die wichtigsten Kenngrößen der beiden Transformatoren festgehalten.

Transformator	Niederspannungsseite: NS	$S_n$	$U_n$	$I_n$	$N_w$	$R_w$
	Hochspannungsseite: HS	kVA	V	A	-	$\Omega$
T74	NS	50	400	72,1	102	0,034
	HS		35000	0,824	7730	321
T90	NS	50	420	68,7	108	0,0367
	HS		34965	0,87	7786	211,88

Tabelle 4-1: Wichtige Kenngrößen der Transformatoren T74 und T90

Im Anhang sind die vollständigen Datenblätter der beiden Transformatoren angehängt.

## 4.2 Versuchsaufbau

In Abbildung 4-2 ist das Schaltbild für die Messungen mit DC-Überlagerung dargestellt. Stellvertretend für alle Messungen handelt es sich dabei um eine Messung mit einer Überlagerung eines Gleichstroms in Phase 1 der Hochspannungsseite.

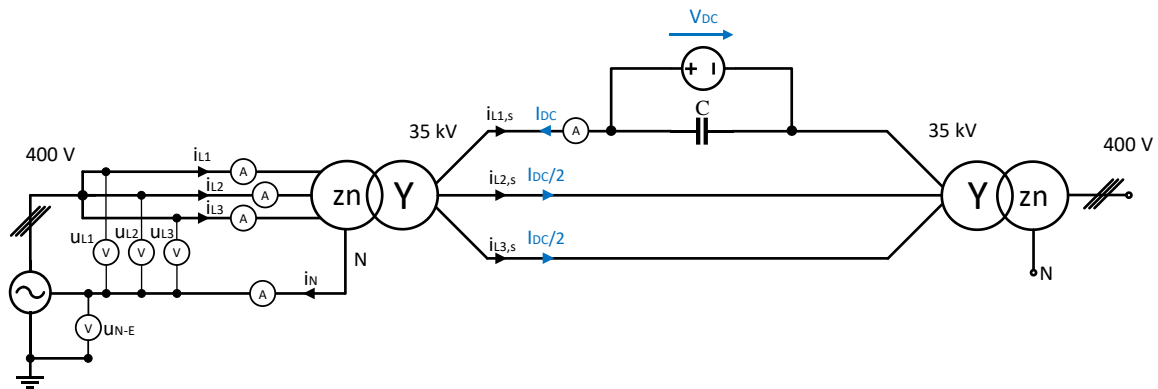


Abbildung 4-2: Messaufbau Back-to-Back Schaltung mit DC-Überlagerung in Phase 1

Die beiden Transformatoren sind in allen in dieser Arbeit durchgeführten Messungen mit DC-Überlagerung in einer Back-to-Back Schaltung verschaltet. Diese ist notwendig, um einen Gleichstrom auf der Hochspannungsseite einprägen zu können. Der netzseitige Transformator (T74) wird niederspannungsseitig von einem 400 V Dreiphasensystem versorgt. Der zweite Transformator (T90) bezieht seinen Magnetisierungsstrom von der 35 kV Hochspannungsverbindung zu T74 und ist niederspannungsseitig im Leerlauf.



Abbildung 4-3: Messaufbau Back-to-Back Schaltung im Labor



Abbildung 4-3 zeigt den Messaufbau im Labor. Die Hochspannungsseiten der beiden Transformatoren sind aufgrund der geringen Ströme mit einfachen Bananenstecker durchverbunden. Da es sich um einen Hochspannungsaufbau handelt, ist der gesamte Aufbau durch ein geerdetes Sicherheitsgitter vor direkter Berührung geschützt. Außerdem befindet sich am Arbeitsplatz ein Not-Aus-Schalter, um die Messung jeder Zeit abschalten zu können.

Um die Personensicherheit zu gewährleisten und den Aufbau zu schützen, werden bei jeder Messung folgende Schritte kontrolliert:

- Ausreichend Sicherheitsabstand zwischen den Phasen auf der Hochspannungsseite bzw. Phasen und Erdpotential einhalten
- Vor Beginn der Messung Erdungsstange entfernen und nach jeder Messung gesamten Aufbau erden, um Restladungen zu entfernen
- Sicherheitsgitter schließen, damit alle aktiven Teile während der Messung gegen Berührung geschützt sind

Beim Einschalten der Transformatoren ergeben sich transiente Ströme mit Spitzen bis zu 1000 A (Abbildung 4-4). Zum Begrenzen dieser Ströme wird die Spannung mit Hilfe eines Stelltransformators langsam hochgefahren, der beim Erreichen der Netzspannung überbrückt wird.

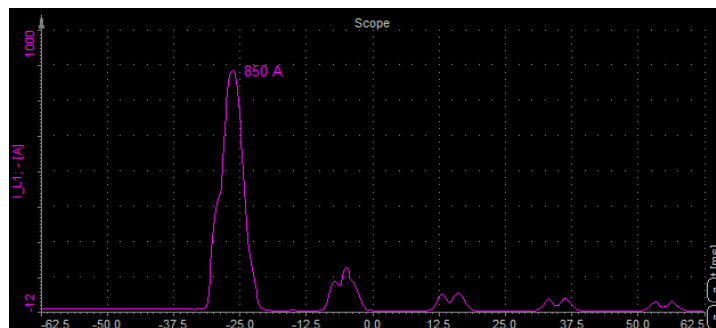


Abbildung 4-4: Einschaltstrom der Transformatoren ohne Einschaltstrombegrenzung

Folgende Größen werden für die Auswertung der Ergebnisse herangezogen.

- Zeitlicher Verlauf der Ströme auf der Niederspannungsseite ( $i_{L1}$ ,  $i_{L2}$ ,  $i_{L3}$ ,  $i_N$ )
- Zeitlicher Verlauf der Spannungen auf der Niederspannungsseite ( $u_{L1}$ ,  $u_{L2}$ ,  $u_{L3}$ ,  $u_{N-E}$ )
- Gesamt-Leistungen ( $P$ ,  $Q$ ,  $S$ )

Abbildung 4-5 zeigt das Messsystem und das benötigte Messequipment. Die Spannungsmessung auf der Niederspannungsseite kann direkt durchgeführt werden. Die Strommessung erfolgt aufgrund der hohen auftretenden Ströme über Strommesszangen. Dabei wird der Strom auf der Niederspannungsseite mit Strommesszangen für AC, aber auch Strommesszangen für AC+DC durchgeführt, um mögliche auftretende Gleichanteile im Stromverlauf aufzeichnen zu können. Die Spannung auf der Hochspannungsseite wird mit Hilfe von 1000:1 Hochspannungstastköpfen gemessen.



Abbildung 4-5: Messsystem mit Messequipment

Am wichtigsten für die Auswertung sind die Strom- und Spannungsverläufe auf der Niederspannungsseite, sowie die aufgenommenen Leistungen der Transformatoren. In Abbildung 4-6 sind der Strom- und Spannungsverlauf auf der Niederspannungsseite der Referenzmessung ohne Gleichstromüberlagerung dargestellt.

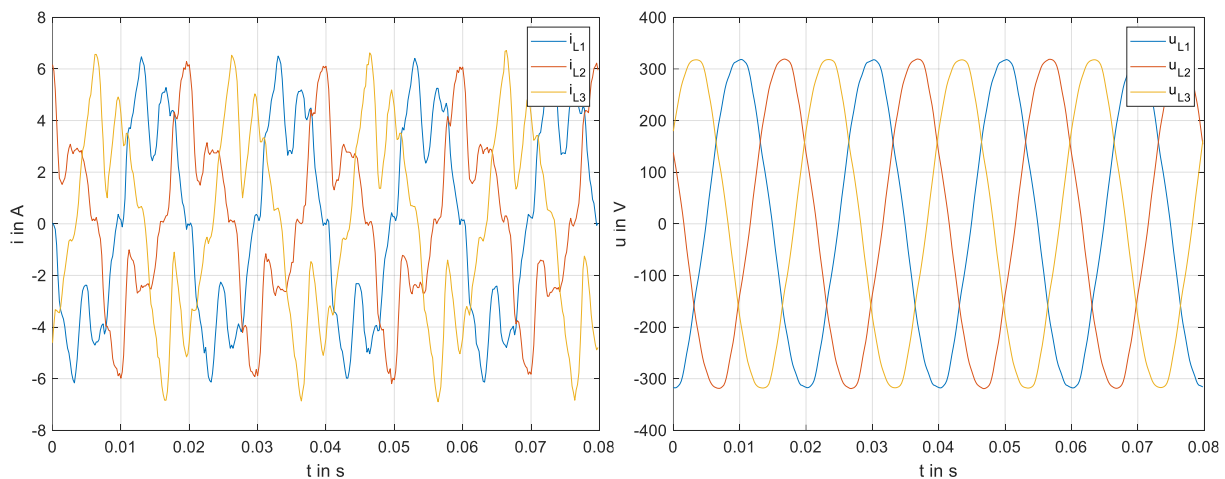


Abbildung 4-6: Stromverlauf (links) und Spannungsverlauf (rechts) auf der Niederspannungsseite ohne DC

Der Spannungsverlauf ist symmetrisch und sinusförmig. Im Stromverlauf hingegen sind starke Abweichungen von einer Sinusform zu erkennen. In jeder Halbwelle sind jeweils zwei Spitzen zu erkennen. Aus den zeitlichen Verläufen von Strom und Spannung berechnet das Messsystem die Leistungen, die jeweils über 10 Perioden gemittelt werden. Tabelle 4-2 beinhaltet die Durchschnittswerte der Leistungen. Diese Messwerte dienen als Referenz für alle folgenden Messungen mit Gleichstromüberlagerung.

P	Q	S
W	var	VA
379,3	2391,1	2421,0

Tabelle 4-2: Durchschnittswerte der Leistungen der Referenzmessung ohne DC

## 4.3 Versuche mit DC-Überlagerung auf der Hochspannungsseite

### 4.3.1 Übersicht

Aufgrund der Hochspannung müsste ein Netzteil gegen die maximal auftretende Spannung isoliert sein oder mit einem Trenntransformator, der für diese Spannung geeignet ist, versorgt werden. Da weder ein solches Netzteil noch ein 35 kV-Trenntransformator im Labor vorhanden sind, werden die Gleichströme auf der Hochspannungsseite durch 12 V Batterien, die auf dem Hochspannungspotential der jeweiligen Phase liegen, überlagert.

Durch Variation der Anzahl von Batterien und Phasen, in denen sie angebracht werden, können verschiedene Fälle mit unterschiedlich hohen und verschieden stark asymmetrischen Gleichströmen gemessen werden. Aufgrund des fehlenden Sternpunktes auf der Hochspannungsseite der Transformatoren, ist es nicht möglich einen symmetrischen Fall zu erzeugen, bei dem der Gleichstrom in allen drei Phasen gleich groß ist.

In Tabelle 4-3 ist eine Übersicht über alle durchgeführten Messungen mit DC-Überlagerung auf der Hochspannungsseite der Transformatoren dargestellt. In allen Messungen, die in diesem Kapitel durchgeführt werden, wird der Gleichstrom auf der Hochspannungsseite der Transformatoren eingepreßt und Strom und Spannung auf der Niederspannungsseite für die Auswertung herangezogen.

<b>Messungen</b>			
<b>Nr</b>	<b>Beschreibung</b>	<b>Nr</b>	<b>Beschreibung</b>
<b>1</b>	Referenzmessung ohne DC	<b>16</b>	2 Batterien in Phase 3
<b>2</b>	1 Batterie in Phase 1	<b>17</b>	3 Batterien in Phase 3
<b>3</b>	2 Batterien in Phase 1	<b>18</b>	4 Batterien in Phase 3
<b>4</b>	3 Batterien in Phase 1	<b>19</b>	5 Batterien in Phase 3
<b>5</b>	4 Batterien in Phase 1	<b>20</b>	4 Batterien in Phase 3 und 1 Batterie in Phase 2
<b>6</b>	5 Batterien in Phase 1	<b>21</b>	Referenzmessung ohne DC
<b>7</b>	2 Batterien in Phase 2	<b>22</b>	1 Batterie in Phase 2
<b>8</b>	2 Batterien in Phase 3	<b>23</b>	2 Batterien in Phase 2
<b>9</b>	1 Batterie in Phase 1 und 1 Batterie Phase 3	<b>24</b>	3 Batterien in Phase 2
<b>10</b>	2 Batterien in Phase 1 und 2 Batterien in Phase 3	<b>25</b>	4 Batterien in Phase 2
<b>11</b>	1 Batterie in Phase 1 und 1 Batterie in Phase 2	<b>26</b>	5 Batterien in Phase 2
<b>12</b>	1 Batterie in Phase 2 und 1 Batterie in Phase 3	<b>27</b>	3 Batterien in Phase 1 und 1 Batterie in Phase 3
<b>13</b>	2 Batterien in Phase 1 und 1 Batterie in Phase 3	<b>28</b>	3 Batterien in Phase 1 und 2 Batterien in Phase 3
<b>14</b>	Referenzmessung ohne DC	<b>29</b>	4 Batterien in Phase 1 und 1 Batterie in Phase 3
<b>15</b>	1 Batterie in Phase 3		

*Tabelle 4-3: Übersicht über alle durchgeführten Messungen mit Gleichstromüberlagerung*

Durch eine einzelne 12 V Batterie in einer Phase der Hochspannungsseite entsteht ein Gleichstrom von 15 mA (4-1 und 4-2) (Abbildung 4-7). Durch die Serienschaltung mehrerer Batterien können Vielfache der 15 mA erzeugt werden. Um sicher zu stellen, dass die Batteriespannung und somit der eingepreßte

Gleichstrom während der Messung konstant bleiben, werden 12 V Batterien mit hohen Kapazitäten (7 – 17 Ah) verwendet.

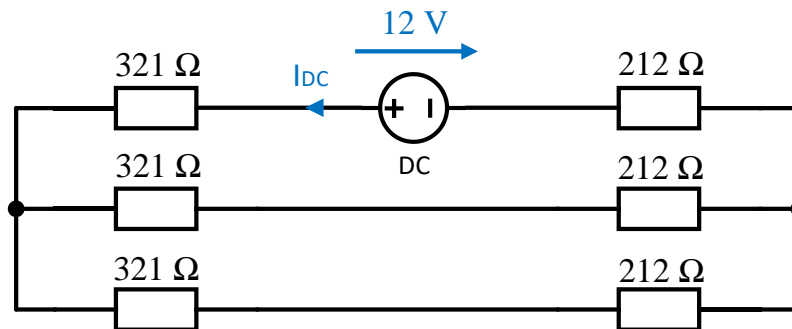


Abbildung 4-7: Resultierender Gesamtwiderstand im DC-Kreis der Back-to-Back Schaltung

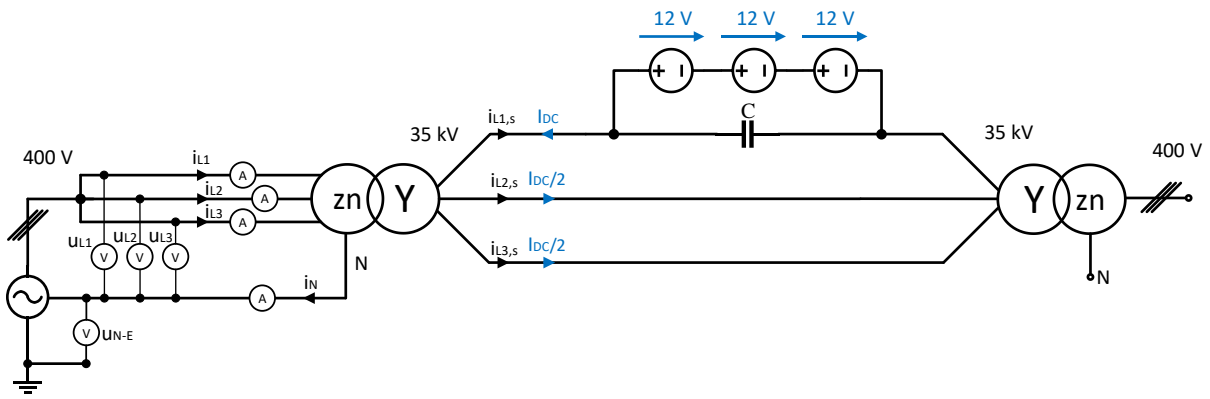
$$R_{\text{ges}} = 321 \, \Omega + \frac{(321 + 212) \, \Omega \cdot (321 + 212) \, \Omega}{(321 + 212) \, \Omega + (321 + 212) \, \Omega} + 212 \, \Omega = 799,5 \, \Omega \quad 4-1$$

$$I_{\text{DC}} = \frac{12 \, \text{V}}{R_{\text{ges}}} = \frac{12 \, \text{V}}{799,5 \, \Omega} = 15 \, \text{mA} \quad 4-2$$

### 4.3.2 Einprägen eines Gleichstroms in einer Phase

In diesem Abschnitt wird der Zusammenhang zwischen dem auf der Hochspannungsseite überlagerten Gleichstrom und der Strom- bzw. Leistungsaufnahme der Transformatoren untersucht. Zusätzlich wird eine Frequenzanalyse der gemessenen Stromverläufe durchgeführt und die auftretenden Harmonischen analysiert. Es werden Messungen mit 0-75 mA DC auf der Hochspannungsseite in Phase 1 und in weiteren Messungen 0-75 mA DC in Phase 2 und Phase 3 der Hochspannungsseite durchgeführt. Die Batterien werden in diesen Messungen elektrisch so verschaltet, dass der Gleichstrom in Richtung des netzseitigen Transformators (T74) fließt. Um sicher zu gehen, dass der Kern vollständig magnetisiert ist und sich ein konstanter Gleichstrom eingestellt hat, wird nach dem Anschließen der Batterien ein paar Minuten gewartet bevor der Versuch gestartet wird.

In Abbildung 4-8 ist der Messaufbau für die Messungen stellvertretend für eine DC-Einspeisung von 45 mA in Phase 1 dargestellt. Der Kondensator parallel zu den Batterien wird benötigt, um den Gleichstrom zu blockieren und dem Wechselstrom auf der Hochspannungsseite einen niederimpedanten Pfad zum Fließen zu bieten.

Abbildung 4-8: Messaufbau mit  $I_{DC} = 45 \text{ mA}$  in Phase 1

In Abbildung 4-9 sind die Verläufe der Ströme auf der Niederspannungsseite bei einem überlagerten Gleichstrom von 45 mA in den Phasen 1, 2 und 3 dargestellt.

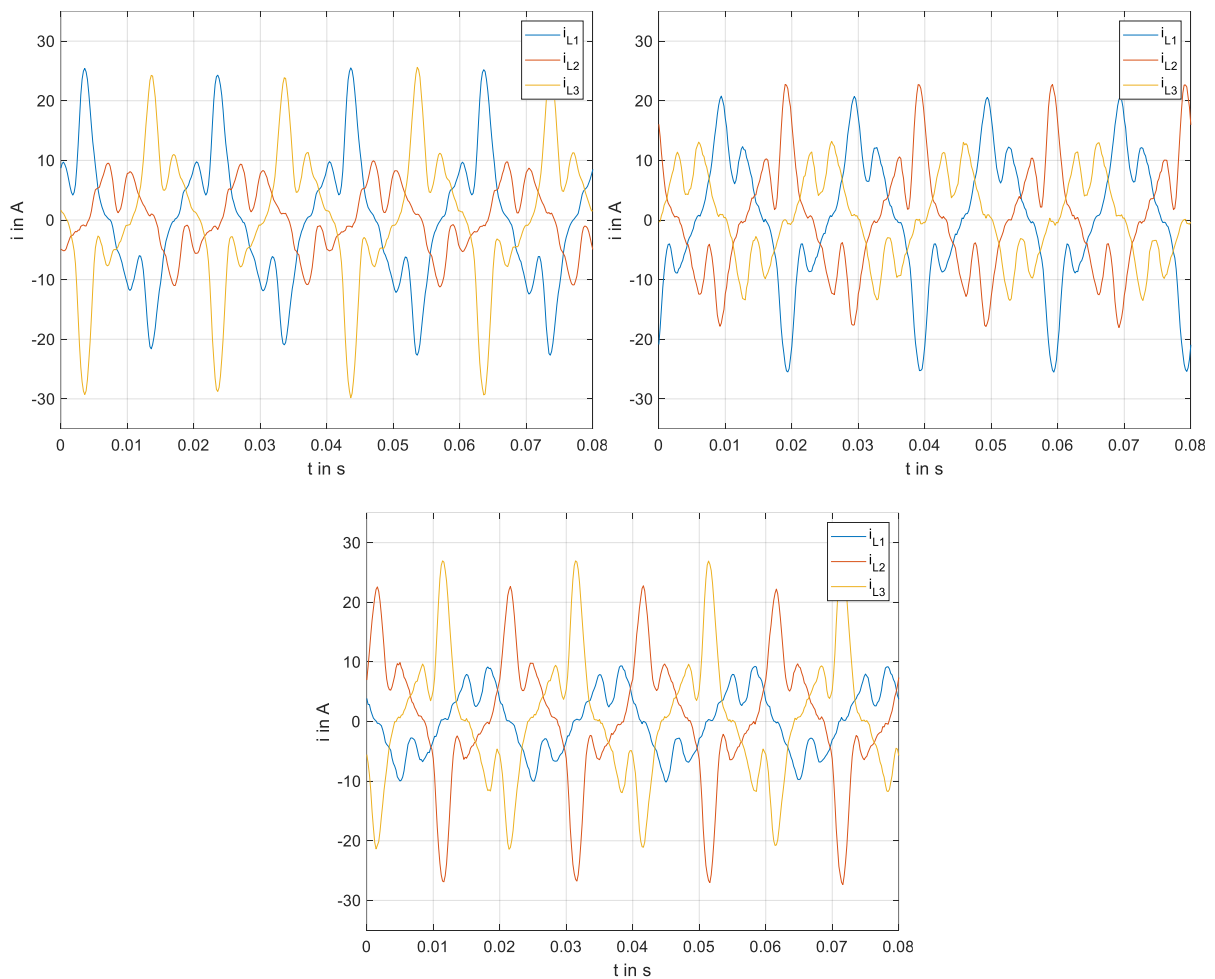


Abbildung 4-9: 45 mA DC auf der Hochspannungsseite in Phase 1 (links), Phase 2 (rechts) und Phase 3 (unten)

Aufgrund der starken Verzerrung und den nicht mehr eindeutig feststellbaren Nulldurchgängen werden die Spitzenwerte der Ströme und nicht die Effektivwerte für die Auswertung herangezogen (siehe Anhang).

Zur Untersuchung des Einflusses der Polarität des Gleichstroms wurden auch vereinzelte Messungen mit einem Gleichstrom in Richtung T90 durchgeführt. Dabei hat sich gezeigt, dass der Stromverlauf auf der Niederspannungsseite um die Abszisse gespiegelt ist, da die Sättigung nun in der jeweils anderen Halbwelle des Wechselstroms stattfindet. Der Leistungsbedarf der Messungen bleibt jedoch unverändert.

In Tabelle 4-4 sind alle Messungen, die für die Auswertung in diesem Abschnitt herangezogen werden, dargestellt. Die Tabelle zeigt den auf der Hochspannungsseite eingespeisten Gleichstrom, den höchsten Spitzenwert, der auf der Niederspannungsseite gemessenen Phasenströme in der positiven und negativen Halbwelle, die Wirkverluste und die Blind- und Scheinleistungsaufnahme der Transformatoren.

Messung		DC	max. positive		max. negative		Gesamtleistung		
Nr	Beschreibung		Stromamplitude		Stromamplitude		P	Q	S
		mA	A	in Phase	A	in Phase	W	var	VA
1	Referenzmessung ohne DC	0	7,20	1	-7,26	1	379,3	2391,1	2421,0
2	1 Batterie in Phase 1	15	11,54	1	-12,79	3	409,4	3160,8	3187,2
3	2 Batterien in Phase 1	30	18,13	3	-22,22	3	469,8	4588,1	4612,1
4	3 Batterien in Phase 1	45	25,70	1	-30,06	3	560,8	6241,0	6266,1
5	4 Batterien in Phase 1	60	33,33	1	-36,35	3	677,5	7921,4	7950,3
6	5 Batterien in Phase 1	75	40,28	3	-41,69	3	792,3	9359,3	9392,8
22	1 Batterie in Phase 2	15	9,22	1	-10,68	1	395,2	3060,8	3086,2
23	2 Batterien in Phase 2	30	15,44	2	-18,68	1	460,2	4607,8	4630,7
24	3 Batterien in Phase 2	45	22,16	2	-26,09	1	548,1	6194,5	6218,7
25	4 Batterien in Phase 2	60	27,47	1	-31,52	1	658,0	7727,6	7755,6
26	5 Batterien in Phase 2	75	33,33	1	-36,56	1	787,5	9349,5	9382,6
15	1 Batterie in Phase 3	15	11,14	3	-11,51	2	406,5	3047,0	3074,0
16	2 Batterien in Phase 3	30	20,63	3	-19,81	2	476,9	4591,3	4616,0
17	3 Batterien in Phase 3	45	27,44	3	-27,13	2	519,2	6101,4	6123,5
18	4 Batterien in Phase 3	60	35,22	3	-33,17	2	670,7	7736,8	7765,8
19	5 Batterien in Phase 3	75	41,29	3	-39,49	3	791,7	9242,4	9276,2

Tabelle 4-4: Wichtigsten Messdaten der Messungen

### Zusammenhang zwischen DC und Strom- bzw. Leistungsaufnahme

In Abbildung 4-10 ist der Spitzenwert des höchsten Phasenstroms auf der Niederspannungsseite über dem auf der Hochspannungsseite eingespeisten Gleichstrom dargestellt. Dabei ist erkennbar, dass ein annähernd linearer Zusammenhang zwischen den beiden Größen herrscht. Bei einer Überlagerung in Phase 2 ist der aufgenommene Strom auf der Niederspannungsseite geringer. Dieser Effekt ist ein Kapitel 3.4 beschrieben.

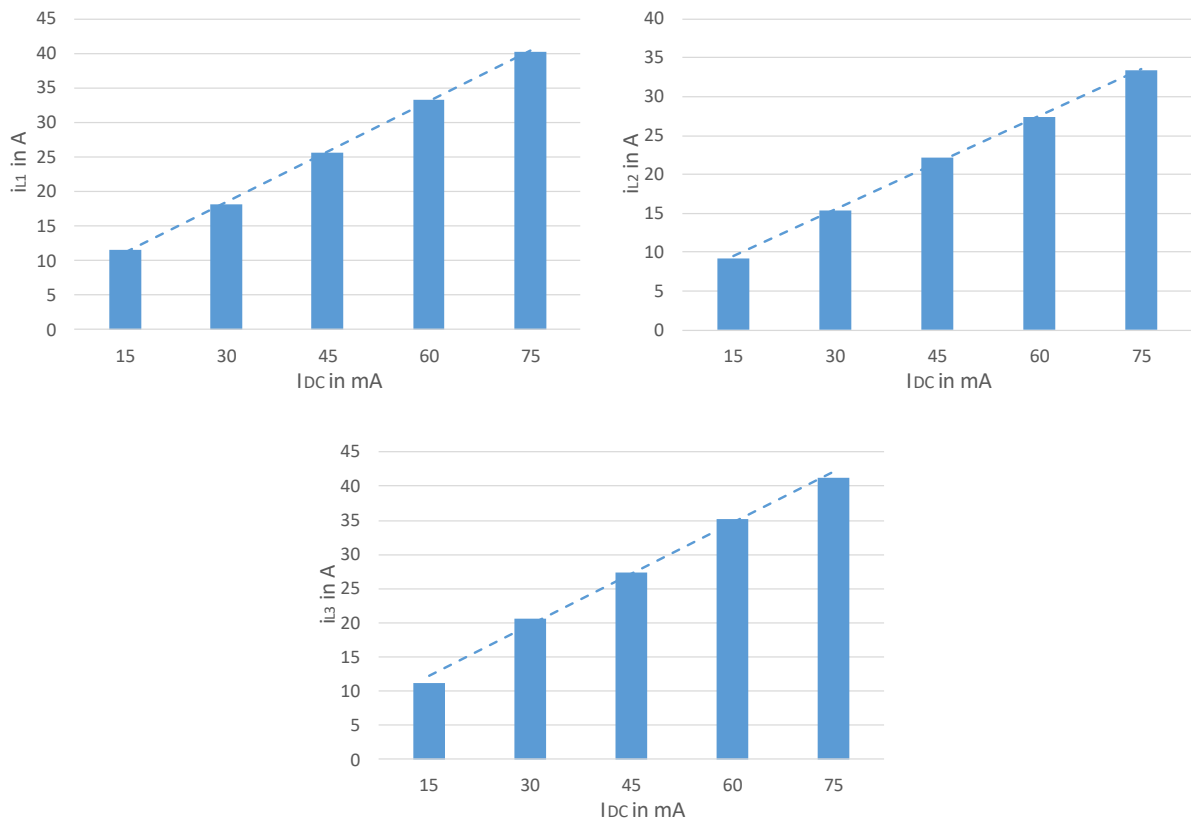
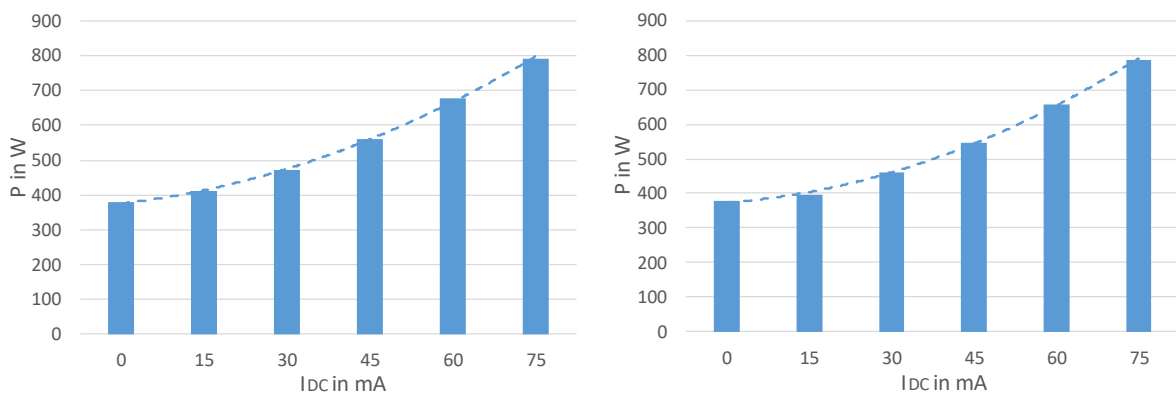


Abbildung 4-10: Zusammenhang zwischen DC und Spitzenwerte des Stroms auf der Niederspannungsseite in der positiven Halbwelle (links: DC in Phase 1, rechts: DC in Phase 2, unten: DC in Phase 3)

Abbildung 4-11 zeigt die Wirkverluste bei eingespeisten Gleichströmen im Bereich von 0 – 75 mA in den unterschiedlichen Phasen. Es ist ein leicht steigender Zusammenhang erkennbar, der auf die erhöhte Flussdichte im Transformator zurückzuführen ist. Die Eisenverluste nehmen mit dem Quadrat der Flussdichte zu.



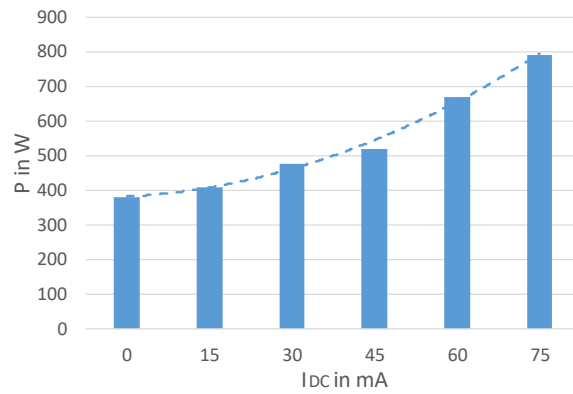


Abbildung 4-11: Zusammenhang zwischen DC auf der Hochspannungsseite und Wirkverlusten (links: DC in Phase 1, rechts: DC in Phase 2, unten: DC in Phase 3)

In Abbildung 4-12 und Abbildung 4-13 sind die Blindleistungs- und Scheinleistungsaufnahme der Transformatoren über den überlagerten Gleichstrom dargestellt. Dabei ist zu erkennen, dass der Zusammenhang zwischen Blindleistung bzw. Scheinleistung und dem überlagerten Gleichstrom annähernd linear ist.

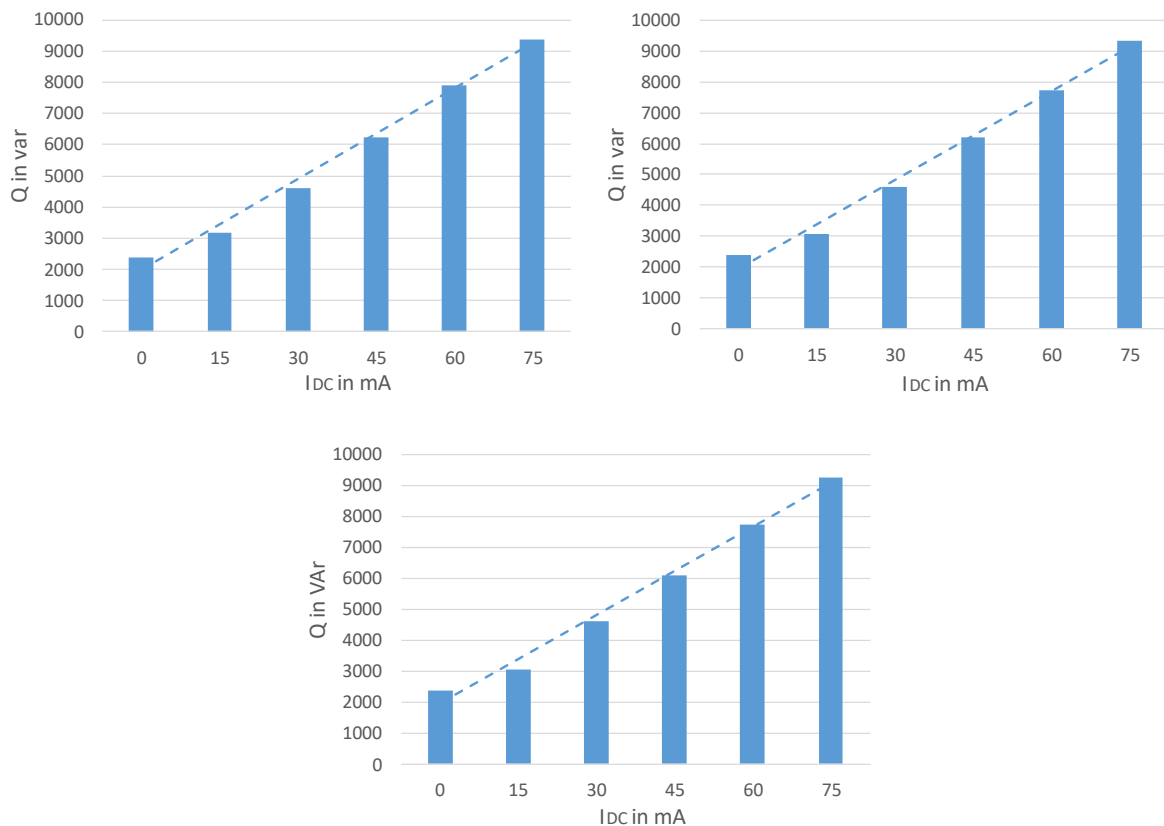


Abbildung 4-12: Zusammenhang zwischen DC auf der Hochspannungsseite und aufgenommener Blindleistung (links: DC in Phase 1, rechts: DC in Phase 2, unten: DC in Phase 3)



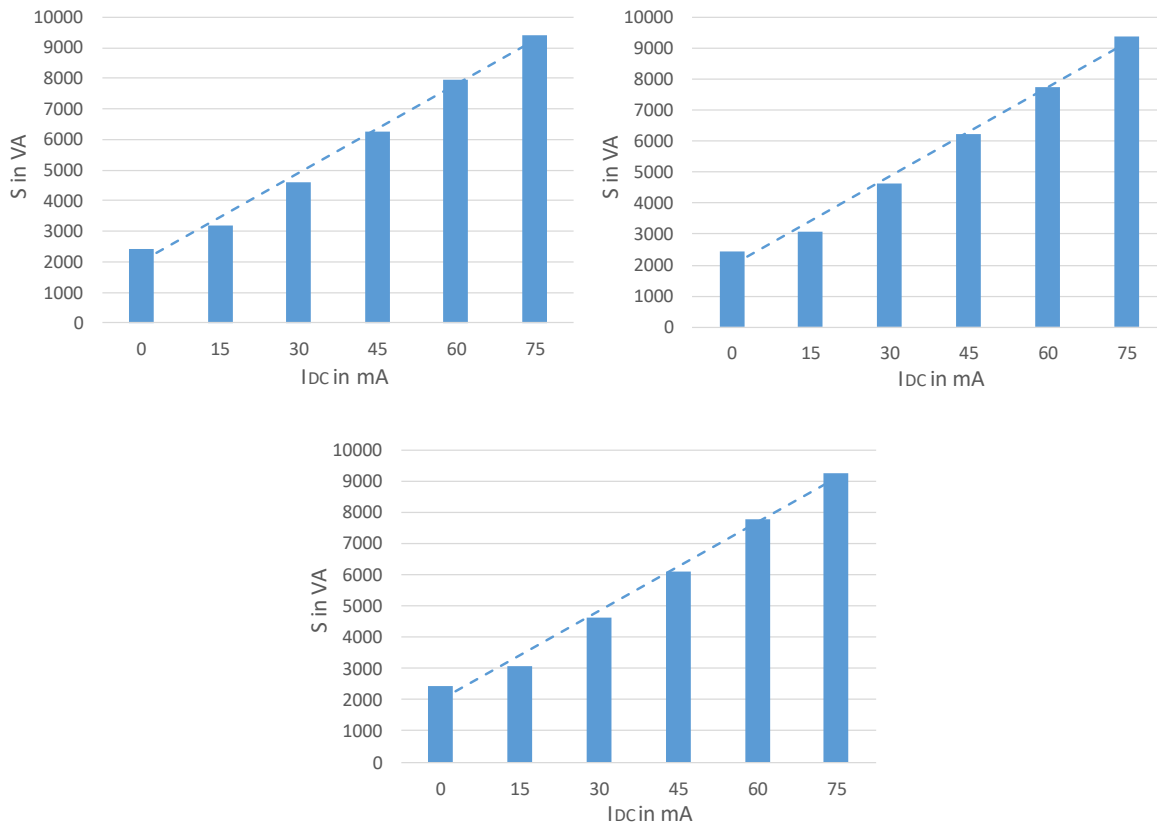


Abbildung 4-13: Zusammenhang zwischen DC auf der Hochspannungsseite und aufgenommener Scheinleistung (links: DC in Phase 1, rechts: DC in Phase 2, unten: DC in Phase 3)

In [4, 28] wurde festgestellt, dass die Blindleistungsaufnahme im betrachteten Messbereich der Sternpunktströme linear zum GIC im Sternpunkt des Transformators ist. Diese Messungen zeigen, dass dieses Verhältnis auch bei einem DC in einer Phase der Hochspannungsseite, der sich gleichmäßig über den anderen beiden Phasen aufteilt, zutrifft. Im Gegensatz zur Stromaufnahme ist bei den Leistungen kein Unterschied zwischen der Überlagerung in Phase 1 bzw. 3 und Phase 2 erkennbar.

#### Zusammengefasste Beobachtungen im betrachteten Messbereich

- Annähernd linearer Zusammenhang zwischen DC auf der Hochspannungsseite und Spitzenwert des Phasenstroms auf der Niederspannungsseite.
- Nichtlinearer (leicht steigender) Zusammenhang zwischen DC auf der Hochspannungsseite und den Wirkverlusten.
- Annähernd linearer Zusammenhang zwischen DC auf der Hochspannungsseite und Blindleistungsbedarf bzw. Scheinleistungsaufnahme der Transformatoren.
- Annähernd linearer Zusammenhang zwischen DC auf der Hochspannungsseite und Scheinleistungsaufnahme der Transformatoren.

### Analyse der Harmonischen im Stromverlauf der Niederspannungsseite

In diesem Abschnitt werden mit Hilfe der FFT die Frequenzanteile der Stromverläufe auf der Niederspannungsseite analysiert und mit denen der Referenzmessung verglichen. Es werden Messungen mit 45 und 75 mA in den Phasen 1, 2 und 3 herangezogen und jeweils die Phasenströme gegenübergestellt.

Abbildung 4-14 zeigt die Frequenzspektren der Referenzmessung und der Messungen mit 45 und 75 mA DC in Phase 1 der Hochspannungsseite. Für eine bessere Anschaulichkeit wurden die Signale etwas versetzt dargestellt, um die Messungen in einem Diagramm direkt miteinander vergleichen zu können.

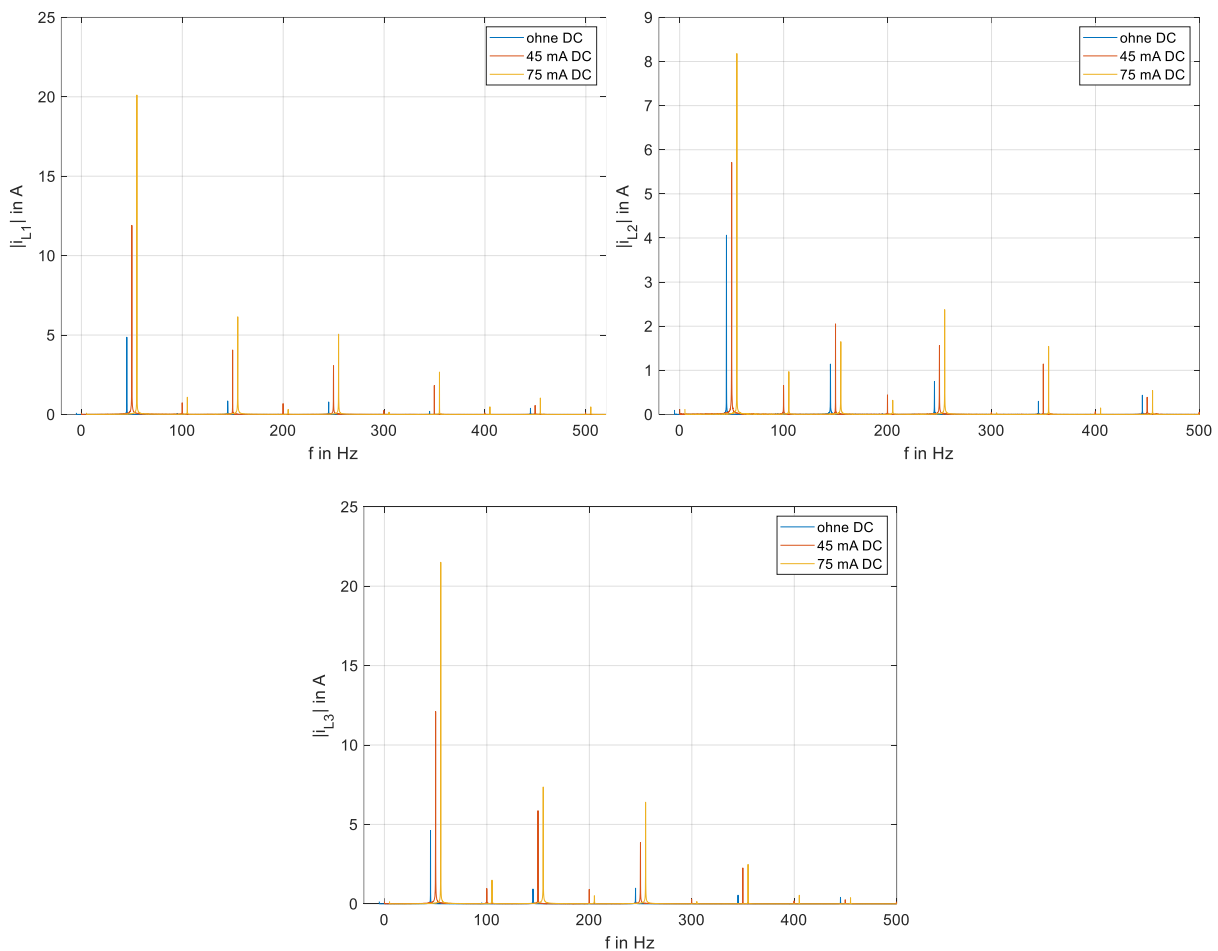


Abbildung 4-14: Frequenzspektrum der Referenzmessung und der Messungen mit 45 und 75 mA DC in Phase 1 der Hochspannungsseite (Fensterlänge: 10 s)

Aus Abbildung 4-14 ist ersichtlich, dass bereits in der Messung ohne DC-Überlagerung Harmonische auftreten. Im Leerlauf überschreitet der Fluss des Transformators bereits den Knipunkt der Sättigungskennlinie, wodurch dieser in der positiven und negativen Halbwelle bereits leicht sättigt und ungerade Harmonische auftreten.

In den Phasen, in denen der Strom durch die Sättigung am stärksten ansteigt (in diesem Fall Phase 1 und Phase 3) ist erkennbar, dass die ungeradzahigen Oberschwingungen (insbesondere 150, 250 Hz)

im Vergleich zur Grundschwingung wesentlich stärker ansteigen. In Phase 2, die durch die Sättigung den geringsten Stromanstieg erfährt, ist dieses Verhalten weniger stark ausgeprägt. Außerdem ist ersichtlich, dass dieses Verhalten bei der 450 Hz- Komponente nicht mehr vorhanden ist.

Durch die Sättigung treten geradzahlige Vielfache der 50 Hz Grundschwingung auf, die in der Referenzmessung nicht vorhanden sind. Dies liegt daran, dass die Stromverläufe aufgrund der Sättigung nicht mehr symmetrisch um die Abszisse sind, wodurch geradzahlige Vielfache der Grundfrequenz im Frequenzspektrum auftreten.

In Tabelle 4-5 sind die Amplituden des Gleichanteils, der Grundschwingung und der Harmonischen der Messung ohne DC-Überlagerung und mit 45 bzw. 75 mA DC in Phase 1 festgehalten.

Phase (Niederspannungsseite)	Frequenz Hz	ohne DC	45 mA DC Phase 1	75 mA DC Phase 1
L1	0	0,10	0,10	0,10
L1	50	4,86	11,90	20,11
L1	100	0,06	0,73	1,09
L1	150	0,85	4,06	6,15
L1	200	0,02	0,68	0,32
L1	250	0,79	3,07	5,06
L1	300	0,01	0,25	0,14
L1	350	0,20	1,82	2,67
L1	400	0,00	0,10	0,48
L1	450	0,39	0,57	1,04
L2	0	0,10	0,12	0,12
L2	50	4,06	5,71	8,18
L2	100	0,01	0,66	0,97
L2	150	1,14	2,05	1,65
L2	200	0,02	0,44	0,32
L2	250	0,75	1,56	2,38
L2	300	0,01	0,04	0,04
L2	350	0,30	1,14	1,54
L2	400	0,01	0,06	0,15
L2	450	0,44	0,39	0,54
L3	0	0,14	0,14	0,15
L3	50	4,62	12,11	21,50
L3	100	0,06	0,96	1,49
L3	150	0,93	5,87	7,36
L3	200	0,02	0,91	0,51
L3	250	0,98	3,86	6,40
L3	300	0,02	0,31	0,14
L3	350	0,54	2,26	2,48
L3	400	0,01	0,18	0,54
L3	450	0,41	0,26	0,38

Tabelle 4-5: Frequenzanalyse der Messungen mit DC in Phase 1

In Abbildung 4-15 und Abbildung 4-16 sind die Frequenzspektren für die DC-Überlagerung von 45 und 75 mA in Phase 2 bzw. Phase 3 im Vergleich zur Referenzmessung dargestellt. Tabelle 4-6 und Tabelle 4-7 beinhalten den Gleichanteil, die Grundschwingung und die Harmonischen dieser Messungen.

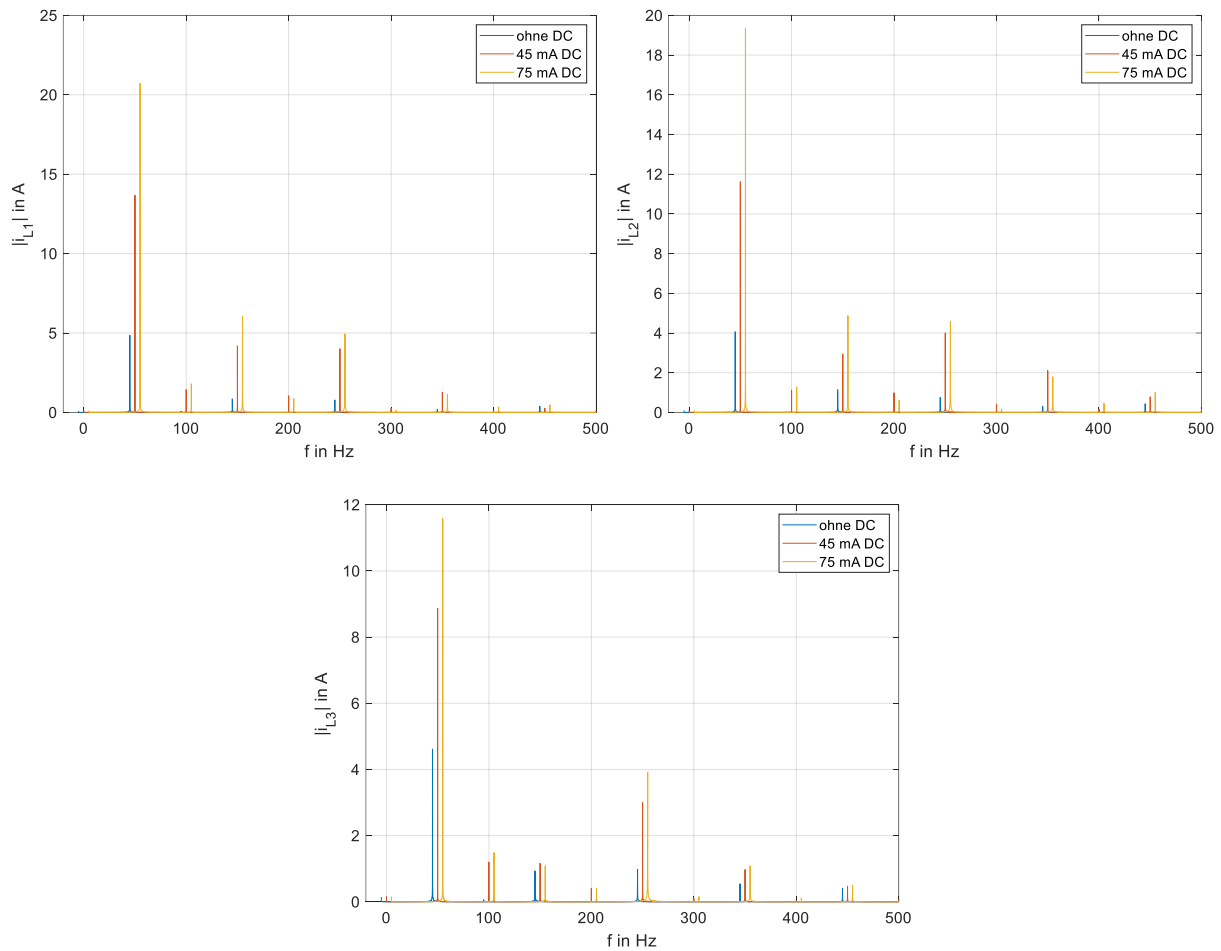


Abbildung 4-15: Frequenzspektrum der Referenzmessung und der Messungen mit 45 und 75 mA DC in Phase 2 der Hochspannungsseite (Fensterlänge: 10 s)

Phase (Niederspannungsseite)	Frequenz Hz	ohne DC	45 mA DC Phase 1	75 mA DC Phase 1
L1	0	0,10	0,12	0,12
L1	50	4,86	13,67	20,71
L1	100	0,06	1,43	1,80
L1	150	0,85	4,19	6,04
L1	200	0,02	1,05	0,87
L1	250	0,79	4,01	4,94
L1	300	0,01	0,26	0,13
L1	350	0,20	1,28	1,12
L1	400	0,00	0,10	0,35
L1	450	0,39	0,26	0,48
L2	0	0,10	0,12	0,11
L2	50	4,06	11,62	19,35
L2	100	0,01	1,12	1,28
L2	150	1,14	2,94	4,88
L2	200	0,02	0,99	0,63
L2	250	0,75	4,01	4,58
L2	300	0,01	0,42	0,16
L2	350	0,30	2,11	1,80
L2	400	0,01	0,17	0,46
L2	450	0,44	0,78	1,00

L3	0	0,14	0,16	0,16
L3	50	4,62	8,87	11,58
L3	100	0,06	1,20	1,49
L3	150	0,93	1,16	1,09
L3	200	0,02	0,40	0,41
L3	250	0,98	3,00	3,92
L3	300	0,02	0,10	0,16
L3	350	0,54	0,98	1,09
L3	400	0,01	0,03	0,11
L3	450	0,41	0,47	0,51

Tabelle 4-6: Frequenzanalyse der Messungen mit DC in Phase 2

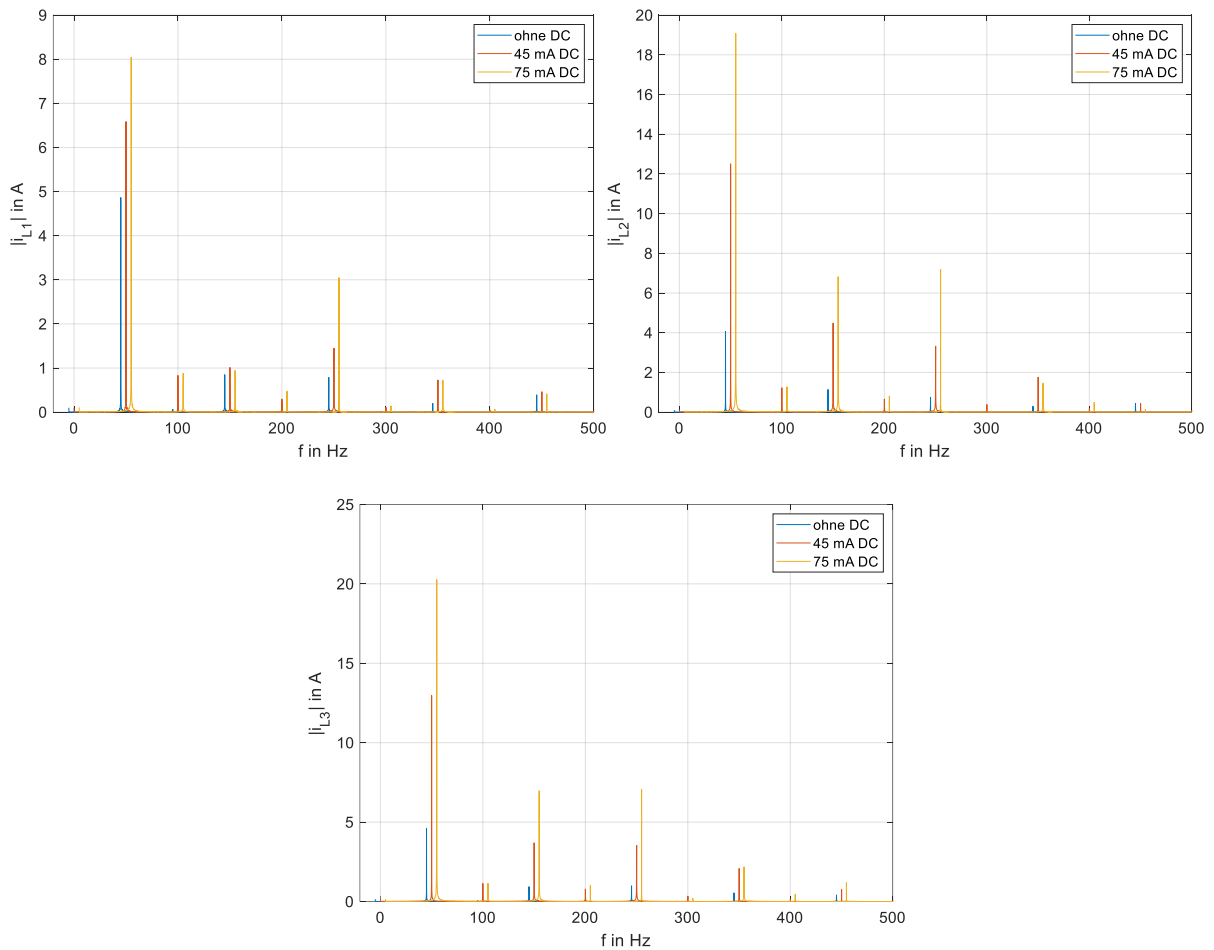


Abbildung 4-16: Frequenzspektrum der Referenzmessung und der Messungen mit 45 und 75 mA DC in Phase 3 der Hochspannungsseite (Fensterlänge: 10 s)

Phase (Niederspannungsseite)	Frequenz Hz	ohne DC	45 mA DC Phase 1	75 mA DC Phase 1
L1	0	0,10	0,10	0,11
L1	50	4,86	6,59	8,04
L1	100	0,06	0,83	0,88
L1	150	0,85	1,01	0,94
L1	200	0,02	0,30	0,48
L1	250	0,79	1,45	3,05
L1	300	0,01	0,10	0,14
L1	350	0,20	0,73	0,72
L1	400	0,00	0,05	0,07
L1	450	0,39	0,46	0,42
L2	0	0,10	0,12	0,07
L2	50	4,06	12,50	19,08
L2	100	0,01	1,23	1,27
L2	150	1,14	4,48	6,82
L2	200	0,02	0,65	0,81
L2	250	0,75	3,32	7,18
L2	300	0,01	0,38	0,06
L2	350	0,30	1,76	1,46
L2	400	0,01	0,17	0,49
L2	450	0,44	0,43	0,13
L3	0	0,14	0,15	0,16
L3	50	4,62	12,97	20,27
L3	100	0,06	1,14	1,14
L3	150	0,93	3,69	6,98
L3	200	0,02	0,78	1,02
L3	250	0,98	3,53	7,06
L3	300	0,02	0,34	0,20
L3	350	0,54	2,08	2,18
L3	400	0,01	0,15	0,45
L3	450	0,41	0,77	1,19

Tabelle 4-7: Frequenzanalyse der Messungen mit DC in Phase 3

Auch hier sind dieselben Effekte erkennbar, wie in der Messung zuvor. Die 150, 250 und 350 Hz Komponenten treten mit zunehmender Sättigung und damit zunehmender Verzerrung der Signale vermehrt auf. Dies trifft vor allem auf die beiden Phasen der Niederspannungsseite zu, die durch die Sättigung, den höchsten Stromanstieg erfahren. Außerdem treten geradzahlige Vielfache der Grundfrequenz (100 und 200 Hz) im Frequenzspektrum auf, die in der Referenzmessung ohne DC-Überlagerung nicht auftreten. Diese entstehen durch die Asymmetrie der Stromverläufe um die Abszisse.

### **Einfluss der Phase auf Strom- bzw. Leistungsaufnahme**

In diesem Abschnitt wird untersucht, welche Auswirkungen die Variation der Phase, in der der Gleichstrom auf der Hochspannungsseite überlagert wird, auf die Strom- und Leistungsaufnahme der Transformatoren hat. Dazu werden wiederum die Messungen mit 15 – 75 mA DC auf der Hochspannungsseite der Transformatoren in Phase 1,2 und 3 herangezogen.

Stellvertretend für alle Messungen werden in Abbildung 4-17 die gemessenen Phasenströme auf der Niederspannungsseite der Messungen mit 75 mA DC in den unterschiedlichen Phasen der Hochspannungsseite dargestellt.

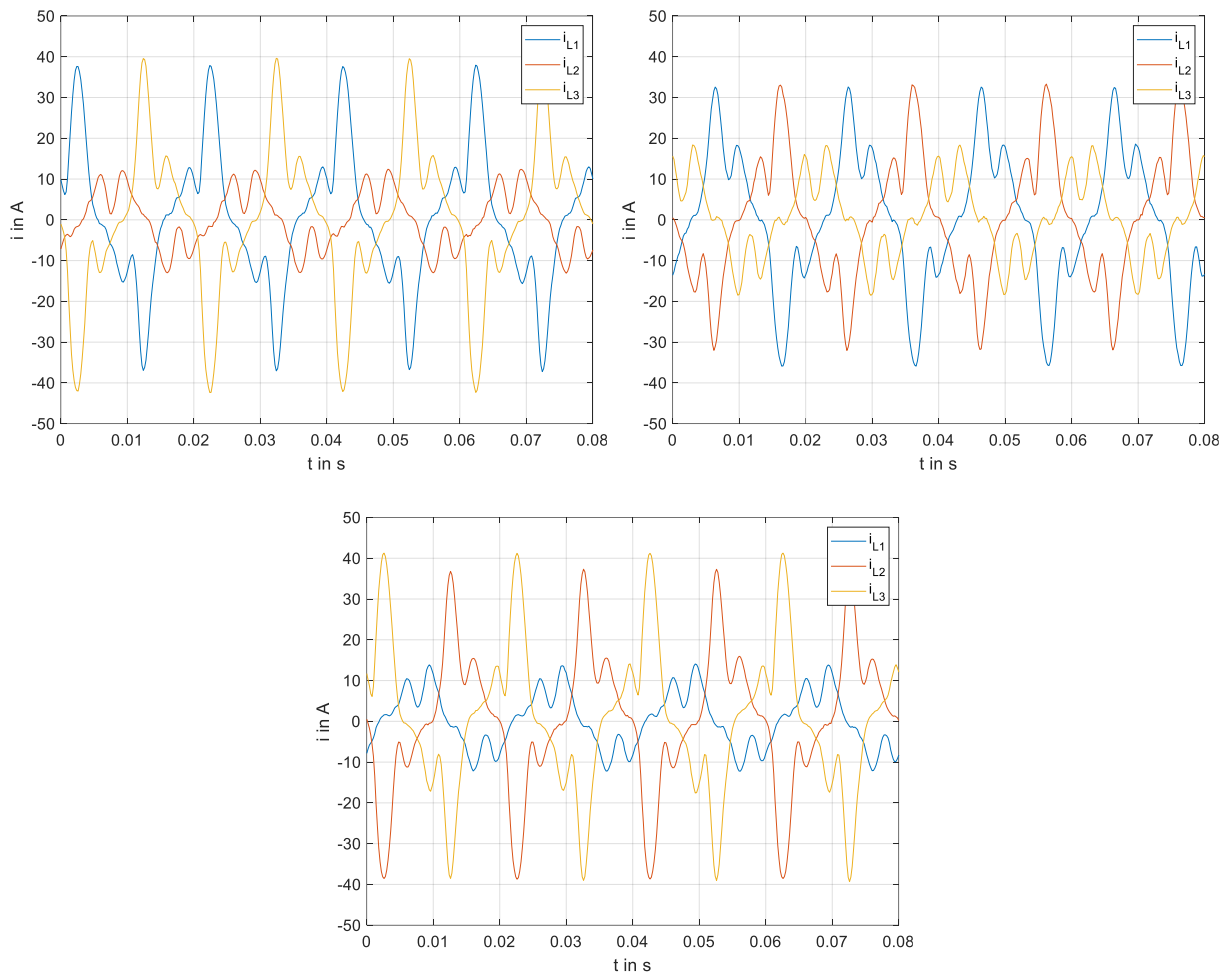


Abbildung 4-17: 75 mA DC auf der Hochspannungsseite in Phase 1 (links), Phase 2 (rechts) und Phase 3 (unten)

Anhand dieser Stromverläufe ist erkennbar, dass die Phase, in der der Gleichstrom eingespeist wird, Auswirkung auf die Ströme der Niederspannungsseite hat. In zwei Phasen der Messungen treten immer relativ hohe Spitzenwerte der Ströme auf, wohingegen eine Phase niederspannungsseitig meist keinen sonderlich großen Anstieg im Stromverlauf im Vergleich zur Referenzmessung zeigt.

Dies ist auf die Zickzackschaltung der Wicklungen auf der Niederspannungsseite zurückzuführen, bei der auf einem Schenkel die Teilwicklungen von zwei verschiedenen Phasen liegen. Wenn hochspannungsseitig ein Schenkel gesättigt wird, erfahren also jeweils 2 Phasen der Niederspannungsseite einen starken Stromanstieg, wohingegen eine Phase nur einen leichten Stromanstieg über die magnetische Kopplung erfährt.

Abbildung 4-18 und Abbildung 4-19 zeigen den Spitzenwert des Phasenstroms auf der Niederspannungsseite (positiv und negativ) über dem auf der Hochspannungsseite eingespeisten Gleichstrom in Phase 1, 2 und 3. Dabei ist erkennbar, dass die Transformatoren vor allem empfindlich

gegen einen Offset in Phase 1 und 3 der Hochspannungsseite sind und mit einem geringeren Stromanstieg reagieren, wenn der Offset in Phase 2 der Hochspannungsseite eingeprägt wird. Dies liegt an dem dreischenkligen Aufbau des Transformatorkerns und wurde bereits in Kapitel 3.4 genauer beschrieben.

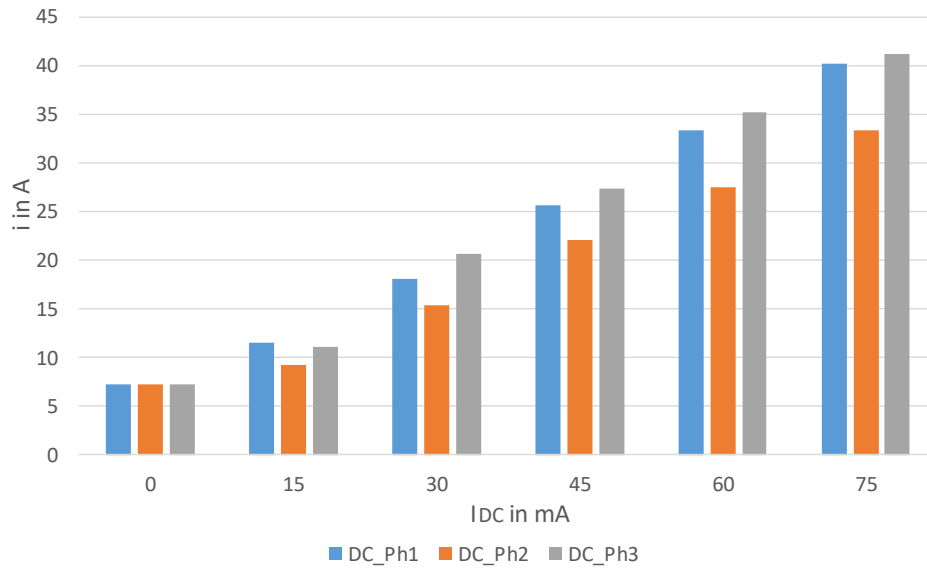


Abbildung 4-18: Gegenüberstellung der maximalen Stromamplituden der Ströme auf der Niederspannungsseite (positive Halbwelle) bei Einspeisung eines DC in unterschiedlichen Phasen auf der Hochspannungsseite

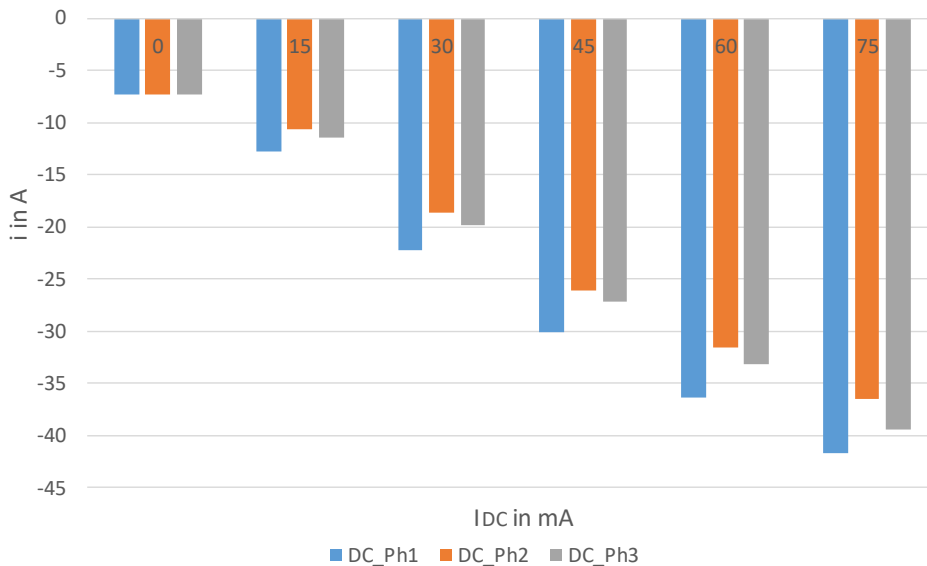


Abbildung 4-19: Gegenüberstellung der maximalen Stromamplituden der Ströme auf der Niederspannungsseite (negative Halbwelle) bei Einspeisung eines DC in unterschiedlichen Phasen auf der Hochspannungsseite



Abbildung 4-20 bis Abbildung 4-22 zeigen die Wirkverluste, den Blind- und Scheinleistungsbedarf der Messungen mit unterschiedlichem DC auf der Hochspannungsseite.

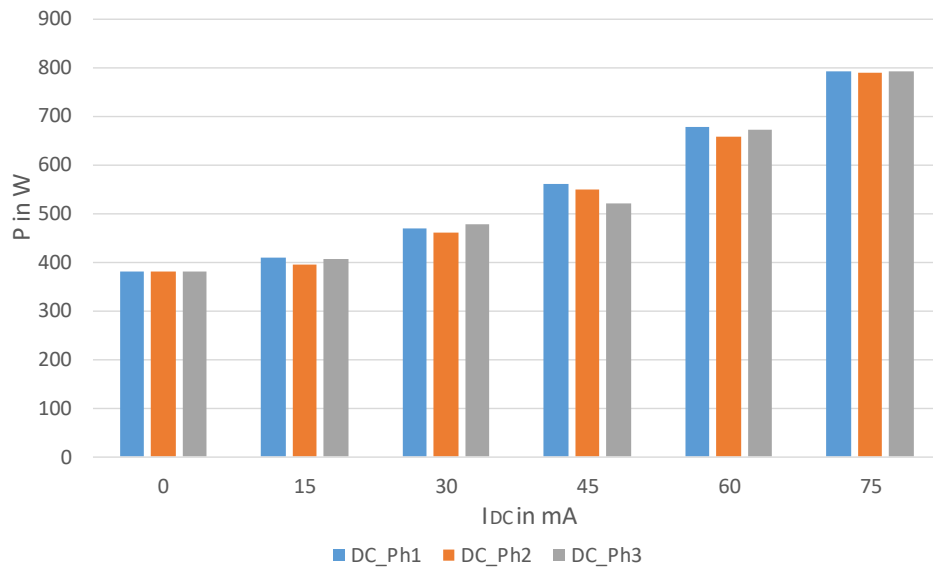


Abbildung 4-20: Wirkverluste bei Gleichstrom in unterschiedlichen Phasen der Hochspannungsseite

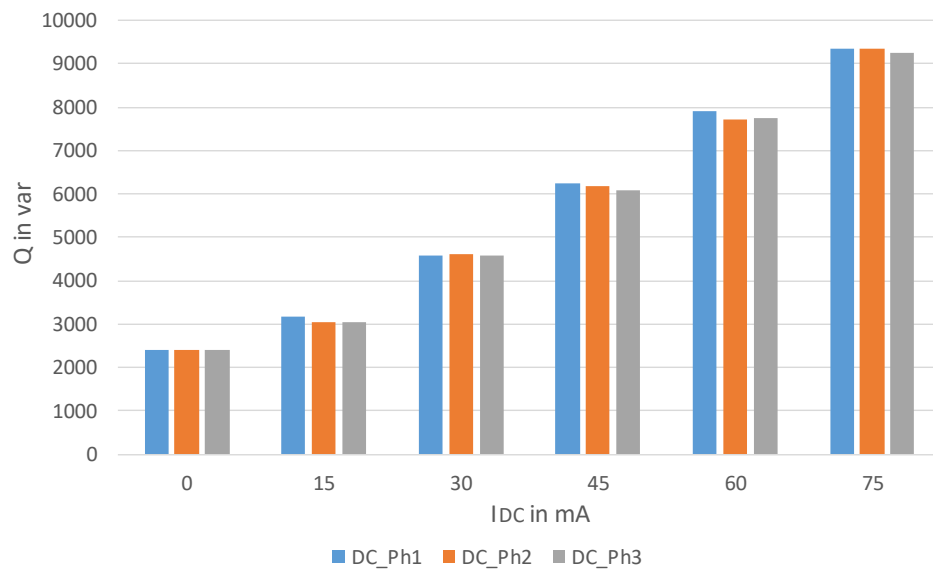


Abbildung 4-21: Blindleistung bei Gleichstrom in unterschiedlichen Phasen der Hochspannungsseite

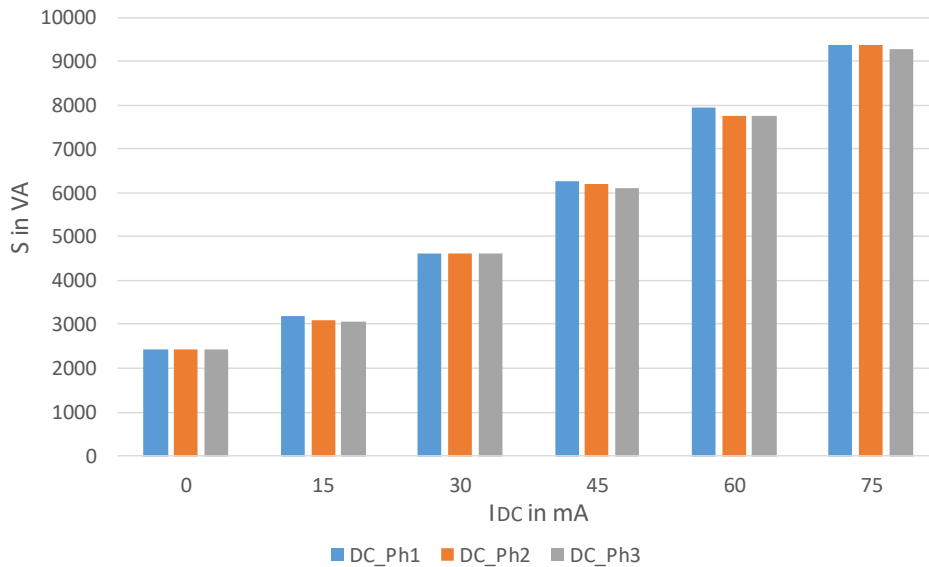


Abbildung 4-22: Scheinleistung bei Gleichstrom in unterschiedlichen Phasen der Hochspannungsseite

Anhand der Diagramme ist ersichtlich, dass die Phase, in der der Gleichstrom überlagert wird, im Gegensatz zum Stromanstieg, keine nennenswerte Auswirkung auf die aufgenommenen Leistungen der Transformatoren hat. Dies liegt daran, dass bei einem Gleichstrom in Phase 2 zwar die maximalen Stromwerte der Ströme auf der Niederspannungsseite niedriger sind, jedoch der von der Sättigung am wenigsten betroffene Phasenstrom höher ist als bei den anderen Messungen. Dadurch wird in Summe etwa die gleiche Leistung aufgenommen.

### 4.3.3 Einfluss von unterschiedlichen Stromverhältnissen bei gleicher Anzahl an Batterien

In diesem Teil wird die Auswirkung der Aufteilung der Batterien in die unterschiedlichen Phasen, bei gleicher Anzahl an Batterien untersucht. Dazu werden mehrere Messungen mit jeweils 5 Batterien, die unterschiedlich auf der Hochspannungsseite verteilt sind, herangezogen (Abbildung 4-23). Anhand Abbildung 4-24 ist ersichtlich, dass die unterschiedliche Positionierung der Batterien Einfluss auf die Amplitude und die Verteilung des Gleichstroms auf der Hochspannungsseite hat. Dies wirkt sich wiederum auf die maximal auf der Niederspannungsseite auftretenden Ströme und die Leistungen aus.

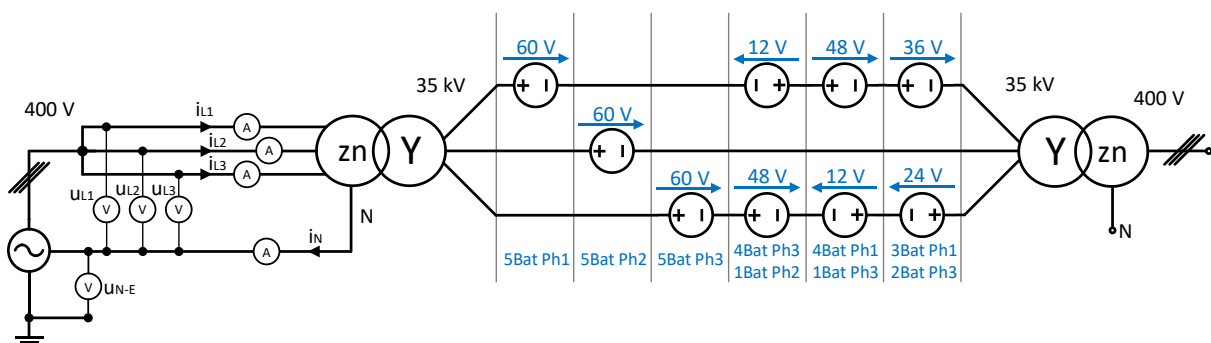


Abbildung 4-23: Aufteilung der Batterien in den einzelnen Phasen

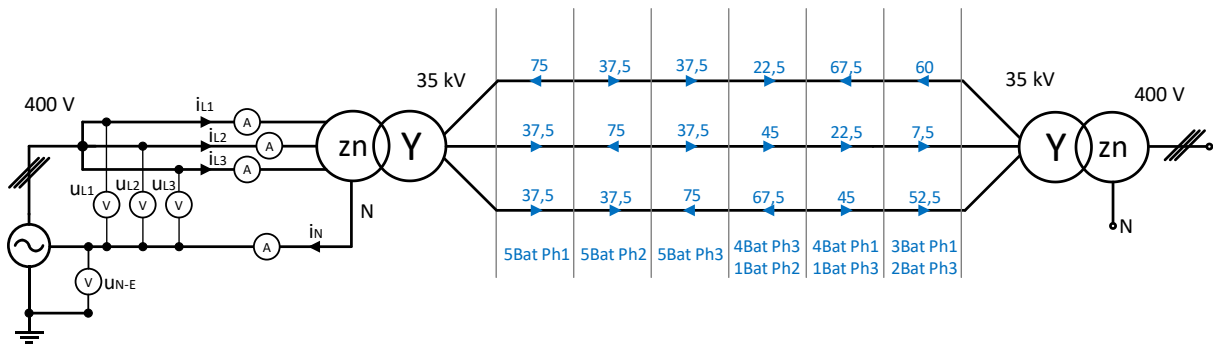


Abbildung 4-24: Stromaufteilung bei gleicher Anzahl an Batterien in mA

In Tabelle 4-8 sind die Messungen und die wichtigsten Messwerte, die für die Auswertung herangezogen werden, festgehalten.

Nr	Messung Beschreibung	DC mA	max. positive Stromamplitude		max. negative Stromamplitude		Gesamtleistung		
			A	in Phase	A	in Phase	P W	Q var	S VA
6	5 Batterien in Phase 1	75	40,28	3	-41,69	3	792,3	9359,3	9392,8
26	5 Batterien in Phase 2	75	33,33	1	-36,56	1	787,5	9349,5	9382,6
19	5 Batterien in Phase 3	75	41,29	3	-39,49	3	791,7	9242,4	9276,2
20	4 Batterien in Phase 3 und 1 Batterie in Phase 2	67,5	37,99	3	-36,32	3	769,7	8707,2	8741,1
29	4 Batterien in Phase 1 und 1 Batterie in Phase 3	67,5	37,66	3	-40,41	3	753,6	8816,6	8848,7
28	3 Batterien in Phase 1 und 2 Batterien in Phase 3	60	33,63	3	-34,97	3	727,3	8426,6	8458,0

Tabelle 4-8: Messwerte aller Messungen mit 5 Batterien

Abbildung 4-25 zeigt, dass die Wirkverluste und die Blindleistung bei allen Messungen mit fünf Batterien in einer einzelnen Phase, mehr oder weniger gleich groß und höher als bei den anderen Messungen sind. Auch die beiden Messungen mit vier Batterien in einer Phase und einer Batterie in einer anderen Phase sind sehr ähnlich in Bezug auf deren Verlustleistung und Blindleistungsbedarf. In der Messung mit drei Batterien in Phase 1 und zwei Batterien in Phase 3 sind aufgrund des geringsten Gleichstroms auf der Hochspannungsseite auch die Leistungen geringer als bei den anderen Messungen mit 5 Batterien.

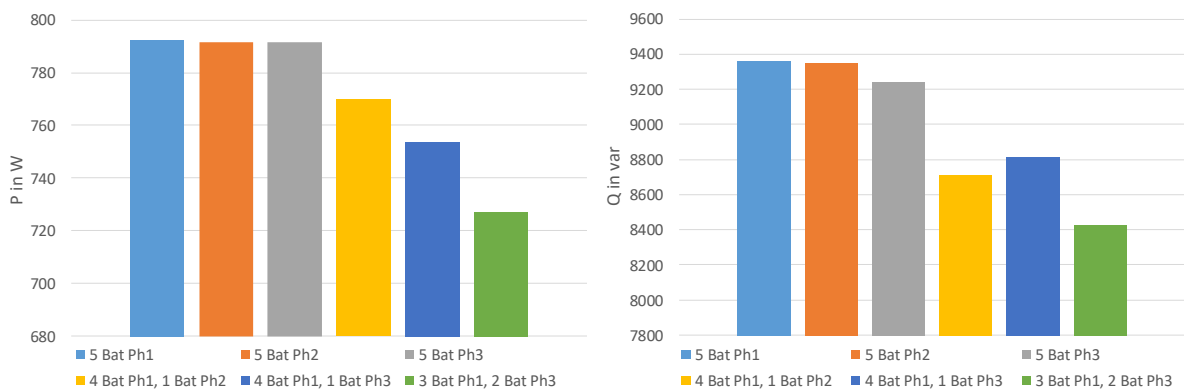


Abbildung 4-25: Wirkverluste (links) und Blindleistungsbedarf (rechts) bei unterschiedlichen Gleichstromverteilungen

Anhand der Diagramme lässt sich schlussfolgern, dass nicht die Anzahl der Batterien von Bedeutung ist, sondern die Aufteilung auf die unterschiedlichen Phasen. Je gleichmäßiger die Batterien aufgeteilt sind, desto geringer ist der höchste Gleichstrom auf der Hochspannungsseite (geringere Sättigung), wodurch auch der Leistungsbedarf der Transformatoren geringer ist.

#### 4.3.4 Unterschiedliche Aufteilung des Gleichstroms bei gleichem Summen-DC

In diesem Abschnitt wird die Auswirkung der unterschiedlichen Stromaufteilung bei gleichem Summen-DC auf der Hochspannungsseite auf den Leistungsbedarf der Transformatoren untersucht. Abbildung 4-26 zeigt die unterschiedlichen Messaufbauten, um die gewünschte Stromaufteilung, wie sie in Abbildung 4-27 dargestellt ist, zu erhalten.

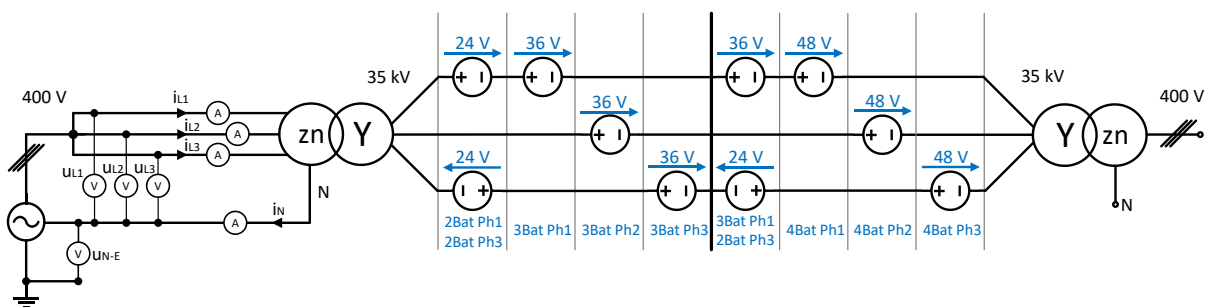


Abbildung 4-26: Aufteilung der Batterien in den einzelnen Phasen

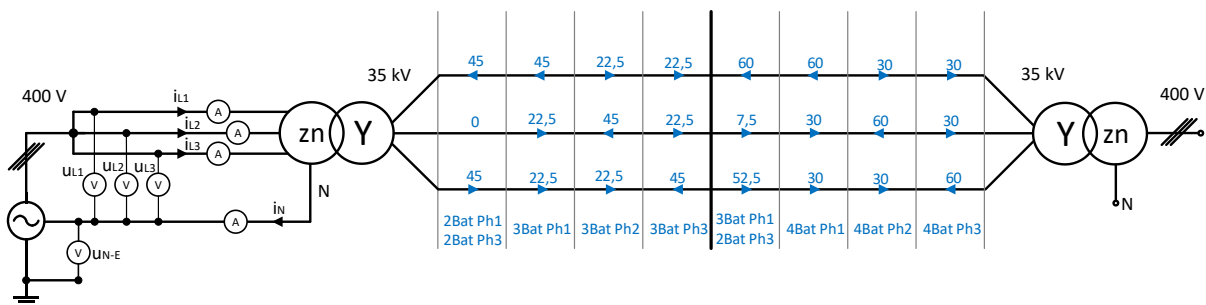


Abbildung 4-27: Stromaufteilung bei gleichem Summen-DC

Es werden jeweils vier Messungen mit 45 mA und vier mit 60 mA DC auf der Hochspannungsseite durchgeführt und jeweils miteinander verglichen. Bei den Messungen mit mehreren Batterien in nur einer Phase teilt sich der Gleichstrom in den anderen beiden Phasen gleichmäßig auf. Bei den Messungen, in denen sich die Batterien in verschiedenen Phasen befinden, sind jeweils 2 Phasen der Hochspannungsseite von einem höheren Gleichstrom durchflossen, während in einer Phase wenig, bzw. kein Gleichstrom fließt.

In Abbildung 4-28 und Abbildung 4-29 sind die Messungen mit 45 mA bzw. 60 mA Gleichstrom auf der Hochspannungsseite dargestellt. Dabei ist ersichtlich, dass bei den Messungen, bei denen der Gleichstrom in zwei Phasen sehr hoch ist und somit zwei Schenkel sättigen, alle drei Phasen der Niederspannungsseite einen hohen Stromanstieg erfahren. Grund dafür sind wiederum die verteilten

Wicklungen der Niederspannungsseite. Dadurch entsteht auch die doppelte Stromspitze in Phase 3, da diese durch die Sättigung von Schenkel 1 und 3 einen starken Stromanstieg erfährt.

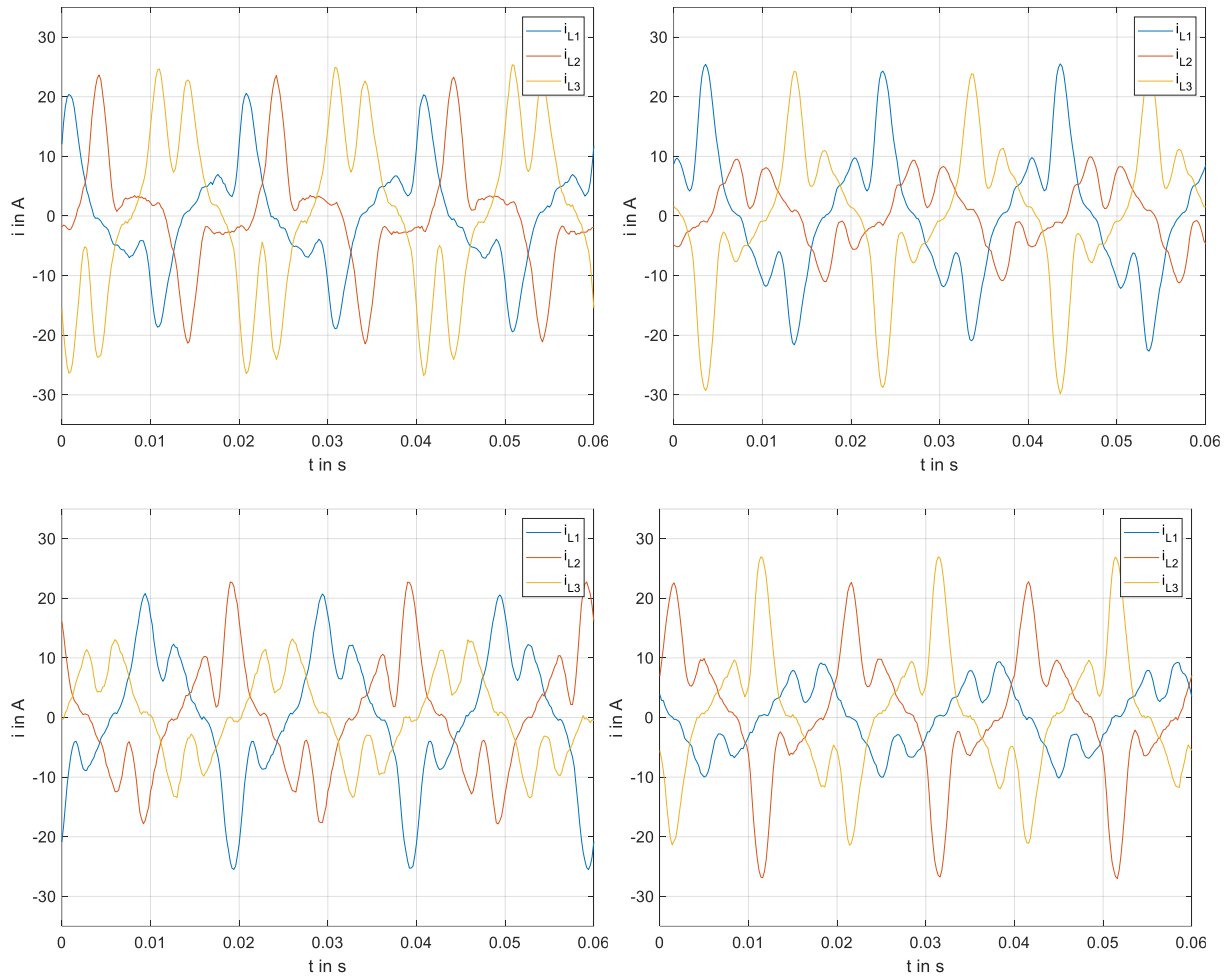


Abbildung 4-28: Stromverläufe: 45 mA in Phase 1 und 3 (links oben); 45 mA in Phase 1 (rechts oben), Phase 2 (links unten) und Phase 3 (rechts unten)

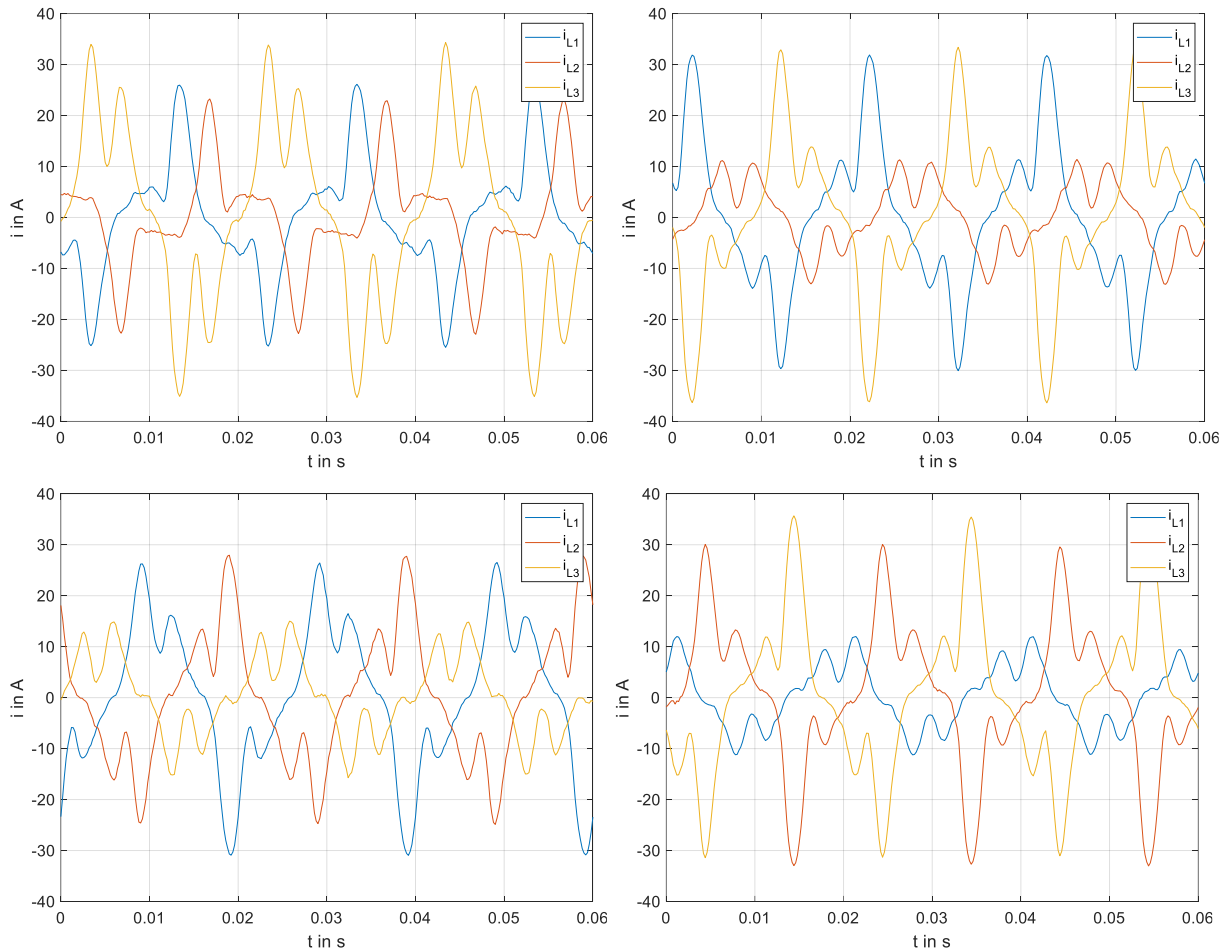


Abbildung 4-29: Stromverläufe: 60 mA in Phase 1 und 52,5 mA in Phase 3 (links oben); 60 mA in Phase 1 (rechts oben), Phase 2 (links unten) und Phase 3 (rechts unten)

Abbildung 4-30 und Abbildung 4-31 zeigen die Wirkverluste und die Blindleistungsaufnahme der Transformatoren der Messungen. Bei der Messung mit drei Batterien in Phase 3 ist in den Wirkverlusten eine Abweichung zur Messung mit 3 Batterien in Phase 1 und Phase 2 zu erkennen. Betrachtet man Abbildung 4-20 erkennt man, dass diese Abweichung jedoch nur bei der Messung mit 45 mA auf der Hochspannungsseite vorhanden ist, wodurch diese möglicherweise auf einen Messfehler (falsche Kalibrierung der Stromzangen) zurückzuführen ist.

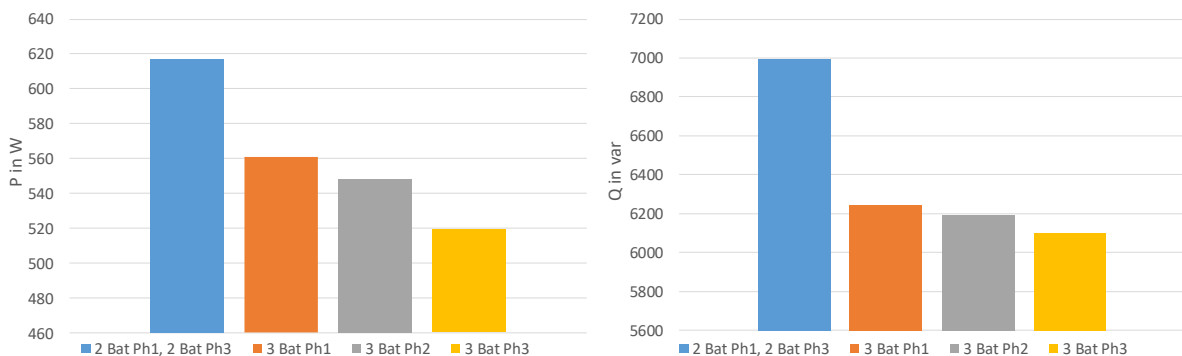


Abbildung 4-30: Wirkverluste (links) und Blindleistungsbedarf (rechts) bei 45 mA DC

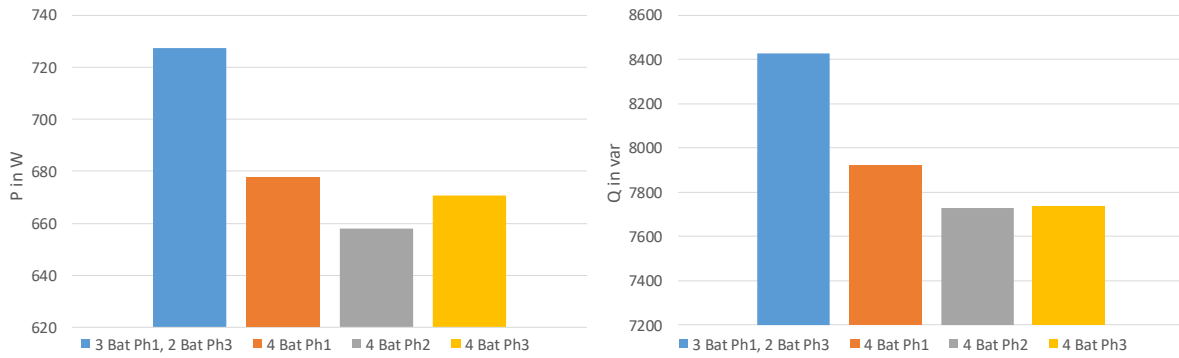


Abbildung 4-31: Wirkverluste (links) und Blindleistungsbedarf (rechts) bei 60 mA DC

Es ist zu erkennen, dass die Leistungsaufnahme abhängig von der Gleichstromaufteilung auf der Hochspannungsseite ist. Die Messungen, in denen der Gleichstrom in einer Phase überlagert wird und sich über die anderen beiden Phasen gleichmäßiger aufteilt, weisen deutlich weniger Wirkverluste auf und haben eine geringere Blindleistungsaufnahme. Dies liegt daran, dass in diesen Messungen nur ein Schenkel stark und die anderen beiden leicht gesättigt werden. Bei den Messungen, bei denen der Gleichstrom hauptsächlich in zwei Phasen fließt, werden zwei Schenkel stark gesättigt und der andere Schenkel gar nicht. Durch die nichtlineare Magnetisierungskennlinie wirkt sich ein stark gesättigter Schenkel wesentlich stärker die Stromaufnahme und damit auf den Leistungsbedarf aus als zwei leicht gesättigte Schenkel.

In Tabelle 4-9 sind die wichtigsten Kenngrößen für diese Auswertung festgehalten.

Messung		DC	max. positive		max. negative		Gesamtleistung		
			Stromamplitude		Stromamplitude		P	Q	S
Nr	Beschreibung	mA	A	in Phase	A	in Phase	W	var	VA
10	2 Batterien in Phase 1 und 2 Batterien in Phase 3	45	25,05	3	-26,43	3	617,0	6994,5	7021,6
4	3 Batterien in Phase 1	45	25,70	1	-30,06	3	560,8	6241,0	6266,1
24	3 Batterien in Phase 2	45	22,16	2	-26,09	1	548,1	6194,5	6218,7
17	3 Batterien in Phase 3	45	27,44	3	-27,13	2	519,2	6101,4	6123,5
28	3 Batterien in Phase 1 und 2 Batterien in Phase 3	60	33,63	3	-34,97	3	727,3	8426,6	8458,0
5	4 Batterien in Phase 1	60	33,33	1	-36,35	3	677,5	7921,4	7950,3
25	4 Batterien in Phase 2	60	27,47	1	-31,52	1	658,0	7727,6	7755,6
18	4 Batterien in Phase 3	60	35,22	3	-33,17	2	670,7	7736,8	7765,8

Tabelle 4-9: Messwerte der Messungen für den Vergleich der Stromaufteilung

## 4.4 Messungen mit LFC-Strömen auf der Niederspannungsseite

In diesem Kapitel wird die Auswirkung von niederfrequenten Strömen auf die Strom- und Leistungsaufnahme der Transformatoren untersucht. Dazu werden Messungen durchgeführt, bei welchen der Versorgungsspannung niederfrequente Spannungen unterschiedlicher Frequenz mit einem Leistungsverstärker überlagert werden. Um den Phaseneinfluss auf die Ergebnisse zu untersuchen, werden Messungen mit LFC's in verschiedenen Phasen der Niederspannungsseite durchgeführt.

### 4.4.1 Entmagnetisierung

Beim Abschalten von Transformatoren können Remanenzflussdichten auftreten, die durchaus Werte bis zu 0,7-0,8 T aufweisen können [33]. Um mögliche vorhandene Remanenz zu entfernen, wird der Transformator vor jeder Messung mit dem Prüfsystem CPC100 der Firma Omicron entmagnetisiert.

**Funktionsweise** [34, 35]

Für die Entmagnetisierung des Transformators wird der Kern zuerst in beide Richtungen aufmagnetisiert. Die CPC 100 ermittelt dabei die Hystereseparameter und berechnet den Anfangsfluss. Mithilfe dieser Parameter werden mit einem iterativen Algorithmus die angelegte Spannung und die Frequenz variiert (Abbildung 4-32). In mehreren Iterationsschritten wird der Kern auf unter 1 % des Maximalwertes entmagnetisiert.

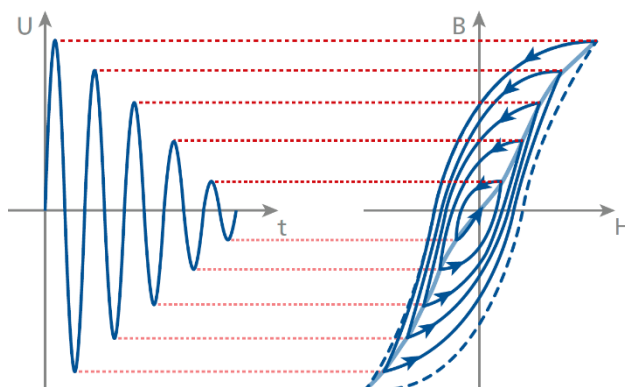


Abbildung 4-32: Entmagnetisierung mit der CPC100 [35]

### 4.4.2 LFC-Überlagerung an T74

Es werden Messungen durchgeführt, bei welchen der Versorgungsspannung niederfrequente Spannungen mit einer Amplitude von  $\hat{U} = 1$  V und einer Frequenz von  $f = 10$  bzw.  $f = 100$  mHz in Phase 1, 2 und Phase 3 überlagert werden. Dabei wird auf die Back-to-Back Schaltung verzichtet und nur T74 über die Niederspannungsseite gesättigt. Nach jeder dieser Messungen wird der Transformator entmagnetisiert, um die Messungen untereinander vergleichen zu können.



Abbildung 4-33 zeigt stellvertretend für diese Messungen den Messaufbau bei Überlagerung eines niederfrequenten Stroms in Phase 1 der Niederspannungsseite.

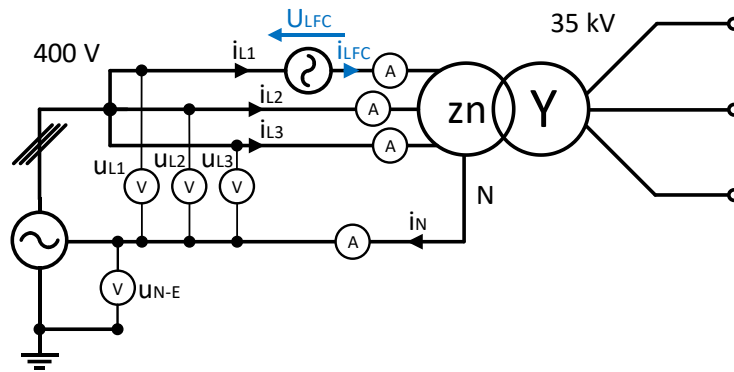


Abbildung 4-33: Messaufbau LFC in Phase 1

### Leerlaufmessung ohne LFC-Überlagerung

Abbildung 4-34 zeigt einen Ausschnitt der gemessenen Phasenströme auf der Niederspannungsseite in der Leerlaufmessung ohne LFC-Überlagerung (links) und das Frequenzspektrum dieser Messung mit einer Fensterlänge von 10 Sekunden (rechts).

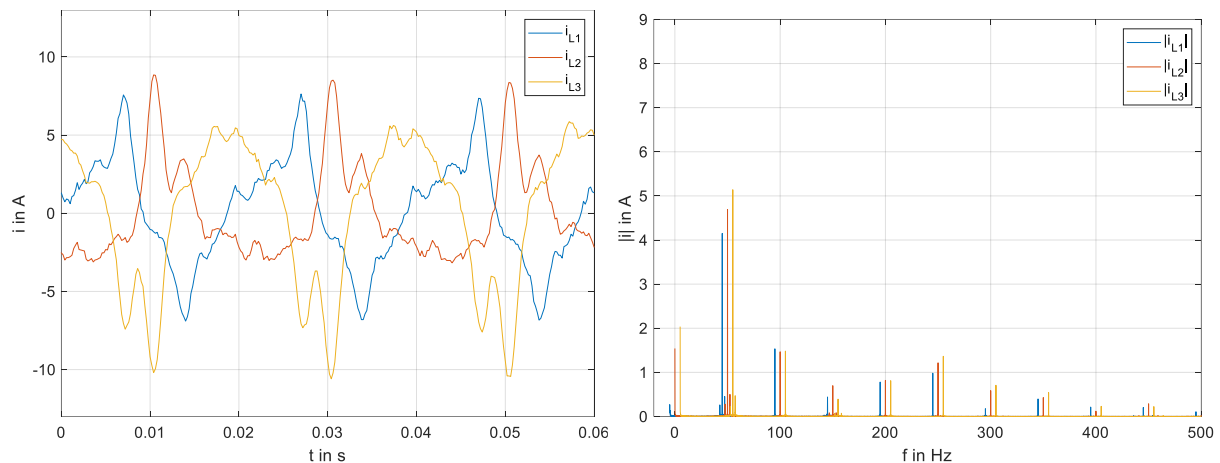


Abbildung 4-34: Gemessene Phasenströme auf der Niederspannungsseite (links) und Frequenzspektrum der Phasenströme (rechts)

Die Ströme weisen bereits einen halbzyklussättigungsförmigen Verlauf auf. Auch das Frequenzspektrum der Ströme zeigt bereits deutliches Sättigungsverhalten. Es treten geradzahlige Vielfache der Grundfrequenz durch die Asymmetrie um die Abszisse auf. Auch ungeradzahlige Vielfache der Grundfrequenz sind durch die Verzerrung des Signals vorhanden. Die Vermutung liegt nahe, dass ein geringer Gleichanteil in der Versorgungsspannung des Leistungsverstärkers vorhanden ist, der diese Halbzyklussättigung verursacht.

In Tabelle 4-10 sind die Gleichanteile von drei unabhängigen Leerlaufmessungen ohne LFC-Überlagerung festgehalten.

Zeitfenster	DC Offset in mV		
	$u_{L1}$	$u_{L2}$	$u_{L3}$
10 s	63,45	56,65	8,40
	68,79	65,02	0,51
	76,94	50,54	6,59

Tabelle 4-10: DC Komponenten in der Versorgungsspannung ohne LFC-Überlagerung

Dabei ist erkennbar, dass in Phase 1 und Phase 2 Gleichanteile von etwa 50-80 mV vorhanden sind, wohingegen der Gleichanteil in Phase 3 mit Werten unter 10 mV äußerst gering ist. Durch die niederohmigen Wicklungswiderstände des Transformators auf der Niederspannungsseite (34 m $\Omega$ ) können bereits geringe Gleichanteile in der Spannung zu Halbzyklusättigungserscheinungen führen. In Abbildung 4-35 werden diese Gleichanteile auf die Schaltgruppe der Niederspannungsseite des Transformators angewendet.

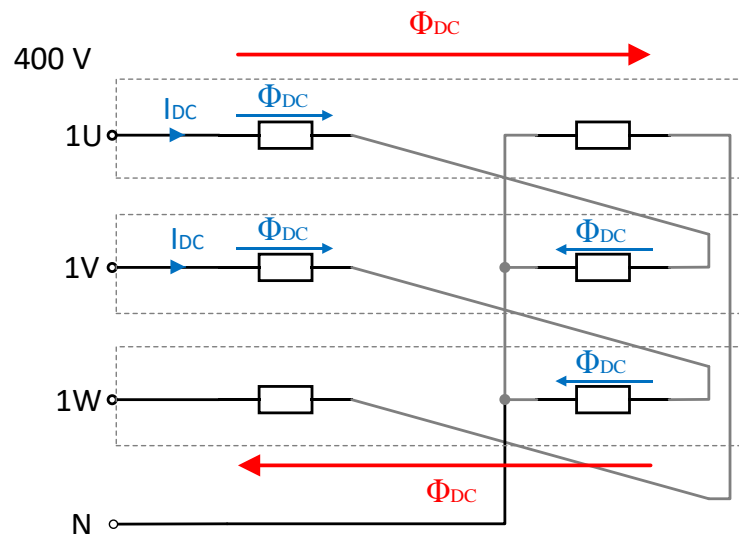


Abbildung 4-35: Flussverteilung durch Offset in der Versorgungsspannung

Durch die beinahe gleich großen Spannungsoffsets in Phase 1 und 2 hebt sich der Gleichfluss im mittleren Schenkel auf. Schenkel 1 hat einen positiven und Schenkel 3 einen negativen Flussoffset.

Dadurch erfahren Phase 1 und Phase 2 einen erhöhten Stromanstieg in der positiven und Phase 3 in der negativen Halbwellen des Wechselstroms. Dieses Verhalten stimmt mit den in Abbildung 4-34 (links) dargestellten Stromverläufen überein.

### LFC in Phase 1 der Niederspannungsseite

Abbildung 4-36 zeigt die Stromverläufe auf der Niederspannungsseite bei einer Überlagerung einer niederfrequenten Spannung mit einer Amplitude von  $\hat{U} = 1 \text{ V}$  und einer Frequenz  $f = 100 \text{ mHz}$  (links) und  $f = 10 \text{ mHz}$  (rechts) in Phase 1. Anhand der Diagramme ist die Periodendauer von 10 bzw. 100 Sekunden des niederfrequenten Signals erkennbar.

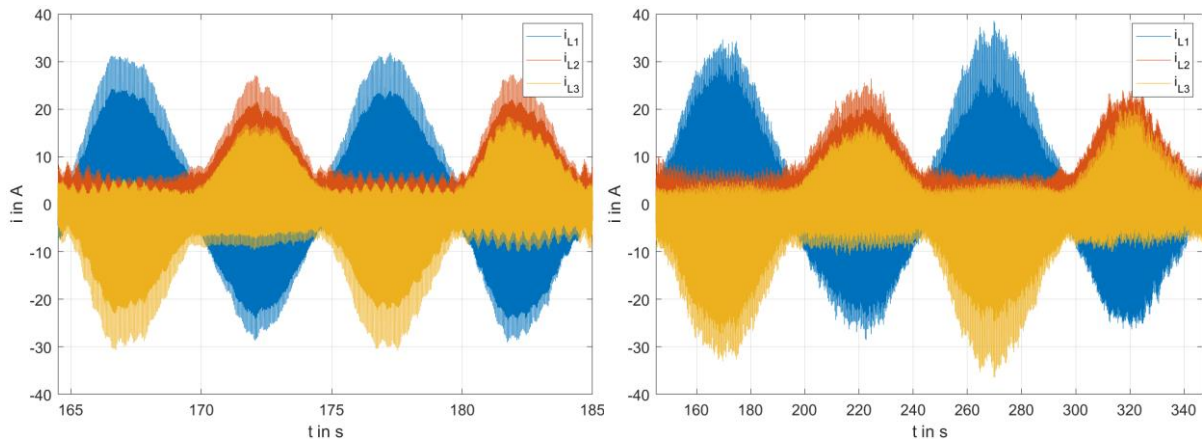


Abbildung 4-36: Stromverläufe auf der Niederspannungsseite bei LFC in Phase 1 mit  $\hat{U} = 1 \text{ V}$ ,  $f = 100 \text{ mHz}$  (links) und  $\hat{U} = 1 \text{ V}$ ,  $f = 10 \text{ mHz}$  (rechts)

Durch die Überlagerung des niederfrequenten Signals erfährt der Transformator abwechselnd einen positiven und einen negativen Flussoffset und sättigt somit je nach Halbwelle des LFC's in entgegengesetzte Richtung.

Um die Verläufe der Signale genauer zu untersuchen, werden die Bereiche der Strommaxima in der positiven und negativen Halbwelle des LFC's genauer abgebildet. Dabei wird die Messung mit einer Frequenz von  $f = 10 \text{ mHz}$  herangezogen.

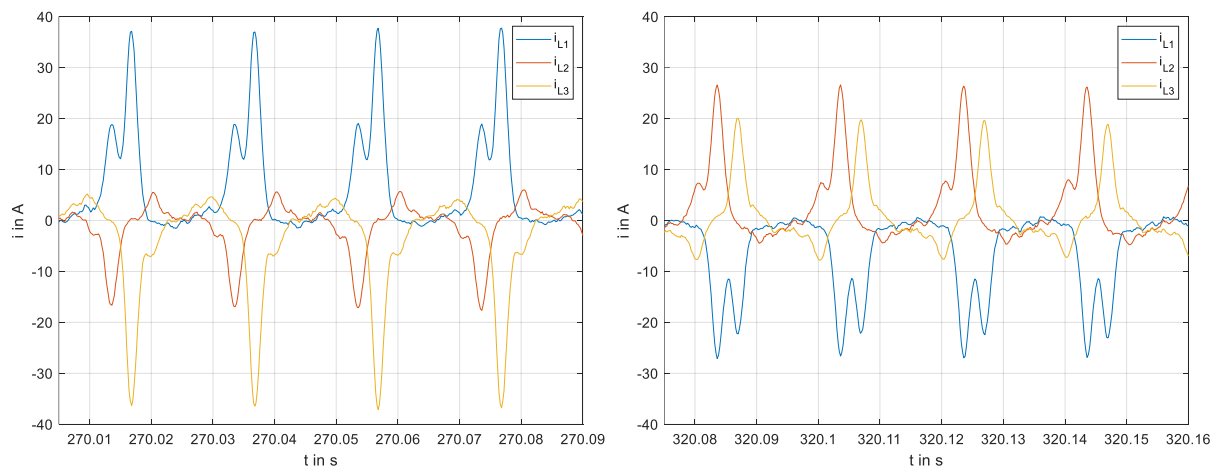


Abbildung 4-37: Stromverläufe auf der Niederspannungsseite in der positiven (links) und negativen (rechts) Halbwelle des LFC's bei einem LFC mit  $\hat{U} = 1 \text{ V}$ ,  $f = 10 \text{ mHz}$  in Phase 1

Aus Abbildung 4-37 ist ersichtlich, dass die Höhe der Stromspitzen in der positiven und in der negativen Halbwelle des LFC's voneinander abweichen. Außerdem ist erkennbar, dass die Stromverläufe, im Gegensatz zu den Messungen mit DC-Überlagerung auf der Hochspannungsseite, nur in einer

Halbperiode des Wechselstroms ansteigen. Dies liegt daran, dass die in diesem Kapitel beschriebenen Messungen an nur einem Transformator durchgeführt werden.

Betrachtet man die aufgenommene Blindleistung der beiden Messungen (Abbildung 4-38) ist ersichtlich, dass die Blindleistung in der positiven und negativen Halbperiode des LFC's sehr ähnlich ist. Bei der Messung mit  $f = 100 \text{ mHz}$  ist kein Unterschied erkennbar, wohingegen bei der Messung mit  $f = 10 \text{ mHz}$  Schwankungen von etwa 500 var erkennbar sind.

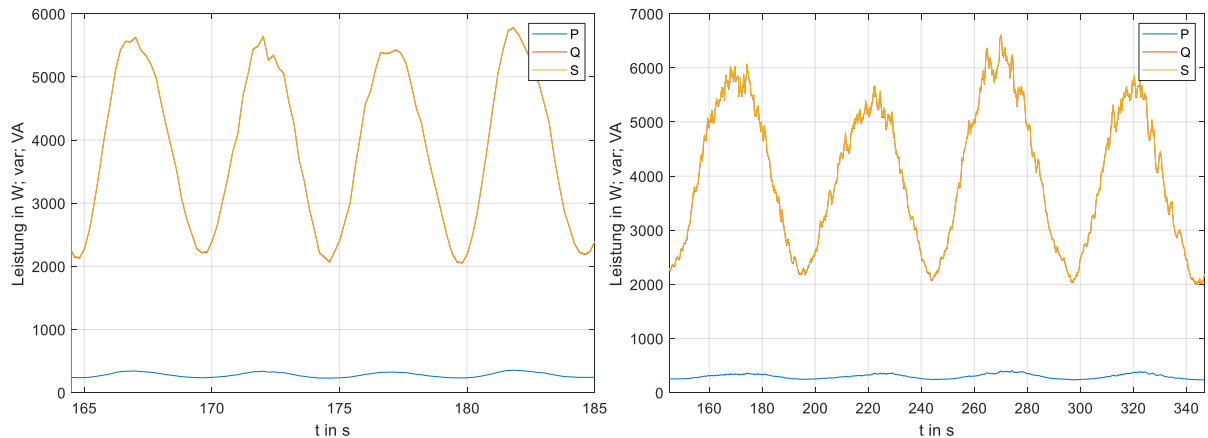


Abbildung 4-38: Leistungsaufnahme bei LFC in Phase 1 mit  $\hat{U} = 1 \text{ V}$ ,  $f = 100 \text{ mHz}$  (links) und  $\hat{U} = 1 \text{ V}$ ,  $f = 10 \text{ mHz}$  (rechts)

Die Frequenzvariation von 10 auf 100 mHz hat keinen Einfluss auf die Blindleistungsaufnahme des Transformators. Um den Einfluss der Frequenz auf die Strom- bzw. Leistungsaufnahme zu untersuchen, müssten weitere Messungen mit höheren Frequenzen durchgeführt werden. Durch die Messrate von 5 Werten/s für die Leistungen des Messsystems sind die messbaren Frequenzen des LFC's jedoch nach oben hin begrenzt.

### LFC in Phase 2 der Niederspannungsseite

In Abbildung 4-39 sind die Stromverläufe auf der Niederspannungsseite bei einer Überlagerung einer niederfrequenten Spannung mit einer Amplitude von  $\hat{U} = 1 \text{ V}$  und einer Frequenz  $f = 100 \text{ mHz}$  (links) und  $f = 10 \text{ mHz}$  (rechts) in Phase 2 dargestellt.

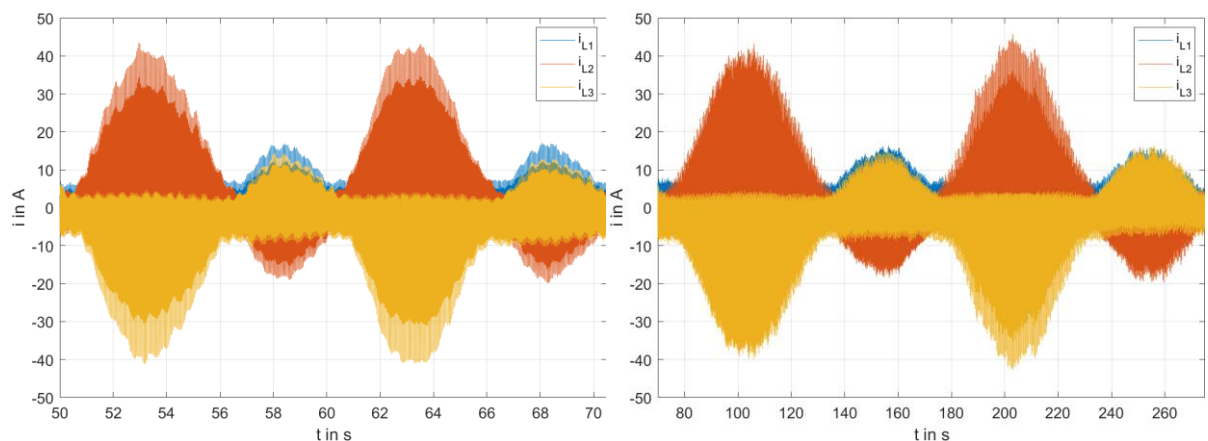


Abbildung 4-39: Stromverläufe auf der Niederspannungsseite bei LFC in Phase 2 mit  $\hat{U} = 1 \text{ V}$ ,  $f = 100 \text{ mHz}$  (links) und  $\hat{U} = 1 \text{ V}$ ,  $f = 10 \text{ mHz}$  (rechts)

Abbildung 4-40 zeigt die Stromverläufe dieser Messungen im Maximum der positiven (links) und der negativen (rechts) Halbwelle des LFC's. Die Spitzenwerte der Ströme weichen dabei teilweise um mehr als das Zweifache voneinander ab.

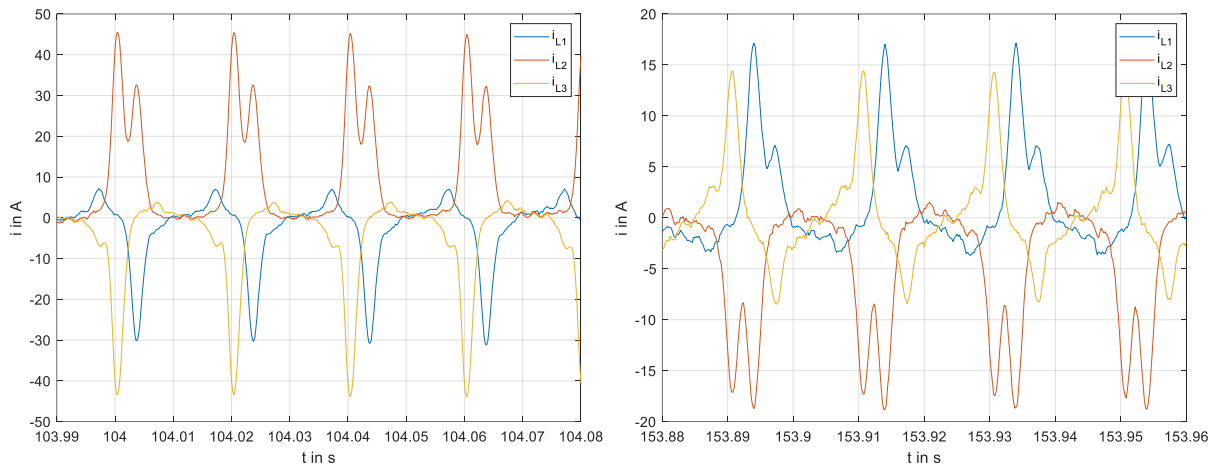


Abbildung 4-40: Stromverläufe auf der Niederspannungsseite in der positiven (links) und negativen (rechts) Halbwelle des LFC's bei einem LFC mit  $\hat{U} = 1\text{V}$ ,  $f = 10\text{ mHz}$  in Phase 2

Die aufgenommene Blindleistung (Abbildung 4-41) der Messungen schwankt demnach ebenfalls mit der Halbwelle des LFC's. In der positiven Halbwelle ist die Blindleistungsaufnahme mit Maxima von ca. 8400 var doppelt so hoch wie in der negativen Halbwelle (ca. 4200 var).

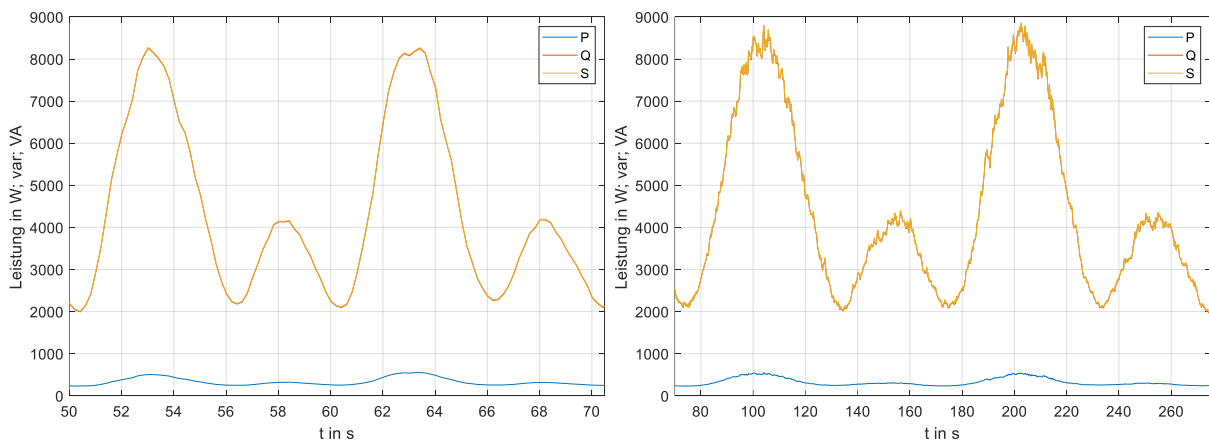


Abbildung 4-41: Leistungsaufnahme bei LFC in Phase 2 mit  $\hat{U} = 1\text{V}$ ,  $f = 100\text{ mHz}$  (links) und  $\hat{U} = 1\text{V}$ ,  $f = 10\text{ mHz}$  (rechts)

### LFC in Phase 3 der Niederspannungsseite

Abbildung 4-42 zeigt die Stromverläufe auf der Niederspannungsseite bei einer Überlagerung einer niederfrequenten Spannung mit einer Amplitude von  $\hat{U} = 1 \text{ V}$  und einer Frequenz  $f = 100 \text{ mHz}$  (links) und  $f = 10 \text{ mHz}$  (rechts) in Phase 3. Der Unterschied zu den Messungen mit Überlagerung in Phase 1 und 2 liegt darin, dass die großen Stromspitzen in der negativen Halbwellen des LFC's auftreten.

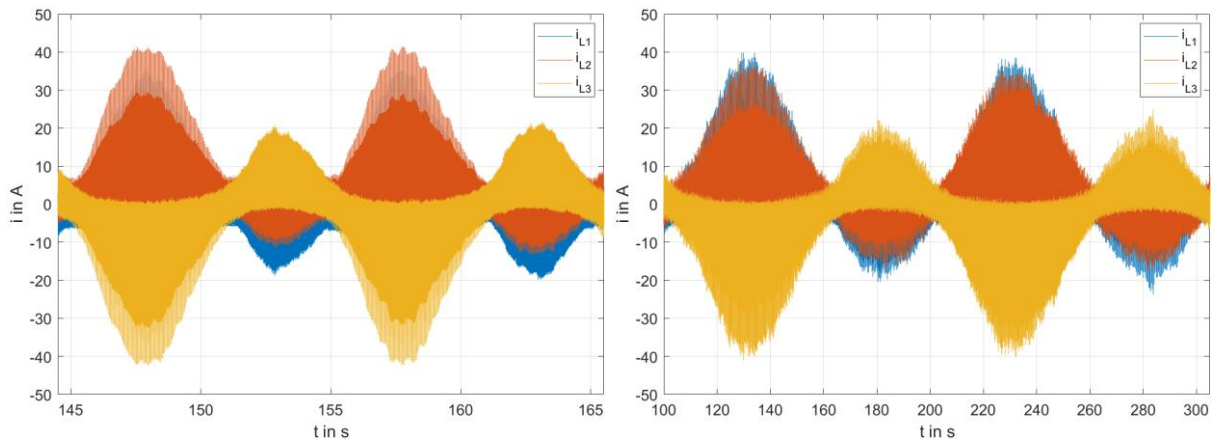


Abbildung 4-42: Stromverläufe auf der Niederspannungsseite bei LFC in Phase 3 mit  $\hat{U} = 1 \text{ V}$ ,  $f = 100 \text{ mHz}$  (links) und  $\hat{U} = 1 \text{ V}$ ,  $f = 10 \text{ mHz}$  (rechts)

Abbildung 4-43 zeigt die Stromverläufe der Niederspannungsseite in der positiven und der negativen Halbwellen des LFC's. Auch hier sind Unterschiede der Spitzenwerte des Phasenstroms (in etwa Faktor 2) in der positiven und negativen Halbwellen des LFC's zu erkennen.

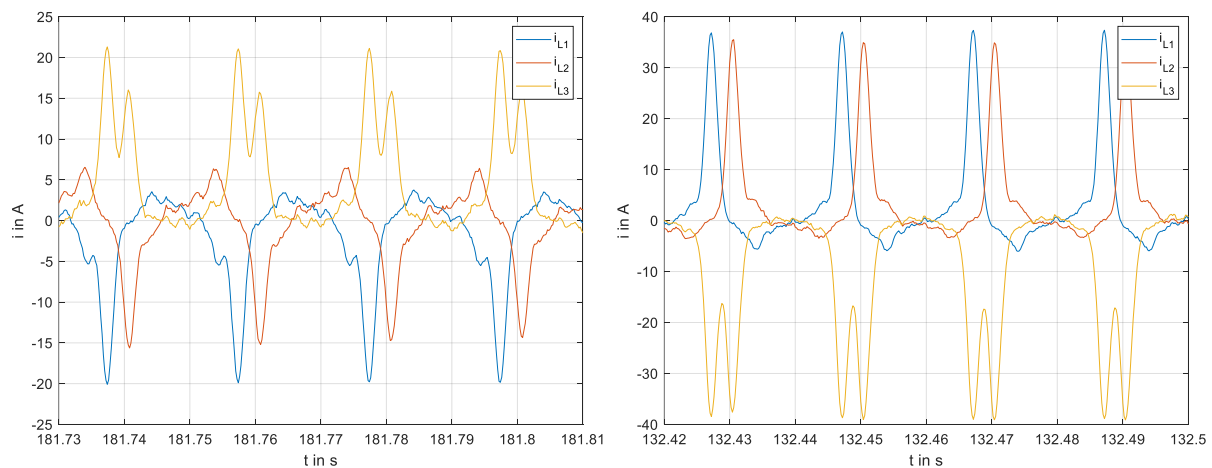


Abbildung 4-43: Stromverläufe auf der Niederspannungsseite in der positiven (links) und negativen (rechts) Halbwellen des LFC's bei einem LFC mit  $\hat{U} = 1 \text{ V}$ ,  $f = 10 \text{ mHz}$  in Phase 3

Die Werte der Blindleistung (Abbildung 4-44) mit  $Q = 8500 \text{ var}$  in der negativen und  $Q = 4200 \text{ var}$  in der positiven Halbwellen unterscheiden sich um den Faktor 2, wie bei Überlagerung in Phase 2.

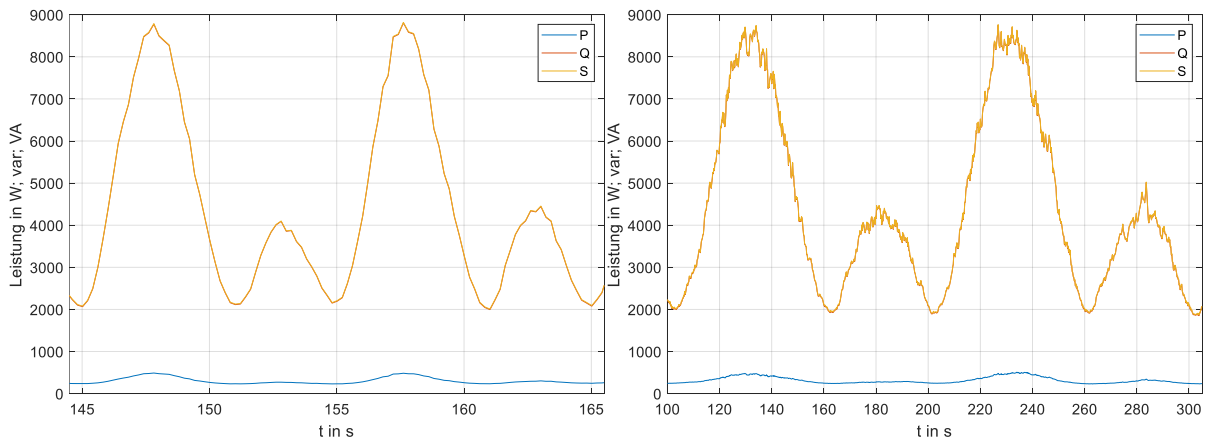


Abbildung 4-44: Leistungsaufnahme bei LFC in Phase 3 mit  $\hat{U} = 1 \text{ V}$ ,  $f = 100 \text{ mHz}$  (links) und  $\hat{U} = 1 \text{ V}$ ,  $f = 10 \text{ mHz}$  (rechts)

### Blindleistungsbetrachtung

In Abbildung 4-45 sind die über 2 Perioden des LFC gemittelten Blindleistungswerte der Messungen dargestellt. Diese sind für die beiden gemessenen Frequenzen jeweils bei einer Überlagerung des LFC's in Phase 2 und 3 am größten.

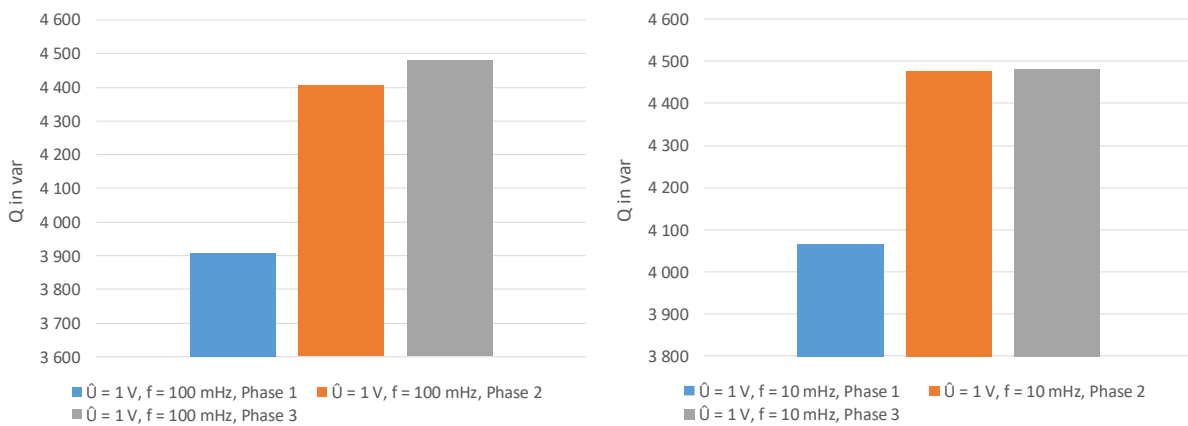


Abbildung 4-45: Mittelwerte der Blindleistung ( $\hat{U} = 1 \text{ V}$ , links:  $f = 100 \text{ mHz}$ ; rechts:  $f = 10 \text{ mHz}$ )

### Offset im Spannungsverlauf bei LFC-Überlagerung

Um die voneinander abweichenden Werte der Strom- und Leistungsaufnahme mit LFC-Überlagerung zu untersuchen, wird der Gleichanteil der Spannung während der Überlagerung mit LFC in den Phasen 1,2 und Phase 3 untersucht (Tabelle 4-11).

Zeitfenster	Messung			DC Offset in mV		
	$\hat{U}$ in V	f in mHz	in Phase	$U_{L1}$	$U_{L2}$	$U_{L3}$
100 s	1	10	1	61,14	44,25	12,50
	1	10	2	60,86	66,02	1,27
	1	10	3	81,62	54,01	3,47

Tabelle 4-11: DC Komponenten in der Versorgungsspannung der Messungen mit LFC-Überlagerung

Die Gleichanteile in den Phasenspannungen weichen kaum von denen ohne LFC-Überlagerung (Tabelle 4-10) ab. Auch die Phase, in der die niederfrequente Spannung überlagert wird, hat kaum Einfluss auf den Gleichanteil in der Versorgungsspannung. Da die Gleichanteile in der Spannung in jeder Messung gleich sind, kann dieser Offset nicht ausschlaggebend für die verschieden stark asymmetrischen Verläufe in den Messungen mit LFC-Überlagerung sein.

### **Fazit**

Die Stromverläufe und die Blindleistungen variieren sehr stark mit der Halbwelle der überlagerten niederfrequenten Spannung. Bei einer Überlagerung in Phase 2 bzw. Phase 3 der Niederspannungsseite ist der Effekt wesentlich stärker ausgeprägt als bei einer Überlagerung in Phase 1. Vor jeder Messung wurde der Kern des Transformators vollständig entmagnetisiert, um einen möglichen Einfluss durch Remanenz auszuschließen. Die Versorgungsspannungen des Leistungsverstärkers wurden auf Gleichanteile untersucht. Dabei wurde festgestellt, dass geringe Gleichanteile in der Versorgungsspannung vorhanden sind, die in der LL-Messung ohne LFC-Überlagerung bereits Halbzyklussättigung hervorrufen. Diese Gleichanteile sind jedoch unabhängig von der Phase, in der die niederfrequente Spannung überlagert wird, wodurch auszuschließen ist, dass das stark asymmetrische Verhalten der Messungen mit LFC-Überlagerung auf diese zurückzuführen ist.

Selbst bei annähernd symmetrischen Blindleistungsbedarf (Abbildung 4-38) treten aufgrund des überlagerten LFC starke Schwankungen in der Blindleistung auf. Durch einen Blindleistungsdefizit ohne ausreichende Spannungsstützung kann es zu kritischen Spannungszuständen im Netz kommen, wodurch Versorgungsunterbrechungen auftreten können [36].



## 5 Simulation

### 5.1 Modell

Um den Einfluss der Sättigung auf die Stromaufnahme des Transformators erklären zu können, wird ein Simulationsmodell in Simulink erstellt. Vorteil der Simulation ist, dass die zeitlichen Verläufe vom magnetischen Fluss, Magnetisierungsstrom und Strom auf der Hochspannungsseite der Transformatoren untersucht werden können, die in den Messungen nicht erfasst werden konnten. Die beiden Dreiphasentransformatoren werden in diesem Modell vereinfacht durch drei Einphasentransformatoren nachgebildet. Dadurch fehlt die magnetische Kopplung der Wicklungen zueinander. Das Modell wird daher nicht herangezogen, um die durchgeführten Messungen zu validieren, sondern lediglich, um den Stromverlauf auf der Niederspannungsseite zu erklären.

Um ein qualitatives Simulationsmodell zu erstellen, mit dem die Messungen validiert werden können, müsste ein Simulationsmodell erstellt werden, welches den geometrischen Aufbau und das genaue Sättigungsverhalten der Transformatoren berücksichtigt. Dies war jedoch nicht Ziel der vorliegenden Arbeit.

In Abbildung 5-1 ist das Simulationsmodell für die Überlagerung eines Gleichstroms auf der Hochspannungsseite dargestellt.

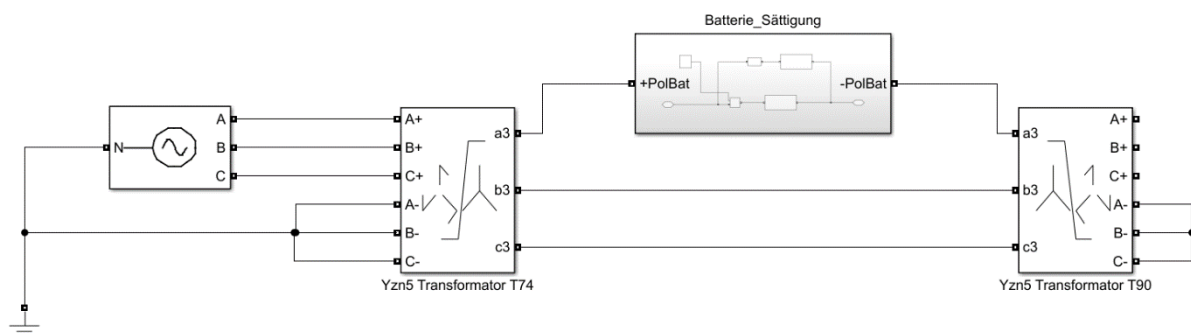


Abbildung 5-1: Simulationsmodell Back-to-Back Anordnung mit DC-Überlagerung

Das Modell besteht aus einer dreiphasigen Wechselspannungsquelle, zwei Transformatoren und einem Block, durch welchen der Gleichstrom auf der Hochspannungsseite eingespeist wird. Für eine bessere Anschaulichkeit sind die Messungen ausgeblendet. In Abbildung 5-2 sind die Parameter, die für die Simulation der Transformatoren verwendet werden, festgehalten.

Configuration	Parameters	Advanced
Units	SI	
Nominal power and frequency [Pn(VA) fn(Hz)]:	[ 50e3 50 ]	
Primary (zig-zag) nominal voltage Vp (VrmsPh-Ph):	400	
Secondary nom. voltage phase shift [V3(VrmsPh-Ph) Phi(Deg)]:	[ 35e3 30 ]	
Winding 1 (zig-zag) [R1(Ohm) L1(H)]:	[0.017 0.0001282]	
Winding 2 (zig-zag) [R2(Ohm) L2(H)]:	[0.017 0.0001282]	
Winding 3 (secondary) [R3(Ohm) L3(H)]:	[321 1.963]	
Magnetizing branch [Rm(Ohm) Lm(H)]:	[755.83 0.193]	
Magnetization resistance Rm (Ohm)	755.83	
Saturation characteristic [i1(A), phi1(V.s); i2, phi2; ... ]	[ 1.13; 24 1.1459; 31.5 1.1777 ]	
Initial Fluxes	[-0.844716623291794 0.000336668581234905 0.844379954710558]	

Abbildung 5-2: Parameter der Transformatoren in Simulink

Teile der Parameter wurden aus dem Datenblatt übernommen, die anderen wurden mit Hilfe einer Leerlaufmessung ermittelt oder aus den vorhandenen Daten berechnet (siehe Anhang). Die Sättigungscharakteristik von T74 wurde im Leerlaufversuch aufgenommen und in vereinfachter Weise für beide Transformatoren verwendet.

Folgende Größen der Simulation werden für die Erklärung der Stromverläufe auf der Niederspannungsseite der Transformatoren herangezogen:

- Zeitliche Verläufe der Ströme auf der Niederspannungsseite ( $i_{L1}$ ,  $i_{L2}$ ,  $i_{L3}$ )
- Zeitliche Verläufe der Magnetisierungsströme
  - T74: ( $i_{m1}$  T74,  $i_{m2}$  T74,  $i_{m3}$  T74)
  - T90: ( $i_{m1}$  T90,  $i_{m2}$  T90,  $i_{m3}$  T90)

## 5.2 Stromverläufe bei DC-Überlagerung auf der Hochspannungsseite

In diesem Abschnitt wird erläutert, wodurch die mehrfachen Spitzen im Stromverlauf auf der Niederspannungsseite der Transformatoren entstehen (Abbildung 5-3), wenn die Transformatoren über die Hochspannungsseite gesättigt werden. Außerdem wird beschrieben, wieso der aufgenommene Strom keinen Halbzyklussättigungsverlauf aufweist, sondern in beiden Halbwellen sättigt. Zur Erklärung wird eine Simulation herangezogen, bei der ein Gleichstrom in Phase 1 der Hochspannungsseite überlagert wird.

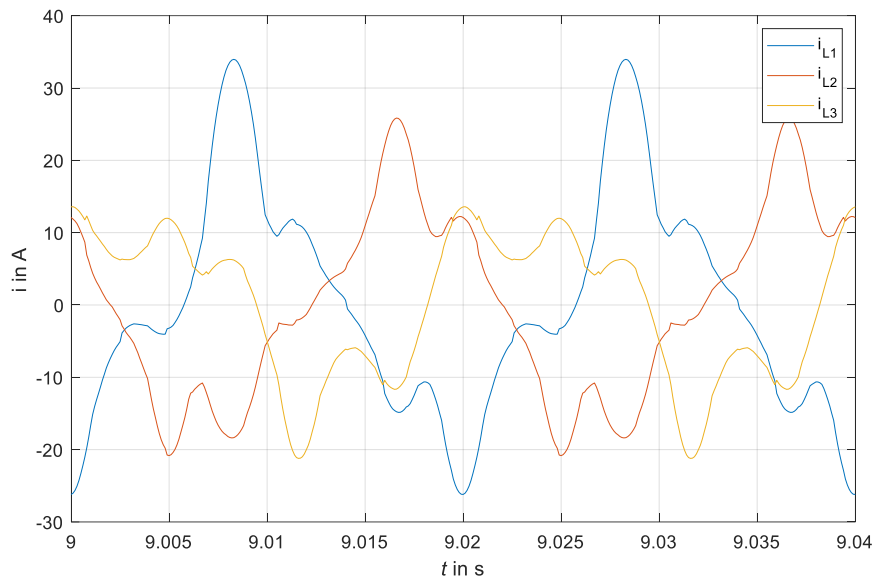


Abbildung 5-3: Simulierte Stromverläufe auf der Niederspannungsseite bei Gleichstrom in Phase 1

Die in der folgenden Erklärung auftretende Bezeichnung „Schenkel“ bezieht sich immer auf den Kern der Einphasentransformatoren des Yzn5 Transformators im Modell. „Schenkel 1 sättigt“ bedeutet daher, dass der Kern des Einphasentransformators 1 in Sättigung geht.

Zur Erklärung werden die Magnetisierungsströme der Transformatoren betrachtet, die in Abbildung 5-4 dargestellt sind. Jeder Magnetisierungsstrom weist einen typischen Halbzyklussättigungsverlauf auf. Auffallend ist, dass die Magnetisierungsströme des leerlaufenden Transformators T90 in dem Bereich auftreten, in dem der netzseitige Transformator (T74) nicht sättigt. Die zeitlich verschobene Sättigung entsteht dadurch, dass die Gleichströme in den beiden Transformatoren entgegengesetzte Gleichflüsse hervorrufen, wodurch diese zu unterschiedlichen Zeitpunkten sättigen.

Die Magnetisierungsströme der Phasen von T74 sind zueinander  $120^\circ$  phasenverschoben, was bei T90 nicht der Fall ist. Dies liegt daran, dass T90 auf der Niederspannungsseite leerlaufend ist und die Ströme auf der Hochspannungsseite, die mehr oder weniger den Magnetisierungsströmen von T90 entsprechen, im Sternpunkt in Summe Null ergeben müssen. Daher entspricht  $i_{m1\ T90}$  der Summe von  $i_{m2\ T90}$  und  $i_{m3\ T90}$ , wodurch die doppelte Spitze im Magnetisierungsstrom entsteht.

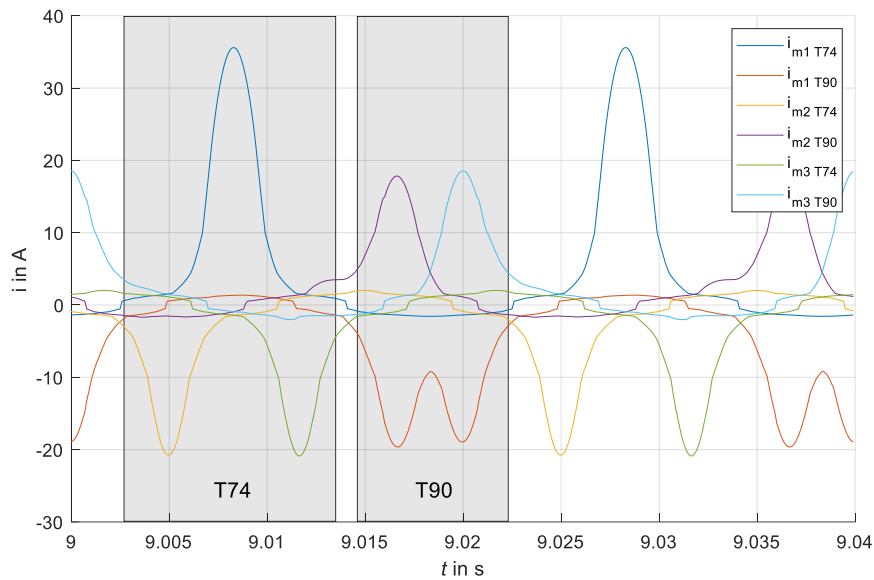


Abbildung 5-4: Magnetisierungsströme der Transformatoren

Für die weitere Erklärung der Stromverläufe werden nun fünf Bereiche definiert (Abbildung 5-5), wobei in jedem dieser Bereiche mindestens ein Schenkel von einem der beiden Transformatoren sättigt.

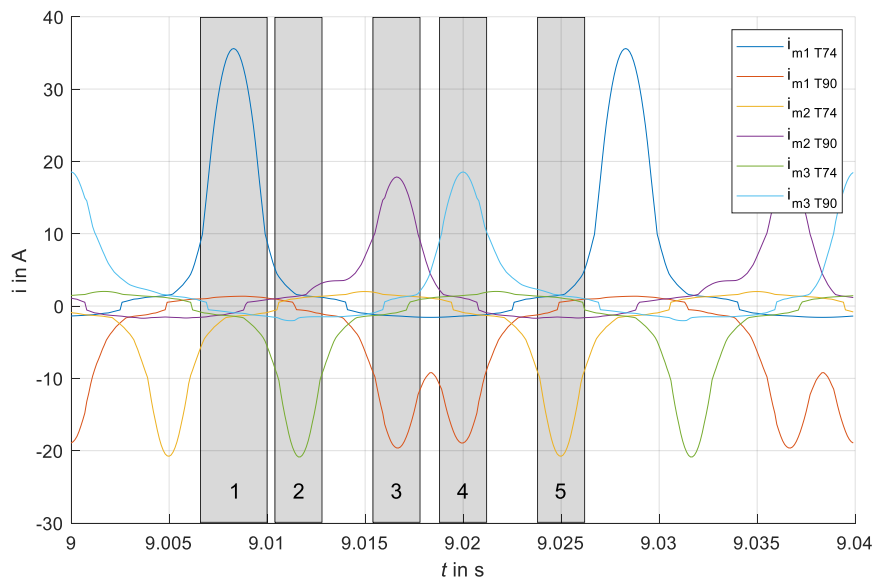


Abbildung 5-5: Bereiche der Sättigung der Transformatoren

In Bereich 1, 2 und 5 sättigt je ein Schenkel von Transformator T74, in Bereich 3 und 4 immer zwei Schenkel von T90.

Um die Auswirkungen der Sättigung auf die Phasenströme zu untersuchen, ist es wichtig die Verschaltung der Wicklungen auf der Niederspannungsseite der Transformatoren zu betrachten, da sich aufgrund der Zickzackschaltung immer die Wicklungen von zwei verschiedenen Phasen auf einem Schenkel befinden.

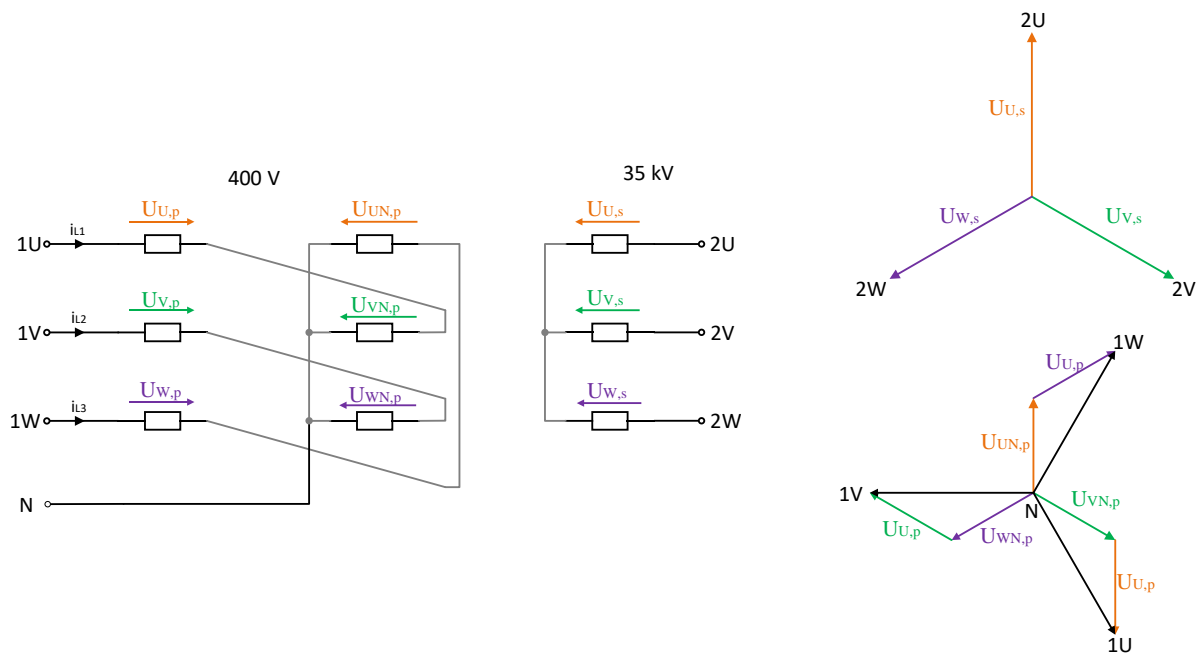


Abbildung 5-6: Wicklungsverschaltung und Zeigerdiagramm Yzn5 Transformator

In den folgenden Diagrammen sind die Verläufe der Phasenströme auf der Niederspannungsseite und die Magnetisierungsströme der Transformatoren dargestellt. Um die Übersicht bei der großen Anzahl an Signalen zu wahren, werden immer nur die, für die Bereiche relevanten Signale eingeblendet und die anderen in hellem grau gezeichnet.

Abbildung 5-7 zeigt den Bereich in dem Schenkel 1 von T74 sättigt. Dadurch steigt der Strom in Phase 1 stark an. Auch Phase 3 erfährt einen Stromanstieg, da sich eine Hälfte der Wicklung auf Schenkel 1 befindet. Da ein Teil der Phase 1 auf Schenkel 2 liegt, entsteht durch den erhöhten Phasenstrom in Phase 1 ein Stromanstieg in Phase 2. In Abbildung 5-7 ist erkennbar, dass  $i_{L1}$  am stärksten ansteigt, aber auch  $i_{L2}$  und  $i_{L3}$ , jedoch weitaus geringer.

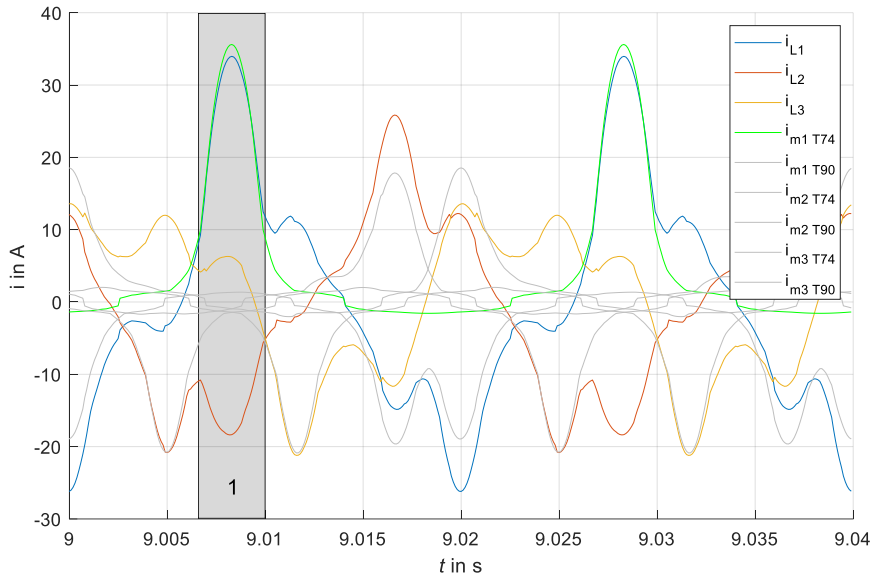


Abbildung 5-7: Sättigungsbereich 1

In Abbildung 5-8 sättigt Schenkel 3 von T74. Die Sättigung ist in diesem Schenkel jedoch wesentlich geringer, da der Flussoffset geringer ist. Jedoch sind hier wieder die gleichen Effekte erkennbar. Der Strom  $i_{L3}$  steigt stark an und durch die Zickzackschaltung steigen auch die Ströme  $i_{L2}$  und  $i_{L3}$  an, jedoch geringer. Die mehrfachen Spitzen im Stromverlauf entstehen also dadurch, dass nicht nur die Sättigung der Schenkel der jeweiligen Phase, sondern auch die Sättigung anderer Schenkel aufgrund der Zickzackschaltung Einfluss auf den Stromverlauf hat.

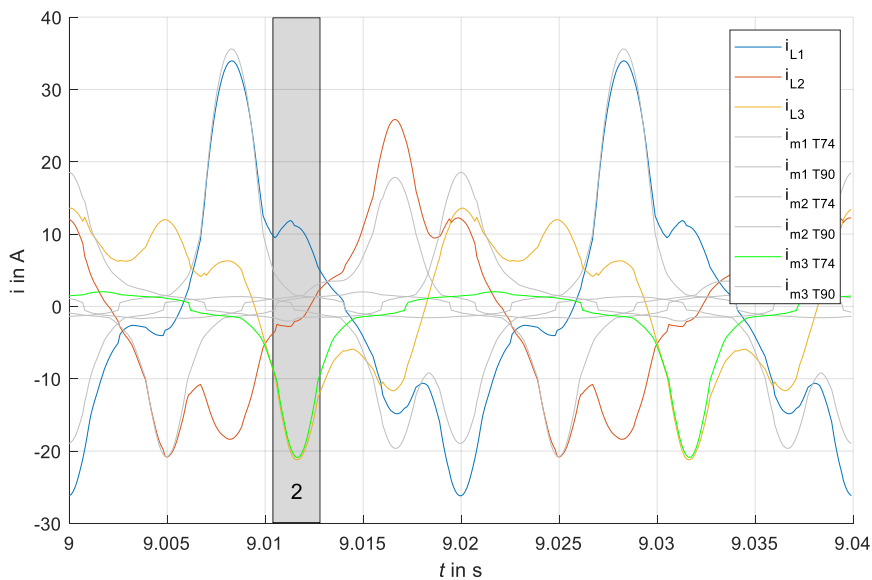


Abbildung 5-8: Sättigungsbereich 2

In Sättigungsbereich 3 sättigen Schenkel 1 und 2 von T90 (Abbildung 5-9). Durch die Zickzackschaltung steigen alle Ströme an, wobei  $i_{L2}$  in diesem Bereich am stärksten von der Sättigung betroffen ist.

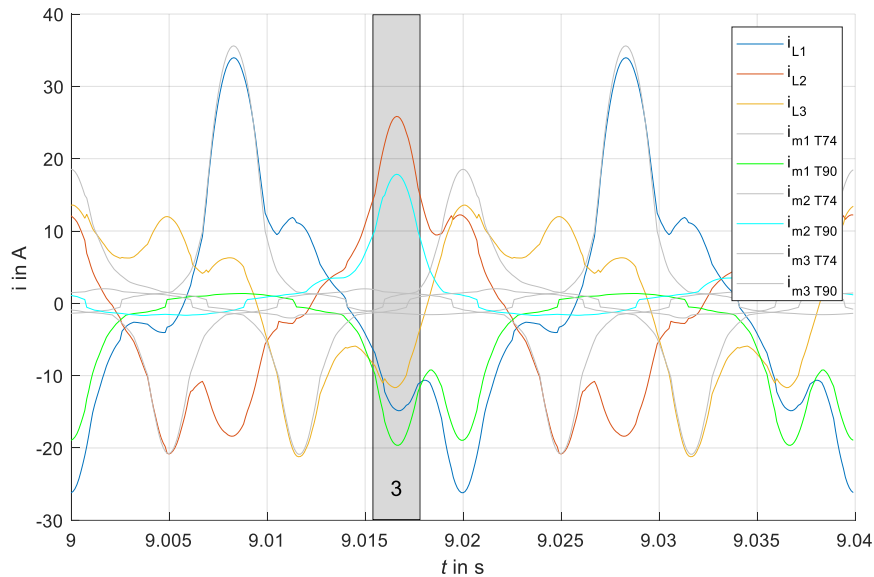


Abbildung 5-9: Sättigungsbereich 3

Für die Sättigungsbereiche 4 (Abbildung 5-10) und 5 (Abbildung 5-11) kann dieses Vorgehen gleich fortgesetzt werden. Jeder Phasenstrom auf der Niederspannungsseite wird durch Sättigung eines oder mehrerer Schenkel direkt, oder über den Stromanstieg einer anderen Phase beeinflusst. Dabei entstehen die höheren Spitzen, wenn der zur Phase zugehörige Schenkel sättigt.

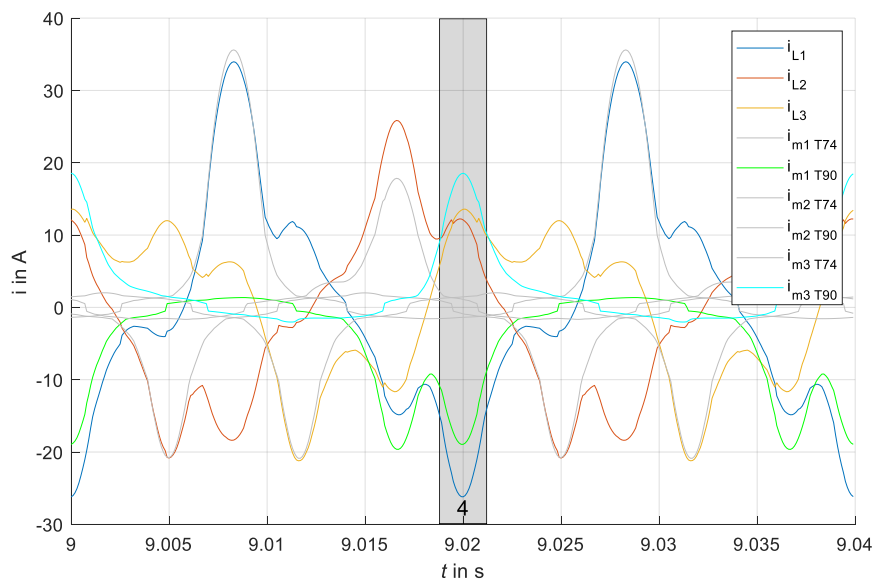


Abbildung 5-10: Sättigungsbereich 4

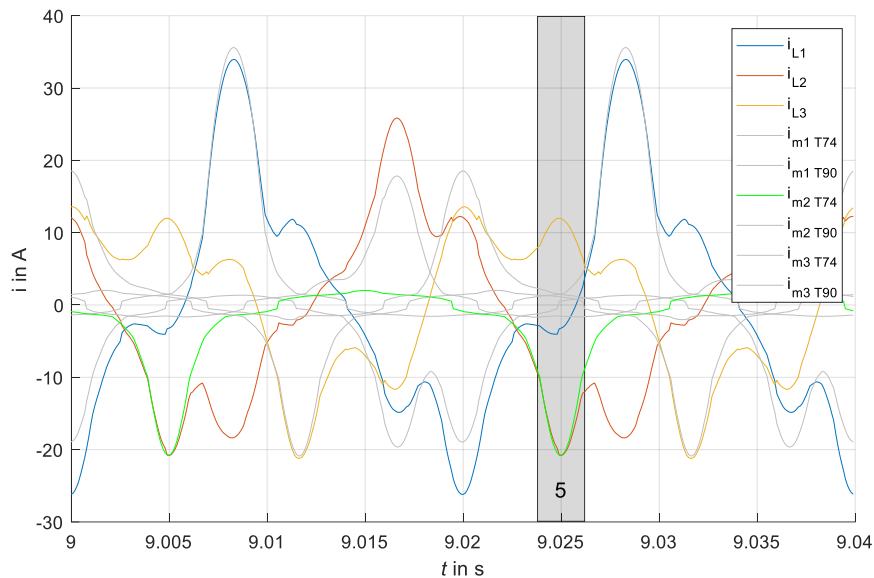


Abbildung 5-11: Sättigungsbereich 5

### 5.3 Stromverläufe bei LFC-Überlagerung auf der Niederspannungsseite

Um die Phasenströme auf der Niederspannungsseite bei einer Überlagerung niederfrequenter Ströme zu untersuchen, wird das bestehende Modell geringfügig abgeändert. Die DC-Einspeisung auf der Hochspannungsseite und der Transformator T90 werden entfernt und auf der Niederspannungsseite wird der Versorgungsspannung eine niederfrequente Spannung überlagert (Abbildung 5-12).

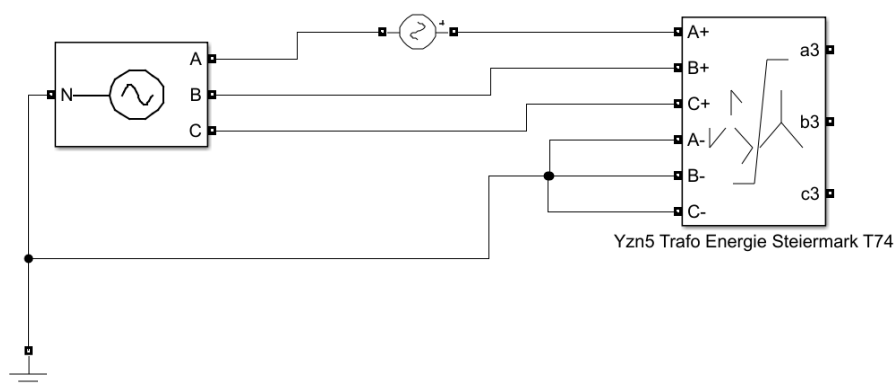


Abbildung 5-12: Simulationsmodell Back-to-Back Anordnung mit LFC-Überlagerung

Die Stromverläufe weisen bei LFC-Überlagerung auf der Niederspannungsseite andere Verläufe auf, als bei Sättigung mit Gleichstrom auf der Hochspannungsseite. In Abbildung 5-13 sind die aufgenommenen Stromverläufe von T74 bei einer Überlagerung eines niederfrequenten Stroms in Phase 1 der Niederspannungsseite, dargestellt. Dabei ist erkennbar, dass die Ströme durch die



Überlagerung des LFC's in der positiven und negativen Halbwelle des LFC's in entgegengesetzte Richtung ansteigen.

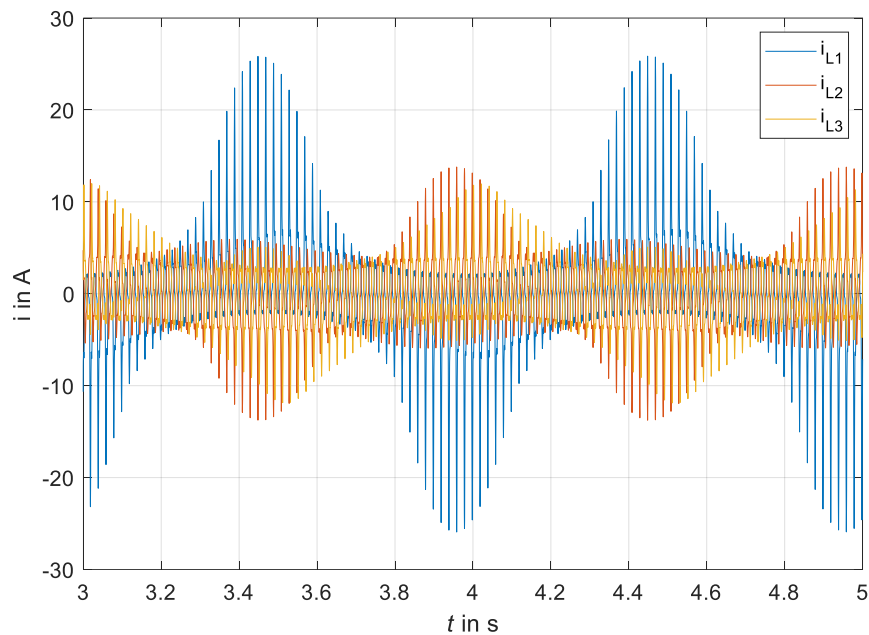


Abbildung 5-13: Simulierte Stromverläufe auf der Niederspannungsseite bei LFC mit 1 Hz in Phase 1 der Niederspannungsseite

Für eine genauere Betrachtung werden die Ströme im Maximum der negativen Amplitude des LFC's herangezogen (Abbildung 5-14). Dabei ist ersichtlich, dass die Phasenströme nur in einer Halbwelle der Wechselspannung relativ groß sind und in der anderen vergleichsweise gering.

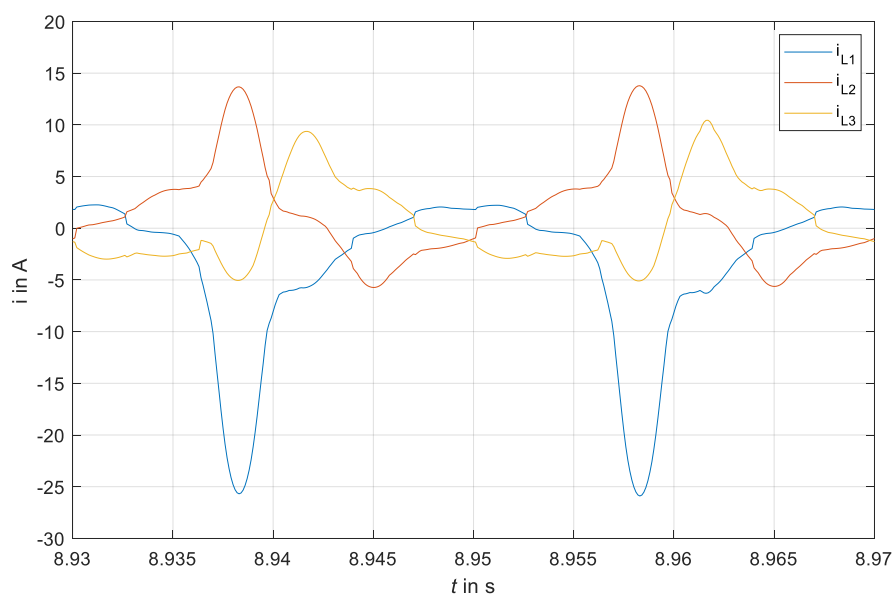


Abbildung 5-14: Simulierte Stromverläufe auf der Niederspannungsseite bei LFC in Phase 1 der Niederspannungsseite

Um dieses Verhalten zu beschreiben, werden wieder die Magnetisierungsströme des Transformators (Abbildung 5-15) betrachtet. Es ist ersichtlich, dass es nur einen Bereich gibt, in dem Sättigungserscheinungen auftreten, da nur ein einzelner Transformator sättigt. Es treten erhöhte Magnetisierungsströme in Phase 1, Phase 3 und ein etwas erhöhter in Phase 2 auf. Um die Verläufe zu beschreiben, werden drei Bereiche, in denen die unterschiedlichen Schenkel sättigen definiert.

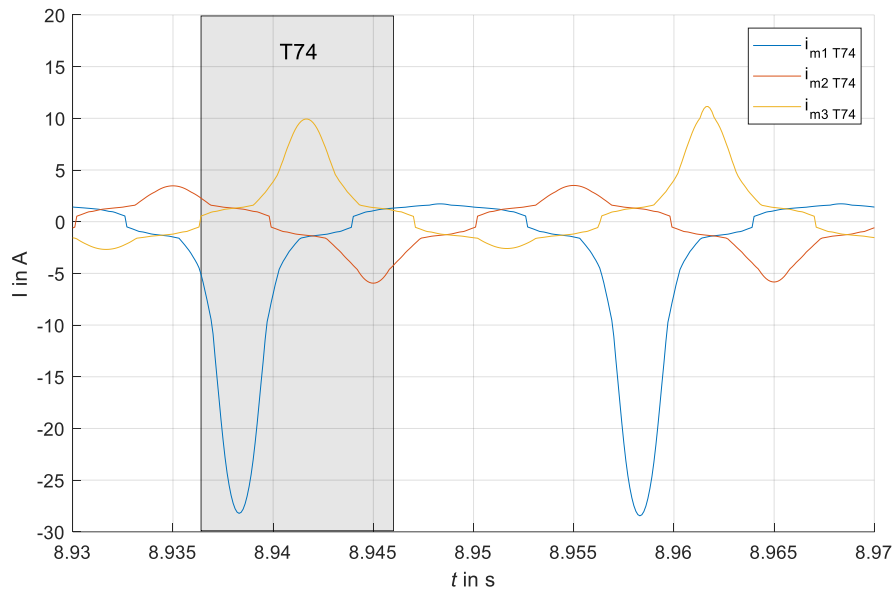


Abbildung 5-15: Magnetisierungsströme der Transformatoren

Abbildung 5-16 zeigt die starke Sättigung von Schenkel 1 von T74. Dadurch steigt der Strom  $i_{L1}$  stark an. Durch die Zickzackschaltung steigen auch  $i_{L2}$  und  $i_{L3}$  an, jedoch schwächer.  $i_{L3}$  weist in diesem Bereich eine Stromsteigerung, jedoch keine hohe Stromaufnahme auf, weil sich der Phasenstrom und somit der Fluss im Bereich des Nulldurchgangs befinden.

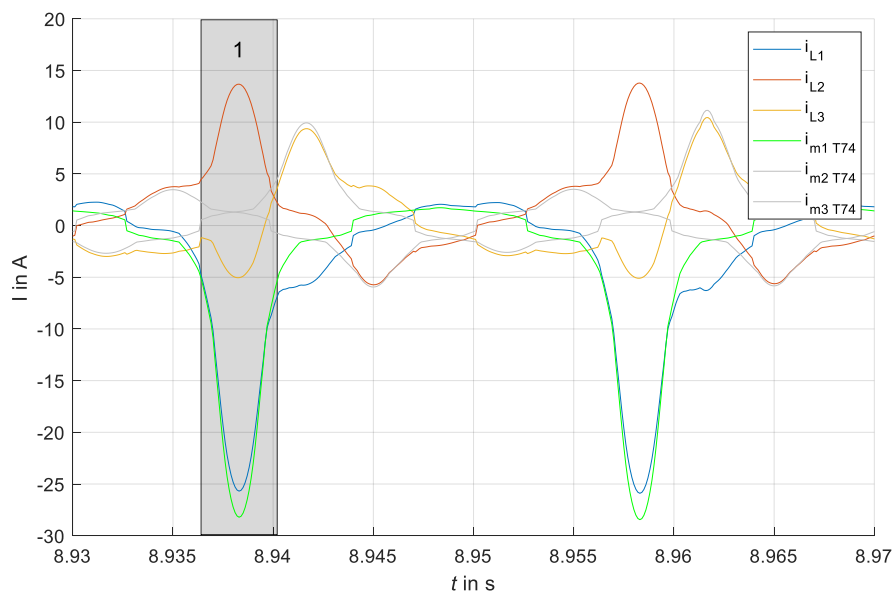


Abbildung 5-16: Sättigungsbereich 1

Durch die Überlagerung des LFC in Phase 1 der Niederspannungsseite sättigt auch Phase 3, da ein Teil der Wicklung von Phase 3 auf Schenkel 1 sitzt (Abbildung 5-17).

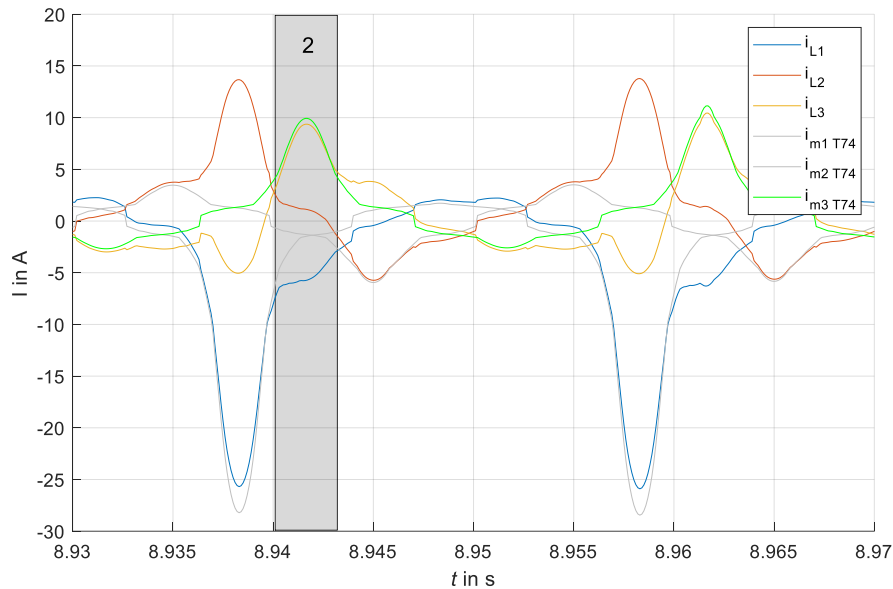


Abbildung 5-17: Sättigungsbereich 2

Abbildung 5-18 zeigt die Sättigung von Schenkel 2. Diese ist relativ gering, wodurch die Ströme auf der Niederspannungsseite nur minimal ansteigen.

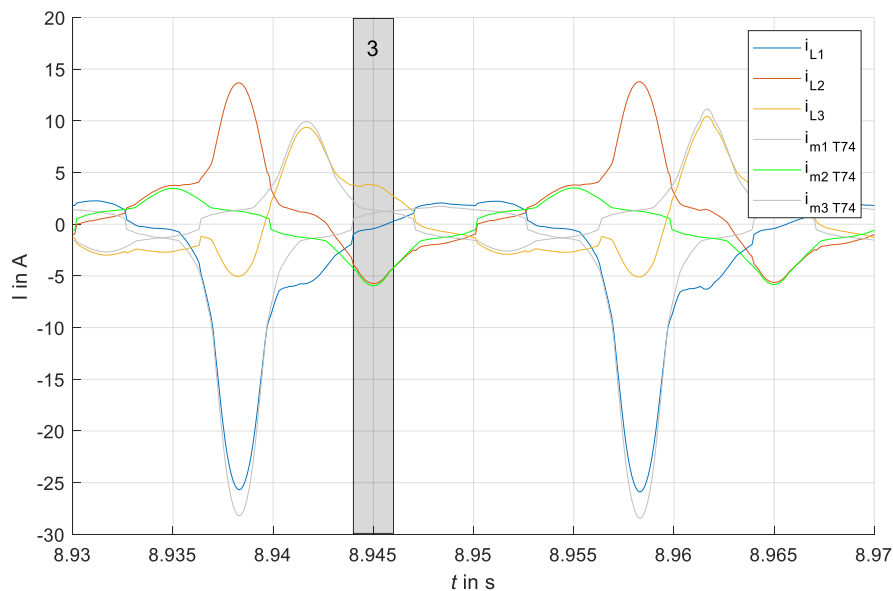


Abbildung 5-18: Sättigungsbereich 3

Bei den Messungen mit LFC ist anzumerken, dass durch die Überlagerung des niederfrequenten Stroms eine Sättigung in der positiven und negativen Halbwelle des LFC's stattfindet. Die Sättigungserscheinungen sind in der Spitze des überlagerten, niederfrequenten Stroms am größten.



## 6 Zusammenfassung & Ausblick

In der vorliegenden Arbeit wird das Verhalten von Transformatoren bei einer Überlagerung von asymmetrisch verteilten Gleichströmen und niederfrequenten Strömen untersucht. Es werden Methoden vorgestellt, wie die Sättigung von Transformatoren erreicht werden kann und deren Vor- und Nachteile aufgezeigt. Durch Messungen an zwei Yzn5 50 kVA Transformatoren werden die Effekte von DC und LFC auf Transformatoren untersucht und in Bezug auf die veränderte Stromaufnahme und den Leistungsbedarf beschrieben. Zusätzlich wird ein vereinfachtes Simulationsmodell erstellt, um die stark verzerrten Ströme während der Sättigung der Transformatoren beschreiben zu können.

### **Welche verschiedenen Methoden gibt es, um den Transformator im Labor in Sättigung zu treiben?**

In Kapitel 3 wird gezeigt, dass eine Sättigung über einen DC oder LFC sowohl auf der Niederspannungsseite als auch auf der Hochspannungsseite erreicht werden kann. Eine symmetrische Sättigung ist nur dann möglich, wenn zugängliche Sternpunkte, über die der Gleichstrom überlagert werden kann, vorhanden sind. Solche Messungen wurden unter anderem in [27, 32] durchgeführt. Eine asymmetrische Sättigung wird erreicht, in dem in nur einer oder zwei Phasen ein DC / LFC eingepreßt wird und die Ströme in den Phasen somit unterschiedliche Amplituden aufweisen. Die folgende Aufzählung bezieht sich auf eine asymmetrische Sättigung der Schenkel.

Eigenschaften DC / LFC-Überlagerung Hochspannungsseite:

- Asymmetrische Gleichströme können durch Batterien auf der Hochspannungsseite erreicht werden.
- Für asymmetrische LFC müssen gegen die Hochspannung isolierte Netzteile verwendet werden.
- Aufgrund der höheren Windungszahl reichen bereits wesentlich geringere Gleichströme aus, um Transformatoren in Sättigung zu treiben.

Eigenschaften DC / LFC-Überlagerung Niederspannungsseite:

- Für die Überlagerung asymmetrischer DC / LFC ist ein Leistungsverstärker oder Ähnliches nötig.
- In den Messungen kann auf den zweiten Transformator verzichtet werden.

### **Welchen Einfluss hat die Überlagerung niederfrequenter Ströme auf die Stromverläufe und die Leistungsaufnahme der Transformatoren?**

In den durchgeführten Messungen in Kapitel 4.3.2 wurden die Auswirkungen auf die Stromverläufe und die Leistungsaufnahme der Transformatoren in Sättigung beschrieben. Dabei wurde festgestellt, dass die Ströme mit zunehmender Sättigung stärker ansteigen und der Verlauf zunehmend verzerrt wird.

Folgende Erkenntnisse konnten aus den Messungen mit DC-Überlagerung in einer Phase der Hochspannungsseite in Kapitel 4.3.2 gezogen werden:

- Annähernd linearer Zusammenhang zwischen der Amplitude des Gleichstroms und dem Spitzenwert des Phasenstroms auf der Niederspannungsseite
- Leicht steigender Zusammenhang zwischen DC auf der Hochspannungsseite und den Wirkverlusten
- Annähernd linearer Zusammenhang zwischen DC auf der Hochspannungsseite und Blindleistungsbedarf bzw. Scheinleistungsaufnahme der Transformatoren

Der lineare Zusammenhang zwischen Blindleistungsaufnahme und DC wurde bereits in [4, 28] für den Fall symmetrischer Gleichströme im Neutralleiter von Transformatoren festgestellt.

### **Wie verändern sich die Frequenzspektren des Leerlaufstroms?**

Durch die zunehmende Sättigung treten aufgrund der starken Verzerrung des Stroms vermehrt Harmonische auf. Es wurde gezeigt, dass durch die Sättigung geradzahlige Vielfache (100, 200 Hz) der 50 Hz Grundschwingung auftreten, die aufgrund der nicht mehr ganz symmetrischen Stromverläufe entstehen. Außerdem wurde festgestellt, dass die ungeradzahligen Vielfachen der Grundschwingung (150, 250, 350 Hz) im Verhältnis zur Grundwelle stärker ansteigen.

### **Welchen Einfluss hat die Phase, in der der Gleichstrom überlagert wird, auf die Strom- bzw. Leistungsaufnahme?**

In Kapitel 3.4 und 4.3.2 wurde der Einfluss der Phase, in der der Gleichstrom eingepreßt wird, untersucht. Dabei konnte festgestellt werden, dass der Transformator aufgrund des dreischenkigen Aufbaus besonders empfindlich gegen Gleichströme in den Phasen der äußeren beiden Schenkel ist. Grund dafür ist, dass bei einem hohen Gleichfluss in einem der äußeren Schenkel der gesamte Fluss durch einen Jochabschnitt geführt wird und somit die Flussdichte sehr groß ist, wodurch aufgrund der nichtlinearen Magnetisierungskennlinie die Ströme stärker ansteigen. Bei einem Gleichfluss im mittleren Schenkel teilt sich der Fluss gleichmäßig über zwei Jochabschnitte auf, wodurch die Flussdichte geringer ist und die Ströme um etwa 10-20 % weniger ansteigen.

Die Phase des Gleichstroms wirkt sich jedoch nicht nennenswert auf die Leistungsaufnahme der Transformatoren aus. Bei einem Gleichstrom in Phase 2 sind zwar die maximal auftretenden Stromspitzen der Niederspannungsseite in zwei Phasen geringer, aber die am wenigsten von der Sättigung betroffene Phase weist eine höhere Stromaufnahme auf, als bei einer Einspeisung in Phase 1 und 3.

### **Wie wirkt sich die Aufteilung des Gleichstroms auf die Phasen der Hochspannungsseite auf den Leistungsbedarf aus?**

Um den Einfluss der Asymmetrie zu untersuchen, wurden in Kapitel 4.3.4 Messungen durchgeführt, bei welchen die Summe des Gleichstroms auf der Hochspannungsseite gleich ist, die Ströme sich jedoch unterschiedlich auf die Phasen aufteilen. Die Messung, in der in zwei Phasen ein Gleichstrom von 45 mA fließt, weist im Vergleich zu den Messungen, in denen in einer Phase 45 mA fließen und in den anderen beiden je 22,5 mA einen um etwa 13 % höheren Blindleistungsbedarf auf. Dies ist auf die Nichtlinearität der Magnetisierungskennlinie zurückzuführen, wodurch sich zwei stark gesättigte

Schenkel stärker auf die Stromaufnahme und in weiterer Folge auf die Leistungsaufnahme der Transformatoren auswirken.

### **Wodurch entstehen die stark verzerrten Stromverläufe während der Sättigung?**

Bei der Sättigung über Gleichströme auf der Hochspannungsseite wurde mithilfe eines Simulationsmodells (Kapitel 5) festgestellt, dass sich den beiden Transformatoren ein entgegengesetzter Gleichfluss überlagert, wodurch in beiden Halbwellen des Wechselstroms Sättigung auftritt. Bei den Messungen mit LFC auf der Niederspannungsseite sättigt nur der netzseitige Transformator, wodurch die Sättigung nur während einer Halbwelle des Wechselstroms auftritt und die Ströme auf der Niederspannungsseite einen Halbzyklussättigungsverlauf aufweisen.

Die mehrfachen Spitzen im Stromverlauf sind auf die verteilten Wicklungen der Zickzackschaltung und zurückzuführen. Durch die auf zwei Schenkel angebrachten Wicklungen der Zickzackschaltung sättigen jeweils zwei Phasen der Niederspannungsseite. Die dritte Phase erfährt über den Stromanstieg einer Phase auf einem anderen Schenkel ebenfalls einen Stromanstieg.

## **Ausblick**

### **Umbau der Transformatoren**

Die durchgeführten Messungen wurden an zwei Verteilnetztransformatoren mit der Schaltgruppe Yzn5 durchgeführt. Da Leistungstransformatoren typischer Weise keine Zickzackverschaltung der Wicklungen aufweisen, wäre es sinnvoll die Transformatoren umzubauen und die Wicklungen herauszuführen. Dadurch könnten Messungen an verschiedenen Schaltgruppen durchgeführt werden. In [37] wurde ein Yzn5 Verteilnetztransformator erfolgreich zur Schaltgruppe YNyn6 umgebaut. Durch den Umbau können außerdem nicht zugängliche Sternpunkte der Hochspannungsseite herausgeführt werden, wodurch Messungen mit symmetrischer Sättigung ermöglicht werden. Dadurch kann ein direkter Vergleich zwischen der Überlagerung symmetrischer und asymmetrischer DC / LFC angestellt werden. Außerdem können GIC, die typischer Weise über den starr geerdeten Sternpunkt der Transformatoren einkoppeln und sich gleichmäßig auf die Phasen aufteilen, untersucht werden.

### **Untersuchung asymmetrischer niederfrequenter Ströme**

Durch den steigenden Einsatz von Leistungselektronik werden die Ströme im Netz zunehmend verzerrt und es treten vermehrt asymmetrische LFC auf. Deshalb ist es wichtig, das Verhalten von diesen auf Transformatoren zu untersuchen. Dabei könnten weitere Messungen durchgeführt werden, bei welchen die Frequenz und der Grad der Asymmetrie variiert werden. Daraus ergibt sich die interessante Fragestellung: Bis zu welchen Frequenzen verhalten sich niederfrequente Ströme wie Gleichströme?

### **Geräuschmessungen**

Zusätzlich zu den elektrischen Messungen sollen Geräuschmessungen durchgeführt werden. Diese können entweder durch Vibrationssensoren am Kessel der Transformatoren (wie in [27]) oder mit Mikrofonen durchgeführt werden (wie in [18]), wobei letztere einen niedrigen Grundstörpegel

voraussetzen, um aussagekräftige Ergebnisse zu erzielen. Wie in [23, 27] beschrieben, treten durch die Asymmetrie der Magnetisierungsströme bei einer Gleichstromüberlagerung ungeradzahlige harmonische Anteile der Grundfrequenz auf, wodurch das Vorhandensein einer Gleichstromkomponente nachgewiesen werden kann. Durch weitere Geräuschemessungen könnte ein Modell entwickelt werden, mit welchem nicht nur das Dasein von Gleichstromkomponenten, sondern auch die Amplitude der überlagerten Ströme abgeschätzt werden kann. Dabei bietet sich vor allem die Messung der mechanischen Schwingungen über Vibrationssensoren an, da diese einfach und mit geringen Zusatzkosten nachträglich an Transformatoren angebracht werden können [27].



## 7 Literaturverzeichnis

- [1] H. Renner und M. Sakulin, „Spannungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit“, *Vorlesungsskriptum, TU Graz*, 2008.
- [2] F. Bachinger, P. Hamberger, A. Leikermoser, G. Leber, H. Passath, „Direct current in transformers: experience, compensation“, *Cigre SC A2 & C4 Joint Colloquium Zurich, Switzerland*, 2013.
- [3] „Effects of Geomagnetic Disturbances on the Bulk Power System“, *NERC Special Report*, 2012. [Online]. Verfügbar unter: [files.givewell.org/files/shallow/geomagnetic/Geomagnetic\\_Disturbance\\_Task\\_Force\\_2012.pdf](https://files.givewell.org/files/shallow/geomagnetic/Geomagnetic_Disturbance_Task_Force_2012.pdf)
- [4] *IEEE Guide for Establishing Power Transformer Capability while under Geomagnetic Disturbances*, C57.163-2015.
- [5] M. Beltle, M. Schühle, S. Tenbohlen, *Beeinflussung von induktiven Stromwandlern in Hoch- und Höchstspannungsnetzen durch parasitäre Gleichströme*. Berlin, Offenbach: VDE Verlag, 2018.
- [6] R. Girgis und K. Vedante, „Effect of GIC on Power Transformers & Power Systems“, *PSPR Meeting*, 2014. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.pes-psrc.org/kb/published/reports/GIC%20Presentation%20at%20PSRC%2005%2014%202014.pdf>
- [7] R. Girgis, *Effect of GIC on Power Transformers and Power Systems*. ABB Automation & Power World Conference, 2012. [Online]. Verfügbar unter: [www.youtube.com/watch?v=-8OKmlyVeKQ](http://www.youtube.com/watch?v=-8OKmlyVeKQ)
- [8] L. Bolduc, „GIC observations and studies in the Hydro Quebec power system“, *Journal of Atmospheric and Solar-Terrestrial Physics*, vol. 64, S. 1793–1802, 2002, doi: 10.1016/S1364-6826(02)00128-1.
- [9] A. Pulkkinen, S. Lindahl, A. Viljanen, R. Pirjola, „Geomagnetic storm of 29-31 October 2003: Geomagnetically induced currents and their relation to problems in the Swedish high-voltage power transmission system“, *Space Weather*, vol. 3, Nr. 8, 2005, doi: 10.1029/2004SW000123.
- [10] M. Wik, A. Viljanene, R. Pirjola, A. Pulkkinen, P. Wintoft, H. Lundstedt, „Calculation of geomagnetically induced currents in the 400 kV power grid in southern Sweden“, *Space Weather*, vol. 6, Nr. 7, 2008, doi: 10.1029/2007SW000343.
- [11] A. Erinmez, J.G. Kappenman, W.A. Radasky, „Management of the geomagnetically induced current risks on the national grid company's electric power transmission system“, *Journal of Atmospheric and Solar-Terrestrial Physics*, vol. 64., S. 743–756, 2002, doi: 10.1016/S1364-6826(02)00036-6.
- [12] J. Kappenman, „Geomagnetic Storms and Their Impacts on the U.S. Power Grid“, 2010. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.ferc.gov/industries/electric/industryact/reliability/cybersecurity/ferc\\_meta-r-319.pdf](https://www.ferc.gov/industries/electric/industryact/reliability/cybersecurity/ferc_meta-r-319.pdf)

- [13] M. Beltle, M. Siegel, M. Gnädig, S. Tenbohlen, *Beeinflussung von Leistungstransformatoren in Hybridnetzen*. International ETG-Congress Piscataway, NJ: IEEE, 2013.
- [14] M. Pfeiffer, J. Schmutz, C.M. Franck, „DC ion-currents in AC conductors in hybrid AC/DC transmission systems“, *11th IET International Conference on AC and DC Power Transmission*, 2015, doi: 10.1049/cp.2015.0022.
- [15] P.S. Maruvada und S. Drogi, „Field and ion interactions of hybrid AC/DC transmission lines“, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 3, No. 3, 1165 - 1172, 1988, doi: 10.1109/61.193899.
- [16] M. Pfeiffer, S. Hedtke, C.M. Franck, „Corona Current Coupling in Bipolar HVDC and Hybrid HVAC/HVDC Overhead Lines“, *IEEE Trans. Power Delivery*, Jg. 33, Nr. 1, S. 393–402, 2018, doi: 10.1109/TPWRD.2017.2713603.
- [17] T. Halbedl, „Low Frequency Neutral Point Currents on Transformer in the Austrian Power Transmission Network“, *Dissertation, TU Graz, 2019*.
- [18] D. Albert, P. Schachinger, H. Renner, P. Hamberger, F. Klammer und G. Achleitner, „Field experience of small quasi DC bias on power transformers: A first classification of low-frequency current pattern and identification of sources“, *accepted Paper; Cigre 2020*.
- [19] R. Fischer, *Elektrische Maschinen*, 16. Aufl. Carl Hanser Verlag München, 2013.
- [20] J.J. Winders, *Power Transformers: Principles and Applications*. CRC Press, 2002.
- [21] J. H. Harlow, *ELECTRIC POWER TRANSFORMER ENGINEERING*. CRC Press, 2012.
- [22] J. Raith, „Risk Assessment of Power Transformers under the Influence of Geomagnetically Induced Currents (GIC)“, *Dissertation, TU Graz, 2019*.
- [23] F. Bachinger, A. Hackl, P. Hamberger, A. Leikermoser, G. Leber, H. Passath, M. Stoessl, „direct current in transformers: effects and compensation“, *cigre, A2-301*, 2012.
- [24] „Geomagnetically induced Currents in the Swiss Transmission Network“, *Research Centre for Energy Networks, ETH Zürich*.
- [25] „Geomagnetic Disturbances: Their Impact on the Power Grid“, *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 11, Nr. 4, S. 71–78, 2013, doi: 10.1109/MPE.2013.2256651.
- [26] P. Baier, *Dreiphasen-Leistungstransformatoren*. VDE Verlag, 2010.
- [27] M. Beltle, M. Schühle, S. Tenbohlen, „Das Verhalten von Leistungstransformatoren bei Beanspruchung mit Gleichströmen“, *Conference: Hochspannungssymposium Stuttgart*, 2016.
- [28] T.S. Molinski, „Why utilities respect geomagnetically induced currents“, *Journal of Atmospheric and Solar-Terrestrial Physics*, vol. 64, S. 1765–1778, 2002.
- [29] R. Girgis und K. Vedante, „Effects of GIC on power Transformers and Power Systems“, *IEEE, PES T&D*, S. 1–8, 2012, doi: 10.1109/TDC.2012.6281595.

- [30] *IEEE Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions.*
- [31] M. Trummer, „Power Manual“, Dewesoft.
- [32] M. Beltle, M. Schühle, S. Tenbohlen, „Influences of Direct Currents on power transformers caused by AC-HVDC Interactions in Hybrid Grids“, *International Symposium on High Voltage Engineering, Pilsen, Czech Republic, 2015.*
- [33] Siemens Weiz, "Streufluss in Transformatoren", Telefonat, Jan. 2020.
- [34] „CPC 100: Weltweit ein zuverlässiger Begleiter“, *Omicron Magazin, vol1, 2014.* [Online]. Verfügbar unter: <https://www.omicronenergy.com/de/news/alle-magazine/>
- [35] OMICRON electronics GmbH, „Diagnose und Monitoring von Leistungstransformatoren Broschüre“, S. 22–23, 2019. [Online]. Verfügbar unter: [www.omicronenergy.com](http://www.omicronenergy.com)
- [36] H. Renner, „Regelung und Stabilität elektrischer Energiesysteme“, *Vorlesungsskriptum, TU Graz, 2013.*
- [37] M. Heindl, M. Beltle, M. Reuter, D. Schneider, S. Tenbohlen, D.T. Oyedokun, C.T. Gaunt, „Investigation of GIC related Effects on Power Transformers using Modern Diagnostic Methods“, *International Symposium on High Voltage Engineering, Hannover, Germany, 2011.*



## 8 Anhang

### 8.1 Messungen

#### Messaufbau mit allen Messgrößen

In Abbildung 8-1 ist der Messaufbau mit allen aufgenommenen Messgrößen dargestellt. Aufgezeichnet werden die Größen mit dem Messsystem Dewe 2600 der Firma Dewetron.

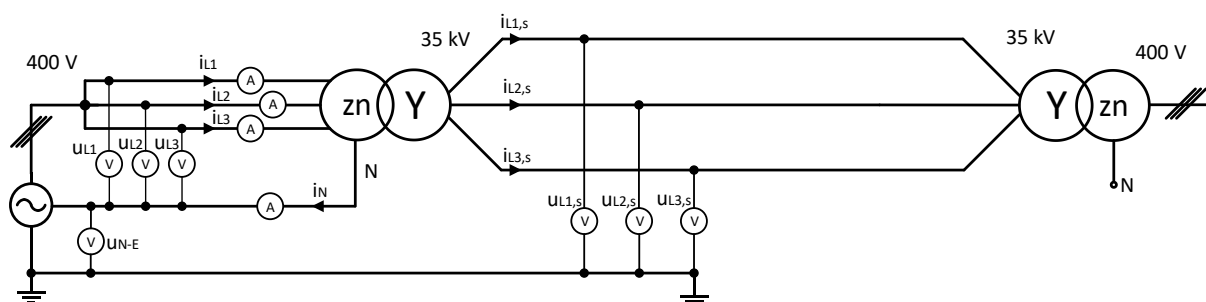


Abbildung 8-1: Back-to-Back Schaltung mit allen aufgenommenen Messgrößen

Folgende Größen werden mit dem Messsystem aufgezeichnet:

- Zeitlicher Verlauf der Ströme auf der Niederspannungsseite ( $i_{L1}$ ,  $i_{L2}$ ,  $i_{L3}$ ,  $i_N$ )
- Zeitlicher Verlauf der Spannungen auf der Niederspannungsseite ( $U_{L1}$ ,  $U_{L2}$ ,  $U_{L3}$ ,  $U_{N-E}$ )
- Zeitlicher Verlauf der Spannung auf der Hochspannungsseite ( $U_{L1,s}$ ,  $U_{L2,s}$ ,  $U_{L3,s}$ )

Aus den Verläufen der Ströme und Spannungen auf der Niederspannungsseite ermittelt das Messsystem in weiterer Folge die aufgenommenen Leistungen. Die Verläufe der Spannungen auf der Hochspannungsseite wurden zwar mitgemessen, jedoch für keine Auswertung herangezogen.

#### Messsystem Dewe 2600 Einstellungen

In Tabelle 8-1 sind die Messraten der aufgenommenen Messsignale festgehalten. Die um den Faktor 1000 geringere Messrate der Effektivwerte von Strom, Spannung und der Leistungen, ergibt sich daraus, dass diese Signale über 10 Perioden der Strom- und Spannungsverläufe gemittelt werden.

Messgrößen	Messrate Werte / s
-	
Zeitliche Verläufe von Strom und Spannung	5000
Effektivwerte von Strom und Spannung	5
alle Leistungen	5

Tabelle 8-1: Messrate der Messungen mit dem Dewetron Dewe 2600

Abbildung 8-2 zeigt die Messung der Leistung mit dem Messsystem. Es werden jeweils die Phasenspannungen gegen den Neutralleiter und die Phasenströme zur Berechnung der Leistungen herangezogen.

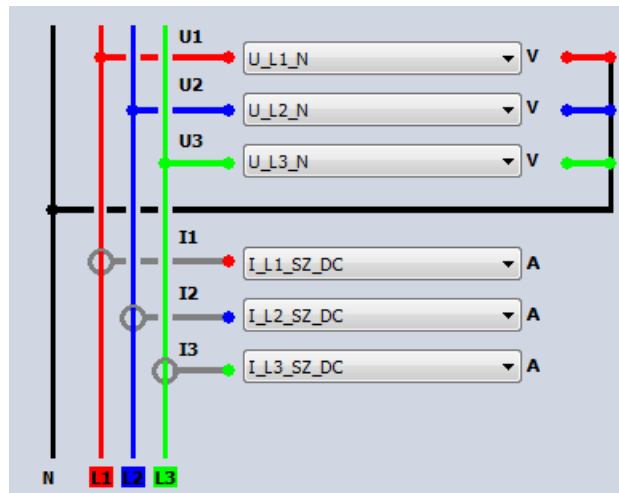


Abbildung 8-2: Messgrößen zur Leistungsbestimmung mit dem Messsystem

### Grund für die Betrachtung von Spitzenwerten zur Auswertung der Transformatorsättigung

Abbildung 8-3 zeigt den Vergleich eines Stromverlaufs auf der Niederspannungsseite einer Messung ohne DC mit einer Messung mit 75 mA DC-Überlagerung auf der Hochspannungsseite. Es ist erkennbar, dass der Strom durch die Sättigung stark verzerrt wird und ansteigt. Die Messung des Effektivwertes des Stromverlaufs wird dadurch ungenauer, da die Nulldurchgänge nicht mehr eindeutig sind und vom Messsystem nicht mehr eindeutig detektiert werden können.

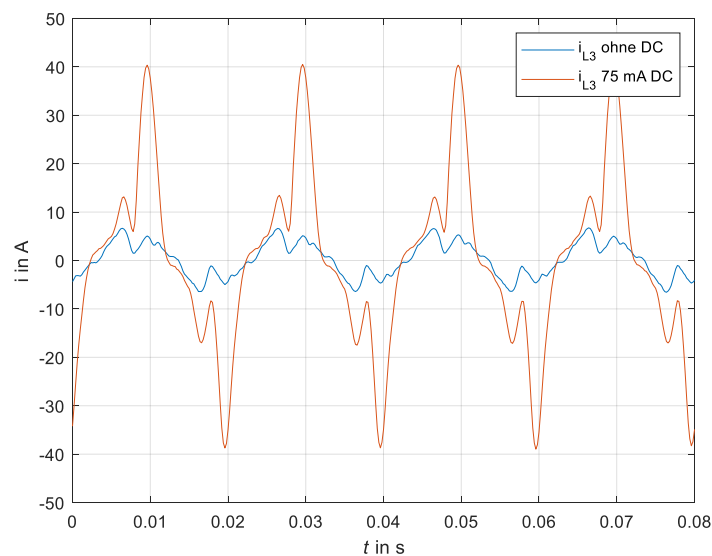


Abbildung 8-3: Vergleich des Stromverlaufs auf der Niederspannungsseite einer Messung ohne DC und mit 75 mA DC

Abbildung 8-4 zeigt den Anstieg der Spitzenwerte und Effektivwerte mit zunehmender Sättigung. Dabei ist ersichtlich, dass die Spitzenwerte im Vergleich zu den Effektivwerten stärker ansteigen. Grund dafür sind die relativen schmalen Stromspitzen, die den Effektivwert verhältnismäßig weniger ansteigen lassen.

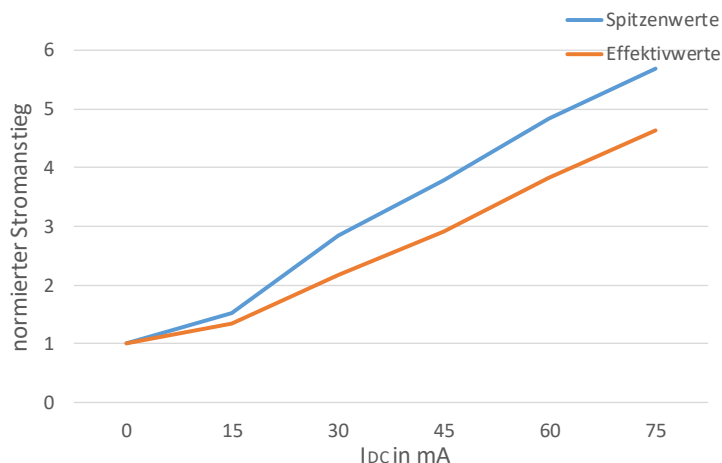


Abbildung 8-4: Gegenüberstellung von Spitzenwert und Effektivwert bei unterschiedlichem Gleichstrom auf der Hochspannungsseite

### Strommessung auf Hochspannungspotential

Die Strommessung auf Hochspannungspotential stellte eine große Herausforderung dar, welche mit dem vorhandenen Equipment nicht bewältigt werden konnte. Es wurde versucht, mittels Strommesszangen (AC+DC) und batteriebetriebenen, GPS synchronisierten Datenloggern auf Hochspannungspotential, den zeitlichen Verlauf des Stroms auf der Hochspannungsseite aufzunehmen (Abbildung 8-5).



Abbildung 8-5: Strommessung auf der Hochspannungsseite

Die Datenlogger sind jedoch empfindlich gegen die elektromagnetischen Felder, die beim Einschalten der Transformatoren auftreten. Bei fast jedem Schaltvorgang fiel mindestens eines der Messgeräte aus dem „Log-Betrieb“. Diese Situation konnte teilweise durch Aluminium Schirmgehäuse, in denen die Datenlogger eingesetzt wurden, verbessert werden (Abbildung 8-6).



Abbildung 8-6: Geschirmte Datenlogger auf der Hochspannungsseite

Ein weiteres Problem stellten jedoch Teilentladungen auf der Hochspannungsseite dar, welche die Strommesszangen störten, wodurch der Messbereich der Datenlogger kurzzeitig überschritten wurde. Dadurch fielen die Datenlogger aus dem „Log Betrieb“ und die Messung wurde ständig abgebrochen, wodurch keine verlässliche Strommessung auf Potential möglich gewesen ist.

In Abbildung 8-7 sind die Phasenströme der Hochspannungsseite einer Messung mit einer DC-Überlagerung von 60 mA in Phase 1 der Hochspannungsseite dargestellt. Die maximale Auflösung der Datenlogger liegt bei 1 ms.

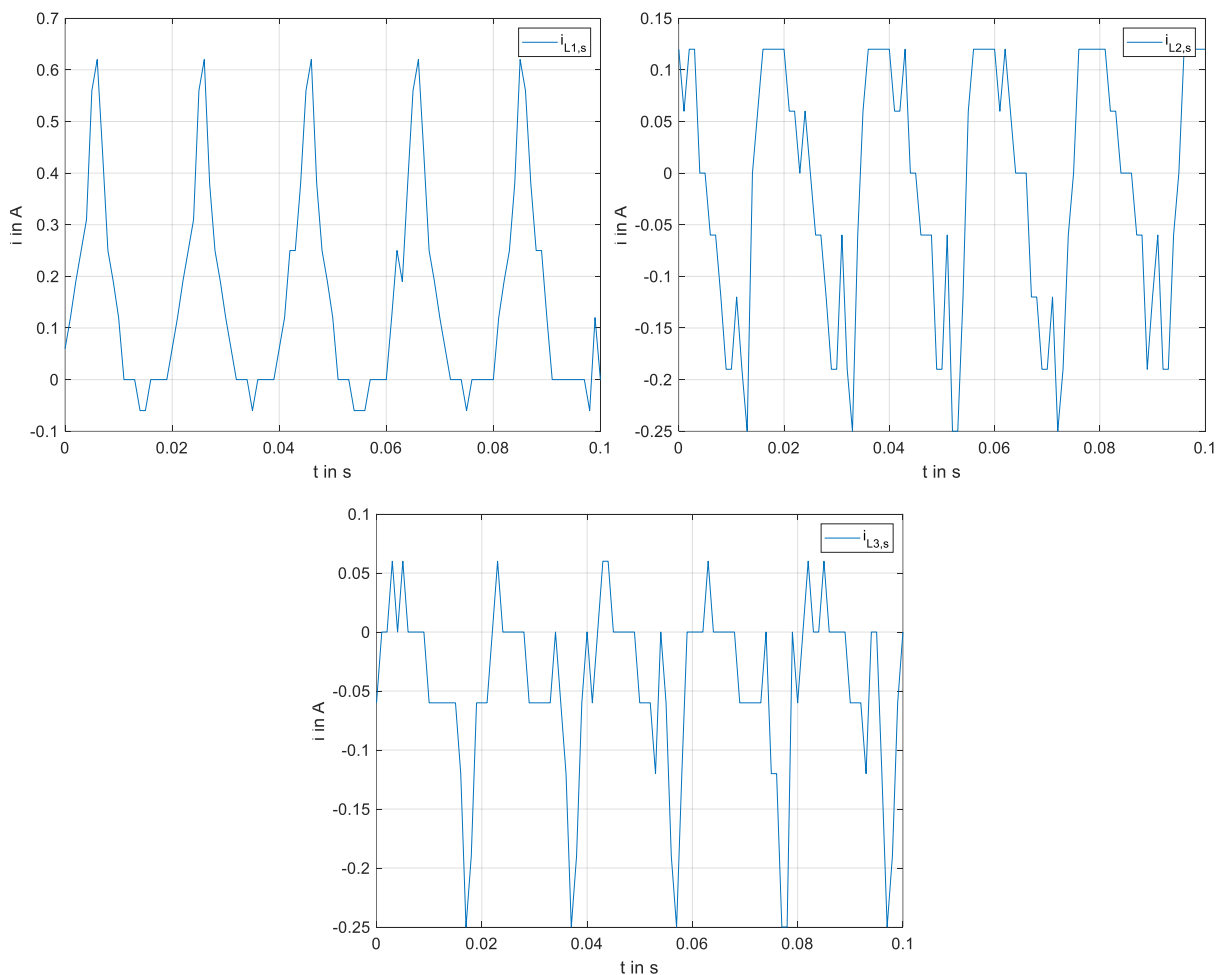


Abbildung 8-7: Phasenströme der Hochspannungsseite bei  $I_{DC} = 60$  mA in Phase 1



## 8.2 Messübersicht

### Durchgeführte Messungen DC

In Tabelle 8-2 sind alle durchgeführten Messungen mit DC-Überlagerung auf der Hochspannungsseite der Transformatoren aufgezeigt. Sie beinhaltet den eingekoppelten DC, die höchsten positiven und negativen Stromspitzen und die aufgenommenen Leistungen der Messungen.

Messung		DC	max. positive		max. negative		Gesamtleistung		
			Stromamplitude		Stromamplitude		P	Q	S
Nr	Beschreibung	mA	A	in Phase	A	in Phase	W	var	VA
1	Referenzmessung ohne DC	0	7,20	1	-7,26	1	379,3	2391,1	2421,0
2	1 Batterie in Phase 1	15	11,54	1	-12,79	3	409,4	3160,8	3187,2
3	2 Batterien in Phase 1	30	18,13	3	-22,22	3	469,8	4588,1	4612,1
4	3 Batterien in Phase 1	45	25,70	1	-30,06	3	560,8	6241,0	6266,1
5	4 Batterien in Phase 1	60	33,33	1	-36,35	3	677,5	7921,4	7950,3
6	5 Batterien in Phase 1	75	40,28	3	-41,69	3	792,3	9359,3	9392,8
7	2 Batterien in Phase 2	30	16,39	2	-18,89	1	474,8	4505,1	4530,1
8	2 Batterien in Phase 3	30	18,31	3	-21,45	2	470,5	4698,7	4722,2
9	1 Batterie in Phase 1 und 1 Batterie in Phase 3	22,5	14,74	3	-15,47	3	453,1	4139,4	4164,1
10	2 Batterien in Phase 1 und 2 Batterien in Phase 3	45	25,05	3	-26,43	3	617,0	6994,5	7021,6
11	1 Batterie in Phase 1 und 1 Batterie in Phase 2	22,5	14,68	3	-15,99	3	462,5	4170,5	4196,1
12	1 Batterie in Phase 2 und 1 Batterie in Phase 3	22,5	14,07	3	-15,05	3	464,2	4274,6	4299,7
13	2 Batterien in Phase 1 und 1 Batterie in Phase 3	37,5	23,22	3	-26,61	3	528,4	5552,8	5577,9
14	Referenzmessung ohne DC	0	7,23	3	-6,81	3	384,7	2399,5	2430,1
15	1 Batterie in Phase 3	15	11,14	3	-11,51	2	406,5	3047,0	3074,0
16	2 Batterien in Phase 3	30	20,63	3	-19,81	2	476,9	4591,3	4616,0
17	3 Batterien in Phase 3	45	27,44	3	-27,13	2	519,2	6101,4	6123,5
18	4 Batterien in Phase 3	60	35,22	3	-33,17	2	670,7	7736,8	7765,8
19	5 Batterien in Phase 3	75	41,29	3	-39,49	3	791,7	9242,4	9276,2
20	4 Batterien in Phase 3 und 1 Batterie in Phase 2	67,5	37,99	3	-36,32	3	769,7	8707,2	8741,1
21	Referenzmessung ohne DC	0	6,84	2	-6,87	2	376,3	2421,0	2450,1
22	1 Batterie in Phase 2	15	9,22	1	-10,68	1	395,2	3060,8	3086,2
23	2 Batterien in Phase 2	30	15,44	2	-18,68	1	460,2	4607,8	4630,7
24	3 Batterien in Phase 2	45	22,16	2	-26,09	1	548,1	6194,5	6218,7
25	4 Batterien in Phase 2	60	27,47	1	-31,52	1	658,0	7727,6	7755,6
26	5 Batterien in Phase 2	75	33,33	1	-36,56	1	787,5	9349,5	9382,6
27	3 Batterien in Phase 1 und 1 Batterie in Phase 3	52,5	30,55	3	-33,97	3	630,1	7163,0	7190,7
28	3 Batterien in Phase 1 und 2 Batterien in Phase 3	60	33,63	3	-34,97	3	727,3	8426,6	8458,0
29	4 Batterien in Phase 1 und 1 Batterie in Phase 3	67,5	37,66	3	-40,41	3	753,6	8816,6	8848,7

Tabelle 8-2: Kenngrößen der durchgeführten DC-Messungen

### Durchgeführte LFC Messungen

In Tabelle 8-3 und Tabelle 8-4 sind alle durchgeführten Messungen mit LFC-Überlagerung ohne und mit Entmagnetisierung auf der Niederspannungsseite festgehalten. Sie beinhaltet die Amplitude und die Frequenz des überlagerten LFC, die höchsten positiven und negativen Stromspitzen, die gemittelte Leistungsaufnahme und den Unterschied der Blindleistungsaufnahme von der positiven zur negativen Halbwelle des LFC's.

#### Messungen ohne Entmagnetisierung

Messung	LFC			max. positive		max. negative		gemittelte Leistungen			$\Delta Q$
	Amplitude	Frequenz	in Phase	Stromamplitude		Stromamplitude		P	Q	S	
Nr	$\hat{U}$ in V	mHz	-	A	in Phase	A	in Phase	W	var	VA	var
1	0,5	0,1	1	22,74	1	-23,71	3	398,5	3282,1	3306,5	721
2	1	0,1	1	40,10	1	-40,95	3	435,4	4499,7	4521,5	1400
3	0,5	0,1	3	23,07	2	-24,90	3	403,4	3324,2	3349,5	2300
4	1	0,1	3	40,56	1	-42,82	3	447,7	4718,1	4740,9	4400

Tabelle 8-3: Kenngrößen der durchgeführten LFC-Messungen ohne Entmagnetisierung

#### Messungen mit Entmagnetisierung

Messung	LFC			max. positive		max. negative		gemittelte Leistungen			$\Delta Q$
	Amplitude	Frequenz	in Phase	Stromamplitude		Stromamplitude		P	Q	S	
Nr	$\hat{U}$ in V	mHz	-	A	in Phase	A	in Phase	W	var	VA	var
1	1	100	1	10,65	2	-11,66	3	282	3908	3919	< 100
2	1	10	1	43,61	1	-41,32	3	300	4067	4078	500
3	1	100	2	45,87	2	-43,43	3	338	4407	4421	4100
4	1	10	2	16,14	2	-16,42	2	329	4477	4489	4200
5	1	100	3	18,83	2	-19,50	3	307	4480	4491	4300
6	1	10	3	38,12	2	-40,31	3	318	4482	4494	4200

Tabelle 8-4: Kenngrößen der durchgeführten LFC-Messungen mit Entmagnetisierung

### 8.3 Leerlauf- und Magnetisierungskennlinie

In Abbildung 8-8 sind die Leerlaufkennlinie und die daraus berechnete Magnetisierungskennlinie dargestellt. Die Kennlinien wurden für T74 allein und für die Back-to-Back Schaltung von T74 und T90 aufgenommen und für das Simulationsmodell benötigt.

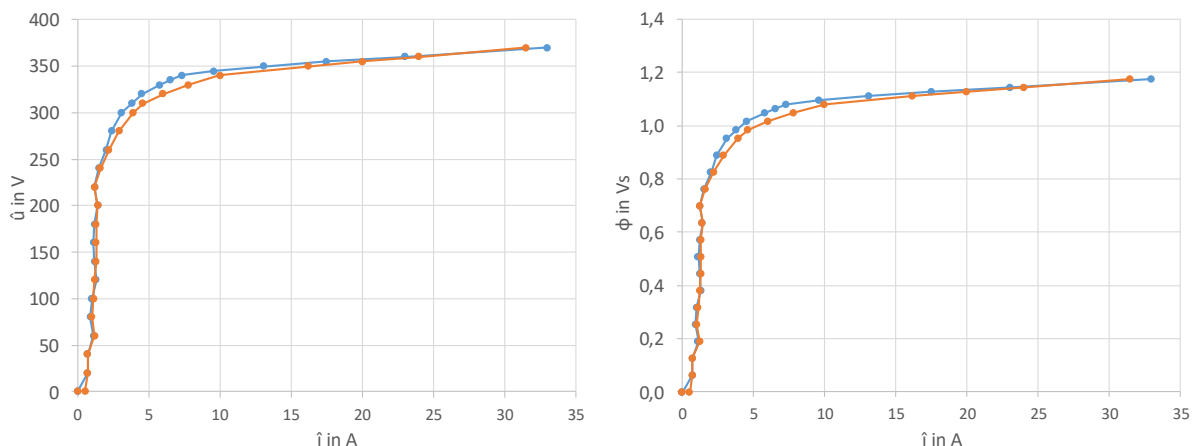


Abbildung 8-8: Aufgenommene Leerlaufkennlinie (links) und Magnetisierungskennlinie (rechts) der Transformatoren

Dabei besteht folgender Zusammenhang zwischen dem Spitzenwert der Spannung und dem Spitzenwert des magnetischen Flusses  $\phi$ :

$$\Phi = \frac{\hat{u}}{2 \cdot \pi \cdot f} \quad 8-1$$

LL-Messung T74			LL-Messung T74 & T90 Back-to-Back		
gemessen	eingestellt	berechnet	gemessen	eingestellt	berechnet
$\hat{i}_1$	$\hat{u}_1$	$\phi$	$\hat{i}_1$	$\hat{u}_1$	$\phi$
in A	in V	in Vs	in A	in V	in Vs
0	0	0,000	0	0	0,000
0,7	20	0,064	0,5	0,4	0,001
0,7	40	0,127	0,7	20	0,064
1,1	60	0,191	0,7	40	0,127
0,9	80	0,255	1,2	60	0,191
1	100	0,318	1	80	0,255
1,3	120	0,382	1,1	100	0,318
1,2	140	0,446	1,2	120	0,382
1,1	160	0,509	1,3	140	0,446
1,2	180	0,573	1,3	160	0,509
1,4	200	0,637	1,3	180	0,573
1,2	220	0,700	1,4	200	0,637
1,5	240	0,764	1,2	220	0,700
2	260	0,828	1,6	240	0,764
2,4	280	0,891	2,2	260	0,828
3,1	300	0,955	2,9	280	0,891
3,8	310	0,987	3,9	300	0,955

4,5	320	1,019	4,6	310	0,987
5,8	330	1,050	6	320	1,019
6,5	335	1,066	7,8	330	1,050
7,3	340	1,082	10	340	1,082
9,6	345	1,098	16,2	350	1,114
13,1	350	1,114	20	355	1,130
17,5	355	1,130	24	360	1,146
23	360	1,146	31,5	370	1,178
33	370	1,178			

Tabelle 8-5: Werte der Leerlauf- und Magnetisierungskennlinien

## 8.4 Berechnung der Ersatzschaltbildparameter

### Leerlaufversuch

eingestellt	gemessen	gegeben
$U_n$	$I_{LL}$	$P_{LL}$
V	A	W
230	3,818	3·70 = 210

Tabelle 8-6: Werte zur Bestimmung des Eisenverlustwiderstandes und der Hauptreaktanz

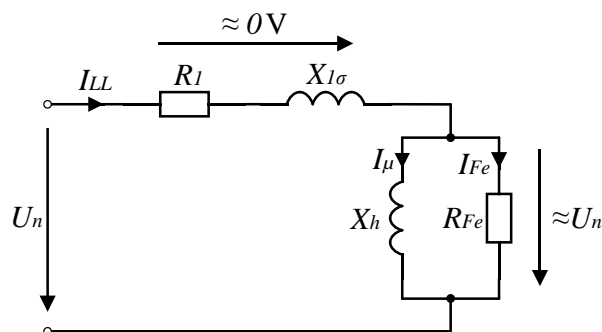


Abbildung 8-9: Ersatzschaltbild des Leerlaufversuchs

**Vereinfachte Annahme:** Spannungsabfall an  $R_l$  und  $X_{l\sigma}$  ist vernachlässigbar klein.

$$I_{Fe} = \frac{P_{LL}}{U_n} = \frac{70 \text{ W}}{230 \text{ V}} = 0,3043 \text{ A}$$

$$I_\mu = \sqrt{I_{LL}^2 - I_{Fe}^2} = \sqrt{3,818^2 \text{ A}^2 - 0,3043^2 \text{ A}^2} = 3,806 \text{ A}$$

$$R_{Fe} = \frac{U_n}{I_{Fe}} = \frac{230 \text{ V}}{0,3043 \text{ A}} = 755,83 \text{ } \Omega$$

$$X_h = \frac{U_n}{I_\mu} = \frac{230 \text{ V}}{3,806 \text{ A}} = 60,431 \text{ } \Omega$$

$$L_h = \frac{X_h}{2 \cdot \pi \cdot f} = \frac{60,431 \Omega}{2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ Hz}} = 0,1924 \text{ H} = 192,4 \text{ mH}$$

**Kurzschlussversuch**

gegeben		
$u_k$	$u_s$	$I_n$
%	%	A
5,78	5,05	72,1

Tabelle 8-7: Werte zur Bestimmung der Streureaktanzen des Transformators

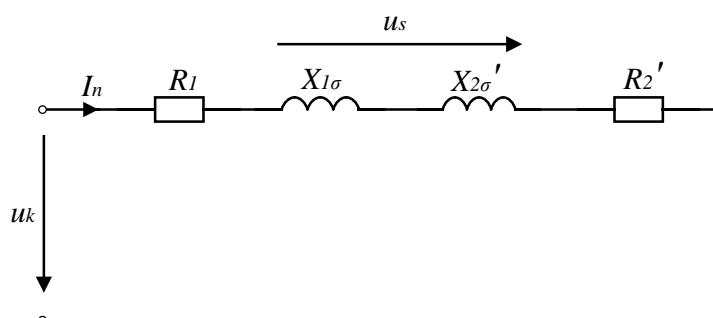


Abbildung 8-10: Ersatzschaltbild des Kurzschlussversuchs

$$u_s = \frac{(X_{1\sigma} + X_{2\sigma}') \cdot I_n}{U_N}$$

$$X_{1\sigma} + X_{2\sigma}' = \frac{u_s \cdot U_N}{I_n} = \frac{0,0505 \cdot 230 \text{ V}}{72,1 \text{ A}} = 0,161 \Omega$$

**Annahme:**  $X_{1\sigma} = X_{2\sigma}'$ 

$$X_{1\sigma} = X_{2\sigma}' = \frac{0,161 \Omega}{2} = 0,08055 \Omega$$

$$X_{2\sigma} = \ddot{u}^2 \cdot X_{2\sigma}' = \left(\frac{35000}{400}\right)^2 \cdot 0,08055 \Omega = 616,7 \Omega$$

$$L_{1\sigma} = \frac{X_{1\sigma}}{2 \cdot \pi \cdot f} = \frac{0,08055 \Omega}{2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ Hz}} = 0,0002564 \text{ H} = 0,2564 \text{ mH}$$

$$L_{2\sigma} = \frac{X_{2\sigma}}{2 \cdot \pi \cdot f} = \frac{616,7 \Omega}{2 \cdot \pi \cdot 50 \text{ Hz}} = 1,963 \text{ H}$$

## 8.5 Datenblätter

### Transformator T74

<b>E B G</b>	3, Ph. Öl		Transformator <i>Grassleipule</i>		Type <b>30V 50 / 30</b>	F.Nr. <b>140082-087</b>	TA.Nr. <b>9186-1</b>		
	50 Hz	Kühlg.: <b>ONAN</b>	Schaltg.: <b>Yzn5</b>				T22450-IV-161 Sch. Nr. .... 1000 N600-1		
	Besteller:						A.Nr.		
Wlg.	kVA	Volt		Sch.	Ampère	Wdgn./Sch.	Q/Sch.	l	
OS	50	36750 - 35000 - 33250		A	0,824	7730 ± 330	324	1,16/3,38	
US	50	400		5	72,1	54 + 54	0,034	3,77	
Norm: <b>ÖVE-M20/1972</b>		Cu blank		Isol.	m	kg	Spulenhöhe	ges.	
<i>ÖVE-M20-Isolationsgespülten</i>		→					16 Spulen		
17 x 17 - 2 = 287		2		} 0,95 φ (0,7082)	0,26	1040	6,4		
17 x 17 - 2 = 287		4							
17 x 33 - 2 = 559		2							
17 x 33 - 2 = 559		3							
17 x 33 - 2 = 559		1		} Lager Cu					
17 x 33 - 2 = 559		2							
17 x 33 - 2 = 559		3							
17 x 33 - 2 = 559		2							
15 x 33 - 6 = 489		4		} 0,96 φ (0,2-63)	0,06	13240	29	2 x 24 10 x 11,5 4 x 10 3 x 4 14 x 2	
15 x 33 - 6 = 489		2							
15 x 33 - 6 = 489		4							
15 x 33 - 6 = 489		2							
17 x 33 - 2 = 559		2		} S			35,4	gepr. 37A	
17 x 33 - 2 = 559		1							
17 x 33 - 2 = 559		2							
17 x 33 - 2 = 559		1							
17 x 33 - 2 = 559		2		} Spule		1x2 - L <sub>1</sub> : 4 x 0,06 3x46 - L <sub>2</sub> : 2 x 0,06		(239) 236 94 330	
17 x 33 - 2 = 559		1							
17 x 33 - 2 = 559		2							
17 x 33 - 2 = 559		1							
17 x 33 - 2 = 559		2							
US - siehe TA 9186-2									
LK 2/4 GE 110 kg Gx 54,4 kg		Stellung		o		Betriebserwärmung °C		Prüfpgn. kV	
Blech 0251/		uw		kVA - uw		θ <sub>em</sub> Δw θ <sub>w</sub> gar		50 Hz VW. - a.W.	
Ø 104		2,644		OS W		(32)		90 -	
L 330		A 230		US W		(19)		2,5 -	
Q <sub>1</sub> 0,674		Q <sub>2</sub> 0,674		%					
b <sub>1</sub> 1,746		b <sub>2</sub> 1,746		%					
w <sub>16</sub> 1,4		kVA <sub>0</sub>		%					
ger 240 W		ger %		gerW		1420			
gar 240 W		gar %		garW		1420			
Tot 114,3 %		Tot %		Tot %		+14,3			
kW <sub>0</sub> 1,77		Neb 300 MVA		C		3,02			
θ <sub>max</sub> 60		F 1		k		0,93			
gar 60		Fax 0,5/0,31		Stred sm		2,95			
Kraft				D <sub>m</sub> cm		15			
N=5				Hel cm		14,6			
EG=10,8%				u <sub>1</sub> %		5,05			
FF=0,955				u <sub>2</sub> %		2,85			
				u <sub>1</sub> ger %		5,78			
				u <sub>2</sub> ger %		6			
				Tot %		± 10			
						Dat. 741008		Dat. 741009	
						ger.mv		gepr.mv	
						ges. In. V. B.			

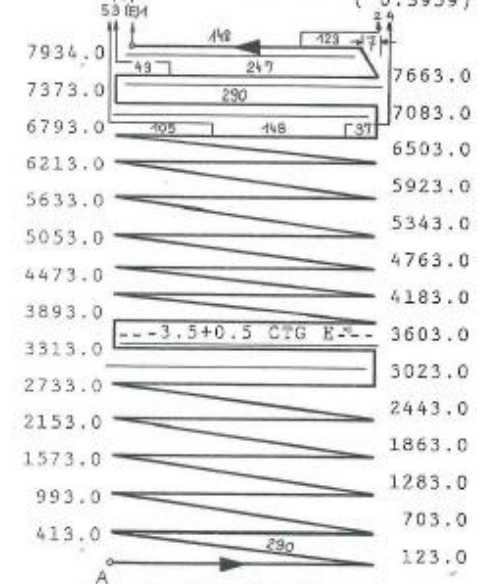
185

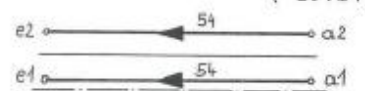
23,2

17,5



Transformator T90

Hermetik-  
 3PH. OEL-VERTEILTRANSFORMATOR TYP DOV 50/30 TA.NR. 12020-1  
 50.0 HZ, ONAN, Y ZN 5, OEVE - M20/1981, F.NR. 143451-480-  
 BESTELLER A.NR. SCH.NR. TA12020-2  
 WLG. US OS ZWISCHEN US/OS L.SCH: 728+50AH-9.28  
 KVA 50. STELLUNG 3  
 VOLT 35631. KVA 50. 2.593  
 VOLT 34965. UW V 3.075  
 VOLT 33300. C 0.917  
 VOLT 31635. K ROG 2.949 + 00347  
 VOLT 30969. D CM 15.40  
 HEL CM ( 230.) 22.7 ( 225.)  
 WDG/SCH 7934 -0.01% US % 5.74  
 WDG/SCH 7786 -0.01% UR % 2.40  
 WDG/SCH 2X 54 7416 0.00% UK % 6.49  
 WDG/SCH 7046 0.02% UKGAR 6.00  
 WDG/SCH 6898 0.02% TOL. +10.0  
 PRUEFSPG. 3.0 70.0 4.5 OS W 544.  
 NENNSTROM 68.7 0.87 US W 660.  
 S A/MM2 3.59 2.19 0.49 PK75 W 1204.  
 FOHM-75 W 633. 541. 2. TOL. 1200.  
 PZUS Z 2.0 0.1 24. TOL. +15.0  
 PABL Z 2.3 0.0 B T 1.779 LpA < 45 dB  
 NETZ MVA 1000. V16 W/KG 1.08  
 FRAD KN 47. P0 W 161.  
 FAX KN 4.1 2.9 POGARW 160.  
 DOELMI. K 41. TOL. +15.0  
 DWCK-OEL K 23. 23.\* IO Z 2.56  
 DW GER/GAR 64./65. 64./65. IO GAR TOL. +30.  
 DO GER/GAR 48./60. TOL. +30.  
 KW60/48 KW 1.84/1.40  
 \*)25XL, 5+9 BLANK ISOL. M KG SPULENHOEHE  
 2 (27.93)  
 OS RUNDdrahtLAGENWICKLUNG  
 27 LAGEN A 290.0X1X1 WDG 0.71 Ø 0.06 14303.8 50.4 291.0X1X 0.77= 224  
 ( 0.3959) FYW/2L 27653 LIS= 2  
 2JA= 74  
 KL= 300  


7934.0 7663.0  
 7373.0 7083.0  
 6793.0 6503.0 3X ( 6X0.06) LIS  
 6213.0 5923.0  
 5633.0 5343.0  
 5053.0 4763.0  
 4473.0 4183.0  
 3893.0 3603.0 12X(3X( 2X0.06))LIS  
 3313.0 3023.0 1X ( 6X0.06) zus. durchgehend  
 1X ( 6X0.06)  
 2733.0 2443.0 2X(3X( 2X0.06))LIS  
 2153.0 1863.0 2X(3X( 3X0.06))LIS (4.18/3.58) KV/MM  
 1573.0 1283.0 2X(3X( 4X0.06))LIS  
 993.0 703.0 2X(3X( 5X0.06))LIS  
 413.0 123.0 2X(3X( 6X0.06))LIS  
 1. LAGR ISOL. M KG 124X1.82= 226  
 Ø 1.5 0.3 184.4 2.9 2JA= 74  
 (1.767) KL= 300  
 US FLACHdrahtLAGENWICKLUNG  
 2 LAGEN A 54.0X1X1 WDG hochkant 4.00X5.00 0.26 120.1 20.5 55.0X1X 4.26= 234  
 ( 19.14) 0X 7.26= 0  
 2JA= 66  
 KL= 300  


e2 ← 54 → a2  
 e1 ← 54 → a1 1X(0.50)LIS  
 CU GES. 73.8 KG  
 190 OS 33.5-36.5MM, 156/223-229 211.88 7934-148-370-370-148  
 PR 0.5MM, 155/156 AUF Cg-e1-3,5+0,5  
 13.0 TB 2.0MM, 143/147 AUF 6.0 L, AUF 0.5 Pr  
 119 US 11.5MM, 107/130 0.03670 2X 54 GERE: 90-03-26 ell  
 2.5 TB 1.0MM, 105/107 AUF 1.5 L OHM/SCH. WDG./SCH. GEPR: 90-03-27  
 KERN N=4, D= 102, L= 300, A= 233, KA=0.657, GFE= 101.4 KG, DSHUS= 0.0 GESE: 90-03-27  
 DV 2 BMAX/MIN= 90/ 60 EG= 9.2 % AH1= 5.0  
 M2H V= 10.9491, L/D= 2.94 E/K=1.37 E\*K= 0.636  
 Gerechnet 1990 03 26